

Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel des Netzschutzes in zukünftigen Verteilungsnetzen

Changed conditions for grid protection utilities in future distribution systems

Dipl.-Ing. Felix Glinka, Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck, Philipp Erlinghagen, M.Sc. M.Sc., Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, alle RWTH Aachen, Aachen, Deutschland, glinka@ifht.rwth-aachen.de
Prof. Dr.-Ing. Michael Igel, M.Sc. Marc Ames, alle HTW Saarbrücken, Saarbrücken, Deutschland; Dipl.-Wirt-Ing. Manuel Jäkel, Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, alle FGH e.V., Aachen, Deutschland; Dr.-Ing. Michael Anheuser, Siemens AG, Amberg, Deutschland

Kurzfassung

Durch den starken Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) ändern sich die Anforderungen und Aufgaben von Mittel- und Niederspannungsnetzen. Während im Normalbetrieb keine eindeutige Lastflussrichtung mehr existiert, werden im Fehlerfall Kurzschlüsse auch in nicht vermaschten Netzen von mehreren Seiten gespeist. Durch aktuelle und zukünftige Anforderungen an das Verhalten dezentraler Anlagen im Netzfehlerfall ergeben sich darüber hinaus veränderte Strom- und Spannungsverhältnisse als Reaktion auf Netzfehler. Deshalb ist die Anwendbarkeit bestehender Netzschutzkonzepte zu hinterfragen.

Abstract

The increase of decentralized energy resources leads to a change of the requirements and tasks of the medium and low voltage grids. While there is no distinct load flow direction during the normal state any more, short circuits can be fed from multiple directions during faults. The present and future requirements for the behavior of decentralized energy resources lead to altered current and voltage characteristics in case of grid faults. Therefore the applicability of present grid protection schemes needs to be investigated.

1 Einleitung

In den vergangenen Jahren ist in Deutschland, getrieben durch die politischen Ziele, ein deutlicher Zuwachs der installierten Leistung Erneuerbarer Energien (EE) zu verzeichnen. Die installierte Leistung ist in den letzten 15 Jahren um mehr als 80,8MW auf 93,1MW im Jahr 2014 gestiegen [1]. Das politisch formulierte Ziel ist ein Ausbau der EE hin zu einem Anteil von 80% an der gesamtdeutschen Stromversorgung bis zum Jahr 2050 [2]. Derzeit sind mehr als 90% der installierten EE-Leistung in der Verteilungsebene (V-Netz) angeschlossen, was einem Anteil von 98% aller installierter EE-Anlagen entspricht [3]. Ein Großteil dieser Dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) ist mittels Wechselrichtern (WR) an das Netz angeschlossen (**Bild 1**).

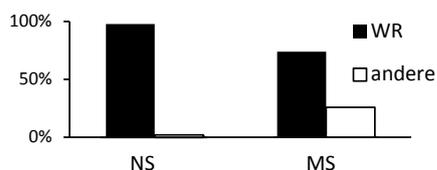


Bild 1 Anteil WR-EE-Anlagen je Spannungsebene eines V-Netz Betreibers mit >180.000 -DEA [4]

Dies führt zu Veränderungen der technischen Anforderungen und Randbedingungen im Verteilungsnetz durch neue Technologien, Netzbetriebsmittel und Netzregelun-

gen. Neben bidirektionalen Leistungsflüssen und zunehmenden Betriebsmittelauslastungen durch DEAs dauerhaft und im Betrieb veränderte Netztopologien denkbar. Insbesondere verändert sich das transiente Verhalten im Netz etwa als Reaktion auf Netzzustandsänderungen sowie die Einprägung harmonischen und zwischenharmonischen Stromanteilen durch zunehmend wechselrichtergekoppelte Anlagen.

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Forschungsprojekt „Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft“ (www.profudis.de) setzt sich mit der Fragestellung auseinander, in wieweit bestehende Netzschutzkonzepte in zukünftigen Verteilungsnetzen mit einer hohen Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) funktionstüchtig bleiben oder anzupassen sind. Innerhalb des Konsortiums aus Hochschulen (HTW Saar; RWTH Aachen), Forschungseinrichtungen (FGH e.V.) und Industriepartnern (RWE Deutschland, SMA, NH-HH Recycling, OMICRON, ABB, Schneider Electric, Siemens) sollen Möglichkeiten für zuverlässige, sichere und wirtschaftliche Schutzkonzepte sowie deren Bewertung für zukünftige Verteilungsnetze gefunden und die Grundlage zur Umsetzung entwickelt werden.

2 Verhalten dezentraler Anlagen im Netzfehlerfall

Die zunehmende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen führt neben Veränderungen der Leistungsflüsse im Normalbetrieb zu der Notwendigkeit eines definierten Verhaltens bei Netzfehlerfällen. Dieses ist durch die gültigen Normen und Anschlussbedingungen der Netzbetreiber vorgegeben.

Im Hoch- und Mittelspannungsnetz wird ein „Low Voltage Ride Through“ (LVRT) -Verhalten gefordert. Dies bedeutet einen Verbleib der Anlage am Netz in Abhängigkeit der Amplitude sowie der Dauer des am Anschlusspunkt der Anlage gemessenen Spannungseinbruches (z.B. [5]). Gleichzeitig kann durch den Netzbetreiber die Einspeisung eines definierten Kurzschlussstromes, die dynamische Netzstützung, gefordert werden [6].

Die Richtlinien und Vorgaben für das Verhalten der Anlagen bei dynamischer Netzstützung ermöglichen den Herstellern der DEA einen Spielraum in der Auslegung, der signifikanten Einfluss auf die von den Schutzgeräten detektierten Netzzustände haben kann [7].

Im Niederspannungsnetz wird in den aktuellen Richtlinien eine Trennung der Anlage bei Unterschreiten einer Spannung von 0.8 p.u. am Anschlusspunkt innerhalb von maximal 200ms vorgeschrieben [8]. Eine dynamische Netzstützung wird derzeit nicht gefordert. Eine Erweiterung der Forderung nach dynamischer Netzstützung auf die Niederspannungsebene ist jedoch Gegenstand aktueller Untersuchungen und Diskussionen [9].

3 Schutzherausforderungen

Die zunehmende DEA-Durchdringung (Absatz 1) im Verteilungsnetz macht eine Überprüfung der heute bestehenden Schutzkonzepte notwendig. Die Wahl und Auslegung der Schutzkonzepte beruht dabei auf den aktuell gültigen Normen und Richtlinien [10], den gängigen Berechnungsverfahren für die Kurzschlussstromberechnung [11], sowie der Erfahrung der zuständigen Mitarbeiter der Netzbetreiber. Die etablierten Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung sind derzeit nicht in der Lage insbesondere WR adäquat zu berücksichtigen. Die Verfahren werden aktuell diesbezüglich weiter entwickelt [4].

Im Folgenden werden exemplarische im Rahmen des Projektes „Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft“ identifizierte Schutzherausforderungen näher adressiert.

3.1 Unterscheidung von Normalbetriebsbereich und Fehlerbereich mit neuen Anforderungen

In konventionellen Mittel- und Niederspannungsnetzen ohne DEA ist ein ungerichteter Überstromzeitschutz als Selektivschutz in Strahlennetzen unter Berücksichtigung des FNN-Leitfadens zum Einsatz von Schutzsystemen [10] oftmals ausreichend. Durch die Bestrebung der Optimierung der Auslastung der Netze und Betriebsmittel zur Vermeidung kostenintensiver Netzertüchtigungs- und

Ausbaumaßnahmen bei gleichzeitiger maximaler Aufnahme von EE-Anlagen verringern sich jedoch die Abstände zwischen Normalbetrieb und Fehlerbereich (exemplarisch für den Strombetrag über dem Schutzgerät in Bild 2).

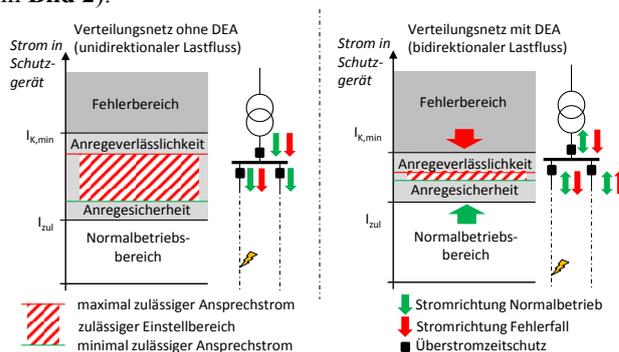


Bild 2 Veränderung der Sicherheitsabstände von Normalbetrieb und Fehlerbereich durch EE-Anlagen

Der maximale Betriebsstrom bei einer hohen dezentralen Einspeisung und einer gleichzeitig niedrigen Last kann sich hinsichtlich der Richtung umkehren und dabei ggf. auch höher ausfallen als im Betrieb mit hoher Last und fehlender unterlagerter Einspeisung. Hierbei werden in der Praxis sogar teilweise kurzfristige Überlastungen in Kauf genommen, wodurch sich die untere Grenze des zulässigen Einstellbereiches der Überstromanregung $I >$ nach oben verschiebt. Somit wird die Einstellung des Überstromzeitschutzes schwieriger. Als Folge wird in einigen Fällen der Einsatz eines anderen Schutzkonzeptes wie z.B. eines Distanzschutzes oder eines Differenzialschutzes erforderlich.

3.2 Auswirkungen des Lastverhaltens auf Kurzschlussgrößen

3.2.1 Hintergrund

In der Mittel- und Niederspannungsebene ist es heute oftmals noch üblich, den Strom als einziges Anrege- und Auslösekriterium für den Netzschutz zu nutzen, beispielsweise über UMZ-Relais oder Schmelzsicherungen. Dabei wird bei dem vom Schutzgerät ausgewerteten Strom nicht in der Flussrichtung unterschieden, um auf eine zusätzliche Spannungsmessung wie beim gerichteten UMZ-Schutz zu verzichten. Der Fehlerstrom wird neben der vorgelagert anstehenden Kurzschlussleistung auch vom Verhalten der im Netz angeschlossenen Kunden beeinflusst. Neben den Blindstromeinspeisungen von dezentralen Einspeisungen weisen auch Lasten je nach Gerätezusammensetzung bei Spannungseinbruch eine vom Betrieb im normalen Spannungsband abweichende Wirk- und Blindleistungsaufnahme auf. Sofern die niedrige Spannung nicht zu einer Abschaltung der entsprechenden Betriebsmittel führt, kann das geänderte Verhalten auch die von den Netzschutzgeräten wahrgenommenen Ströme maßgeblich beeinflussen. Demzufolge ist es vorstellbar, dass dies Fehlfunktionen des strombasierten Schutzes verursachen könnte.

Gemäß der aktuell gültigen Norm DIN VDE 0102/IEC60909 ist eine Vernachlässigung von Lasten

grundsätzlich zulässig [11]. Allenfalls werden dort für rotierende Maschinen aufgrund ihres aus der Feldverkettung gespeisten Kurzschlussstrombeitrages Berechnungsmodelle aufgeführt. Die ansonsten unterstellten passiven Verbrauchslasten mit konstantem Impedanzverhalten werden vernachlässigt. Mit der zunehmenden Verbreitung von leistungselektronisch gespeisten Verbrauchsgeschichten stellt sich jedoch die Frage, ob diese Näherung noch zulässig ist. In **Bild 3** ist das Verhalten einiger exemplarischer Geräte bei einem Spannungseinbruch auf $0,5 U_N$ dargestellt [12]. Dabei werden die angegebenen Leistungsfaktoren im Nennbetrieb als Ausgangspunkt gewählt. Zu erkennen ist, dass mit der Spannungsabsenkung je nach Gerät sowohl ein stärker induktives als auch ein Übergang in ein kapazitives Verhalten auftreten kann. Zusätzlich verändert sich auch die Wirkleistungsaufnahme, meist in Form einer Reduktion.

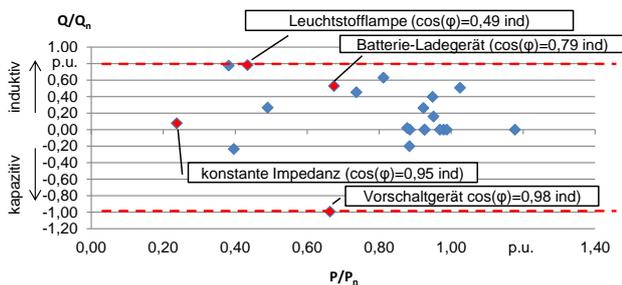


Bild 3 Geräteklassen und deren geändertes Wirk- und Blindstromverhalten bei Spannungseinbrüchen von $0,5 U_n$

Den stärksten Blindleistungsbedarf bei Spannungseinbruch weisen hier die Verbraucherklassen „Leuchtstofflampe“ und „Batterie-Ladegerät“ (induktiv) sowie „Vorschaltgerät“ (kapazitiv) auf.

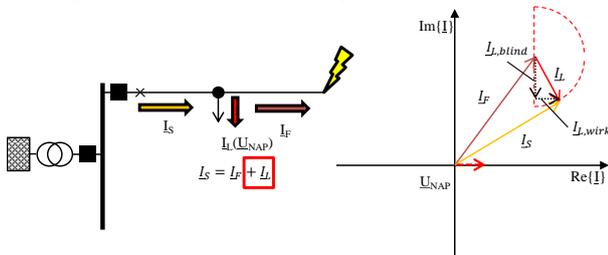


Bild 4 Einfluss des Laststromes I_L auf den Strom über das Schutzgerät I_S bei einem Fehler am Ende des Abganges

Hierbei reduziert die Klasse „Leuchtstofflampe“ jedoch stärker die Wirkleistungsaufnahme. Anhand zweier Skizzen wird in **Bild 4** und **Bild 5** verdeutlicht, welche Auswirkungen diese Änderungen auf den Anregestrom des Netzschutzes I_S haben können.

In einem fehlerbehafteten Abgang ohne Last oder Einspeisung entspricht der Fehlerstrom dem Strom über das Schutzgerät ($I_S = I_F$). Der Strom ist lediglich von der Leitungs- und Transformatorimpedanz sowie der Kurzschlussleistung des überlagerten Netzes abhängig. Der Stromanteil einer zusätzlichen Last I_L verändert I_S je nachdem, wie groß der eingespeiste oder entnommene Wirk- und Blindstrom ist. Hierbei sind alle Zustände denkbar, die durch den im Zeigerdiagramm dargestellten gestrichelten Halbkreis um den Zeiger für I_L skizziert

wurden. Der Fall, bei dem durch ein ungünstiges Blindstromverhalten eine Absenkung des Stroms über Schutzgerät gegenüber dem Fehlerstrom entsteht, wäre bei einem stark induktiven Lastverhalten mit gleichzeitig geringem Wirkstrom zu erwarten. Bei größerer Wirkstromaufnahme wird allerdings die Betragsdifferenz zwischen I_S und I_F reduziert oder führt sogar dazu, dass I_S größer als I_F werden kann. Dieses Verhalten wird exemplarisch anhand der beiden induktiven Verbraucherklassen „Leuchtstofflampe“ und „Ladegerät“ betrachtet, die beide bei einem Spannungseinbruch zwar in etwa die gleiche Blind-, aber eine unterschiedliche Wirkleistung aufnehmen (vgl. Bild 3).

Eine andere Möglichkeit, dass ein Schutzgerät einen reduzierten Fehlerstrom I_S wahrnimmt, wäre ein starkes kapazitives Verhalten von Lasten in einem parallelen Abgang, wie in Bild 5 dargestellt.

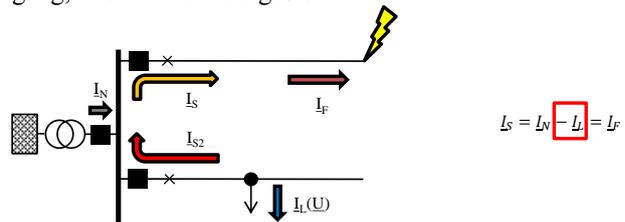


Bild 5 Einfluss des Laststromes I_L in parallelen Abgängen auf I_S bei einem Fehler am Ende des Abganges

Durch den Anschluss in einem anderen Abgang verändert sich der Einfluss auf I_S gemäß der Formel in Bild 5. Dementsprechend werden im Folgenden die beiden Anordnungen aus Bild 4 und Bild 5 betrachtet und Simulationsergebnisse zu möglichen kritischen Lastverteilungen vorgestellt.

3.2.2 Simulation des Lastverhaltens

In einem Netzberechnungsprogramm wurden die zwei Anordnungen quasistationär simuliert (**Bild 6**). Hierbei wurden unterschiedliche Geräte verwendet und deren Auswirkung auf den Strom über das Schutzgerät verglichen:

- in Abgang 1 Geräte, bei denen die Impedanz als konstant über die Spannung angenommen wird, somit der Leistungsfaktor identisch bleibt, und Geräte mit induktivem Verhalten bei Spannungseinbruch („Leuchtstofflampe“ und „Ladegerät“)
- in Abgang 2 ebenfalls eine konstante Impedanz und Geräte mit kapazitivem Verhalten („Vorschaltgerät“).

Das Verbraucherverhalten entsprechend Bild 3 wird über Polynommodelle (ZIP-Modelle) abgebildet [13]. Es wird ein 20-kV-Netz betrachtet und ein Fehler am Ende des Abganges 1 angenommen. Die Verbrauchsgeschichten werden über Summenlasten von 9,6 MVA im fehlerfreien Zustand in Abgang 1 oder in Abgang 2 nachgebildet.

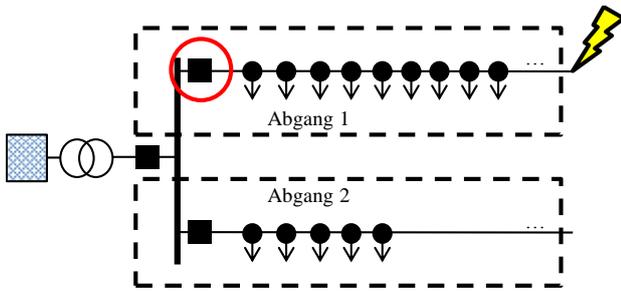


Bild 6 Untersuchtes exemplarisches 20kV-Netz

Bild 7 zeigt den Unterschied des vom Schutzgerät ausgewerteten Strombetrags zwischen Berechnung mit Berücksichtigung von Verbrauchsgeräten als konstante Impedanz und mit dem oben erläuterten spannungsabhängigen Geräteverhalten als absolute Änderung gegenüber der in DIN VDE 0102/IEC60909 vorgeschriebenen Vernachlässigung dieser Geräte für die fünf betrachteten Fälle.

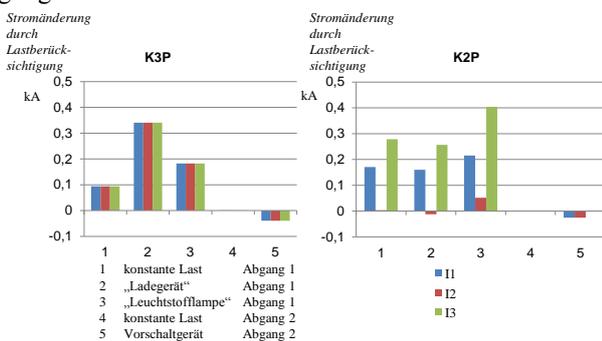


Bild 7 Veränderung von I_S bei Berücksichtigung des unterschiedlichen P- und Q-Verhaltens von Geräten bei Spannungseinbruch

Zu erkennen ist, dass sowohl bei einem zweipoligen als auch bei einem dreipoligen Fehler nur bei einem Lastverhalten entsprechend „Vorschaltgerät“ in Abgang 2 der Strombetrag am Schutzgerät leicht geringer ausfällt als bei einer Rechnung ohne Last (ca. 4 % bezogen auf den Fall ohne Lastberücksichtigung). Bei allen anderen Varianten ist sogar eine Erhöhung gegenüber der Nichtberücksichtigung des Laststromes zu beobachten. Eine Nichtberücksichtigung des Laststromes ist somit bei den restlichen Situationen eine Worst-Case Abschätzung für den minimalen Kurzschlussstrom. Eine konstante Impedanz in Abgang 2 hat auf einem Fehler in Abgang 1 keinen Einfluss. Der Unterschied zwischen den Ergebnissen für die Geräteklasse „Ladegerät“ und „Leuchtstofflampe“ kann vor allem mit der Spannungsabhängigkeit des Wirkleistungsbedarfs der Lasten erklärt werden, welche dazu führt, dass sich bei gleicher Blindleistung die Ströme entsprechend Bild 4 vektoriell so überlagern, dass im Fall des Ladegerätes ein höherer Strom I_S über dem Schutzgerät resultiert.

Bei einem unsymmetrischen Fehler - hier am Beispiel des zweipoligen Kurzschlusses zwischen L1 und L2 - kann prinzipiell ein ähnliches Verhalten beobachtet werden, jedoch mit unterschiedlichen Ausprägungen in den verschiedenen Phasen. Eine Erklärung liefert die Annahme eines erdschlusskompensierten Netzes mit symmetrischen Einspeisungen. Der geänderte Blindstrombezug wird in

allen drei Phasen gleich groß angenommen. Hierdurch wird das resultierende Spannungsdreieck verzerrt und auch in der gesunden Phase der Strom verändert.

3.2.3 Schlussfolgerung

Grundsätzlich ist festzustellen, dass das spannungsabhängige Lastverhalten einen Einfluss auf den vom Netzschutz verwendeten Anregestrom besitzt. Dieser Einfluss ist jedoch auch schon bei detaillierterer Modellierung von Lasten mit konstanter Impedanz zu erkennen. Die in der VDE 0102 aufgeführte Vereinfachung durch nicht-Berücksichtigung von Lasten ist aus Sicht des Netzschutzes für die meisten Fälle unkritisch zu sehen. Allenfalls bei Lasten mit geringem Wirkstrombezug bei hohem Blindstrombezug kann es in einigen Fällen zu einer Überschätzung des Stromes am Schutzeinbauort kommen, welcher jedoch auch in diesen Fällen sehr gering ist. Die Durchmischung unterschiedlicher Lasten reduziert diesen Effekt in realen Netzen zusätzlich. Aus diesem Grund kann auf die detaillierte Abbildung von Verbraucherverhalten im Fehlerfall bei der Bewertung des Netzschutzes, zumindest aus dem Niederspannungsnetz, verzichtet werden, wenn nach wie vor übliche Anregesicherheiten genutzt werden [10].

3.3 Blinding von Schutzeinrichtungen

Der Fehlerstrombeitrag dezentraler Erzeugungsanlagen kann zu einer Veränderung des Kurzschlussstrombeitrages des überlagerten Netzes im Mit-, Gegen- und Nullsystem sowie in der Phasenlage führen. Tritt etwa am Ende eines einseitig gespeisten Netzstrangs ein Fehler auf, fließt in Abhängigkeit der Netzgegebenheiten sowie der Fehlerart und der Fehlerübergangsimpedanz ein Kurzschlussstrom über den speisenden Transformator und die folgenden Leitungen bis zur Fehlerstelle (**Bild 8**).

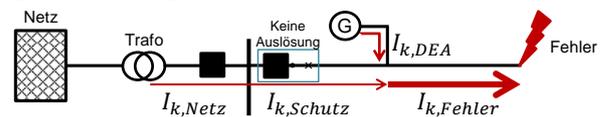


Bild 8 Auswirkung auf Schutzauslösung durch DEA: Blinding [14]

Ist im Verlauf des Stranges zusätzlich eine dezentrale Erzeugungsanlage angeschlossen, leistet diese Anlage ebenfalls einen Beitrag zum Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle. Dies führt zu einer Anhebung des Potentials an der Einspeisestelle und resultierend zu einer Reduktion des Kurzschlussstrombeitrages des überlagerten Netzes. Die Folge können Auswirkungen auf die Auslösezeit sowie die zuverlässige Funktionalität von sowohl Überstrom- als auch Impedanz-basierten Hauptschutzkonzepten am Stranganfang und ortsfernen Reserveschutzkonzepten sein. Das Phänomen ist unter dem Begriff „Blinding“ in der Literatur aufgeführt [15, 16].

Es sind verschiedene Untersuchungen hinsichtlich des Auftretens von Blinding bekannt. Hierbei wird der Fokus meist auf die Mittelspannungsebene gelegt. Aufgrund des um den Faktor 6 (Asynchrongeneratoren) bzw. 8 (Synchrongeneratoren) erhöhten Kurzschlussstrombeitrages im Vergleich zum Bemessungsstrom führen direktgekopp-

pelte Generatoren zu einer deutlichen Veränderung des Kurzschlussstromes des überlagerten Netzes.

Im Folgenden wird die Möglichkeit des Blinding von Schutzeinrichtungen im Niederspannungsbereich (NS) erläutert. Als Untersuchungsgebiet wird ein NS-Netzstrang mit einer Länge von 761m 4x150mm²NAYY Leitung betrachtet (**Bild 9**).

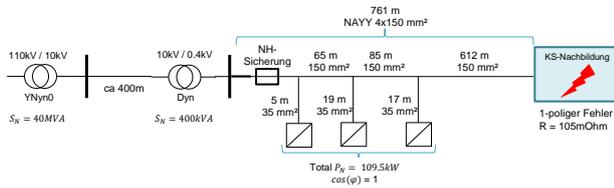


Bild 9 Versuchsnetz Blinding IFHT

Der Netzstrang ist mittels eines 400kVA Dyn Ortsnetztransformators an das überlagerte 10kV Netz angebunden. Die dezentralen Einspeiser bestehen ausschließlich aus Photovoltaik (PV)-Wechselrichtern mit einer Gesamtleistung von 109,5kW. Die Anlagen sind an drei Hausanschlusspunkten auf den ersten 150m des Stranges angeschlossen. Hierzu wird jeweils eine 4x35mm² NAYY Leitung von maximal 19m Länge verwendet. Dies entspricht typischen Hausanschlusslängen. Die Anlagen sind nach der gültigen AR-N 4105 mit einem Unterspannungsschutz ab 0,8p.u. parametrisiert [8]. Alle Anlagen speisen mit einem $\cos(\varphi) = 1$ reine Wirkleistung in den Netzstrang. Da es in der Praxis in vielen Fällen üblich ist, Anlagen <30kW ohne Netzberechnung zu genehmigen kann der gewählte Aufbau als realitätsnah eingestuft werden.

Am Ende des Stranges wird ein einphasiger Fehler (L1-PEN) mit einer Fehlerübergangsimpedanz von 105mΩ angenommen. Dies entspricht einem hochohmigen Fehler etwa in einem Kabelverteilerschrank am Ende der Leitung. Der Fokus der Ergebnisbewertung liegt auf dem Schutzelement am Stranganfang. Basierend auf der betrachteten Länge sowie des Leitungstyps wird eine 250A NH2-gG Sicherung zu Grunde gelegt. Diese muss ab einem Strom von 400A (1,6-facher Bemessungsstrom) das unterlagerte Netzgebiet in weniger als 180 Minuten abschalten [17]. Dieser Wert wird im Folgenden als Bewertungsgrenze herangezogen.

Mittels einer am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen implementierten, asymmetrischer Kurzschlussstromberechnung auf Basis des Stromquellenüberlagerungsverfahrens [4] wird das Netz zunächst unter Vernachlässigung der PV-WR berechnet. Im Anschluss wird die Berechnung unter Berücksichtigung der vollen Einspeiseleistung wiederholt. Es zeigt sich eine Absenkung des Stromes durch die Sicherung der Phase L1 am Stranganfang um 28% auf 363A. Die Auslösung der Sicherung ist daher unter dem Einfluss der dezentralen Anlagen als stark verzögert, bzw. unsicher zu bewerten.

Der gezeigte Testaufbau wird darüber hinaus im Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien des Instituts für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen nachgebildet. Das Testzentrum bietet dabei die technischen Möglichkeiten für Kurzschluss-Experimente zur Verifikation von Modellen einzelner Komponenten sowie ganzer Verteilernetzsysteme auf Basis handelsüblicher

Komponenten im Realnetzaufbau. Der Aufbau entspricht dem simulierten System (**Bild 9**). Als Einspeiser werden insgesamt 13 handelsübliche 1- und 3-phasige PV-Wechselrichter 3 verschiedener Hersteller mit Leistungen zwischen 3 – 30kW verwendet. Für die Realisierung des Kurzschlusses am Ende der Leitung kommt eine am IFHT entworfene Kurzschlussnachbildung zum Einsatz. Diese bietet die Möglichkeit ein- bis dreipolige Fehlersituationen mit einstellbaren, asymmetrischen Fehlerimpedanzen zu definierten Zeitpunkten in das Versuchsnetz zu schalten [18]. Mittels Transientenrekordern werden die Zeitverläufe von Strom- und Spannung an insgesamt 7 Messpunkten im Netz in allen 4 Leitern aufgezeichnet.

Analog zu der Berechnung werden im Versuch die Situation ohne Beitrag und mit voller Einspeisung der PV Wechselrichter aufgenommen. Es resultiert eine Reduktion des Fehlerstroms in Phase L1 am Stranganfang durch den Einfluss der dezentralen Erzeuger um 27% auf 359A (**Bild 10**).

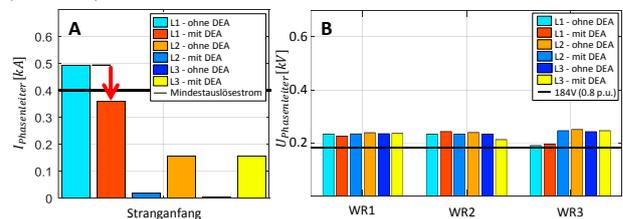


Bild 10 Messung: Blinding durch WR in NS-Strang (A: I_{ph} , Stranganfang, B: U_{WR} am WR-Anschlusspunkt)

Die Spannung an den Anschlussklemmen der Einspeiser bleibt dabei aufgrund des Verhältnisses der Impedanz zwischen Einspeiser und Fehler, der Fehlerübergangsimpedanz sowie dem resultierenden Fehlerstrom oberhalb der nach ARN4105 definierten Grenze der Unterspannungsabschaltung von 0,8p.u. Es kommt daher nicht zur Abschaltung der Einspeiser.

Die folgenden Schlussfolgerungen können resultierend festgehalten werden:

- Die Möglichkeit des Blinding von NH Sicherungen im NS-Bereich ist simulativ nachweisbar.
- Die Möglichkeit des Blinding von NH Sicherungen im NS-Bereich ist im Versuch mittels Realnetzaufbau nachweisbar.

3.4 Mitgehende Auslösung

Werden zwei benachbarte Netz-Stränge betrachtet, in denen einer der beiden fehlerbehaftet ist, kommt es im Fall ohne dezentrale Einspeisung zu einem vom überlagerten Netz gespeisten Fehlerstrom über das Schutzelement am Stranganfang des fehlerbehafteten Stranges (**Bild 12**).

Unter der Voraussetzung korrekter Netzplanung auf Basis der aktuellen Richtlinien und Vorgaben schaltet das betroffene Schutzelement den Fehlerstrom plangemäß ab. Das Schutzelement des benachbarten Strangs ist hierbei nicht betroffen und schaltet nicht. Bei Betrachtung des Falles einer DEA im benachbarten Strang kommt es im Fehlerfall zu einem Fehlerstrombeitrag durch die DEA. In Abhängigkeit unter anderem des Typs sowie der Leistung der DEA kann dies zu einer fälschlichen Auslösung des

Schutzelementes am Stranganfang des fehlerfreien Stranges führen (Bild 11). Dieser Effekt ist in der Literatur als „mitgehende Auslösung“ (Sympathetic Tripping) bekannt [16, 19].

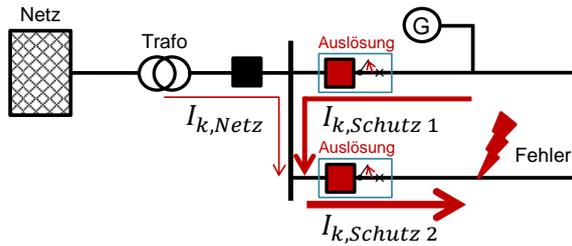


Bild 11 Auswirkung auf Schutzauslösung durch DEA: Sympathetic Tripping [14]

Es sind verschiedene Untersuchungen hinsichtlich des Auftretens von Sympathetic Tripping zu finden. Hierbei wird der Fokus meist auf die Mittelspannungsebene gelegt. Der um den Faktor 6 (Asynchrongeneratoren) bzw. 8 (Synchrongeneratoren) erhöhte Kurzschlussstrombeitrages im Vergleich zum Bemessungsstrom direktgekoppelter Generatoren kann hierbei zu einer fehlerhaften Auslösung des Schutzelementes im benachbarten Strang führen. Im Folgenden wird die Möglichkeit von Sympathetic Tripping im Niederspannungsbereich betrachtet. Grundlage der Untersuchung ist eine Versuchsnetzstruktur mit zwei benachbarten Strängen (4x150mm² NAYY) (**Bild 12**).

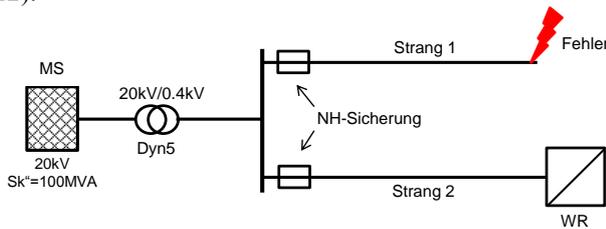


Bild 12 Versuchsnetz Sympathetic Tripping

Gespeist wird das Versuchsnetz durch ein überlagertes Mittelspannungsnetz sowie einen Dyn5 Ortsnetztransformator. Am Ende von Strang 2 ist ein Ersatzwechselrichter angeschlossen. Dieser ist im Sinne der Betrachtung eines Zukunftsszenarios nach MS-Richtlinie parametrisiert und leistet daher dynamische Netzstützung im Fehlerfall [5]. Es werden verschiedene Szenarien der Überdimensionierung der Ventile des Ersatzwechselrichters betrachtet. Diese Überdimensionierung ermöglicht eine entsprechend erhöhte Blindstrombereitstellung im Falle dynamischer Netzstützung. Der Fehler wird am Ende von Strang 1 verortet. Den Schutz an beiden Stranganfängen realisiert jeweils eine NH2-gG Sicherung. Die NH Sicherung an Strang 1 ist dabei mit einem Bemessungsstrom von 225A dimensioniert. Die folgenden Parameter werden im Rahmen einer Parametervariation mittels eines vollfaktoriellen Versuchsplanes betrachtet (**Tabelle 1**):

Betriebsmittel	Parameter	Von / bis
ONS	S_{Nenn}	250kVA und 630kVA
Strang 1	Länge	50m bis 800m
Strang 2	Länge	50m bis 800m
Sicherung (Strang 2)	$I_{n,NH,2}$	63A; 100A; 160A; 200A; 224A
WR	Nennstrom	$I_{n,NH,2} * (1,0; 2,0; 3,0)$
	k-Faktor	0 und 2
Fehler	Fehlerart	1-, 2- und 3-polig

Tabelle 1 Variationsparameter Symp. Tripping

Mittels eines am IFHT implementierten quasistationären Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung wurde eine Berechnung des vollfaktoriellen Versuchsplans durchgeführt. Zur Auswertung wurden die Ströme durch die NH-Sicherungen an beiden Stranganfängen herangezogen. Es soll die Frage geklärt werden, ob Situationen existieren in denen:

- Es überhaupt zu einer Auslösung der NH Sicherung in Strang 2 kommen kann:
 $I''_{k,Strang2} > 1,6 * I_{n,NH,2}$
- Der auf den Sicherungsbemessungsstrom $I_{n,NH,1}$ bezogene Strom in Strang 1 kleiner ist als der auf $I_{n,NH,2}$ bezogene Strom in Strang 2 (zeitlich frühere Auslösung der Sicherung in Strang 2)
 $\frac{I''_{k,Strang1}}{I_{n,NH,1}} < \frac{I''_{k,Strang2}}{I_{n,NH,2}}$

Die Ergebnisse zeigen, dass es nur in einer Teilmenge der untersuchten Fälle zu einer Auslösung der Sicherung in Strang 2 kommen könnte (**Bild 13**).

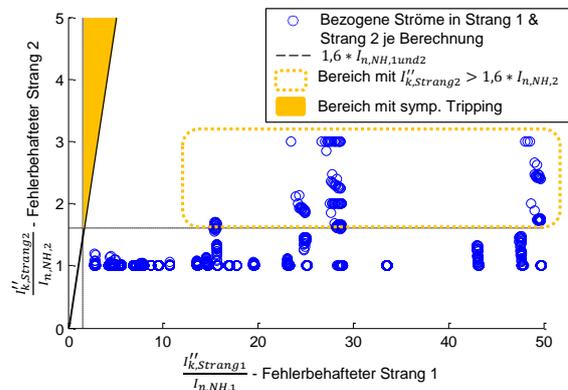


Bild 13 Ergebnisse Parametervariation Sympathetic Tripping durch WR im NS-Netz

Darüber hinaus ist zu erkennen, dass in allen Fällen $\frac{I''_{k,Strang1}}{I_{n,NH,1}} \gg \frac{I''_{k,Strang2}}{I_{n,NH,2}}$ gilt und somit eine Auslösung der Sicherung in Strang 1 deutlich vor der in Strang 2 zu erwarten ist. Es tritt also in keinem der betrachteten Fälle Sympathetic Tripping auf. In wie weit dies auch für die eventuell zukünftige Verwendung digitaler Schutzgeräte in der NS-Ebene gilt bedarf weiterer Untersuchungen. Darüber hinaus ist eine direkte Übertragung der Ergebnisse auf höhere Spannungsebenen nicht zulässig.

3.5 Dynamische Fehlerströme unter Einfluss dezentraler Erzeuger

Neben den Auswirkungen auf die quasistationären Fehlerströme, verändern sich durch die zunehmende Integration dezentraler Erzeuger die Verhältnisse während der transienten Übergänge bei Fehlereintritt. Dies macht die Betrachtung mittels dynamischer Simulation notwendig um etwaige Wechselwirkungen der Einspeiser untereinander, sowie mit der verwendeten Schutztechnik erkennen zu können. Im Zuge der Netzplanung und Schutzauslegung in der Praxis stellt dies aufgrund der notwendigen Modellbildung und zunehmenden Parametervielfalt und Komplexität einen signifikanten Mehraufwand dar. Es besteht daher die Bestrebung auf Basis einer umfassenden Analyse der dynamischen Vorgänge in Verteilungsnetzen mit hoher DEA Durchdringung vereinfachte Berechnungsmethoden abzuleiten. Im Folgenden wird eine exemplarische Betrachtung eines Mittelspannungsnetzes mittels EMT-Simulation vorgestellt. Darüber hinaus zeigen Ergebnisse der Vermessung eines exemplarischen NS-Strangs die Auswirkungen dynamischer Netzstützung bei verteilten PV-WR Anlagen in potentiellen zukünftigen Netzen.

3.5.1 Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen in Mittelspannungsnetzen

Durch die Veränderungen in den elektrischen Energieversorgungsnetzen weg von Kraftwerken mit Synchrongeneratoren hin zu Umrichter gestützten DEA ändern sich auch die Anforderungen an die Netzschutztechnik. Die zurückgehende Kurzschlussleistung und die zunehmende Anzahl von DEA-Zwischeneinspeisungen stellen die Anregesicherheit aber auch das Auslöseverhalten des Netzschutzes in Frage. Um derartige Szenarien simulativ im Zeitbereich untersuchen zu können, werden geeignete numerische Modelle von DEA und Netzschutz benötigt, die es ermöglichen, das Echtzeitverhalten zu simulieren.

Bild 14 zeigt ein Mittelspannungsnetz mit zwei Abgängen. Am Ende des oberen Abgangs befindet sich eine DEA, in diesem Fall ein Windpark, mit einer Nennscheinleistung von $S_n=14\text{MVA}$. Die DEA wird gemäß BDEW-Richtlinie [5] betrieben. Der Blindstromstatikfaktor k zur definierten Blindstromeinspeisung im Fehlerfall (LVRT-Betrieb) beträgt $k=2$. Vor Fehlereintritt ($t<500\text{ms}$) wird die DEA mit einem Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) = 1$ und Nennwirkleistung betrieben. Am Ende des unteren Abgangs ist ein symmetrischer 2MW -Verbraucher angeschlossen.

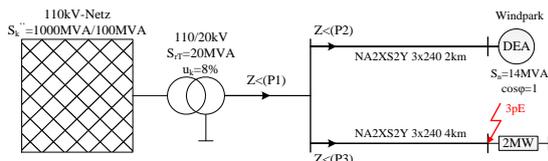


Bild 14 Mittelspannungsnetz mit DEA und Distanzschutz

Die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_k des vorgelagerten 110kV -Netzes wird von 1000MVA auf

100MVA schrittweise reduziert. Dadurch werden die sich zunehmend verändernden Netzbedingungen durch Einbringung von DEA abgebildet. Zur Untersuchung des Einfluss der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung des vorgelagerten Netzes wird ein dreipoliger Kurzschluss ($3pE$ in Bild 14) nach 500ms zugeschaltet.

Bild 15 zeigt das Verhalten der Leiterströme an den drei Messstellen der Distanzschutzgeräte $Z<(P1)$, $Z<(P2)$ und $Z<(P3)$ bei einer Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung von 1000MVA . Es ist zu erkennen, dass der Kurzschlussstrom $i_{3,L1}$ am Anfang des kurzschlussbetroffenen Abgangs hauptsächlich vom Kurzschlussstrom des vorgelagerten Netzes $i_{1,L1}$ bereitgestellt wird. Der Kurzschlussstrombeitrag des Windparks $i_{2,L1}$ ist relativ gering:

$$\frac{\Delta i}{i_{3,L1}} = \frac{i_{3,L1} - i_{1,L1}}{i_{3,L1}} \approx 5\%$$

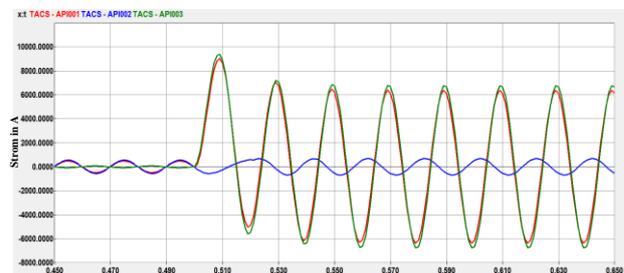


Bild 15 Leiterströme bei $S_k=1000\text{MVA}$

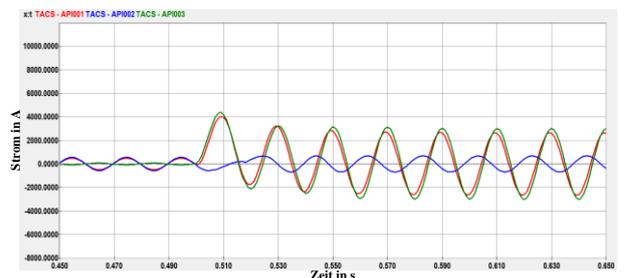


Bild 16 Leiterströme bei $S_k=100\text{MVA}$

Verkleinert sich die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung auf 100MVA so ergeben sich die Stromverläufe nach **Bild 16**.

Durch die reduzierte Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung verkleinert sich der Kurzschlussstrom $i_{3,L1}$ am Anfang des kurzschlussbetroffenen Abgangs P3 und damit am Fehlerort auf etwa die Hälfte. Die relative Absenkung des Kurzschlussstromes am Messort P1 durch den Kurzschlussstrombeitrag der DEA ist relativ gesehen wesentlich größer als im Fall nach Bild 15. Ursache ist hier das Stromquellenverhalten der mit Hilfe von Umrichtern einspeisenden DEA.

$$\frac{\Delta i}{i_{3,L1}} \approx 12\%$$

Durch den Kurzschluss am Ende des unteren Abgangs wechselt die DEA aufgrund der am Netzanschlusspunkt (NAP) verringerten Netzspannung in den LVRT-Betrieb (Low Voltage Ride Through). Laut BDEW-Richtlinie muss die Anlage zur Spannungsstützung Blindstrom einspeisen. Dieses Verhalten ist in **Bild 17** dargestellt.

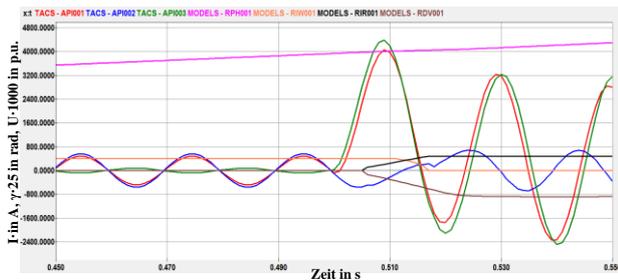


Bild 17 Verhalten der DEA im LVRT-Betrieb

Die Anlage ist so parametrierung, dass sie maximal 120% ihres Nennstromes einspeisen kann. Ist diese Grenze im Fehlerfall durch die Blindstromeinspeisung noch nicht erreicht, wird zusätzlich Wirkstrom zur Verfügung gestellt. Die BDEW-Richtlinie fordert keine Wirkstromeinspeisung, es bleibt somit dem Anlagenhersteller überlassen, ob im LVRT-Betrieb Wirkstrom eingespeist wird oder nicht.

In Bild 17 wird nach Kurzschlusseintritt ($t=500\text{ms}$) der Betrag des Wirkstroms I_{Wirk} auf Null reduziert, um den nach der BDEW-Richtlinie geforderten Betrag des Blindstroms I_{Blind} einspeisen zu können. Bei Kurzschlusseintritt ist weiter ein Phasensprung im Stromverlauf der DEA $i_{2,L1}$ in Bild 17 zu erkennen, der durch den Übergang in den LVRT-Betrieb verursacht wird.

3.5.1.1 Distanzschutz im Mittelspannungsnetz

Zum Schutz von Betriebsmitteln und Personen kommt in Mittelspannungsnetzen oft ein Distanzschutz zum Einsatz. Hier werden Spannungen und Ströme eingemessen, die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem berechnet und mit einer eingestellten polygonalen Auslösekennlinie verglichen. So kann ein möglicher Fehler detektiert und selektiv abgeschaltet werden.

In Bild 18 sind die Mitreaktanzen der Leiter-Leiter-Messschleifen X_{AB1} , X_{BC1} und X_{CA1} des im Einspeisefeld messenden Distanzschutzes $Z<(P1)$ dargestellt. Die Kurzschlussreaktanzen wurden mit Hilfe eines Integrationsverfahrens berechnet, das die Differentialgleichung 1. Ordnung einer kurzgeschlossenen Leitung numerisch integriert. Zur Simulation des Echtzeitverhaltens d.h. der Momentanwerte der Leiterströme wurde auch ein algorithmisches Netzschutzmodell verwendet.

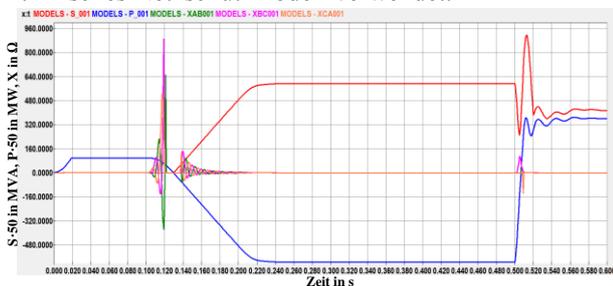


Bild 18 KS-Reaktanz von $Z<(P1)$ mit DEA ($S_k = 100\text{MVA}$)

Die Kurzschlussimpedanzen des Distanzschutzes $Z<(P1)$ werden durch den Zwischeneinspeisestrom der DEA vergrößert eingemessen, da sich der Kurzschlussstrombeitrag des Netzes durch den DEA-Strom verkleinert. Der

Fehlerort erscheint dadurch weiter entfernt. Dieses Verhalten des Distanzschutzes ist typisch für den Fall einer Zwischeneinspeisung. Dies kann zu einer verzögerten Auslösung bis hin zu einer Nicht-Auslösung des Distanzschutzes im Reservefall führen.

Nach 100ms fährt in Bild 18 der Windpark über eine Rampe seine Scheinleistung $S_{Z<(P1)}$ bis auf Nennscheinleistung hoch. Die zeitliche Arbeitsweise wurde hier verkürzt und entspricht nicht dem tatsächlichen zeitlichen Verhalten einer DEA im Netzparallelbetrieb. Durch den Hochlaufvorgang wird der Leiterstrom an der Messstelle des Distanzschutzes $Z<(P1)$ reduziert, bis sich die Stromrichtung zur Rückspeisung ins 110kV-Netz umkehrt. Dies ist am zeitlichen Verlauf der Wirkleistung $P_{Z<(P1)}$ zu erkennen. Die gemessenen Kurzschlussimpedanzen sind für kleine Ströme gleich Null, da die Fußpunktfreigabe des Impedanzmesssystems des Distanzschutzes erst für Ströme $>5\% \cdot I_n$ erteilt wird.

Ohne DEA, nach Bild 19, wird der Kurzschlussstrom ausschließlich vom vorgelagerten 110kV-Netz geliefert. Die Kurzschlussimpedanzen werden nach Kurzschlusseintritt größer eingemessen als im Fall nach Bild 18.

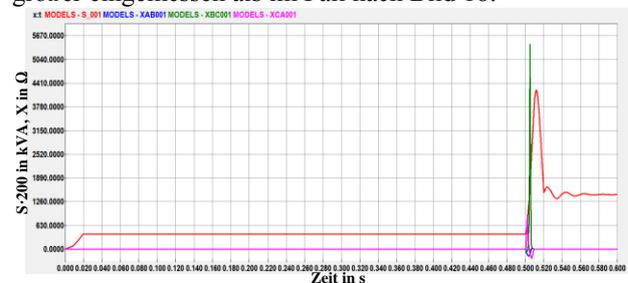


Bild 19 KS-Reaktanz von $Z<(P1)$ ohne DEA ($S_k = 100\text{MVA}$)

Die hier vorgestellten Berechnungen wurden mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner (www.atpdesigner.de) und dem Transientenprogramm ATP (www.emtp.org) durchgeführt. Das Echtzeitverhalten der dezentralen Erzeugungsanlage wurde mit Hilfe eines generischen DEA-Modells, das Verhalten der Distanzschutzgeräte mit einem algorithmischen Distanzschutz-Modell simuliert, das am Institut für Elektrische Energiesysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes entwickelt und implementiert wurde.

Es wurde in dem Beispiel gezeigt, wie das Echtzeitverhalten eines Distanzschutzes im Kurzschlussfall bei Zwischeneinspeisung einer DEA mit Hilfe geeigneter Simulationsmodelle simuliert und das schutztechnische Verhalten analysiert werden kann.

3.5.2 Verhalten von WR-dominierten Niederspannungsnetzen bei dynamischer Netzstützung

Wie in Abschnitt 2 erläutert wird derzeit der Übergang von einer Abschaltung im Fehlerfall hin zu einer dynamischen Netzstützung im Niederspannungsnetz angeschlossener Anlagen in der Forschung diskutiert [20]. Neben der Untersuchung der Stützwirkung, die hierdurch für das Netz erreicht werden kann, bedarf es analog zur Mittelspannung auch in der Niederspannung einer Untersu-

chung der Auswirkungen auf die Fehlerströme im transienten Übergang nach Fehlereintritt. Darüber hinaus ist es möglich im Testzentrum des IFHT Messungen unterschiedlicher Netzkonfigurationen vorzunehmen (siehe Abschnitt 3.4). Die resultierenden Ergebnisse sind eine wertvolle Grundlage für die Weiterentwicklung und Parametrierung von Simulationsmodellen.

Im Folgenden werden Messergebnisse der Reaktion eines exemplarischen Niederspannungsstrangs auf einen überlagerten, 3-poligen Fehler dargestellt. Das Netz wurde hierzu im Testzentrum des Institutes für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen mittels eines Realnetzaufbaus nachgebildet (siehe 3.2). Das Netz besteht aus einem 676m langen Strang 4x150mm² NAYY Kabel (**Bild 20**).

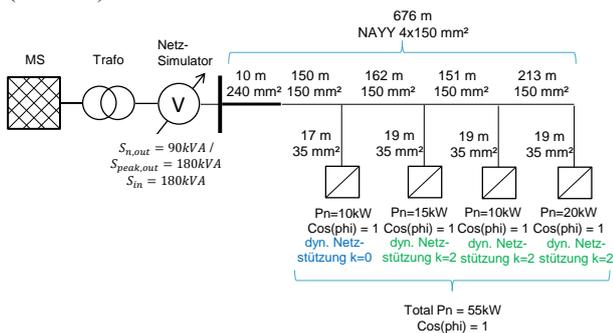


Bild 20 Versuchsnetz dyn. Netzstützung im NS Strang

In Abständen von 150m – 213m wurden mittels 4x35mm² NAYY Leitung (Länge jeweils ca. 19m) insgesamt 4 handelsübliche, dreiphasige Wechselrichter, unterschiedlicher Leistung und Hersteller in das Netz eingebunden. Diese speisen im Normalbetrieb mit einem $\cos(\varphi) = 1$ maximale Wirkleistung in das Netz. Im Fehlerfall wird bei drei der WR vollständige dynamische Netzstützung nach [5] mit einem k-Faktor von 2 gefordert. Der WR am ersten Abgang leistet eingeschränkte dynamische Netzstützung ($k=0$). Das Netz wird durch einen Netzsimulator (Spitzenberger & Spieß, $S_{n,out} = 90kVA / S_{peak,out} = 180kVA S_{in} = 180kVA$) gespeist. Dieser ermöglicht es dreiphasige Spannungssignale mit einem Veränderungsgradienten von $50V/\mu s$ zu erzeugen. Nach einer Normalbetriebsphase bei symmetrischer Netzspannung ($U_{N,L-E} = 230V$) mit voller WR Einspeisung wird zum Zeitpunkt $T = 499,2ms$ ein dreiphasig symmetrischer Einbruch auf 46% Restspannung am Ausgang des Netzsimulators erzeugt (**Bild 21**).

Durch WR1, 3 und 4 wird nach Fehlereintritt gemäß der Anforderungen der dynamischen Netzstützung ein zusätzlicher Blindstrom von $\Delta I_{B,soll} = I_n * k * \Delta U / U_n = 1,08 * I_n$ gefordert. Aufgrund der begrenzten Leistungsfähigkeit der Wechselrichter kann diese Forderung nach einer 8%-tigen Überschreitung des Summen-Nennstroms der WR nicht erfüllt werden. Der eingespeiste Blindstrom entspricht $\Delta I_{B,ist} = 1,0 * I_n$ (**Bild 22**). Gleichzeitig wird die Wirkstromspeisung auf nahezu 0A reduziert. Dies ergibt sich aus der thermischen Begrenzung der maximalen Ausgangsströme der halbleiterbasierten Wechselrichter. Die Anlagen benötigen im vorliegenden Fall eine Einre-

gelzeit zwischen 40-50ms. Während dieser Zeit sind multiple Phasensprünge (**Bild 21**) sowie Anteile im Gegenstrom des Wirkstromes (bis zu 30A peak) und Blindstromes (bis zu 20A peak) zu beobachten (**Bild 22**).

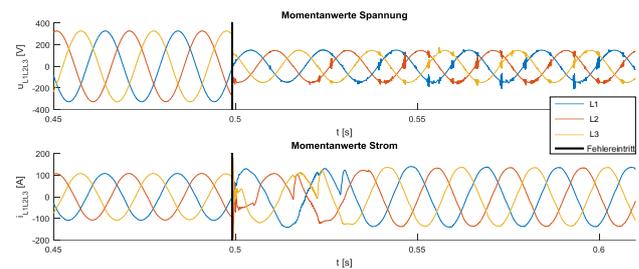


Bild 21 Dyn. Netzstützung im NS Strang – Momentanwerte am Stranganfang

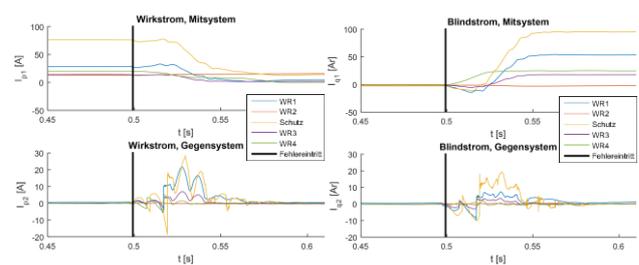


Bild 22 Dyn. Netzstützung im NS Strang - links: Wirkströme, rechts: Blindströme WR & Netz

Ein erster Vergleich mit Vermessungen der einzelnen WR unter gleichen Versuchsbedingungen zeigt Abweichungen zu den in dem vorgestellten Fall gewonnenen Daten. Diese lässt Wechselwirkungen der einzelnen Systeme vermuten. Ein systematischer Vergleich und die Ableitung resultierender Schlussfolgerungen für die Weiterentwicklung von Simulationsumgebungen sowie die Praxis werden derzeit vorgenommen. Ebenso ist die Auswirkung dieser transienten Vorgänge auf die am Stranganfang eingesetzten Schutzsysteme ist derzeit noch nicht abschließend geklärt.

3.6 Konsequenzen für Schalt- und Schutzgeräte

Die vorliegenden Betrachtungen belegen, dass bei ungenügender Auslegung der Netze und insbesondere der verwendeten Schutzkonzepte die Schalt- und Schutzgeräte nicht mehr ihre bestimmungsgemäße Aufgabe ausführen können. Zukünftig gilt es, eine zunehmende Intelligenz in den Anlagen zu installieren und somit die jeweils notwendigen Schutzalgorithmen zu realisieren. Inwieweit dies durch eine Erweiterung der Funktionalität der vorhandenen Geräte erreicht werden kann oder aber zusätzliche Betriebsmittel genutzt werden, wird sicherlich eine Frage der konkreten Konzepte und des Aufwandes bei der Realisierung werden. Weiterhin zeigt es sich, dass bei der Auswahl der verwendeten Betriebsmittel zunehmend dynamische Betrachtungen durchgeführt werden müssen, also statt der statischen oder quasistatischen Methoden zukünftig auch transiente Verfahren zur Anwendung kommen werden.

Neben den Ergebnissen hinsichtlich der richtigen Auswahl der Schalt- und Schutzgeräte ergeben sich aus den

vorliegenden Untersuchungen zusätzlich Hinweise, dass die Schaltgeräte im Betrieb zukünftig veränderten Anforderungen unterworfen sein werden.

Die Auslastung im Nennbetrieb wird steigen und somit die ständige Erwärmung der Geräte zunehmen. Dies kann bedeuten, dass die Widerstände im Gerät, beispielsweise die Kontaktwiderstände, reduziert werden müssen.

Die Konsequenzen aus der zunehmenden Belastung der Geräte mit oberwellenhaltigen Strömen müssen weiter untersucht und quantifiziert werden. Weiterhin gilt zu analysieren, ob die Schaltgeräte etwa durch Sympathetic Tripping im Mittelspannungsnetz vermehrten Schalthandlungen unterworfen sein werden. Für die Auswahl und Dimensionierung der Geräte ist es hierbei insbesondere von Wichtigkeit, inwieweit die zusätzlich zu schaltenden Ströme im Bereich der Überlast- oder der Kurzschlussauslösung liegen. Reduzierte Sicherheitsabstände zwischen Normalbetrieb und Fehlerbereich, können zu starken Konsequenzen für die Genauigkeit der Auslösemechanismen in den Schaltgeräten führen. Daraus können beispielsweise gerade für Geräte mit thermischen Auslösern schärfere Anforderungen hinsichtlich der Schwankungen in den Kontaktwiderständen resultieren.

4 Zusammenfassung

Die Veränderungen der Versorgungsaufgabe der Verteilungsnetze haben potentielle Auswirkungen auf die derzeit verwendeten Schutzsysteme. Neben einer Veränderung in der Laststruktur sind insbesondere die Auswirkungen der zunehmenden Integration von DEA zu berücksichtigen. Sowohl simulativ als auch im praktischen Versuch im Testzentrum des IFHT ist ein Blinding durch WR gekoppelte DEA im NS-Bereich möglich. Aufgrund des Fehlerstrombeitrages WR gekoppelter Anlagen nahe dem Nennstrom kann bei korrekter Auslegung der Schutzsysteme mittels quasistationärer Betrachtung im NS-Bereich darüber hinaus kein Sympathetic Tripping festgestellt werden. Sowohl die simulativen Untersuchungen für die Mittelspannung als auch die Messungen im exemplarischen Niederspannungsnetz zeigen jedoch die Notwendigkeit der weiteren Untersuchung dynamischer Effekte. Insbesondere bei der Forderung von dynamischer Netzstützung durch die DEA muss die Auswirkung auf den Netzschutz weiter betrachtet werden. Ziel des, den vorgestellten Untersuchungen zugrundeliegende, durch das BMWi geförderten, Projektes ProFuDiS ist es diese Fragestellung weiter zu erörtern und Möglichkeiten für zuverlässige, sichere und wirtschaftliche Schutzkonzepte sowie deren Bewertung für zukünftige Verteilungsnetze zu finden und die Grundlage zur Umsetzung zu entwickeln.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

5 Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht. 2014
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. 2012
- [3] E-Bridge, IAEW, and Offis: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie): Abschlussbericht. 2014
- [4] T. Wippenbeck et al.: Development and cross-validation of short-circuit calculation methods for distribution grids with high penetration of inverter-interfaced distributed generation. CIREN, 2015
- [5] BDEW: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Berlin: 2008
- [6] VDN Verband der Netzbetreiber: Richtlinie für digitale Schutzsysteme. 2003
- [7] P. Erlinghagen et al.: Application of variance-based sensitivity analysis to issues of stability and protection in distribution grids - two case studies. CIREN: 2015
- [8] VDE: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - VDE-AR-N 4105. 2011
- [9] G. Lammert et al.: Dynamic grid support in low voltage grids — fault ride-through and reactive power/voltage support during grid disturbances. *Power Systems Computation Conference*: 2014
- [10] FNN: Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen. 2009
- [11] *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen*, DIN EN 60909-0 (VDE 0102), 2001.
- [12] L. M. Hajagos et al.: Laboratory Measurements and Models of Modern Loads and Their Effect on Voltage Stability Studies. *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 13: 1998.
- [13] Jia Hou et al.: Measurement-based Load Modeling at Distribution Level with Complete Model Structure. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*: 2012
- [14] M. Jäkel et al.: Verteilungsnetze mit starker dezentraler Einspeisung: Herausforderungen an den Netzschutz. *EW: das Magazin für die Energie-Wirtschaft*: 2015.
- [15] E. Coster: Distribution grid operation including distributed generation: impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior. Dissertation, Technische Universität Eindhoven, 2010.
- [16] T. Keil: Schutzsysteme für elektrische Energieversorgungsnetze mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen. Dissertation, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg: 2010.
- [17] VDE: Niederspannungssicherungen - NH-System, Kabel und Leitungsschutz: DIN57363-21: 1984
- [18] Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen: Jahresbericht 2013/2014. 2014
- [19] K. T. Kauhaniemi et al.: Impact of distributed generation on the protection of distribution networks: 2004.
- [20] J. C. Boemer et al.: Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall: Systemsicherheitsaspekte: 2014.