

Einfluss eines Mittelspannungsinselnetzes auf das Kurzschlussverhalten der unterlagerten Niederspannungsebene

Florian Grumm*, Marc Florian Meyer, Maik Plenz und Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85

* E-Mail: florian.grumm@hsu-hh.de

Kurzfassung—In diesem Beitrag werden das stationäre und transiente Verhalten eines aufgetretenen Mittelspannungsinselnetzes bei Fehlern auf der unterlagerten Niederspannungsebene betrachtet. Für das transiente Kurzschlussverhalten wird das Matlab-Simulink-Modell des aggregierten Netzmodells verwendet.

Stichworte—Mittelspannungsinselnetz, Kurzschlussleistung, transientes Verhalten

I. EINLEITUNG

Durch den Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen im Zuge der Energiewende in den letzten Jahren besteht die Gefahr von ungewollter Inselnetzbildung auf der Mittelspannungsebene, wie der folgende Fall zeigt:

“Am Freitag, den 18. Juli 2014, kam es um ca. 9 Uhr morgens bei Wartungsarbeiten zu einer ungewollten Trennung eines Mittelspannungsnetzes (20 kV) vom Verbundnetz bzw. der überlagerten Hochspannungsebene (110 kV). Aufgrund günstiger Umstände für ein Leistungsgleichgewicht fing sich der abgetrennte Netzabschnitt für ca. 5 Minuten im Inselnetzbetrieb. Nachdem die Inselnetzbildung erkannt wurde, konnte das Inselnetz durch manuelle Abschaltung einer großen Photovoltaikanlage (PV-Anlage) so stark destabilisiert werden, dass es zusammenbrach und das Mittelspannungsnetz spannungsfrei blieb.” [1] Abb. 1 zeigt ein kumuliertes Modell des aufgetretenen Inselnetzes.

Im zitierten Fall war die Inselnetzbildung begünstigt durch Generatoren eines Heizkraftwerkes; die Wirkleistungs-frequenz-Regelung der PV-Anlagen im Zusammenwirken mit der Rotationsenergie der Synchronmaschinen führt zu einem neuen stabilen Arbeitspunkt der Netzfrequenz oder zu einer nur sehr langsam ansteigenden Netzfrequenz. Dieser Fall des Zusammenwirkens von direktgekoppelten rotierenden Generatoren und leistungselektronisch-gekoppelten Erzeugungsanlagen ist „keine technische Sonderkonstellation“ [1], da diese Kombination in vielen Mittelspannungsnetzen auftritt [1], und Fälle wie dieser bekannt sind [2], [3].

Es stellt sich also die Frage: Wie wirkt sich die Inselnetz-bildung auf der Nieder- und Mittelspannungsebene auf das Kurzschlussverhalten der Niederspannungsebene aus?

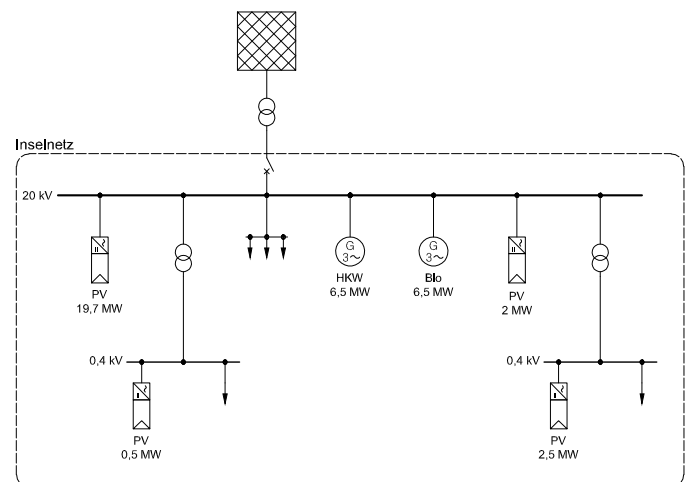


Abbildung 1: Kumuliertes Modell des Inselnetzes aus [1]

Zur Beantwortung dieser Frage wird das Simulink-Modell des aufgetretenen Inselnetzes aus [1] genutzt.

II. KURZSCHLUSSSTRÖME DER UNTERSCHIEDLICHEN GENERATOR-TYPEN

Kurzschlussstrom-Berechnungen bilden die Grundlage jeder Netzauslegung:

- Der größte auftretende Kurzschlussstrom bestimmt die thermische und mechanische Festigkeit der Betriebsmittel.
- Der kleinste auftretende Kurzschlussstrom ist für die Einstellung und Auslegung der Schutzelemente maßgebend.

Die internationale "Kurzschluss-Norm" ist die IEC 60909-0 und die für Deutschland angepasste Fassung ist die VDE 0102. Im Jahre 2016 wurde die IEC 60909-0 wesentlich verändert und an die jetzigen Netzbedingungen angepasst. Es wurde die Betrachtung von leistungselektronisch-gekoppelten Anlagen – Typ 2 Anlagen – hinzugefügt, die einen wesentlich geringeren Kurzschlussstrom besitzen als rotierende Generatoren – Typ 1 Anlagen. Eine übersichtliche Darstellung der Änderungen und Anpassungen finden sich in [4].

Im Falle des Inselnetzes lässt sich daher vermuten, dass

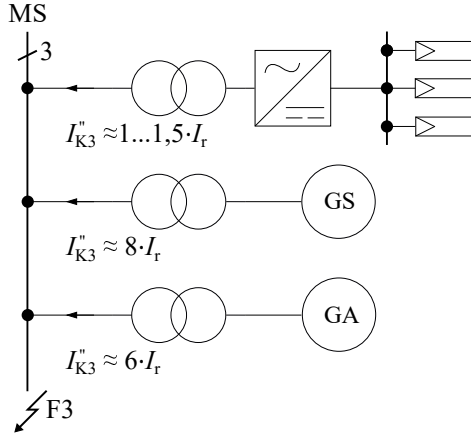


Abbildung 2: Übersicht des überschlägigen dreipoligen Anfangs-Kurzschlusswechselstromes für verschiedene Einspeisetypen. Die Werte für den Synchron- und Asynchrongenerator sind [5] entnommen. Der Wert für die Erzeugungsanlage vom Typ 2 ist ein Ergebnis aus [6], [7].

die Generatoren des Heizkraftwerks (HKW) und der Biogas-Anlage (Bio) einen Großteil der Kurzschlussleistung bereitstellen, vergl. Abb. 2. Die PV-Anlagen der Mittel- und Niederspannung haben, überschlägig betrachtet, nur ca. 20% des Kurzschlussstromes der Summe aus HKW und Biogas-Anlage. Das Verhalten von Erzeugungsanlagen bzw. die technischen Mindestanforderungen in Niederspannungsnetzen sind in der VDE-AR-N 4105 festgelegt und in der VDE-AR-N 4110 für Mittelspannungsnetze. Im folgenden werden die wichtigsten Anforderung für das Verhalten bei einem Netzfehler in Form eines Kurzschlusses angeführt:

A. Anforderung an Erzeugungsanlagen vom Typ 2 nach VDE-AR-N 4105 [5] – Niederspannungsebene

„Typ-2-Einheiten dürfen während eines Netzfehlers und einer Spannung an den Generatorklemmen der Erzeugungseinheit unterhalb von $0,8 U_n$ und oberhalb von $1,15 U_n$ weder einen Blind- noch einen Wirkstrom einspeisen.“ [5] Diese Maßnahme ist erforderlich, um das Phänomen „Blinding of Protection“ zu verhindern. Dennoch erfolgt die Abregelung des Einspeisestromes nicht instantan. Die genannte Anforderung ist erfüllt, wenn für den Einspeisestrom der Erzeugungsanlage I_{EZA2} gilt:

$$I_{EZA2}(t) \leq 0,2 I_{rEZA2} \text{ für } t_{\text{Fehler}} \geq 60 \text{ ms} \quad (1)$$

$$I_{EZA2}(t) \leq 0,1 I_{rEZA2} \text{ für } t_{\text{Fehler}} \geq 100 \text{ ms} \quad (2)$$

Die Fehlerzeit t_{Fehler} beginnt mit dem Zeitpunkt des Fehlerertritts. Für den unabhängig von der Erzeugungseinheit arbeitenden Netz- und Anlagenschutz mit Kuppelschalter gelten für den Spannungsrückgangsschutz folgende Werte:

- Spannungsrückgangsschutz $U <$: Netztrennung nach 3 s (Spannungsgrenze: $0,8 U_n$) [5]
- Spannungsrückgangsschutz $U \ll$: Netztrennung nach 300 ms (Spannungsgrenze: $0,45 U_n$) [5]

B. Anforderung nach VDE-AR-N 4110 [8]

„Ab Fehlerbeginn müssen die Erzeugungseinheiten die Spannung durch Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des

Blindstromes I_B (durch einen zusätzlichen Blindstrom ΔI_B) stützen.“ [8]

C. Ableitungen aus den Anforderungen an die Anlagen und den Ergebnissen aus [6]

- Anlagen vom Typ 2 speisen in der Niederspannung für maximal 60 ms das 1,5-fache ihres Bemessungsstromes I_r ein. Wie die Betrachtungen in [6] zeigen, bewirken PV-Anlagen in der Niederspannungsebene eine vernachlässigbare Veränderung des Kurzschlussstromes, obwohl sie einspeisen. Ihr Einfluss ist in konkreten Fällen gegebenenfalls simulatorisch zu überprüfen, wenn ihr Einfluss eine Änderung des Kurzschlussstromes von mehr als 5% erzeugt.
- Erzeugungseinheiten vom Typ 2 speisen in der Mittelspannung einen zusätzlichen Blindstrom in Abhängigkeit der Spannungsänderung ein. In diesem Beispiel handelt es sich um Anlagen mit Vollumrichter, daher ist der Kurzschlussstrom vom Hersteller anzugeben [9]. In erster Näherung gelten die Werte aus Abb.2. Für die stationäre Berechnung nach [9] ist von Stromquellen im Mitsystem auszugehen.

III. INSELNETZ-MODELL: STATIONÄRE UND TRANSIENTE ANALYSE

Abb. 1 aus der Einleitung zeigt das kumulierte Modell des aufgetretene Mittelspannungsinselnetzes und Tab. I listet die zugehörigen Lastdaten. Aufgrund der vorangegangenen Analyse werden die PV-Anlagen in der Niederspannungsebene in der folgenden stationären Betrachtung zur Kurzschlussleistung vernachlässigt.

A. Stationäre Betrachtungen zur Kurzschlussleistung

Die minimale dreipolige Kurzschlussleistung der Mittelspannungsebene $S''_{k \min}$ für einen stabilen Zustand dieses Inselnetzes ergibt sich, wenn alle vorhandenen Lasten S_{Last} nur aus den PV-Anlagen versorgt werden:

$$S''_{k \min} = \sum_{n=1}^l S_{\text{PV}} = S_{\text{Last}} \quad (3)$$

$$\approx 17,32 \text{ MVA.}$$

Unter Einbeziehung aller Erzeugungseinheiten der Mittelspannungsebene und den Faktoren entsprechend der Abb. 2

Tabelle I: Lastdaten des kumulierten Modells aus Abb. 1.

Last	Wirkleistung in (MW)	Blindleistung in (MVAR)
Mittelspannung	16,2	1,67
Niederspannungsnetz 1	0,3	0,0986
Niederspannungsnetz 2	0,7	0,231

berechnet sich die maximal zur Verfügung stehende dreipolige Kurzschlussleistung $S''_{k\max}$ zu:

$$S''_{k\max} = 8 \cdot S_{rG} + 1,5 \cdot \sum_{n=1}^l S_{rPVn} \quad (4)$$

$$\approx 136,5 \text{ MVA.}$$

S_{rG} : Bemessungsleistung der Synchrongeneratoren

S_{rPV} : Bemessungsleistung der PV-Anlagen

Vergleicht man die Kurzschlussleistung auf der Mittelspannungsebene S''_{kMS} des Inselnetzes (5) mit ermittelten Kurzschlussleistungen realer Mittelspannungsnetze, wie sie die Abb. 3 zeigt, ist zu erkennen, dass die im Inselnetz zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung im Bereich typischer Werte für ländliche Regionen von 20 MVA bis 60 MVA [10] liegt.

$$17,32 \text{ MVA} < S''_{kMS} \leq 136,5 \text{ MVA} \quad (5)$$

Ohne genau Kenntnisse der Netzstruktur lässt sich keine exakte Berechnung der Kurzschlussströme durchführen. Die hier angestellten Kurzschlussbetrachtung beziehen sich auf die unterlagerte Niederspannungsebene, daher ist von einem generatorfernen Kurzschluss auszugehen [11]. Aus den Betrachtungen lässt sich ein vereinfachtes Ersatzschaltbild, siehe Abb. 4, zur Abschätzung der Anfangskurzschluss-Wechselströme ableiten. Die abgeschätzten Ströme für unterschiedliche Koppel-Transformatoren zeigt Tab. II. Maßgeblich wird der Strom von der Längsimpedanz ($Z_T = R_T + jX_T$) des Koppel-Transformators und nicht von der Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes beeinflusst. Ähnliches zeigte sich schon bei der Untersuchung des Einflusses des Übertragungsnetzes auf die Kurzschlussströme der Mittel- und Niederspannungsebene [12], [13]. Nach dieser stationären Betrachtung steht im Mittelspannungsnetz ausreichend Kurzschlussleistung zur Fehlerklärung auf der Niederspannung zur Verfügung. Jedoch kann das Zuschalten einer großen Last, wie es der Fehler repräsentiert, zur Instabilität des Inselnetzes führen, daher wird

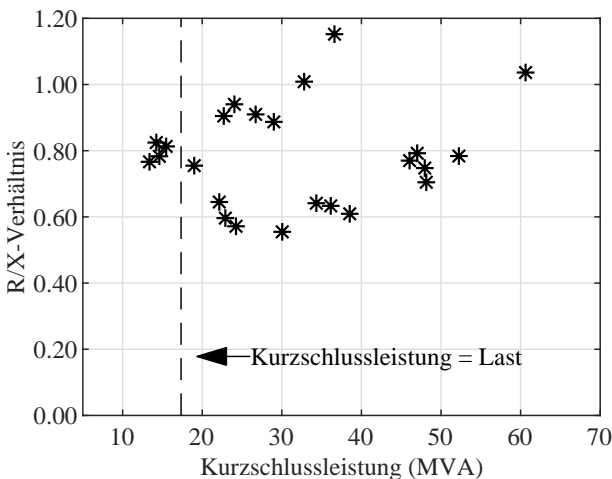


Abbildung 3: Kurzschlussleistungen und R/X -Verhältnisse aus [10] an der Oberspannungswicklung von MS/NS-Transformatoren im 20-kV-Mittelspannungsnetzen.

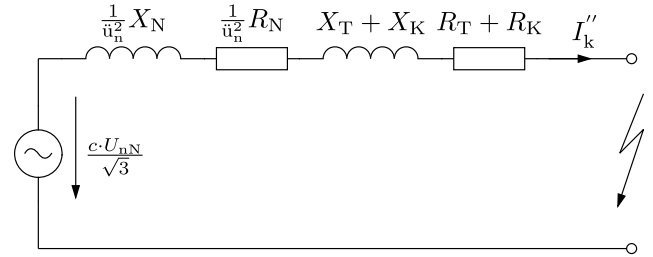


Abbildung 4: Vereinfachtes Ersatzschaltbild bezogen auf die Niederspannungsebene zum Abschätzen der Anfangskurzschluss-Wechselströme

Tabelle II: Berechnete Beträge des Anfangskurzschluss-Wechselstromes I''_K der unterlagerten Niederspannungsebene für zwei unterschiedliche Transformatoren und zwei Abgangslängen.

		Netzeinspeisung		
		S''_K	17,32 MVA	136,5 MVA
		R/X	1	0,6
Transformator	Abgangslänge*			
$S_{rT} = 630 \text{ kVA}$ $u_k = 4\%$ $P_k = 6900 \text{ kVA}$	10 m		18,68 kA	18,70 kA
	600 m		2,36 kA	2,36 kA
Transformator	Abgangslänge*			
$S_{rT} = 160 \text{ kVA}$ $u_k = 4\%$ $P_k = 3100 \text{ kVA}$	10 m		5,08 kA	5,09 kA
	100 m		4,01 kA	4,01 kA

* Den Abgang bildet ein Kabel NAYY 4x240mm².

im nächsten Abschnitt das transiente Verhalten untersucht.

B. Transiente Simulation des Inselnetzes

Das vereinfachte kumulierte Netzmodell wurde in Matlab Simulink implementiert und bereits in [1] für Analysen genutzt. Wird das Netzmodell aus Abb. 1 um einen einzelnen Strang, wie es Abb. 5 zeigt, erweitert, ist es möglich eine transiente Analyse des Kurzschlussverhalten des unterlagerten Niederspannungsnetzes durchzuführen [12]. Die Kombination der Parameter des Koppel-Transformators sowie

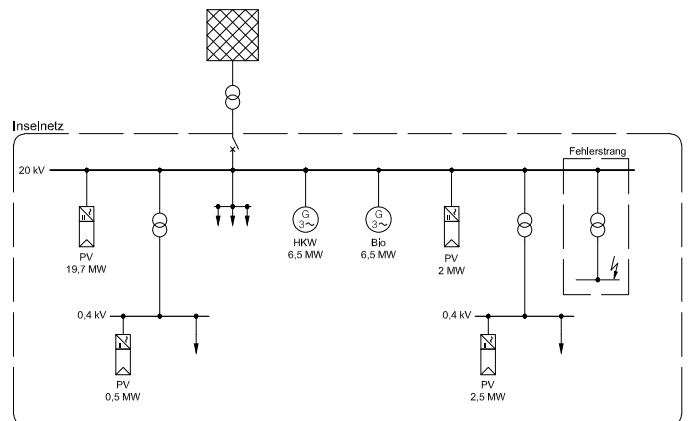


Abbildung 5: Inselnetz-Modell mit fehlerbehaftetem Netzstrang nach [12].

des Abgangskabels ermöglicht die Nachbildung verschiedener Fehlerschleifen-Impedanzen (6) [12].

$$\underline{Z}_{\text{Fehler}} = \frac{U_{rT}^2}{P_k} + j \frac{u_k U_{rT}^2}{S_{rT}} + l_k (R'_K + j X'_K) \quad (6)$$

U_{rT} : Bemessungsspannung Transformator

S_{rT} : Bemessungsscheinleistung Transformator

P_k : Wicklungsverluste Transformator

u_k : Relative Kurzschlussspannung Transformator

R'_K/X'_K : Widerstands- / Reaktanzbelag Kabel

l_k : Kabellänge

Der Ablauf der Simulationen ist, wie folgt:

- Nach 2 s tritt die Inselnetz-Bildung ein durch öffnen der Verbindung zur Hochspannungsebene. Dies ist im Strom I_{110kV} zu sehen.
- Nach weiteren 0,2s wird der dreipolige Kurzschluss auf der Niederspannungsseite des Transformators des Fehlerstranges eingebracht.

Abb. 6 zeigt die Simulationsergebnisse eines Kurzschlusses im Fehlerstrang, wenn der Transformator Parameter wie aus Tab. II aufweist. Das Inselnetz ist nicht mehr stabil aufgrund des Fehlers und bricht zusammen; das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch ist nicht mehr gegeben. Der Kurzschlussstrom auf der Niederspannungsebene ist mit den Werten aus Tab. II vergleichbar. Interessant ist, dass in diesem Szenario der Kurzschlussstrom-Beitrag der PV-Anlagen ähnlich ist zu dem der Synchrongeneratoren. Dies liegt darin begründet, dass hier kein Klemmenkurzschluss des Generators vorliegt, sondern ein impedanzbehafteter Kurzschluss, so dass der Fehlerstrom begrenzt ist.

Kleinere Lastsprünge durch eine erhöhte Fehlerschleifen-Impedanz – Fehler mit Abstand zum Koppel-Transformator – kann die Wirkleistungsfrequenz-Regelung der PV-Anlagen ausgleichen. Dies ist in Abb. 7 zu sehen, hier wurde ein Fehler mit 600 m Abstand zum Koppel-Transformator simuliert. Die Spannung U_{MS} bricht nur gering ein, somit bleibt das Inselnetz für eine längere Zeit bzw. vollständig stabil.

IV. FAZIT

In diesem Bericht wurden das Kurzschlussverhalten eines tatsächlich aufgetretenen Mittelspannungsinselfnetzes untersucht. Es erfolgte eine stationäre und transiente Betrachtung des Inselfnetzes bei einem Fehler auf der unterlagerten Niederspannungsebene. Die stationäre Betrachtung zur verfügbaren Kurzschlussleistung hat gezeigt, dass die Kurzschlussleistung der Mittelspannungsinselfnetze vergleichbar ist mit der ländlicher Mittelspannungsnetze.

Die Betrachtung zum transienten Verhalten ergaben, dass bei guter Kopplung der Niederspannungs- zur Mittelspannungsebene – Koppel-Transformator mit einer Bemessungsscheinleistung von ca. 630 kVA und Fehler an der Unterspannungssammelschiene – das Inselfnetz zusammenbricht. Die Wirkleistungsfrequenz-Regelung kann das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht ausgleichen.

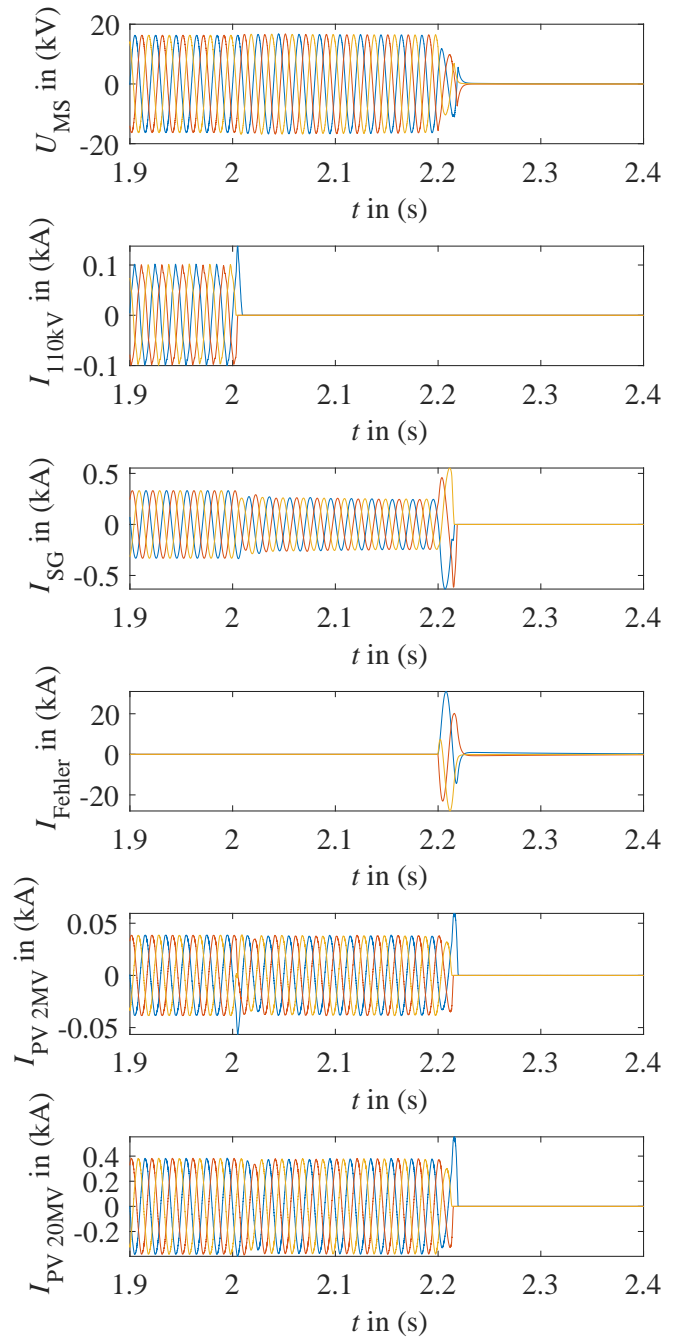


Abbildung 6: Fehler auf der Niederspannungsebene direkt an der Sammelschiene eines 630-kVA-Koppeltransformator. U_{MS} : Spannung der MS-Sammelschiene; I_{110kV} : Strom aus der 110-kV-Ebene; I_{SG} : Strom der Synchrongeneratoren; I_{Fehler} : Fehlerstrom am Niederspannungs-Abgang; I_{PV} : Strom der entsprechenden PV-Anlage auf der Mittelspannung.

Hingegen bei schlechterer Kopplung – Fehler mit größerem Abstand von ca. 600 m zum Koppeltransformator – bleibt das Inselnetz stabil.

Die hier durchgeführten Untersuchungen sind an einem konkreten Beispiel durchgeführt worden, daher sind weitere Untersuchungen zur Inselnetzbildung erforderlich, um eine abschließende Beurteilung des Kurzschlussverhaltens zu gewährleisten. Die Gefahr der Inselnetzbildung in der Mittelspannung wird für die nächsten Jahre eher steigen als abnehmen, da die geplante Abschaltung der Atomkraftwerke, die voraussichtliche Abschaltung der Kohlekraftwerke, die Integration von Speichern und die Koppelung der Energiesektoren mit Blockheizkraftwerken sowie größere Brennstoffzellen-Kraftwerken eine weitere Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen des Energieversorgungssystems befördert.

LITERATUR

- [1] M. F. Meyer, M. Dietmannsberger und D. Schulz, "Ausgestaltung robuster und sicherer Regelungssysteme zur Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Wissenschaftliches Gutachten, 1. Nov. 2017.
- [2] C. Li, "Unintentional islanding of distributed generation – Operating experiences from naturally-occurred events," in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, IEEE, 2014.
- [3] F. J. Pazos, "Operational Experience and Field Tests on Islanding Events caused by Large Photovoltaic Plants," in *21st International Conference on Electricity Distribution*, 6. Sep. 2011.
- [4] R. Schürhuber, "Die Kurzschlussnorm IEC 60909-0: 2016 – Neues und Änderungen," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 133, Nr. 4, S. 228–235, 2016.
- [5] VDE-AR-N 4105:2018-11, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.
- [6] F. Grumm, M. Plenz, M. Florian Meyer, M. Jordan, G. Kaatz und D. Schulz, "Influence of PV-Systems on Short-Circuit Currents in Low-Voltage Distribution Grids in Structurally Weak Areas," in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, 2018, S. 1–6.
- [7] F. Glinka, R. Bertram, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen und A. Schnettler, "Protection of today's and future low voltage grids with high DG penetration: Laboratory and simulative analysis of blinding of protection with inverters," in *13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP)*, 2016, S. 1–6.
- [8] VDE-AR-N 4110:2018-11, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung).
- [9] DIN EN 60909-0:2016-12, Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC 60909-0:2016), 2016.
- [10] J. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Erzeugungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten," Diss., Technische Universität Chemnitz, 2. Nov. 2002.
- [11] K. Heuck, K. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Vieweg, 2013.
- [12] F. Grumm, M. Plenz, M. F. Meyer, K. Lehmann und D. Schulz, "Investigation of Technologies and Parameters Influencing the Short-Circuit Current Level of Low-Voltage Distribution Networks," in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems – NEIS 2018*, 21. Sep. 2018.
- [13] H. Kühn, H. Föhring, B. C., K. T. und B. A., "Funktion des Netzschutzes bei zunehmender Einspeisung aus Leistungselektronik," 50hertz, Amprion, TENNET, TRANSNET BW, Techn. Ber., 2018. Adresse: [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%c3%b6ffentlichung/Abschlussbericht_Netzschutz_zunehmender_Einspeisung_LE\(1\).pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%c3%b6ffentlichung/Abschlussbericht_Netzschutz_zunehmender_Einspeisung_LE(1).pdf) (besucht am 25.09.2019).

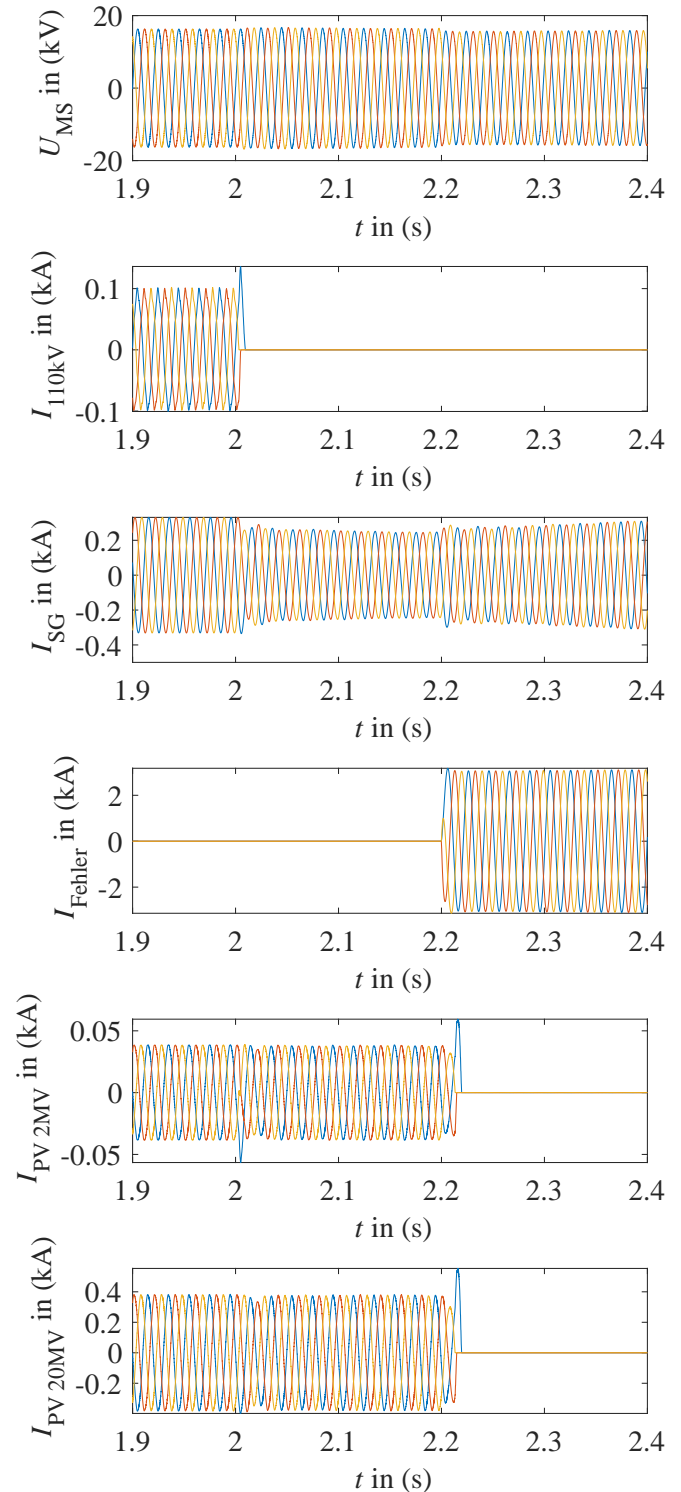


Abbildung 7: Fehler auf der Niederspannungsebene. 630-kVA-Koppeltransformator Fehlerentfernung 600 m. U_{MS} : Spannung der MS-Sammelschiene; I_{110kV} : Strom aus der 110-kV-Ebene; I_{SG} : Strom der Synchrongeneratoren; I_{Fehler} : Fehlerstrom am Niederspannungs-Abgang; I_{PV} : Strom der entsprechenden PV-Anlage auf der Mittelspannung.