

EINFLUSS VERMASCHTER TOPOLOGIEKONZEPTE AUF DIE NETZPLANUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER SCHUTZKOORDINATION

Daniel Wolter (*), Martin Biller (*), Dr.-Ing. Christian Schacherer, Dr.-Ing. Ivana Mladenovic, Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger

Bergische Universität Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal,
+49 202 439 1931, daniel.wolter@uni-wuppertal.de, <https://www.eev.uni-wuppertal.de>

FAU - Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Cauerstr. 4, Haus 1, +49 (0)9131 85 295 17, martin.biller@fau.de.
<http://www.ees.eei.fau.de>

Siemens AG, Corporate Technology, Günther-Scharowsky-Str. 1, 91058 Erlangen,
+49 9131 7-30486, christian.schacherer@siemens.com

Kurzfassung: Um die Herausforderungen aufgrund der hohen Durchdringung von dezentralen Energiewandlungsanlagen an die Verteilungsnetze zu beherrschen, sind neben dem klassischen Netzausbau oder innovativen Maßnahmen (z.B. der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren) auch neue Topologiekonzepte eine Alternative. Diese Topologiekonzepte sind durch einen höheren Vermaschungsgrad der Netze charakterisiert und führen im Allgemeinen mit geringerem Aufwand und geringeren Kosten zu deutlich robusteren Netzen. Die nachfolgend vorgestellten Topologiekonzepte werden in diesem Beitrag auf repräsentative 20 kV-Mittelspannungsnetze in Deutschland angewendet. Darüber hinaus wird eine Schutzkoordination vorgeschlagen, um die topologisch veränderten Netze weiterhin sicher zu betreiben. Als Ergebnis konnte gezeigt werden, wie durch eine sinnvolle Erhöhung des Vermaschungsgrades von Mittelspannungsnetzen der zu erwartende Ausbaubedarf reduziert bzw. zeitlich verschoben werden kann.

Keywords: Mittelspannungs-Netzplanung, Schutzkoordination, Topologiekonzepte, Vermaschung

1 Einleitung

Aufgrund der hohen Durchdringung von dezentralen Energiewandlungsanlagen erreichen viele, insbesondere ländliche Verteilungsnetze in Deutschland die Grenzen zulässiger Netzbetriebszustände. Überlastungen von Betriebsmitteln wie Leitungen oder Transformatoren und Verletzung der zulässigen Spannungsvorgaben sind die Folge. Im Rahmen des Forschungsprojektes NeToVe¹ – gefördert durch das deutsche Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) – werden neue Topologiekonzepte zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit von bestehenden Verteilungsnetzen untersucht. Gegenstand der Untersuchung sind reale 20 kV Verteilungsnetze mit unterschiedlichen Versorgungsaufgaben. Die zukünftigen Versorgungsaufgaben und Änderung der Last- und Einspeiseprofile wurden durch eine Metastudie

¹Das diesem Beitrag zugrundeliegende Vorhaben „Neuartige Topologien für Verteilungsnetze (NeToVe)“ wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03EK3542B gefördert.

vorhandener Entwicklungsszenarien für Jahre 2020, 2030 und 2050 mit entsprechenden Last- und Einspeisungsprofilen angenommen und simuliert. Die zu erwartenden Grenzwertverletzungen im Betrieb wurde durch eine sukzessive Erhöhung des Vermaschungsgrades entgegengewirkt, um so den noch notwendigen Ausbaubedarf zu reduzieren.

2 Herausforderungen in der Mittelspannungsnetzplanung durch dezentrale Energiewandlungsanlagen

Die massive Durchdringung und Inbetriebnahme dezentraler Stromerzeugungsanlagen führt in Stromverteilungsnetzen insbesondere dort zu Problemen eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs, wo hohe Leistungen dezentraler Einspeisungen geringen Lasten gegenüberstehen.

2.1 Unzulässige Netzbetriebszustände

Die Rückspeisung aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen kann je nach Situation zu einem deutlichen Spannungsfall entlang der Leitungen und damit auch zu einer Verletzung der Grenzwerte des zulässigen Spannungsbands führen. Mit zunehmender zu übertragender Leistung treten Überlastungen der Leitungen oder auch der Transformatoren auf (Abbildung 1). Aufgrund der Beschaffenheit von Mittelspannungsnetzen treten im Allgemeinen zuerst Verletzungen der Knotenspannungen (in Netzrandgebieten) und mit steigender Leistung dezentraler Anlagen auch Leitungsüberlastungen (in Umspannwerknahe) auf.

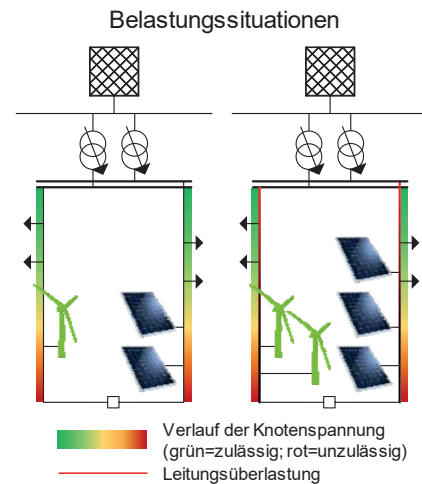


Abbildung 1: Belastungssituationen

2.2 Probleme konventioneller Schutzkonzepte in modernen Verteilnetzstrukturen

Offen betriebene Ringnetze werden meist mit Distanzschutzgeräten oder Überstromzeitschutzgeräten, welche an der Sammelschiene in der Schaltanlage installiert sind, geschützt. Des Weiteren können Abschnitte der Halbringe bzw. Abzweige von den Halbringen nochmals separat geschützt sein. Zur Ortung des fehlerhaften Abschnitts werden oftmals ungerichtete Kurzschlussanzeiger genutzt. Hinsichtlich des Netzschutzes ergeben sich durch die Vielzahl an dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) einerseits und eine vermehrte Vermaschung herkömmlich offen betriebener Ringnetze andererseits neue Herausforderungen.

a) Fehlmessung/Blinding

Das klassische Messverfahren in einem Distanzschutzgerät (Fehlerschleifenverfahren) misst Leiterspannungen und -ströme am Einbauort und errechnet daraus eine Impedanz. Anhand dieser wird die Distanz vom Schutzgerät zum Fehlerort abgeleitet.

Für einen zweipoligen Fehler zwischen den Phasen S und T am Fehlerort F im Beispielnetz aus Abbildung 2 ergibt sich für das Distanzschutzrelais B das folgende Ergebnis:

$$\underline{Z}_B = \frac{\underline{U}_{S,B} - \underline{U}_{T,B}}{\underline{I}_{S,B} - \underline{I}_{T,B}} + (\underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{L3}) + \underline{Z}_F + \frac{\underline{I}_{S,DEA} - \underline{I}_{T,DEA}}{\underline{I}_{S,B} - \underline{I}_{T,B}} \cdot (\underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_F) + \frac{\underline{I}_{S,A} - \underline{I}_{T,A}}{\underline{I}_{S,B} - \underline{I}_{T,B}} \cdot \underline{Z}_F$$

Obige Gleichung zeigt, dass zusätzlich zur Impedanz zwischen Relais B und dem Fehlerort ($\underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{L3}$) weitere Faktoren wie die Fehlerimpedanz \underline{Z}_{L3} , der Fehlerstrombeitrag der DEA

(„Blinding“), die Impedanz zwischen Fehlerort und DEA sowie der durch den Strom vom Strang A verursachte Spannungsfall über die Fehlerimpedanz das Messergebnis in unterschiedlicher Ausprägung beeinflussen [1].

Hierbei ist zu beachten, dass die Einspeisung von DEA in der Regel vom Winddargebot und Sonneneinstrahlung abhängen und im Fehlerfall eine spannungsabhängige Einspeisung mit dem Ziel einer dynamischen Spannungsstützung erfolgt [2]. Somit zeichnet sich der Fehlerstrombeitrag der DEA durch eine hohe Volatilität aus. Da im Regelfall keine umfassende Kommunikationsverbindung zwischen den einzelnen DEA und den Schutzrelais an der Sammelschiene vorhanden ist, sind Betrag und Phase der Einspeisung für das Schutzgerät unbekannte Störgrößen.

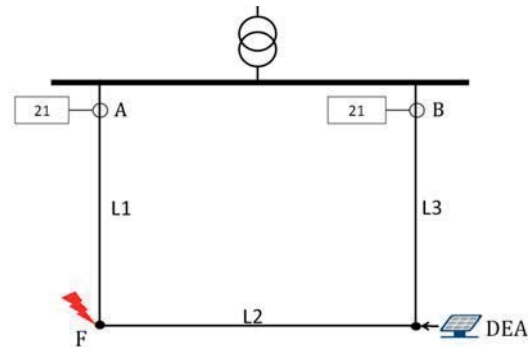


Abbildung 2: Geschlossener Ring mit DEA

b) Sympathetic Tripping

Ein weiteres mögliches Problem besteht im sogenannten „Sympathetic Tripping“. Dabei ist der Kurzschlussstrombeitrag einer an einem fehlerfreien Abgang angeschlossenen DEA zu einem Fehler auf einem anderen Abgang der Sammelschiene ausreichend, um das Schutzgerät am fehlerfreien Abgang zur Auslösung zu bringen [1].

c) Vermaschung

Wird ein offener Ring geschlossen betrieben, so erhöht sich generell die Kurzschlussleistung im Ring. Durch den entstandenen Parallelpfad sinkt die Impedanz zwischen Sammelschiene und jeglichem Fehlerort. Es ist jedoch zu beachten, dass sich der Kurzschlussstrom nun auf mehrere Pfade aufteilt. Dies kann dazu führen, dass die Relais an der Sammelschiene im Kurzschlussfall einen geringeren Strom messen als beispielsweise im Starklastfall oder im Falle der maximalen Rückspeisung [1]. Sowohl bei UMZ- als auch bei Distanzschutzgeräten kann dies dazu führen, dass jenes Gerät, welches auf der fehlerferneren Seite des Ringes liegt, den Auslösebefehl an den Leistungsschalter verzögert weitergibt. Des Weiteren verlieren ungerichtete Kurzschlussanzeiger im geschlossenen Ring ihre Fähigkeit zur Eingrenzung des Fehlerorts des fehlerhaften Leitungsabschnitts, da immer alle Kurzschlussanzeiger vom Fehlerstrom durchflossen werden.

3 Lösungsansatz

Ziel dieser Arbeit ist die Behebung aller - oder möglichst vieler - Grenzwertverletzungen sowohl hinsichtlich des zulässigen Spannungsbandes als auch der Betriebsmittelauslastung ausschließlich durch topologische Veränderungen der Netzstruktur. Im Rahmen dieser Arbeit wurden drei wesentliche topologische Maßnahmen identifiziert und angewendet, die im Folgenden beschrieben werden. Darüber hinaus ist ein neuartiges Schutzkonzept entwickelt und simulativ untersucht worden, welches die topologischen Maßnahmen größtenteils beherrscht und weiterhin einen sicheren und selektiven Netzschutz garantiert.

3.1 Optimierter Schaltzustand der Trennstellen

Im Rahmen dieser Maßnahme werden alle bereits verfügbaren Trennstellen eines Mittelspannungsnetzes auf ihren Einfluss auf die Knotenspannungen sowie die Betriebsmittelauslastung

überprüft und anschließend eine Vorauswahl des am besten geeigneten Schaltzustands bestimmt. Geschlossene Trennstellen führen in Mittelspannungsnetzen im Allgemeinen zu einem Betrieb geschlossener Halbringe (closed-loop). Maßgebliches Vergleichskriterium für die Bewertung eines Schaltzustands sind die Anzahl überlasteter Knoten und die Anzahl überlasteter Leitungen. Darüber hinaus wird auch die Ausbreitung zusammenhängender Teilabschnitte mit überlasteten Betriebsmittel und Knoten gewichtet, um den Einfluss eines Schaltzustandes auf die Gesamtbelastung des Netzes adäquat abzubilden.

Das Problem der Bewertung aller möglichen Schaltungskonfiguration entspricht dem Problem eines Binärbaums [2], [3]. Die Anzahl möglicher Schaltzustände wächst aufgrund des potenziellen Wachstums eines binären Problems (2^n) in Abhängigkeit der Anzahl der Schalter sehr stark. Aufgrund der zahlreichen Schalterzustände wurde ein Werkzeug für automatisierte Vermaschung und Identifikation optimaler Schalterzustände entwickelt. Hierfür wird das Problem mit einem rechnergestützten Verfahren zunächst in kleinere Teilprobleme zerlegt und anschließend gelöst (Abbildung 3).

Zunächst wird das Ausgangsproblem aufgestellt, indem alle Schalter und Schaltzustände identifiziert werden. Anschließend wird der Einfluss einer Schalthandlung eines Trennschalters auf die Pfade aller anderen Trennschalter mithilfe der Admittanzmatrix ermittelt. Existiert kein, bzw. ein sehr geringer Einfluss auf den Pfad eines anderen Trennschalters, können alle Kombinationen der Schaltzustände dieser beiden Trennschalter aus dem Ausgangsproblem eliminiert werden. Das Ergebnis enthält mehrere kleinere Teilprobleme, die folglich nur die Trennschalter enthalten, deren Schalterstellungen einen wechselseitigen Einfluss auf den Belastungszustand der Pfade der anderen ausüben.

Diese wesentlich kleineren Teilprobleme reduzieren die zu betrachtende Anzahl von Schaltzuständen signifikant und sind darüber hinaus parallelisiert zu lösen, da eine gegenseitige Einflussnahme a priori ausgeschlossen wurde.

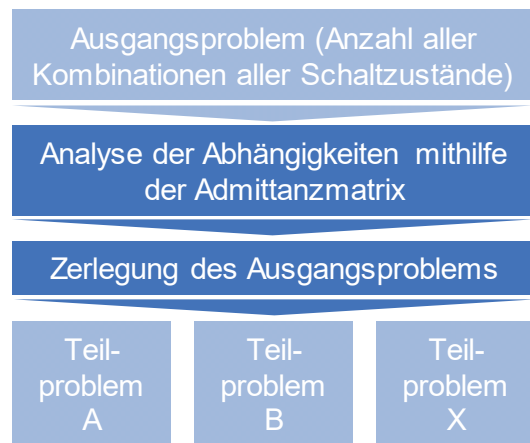


Abbildung 3: Verfahren zur Optimierung des Schaltzustandes

3.2 Querverbindungen

Eine weitere Maßnahme, um die Leistungsfähigkeit von Verteilungsnetzen zu erhöhen, ist das zusätzliche Einfügen von Querverbindungen (Cross Connections) zwischen zwei Halbringen. Cross Connections verbinden räumlich möglichst nah gelegene Knotenpunkte bzw. Halbringe miteinander, die eine möglichst hohe Spannungsdifferenz bzw. Differenz der Leitungsbelastungen aufweisen.

Die Identifikation sinnvoller Querverbindungen erfordert georeferenzierte Netzdaten und basiert auf einem dreistufigen Vorgehen (Abbildung 4). Zunächst werden benachbarte Direktverbindungen zwischen

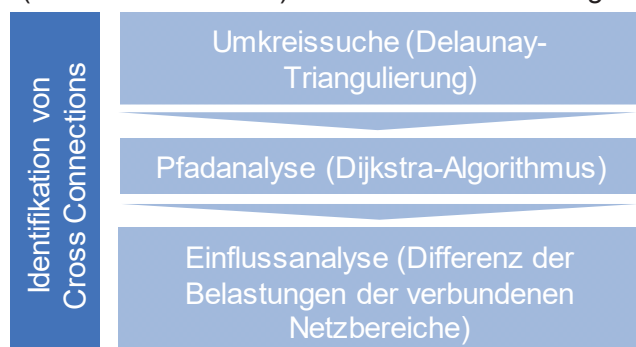


Abbildung 4: Vorgehen zur Identifikation sinnvoller Querverbindungen (Cross Connections)

zwei beliebigen Netzknoten bestimmt (Umkreissuche). Geeignet dafür ist die Delaunay-Triangulierung auf Basis der Knotenpunkte [4]. Anschließend werden die Verbindungen extrahiert, bei denen die Anfangs- und Endknoten unterschiedlichen Abgängen der Umspannanlage zuzuordnen sind (Pfadanalyse). Aus den übrigen Direktverbindungen werden diejenigen ausgewählt, die Netzbereiche mit den größten Belastungsunterschieden miteinander verbinden.

3.3 Mittelspannungsnetzakupplung

Eine dritte Maßnahme besteht in der Kupplung zweier benachbarter Mittelspannungsnetze auf gleicher Spannungsebene. Prinzipiell entspricht diese Maßnahme dem Schließen von Trennschaltern und kann somit in das Ausgangsproblem des in Abschnitt 3.1 erläuterten Verfahrens aufgenommen werden. Bei der Kupplung sind weitere Effekte in die Netzplanung mit einzubeziehen, wie u.a.

- die Auswirkung einer MS-Kupplung auf die überlagerte HS-Ebene (Parallelschaltung zweier MS-Netzgebiete, eine detaillierte Beschreibung der Auswirkungen siehe [5]),
- die Entwicklung der Kurzschlussströme,
- die Sternpunktbehandlung beider MS-Netzgebiete.

3.4 Schutzalgorithmus auf Gegenstromvergleichsbasis

Um die in Abschnitt 2.2 erläuterten Probleme für das Schutzsystem zu umgehen bzw. abzumildern, wurde ein Schutzalgorithmus auf Stromvergleichsbasis entwickelt. Dieser kann für Topologien eingesetzt werden, bei denen mehrere Abgänge an einer Sammelschiene in Parallelschaltung betrieben werden. Der Algorithmus nutzt die Gegensystemströme, welche von den Relais an der Sammelschiene gemessen werden und schließt daraufhin auf die Lage des Fehlers am Ring.

a) DEA-Ersatzschaltbild in Symmetrischen Komponenten

Auf Mittelspannungsebene ist aktuell von umrichter gespeisten DEA lediglich eine Einspeisung im Mitsystem gefordert [6]. Solche Anlagen stellen auf Mittel- und Niederspannungsebene die große Mehrheit der installierten Anlagen dar [7]. Für eine Darstellung einer solchen DEA in Symmetrischen Komponenten gilt somit, dass sie im Mitsystem als spannungsgesteuerte Stromquelle, im Gegen- und Nullsystem als eine Unterbrechung modelliert werden kann. Somit verhält sich das Gegensystemnetzwerk rein passiv [8].

b) Schutzalgorithmus auf Gegensystemstromvergleichsbasis

Alle unsymmetrischen Fehler führen zu einer bestimmten Verschaltung von Mit-, Gegen- und gegebenenfalls Nullsystem. Der entwickelte Schutzalgorithmus auf Basis eines Gegensystemstromvergleichs nutzt die Gegensystemströme (eine Spannungsmessung wird nicht benötigt) und die Längsimpedanzen der Leitungsabschnitte eines Rings, um daraus auf den Fehlerort zu schließen [9]. Als Anregekriterium für den Algorithmus gilt das Überschreiten einer Gegensystemstromschwelle an den beteiligten Relais. Da im normalen Betriebsfall die Gegensystemströme äußerst gering sind, können Fehlerzustände sehr deutlich gegenüber regulären Betriebszuständen abgegrenzt werden [10]. Im Gegensatz zur klassischen Berechnungsmethode der Impedanz mit dem Fehlerschleifenverfahren ist das Ergebnis mit dem Gegensystemstromvergleichsalgorithmus unbeeinflusst von Fehlerimpedanz, beidseitiger Fehlerspeisung und Zwischeneinspeisungen umrichter gespeister DEA. Auch ein Sympathetic Tripping ist unwahrscheinlich, da die Gegensystem-Strommesspunkte der Relais A und B bei Fehlern

außerhalb des Rings nicht im Gegensystem-Fehlerpfad liegen und somit keine Anregung erfolgt. Für Fehler auf Abzweigen des Ringes gibt der Algorithmus die Längsimpedanz bis zum Anschlussknoten des Abzweiges wieder, da ein Abzweig für den Algorithmus lediglich wie eine vergrößerte Fehlerimpedanz wirkt. Sind mehr als zwei Abgänge parallel an einer Sammelschiene (Abbildung 5a), so wird dem Algorithmus eine Auswahllogik vorgeschaltet, aus welcher sich ergibt, auf welchem der Stränge sich der Fehler ereignet hat. Davon ausgehend wird das Netzwerk wiederum rechnerisch auf zwei parallele Abgänge reduziert. Das Verfahren stößt an seine Grenzen, wenn zwischen parallelen Abgängen mehr als eine Querverbindung besteht (die Sammelschiene ausgenommen, Abbildung 5b), da in solch einem Fall für verschiedene Fehlerorte identische relative Fehlerstrombeiträge der Relais auftreten können.

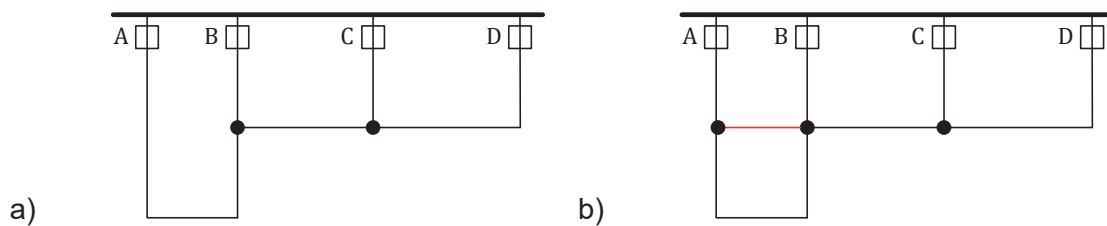


Abbildung 5: a) Vier parallele Stränge. b) Vier parallele Stränge mit zusätzlicher Querverbindung (rot).

c) Lose Kupplung in der Ringtrennstelle

Wenn Ringe dauerhaft geschlossen betrieben werden, so empfiehlt sich aus Gründen der Versorgungszuverlässigkeit die Installation eines Relais in der Ringkupplung. Dieses kann als sog. „lose Kupplung“ fungieren [11]. Das Relais arbeitet dann als Gegensystem-Überstromschutzgerät. Im Falle eines unsymmetrischen Fehlers innerhalb des Rings teilt sich der Fehlerstrom im Gegensystem an der Fehlerstelle auf und durchfließt zwangsläufig auch die Stelle, an der die lose Kupplung installiert ist. Dann öffnet das Relais die Ringkupplung und stellt die ursprüngliche Netztopologie wieder her. Für Fehler auf anderen Abgängen fließt kein Gegensystemstrom im fehlerfreien Ring, sofern keine signifikant kleinen Querimpedanzen im Gegensystemnetzwerk des Rings vorhanden sind. Zusätzlich ist, wie bereits erwähnt, der Gegensystemstrom im Normalbetrieb eines Mittelspannungsnetzes im Regelfall sehr gering. Unter diesen Umständen ist eine deutliche Differenzierung von Fehlern auf dem Ring zu Fehlern außerhalb des Rings sowie zu regulären Betriebszuständen möglich.

4 Vorgehen bei der Netzplanung

Aufgrund der erhöhten Komplexität vermaschter Netzstrukturen und erforderlicher Anpassungen der Schutzkoordination einerseits und geringerer Netzausbaukosten und erhöhter Robustheit der Netze andererseits entsteht ein Zielkonflikt zwischen den verschiedenen Einflussfaktoren (siehe Abbildung 6).

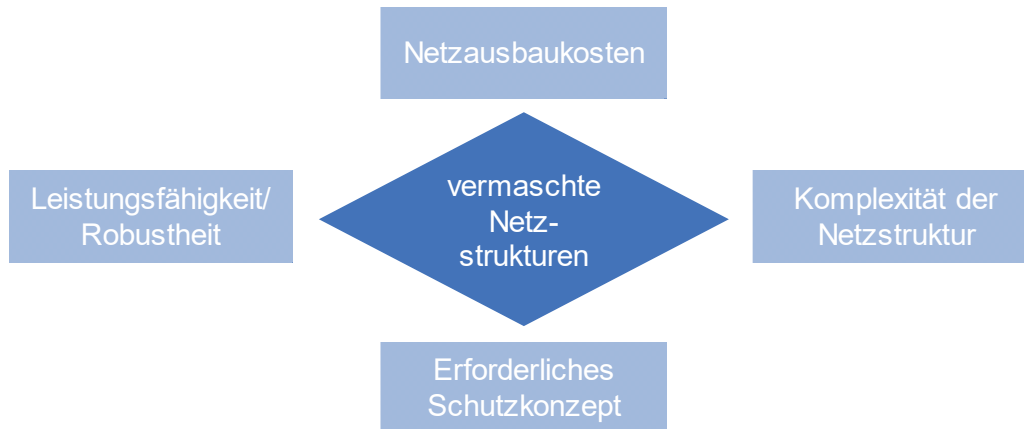


Abbildung 6: Zielkonflikt bei der Planung vermaschter Netzstrukturen

Um diesem Zielkonflikt in der Planung Rechnung zu tragen und nach Möglichkeit aufzulösen, wird in dieser Arbeit ein dreistufiges und ggf. iteratives Planungsvorgehen gemäß Abbildung 7 angewendet.

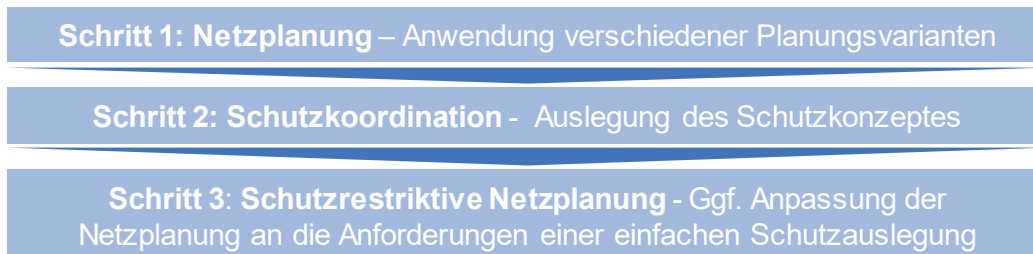


Abbildung 7: Vorgehen bei der Netzplanung

4.1 Schritt 1 – Netzplanung: Anwendung verschiedener Planungsvarianten

Im ersten Schritt wird eine Netzausbauplanung für ein Zukunftsszenario, das die EE-Entwicklung des Bundesministeriums für ein konkretes Netzgebiet widerspiegelt, durchgeführt. Dabei werden allgemeine Planungsgrundsätze der Verteilnetzbetreiber bezüglich der Normen für das Spannungsband und die Betriebsmittelbelastungen zugrunde gelegt. Eine detaillierte Beschreibung der Planungsprämissen findet sich unter anderem in [12]. Die Netzausbauplanung wird zeitreihenbasiert durchgeführt, um die Häufigkeit der auftretenden unzulässigen Netzbetriebszustände zu evaluieren und analog dazu den Einsatz einer topologischen Maßnahme im Zeitverlauf bewerten zu können. Das dient dazu festzustellen, wie oft diese Maßnahme den Zweck Grenzwertverletzungen zu vermeiden, bzw. zu verringern erfüllt. Außerdem wird eine Über- oder Unterdimensionierung von Leitungen vermieden, die bei der Netzplanung basierend auf auslegungsrelevanten Situationen (Starklast/Schwacheinspeisung, Schwachlast/Starkeinspeisung) entstehen [13].

Um den Einfluss der in Abschnitt 3 eingeführten topologischen Maßnahmen analysieren zu können, wurden vier verschiedene Planungsvarianten betrachtet (Abbildung 8).

Referenzfall	Konventioneller Netzausbau			
Variante 1	Optimierter Schaltzustand der Trennstellen	Additiver konventioneller Netzausbau (AKN)		
Variante 2	Optimierter Schaltzustand der Trennstellen	Cross Connections	AKN	
Variante 3	Optimierter Schaltzustand der Trennstellen	Cross Connections	MS-Netz- kupplung	AKN

Abbildung 8: Planungsvarianten

Der Referenzfall umfasst einen rein konventionellen Netzausbau, d.h., dass überlastete Betriebsmittel getauscht werden und zur Behebung von Spannungsbandproblemen leistungsfähigere Leitungen verwendet werden, um den Spannungsanstieg entlang der Leitungen zu verringern. In den Planungsvarianten werden die topologischen Maßnahmen aufeinander aufbauend eingesetzt, um einerseits die absoluten Auswirkungen einer Einzelmaßnahme zu bewerten und andererseits, um einen optimalen Vermaschungsgrad zu erhalten, der eine möglichst einfache Netzstruktur beibehält. In der Planungsvariante 1 wird der Einfluss des optimierten Trennstellen-Schaltzustands auf die Netzausbauplanung untersucht. Dazu wird das in Abschnitt 3.1 vorgestellte Verfahren angewendet. Für den Fall weiterhin auftretender unzulässiger Betriebszustände wird ein additiver konventioneller Netzausbau wie im Referenzfall durchgeführt, bis schließlich alle Probleme behoben sind. In der darauffolgenden Planungsvariante 2 wird für den Fall, dass der optimierte Schaltzustand der Trennstellen nicht zu einer vollständigen Behebung aller Problem führt, zunächst der sinnvolle Einsatz von Querverbindungen geprüft (siehe Abschnitt 3.2). Treten darüber hinaus weitere Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen auf, wird analog zu Planungsvariante 1 ein additiver konventioneller Netzausbau durchgeführt. In der abschließenden Planungsvariante 3 wird eine mittelspannungsseitige Kupplung eines Netzes mit einem benachbarten Netz überprüft, falls der Einsatz optimierter Schaltzustände und Querverbindungen nicht ausreicht zur Behebung aller auftretenden Probleme. Wie in den vorherigen Planungsvarianten schließt sich gegebenenfalls ein additiver konventioneller Netzausbau an.

4.2 Schritt 2 - Schutzkoordination

Der in Kapitel 3.4 vorgestellte Algorithmus erlaubt eine neue Herangehensweise der Staffelung der Schutzgeräte in geschlossenen Ringstrukturen. Bei einer konventionellen Staffelung mit Distanzschutzgeräten muss nach jedem Abgang, der separat geschützt wird (z.B. über UMZ oder Sicherung), in die nächsthöhere Zeitstufe gewechselt werden, um die Selektivität zu gewährleisten. Mit dem Algorithmus auf Basis des Gegensystemstromvergleichs kann für jeden beliebigen Ort auf dem Ring

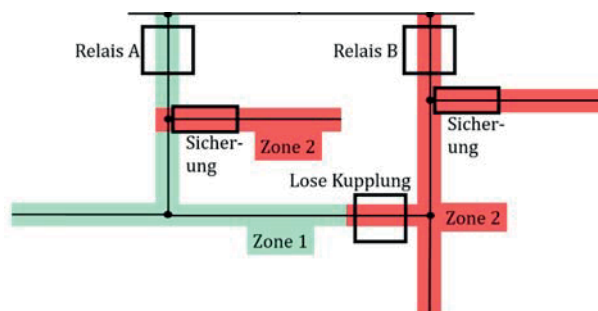


Abbildung 9: Staffelplan für Relais A

eine Zeitstufe ausgewählt werden. Wie bereits erwähnt, gibt der Algorithmus für Fehler auf Abzweigen stets die Impedanz zum Anschlusspunkt des Abzweigs am Ring wieder. Eine beispielhafte Staffelung des Relais A für einen geschlossenen Ring mit loser Kupplung und vier Abgängen (zwei davon separat geschützt) zeigt Abbildung 9 in schematischer Darstellung. Der Bereich des Rings bis zur losen Kupplung und der nicht separate geschützte Abzweig führen zur Auslösung in Zeitstufe 1. Für alle anderen Bereiche fungiert das Relais A als Reserveschutz. Sind aus netzplanerischer Sicht Topologien nötig, welche nicht vom neuen Algorithmus beherrscht werden können (z.B. Ringe mit mehreren Querzweigen), so muss auf konventionelle Schutzplanung und –algorithmen zurückgegriffen werden.

4.3 Schritt 3 - Schutzrestriktive Planung

Nach der Schutzkoordination ist für den Fall, dass eine Entmischung durchgeführt wurde zu überprüfen, ob erneut unzulässige Betriebszustände auftreten. Diese werden in einer letzten Iteration mittels konventionellen Netzausbaus behoben. Abbildung 10 verdeutlicht den Prozess zur Identifikation des sinnvollen Vermaschungsgrads. Ausgehend von einem theoretisch maximalen Vermaschungsgrad wird zunächst mithilfe der entwickelten Verfahren ein notwendiger Ver-

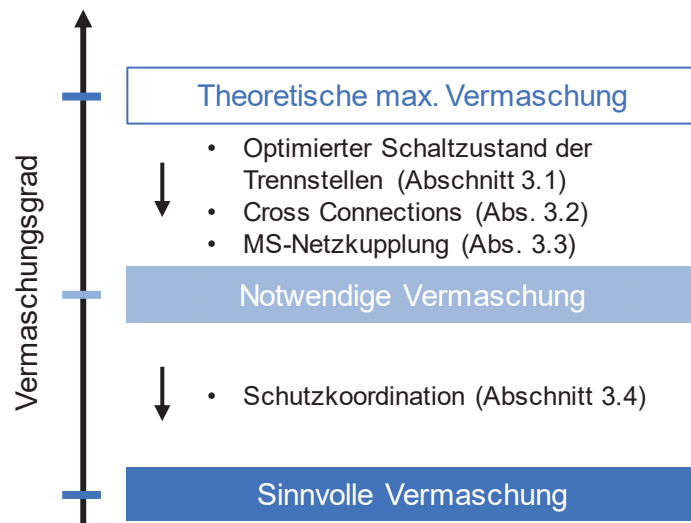


Abbildung 10: Stufen der Vermaschung

maschungsgrad zur möglichst vollständigen Beseitigung aller Grenzwertverletzungen ermittelt. Der bei der Schutzkoordination ermittelte sinnvolle Vermaschungsgrad trägt dazu bei, den eingangs erwähnten Zielkonflikt zwischen einem möglichst robusten Netz und andererseits einer geringen Komplexität zu Lasten der Netzausbaukosten aufzulösen.

5 Exemplarische Ergebnisse

Die verschiedenen Planungsvarianten werden auf Basis der resultierenden Netzausbaukosten miteinander verglichen. Da es sich um Zukunftsszenarien mit drei Stützjahren handelt, bei denen zukünftige Kosten entstehen, ist die Barwertmethode anzuwenden, um eine vergleichbare Bewertung zu ermöglichen. Neben den reinen Investitionskosten der Betriebsmittel finden auch Betriebskosten sowie eventuelle Restwerte, die zum Ende des Betrachtungszeitraums noch vorhanden sind, Eingang in die Berechnung. Die spezifischen Kostenwerte wurden an [10] angelehnt. Vorgestellt werden im Rahmen dieses Beitrags die exemplarischen Ergebnisse dreier ländlicher bzw. vorstädtischer 20-kV-Mittelspannungsnetze, bei denen mit einem massiven Anstieg der Leistung aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen zu rechnen ist. Alle Netze weisen in den verschiedenen Stützjahren unzulässige Betriebssituationen sowohl hinsichtlich der Knotenspannung als auch hinsichtlich der Leitungsbelastung auf. Zunächst sei auf die Auswirkung der topologischen Maßnahmen auf die Behebung von Spannungsbandproblemen eingegangen. In Abbildung 11 sind die Spannungsbandverletzungen zweier benachbarter Netze über ein Jahr dargestellt in Abhängigkeit der angewendeten Planungsvari-

ante (ohne additiven konventionellen Netzausbau). Die Referenzvariante bezeichnet den ursprünglichen Schaltzustand des Netzes ohne zusätzlich getroffene Maßnahmen. In diesem Fall können über das gesamte Jahr hinweg bereits nahezu 70 % aller auftretenden Spannungsbandverletzungen durch eine Optimierung der Schaltzustände der Trennstellen (Planungsvariante 1) behoben werden. Insbesondere Planungsvariante 2 verbessert das Ergebnis weiter signifikant und führt zu einer Reduzierung der Grenzwertverletzungen im Mittel um mehr als 90 %. Die zusätzliche Kupplung beider Netze in Planungsvariante 3 führt darüber hinaus ebenfalls zu einer leichten Verbesserung des Netzzustands (Reduzierung um insgesamt ca. 95 %).

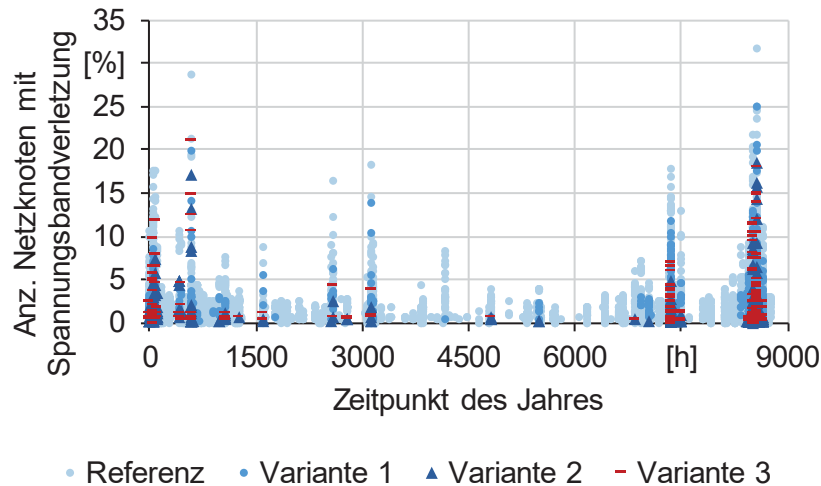


Abbildung 11: Anzahl der Spannungsbandverletzungen in Abhängigkeit der Planungsvariante

Die über alle Netze gemittelten Netzausbaukosten sind in Abbildung 12 für alle Planungsvarianten relativ zum konventionellen Netzausbau dargestellt.

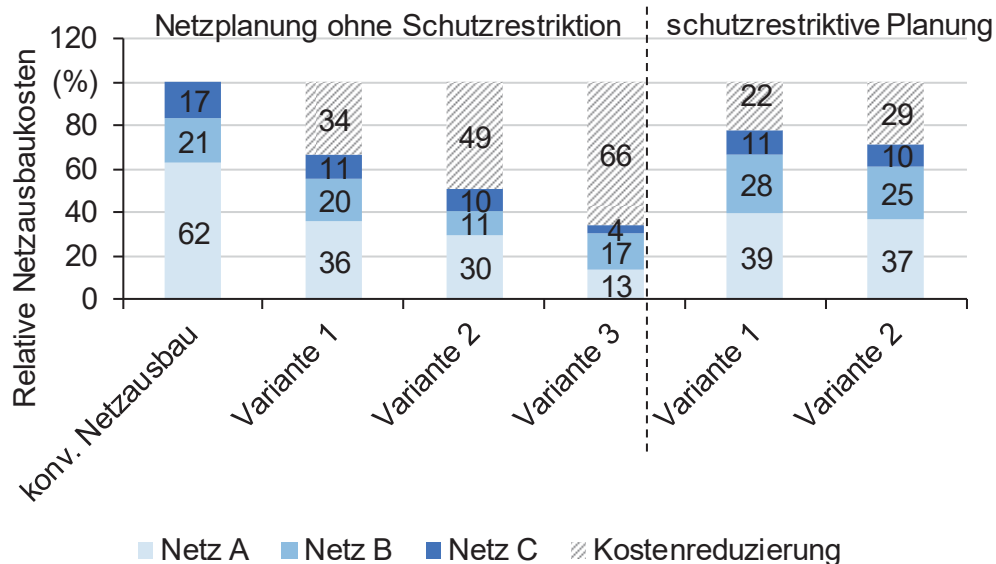


Abbildung 12: Relative Netzausbaukosten für die verschiedenen Planungsvarianten

Aufgrund fehlender Informationen über die Sternpunktbehandlung der Netze ist die Kostenbewertung für die schutzrestriktive Planungsvariante 3 nicht dargestellt. Die Ausbaukosten können grundsätzlich sehr deutlich reduziert werden in allen Planungsvarianten. Der Einfluss der

Planungsvariante 1 auf die Netzausbaukosten ist deutlich geringer als der Einfluss auf die Spannungsbandverletzungen (siehe Abbildung 11). Das ist immer dann der Fall, wenn durch die hohe Durchdringung von Einspeisungsanlagen bereits Kabel-/ Freileitungsabschnitte nahe der Umspannanlage überlastet werden. Analog dazu haben die Planungsvariante 2 und Planungsvariante 3 überproportional große Auswirkungen auf die Netzausbaukosten, da dort vermehrt Abgänge anderer Ringe belastet werden und somit Leitungsabschnitte auch nahe der Umspannanlage entlastet werden können. Insgesamt lassen sich die Netzausbaukosten im Mittel um bis zu 66 % reduzieren (Minimum 18 %, Maximum 79 %). Unter der Prämisse einer möglichst einfachen und dem heutigen Standard entsprechenden Schutzkoordination werden die Einsparungen der Planungsvariante 1 um 12 % und der Planungsvariante 2 um 20 % verringert. Dennoch führt ein in Abschnitt 4.3 definierter sinnvoller Vermaschungsgrad zu signifikanten Einsparungen bis zu 29 % in Planungsvariante 2. Der wesentliche Grund für die höheren Netzausbaukosten der schutzrestriktiven Planung ist weniger der Investition in die Komponenten der Sekundärtechnik geschuldet, sondern dem zusätzlichen konventionellen Netzausbau hervorgerufen durch eine teilweise Entmaschung. Diese durch die Schutzkoordination induzierte Entmaschung wird hauptsächlich für Netzstrukturen vorgenommen, bei denen Doppelringe entstehen. Diese Strukturen wiederum treten insbesondere in der Planungsvariante 2 auf, weswegen die Verringerung der Einsparungen dort wesentlich größer ist als in Planungsvariante 1.

6 Resümee

In dieser Arbeit wurden topologische Maßnahmen zur Behebung von unzulässigen Netzbetriebszuständen und ein Verfahren zur systematischen Anwendung dieser Verfahren vorgestellt. Die Netzausbauplanungen unter Anwendung dieser verschiedenen topologischen Maßnahmen wurden u.A. unter den Randbedingungen einer sicheren und adäquaten Schutzkoordination durchgeführt. Dazu ist ein speziell an den Anforderungen zunehmender dezentraler Stromerzeugungsanlagen sowie zunehmender Vermaschung konzipiertes Schutzkonzept angewendet worden. Zur einfachen Vergleichbarkeit und Bewertung der unternommenen Maßnahmen wurden zustandsabhängige Kennzahlen, die eine globale Bewertung der jeweiligen Schaltzustände erlauben, definiert und in ein automatisiertes Verfahren zur Schaltzustandsuntersuchung integriert. Die Ergebnisse der Netzausbauplanungen lassen folgende Kernaussagen zu:

- Durch einfache, bereits heute zur Verfügung stehende Mittel, lässt sich eine Erhöhung der Netzkapazität bzw. vermehrte Aufnahme von dezentralen Energiewandlungsanlagen erreichen.
- Eine schutzrestriktive Netzplanung hin zu einer stärkeren Vermaschung führt in den untersuchten realen Beispielnetzen zu signifikanten Einsparungen der Netzausbaukosten (bis zu 29 %).
- Auch unter Anwendung der beschriebenen topologischen Maßnahmen ist eine sichere Schutzkoordination ohne signifikante Erhöhung der Komplexität möglich.
- Ein neuer Schutzalgorithmus ermöglicht eine sichere Fehlererkennung in geschlossenen Ringtopologien bei gleichzeitiger Einspeisung dezentraler Energiewandlungsanlagen, wobei einige Netzstrukturen (z.B. Doppelringe) bereits im Vorhinein ausgeschlossene werden sollten.

7 Referenzen

- [1] M. Biller und J. Jaeger, „Relay Coordination of Highly Meshed Distribution Grids in the Presence of Volatile Infeed and Power Flow Control,“ in APAP 2015 - The 6th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Nanjing, China, 2015.
- [2] B. Fei and J. Liu, "Binary Tree of SVM: A New Fast Multiclass Training and Classification Algorithm" in Proc. 2006 IEEE Transactions on neural networks, pp. 696-703.
- [3] A. Beutelspacher, M. A. Zschiegner, *Diskrete Mathematik, vol. III*. Gießen: Vieweg, 2007, pp. 147-148
- [4] Aichholzer, O., Jüttler, B., „Einführung in die angewandte Geometrie“, Graz, Linz: Springer Basel, 2014, pp. 47
- [5] D. Wolter, M. Zdrallek, C. Schacherer, I. Mladenovic, J. Jäger, M. Biller, „Bewertung des Potentials von Mittelspannungs-Verteilungsnetzakupplungen zum stabilen Netzbetrieb und zur Entlastung von Hochspannungsnetzen“, 4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 2017, Berlin
- [6] BDEW Bundesverband der Energie- Wasserwirtschaft e.V., „Technische Richtlinie Erzeugungsanlage am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,“ BDEW, Berlin, 2008.
- [7] E-Bridge Consulting GmbH, „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020,“ BDEW, Bonn/Aachen, 2011.
- [8] L. Wieserman und T. McDermott, "Fault Current and Overvoltage Calculations for Inverter-Based Generation Using Symmetrical Components," in *Energy Conversion Congress Exposition*, 2014.
- [9] Biller, M., Jaeger, J., „Robust Distance Protection Algorithm for Closed-Ring Structures, *Advancements in Power System Automation and Protection*“ (APAP), 2017, Jeju
- [10] J. Driesen und T. van Craenenbroeck, „Voltage Disturbances - Introduction to Unbalance,“ in *Power Quality Application Guide*, 2002.
- [11] M. Biller, J. Jaeger und M. Zimmerer, „Advanced Coupling Relay Approach in Closed-Ring Grids with Distributed Generation,“ in *PACWORLD - Protection, Automation & Control World Conference*, Wroclaw, Poland, 2017.
- [12] S.Harnisch, P. Steffens, J. Monscheidt, *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze*, Wuppertal: Neue Energie Wuppertal Band 8, 2016, pp. 17-38
- [13] Probst, A., Junge, M., Oechsle, F., „Zeitreihenbasierte Netzplanung zur Vermeidung von Über- und Unterdimensionierungen auf Hochspannungsebene“, 3. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 2016, Berlin