

Verwundbarkeitsanalyse

Arbeitspaket 7 im Vorhaben „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“ gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (FKZ: 01 UN1218)

Autorinnen und Autoren

Dipl.-Ing. Stephan Kurth
Öko-Institut e.V.

Dipl.-Ing. Judith Breuer
Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
1. Einleitung	7
2. Das Stromnetz in Deutschland	9
2.1. Übertragungs- und Verteilnetz	9
2.1.1. Energieeinspeisung in die Stromnetze	10
2.1.2. Energiespeicher	15
2.1.3. Auswirkungen auf das Übertragungsnetz	17
2.2. Netzentwicklung	18
2.3. Systemstabilitätskriterien	20
2.3.1. Frequenzstabilität	20
2.3.2. Spannungsstabilität	21
2.3.3. Auswirkungen einer 80 %-igen EE-Einspeisung	22
3. Störungsauslösende Faktoren	22
3.1. Externe Faktoren	24
3.2. Interne Faktoren und Systemstörungen	29
3.2.1. Kurzschluss	30
3.2.1.1. Ein- oder zweipoliger Kurzschluss	30
3.2.1.2. Dreipoliger Kurzschluss	32
3.2.2. Große Leistungsschwankungen	33
3.2.3. Überspannungen	34
4. Ausbaumaßnahmen	34
4.1. Technische Ausführung von Übertragungstrecken	36
4.1.1. Freileitungstechnik	36
4.1.2. Drehstromkabeltechnik	39
4.1.3. Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)	41
4.2. Vulnerabilitäten der Ausbauvarianten	43
4.2.1. Konzept	43
4.2.2. Basisvariante 1	45
4.2.3. Variante „Freileitung 1“	45
4.2.4. Variante „Drehstromkabel“	47
4.2.5. Basisvariante 2	49
4.2.6. Variante „HGÜ 1“	50

4.2.7.	Variante „HGÜ 2“	52
5.	Zusammenfassung und übergreifende Schlussfolgerungen	53
	Literaturverzeichnis	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Konventionelle Kraftwerke in Deutschland, Stand 12/2012	12
Abbildung 2-2:	Erzeuger und Verbraucher innerhalb der Stromnetzebenenstruktur	14
Abbildung 3-1:	Einpoliger Fehler	31
Abbildung 3-2:	Zweipoliger Fehler ohne und mit Erdberührung	31
Abbildung 3-3:	Dreipoliger Fehler ohne und mit Erdberührung	32
Abbildung 3-4:	Kurzschlussströme in der Nähe eines Generators (schematische Darstellung)	33
Abbildung 4-1:	Schematische Darstellung der Basisvariante 1, sowie der Varianten „Freileitung 1“ und „Drehstromkabel“	45
Abbildung 4-2:	Schematische Darstellung der Basisvariante 2	49
Abbildung 4-3:	Schematische Darstellung der Variante „HGÜ 1“	50
Abbildung 4-4:	Schematische Darstellung der Variante „HGÜ 2“	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Stromnetze in Deutschland	9
Tabelle 3-1:	Störungsanlässe für Versorgungsunterbrechungen	23
Tabelle 3-2:	Exposition durch externe Faktoren	26
Tabelle 3-3:	Zunehmende Exposition durch interne Faktoren	29
Tabelle 4-1:	Zusammenhang zwischen Einwirkungen und Systemstörungen	36
Tabelle 5-1:	Anfälligkeit und Ausfalldauer verschiedene Übertragungstechniken	56

1. Einleitung

Der Begriff Vulnerabilität (Verwundbarkeit) wird in verschiedenen wissenschaftlichen Fachrichtungen verwendet und definiert. Die Untersuchungskonzepte zeichnen sich vielfach durch einen interdisziplinären Ansatz aus, der verschiedenartige Aspekte aus Naturwissenschaft und Technik, Ökonomie, Ökologie oder Sozialwissenschaften zusammenfasst. Auch die Vulnerabilität der Stromversorgung wird unter verschiedenen Blickwinkeln betrachtet. Die Konzepte von zwei Studien, /Birkmann2010/ und /Lüllmann2015/, werden nachfolgend mit dem dort zugrunde liegenden Verständnis skizziert, um anschließend in die hier vorgelegte Analyse einzuführen.

- Die Stromversorgung hat als kritische Infrastruktur eine wichtige Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen. Untersuchungskonzepte zur Vulnerabilität kritischer Infrastruktur ähneln sich darin, dass diese innerhalb der Analyse die Bereiche Exposition, Anfälligkeit und Bewältigungskapazität unterscheiden (/Birkmann2010/, S. 37).
 - *Exposition* ist gegliedert nach Naturgefahren und von Menschen verursachten Gefahren (Terroranschläge und Cyberattacken) und bezieht sich dabei auf strategische Überlegungen des Bundesministeriums des Inneren, welches die Bedeutung einer terroristischen Bedrohung und die Naturgefahren als Gefährdungsursachen hervorhebt (/BMI2009/, S. 8)
 - *Anfälligkeit* schließt Institutionelle Faktoren, Gesellschaftliche Faktoren, Technologische Faktoren und Menschliche Faktoren ein. Das technische/menschliche Versagen, das zur Unterbrechung der Stromversorgung führen kann, ist im Vulnerabilitätskonzept als systeminterne Eigenschaft berücksichtigt und der Anfälligkeit des Systems zugeordnet.
 - *Bewältigungskapazität* lässt sich unter anderem durch die Faktoren Bereitschaft, Umfeld, Redundanz, Transparenz, Wiederherstellungsaufwand und Dezentralisierung darstellen (/Birkmann2010/, S. 76).
- Eine aktuelle Fraunhofer-ISI-Studie /Lüllmann2015/ analysiert die Vulnerabilität von Elektrizitätsversorgungssystemen unter Berücksichtigung der künftigen Ausgestaltung der Stromversorgung. Die Vulnerabilität wird darin über den Schaden einer realisierten Bedrohung in Form der nicht zur Verfügung stehenden Leistung (LOL) gemessen. Im Zentrum der Studie stehen Simulationsexperimente, die für verschiedene Systemausprägungen und Fehlerzustände durchgeführt werden. Der zufällige Ausfall von Systemkomponenten wird über ein Ensemble zufälliger Schadensereignisse definiert, das in allen Untersuchungen zur Bestimmung der Verletzbarkeit der Systemausprägung zum Einsatz kommt. Der gezielte Angriff auf Systemkomponenten wird dadurch abgebildet, dass mittels eines Algorithmus die Systemteilstrukturen identifiziert werden, deren Ausfall zu einem maximalen Schaden führt. Die Risiken (Bedrohung, Gefahr) werden in endogene und exogene Faktoren unterteilt. Endogene Faktoren umfassen Einflüsse aus den Bereichen Technologie, Topologie, Markt und Liberalisierung. Exogene Faktoren beinhalten Unfälle menschlicher oder natürlicher Ursache und Sabotagen.

Die hier vorgelegte Analyse reduziert die Vulnerabilität der Stromversorgung auf die Frage nach dem Erhalt der technischen Funktionsfähigkeit, d. h. die Verwundbarkeit gegenüber physischen (technischen) Einwirkungen. Einflüsse aus institutionellen, gesellschaftlichen, sozialen, wirtschaftlichen oder marktbezogenen Faktoren sind ausgenommen.

Das Bearbeitungskonzept geht von folgenden Voraussetzungen aus:

Vulnerabilität ist mit dem Risikobegriff verknüpft. Vulnerabilität ist dann nicht nur durch Schadensereignisse mit tatsächlich eintretenden Versorgungsunterbrechungen definiert, sondern

bezieht die Frage nach möglichen Unterbrechungen bei erweiterten Ausfallannahmen ein. Schon eine Schwächung des Netzes, ohne tatsächlichen Ausfall oder mit einem der Auslegung zugrunde gelegten Teilausfall, erhöht für den Zeitraum der Beeinträchtigung, die Wahrscheinlichkeit einer Versorgungsunterbrechung im Falle weiterer Störungen und stellt einen Beitrag zur Vulnerabilität dar.

Die Analyse führt einwirkungsbezogene und technologiebezogene Faktoren zusammen, d. h. Entwicklung der Exposition mit den dafür angenommenen Belastungsannahmen sowie Bewältigung der Belastungen durch die eingesetzte Technik.

Für das derzeitige Netz sind Zuverlässigkeitskennndaten bekannt. Für das transformierte Netz sind Erfahrungswerte, insbesondere für den Fall neuartiger Technologien und Strukturen, nicht verfügbar. Dies gilt auch für das Zusammenwirken der verschiedenen Komponenten unter veränderten systemischen Voraussetzungen. Generische Zusammenhänge, die sich auch aus Analysen in anderen Bereichen technischer Sicherheit ableiten, werden nachfolgend betrachtet. Dabei geht es um die Frage, welche Einflüsse einen möglichen Beitrag zu einer veränderten Netzsicherheit leisten können, nicht jedoch um einen speziellen Nachweis. Eine quantitative Analyse mit komplexer Modellierung wird aus den vorgenannten Gründen nicht durchgeführt.

Ausgangspunkt sind zunächst Störungen einzelner Betriebsmittel, die Reaktionen im System erfordern (Umleitung, Regelung etc.). In einem vermaschten Netz ist die Verletzbarkeit einer einzelnen Komponente zusätzlich mit ihrer Auswirkung auf das umgebende Netz zu sehen. Betrachtet werden Wechselwirkungen, die sich in einem Untersuchungsraum auf Basis zweier paralleler Verbindungsstränge ergeben. Damit werden exemplarisch Rückwirkungen auf eine weitere Übertragungsstrecke abgebildet, die im Störfall zur Umgehung des betroffenen Netzbereichs in Anspruch genommen würde.

Der Netzausbau erfolgt unter der Randbedingung struktureller Veränderungen. Der Übergang zu einer mehrheitlich regenerativen Einspeisung mit großen Erzeugereinheiten an einzelnen Knotenpunkten (z. B. Windparks) innerhalb des Übertragungsnetzes, sowie die diversifizierte Struktur mit Einspeisung von Strom aus regenerativer Energiequellen in kleinen Einheiten in das Verteilnetz wird besondere Anforderungen stellen. Zielgrößen für die Umgestaltung der Stromversorgung sind im EEG vorgegeben. Das Energiekonzept 2050 der Bundesregierung gibt einen Ausbau der erneuerbaren Energien auf 80 % am Bruttostromverbrauch als Zielgröße bis zum Jahr 2050 vor. Diese Zielgröße wird als Randbedingung übernommen. Aus der Verletzbarkeit der Einzelkomponenten, den Rückwirkungen auf das umgebende Netz sowie der angenommenen Beanspruchung des Netzes unter der Bedingung einer 80 %-EE-Einspeisung ergibt sich ein Gesamtbild.

Aufbau des Berichts:

Kapitel 2 gibt einen kurzen Überblick über das Stromnetz, seine Entwicklung und die Systemstabilitätskriterien in Deutschland.

Kapitel 3 geht auf die Exposition des Netzes durch externe und interne Faktoren, die Störungen auslösen können, ein. Mögliche Veränderungen der Gefährdung, die im Zeitraum des Netzausbaus zu erwarten sind, werden berücksichtigt.

Kapitel 4 beschreibt Ausbaunahmen, die bei der Netzentwicklung zum Einsatz kommen und erläutert die technische Ausführung von Übertragungsstrecken. Die Vulnerabilität verschiedener Ausbauvarianten wird bewertet.

Kapitel 5 fasst die Ergebnisse zusammen und nennt übergreifende Schlussfolgerungen.

2. Das Stromnetz in Deutschland

2.1. Übertragungs- und Verteilnetz

Das deutsche Stromnetz besteht aus Übertragungsnetzen und Verteilnetzen, die auf verschiedenen Spannungsebenen betrieben werden (Tabelle 2-1).

- Übertragungsnetz:

- überregionale Stromübertragung mit langen Übertragungsstrecken
 - überwiegend Höchstspannung ≥ 220 kV
 - 4 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

- Verteilnetz:

- regionale oder lokale Stromübertragung mit kurzen Übertragungsstrecken, Anschluss der Endverbraucher
 - Hoch-, Mittel- und Niederspannung; ≤ 110 kV
 - mehr als 800 Verteilungsnetzbetreiber (VNB)

Tabelle 2-1: Stromnetze in Deutschland

	Spannungsebene	Ausführung der Netze	ca. Länge [10^3 km]
Niederspannung	230 V 400 V	Maschennetz, Strahlennetz (Anschlussnetz)	1.123
Mittelspannung	6 kV - 60 kV	vorwiegend Ringnetz, Strangnetz oder Maschennetz	510
Hochspannung	60 kV - 220 kV	Maschennetz	77
Höchstspannung	220 kV oder 380 kV GIL 525 kV	Maschennetz	35

Quellen: /dena 2015/, /BMWi 2015/

Das Übertragungsnetz ist ein vermaschtes Netz, das über mehrere Netzknoten (Verknüpfung von Leitungen) und Zweige verfügt. An den Knotenpunkten des Übertragungsnetzes werden große Leistungen, bislang vor allem aus konventionellen Großkraftwerken, an verschiedenen Knotenpunkten eingespeist, an anderen Knotenpunkten an Großverbraucher abgegeben oder für ein unterlagertes Netz in eine andere Spannungsebene transformiert. Zwischen den Knotenpunkten bestehen i. d. R. mehrere mögliche Übertragungswege. Die Stromübertragung muss gemäß dem (n-1)-Prinzip über zwei oder mehr Übertragungsstrecken sichergestellt sein. Bei Ausfällen einer einzelnen Leitung oder eines einzelnen Betriebsmittels innerhalb einer Übertragungsstrecke kann der Stromfluss über mindestens einen alternativen Weg erfolgen. Der dadurch erreichten Sicherheit steht der Aufwand für eine komplexe Netztopologie mit einer sehr großen Anzahl an Netzschaltungsvarianten gegenüber. Das bedeutet einen höheren Aufwand für den Netzschutz und die Steuerung des Lastflusses, um eine Überlastung von Teilstrecken zu verhindern. Innerhalb einer Versorgungsstrecke zwischen der Energieeinspeisung und dem Verbraucher liegen daher nicht selten mehrere Netzknoten.

Das bestehende Übertragungsnetz ist mit folgenden Übertragungstechnologien realisiert /dena 2014/ (Stand Juli 2014):

- fast ausschließlich Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitungen; lediglich auf 200 km von insgesamt 35.000 km Netzlänge werden andere Übertragungstechnologien eingesetzt
- Hochtemperaturleiter (Drehstrom) in Pilotprojekten; insgesamt 5 Abschnitte mit ca. 20 km installierter Gesamt-Leiterlänge
- wenige (kurze) Drehstrom-Erdkabel (keine Erfahrungen zum Systemverhalten im vermaschten Höchstspannungsnetz)
- HGÜ (Hochspannungsgleichstromübertragung) auf einer kurzen Teststrecke sowie zur Anbindung der Offshore-Windeinspeisung
- 1 km GIL (Gasisolierte Leitung)

Das Übertragungsnetz ist als europäisches Verbundnetz ausgeführt, das einen internationalen Energieaustausch über die Landesgrenzen hinweg ermöglicht. In Deutschland ist das Übertragungsnetz in vier Regionen, sogenannte Regelzonen, unterteilt, von denen je eine Regelzone einem Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet ist. Die Übertragungsnetzbetreiber kooperieren in einem Netzregelverbund. Sie sorgen in ihrem Netzgebiet für ein Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Ein Verbund der Übertragungsnetzbetreiber in Europa (ENTSO-E, European Network of Transmission Operators for Electricity) soll zudem die Zusammenarbeit und die Koordinierung der Leistungsflüsse über die Regelzongrenzen hinweg sichern. Im Folgenden wird ausschließlich das deutsche Übertragungsnetz ohne die Verknüpfung im internationalen Verbund behandelt.

2.1.1. Energieeinspeisung in die Stromnetze

Charakteristika der elektrischen Energieeinspeisung aus thermischen Kraftwerken

In konventionellen Kraftwerken wie Kohle-, Öl- und Gaskraftwerken sowie nuklearen Anlagen, aber auch in Müllheizkraftwerken oder Biomasseanlagen, wird Wärmeenergie in elektrische Energie umgewandelt. Unabhängig davon, ob die Wärme aus der Verbrennung von Gas, Kohle, Kernbrennstoff, Müll oder Biogas oder aus Kernspaltung entsteht, wird innerhalb des Kraftwerk-Prozesses unter hohem Druck und hoher Temperatur Wasserdampf erzeugt, dessen Energieinhalt anschließend zum Antrieb von Turbinen oder Verbrennungsmotoren genutzt wird. Die kinetische Energie der Rotationsbewegung wird in einem mitlaufenden Generator in elektrische Energie umgewandelt. Die Welle dreht sich dabei mit einer nahezu konstanten Drehzahl, welche der Netzfrequenz 50 Hz entspricht.

„Selbstheilungseffekt“ bei Frequenzänderungen durch rotierende Massen:

Kleine Änderungen im Energiebedarf des Netzes verändern durch die Trägheit der rotierenden Massen abbremsend oder beschleunigend die Drehzahl in Turbine und Generator und damit rückwirkend auch die Netzfrequenz. Die Veränderung der Netzfrequenz wiederum führt in den Kraftwerken zu einer automatischen Leistungsanpassung, um die Drehzahl der Turbine konstant halten zu können. Diese selbsttätige Leistungsanpassung gleicht demnach kleinere Netzschwankungen aus. Man spricht hier von einer „Momentanreserve“, die durch diesen Effekt zur Verfügung gestellt wird.

Anfahrmomente und Leistungsänderungen:

Ändert sich der elektrische Energiebedarf in größerem Umfang, muss die Turbinen- bzw. Generatorleistung angepasst werden. Der Brennstoffeinsatz wird darauf eingestellt. Hier sind die Kraftwerke in ihren Reaktionszeiten abhängig der Führung der Verbrennungsprozesse.

Um die Regelleistungen zur Versorgung des veränderten Energiebedarfs zu erbringen, kann es nötig sein, zusätzliche Kraftwerke ans Netz zu nehmen. Die verschiedenen Kraftwerkstypen verhalten sich hinsichtlich ihrer Aktivierungszeit, Dynamik und Schwarzstartfähigkeit, also ihrer Fähigkeit ohne Energie aus dem Stromnetz anzufahren, unterschiedlich.

Gasturbinenkraftwerke verfügen über schnelle Startzeiten von unter 15 Minuten und ermöglichen eine hohe Laständerungsgeschwindigkeit. Außerdem sind sie in der Lage, mit Hilfe geringer Energiemengen, die von Akkumulatoren bereitgestellt werden können, aus eigener Kraft zu starten. Andere Wärmekraftwerke (Verbrennung) benötigen dagegen größere Energiemengen, die i. d. R. aus dem Stromnetz bezogen wird. Das Anfahren der Anlage ohne Energiebezug aus dem Stromnetz (z. B. Stromnetzunterbrechung) ist nur dann möglich, wenn mithilfe eines Dieselmotors oder einer Gasturbine am Standort die elektrische Leistung für das Anfahrmoment der Anlage bereitgestellt werden kann. Hinzu kommt aufgrund der Aufwärmeeffekte und der Steuerungsmöglichkeiten des Verbrennungsprozesses ein träges Verhalten bei Laständerungen. Dies gilt insbesondere für die derzeit noch in großem Umfang eingesetzten Kohlekraftwerke. Nuklearanlagen sind nicht schwarzstartfähig. Das Anfahren aus Nulllast kann nur langsam erfolgen. Im Leistungsbetrieb ermöglichen sie aber über große Laständerungsgeschwindigkeiten und Teillastbereiche.

Solaranlagen, Windkraftanlagen, Laufwasserkraftwerke, Pumpspeicher-, Schwunghmassen-speicher- oder Druckluftspeicherkraftwerke sind im Prinzip alle uneingeschränkt schwarzstartfähig und können immer innerhalb sehr kurzer Reaktionszeiten elektrische Energie in das Stromnetz liefern, sofern ihre Primärenergieträger (Wasser, Wind, Sonne, Schwunghmasse oder Druckluft) verfügbar sind. Speicher müssen hierzu vorher „aufgeladen“ worden sein, Solar- und Windkraftanlagen unterliegen einer witterungs-, jahres- und tageszeitabhängigen Verfügbarkeit ihrer Primärenergieträger.

Verortung der konventionellen Anlagen (Großkraftwerke)

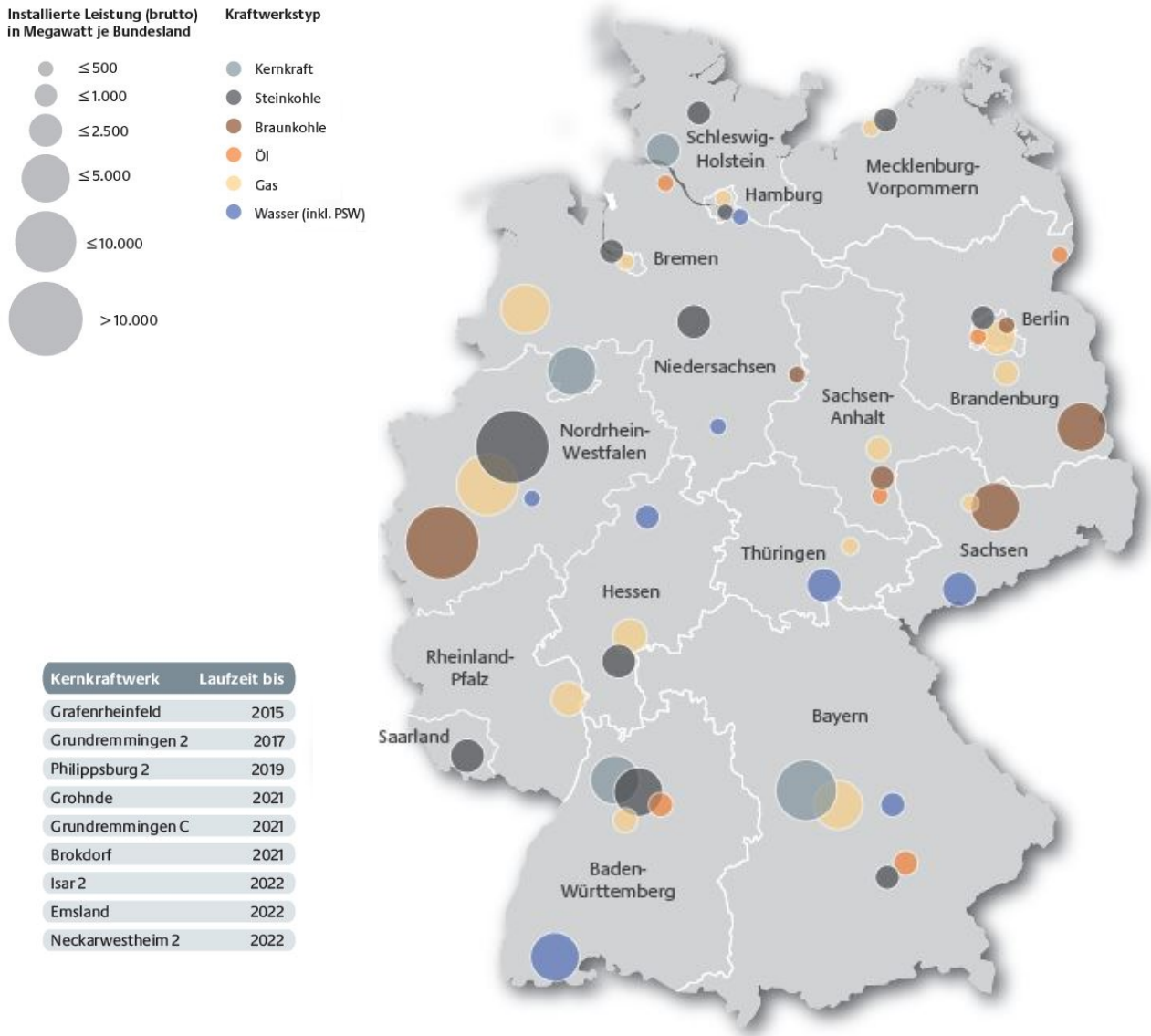
Konventionelle Großkraftwerke (Kernkraft, Steinkohle, Braunkohle, Öl und Gas, Kernkraft) sind Kraftwerke mit großen Einspeiseleistungen, die ihre Leistung i. d. R. unmittelbar in das Übertragungsnetz einspeisen. Von dort wird sie über die unterlagerten Verteilnetze an die Verbraucher weitergegeben. Auch in den unterlagerten Netze gibt es konventionelle Kraftwerke, die mit kleineren Einspeiseleistungen das Netz bedienen.

Die Standorte der großen Kraftwerke sind (Abbildung 2-1) über Deutschland verteilt und in ihrer Einspeiseleistung dem regionalen Verbrauch ähnlich. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung der Leistung vom Groß-Kraftwerk hin zu den Einspeisepunkten in das Verteilnetz. Bei Ausfall einer der großen Kraftwerksblöcke übernehmen ein oder mehrere andere Kraftwerke die Versorgung der Verbraucher. Zusätzlich können Reservekraftwerke angefahren werden. Die Übertragung dieser Leistung findet auch in diesem Fall über das Übertragungsnetz statt, der Strom verteilt sich dabei innerhalb des Netzes auf die Übertragungsnetzstrecken, die zwischen den einspeisenden Kraftwerken und den Verbrauchern (hierzu zählen auch die unterlagerten Netze) liegen und über freie Übertragungskapazitäten verfügen. Eine Steuerung des Leistungsflusses ist durch das Ab- oder Zuschalten einzelner Übertragungsstrecken möglich.

Im Zuge der Energiewende und der damit einhergehenden vermehrten Einspeisung aus regenerativen Quellen sowie der Abschaltung konventioneller Großkraftwerke verändert sich die Einspeiselandchaft auf allen Netzebenen des Stromnetzes. Im Übertragungsnetz werden zukünftig deutlich weniger Groß-Kraftwerke einspeisen. Die nuklearen Kraftwerke haben nur noch eine begrenzte Restlaufzeit. Die räumliche Struktur der Energieversorgung und der Lastfluss ändern sich.

Abbildung 2-1: Konventionelle Kraftwerke in Deutschland, Stand 12/2012

Diese Karte stellt die Summe der elektrischen Leistung aller Kraftwerke ab 100 MW je Bundesland dar.



Quelle: Umweltbundesamt, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Verortung der EE-Anlagen

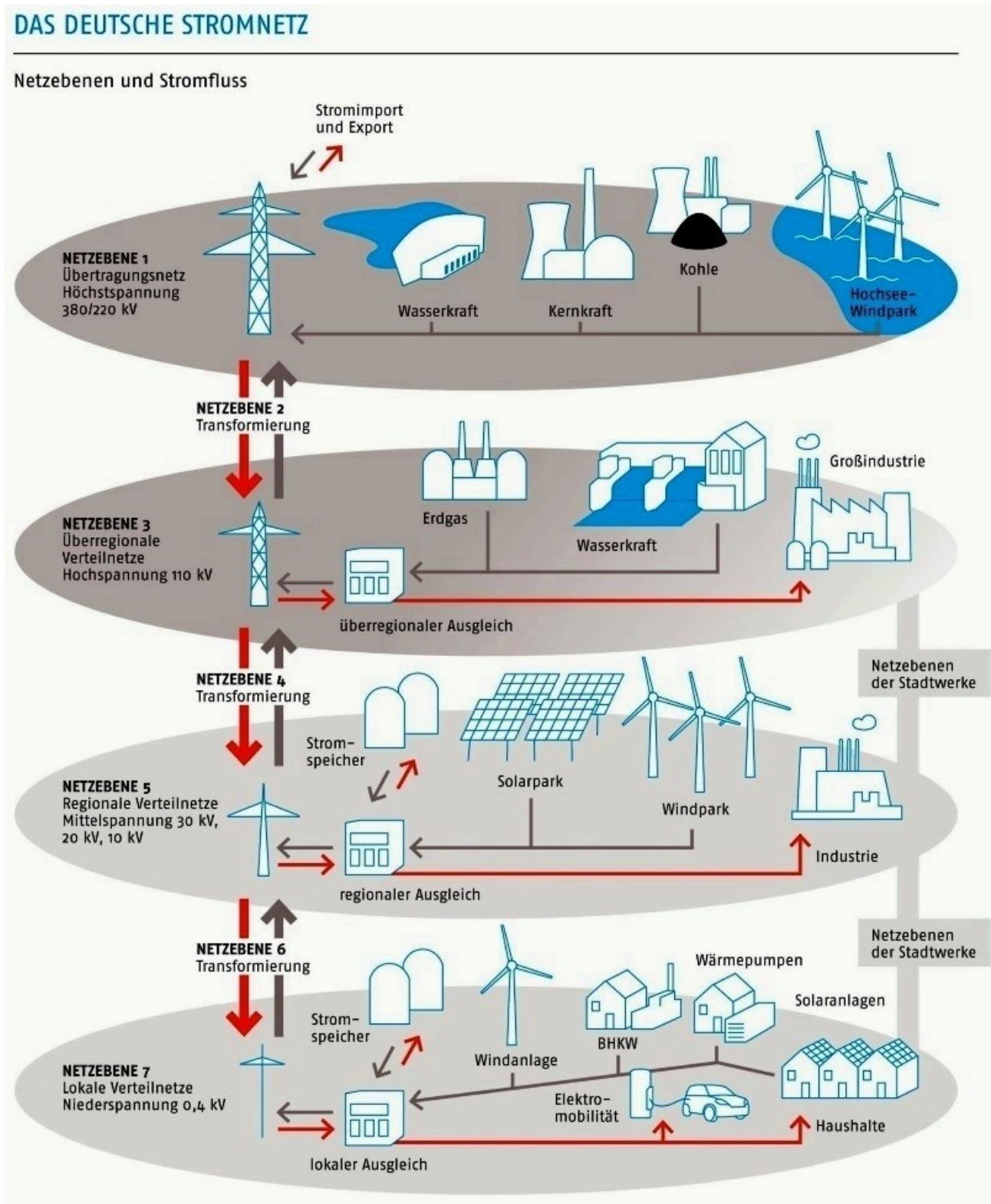
Die On- und Offshore-Windparks (auch einzelne große Biomasse-Anlagen) mit großen Einspeiseleistungen sind im Norden Deutschlands im Übertragungsnetz verortet /BNetzA2015/. Die meisten Biomasse-, Wind- und Solaranlagen mit kleineren Leistungen, sind jedoch in unterlagerten Verteilnetzen verortet. Sie speisen ihre im Vergleich zu den konventionellen Großkraftwerken deutlich kleineren Energiemengen in die Verteilnetze ein und können dort bereits

zum Ausgleich des Verbrauchs (lokal, regional oder überregional) innerhalb des jeweiligen Verteilnetzes beitragen, so dass diese im Idealfall unabhängig vom Übertragungsnetz betrieben werden können. Verteilnetze gibt es im Wesentlichen auf drei Spannungsebenen: die überregionale Verteilnetzebene, die regionale Verteilnetzebene und die lokale Verteilnetzebene. Innerhalb dieser Verteilnetzebenen sind die verschiedenen EE-Anlagen und die nach Verbrauchsleistungshöhe zugeordneten Verbraucher eingebunden. Aufgrund der Anzahl der Anlagen in den Verteilnetzen, bereits 2013 waren 1.480.355 EE-Anlagen installiert, liegt die dort in Summe eingebrachte Leistung in einer mit den Groß-Kraftwerken vergleichbaren Größenordnung, jedoch mit dezentraler Aufteilung in viele Einheiten. Im Jahr 2013 lag die Leistung der EE-Anlagen in den Verteilnetzen, bei 77.137 MW /bdew2015/, 2015 sind es bereits ca. 100.000 MW /BNetzA2015/, Tendenz weiter steigend. Die Residuallasten, die im Verteilnetz aus der Differenz zwischen Einspeisung und Verbrauch entstehen, werden an das Übertragungsnetz weitergegeben. Dies kann einerseits bedeuten, dass zeitweise das Übertragungsnetz zusätzliche Leistung in das Verteilnetz einbringen muss. Andererseits kann aber auch ein Leistungsüberschuss aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz abgegeben werden, sofern dort freie Kapazitäten sind.

Die Infografik /Molner2015/ (Abbildung 2-2) illustriert die Verortung der Anlagen und der Verbraucher auf den verschiedenen Netzebenen. Das Übertragungsnetz ist hier mit Netzebene 1 bezeichnet. Auf dieser Ebene sind neben den dargestellten Anlagen zusätzlich einige Gaskraftanlagen und Onshore-Windparks, sowie zwei Biomasseanlagen anzusiedeln, die hier nicht abgebildet sind. Deutlich wird in dieser Darstellung auch, dass es einen Leistungsausgleich auf den jeweiligen Netzebenen gibt und im Übertragungsnetz zusätzlich das europäische Verbundnetz eine Rolle spielt, so dass ein Export, Import und Transit von elektrischer Leistung auf dieser Netzebene möglich ist bzw. bewältigt werden muss. Die Netzebenen sind voneinander abgegrenzt und befinden sich auf klar definierten Spannungsebenen. Ein Ausgleich zwischen den Netzebenen erfordert eine Transformation auf das entsprechende Spannungsniveau.

Nicht darstellen kann die Grafik die Standorte der Anlagen und die diesbezüglichen strukturellen Änderungen. Die konventionellen und nuklearen Großkraftwerke sind über das Bundesgebiet verteilt (siehe Abbildung 2-1). Aufgrund des flächendeckend vorhandenen Gasnetzes gilt dies auch für Gasturbinenkraftwerke (teilweise als GuD-Kraftwerke ausgeführt). Die großen Windparks und Biomasseanlagen hingegen befinden sich beinahe ausschließlich in den nördlichen oder östlichen Bundesländern (Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein), die Pumpspeicheranlagen sind in Thüringen und Sachsen verortet /BNetzA2016/. Da sich die großen Verbrauchszentren eher in der Mitte und im Süden Deutschlands befinden, erfolgt der Energiefluss innerhalb des Übertragungsnetzes der Bundesrepublik Deutschland überwiegend von Nord nach Süd. Das Ungleichgewicht wird sich mit dem Wegfall weiterer Großkraftwerke im Süden und in der Mitte Deutschlands noch verstärken.

Abbildung 2-2: Erzeuger und Verbraucher innerhalb der Stromnetzebenenstruktur



Quelle: molner.info Infografiken Mai 2015 / [Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.](#) /

Wind-, Solar-, Biomasse- und andere Anlagen: Unterschiede und Gemeinsamkeiten

Standorte im Norden Deutschlands und insbesondere die Offshore-Standorte bieten ideale Bedingungen eine große Anzahl von Anlagen in Windparks zusammenzuschließen. Leistungen bis zu einigen hundert Megawatt, die mit der Kapazität konventioneller Großkraftwerke vergleichbar sind, werden in das Übertragungsnetz eingespeist. Die Leistungsbereitstellung durch Onshore-Windanlagen in anderen Regionen Deutschlands ist dagegen deutlich geringer und ungleichmäßiger und findet ausschließlich innerhalb der dortigen Verteilnetze statt. Zusätzlich ist im Norden Deutschlands bei gleicher Nennleistung der Windkraftanlage die physikalisch mögliche Ausbeute infolge gleichmäßigerer Windverhältnissen um Einiges höher.

Windkraftanlagen können nur in einer bestimmten Bandbreite von Windstärken betrieben werden. Bei zu starkem Wind, werden die Rotorblätter aus dem Wind gedreht, um Beschädigungen zu vermeiden. Im Bereich der nutzbaren Windverhältnisse ist die elektrische Energieerzeugung proportional der Windgeschwindigkeit. Die veränderlichen Windverhältnisse und damit die zu erwartende Einspeisung lassen sich innerhalb einiger Toleranzgrenzen gut für einige Tage im Voraus prognostizieren, so dass vorausschauend Maßnahmen zur Netzstützung ergriffen werden können.

Solaranlagen können ebenfalls zu Solarparks zusammengeschlossen werden, bleiben in ihrer Leistungsbereitstellung dennoch in der Regel unter 50 MW und speisen deshalb ausschließlich in das Verteilnetz ein. Die Standorte sind nicht grundsätzlich auf bestimmte Regionen begrenzt, jedoch ist im Norden von einem Vorrang der Windkraftanlagen auszugehen. Sie unterliegen dem Tag-Nacht-Zyklus und sind zudem von den Wetterverhältnissen und saisonalen Schwankungen abhängig.

Anlagen, deren Primärenergieträger Biomasse oder Abfall ist, sind in der Lage, einen kontinuierlichen Leistungsbeitrag in das Stromnetz einzuspeisen. Auch Laufwasseranlagen erfüllen diesen Tatbestand. Die durchschnittliche Größe von Biomasseanlagen beträgt wenige hundert MW pro Anlage. Vielfach sind es jedoch kleinere Anlagen als „landwirtschaftlicher Nebenbetrieb“.

2.1.2. Energiespeicher

Energiespeicher können zur Optimierung des Versorgungssystems eingesetzt werden. Sie werden vor allem für Regelaufgaben genutzt. Mit der volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energien nimmt auch der Bedarf Regelaufgaben zu. Pumpspeicherkraftwerke sind Stand der Technik und werden bereits heute im Übertragungsnetz eingesetzt. Sie liefern nur für einen begrenzten Zeitraum konstante Leistung. Die Entnahmezeiten betragen wenige Stunden. Sobald der Speichersee entleert ist, ist keine Leistung mehr abrufbar. Zum Wiederauffüllen des Speichersees wird Leistung aus dem Netz entnommen. Ihr Einsatz ist dementsprechend auf Reserveleistungsbereitstellung begrenzt (Systemdienstleistungen). Die in Deutschland installierte Speicherleistung beträgt etwa 7 GW mit einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh. Der Anteil an der Stromerzeugung beträgt weniger als 1 %. Zusätzlichen Standorte für Pumpspeicherseen sind nicht ausgewiesen. Das Potenzial in Deutschland ist weitgehend ausgeschöpft. Große Potenziale könnten dagegen noch in Skandinavien oder den Alpenländern erschlossen werden. Dies erfordert eine grenzüberschreitende Vernetzung im europäischen Verbund. Neben den bereits vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken kommen andere Energiespeichertechnologien für zentrale Großspeicher im Übertragungsnetz in Frage, die jedoch noch nicht in gleichem Maß wie die Pumpspeichertechnologie ausgereift sind. Hierzu zählen Druckluftspeicher, elektrochemische Speicher und Power-to-X-Anlagen (Wasserstoff, Methan), die allerdings eine Rückverstromung über ein zugehöriges Kraftwerk nötig machen. Eine Studie des Energie-Forschungszentrums

Niedersachsen /efzn2013/ betrachtet die Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit und unterscheidet verschiedene Speichertypen. Kurzzeitspeicher sind Speicher, deren Energieinhalt über einen relativ kurzen Zeitraum abgegeben wird. Langzeitspeicher sind in der Lage, über einen langen Zeitraum dem Netz Energie zuzuführen. Unterschiede bestehen in Bezug auf die Speicherkapazität, die Ansprechzeit und die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung. Abhängig vom Verwendungszweck sind demzufolge jeweils nur bestimmte Speicher einsetzbar. So können beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke zur Momentanreserve, zum Regelausgleich bis hin zur Minutenreserve sowie zur Blindleistungsbereitstellung herangezogen werden. Sie sind aber für den saisonalen Ausgleich ungeeignet, da sie weder über die notwendige Speicherkapazität noch über die Möglichkeit verfügen, über einen längeren Zeitraum Energie in das Stromnetz einzuspeisen. Aus heutiger Sicht sind Power-to-Gas-Anlagen, die mit einer geeigneten Gas-Dampf-Turbine kombiniert werden, eine der denkbaren Alternativen für eine Langzeitspeicherung. Der Wirkungsgrad dieser Langzeitspeicherung ist im Vergleich zu dem der Kurzzeitspeicherung aber deutlich geringer, was eine weite Verbreitung dieser Technologie fraglich erscheinen lässt. /efzn2013/ definiert:

„Kurzzeitspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad (≥ 75 %), aber geringem Speichervolumen, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batterien und Demand Side Management“,

„Langzeitspeicher mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad (≤ 40 %), aber großem Speichervolumen, wie chemische Speicherung als Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas)“.

Alle Speicher sind mit hohen Investitionskosten verbunden. Es sind daher auch Anreize und regulatorische Maßnahmen zu prüfen, damit sich dem Ausbau der Erneuerbaren Energien entsprechende Speicherkapazitäten entwickeln.

In Verteilnetzen kommen weitere technische Varianten, hier nicht weiter erläutert, in Frage. Technisch weit entwickelt sind Batteriespeicher, die auch als Quartierspeicher auch für größeren Energiemengen und unterschiedliche Einsatzgebiete geeignet sind. Als Bestandteil des Übertragungsnetzes spielen diese Speicher mit vergleichsweise geringer Kapazität keine Rolle. Effizient lässt sich ein Einsatz von Speichertechnologien vor allem in kleineren Einheiten (z. B. unmittelbare Zuordnung zu einer Windkraftanlage) gestalten, da gerade die Speicherung mittels Batterien in den letzten Jahren Fortschritte gemacht hat und inzwischen ein breites Einsatzspektrum bietet. Unabhängig davon, ob die Speicherung in den Verteilnetzen in direktem Bezug zu den EE-Anlagen oder als Quartierspeicher Einzug halten wird, wird es eine große Anzahl an kleinen Speichern, ggf. auch mit einer großen Zahl von Betreibern, geben, die koordiniert werden müssen. Entscheidend für die Systemsicherheit wird sein, ob die Koordination zentral gesteuert werden kann, um einen Nutzen für das Übertragungsnetz daraus ziehen zu können. Darüber hinaus wird entscheidend sein, ob diese Steuerung markt- oder netzgeführt erfolgen wird. Nur eine netzgeführte Steuerung ist geeignet, die Speicher für die Regelleistungen und damit zur Systemsicherheit heranzuziehen. Erfolgsversprechend ist aus Sicht des /Fraunhofer2014/ einzig der Zusammenschluss von EE-Anlagen und Speichern zu einem virtuellen Kraftwerk, so dass diese Einheiten sowohl intern selbstständig für einen Ausgleich ihrer Energiemengen im Verteilnetz sorgen, als auch extern als Einheit netzgeführt gesteuert werden können.

Große Energiespeichereinheiten im Übertragungsnetz sind mit geringem Aufwand zentral steuerbar und können deshalb vergleichsweise einfach zum Erhalt der Systemdienstleistungen im Übertragungsnetz herangezogen werden. Ihr zusätzlicher Einsatz ist dann auf die Möglichkeiten, die sich zu jedem Zeitpunkt bezüglich der Rückspeisung aus den Verteilnetzen ergeben,

abzustimmen. Außerdem müssen Kapazitäten im europäischen Verbundnetz hinsichtlich ihres Nutzens für das deutsche Stromnetz geprüft werden.

Inwieweit Speicher zum Einsatz kommen werden, ist weniger eine technische Frage, sondern vielmehr eine ökonomische. Hier stellt /efzn2013/ abschließend in einem Fazit fest, dass „ein oder mehrere ordnungspolitisch optimale Förderinstrumente“ notwendig sind, um den Einsatz von Speichern im Stromnetz überhaupt in Erwägung ziehen zu können. Folgerichtig sind Speicher bislang im Netzentwicklungsplan (NEP) nahezu völlig ausgeklammert gewesen, da Prognosen zum Einsatz der Speicher eher unsicher erschienen. Konkrete Projekte zur Integration zusätzlicher Großspeicher (bzw. virtuelle Kraftwerke) im Übertragungsnetz sind im NEP nicht beschrieben.

2.1.3. Auswirkungen auf das Übertragungsnetz

Die Änderung der Einspeiselandschaft durch die dezentrale Struktur der Energieeinspeisung zieht in erster Linie eine deutlich höhere Belastung der Verteilnetze nach sich, da die Vielzahl der EE-Anlagen in den Verteilnetzen verortet ist und auch zukünftig dort ein Zuwachs zu erwarten ist. Um den Netzausbau in den Verteilnetzen in Grenzen zu halten, ist davon auszugehen, dass es Bestrebungen geben wird, die dort erzeugte elektrische Energie möglichst ortsnah an die Verbraucher weiterzugeben.

Als Folge schwankender Verbraucherlasten und volatiler Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen kann es zu Zeiten kommen, in denen bei zeitgleich hoher Einspeisung und geringerem Stromverbrauch eine Rückspeisung in die überlagerten Netze bis in das Übertragungsnetz erfolgt. Die maximal dabei auftretende Residuallast setzt sich aus der maximal möglichen Einspeiseleistung aller in die Verteilnetze einspeisenden Energieerzeuger bei zeitgleich minimalsten Verbrauchswerten innerhalb dieses Verteilnetzes zusammen. Hier muss der Tatsache Rechnung getragen werden, dass die EE-Anlagen innerhalb des Verteilnetzes, auch aufgrund der dezentralen Aufteilung der Standorte, nur selten alle gleichzeitig maximale Leistung erbringen. Der Zeitraum für eine solche maximale Rückspeisung ist dementsprechend begrenzt. Im Übertragungsnetz, unterhalb dem im Hochspannungsnetz bereits eine überregionale Verteilung stattfindet, ist nicht mit der rechnerisch möglichen maximalen Rückspeisung zu rechnen.

Der Zubau von netzgetriebene Speicher in den Verteilnetzen kann die Rückspeisung in das Übertragungsnetz verringern, da der Energieausgleich bereits innerhalb des Verteilnetzes optimiert und damit die Residuallasten verringert werden. Daneben können auch Maßnahmen wie der Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel, die Kappung der EE-Erzeugungsspitzen, eine netzgetriebene Laststeuerung oder eine vorausschauende Netzplanung /dena2012a/ die Übertragungsleistungen, die innerhalb des Verteilnetzes transportiert werden müssen, begrenzen und damit auch die Rückspeisungen in das Übertragungsnetz minimieren. Dennoch wird eine Rückspeisung in das Übertragungsnetz erfolgen. Wenn ein Großteil der konventionellen und nuklearen Anlagen durch EE-Anlagen ersetzt wird, muss die dort installierte Leistung der EE-Anlagen die Verbrauchswerte übersteigen, um eine weiterhin konstante Leistungsdeckung zu erreichen. Infolgedessen wird es zeitweise zu Erzeugungsspitzen kommen, die entweder gekappt werden müssen, indem diese Energiemengen vom Stromnetz nicht abgenommen werden, oder die bis in die überlagerten Netze eingetragen werden. Zudem könnten zukünftig auch Regelleistungen aus den unterlagerten Netzen angefordert werden, was ebenfalls eine Rückspeisung in das Übertragungsnetz aus dem Verteilnetz erfordern würde. Im Vergleich zu der Einspeisung aus EE-Anlagen im Norden Deutschlands (Windparks) in das Übertragungsnetz und der notwendigen Regelleistungsbereitstellung, ist der Betrag der Rückspeisungen aus dem Verteilnetz gering. Der Zubau der EE-Anlagen, die überwiegend im Verteilnetz erfolgt, wird daher nur geringen Einfluss auf das Übertragungsnetz haben.

Die größere Herausforderung bezüglich der Stabilität des Übertragungsnetzes ergibt sich aus der Verteilung der in den großen Windparks im Norden erzeugten Strommengen hin zu den Verbraucherzentren, die sich in der Mitte und im Süden Deutschlands befinden. Die Volatilität der Einspeisung aus den Windparks in das Übertragungsnetz könnte durch den vermehrten Einsatz von Energiespeichern (Kapitel 2.1.2) ausgeglichen werden. Dies verbessert auch die Regelleistungsbereitstellung. Die tatsächliche Bedeutung der Speicher bei der Umsetzung des Energiekonzepts 2050 kann z. Zt. noch nicht verlässlich angegeben werden. Die Integration der Speicher erfordert weitere Untersuchungen. Es sind Fragen zu beantworten bezüglich der Entwicklung des Speicherbedarfs, der Eignung und Einsatzreife von Speichertechnologien, der Verortung der Speicher (Einspeisung in das Übertragungsnetz oder in das Verteilnetz, Standorte im Norden oder Süden) sowie der Optimierung und Steuerung des Speicherbetriebs. Auch ökonomische Aspekte spielen dabei eine Rolle.

2.2. Netzentwicklung

Die Bundesnetzagentur legt den Szenariorahmen fest, der der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu Grunde zu legen ist. Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP). Die Planung wird regelmäßig aktualisiert, um veränderte Randbedingungen und Entwicklungen zu berücksichtigen. Die Szenarien stellen für den durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vorgegebenen Ausbaukorridor die voraussichtlichen Entwicklungen von Erzeugung und Verbrauch im Bereich erneuerbarer und konventioneller Energien im Zeitraum der nächsten 10 Jahre (2025) dar. Eines der Szenarien wird zusätzlich auf einen Zeitraum von 20 Jahren (2035) fortgeschrieben. In aktueller Fassung des EEG (2014) betragen die Zielgrößen

- 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025,
- 55 bis 60 % Prozent bis zum Jahr 2035 und schließlich
- 80 % bis zum Jahr 2050.

Für die Erreichung der Ziele werden Ausbauziele bezüglich der installierten Leistungen angegeben. Diese betragen

- für Windenergieanlagen on-shore 2.500 MW/a (netto),
- für Windenergieanlagen off-shore insgesamt 6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030,
- für Photovoltaikanlagen 2.500 MW/a (brutto) und
- für Biomasseanlagen bis zu 100 MW/a.

Der NEP dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. „Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Es geht vielmehr um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten“ (/NEP2014/, S. 26). Mittels Netzanalysen identifizierten die Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen, um die ermittelten Übertragungsengpässe zu beheben. Der Netzentwicklungsplan enthält sowohl Leitungsbaumaßnahmen als auch reine Punktmaßnahmen in Umspannwerken. Die Übertragungsengpässe sollen vorrangig durch Maßnahmen zur Optimierung und Verstärkung des bestehenden Netzes zu behoben werden.

- Netzoptimierung
 - Topologiemassnahmen

- Leistungsflusssteuerung
- Witterungsabhängiger Leistungsbetrieb (Temperaturmonitoring, Freileitungsmonitoring)
- Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV bei dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen
- Netzverstärkung
 - Zubeseilung von Stromkreisen
 - Erhöhung der Übertragungskapazität von Stromkreisen in bestehenden Trassen
 - Austausch von Betriebsmitteln in Anlagen

Die Maßnahmen zur Netzoptimierung haben weitgehend keine baulichen Erfordernisse. Erst wenn die Potenziale der Netzoptimierung und –verstärkung im netztechnisch sinnvollen und zulässigen Umfang ausgenutzt wurden, erfolgt der Ausbau des bestehenden Netzes /NEP2015/ mit folgenden Maßnahmen:

- Netzausbau
 - Neue 380 kV-Leitungen in neuen Trassen
 - Neue Schaltanlagen
 - Overlay-Netze (z. B. HGÜ-Fernübertragung)

Die von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP dargestellten Projekte kombinieren, soweit sinnvoll, Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau.

Das bestehende Drehstromnetz bleibt in weiten Teilen erhalten. Die Drehstromübertragung wird auch im zukünftigen Netz eine maßgebliche Rolle einnehmen. Innerhalb der Drehstromübertragung kommen verschiedene neue Techniken in Frage, die in Kombination mit herkömmlicher Freileitungstechnik zum Einsatz kommen werden. Die Topologie des Freileitungsnetzes wird im Wesentlichen erhalten bleiben, einzelne Trassen werden verstärkt oder auf ein höheres Spannungsniveau gehoben und in einigen Abschnitten ist ein Zubau neuer Trassen avisiert. Die Übertragung in verstärkten oder ausgebauten Netzbereichen kann auf Drehstromübertragung oder auf Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) basieren. Realistisch wird eine Mischform aus beiden Technologien sein, in der die HGÜ – auch in den Hauptübertragungstrecken – nur in begrenzten Teilbereichen zum Einsatz kommt. Der Umbau des Stromsystems lässt sich aus technischer Sicht zusammenfassend mit den genannten Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau beschreiben. Die Vulnerabilitätsanalyse vergleicht verschiedene Varianten, in denen die Maßnahmen in unterschiedlicher Weise kombiniert werden. Zur technischen Umsetzung können in den Übertragungstrecken Drehstromfreileitungen, Drehstromkabel sowie HGÜ in Freileitungs- oder Kabeltechnik eingesetzt werden. In den Schaltanlagen sind es Schalter, Transformatoren und Sammelschienen, weiterhin Regelungs- und Schutzeinrichtungen sowie verschiedene Komponenten die beim Einsatz neuer Techniken (Kompensationseinrichtungen, Endverschlüsse, Verbindungselemente, Konverterstationen usw.) hinzukommen.

Der Lastfluss im Übertragungsnetz fand bislang im Wesentlichen innerhalb einer Regelzone von den konventionellen Stromerzeugern über die Übertragungstrecken hin zu den Großverbrauchern oder den unterlagerten Netzen statt. Der Zubau der EE-Anlagen, die sowohl als große Erzeugereinheiten direkt in das Übertragungsnetz als auch in großer Vielzahl in die unterlagerten Verteilnetze einspeisen, sowie das Abschalten großer konventioneller und nuklearer Kraftwerke ändern die Lastflüsse. Leistungsflüsse über Regelzonengrenzen hinweg werden

zunehmen, um eine Übertragung auch über große Distanzen (vorrangig Nord-Süd-Richtung) zu ermöglichen.

Windkraft- und Solaranlagen, die den größten Anteil der installierten EE-Anlagen darstellen, speisen mit hoher Volatilität ein. Andere regenerative Quellen (z. B. Laufwasserkraftwerke, Biomasse) sind in der Lage, gleichbleibend Leistung zu liefern. Zudem könnten Energiespeicher zu einer Glättung der Einspeisung beitragen. Im NEP sind dazu noch keine konkreten Ausbauplanungen enthalten.

Die zunehmende Einspeisung aus EE-Anlagen in unterlagerte Netze reduziert die Verbraucherlast in den an das Übertragungsnetz angebotenen Netzknoten. Im Gegensatz kann es zu Rückspeisungen aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz kommen, deren Höhe und Fluktuation abhängig vom Ausbau des Verteilnetzes bzw. der Maßnahmen ist, die zur Regelung und Speicherung auf Verteilnetzebene vorhanden sind. Die Rückspeisungen aus den Verteilnetzen sind insofern im Vergleich zu den Einspeisungen aus direkt in das Übertragungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen weniger problematisch. Da die Lasten, die durch die unterlagerten Netze an den Knotenpunkten des Übertragungsnetzes, und durch die Großverbraucher im Übertragungsnetz hervorgerufen werden, auch bisher teils großen Schwankungen unterlegen haben, stellt dies keine deutlich veränderte Belastung des Netzes dar.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich daraus, dass die Stromversorgung künftig nicht mehr durch wenige Großkraftwerke, sondern dezentral durch eine große Anzahl räumlich weit verteilter Erzeugereinheiten geprägt ist. Dadurch steigt der Aufwand zur Koordination dieser Erzeuger insbesondere auf Verteilnetzebene. In der veränderten dezentralen Struktur müssen neue Konzepte zum Erhalt der Systemstabilität entwickelt werden (Kapitel 2.3).

2.3. Systemstabilitätskriterien

Die mit im Tagesablauf, saisonal sowie abhängig von Wetterbedingungen fluktuierende Einspeisung von Energie aus EE-Anlagen stellt keine konstante Einspeisungsleistung dauerhaft zur Verfügung. Spannungs- und Frequenzstabilität müssen aber als Systemstabilitätskriterien auch unter den geänderten Bedingungen einer überwiegender Stromerzeugung in EE-Anlagen gewährleistet werden. /Fraunhofer2014/ hat im Projekt „Kombikraftwerk 2“ gezeigt, dass auch in einem Stromsystem mit 100 % EE neben der bedarfsgerechten Versorgungsbereitstellung die für die Versorgungssicherheit unabdingbare Netzstabilität jederzeit gewährleistet werden kann. Dies ist jedoch an bestimmte Voraussetzungen geknüpft. Nachfolgend sind die Zusammenhänge, die die Systemdienstleistungen „Frequenzhaltung“ (Kapitel 2.3.1) und „Spannungshaltung“ (Kapitel 2.3.2) notwendig machen, beschrieben und die Schlussfolgerungen daraus in Kap. 2.3.3 zusammengefasst.

2.3.1. Frequenzstabilität

Voraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb ist, dass die Energie, die verbraucht wird, zum gleichen Zeitpunkt auch erzeugt wird. Ist dieses Verhältnis gegeben, so beträgt die Frequenz im Netz exakt 50 Hz. Bei einem Ungleichgewicht in der Wirkleistungs-Beziehung, z. B. durch einen steigenden Verbrauch bei gleichbleibender Erzeugung oder umgekehrt, ändert sich die Netzfrequenz. Größere Veränderungen der Netzfrequenz führen zur Instabilität und damit zum Ausfall des Netzes. Im europäischen Verbundnetz ist festgelegt, dass die Frequenz bei 50 Hz mit einer Toleranzgrenze von $\pm 0,2$ Hz gehalten werden muss. Innerhalb dieser Toleranz ist ein stabiler Betrieb des Netzes weiterhin gewährleistet. Um die Frequenzstabilität sicherzustellen, regelt die Netzregelung die Zu- oder Abschaltung von Erzeugern oder nötigenfalls auch die

Abtrennung von Verbrauchern. Durch die rotierenden Massen der eingebundenen Generatoren und Turbinen der Stromerzeuger hat das System eine gewisse Trägheit. Auch bestimmte Verbraucher tragen zu dieser Trägheit bei. Insbesondere nehmen Synchronmotoren bauartbedingt eine geringere Leistung auf, wenn die Netzfrequenz absinkt, oder eine höhere Leistung, wenn sie ansteigt. Diese Trägheit des Systems wirkt wie ein stabilisierender Effekt, so dass innerhalb der Toleranzgrenzen der Frequenz bei zeitnaher Ausregelung der Leistungsbeziehung das System nicht gefährdet ist (siehe auch Kap. 2.1.1). Nach Abschaltung der Großkraftwerke und Umstellung der Versorgung auf EE-Anlagen stehen diese rotierenden Massen auf Erzeugerseite nicht mehr in gleichem Maß zur Verfügung. Dennoch bestätigt eine Studie /Fraunhofer2014/, dass im Hinblick auf die Frequenzstabilität die „deutlich schnelleren Reaktionszeiten von Solar-, Windenergie-, Power-to-Gas-Anlagen und Batterien (...) auch diese Herausforderung eines rein erneuerbaren Versorgungssystems (lösen kann)“. Voraussetzung hierfür ist, dass der regulatorische Rahmen für die Regelleistungsabruflzeit verkürzt werden wird, um die schnelleren Reaktionszeiten der EE-Anlagen nutzbar zu machen.

Zusätzlich sind die EE-Anlagen selbst mit ihrer Volatilität eine große Herausforderung für die Frequenzhaltung des Systems. Die Erzeugungsleistung schwankt entsprechend der Verfügbarkeit von Wind und Sonne und bildet so ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch aus. In /Fraunhofer2014/ wurde hierzu festgestellt, dass der Regelleistungsbedarf durch eine zeitweise fast vollständige Stromerzeugung aus Wind und Sonne auf etwa das Doppelte ansteigen würde. Mithilfe einer „dynamische Regelleistungsdimensionierung“ kann dieser Bedarf wieder erheblich reduziert werden. Bei der dynamischen Regelleistungsdimensionierung wird anhand von Einspeiseprognosen für jede Stunde des Folgetages die kurzfristig zu erwartenden Schwankungen bestimmt und die Einspeisung anschließend in sogenannten „virtuellen Kraftwerken“ gesteuert. In einem virtuellen Kraftwerk sind mehrere (viele) räumlich getrennte, dezentrale Energieversorgungseinrichtungen unterschiedlicher Technik und Größe in einem Verbund zusammengefasst. Sie sind untereinander vernetzt, kommunizieren und interagieren miteinander und können somit zentral als Einheit gesteuert werden.

2.3.2. Spannungsstabilität

Eine Lastflussberechnung gibt Aufschluss über die stationären Zustände im Netz bei unterschiedlichen Lastzuständen und auch unter Berücksichtigung der Ausfallvarianten entsprechend dem (n-1)-Prinzip. Die Veränderung der Verbraucherlastgrößen oder das Abschalten einzelner Übertragungsstrecken ziehen zudem dynamische Vorgänge nach sich, die einer besonderen Berücksichtigung bedürfen. So kann zwar beispielsweise eine Ausfallvariante im eingeschwungenen, also stationären Zustand, durchaus stabil sein, der Übergang in diesen Zustand aber instabil verlaufen. An jedem Netzknoten im Netz muss die Spannung innerhalb seiner Toleranzgrenzen (z. B. 380 kV \pm 10 %) gehalten werden, um Schäden an Betriebsmitteln zu verhindern oder deren Funktion zu stören. Die Spannungshaltung wird durch die lokale Bereitstellung von Blindleistung gewährleistet.

Während bisher die Blindleistung hauptsächlich von Großkraftwerken bereitgestellt wird, muss sie bei steigender Anzahl EE-Anlagen zukünftig von einer Vielzahl unterschiedlicher Anlagen zur Verfügung gestellt werden. /Fraunhofer2014/ prognostiziert „keine kritischen Spannungsabweichungen“, wenn die „Blindleistungsbereitstellung von einer Vielzahl unterschiedlicher Anlagentypen verschiedener Größe übernommen wird, die miteinander interagieren“. Dies setzt den Zusammenschluss mehrerer kleiner Energieerzeugern zu Verbänden voraus, die als virtuelle Großkraftwerke wahrgenommen und als solche gesteuert werden können. Stufbare Transformatoren, die Blindleistung aus unterlagerten Spannungsebenen nutzbar machen

können, und steuerbare Blindleistungskompensatoren leisten bereits heute ihren Beitrag in der Spannungshaltung. Diese Eigenschaften können auch bei veränderter Netz- und Einspeisestruktur genutzt werden.

2.3.3. Auswirkungen einer 80 %-igen EE-Einspeisung

Mit den deutlich schnelleren Reaktionszeiten der EE-Anlagen kann die Frequenzstabilität auch weiterhin gewährleistet werden. Der Regelleistungsbedarf müsste bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien auf 80 % am Bruttostromverbrauch (Ausbauziel für das Jahr 2050 gemäß EEG) allerdings über eine „dynamische Regelleistungsdimensionierung“ reduziert werden.

Da die Frequenzstabilität eine der maßgeblichen Systemstabilitätskriterien für das Netz darstellt, ist unabdingbar, dass mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien Vorsorge für die Frequenzstabilität des Netzes getroffen wird. Die Auswirkungen einer unzureichenden Reduzierung des Regelleistungsbedarfs wirken sich auf das gesamte Netz aus und sind nur in sehr geringem Maße durch bestimmte Netzausbauvarianten beeinflussbar.

Für die zentral gesteuerte und netzgeführte Regelung, und damit für die Sicherstellung der Systemstabilität des Gesamtnetzes, sind angepasste Regelungskonzepte vonnöten (siehe Kapitel 2.3.1, Kapitel 2.3.2). Zudem sind gemäß /Fraunhofer2014/ eine „beachtliche“ Energiespeicherkapazität, eine notwendige aktive Anlagensteuerung, sowie sichere und leistungsfähige Kommunikationssysteme, die die dezentralen EE-Anlagen überwachen und steuern können, Erfolgsbedingungen. Im Folgenden wird vorausgesetzt, dass begleitend zum Zubau der EE-Anlagen auch die hier genannten Maßnahmen, die zur Sicherstellung der Systemdienstleistungen beitragen, realisiert werden, um die geforderte Systemstabilität sicherzustellen. Ein Netzausbau unter Vernachlässigung der Stabilitätskriterien ist auszuschließen. Zusätzlich können aber auch die Ausbauvarianten, die sich den im NEP beschriebenen Projekten ergeben, die Spannungsstabilität des Netzes beeinflussen. Darauf wird nachfolgend eingegangen.

3. Störungsauslösende Faktoren

Störungen der Stromversorgung werden als Qualitätsmerkmal der Stromversorgung bewertet. Die Stromnetzbetreiber sind gemäß § 52 EnWG dazu verpflichtet, der Bundesnetzagentur jährlich einen Bericht über die in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen nach festgelegten Berichtsvorgaben vorzulegen. Basisdaten betreffen Beginn, Dauer, Unterbrechungsart und Störungsanlass der Versorgungsunterbrechung. Man unterscheidet folgende Störungsanlässe für ungeplante Versorgungsunterbrechungen (Tabelle 3-1):

- Atmosphärische Einwirkungen,
- Einwirkungen Dritter,
- Zuständigkeiten des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass,
- Rückwirkungsstörungen sowie
- Höhere Gewalt

Tabelle 3-1: Störungsanlässe für Versorgungsunterbrechungen

Störungsanlass	Störung verursachende Ereignisse (Beispiele)	
Geplante Versorgungsunterbrechungen		
• Zählerwechsel		
• Sonstiges		
Ungeplante Versorgungsunterbrechungen		
• Atmosphärische Einwirkungen	Gewitter, Eisregen, Hagel, Schnee, Nebel, Sturm bis Windstärke 9, Hochwasser	SAIDI/ASIDI **
• Einwirkungen Dritter	Schäden, Berührung, oder Annäherung an spannungsführende Teile durch Personen, Tiere, Bäume (Astbruch), Baggerschaden, Brand, Diebstahl, Vandalismus,	
• Zuständigkeiten des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass	Betätigung von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen, Fehlbedienung, Überlastung von Betriebsmitteln, Montagefehler, Kabelbrand, altersbedingter Ausfall von Betriebsmitteln, defekte Betriebsmittel, unbekannte Ursache	
• Rückwirkungsstörungen	Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Störungen an vor- oder nachgelagerten Netzen oder in Kundenanlagen oder den einspeisenden Kraftwerken	
• Höhere Gewalt	Außergewöhnliche Naturkatastrophen wie schwerer Sturm mit Windstärke 10*, orkanartiger Sturm mit Windstärke 11* Orkan (z.B. Kyrill), außergewöhnliches Hochwasser (z.B. Oderflut 1997), Abschaltung auf Anordnung von Behörden zum Schutz der öffentlichen Sicherheit (soweit die Ursache dieser Anordnung außerhalb des Zuständigkeitsbereichs des Netzbetreibers lag), Streik, Terroranschläge, Krieg	

* soweit diesbezüglich nicht ohnehin durch den Netzbetreiber Vorkehrungen zu treffen waren

** SAIDI: System Average Interruption Index; ASIDI: Average System Interruption Duration Index

Quellen: /BNetzA2010/, /BNetzA2011a/

Die Erläuterungen der Bundesnetzagentur (/BNetzA2010/, /BNetzA2011/) erlauben eine beispielhafte Zuordnung von ursächlichen Ereignissen zu den Störungsanlässen. Vor dem Hintergrund der Anreizregulierung (ARegV) werden auf Basis der gemeldeten Daten Kennzahlen (SAIDI, ASIDI) für die Versorgungssicherheit gebildet. Erfasst werden ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von drei Minuten und mehr aufgrund der Störungsanlässe „Atmosphärische Einwirkungen“, „Einwirkungen Dritter“ und „Zuständigkeiten des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass“. Tabelle 3-1 illustriert die Systematik.

Die Kriterien sind auf die Erfordernisse der Anreizregulierung ausgerichtet und eignen sich nicht unmittelbar zur Quantifizierung der Vulnerabilität. Eine Übertragbarkeit für die Zwecke der Vulnerabilitätsanalyse besteht jedoch insoweit, dass sich ein Spektrum von Ereignissen ableiten lässt, welche reale Gefahren für das Stromnetz darstellen. Vergleichbare Ereigniskategorien werden generell für das Design technischer Komponenten und Anlagen, dort mit individuell festgelegten Kriterien und Belastungsannahmen, zugrunde gelegt.

3.1. Externe Faktoren

Von außen einwirkende Belastungen gefährden vor allem Stabilität, Standsicherheit und Integrität der Tragwerke und Einhausungen oder die Isolierung spannungsführender Betriebsmittel. Die dadurch verursachten Ausfälle und erforderliche Kompensationsmaßnahmen sind dann bezüglich ihrer Auswirkungen im Stromnetz (interne Faktoren) zu beherrschen. Externe Faktoren umfassen:

- *Naturgefahren* (Atmosphärische Einwirkungen, naturbedingte Einwirkungen) wie Hagel, Blitzschlag, Tornado, Wintersturm, Starkniederschlag/Sturzflut, Flusshochwasser, Sturmflut, Trockenheit/Dürre, Kältewelle/Hitzewelle, Waldbrand, Schneesturm, Lawine, Bergrutsch, Erdbeben, Vulkan, magnetischer Sturm, Meteoriteneinschlag sowie
- *Zivilisatorische Gefahren* (Einwirkungen Dritter, von Menschen verursachte Einwirkungen) wie Schäden durch Personen oder Tiere, benachbarte Anlagen und Verkehr, Baggerschaden, Brand, Explosion, Diebstahl, Vandalismus, Terror, Krieg.

Externe Faktoren sind grundsätzlich standortabhängig zu bewerten. Die generische Betrachtung unterstellt jedoch, dass eine Gefährdung - mit den nachfolgend erläuterten Einschränkungen - im gesamten Netzgebiet vorliegt:

- Gefährdungen durch Vulkanismus, magnetischen Sturm, Meteoriteneinschlag werden im Folgenden nicht weiter berücksichtigt, da für den Betrachtungszeitraum kein relevanter Beitrag zur Gefährdung anzunehmen ist.
- Generell wird hier davon ausgegangen, dass alle zivilisatorischen Einwirkungen (inkl. Sabotage) als Einzelereignisse mit lokal begrenzter Wirkung auftreten.
- Gefährdungen durch Terror oder Krieg, erfordern eine gesonderte Betrachtung.

Zur Einordnung dienen weitere Kriterien:

- **Einwirkungsbereich**

Bei lokal wirkenden Ereignissen ist der Einwirkungsbereich auf eine einzelne Netzkomponente mit angeschlossener Netzverbindung begrenzt. Als Grenze wird hier (Tabelle 3-2) ein Umkreis von etwa 10 km angenommen. Einwirkungen mit größeren Reichweiten können mehrere Netzknoten und/oder Verbindungselemente betreffen. Entsprechend aufwändiger sind die dann erforderlichen Maßnahmen. Soweit die Einwirkungen in kausalem Zusammenhang mit anderen Ereignissen stehen (z. B. Trümmerflug, Astbruch infolge Sturm) ist deren Reichweite durch die primäre Ursache bestimmt.

- **Einwirkungsdauer**

Bei kurzzeitiger und lokal begrenzter Exposition sind die vom Schaden betroffenen Bereiche nach kurzer Zeit für eine Wiederherstellung zugänglich.

Bei länger andauernder Exposition und weitreichenden Schäden der Infrastruktur (z. B. Hochwasser, Erdbeben) ist die Zugänglichkeit erschwert und es ist von längeren Ausfallzeiten bis zur Wiederherstellung auszugehen. Ausfallzeiten werden technologieabhängig auch durch

den Reparaturaufwand beeinflusst. In Tabelle 3-2 wird als Kriterium eine Zeitspanne von mehr als einem Tag verwendet.

Das technische Design berücksichtigt neben den für den Einsatzfall spezifizierten Betriebslasten auch Lastannahmen für externe Einwirkungen durch bestimmte Naturgefahren (Erdbeben, Eis/Schnee, Hochwasser, Wind). Weitere Faktoren werden durch spezielle Schutzmaßnahmen (z. B. Art der Aufstellung, Verlegung, äußerer Schutz) berücksichtigt. Die normierten Lastannahmen für äußere Einwirkungen wie Wind, Schnee- und Eislasten oder Erdbeben werden für Ereignisse mit festgelegten Jährlichkeiten ermittelt, die aus einer statistischen Auswertung registrierter Ereignisse gewonnen werden. Die heute gültige europäische Normung sieht eine Regionalisierung durch die in den nationalen Festlegungen hinterlegten Windzonen- und Schneezonenkarten sowie Erdbebenzonen vor.

In den letzten Jahrzehnten beobachtet man Veränderungen bei der Entwicklung von Extremwetterereignissen, die mit dem Klimawandel in Zusammenhang gebracht werden. Die diesbezüglichen Prognosen können sich teilweise bereits in dem Zeitraum, der für die Umsetzung des Energiekonzepts (2050) angesetzt ist, auswirken. Einwirkungen, für die eine Zunahme von Intensität und/oder Häufigkeit anzunehmen ist, leisten in der risikoorientierten Betrachtung einen Beitrag zu einer höheren Vulnerabilität.

Die Frage nach der Gefährdung von technischen Anlagen durch naturbedingte Gefahrenquellen wurde bezüglich Betriebsbereichen im Anwendungsbereich der Störfall-Verordnung kürzlich in einer Technischen Regel Anlagensicherheit (TRAS) aufgegriffen und durch Forschungsvorhaben begleitet. Der UBA-Forschungsbericht /Köppke2014/ sieht nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand und Auswertung verschiedener Studien eine Häufung von Starkregenereignissen und steigende Hochwassertrends. Langjährige Beobachtungen lassen einen Trend zu mehr stabilen Hochdrucklagen mit Hitze oder daneben bzw. davor/danach mehr stationäre Tiefs mit Starkregen erkennen. Einige Auswertungen weisen auf eine Zunahme stationärer Wetterlagen im Winter hin, insbesondere aus West- oder Nordwestwetterlagen, die langandauernde oder wiederholte extreme Niederschläge überwiegend in Form von Schnee bringen /Stock2015/. Dies muss aber nicht zwingend zunehmende Schneelasten bedeuten.

Gewitterstürme können lokal die Stärke von Tiefdruckstürmen übertreffen. Nach /Krätzig2015/ decken die Werte der Windzonenkarte aber auch Windlasten bei Gewitterstürmen ab. Hagel und Blitz sind Phänomene, die im Zusammenhang mit Gewitterstürmen behandelt werden. Die Erwärmung und erhöhte Wasseraufnahme der Luft kann ein Indiz für die Zunahme von Gewittern mit Blitzschlag sein. Generell sind bergige Regionen am meisten betroffen, im norddeutschen Tiefland gehen kaum Gewitter nieder. Hagelschäden verursachen allgemein hohe Schadenssummen (Sachschäden). Auswertungen von Hagelzügen der vergangenen Jahre zeigen einen Gradient mit einer Zunahme von Norden nach Süden sowie Maxima in verschiedenen Regionen. „Um Aussagen über die zukünftige Änderung der Häufigkeit und/oder Intensität schwerer Hagelunwetter aus Projektionen regionaler Klimamodelle ableiten zu können, sind weitere umfassende methodische Untersuchungen und Entwicklungen notwendig“ /GERICS2014/.

Eine Sonderstellung innerhalb der Starkwindereignisse nehmen Tornados ein. In Deutschland wurden bereits wiederholt Tornados mit Schadenswirkung beobachtet. Für die letzten Jahre sind diese Ereignisse häufiger dokumentiert. Es fehlen systematische Aufzeichnungen über längere Zeiträume, um einen Trend und ggf. eine regionale Verteilung eindeutig nachzuweisen. Die Druckverhältnisse und auftretenden Kräfte bei Tornados unterscheiden sich deutlich von denen bei Tiefdruckstürmen. Die Phänomene sind mit den aerodynamischen Beiwerten des aktuellen technischen Regelwerks nicht erfasst, so dass diesen Ereignissen, wenn sie höhere Intensitätsklassen erreichen, ein hohes Schadenspotenzial zukommt.

Tabelle 3-2: Exposition durch externe Faktoren

Einwirkungen / Ereignisse	E.-Bereich	E.-dauer	Trend ^{*)}
	Anzahl betroffener Netzknoten (> 1)	Ausfallzeit des Netzbereichs (> 1d)	zeitl. Entwicklung der Einwirkung (Intensität, Häufigk.)
	+ = Zunahme		
	-- = nicht betrachtet		
Naturgefahren			
• Hochwasser	+	+	+
• Sturmflut	+		
• Starkregen, Sturzflut			+
• Wintersturm, Orkan	+	+	+
• Wirbelsturm, Tornado			+
• Gewittersturm Blitz, Hagel			+
• Schnee, Eislasten	+	+	
• Erdbeben			+
• Waldbrand			
• Erdbeben (Lawine, Bergrutsch)	+	+	+
• Extremwetterperioden (Kälte, Hitze, Dürre)	--	--	--
• Vulkanismus Meteoriteneinschlag Magnetischer Sturm			
Zivilisatorische Gefahren			
• Einwirkungen Dritter durch Personen oder Tiere benachbarte Anlagen und Verkehr Baggerschaden Brand, Explosion Diebstahl, Vandalismus, Sabotage			
• Terror Krieg	--	--	--

^{*)} aufgrund klimatischer Veränderungen (2050)

Quelle: Öko-Institut e.V.

Die Prognosen bezüglich der Entwicklung von Wind, Schnee- und Eislasten haben noch erhebliche Unsicherheiten. Ein Einfluss des Klimawandels auf die zukünftigen Häufigkeiten und Intensitäten der betrachteten Gefahrenquellen kann aber nicht ausgeschlossen werden.

Tabelle 3-2 fasst die Annahmen zusammen, die sich bezüglich der Entwicklung der Exposition durch externe Faktoren ergeben. Externe Faktoren, für die ein relevanter Beitrag zur Vulnerabilität (Anzahl der betroffenen Netzknoten, Dauer der Einwirkung, zeitliche Entwicklung von Intensität und Häufigkeit) angenommen wird, sind gekennzeichnet („+“). Kriterien sind:

- Anzahl der betroffenen Netzknoten > 1
- Einwirkungsdauer (erschwerter Zugänglichkeit) > 1d
- Intensität und/oder Häufigkeit der Einwirkung zunehmend

Bei Annahme gleichbleibender oder abnehmender Exposition erfolgt kein Eintrag.

Die veränderte Gefährdung technischer Anlagen durch naturbedingte Gefahrenquellen wurde bei der Erstellung der TRAS 310 (Technisch Regel Anlagensicherheit) umgesetzt. Die TRAS 310 betreffend der Gefährdung durch Niederschläge und Hochwasser empfiehlt einen Klimaanpassungsfaktor zur Berücksichtigung der zunehmenden Gefährdung durch Flusshochwasser, Sturzflutereignisse und Starkniederschläge: „Auf die für das Jahr 2010 anzusetzenden Intensitäten von auslösenden Ereignissen wird ein Klimaanpassungsfaktor von 1,2 angewandt, um mögliche Änderungen bis 2050 zu berücksichtigen“ (TRAS 310, Kapitel 7.3). Die TRAS 320 betreffend der Gefährdung durch Wind, Schnee- und Eislasten verzichtet dagegen aufgrund der großen Prognoseunsicherheiten noch auf einen Klimaanpassungsfaktor für diese Gefahrenquellen und überlässt dies ggf. einer nächsten Revision der Regel.

Neben den Naturgefahren gehören auch zivilisatorischen Gefahren (Einwirkungen Dritter) zu den externen Faktoren, die Betriebsmitteln oder Übertragungsstrecken gefährden können. Hier wird generell eine Schädigung unterstellt, die lokal begrenzt zum Ausfall einzelner Betriebsmittel führt.

Betroffene Betriebsmittel

Bei Einwirkungen mit auslegungsüberschreitender Exposition kommt es zu Schäden an Betriebsmitteln, die eine Umgehung der betroffenen Übertragungsstrecke erforderlich machen.

Alle Einrichtungen der Freileitungsstrecken sind ebenso wie die oberirdisch aufgestellten Betriebsmittel der Kabelstrecken (Kompensationsspulen, Umrichter etc.), sowie alle Betriebsmittel innerhalb der Schaltanlagen (Schalter, Transformatoren, Sammelschienen etc.) unmittelbar, mit oder ohne Einhausung, den externen Einwirkungen ausgesetzt. Daraus resultiert für diese Bereiche eine (zunehmende) Gefährdung beispielsweise durch Niederschläge oder Überflutung. Naturgefahren mit großem Einwirkungsbereich, können gleichzeitig eine größere Anzahl von EE-Anlagen und mehrere Übertragungsstrecken betreffen. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Gefährdung ist der Ausbau oder die Verstärkung in mehreren und räumlich weit auseinander liegenden Trassen ein Beitrag zur Absicherung der Übertragungsleistung.

Bereits jetzt sind die meisten Unterbrechungen durch externe Einwirkungen auf Blitzschlag und Sturmereignisse zurückzuführen. Schäden treten vor allem an den besonders exponierten Stellen (Freileitungen, Maste) durch direkte (Winddruck, Schwingungen, Blitz) oder indirekte (Astbruch, Brand etc.) Belastungen auf. Diese Gefährdungen werden an Bedeutung zunehmen. Andere Betriebsmittel sind zwar auch von den genannten Belastungen betroffen, sind aber weniger anfällig.

Die unterirdisch verlegten Kabel sind weitgehend gegenüber externen Faktoren geschützt. Jedoch sind in den existierenden Kabelstrecken im Verteilnetz Beschädigungen bei Bauarbeiten (Baggerschäden) eine bedeutende Störungsursache. Dies kommt auch als Schadensursache bei Kabelstrecken im Übertragungsnetz in Betracht. Die vorwiegend aus dem städtischen Bereich gewonnenen Erfahrungen können allerdings nicht gleichwertig für das Übertragungsnetz übernommen werden. Eine herausragende Bedeutung dieser Schadensursache im Übertragungsnetz, sofern es überhaupt in nennenswertem Umfang in Kabeltechnik ausgeführt wird, ist unwahrscheinlich.

Ereignisse wie Hochwasser oder Starkregen/Sturzfluten können auch auf unterirdisch verlegte Betriebsmittel (Kabel) einwirken. Bei der Kabelverlegung ist es Stand der Technik, dass diesen Gefahren in der Auslegung Rechnung getragen wird. Die Ausdehnung hochwassergefährdeter Bereiche entlang von Flussläufen lässt sich bestimmen und in den Planungen durch alternative Standorte oder Streckenführung sowie besondere Schutzvorkehrungen Einzelfall berücksichtigen.

Im System ist von Bedeutung, dass die veränderte Gefährdung durch Naturgefahren nicht nur durch angepasste Planung beim Netzausbau sondern auch bei der Nachrüstung des Bestands berücksichtigt wird.

Volatile Einspeisung

Die Exposition beeinflusst das Einspeiseverhalten von EE-Anlagen. Beispielsweise steigt die Leistung von Windkraftanlagen proportional zur Windgeschwindigkeit, sie liefern bei Windflaute und auch bei Überschreiten zulässiger Windgeschwindigkeiten keinen Strom. Aufgrund der prognostizierten klimatischen Veränderungen können Schwankungsbreiten und Ausfallzeiten zunehmen. Leistungseinbrüche bei Ausfall eines großen Windparks sind vergleichbar mit dem Ausfall eines Großkraftwerks. Das Übertragungsnetz ist unmittelbar betroffen. Durch das (n- 1)-Konzept ist ein solcher Ausfall grundsätzlich abgedeckt. Der Ausfall großer Einspeiseleistungen führt aber auch bei erfolgreicher Kompensation zu einer angespannteren Netzsituation. Im Übertragungsnetz sind Rückwirkungen grundsätzlich auch bis in die Verbrauchsregionen im Süden möglich. Das Nord-Südgefälle der EE-Einspeisung wird mit dem Energiekonzept 2050 weiter zunehmen. Vor diesem Hintergrund muss nicht nur eine ausreichende Leistungsabdeckung unter Berücksichtigung des (n-1)-Prinzips sondern auch der Bedarf einer diversitären Einspeisung zur Versorgung der Verbraucher gesehen werden.

Die Beeinflussung der Einspeiseleistung spielt auch im Verteilnetz eine Rolle. Die Rückwirkungen auf das übergeordnete Stromnetz sind dadurch begrenzt, dass dort vergleichsweise kleine Leistungseinheiten installiert sind. Die Wirkungen von Naturereignissen betreffen außerdem nicht in gleicher Weise alle Typen und alle Standorte von EE-Anlagen im Versorgungsgebiet. Ein vollständiger Ausfall des Verteilnetzes muss nicht unterstellt werden. Zur Systemsicherheit trägt im Verteilnetz bereits die Dezentralisierung der dort einspeisenden Anlagen bei. Ein zusätzlicher Gewinn lässt sich durch eine ausgewogene Diversifizierung der Energieerzeugung erzielen.

Die Dezentralisierung der Einspeiselandschaft zieht eine höhere Belastung der Verteilnetze nach sich (Kapitel 2.1.3). Hinzu kommt, dass dort auch die zunehmende Gefährdung durch bestimmte Naturgefahren bewältigt werden muss. Auch in den Verteilnetzen steigt dementsprechend der Aufwand für die Koordinierung der EE-Anlagen sowie für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelung, Speicher), die an die veränderte Einspeisesituation angepasst sind, um Stabilität bereits auf dieser Ebene des Stromnetzes zu gewährleisten.

3.2. Interne Faktoren und Systemstörungen

Neben den in Kapitel 0 beschriebenen externen Faktoren, gibt es systeminterne Faktoren, die im Rahmen der Anreizregulierung in die Kategorien (siehe Tabelle 2-1)

- Zuständigkeit des Netzbetreibers oder
- Rückwirkungsstörungen

fallen. Interne Einwirkungen betreffen nicht nur eine Komponente, sondern wirken sich (kurzzeitig) auf alle Betriebsmittel eines Teilnetzes mit mehreren Netzknoten aus (vgl. Tabelle 3-2, Spalte „Einwirkungsbereich“).

Tabelle 3-3: Zunehmende Exposition durch interne Faktoren

Einwirkungen / Ereignisse	E.-Bereich Anzahl betroffener Netzknoten (> 1)	E.-dauer Ausfallzeit des Netzbereichs (> 1d)	Trend ^{*)} zeitl. Entwicklung der Einwirkung (Intensität, Häufigk.)
+ = Zunahme - - = nicht betrachtet			
Zuständigkeit des Netzbetreibers / kein erkennbarer Anlass			
• Betätigung von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen	+		
• Fehlbedienung	+		+
• Überlastung von Betriebsmitteln	+		(+)
• Montagefehler	+		(+)
• Kabelbrand	+		
• Altersbedingter Ausfall von Betriebsmitteln	+		+
• Defekte Betriebsmittel	+		(+)
• Unbekannte Ursache	+		- -
Rückwirkungsstörungen			
Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Störungen an vor- oder nachgelagerten Netzen oder in Kundenanlagen oder den einspeisenden Kraftwerken	+		+

Quelle: Öko-Institut e.V.

Das zukünftige Netz stellt höhere Anforderungen an die Regelung des Netzes. Von daher steigt auch die Bedeutung potenzieller Störungen in diesem Bereich. Häufigere Eingriffe und komplexere Abläufe führen zudem zu einer veränderten Betriebsweise und Belastungssituation, der angesteuerten Komponenten bzw. Bereiche. Dies wird hier mit einer erhöhten Schadenshäufigkeit bewertet.

Beim Einsatz neuer und in der gegebenen Anwendung nicht betriebsbewährten Technik ist nach allgemeiner technischer Erfahrung zumindest in der Anfangsphase mit höheren Ausfallraten zu

rechnen. Dies gilt auch dort, wo vorhandene Betriebsmittel für veränderte Aufgaben oder Betriebsweisen eingesetzt werden. Höhere Ausfallrisiken bestehen auch dann, wenn ursprünglich eingeplanter Toleranzspielräume („Sicherheitszuschläge“) weiter ausgenutzt werden.

Extern verursachte Störungen können Reaktionen im System hervorrufen wie

- Kurzschluss,
- große Leistungsschwankungen und
- Überspannungen.

Die Auswirkungen dieser Systemstörungen fallen abhängig von der eingesetzten Technik unterschiedlich aus.

3.2.1. Kurzschluss

Auslösende Ereignisse für Kurzschlüsse können bei Freileitungen u. a. physische Beschädigungen sowie Blitzeinschlag sein. In derzeitigen Hochspannungsnetzen mit mehrheitlichem Einsatz von Freileitungen dominieren Erdkurzschlüsse (einpulige Fehler) (/Oeding2011/ S. 726). Kurzschlüsse zwischen den Leitern, wie sie durch Seilschwingungen entstehen können, sind eher selten und können im Regelfall auch durch die automatische Wiedereinschaltung schnell behoben werden.

Kleinere Kurzschlüsse der Leitungen, die Störlichtbögen erzeugen können, wie sie etwa von Verunreinigungen auf den Leitern, einfallenden Ästen o. ä. verursacht werden, werden bei den Freileitungen im Regelfall von der Kurzunterbrechung und der automatischen Wiedereinschaltung behoben. Da ein Störlichtbogen nicht alleine erlischt, aber während seiner Branddauer die Fehlerursache häufig beseitigt, wird die Verbindung kurz abgeschaltet und direkt - abhängig von der Fehlerart, aber nach weniger als 3 Sekunden - wieder eingeschaltet.

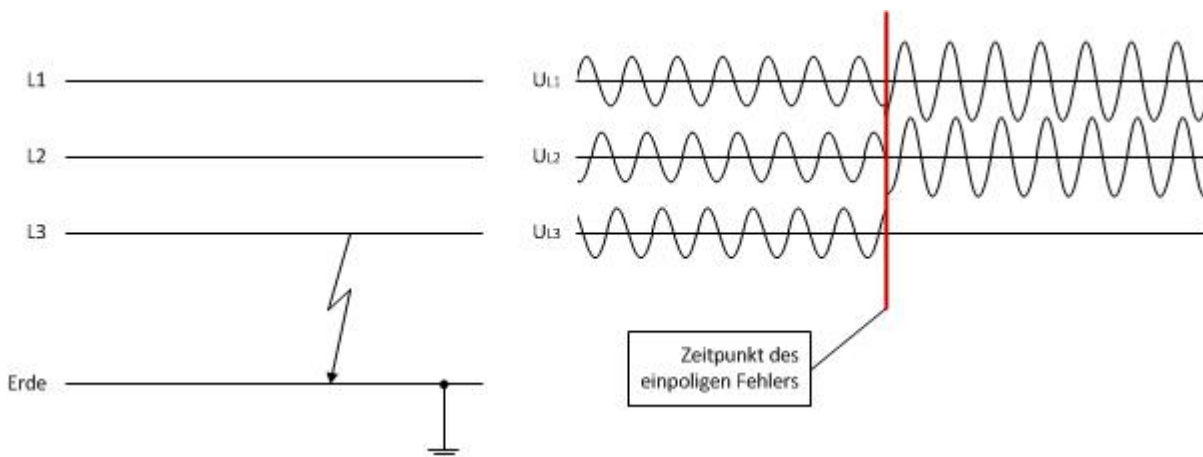
Bei Kabeln kann keine automatische Wiedereinschaltung durchgeführt werden, da ein Erdschluss die Isolation des Kabels dauerhaft beschädigt. Auch Kurzschlüsse in anderen Großkomponenten wie Generatoren, Motoren, Transformatoren oder Wechsel-/Gleichrichtern richten durch die starke Wärmeentwicklung im Gerät teilweise großen Schaden an. Entsprechend verlängert sich die Ausfallzeit der Komponente.

Bei Ausfall nur einer Phase der Drehstromleitung kommt es zu einem einpoligen Kurzschluss. Dieser führt ebenso wie der zweipolige Kurzschluss zu einer Spannungserhöhung in den anderen Phasen und zu einer Phasenverschiebung.

Die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung ist aufgrund ihrer Übertragungsart (Gleichstrom) von ein- und zweipoligen Kurzschlüssen ausgenommen. Tritt hier ein Kurzschluss auf, so besitzt er vergleichbare Auswirkungen wie der dreipolige Kurzschluss (siehe Kapitel 3.2.1.2). Zusätzlich muss hier aber auch die Möglichkeit eines Kurzschlusses in den Gleich- und Wechselrichtereinheiten betrachtet werden.

3.2.1.1. Ein- oder zweipoliger Kurzschluss

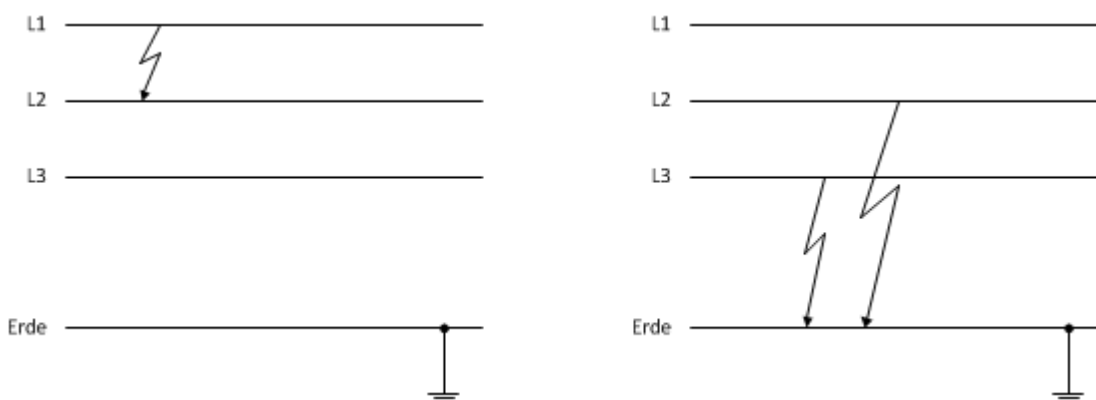
Ist nur eine Phase des Drehstromsystems von einem Kurzschluss betroffen, spricht man von einem einpoligen Fehler. Dieser verursacht eine Spannungserhöhung und eine Phasenverschiebung in den anderen beiden Leitern des Drehstromsystems (Abbildung 3-1). Es kommt zu einer unsymmetrischen Belastung des Netzes.

Abbildung 3-1: Einpoliger Fehler


Quelle: Öko-Institut

Außerdem kann die Spannungserhöhung Überspannungen an den nicht betroffenen Leitern hervorrufen. Entsprechend kann sich aus einem einpoligen Fehler aufgrund der Spannungserhöhung und einer ggf. vorhandenen Lichtbogenwanderung ein zwei- oder dreipoliger Fehler entwickeln.

Als zweipoligen Fehler bezeichnet man einen Kurzschluss zwischen zwei Leitern des Drehstromsystems. Dieser kann als Kurzschluss zwischen zwei Phasen ohne Erdberührung oder als Erdkurzschluss/Erdschluss mit Erdberührung auftreten (siehe Abbildung 3-2). Tritt in zwei Phasen des Drehstromsystems an auseinanderliegenden Orten ein Erdkurzschluss / Erdschluss auf, so spricht man von einem „Doppelerdschluss“.

Abbildung 3-2: Zweipoliger Fehler ohne und mit Erdberührung


Quelle: Öko-Institut

Betroffene Betriebsmittel

Einpolige Kurzschlüsse sind bei Freileitungen relativ häufig, spielen hier allerdings bei automatischer Wiedereinschaltung keine Rolle für die Vulnerabilität. Daneben treten einpolige Fehler hauptsächlich durch Isolationsversagen in einer Phase auf. Es kommt zu einer Beschädigung des Betriebsmittels. Hiervon sind alle elektrischen Betriebsmittel betroffen, die mit

Drehstrom arbeiten. Allerdings ist die Eintrittshäufigkeit eines einpoligen Fehlers bei Drehstromkabeln bisher eher gering. Kurzschlüsse bei Drehstromkabeln treten zumeist als dreipoliger Kurzschluss auf.

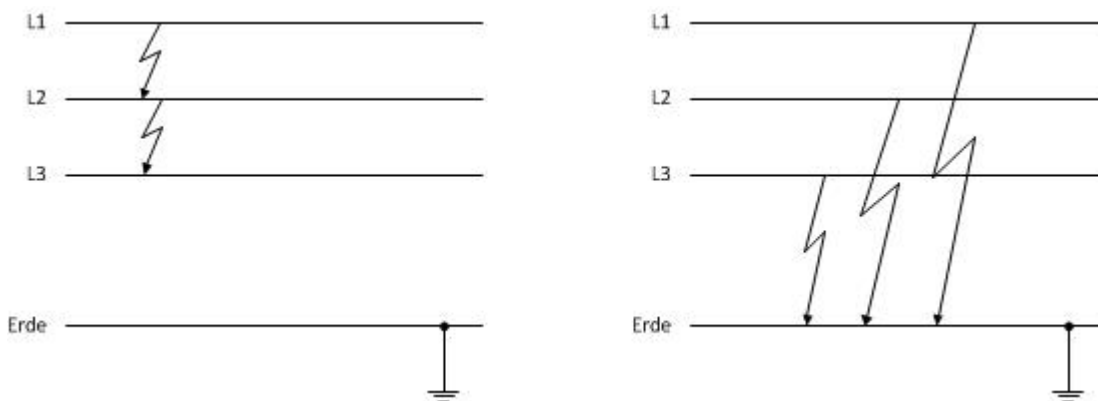
Einpolige und zweipolige Fehler durch Isolationsversagen in Transformatoren, Generatoren, Motoren oder Schaltern wirken sich neben der unmittelbaren Beschädigung der jeweiligen Komponente und der damit verbundenen häufig längerfristigen Ausfalldauer der Komponente zusätzlich durch die Phasenverschiebung und die Überspannung in den beiden nicht betroffenen Phasen auch auf die angeschlossenen Betriebsmittel wie Freileitung und Kabel aus.

3.2.1.2. Dreipoliger Kurzschluss

Bei einem dreipoligen Fehler sind alle drei Phasen des Drehstromsystems betroffen. Er tritt mit oder ohne Erdberührung auf.

Dreipolige Fehler mit Erdberührung entstehen hauptsächlich bei der mechanischen Beschädigung von Betriebsmitteln (z. B. durch Umknicken eines Mastes der Freileitung, Bagger Schäden am Kabel, einfallende Teile in eine Schaltanlage mit Beschädigung des Schalters usw.) oder durch die elektrische Leitfähigkeit des Wasser bei Überflutung. Bei einem dreipoligen Fehler ohne Erdberührung kommt es zu einer elektrischen Verbindung der drei Drehstromphasen, ohne dass dabei Kontakt zur Erde hergestellt wird.

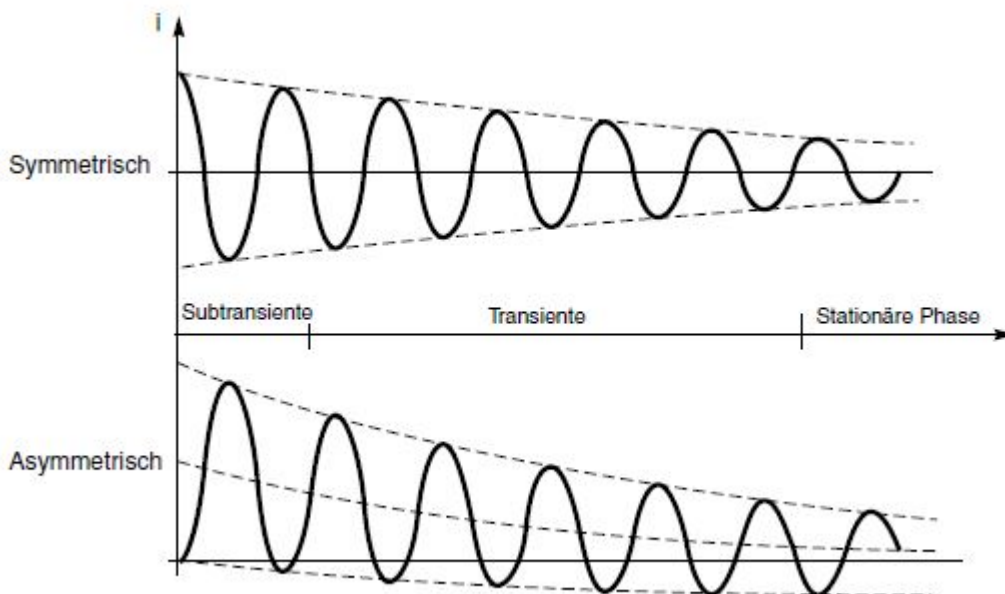
Abbildung 3-3: Dreipoliger Fehler ohne und mit Erdberührung



Quelle: Öko-Institut

Beim Auftreten eines dreipoligen Kurzschlusses entstehen Ausgleichsvorgänge im Netz. Abhängig von Fehlerort (in Relation zum Generator) und Fehlerzeitpunkt bilden sich Kurzschlussströme aus, die aus einer Gleichstromkomponente und drei Wechselstromkomponenten (subtransient, transient und stationär) zusammengesetzt sind.

Abbildung 3-4: Kurzschlussströme in der Nähe eines Generators (schematische Darstellung)



Quelle: Technisches Heft Schneider Nr. 158: Berechnung von Kurzschlussströmen, Ausgabe September 1992

Betroffene Betriebsmittel

Der dreipolige Fehler kann bei allen elektrischen Betriebsmitteln eintreten und zu einem Ausfall sowie einer Überbelastung angrenzender Einrichtungen führen. Er wird im Regelfall von der dafür konzipierten Schutzeinrichtung sicher erkannt, so dass ein bleibender Schaden der betroffenen Komponente ausgeschlossen werden kann.

3.2.2. Große Leistungsschwankungen

Voraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb ist, dass stets diejenige Leistung erzeugt wird, die die Verbraucher beziehen. Bei einem Ungleichgewicht in dieser Beziehung ändert sich durch die natürliche Trägheit der in konventionellen Anlagen vorhandenen rotierenden Maschinen die Netzfrequenz. Leistungsschwankungen im Netz führen demzufolge zu einer Frequenzveränderung. Im Regelfall werden die Leistungen im Netz so überwacht, dass einzelne Netzabschnitte nicht aufgrund größerer Leistungsschwankungen über ihre Belastungsgrenzen hinaus belastet werden. Dennoch kann es aufgrund von Schutzauslösungen, Lastabwurf, Fehlern im Regelsystem oder aufgrund menschlicher Fehlern zu Schalthandlungen kommen, in deren Folge es auf einzelnen Netzabschnitten zu erheblichen Leistungsschwankungen kommen kann. Bei Fehlschaltungen kommt es außerdem zu einem plötzlichen Anstieg oder Abfall der Leistung, was Ausgleichsvorgänge im Netz nach sich zieht.

Die geplante Abschaltung der konventionellen und nuklearen Anlagen zieht den Wegfall der bisher dort vorhandenen rotierenden Maschinen nach sich. Ein „Selbstheilungseffekt“, wie er bislang in engen Grenzen über die Netzfrequenz möglich war, ist demnach nicht mehr möglich, was die EE-Anlagen durch ihre deutlich schnelleren Reaktionszeiten ausgleichen können (siehe hierzu auch Kapitel 2.3.1).

Die Auswirkungen großer Leistungsschwankungen, die durch die Volatilität der EE-Erzeuger auf das Netz einwirken können, sind bereits in Kapitel 2.3.3 dargestellt.

Betroffene Betriebsmittel

Von großen Leistungsschwankungen und der damit einhergehenden Frequenzveränderung sind im Prinzip zwar alle Betriebsmittel des Netzes betroffen, empfindlich auf diese Frequenzveränderungen reagieren allerdings hauptsächlich rotierende Maschinen (Motoren oder Generatoren), bei denen mechanischen Resonanzschwingungen zur Schädigung der Komponente führen können. Aus diesem Grund werden bei größeren Abweichungen der Frequenz vom Frequenzsollwert diese Betriebsmittel vom Netz getrennt.

3.2.3. Überspannungen

Eine Überspannung ist eine Erhöhung der Betriebsspannung des Netzes über die Nennspannung hinaus. Sie kann durch Kurzschlüsse, Lastabwurf, Fehler im Regelsystem, Blitzeinschlag, Schaltvorgänge oder andere Ursachen hervorgerufen werden und tritt im Millisekunden- bis Sekundenbereich auf. Durch die Überspannung wird vor allen Dingen die Isolation der Betriebsmittel gefährdet. Zusätzlich kann es zu Schwingungen und Wanderwellen im Netz kommen.

Betroffene Betriebsmittel

Kabel sind generell anfällig gegenüber Überspannungen, da eine Beschädigung der Isolation des Kabels einen sofortigen Ausfall des gesamten Betriebsmittels nach sich zieht.

Freileitungen sind durch das Isolationsmedium Luft dagegen deutlich regenerationsfähiger. Bei Überspannungen größer 10 % der Nennspannung können aber auch hier Schäden an den Bauteilen entstehen. Insbesondere Isolationsbrüche oder Schäden an den Spannungswandlern wären die Folge.

Die HGÜ ist entsprechend ihrer Verlegeart (Kabel oder Freileitung) ähnlichen Gefahren ausgesetzt. Hinzu kommt bei dieser Übertragungstechnik die große Anfälligkeit der Wechselrichter gegenüber Überspannungen.

Die Betriebsmittel im Netz sind gegen spezifizierte Überspannungen geschützt. Besonders gefährdete Bauteile verfügen zusätzlich über einen gesonderten Überspannungsschutz. Dementsprechend kann bei intaktem Schutz davon ausgegangen werden, dass das betroffene Betriebsmittel zuverlässig vom Netz getrennt wird, bevor es zur Beschädigung kommen kann.

4. Ausbaumaßnahmen

Neben den Einflussfaktoren, die sich aus veränderten Einspeiseverhältnissen oder Steuer- und Regelungskonzepten ergeben, ändert sich je nach Einsatz der für die Übertragung der Leistung verwendeten Technik und der damit einhergehenden Anfälligkeit für störungsauslösende Faktoren die Vulnerabilität des Übertragungsnetzes. Die Qualität der technischen Auslegung bestimmt die Widerstandsfähigkeit gegenüber auftretenden Belastungen. Unter der Voraussetzung der anforderungsgerechten Ausführung der Netzbetriebsmittel wird für die Analyse davon ausgegangen, dass eine Exposition innerhalb der für das technische Design spezifizierten Grenzen keinen technischen Ausfall verursacht.

Erhöhte Ausfallraten werden unterstellt,

- wenn expositionsabhängig aufgrund der Darstellung in Kapitel 3 ein zunehmender Beitrag zur Vulnerabilität zu erwarten ist,
- wenn die bei Errichtung geforderte Qualität der technischen Auslegung nicht das heute (bei Neuerrichtung) geforderte Niveau erreicht, beispielsweise bei einer veränderten Normung mit höheren Anforderungen.

Unabhängig von einer konkreten Exposition sind Zufallsausfälle möglich. Der zeitliche Verlauf der Ausfallrate wird im Allgemeinen in Form der sogenannten „Badewannenkurve“ („bathtub curve“) beschrieben. Demnach ist in der Frühphase und gegen Ende der technischen Lebensdauer von erhöhten Ausfallraten auszugehen. Dies gilt im Besonderen bei der Einführung neuer und noch nicht betriebsbewährter Technologien, bei denen noch keine belastbaren Aussagen zur Zuverlässigkeit verfügbar sind. Ferner werden dadurch Alterungseffekte erfasst, die eine Verschlechterung der Produkteigenschaften zur Folge haben. Auch mit Instandhaltungsprogrammen kann die Qualität nicht über beliebige Zeit unverändert aufrechterhalten werden.

Welche Betriebsmittel in Bezug auf die zukünftig an Intensität oder Häufigkeit zunehmenden Einwirkungen (aus Tabelle 3-2 und Tabelle 3-3 mit positivem Trend) besonders exponiert sind, sowie den Zusammenhang zwischen Einwirkungen und Systemstörungen, zeigt Tabelle 4-1.

Kurzschluss, Leistungsschwankungen und Überspannungen treten auch als Folgestörung auf, wenn die Ursache wie bei unterirdischen Betriebsmitteln außerhalb der Komponente auftritt, d. h. die Systemstörungen sind sowohl bei unter- als auch bei oberirdischen Betriebsmitteln anzunehmen.

Es stellt sich die Frage nach Merkmalen, die eine Anfälligkeit gegenüber bestimmten Belastungen oder höhere Ausfallraten begründen können. Diese Frage wird bezüglich der technischen Ausführung von Übertragungsstrecken (Kapitel 4.1) und bezüglich der Einflüsse auf die entsprechende Ausbauvarianten (Kapitel 4.2) betrachtet.

Tabelle 4-1: Zusammenhang zwischen Einwirkungen und Systemstörungen

Einwirkung	Physische Beschädigung		Systemstörungen (ober- und unterirdisch)		
	oberirdisch	unterirdisch	Kurzschluss	Leistungs- schwankung	Überspannung
Wintersturm, Orkan	+	0	+	+	+
Wirbelsturm, Tornado	+	0	+	+	+
Gewittersturm Blitz, Hagel	+	0	+	+	+
Erdrutsch	+	+	+	+	+
Extremwetterperioden (Kälte, Hitze, Dürre)	0	0			
Schalterfehlbedienung	+ nur HGÜ	+	0	+	0
Überlastung von Betriebsmitteln	+ nur HGÜ	+	+	0	+
Montagefehler	+	+	+	0	0
Altersbedingter Ausfall von Betriebsmitteln	+	0			
Defekte Betriebsmittel	+ nur HGÜ	+			
Versorgungsunterbrechung aufgrund von Störungen an vor- oder nachgelagerten Netzen oder in Kundenanlagen oder den einspeisenden Kraftwerken				+	+
				als Folgestörung	als Folgestörung

nur HGÜ: HGÜ kann ober- oder unterirdisch erfolgen, verhält sich aber in wesentlichen Teilen ähnlich gegenüber den systeminternen Einwirkungen; bei der oberirdischen Verlegung ist demnach zu unterscheiden zwischen AC- und DC-Übertragung

Quelle: Öko-Institut e.V.

4.1. Technische Ausführung von Übertragungstrecken

Zum jetzigen Zeitpunkt ist die Freileitung die im Übertragungsnetz nahezu ausschließlich eingesetzte Übertragungstechnik. Deshalb wird in den Basisvarianten ein vollständig mit Freileitungen in Drehstromtechnik ausgeführtes Übertragungsnetz vorausgesetzt. Andere, für die Ausbauplanung diskutierten Technologien, werden im Vergleich zur Freileitungstechnik betrachtet. Ausgangspunkt ist der derzeitige Entwicklungsstand der Technologien.

4.1.1. Freileitungstechnik

Eine Freileitung ist „... die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung elektrischer Energie bestehend aus Stützpunkten und Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Maste, deren Gründungen und Erdungen. Leitungsseile umfassen oberirdisch verlegte Leiter und Isolatoren

jeweils mit Zubehörteilen.“ (DIN/EN 50341). Im Übertragungsnetz dominieren zurzeit Stahlgittermastleitungen mit zwei oder mehr Stromkreisen. Andere Übertragungstechniken wie z. B. Drehstromkabelstrecken sind bisher nur in vernachlässigbaren Längen vorhanden.

Je höher die Wechselspannung, die übertragen werden soll, desto größer müssen der Abstand zwischen Leiterseil und Erdboden, die Länge oder die Anzahl der hintereinander angebrachten Isolatoren sowie der erforderliche Abstand zwischen den Leiterseilen sein. Die maximal zulässige Durchhängung der Leiterseile ist ein begrenzender Faktor. In die Abstandberechnung zwischen den Leiterseilen wird zudem die maximale Leiterseilschwingung aufgrund der Windverhältnisse einbezogen. Daraus ergeben sich die notwendige Höhe der Masten und die Breite des von Bäumen freigeschnittenen Korridors. Bei gegebenen Festigkeitskennwerten der für die Leiterseile verwendeten Materialien und deren Temperaturabhängigkeit ist die zulässige Übertragungskapazität abhängig von standortspezifischen Bedingungen. Für die Berechnung werden Normwerte (DIN/EN) für ungünstige Umgebungsbedingungen angenommen, die den Abtrag der Wärmeverluste an die Umgebung verschlechtern, beispielsweise

- Queranströmung mit einer Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s,
- Umgebungstemperatur 35° C sowie
- direkte Sonneneinstrahlung.

Da die konservativ bemessenen Normwerte nur selten eintreffen, bestehen Übertragungsreserven, die es der Freileitung im größten Teil des Jahres ermöglichen, kurzfristigen Überlastungen, die über die Normwerte hinausgehen, standhalten zu können.

Zusätzlich ist die Freileitung in der Lage, bei kurzzeitigen Störungen (wie beispielsweise durch in die Leitung einfallende Äste) durch die sog. Kurzunterbrechung sehr schnell in den normalen Betriebszustand zurückzukehren. Die Kurzunterbrechung schaltet die Freileitungsstrecke bei einem Kurzschluss ab und anschließend nach weniger als drei Sekunden wieder zu. In den meisten Fällen lassen sich die Störquellen durch diese Maßnahme beseitigen und der Netzbetrieb ohne Einschränkungen wieder aufnehmen.

Die Störungsstatistik weist für die Jahre 1994 bis 2001 für die 380-kV-Freileitung eine Ausfallrate (Ausfallhäufigkeit) von 0,00353 pro km und Jahr und eine mittlere Aus-Dauer von 2,94 Stunden aus. /Oswald2005/

Freileitungen sind in besonderer Weise externen Einwirkungen ausgesetzt. Voraussetzung für den Funktionserhalt ist eine ausreichende Stabilität und Standfestigkeit der Tragwerke gegenüber darauf einwirkenden Lasten. Das technische Regelwerk enthält diesbezügliche Festlegungen. Die Anforderungen wurden in den letzten Jahren mit den Eurocodes europaweit harmonisiert. Beispielsweise sind hier die Anforderungen der DIN EN 50341 zu nennen. Teil 3 dieser Normenreihe, DIN EN 50341-3-4:2011-01 (nationale Norm VDE 0210-3:2011-01), enthält nationale Festlegungen. Neben der Auslegung für Eigen- und Betriebslasten erfolgt auch eine Auslegung für witterungsbedingte Lasten. Witterungseinflüsse durch Wind oder Eis/Schnee werden Belastung durch Windlastzonen (z. B. Binnenland, Küste) und Eislastzonen berücksichtigt, die standortbezogen eine regionale Differenzierung der Lastannahmen erlauben. Über die Revisionszyklen kann relativ zeitnah Anpassung bei ggf. veränderten Randbedingungen (z. B. stärkere Windlasten) erfolgen, mit der verschärfte Anforderungen eingeführt werden.

Eine starke Erwärmung der Leiterseile reduziert die Übertragungskapazität, die temperaturabhängig durch maximal zulässige Durchhängung der Leiterseile begrenzt ist. Sofern, beispielsweise bei Hitzeperioden, die in der Norm (konservativ) unterstellte Umgebungstemperatur

von 35° C zunehmend ausgenutzt oder erreicht wird, entfällt der Spielraum, der Voraussetzung für die Erschließung von Übertragungsreserven mittels Temperaturmonitoring ist.

Bestand

Für neu errichtete Netzabschnitte kann der Stand der Technik vorausgesetzt werden. Für Beurteilung des Bestands spielt dagegen das teilweise hohe Alter der Komponenten, insbesondere der nur mit hohem Aufwand zu ersetzenden Maste, eine Rolle. Zum einen wurden Normvorgaben nach der Errichtung die Freileitungsstrecken verändert und stellen heute teilweise erhöhte Anforderungen. Zum anderen verändern sich die Qualitätseigenschaften alterungsbedingt. Trotz Inspektionen und Instandhaltungsprogrammen kann eine unveränderte Qualität nicht über beliebige Zeiträume aufrechterhalten werden, so dass vorbeugende Austauschprogramme unerlässlich sind. Laut Bericht der Bundesnetzagentur /BNetzA2011**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**/ (Stand 2011) liegt das Durchschnittsalter

- der 380 kV-Masten bei 37 Jahre (einzelne Masten sind bereits zwischen 70 und 85 Jahre alt),
- der 220 kV-Masten bei 53 Jahren (einzelne Masten sind bereits zwischen 80 und 85 Jahre alt),

Die Lebensdauer beträgt

- bei Hochspannungsmasten ca. 80 Jahre,
- bei Leiterseilen und Isolatoren ca. 40 Jahren,

Die Bundesnetzagentur /BNetzA2011/ führt weiter aus:

„...entweder werden die alten 220 kV-Masten im Zuge der Umstrukturierung vollständig substituiert, so dass eine Verjüngung der 380 kV-Maste zu erwarten ist oder die 220 kV-Maste werden ertüchtigt und auf den Betrieb von 380 kV-Leitungen optimiert, so dass sich das Alter der 380 kV-Maste erhöhen wird. Weiterhin hemmt die genehmigungsrechtliche Restriktion den Bau neuer Leitungsmaste, so dass die Altersstruktur der entsprechenden Maste erst nach deren Genehmigung und Errichtung sinken wird.“

Auch wenn mit einer Ertüchtigung die Einhaltung von Mindestanforderungen erreicht werden kann, tragen alterungsbedingten Einflüsse zu einer Reduzierung der Stabilitätsreserven bei, die im Zeitraum der Umgestaltung der Stromnetze noch weiter zunehmen wird. Gleiches gilt für die Auflage zusätzlicher Seile, die eine Reduzierung der Lastreserven zur Folge hat.

Optimierung

Um die zukünftigen Transportaufgaben mit minimalem zusätzlichem Trassenraumbedarf zu bewältigen, wird im Netzentwicklungsplan im ersten Schritt eine mögliche Erhöhung der thermischen Übertragungsfähigkeit von Stromkreisen erwogen. Hierzu zählen Optimierungsmaßnahmen wie

- Temperaturmonitoring,
- Auflage von Hochtemperaturseilen oder
- Auflage von Seilen größeren Querschnitts.

Beim Temperaturmonitoring wird kontinuierlich die aktuelle wetterabhängige dynamische Strombelastbarkeit eines Stromkreises ermittelt und diese an die Netzleittechnik weitergegeben, so dass die vorhandenen Übertragungsreserven optimal ausgenutzt werden können. Hierfür müssen

die in diesem Stromkreis vorhandenen Betriebsmittel der Primär- und Sekundärtechnik an die neue maximal mögliche Strombelastbarkeit angepasst werden.

Die Materialien der Hochtemperaturleiterseile (HTLS) vertragen deutlich höhere Temperaturen als die Stahl-Aluminium-Kombination herkömmlicher Freileitungsseile. Bei steigender Temperatur dehnen sich Hochtemperaturleiterseile im Vergleich deutlich weniger aus als herkömmliche Materialien. Der Durchhang wird reduziert. Infolgedessen hat das Hochtemperaturleiterseil eine deutlich höhere Strombelastbarkeit.

Auch Leiterseile mit größerem Querschnitt sind in der Lage, durch den geringeren ohmschen Widerstand die Stromtragfähigkeit der Strecke zu erhöhen.

Allen drei Optimierungsmaßnahmen gemein ist die Tatsache, dass die Strombelastbarkeit der Teilstrecke zunimmt, die Übertragungskapazität allerdings nicht in gleichem Maße wächst, da diese zusätzlich von den Stabilitätsgrenzen der gesamten Netzregion sowie von der eingesetzten Netzschutztechnik abhängig ist.

„Während in Drehstromsystemen für die Übertragungsfähigkeit über kurze Entfernungen die thermische Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel maßgebend ist, nimmt bei größeren Entfernungen und/oder Auslastungen die Bedeutung der Netzstabilität und des Netzschutzes für die Übertragungsfähigkeit zu. Netzstabilität und/oder Netzschutz können dann die limitierenden Kriterien darstellen.“ /NEP2012/

Außerdem steigen die Verluste der Freileitung quadratisch proportional zum Strom, d. h. je größer die Strombelastung einer Teilstrecke desto geringer ihr Wirkungsgrad. Gemäß /NEP2012/ ist „die Erhöhung der Strombelastbarkeit somit nicht pauschal mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichzusetzen und kann daher nicht als „Patentlösung“ für die steigenden Transportbedarfe dienen.“

Handelt es sich bei den Optimierungsmaßnahmen um Temperaturmonitoring, so ist durch die dauerhaft stärkere Auslastung dieser Übertragungsstrecke mit einer schnelleren Abnutzung sowie geringeren Auslegungsreserven während des Betriebes zu rechnen.

Ein Einsatz dieser Optimierungsmaßnahmen ist nur unter Berücksichtigung der Faktoren Wirkungsgrad, Netzstabilität und Rückwirkungen auf den Netzschutz zu erwarten. Dies erfordert quasi eine Neuauslegung der betroffenen Netzabschnitte.

4.1.2. Drehstromkabeltechnik

Neben der Tatsache, dass Erdkabel im Höchstspannungsbereich bisher nur in geringem Umfang und erst seit den 1990er-Jahren in einer VPE-Kabel-Ausführung in Drehstromtechnik im Einsatz sind, und damit die Erfahrungswerte bei dieser Technik vergleichsweise gering sind, ist ein großflächiger Einsatz der Drehstromkabeltechnik auch zukünftig eher unwahrscheinlich. Hauptursache hierfür sind zum einen die verminderte Übertragungsleistung von Drehstromkabeln gegenüber der Freileitung und zum anderen die aufwändigeren Verlege- und Instandhaltungsarbeiten und die damit verbundenen Kosten.

Die Verluste in den Leitungen werden durch verschiedene Faktoren bestimmt. Zum einen spielt der Leiterquerschnitt eine entscheidende Rolle, aber auch Temperatur, dielektrische Verluste (Verluste in der Isolierung) und Stromverdrängung tragen zur Erhöhung des Widerstandes bei. Die Stromverdrängung tritt nur bei Wechselstrom auf. Hierbei wird der Strom durch das eigene Magnetfeld oder das der anderen Leiter im Leiterquerschnitt verdrängt; d. h. in den Randbereichen des Leiterquerschnitts fließt mehr Strom als im Kern. Neben den Gleichstromverlusten entstehen

in der Leitung entsprechend auch Wechselstromverluste, die durch die Wechselstromwiderstände entstehen. Sie werden durch die Induktivität und die Kapazität der Leitung bestimmt. Da Erdkabel über eine deutlich höhere kapazitive Blindleistung verfügen als Freileitungen, wird die Übertragungsleistung gemindert. Zusätzlich müssen Kompensationsmaßnahmen getroffen werden, um die Drehstromkabelstrecke in ein bestehendes Stromnetz einzufügen. Hierfür werden Drehstromkabelstrecken ab einer bestimmten Länge mit Kompensationsspulen bestückt. /Oswald2005/ gibt diese Länge mit etwa 15 km an, /Paul2007/ nennt eine Distanz von 25 km bis 35 km.

Die Verlegung der Drehstromkabel erfolgt in einem ca. 2 m tiefen Kabelgraben, in dem die Drehstromkabel als Einleiter im Abstand von etwa einem halben Meter auf einer Ebene in eine thermische Bettung gelegt und zum Schutz gegen mechanische Beschädigung durch eine Kunststoffplatte oder ähnliches abgedeckt werden. Anschließend wird der Graben wieder mit Erdreich aufgefüllt. Besonderes Augenmerk muss auf den Bereich rund um die notwendigen Kabelmuffen, die die Kabelenden miteinander verbinden, gelegt werden, die aus der Erfahrung bei Drehstromkabeln in niedrigeren Spannungsebenen als besonders anfällig gelten und dementsprechend leichter zugänglich eingebettet sein sollten. Sollten Kompensationsspulen notwendig sein, so befinden sich diese mit den erforderlichen Zusatzeinrichtungen und Endverschlüssen oberirdisch. Der Flächenbedarf entspricht in etwa einer mittelgroßen 380 kV-Schaltanlage.

Laut /Oswald2005/ **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** liegt die Lebensdauer der Hochspannungserdkabel in Drehstromtechnik bei 20 bis 60 Jahren. Instandhaltungs- und Reparaturarbeiten sind mit einem deutlich höheren Aufwand im Vergleich zu Hochspannungsfreileitungen verbunden. Dieser Umstand erhöht die Ausfallzeiten von Drehstromkabelstrecken. Legt man die Erfahrungswerte mit Erdkabeln im Mittel- und Niederspannungsbereich zugrunde, so lässt sich folgendes feststellen:

- Die jährliche Nichtverfügbarkeit eines 200 km langen 380 kV-VPE-Kabels, aus Erfahrungswerten mit 110 kV-Kabeln abgeschätzt, würde bei etwa bei 89,6 h/a liegen /Oswald2005/. Im Vergleich entspricht dies etwa dem 30-fachen der mittleren Ausfalldauer einer 380 kV-Freileitung.
- Ausfälle von Drehstromkabeln wurden bisher fast ausschließlich durch externe Einwirkungen bzw. Einwirkungen Dritter (z. B. Beschädigungen bei Bauarbeiten) oder den Ausfall der Verbindungselemente (Muffen) bei unsachgerechter Montage hervorgerufen. Ausfälle aufgrund von Isolationsversagen am Kabelmantel sind aufgrund bisheriger Erfahrungswerte im Verteilnetz nicht entstanden /izes2011/.

Es ist offensichtlich, dass bei der Drehstromkabelverlegung im Vergleich zur Freileitung ein weitgehender Schutz gegenüber den meisten naturbedingten Einwirkungen besteht. Gleiches gilt für externe Einwirkungen durch Äste etc., die bei Freileitungen ein häufiger Schadensanlass sind. Die hohe Anzahl von Baggerschäden im Niedrig- und Mittelspannungsnetz resultiert vor allem aus Erfahrungen mit der Kabelverlegung im städtischen Bereich und ist auf die vorwiegend außerstädtischen Kabelstrecken im Höchstspannungsnetz nicht ohne weiteres übertragbar. Vergleichbare Eingriffe sind jedoch auch dort durch Landwirtschaft oder Straßenbau möglich und durch einzelne Schadensfälle bereits belegt.

Da es sich aus oben genannten Gründen jedoch beim Einsatz der Drehstromkabel häufig um sogenannte „Mischstrecken“ handelt, wo eine Übertragungsstrecke sowohl mit Freileitungs- als auch mit Drehstromkabeltechnik ausgeführt ist, müssen die entsprechend notwendigen Zusatzkomponenten, Muffen, Endverschlüsse und die Kompensationseinrichtung in die

Überlegung mit einbezogen werden. Die Variante „Kabel“ beschreibt dementsprechend eine Übertragungsstrecke, die als Mischstrecke ausgeführt ist und parallel zu einer herkömmlichen Freileitungsstrecke verläuft.

Zusätzlich zu den Erdkabeln mit Kunststoffmantel stehen weitere technische Varianten zur Verfügung, die jedoch im Netzentwicklungsplan bisher keine Berücksichtigung finden und deshalb hier auch nicht näher betrachtet werden. Hierzu zählen Hochdruck- und Niederdruck-Ölkabel, Gasdruckkabel, sowie Supraleiterkabel und Hochtemperatur-Supraleiter-Kabel (HTSL-Kabel).

Viele der hier genannten Spezifika gelten sowohl für Kabel in Drehstrom- als auch in Gleichstromtechnik. Auch in der Gleichstromübertragung ist bei Verwendung von Kabeltechnik davon auszugehen, dass es zu Mischstrecken kommen wird, die Blindleistungskompensation entfällt bei der Gleichstromübertragung allerdings. Die Nichtverfügbarkeitszeiten sind ähnlich einzuschätzen, was aber bei der Gleichstromübertragung nicht ausschlaggebend sein wird, da bei dieser Übertragungstechnik generell mit deutlich höheren Nichtverfügbarkeiten gerechnet werden muss. Ausführlichere Informationen zur Gleichstromübertragung in Kabeltechnik finden sich in Kapitel 4.1.3.

4.1.3. Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)

Die Hochspannungs-Gleichstromübertragung kann sowohl in Freileitungs- als auch in Erdkabelverlegung erfolgen. Die Vorteile der Freileitungstechnik gegenüber der Erdkabeltechnik bezüglich der Fehlersuche und den Wiedereinschaltungszeiten gelten sowohl für die Wechselstrom- wie auch für die Gleichstromübertragung.

Erdkabel in der HGÜ haben gegenüber solchen in Drehstromtechnik den Vorteil, dass die Blindleistungskompensation entfallen kann. Während bei Drehstromübertragung die Kabel stets für jede Phase einzeln - also drei Kabel parallel - verlegt werden müssen, reduziert sich dies bei Gleichstromtechnik auf zwei parallele Kabel, die außerdem noch einen geringeren Durchmesser bei gleicher Übertragungsleistung aufweisen. Durch das geringere Gewicht und den kleineren Durchmesser der Kabel können überdies längere Kabelstücke transportiert und verlegt werden, wodurch sich die Anzahl der notwendigen Verbindungsmuffen verringert. Dies vermindert geringfügig die Vulnerabilität von HGÜ-Kabeln gegenüber Drehstromkabeln.

Die Hochspannungs-Gleichstromübertragung hat im Vergleich zur Wechselstromübertragung auf großen Übertragungsentfernungen Vorteile. Durch die fehlende Blindleistung und die fehlenden dielektrischen Verluste ist eine Übertragung des Stroms nahezu ohne Wärmeverluste möglich. Einzig die Verluste im Leiter sind zu betrachten, diese fallen allerdings durch die fehlende Stromverdrängung (Kapitel 4.1.2) ebenfalls niedriger aus.

Zur Umwandlung des Wechselstroms in Gleichstrom und zurück sind neben der Übertragungstechnik auch Konverterstationen notwendig. Dadurch begrenzt sich die Wirtschaftlichkeit der HGÜ-Übertragungsstrecken und macht sie erst ab Entfernungen von ca. 400 km rentabel. Der Netzentwicklungsplan /NEP2012/ empfiehlt den Einsatz von selbstgeführter HGÜ, bei der ein- und abschaltbare Schaltelemente auf Halbleiterbasis, sog. IGBT („Insulated-Gate Bipolar Transistoren“), für eine gute steuer- und regelbare Umrichtung des Stroms sorgen. Ferner werden modulare Multilevel-Konverter bevorzugt, da durch den modularen Aufbau sehr feine Spannungsstufen erzeugt und damit die Rückwirkungen durch die Umwandlung auf das umgebende Netz minimiert werden können. Im Vergleich zur Wechselstromübertragung kann die Gleichstromübertragung bei gleichem Isolationsaufwand deutlich höhere Leistungen übertragen. Dies bedeutet, dass auf bestehende Freileitungstrassen mit geringem Aufwand

Wechselstromsysteme durch Gleichstromsysteme ersetzt oder bei einem Neubau ohne große Mehrkosten installiert werden können und dabei gleichzeitig die Übertragungsleistung erhöht werden kann. Zusätzlich ist die über eine selbstgeführte HGÜ-Übertragungsstrecke transportierte Leistung flexibel steuer- und regelbar, die Wirk- und Blindleistung an den Konvertern unabhängig voneinander einstellbar, was große Vorteile für das Einbinden und die Stabilisierung des umgebenden Wechselstromnetzes mit sich führt. Besonders die modularen Multilevel-Konverter sind in der Lage, zur Spannungsstützung und damit zur Systemstabilität des umgebenden Netzes beizutragen (Kapitel 2.3.2).

Man geht davon aus, dass Fehler, die innerhalb der HGÜ-Übertragungsstrecke auftreten, zu einem Ausfall derselben und zu einem Spannungseinbruch an allen Anschlüssen in das Wechselstromnetz führen würden. Zusätzlich sind Wiedereinschaltzeiten vergleichsweise lang.

/Oswald2010/ nennt eine Herstellerangabe für die jährliche Nichtverfügbarkeit einer ± 150 kV-VSC-HGÜ mit einer Länge von 200 km mit 130 h/a. Dieser Wert entspricht etwa der 45-fachen mittleren Aus-Dauer einer 380 kV-Drehstromfreileitung und liegt damit selbst über der vermuteten Aus-Dauer des Drehstromkabels. Die Kurzunterbrechung, wie man sie bei Wechselstromübertragung in Freileitungstechnik kennt, wäre hier entsprechend nicht möglich. Das Grundkonzept eines DC-Multiterminal-Transportnetzes der Amprion GmbH /Amprion2013/ gibt allerdings an, dass „im Zusammenspiel mit einem geeigneten Regelungskonzept eine native Beherrschung von Fehlerzuständen auf der AC- und auf der DC-Seite sichergestellt ist.“

Grundsätzlich werden Stromrichter bei Überstrom innerhalb sehr kurzer Zeit zerstört, weshalb sie zusätzliche Schutzmaßnahmen erfordern, um solche Betriebszuständen zu vermeiden. Hierfür kommen Thyristoren zum Einsatz, die nur eine sehr begrenzte Anzahl an Abschaltungen innerhalb einer Zeitspanne von einigen Minuten schadlos überstehen können. Anschließend ist eine schnelle Wiederinbetriebnahme nicht möglich. Bei geeignetem Betriebsführungs- und Regelungskonzept und der Wahl von Vierquadrantsteller-Modulen werden Spannungseinbrüche innerhalb der Gleichstromübertragung dennoch beherrscht, indem die Ausgangsspannung automatisch den jeweiligen Bedürfnissen angepasst und der Strom ausreichend schnell begrenzt wird.

„In vielen Fällen reicht zur Fehlerklärung die Absenkung der DC-Spannung und daraus folgend des DC-Stroms bis auf Null aus, so dass der Lichtbogen gelöscht wird – in Analogie zur Kurzunterbrechung bei AC-Systemen wird so ein künstlicher Nulldurchgang des Stroms erzeugt.“ /Amprion2013/

Übertragungsstrecken mit bleibendem Fehler können so auch im nahezu stromlosen Zustand vom umgebenden Netz getrennt werden, der Übergang zwischen gestörtem und ungestörtem Betrieb wäre somit kontinuierlich.

Fest steht, dass sich durch den Einsatz von der im /NEP2012/ empfohlenen Gleichstromtechnik im Übertragungsnetz bei geeigneter Regelung grundsätzlich die Robustheit des umgebenden Netzes im Normalbetrieb erhöhen lässt, da die Leistungsflussrichtung und die Blindleistungsbereitstellung an jedem Anschlusspunkt ins Drehstromnetz flexibel und unabhängig gesteuert werden kann. Des Weiteren kann festgehalten werden, dass die Vulnerabilität der Gleichstromübertragung selber von der verwendeten Technik, sowie maßgeblich auch von einem daran angepassten und geeigneten Regelungskonzept abhängig ist. Beim Neubau einer HGÜ-Strecke ist die Auslegung auf die veränderten Verhältnisse bezüglich der zu erwartenden Einwirkungen angepasst. Die lange Aus-Dauer schlägt bei allen Verlegearten zu Buche. Grundsätzlich ist aber eine unterirdische Verlegung gegenüber der oberirdischen Verlegung aus Vulnerabilitätssicht zu bevorzugen. Die größten Nachteile bestehen bei einer Mischverlegung.

HGÜ-Kabel werden weltweit erst seit etwa der Jahrtausendwende und nur in geringem Umfang eingesetzt. Diese Technik ist immer noch in der Entwicklung. Es fehlen Betriebserfahrungen und Erkenntnisse über Langzeiteffekten, was eine Vorhersage zur Zuverlässigkeit dieser Technologie erschwert. Bei Implementierung dieser neuartigen Technik kann für einen Übergangszeitraum von einer erhöhten Störungsanfälligkeit ausgegangen werden.

4.2. Vulnerabilitäten der Ausbauvarianten

4.2.1. Konzept

Im Folgenden werden verschiedene Ausbauvarianten untersucht. Dabei wird genau eine Übertragungsstrecke und ihr Einfluss auf die Verletzbarkeit der sie umgebenden Netzstruktur betrachtet. Hierzu wurde eine Übertragungsstrecke zwischen zwei Knotenpunkten A und B innerhalb des Übertragungsnetzes als Leitung abgebildet (siehe dazu Abbildung 4-1, Strecke A). Entweder eine dazu parallele Leitung (Basisvariante 1) oder ein stark vereinfachtes Teilnetz (Basisvariante 2) bilden die innerhalb der Umgebungsnetzstruktur vorhandenen parallelen Übertragungsstrecken nach. Eine solche Vereinfachung ist zulässig, da gemäß des (n-1)-Prinzips das deutsche Übertragungsnetz so ausgelegt sein muss, dass der Ausfall einer Übertragungsstrecke von parallelen Übertragungskapazitäten im Netz aufgefangen werden kann. Die in dieser Netzstruktur vorhandene schwächste Übertragungsleitung ist in dieser Betrachtung dann die Übertragungsstrecke, die für die Vulnerabilität des umgebenden Netzes bei einer solchen Leistungsverteilung ausschlaggebend ist. So wird sich durch Verwendung von Drehstromkabeltechnik innerhalb der Übertragungsstrecke A sowohl für die Strecke selber als auch für das umgebende Netz eine Veränderung in der Verletzbarkeit ergeben. Ebenso verhält es sich bei der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) auf der Strecke A.

Es wird ein Netzgebiet untersucht, in dem die eine Strecke (Strecke A) in verschiedenen technischen Varianten ausgeführt wird. Dazu werden folgende Ausbauvarianten in Bezug auf eine der Basisvarianten betrachtet:

- Basisvariante 1: zwei Freileitungsstrecken parallel zueinander; Übertragung mit Drehstrom. Damit verglichen werden die Varianten „Freileitung 1“ und „Drehstromkabel“
 - Variante „Freileitung 1“: Erhöhung thermischer Übertragungsfähigkeit der Freileitungsstrecke A (Abbildung 4-1) parallel zu einer Freileitungsstrecke ohne erhöhte Übertragungsfähigkeit, Übertragung mit Drehstrom
 - Variante „Drehstromkabel“: Strecke A als Mischstrecke (Drehstromkabel plus Freileitung innerhalb einer Strecke) parallel zu einer Freileitungsstrecke; Übertragung mit Drehstrom
- Basisvariante 2: Neubau einer Freileitungstrasse mit hoher Übertragungskapazität parallel zu einem vorhandenen Netzgebiet (sehr vereinfacht dargestellt); Übertragung mit Drehstrom. Damit verglichen werden die Varianten „HGÜ 1“ und „HGÜ 2“
 - Variante „HGÜ 1“: Neubau einer HGÜ-Trasse als Strecke A parallel zu einem vorhandenen Netzgebiet; Übertragung mit Gleich- und mit Drehstrom parallel
 - Variante „HGÜ 2“: Neubau einer HGÜ-Trasse als Strecke A parallel zu einem Netzgebiet, das eine weitere HGÜ-Strecke enthält; Übertragung mit Gleich- und Drehstrom

Die unterschiedlichen Szenarien im NEP machen die Unsicherheiten deutlich, die bei der Prognose der künftigen Zusammensetzung des Erzeugerspektrums bestehen. Zusätzlich lässt sich zum heutigen Stand auf Basis des NEP keine belastbare Aussage über den Einsatz von Speichertechnologie im zukünftigen Netz machen.

Wie bereits in Kapitel 2 dargelegt, ist die Systemstabilität des gesamten Übertragungsnetzes bei dem - im Energiekonzept 2050 angestrebten - Ausbau der erneuerbaren Energien auf 80 % am Bruttostromverbrauch von bestimmten Maßnahmen abhängig, deren Realisierung zum Erhalt der Systemstabilität hier generell vorausgesetzt wird:

- Die deutlich schnelleren Reaktionszeiten der EE-Anlagen werden zur Frequenzhaltung genutzt.
- Der Regelleistungsbedarf wird durch geeignete Maßnahmen (siehe Kapitel 2.3) auf ein Minimum begrenzt.
- Mehrere kleine, örtlich verteilte EE-Anlagen werden zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst, die miteinander interagieren und übergeordnet gesteuert werden können.

Bewertung der Vulnerabilität möglicher Ausbaumaßnahmen

Im Fall des Ausfalls einer Übertragungsstrecke übernimmt im vermaschten Netz eine parallele Übertragungsstrecke die Leistungsübertragung. Durch die n-1-Auslegung soll im Idealfall erreicht werden, dass beim Auftreten einer Störung das Netz weiterhin stabil betrieben wird. Dieses Auslegungsprinzip ist Grundlage für alle Ausbauplanungen. In der Praxis können Ausfälle in Teilbereichen des Netzes nicht vollständig vermieden werden. Die Bundesnetzagentur berichtet über Situationen, in denen bei großen Ungleichgewichten zwischen Stromeinspeisung und -abnahme die n-1-Sicherheit nicht mehr überall im deutschen Übertragungsnetz gegeben war. Ebenso sind bereits weitreichende Ausfälle im Übertragungsnetz (kaskadierende Ausfälle) innerhalb des europäischen Verbunds aufgetreten. Gründe dafür sind darin zu suchen, dass zum einen, insbesondere in Sonderfällen wie z. B. bei geplanten Abschaltungen großer Strecken oder bei grenzüberschreitenden Rückwirkungen, das (n-1)-Prinzip nicht für alle Netzsituationen konsequent eingehalten wurde und dass zum anderen postulierte Ausfallannahmen überschritten wurden, beispielsweise wenn mehrere Fehler gleichzeitig eintraten. Unabhängig von der bereits erreichten Versorgungssicherheit, bei der das deutsche Stromnetz im europäischen Vergleich einen Spitzenplatz einnimmt, besteht der Anspruch, dass das Qualitätsniveau durch die Umstrukturierung der Stromnetze nicht abgesenkt werden soll.

Bei der Vergleichsbetrachtung zur Bewertung der Vulnerabilität, werden Trendaussagen geprüft, inwieweit mit dem Netzausbau Faktoren verbunden sind, die erhöhte Ausfallannahmen begründen können. Vulnerabilität wird hier im Sinne eines erhöhten Risikos für Versorgungsunterbrechungen verstanden. Beiträge ergeben sich aus einer veränderten Exposition gegenüber störungsauslösenden Faktoren oder einer veränderten Anfälligkeit der in den Ausbauvarianten eingesetzten Technik gegenüber den auftretenden Belastungen. Die Auswirkungen der Störungen werden in einem vereinfachten Modellraum betrachtet. Die Bewertung geht von folgenden Voraussetzungen aus:

- Eine generell unterstellte Randbedingung ist der beabsichtigte Ausbau erneuerbarer Energien auf 80 % am Bruttostromverbrauch und die damit verbundenen Anforderungen an den Netzbetrieb.
- Bezüglich der Exposition gegenüber externen Faktoren ist die prognostizierte Entwicklung der Gefährdung durch bestimmter Naturgefahren zu beachten, die sich bereits in dem zum Netzausbau vorgesehenen Zeithorizont risikoerhöhend auswirken kann.
- Die Technik wird nach den gültigen Standards errichtet und betrieben.
- Einschränkungen der technischen Zuverlässigkeit werden angenommen, wenn für den Einsatzfall nicht betriebsbewährte Technik eingesetzt wird. Einschränkungen sind auch bei zunehmender Alterung des Bestands zu erwarten.

- Während des Ausfalls einer Übertragungsstrecke steigt die Belastung auf der zur Kompensation in Anspruch genommenen parallelen Übertragungsstrecke. Auch bei weiterhin zulässigem Betrieb wird das umgebende Netz dadurch geschwächt und ist aufgrund der höheren Auslastung anfälliger gegenüber Überlastung. Häufigere oder länger andauernde Ausfälle von Betriebsmitteln wirken sich in diesem Sinne nachteilig aus. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass Reserven dazu beitragen, auch nicht vorhergesehene und nicht spezifizierte Belastungen abzutragen.

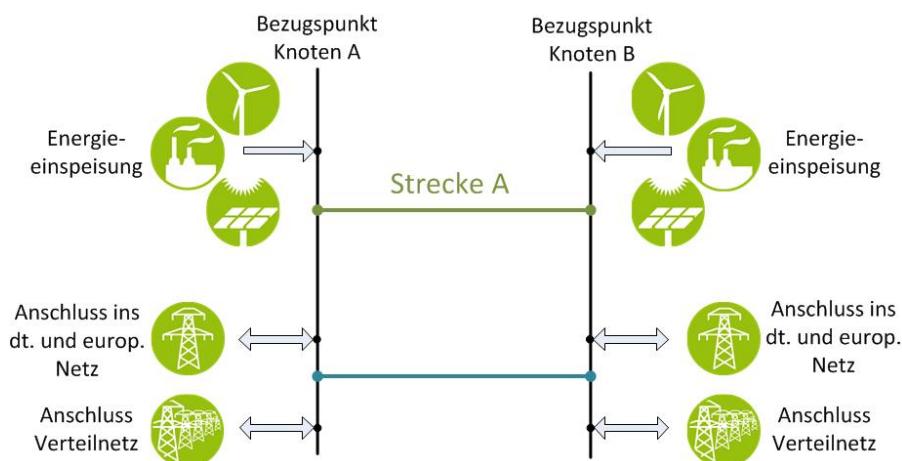
4.2.2. Basisvariante 1

Die Basisvariante 1 besteht aus zwei zueinander parallelen Freileitungsstrecken in herkömmlicher Technik (siehe Abbildung 4-1). Das System ist in Drehstromtechnik ausgeführt.

Freileitungen sind externen Einwirkungen in besonderer Weise ausgesetzt. Die veränderte Exposition gegenüber Naturgefahren, nicht zuletzt als Folge der erwarteten klimatischen Veränderungen, die in Tabelle 3-2 dargestellt ist, ist hier relevant. Diese Aussage gilt allgemein für das Freileitungsnetz, d. h. auch für die Maßnahmen zur Netzoptimierung und zur Netzverstärkung sowie die Mischstrecken, bei denen Drehstromkabel mit bestehenden Freileitungen gekoppelt werden.

Bei der Basisvariante 1 kommt erschwerend hinzu, dass die Realisierung weitestgehend auf dem Bestand vorhandener Trassen und Tragwerke aufbaut und insofern, anders als bei Neuerrichtung, die Möglichkeiten zur Anpassung an veränderte Belastungssituationen begrenzt sind. Angesichts des bereits erreichten und weiter zunehmenden Alters des Bestandes ergibt sich auch aufgrund alterungsbedingter Effekte und weitergehender Ausnutzung ursprünglich vorhandener Reserven eine besondere Betroffenheit dieser Ausbauvariante gegenüber den einwirkenden Lasten.

Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der Basisvariante 1, sowie der Varianten „Freileitung 1“ und „Drehstromkabel“



Quelle: Öko-Institut e.V.

4.2.3. Variante „Freileitung 1“

Bei dieser Variante handelt es sich um zwei zueinander parallelen Freileitungsstrecken (Abbildung 4-1), von denen eine (Strecke A) hinsichtlich der Übertragungsfähigkeit durch Maßnahmen zu Netzoptimierung erhöht wird.

Wie bereits in Kap. 4.1.1 erläutert, stehen für Strecke A als Optimierungsmöglichkeiten das Temperaturmonitoring, die Auflage von Hochtemperaturseilen oder die Auflage von Seilen größeren Querschnitts zur Verfügung.

Allen drei Maßnahmen gemein ist die Tatsache, dass die Trassenführung und die Masten in Strecke A erhalten bleiben. Die Isolatoren dieser optimierten Strecke sind an die neuen Anforderungen angepasst und deshalb erneuert. Die Primär- und Sekundärtechnik der Strecke A wird ebenfalls als angepasst und gegebenenfalls ausgetauscht angenommen. Die zur optimierten Freileitungsstrecke parallele Übertragungsstrecke ist zwar mit herkömmlicher Freileitungstechnik ausgeführt, aufgrund der Veränderungen in Strecke A sind aber auch hier notwendige Modifizierungen in der Sekundärtechnik (Schutz- und Regelungstechnik) vorgenommen.

Bezüglich der Exposition gegenüber externen Faktoren sind die in Kapitel 4.2.2 gemachten Aussagen zutreffend.

Variante „Freileitung 1“ im Vergleich zur Basisvariante 1

Verglichen werden

- Variante „Freileitung 1“: Erhöhung thermischer Übertragungsfähigkeit einer Freileitungsstrecke (Strecke A) parallel zu einer herkömmlichen Freileitungsstrecke, Übertragung mit Drehstrom, mit
- Basisvariante 1: zwei Freileitungsstrecken parallel zueinander; Übertragung mit Drehstrom

Die Variante „Freileitung 1“ nutzt die vorhandenen Übertragungsstrecken. Die Ausbauvariante unterscheidet sich in Bezug auf die Anfälligkeit gegenüber externen Faktoren nicht von der Basisvariante 1. Bei Ausfall der verstärkten Strecke kommt es zu einer Umverteilung der Übertragungsleistung auf das umgebende Netz, hier vereinfacht dargestellt durch die zweite (unveränderte) Freileitungsstrecke.

Ein Einsatz der Optimierungsmaßnahme ist nur unter Berücksichtigung der Faktoren Wirkungsgrad, Netzstabilität und Rückwirkungen auf den Netzschutz möglich. Dies erfordert quasi eine Neuauslegung der betroffenen Netzabschnitte. Im gegebenen Fall kann eine anforderungsgerechte Realisierung mit bewährter Technik angenommen werden. Unter diesen Voraussetzungen und nach Anpassung der Primär- und Sekundärtechnik des gesamten Netzgebietes unterscheidet sich die Zuverlässigkeit der Übertragungsstrecke bei Auflage von Hochtemperaturseilen oder bei der Auflage von Seilen größeren Querschnitts nicht von der Basisvariante 1.

Zur Erhöhung der Vulnerabilität tragen allerdings folgende Aspekte bei, die bei der Optimierungsmaßnahme „Temperaturmonitoring“ auftritt. Die Erhöhung der thermischen Übertragungsfähigkeit durch Temperaturmonitoring nutzt vorhandene Auslegungsreserven, die sich aus konservativ angenommenen Umgebungsbedingungen ergeben. Das Potenzial zur Kompensation von störungsbedingt auftretenden Ungleichgewichten ist dadurch reduziert. Hinzu kommt ein prognostizierter Trend zu zukünftig ausgeprägten Hitzeperioden, der diesen Effekt zeitweise weiter verstärken kann. Die stärkere Ausnutzung ist zudem mit höheren normalbetrieblichen Belastungen und dem Risiko vorzeitiger Ausfällen aufgrund von Verschleiß verbunden.

Fazit

Im Vergleich der Variante „Freileitung 1“ mit der „Basisvariante 1“ erhöht kann nur bei einer weitreichende Einführung von Temperaturmonitoring ein Beitrag auf die Vulnerabilität gesehen werden. Die Ausnutzung ursprünglich vorgehaltener Übertragungsreserven reduziert die Flexibilität

zur Kompensation von störungsbedingt auftretenden Ungleichgewichten. Dies gilt verstärkt bei Annahme zukünftig häufiger zu erwartender Hitzeperioden. Bei der Erhöhung der thermischen Übertragungsfähigkeit durch Hochtemperaturseile oder Leiterseile größeren Querschnitts ist keine Veränderung der Vulnerabilität des Teilnetzes zu erwarten.

Das umgebende Netz wird durch die Optimierungsmaßnahmen wenig in Mitleidenschaft gezogen. Allerdings kann ein häufigerer alterungs- oder witterungsbedingter Ausfall der optimierten Übertragungsstrecke A das umgebende Netz stärker belasten. Die Häufigkeit für witterungsbedingte Ausfälle nimmt zu. Dennoch ist die Belastung des umgebenden Netzes als vergleichsweise gering anzusehen.

4.2.4. Variante „Drehstromkabel“

Wie in Kap. 4.1.2 näher erläutert, sind Drehstromkabelstrecken über große Längen im Drehstrom-Höchstspannungsnetz nach heutigem Stand nicht zu erwarten. Aufgrund ortsspezifischer Belange (z. B. Schutz des Landschaftsbildes) oder um den Ausbau unter Öffentlichkeitsbeteiligung weiter voranzubringen, wird es auf einigen Strecken zu Übertragungen mit einer Kombination aus Drehstromkabel und Freileitung kommen. Denkbar sind Mischstrecken mit Endverkabelung oder Zwischenverkabelung, d. h. auf einer Freileitungsstrecke wird ein Teilstück an einem der Enden der Übertragungsstrecke oder dazwischen als Drehstromkabelstrecke ausgeführt.

Variante „Drehstromkabel“ beinhaltet dementsprechend eine Mischstrecke parallel zu einer herkömmlichen Freileitungsstrecke, beides in Drehstromtechnik. Die Mischstrecke wird sowohl im Freileitungs- als auch im Kabelteil als Neubaustrecke angenommen. Ob sich das Kabelteilstück an einem Ende oder in der Mitte der Übertragungsstrecke befindet, spielt für die Betrachtung der Vulnerabilität der gesamten Mischstrecke keine Rolle und wird daher vernachlässigt.

Innerhalb der Mischstrecke kann es allerdings notwendig werden, zwei parallele Drehstromkabelsysteme pro Freileitungsstromkreis zu installieren, um die Übertragungsfähigkeit der Freileitungsstrecke zu erhalten. Zudem spielt die Länge der Kabelstrecke innerhalb der Mischstrecke für die Verletzbarkeit eine Rolle (siehe hierzu Kapitel 4.1.2).

Für die parallele Freileitungsstrecke wird eine herkömmliche, bereits vorhandene Freileitungsstrecke ohne Veränderungen angenommen. Bezüglich der Exposition gegenüber externen Faktoren sind die in Kapitel 4.2.2 gemachten Aussagen zutreffend.

Die Kabelstrecken sind dagegen weitgehend vor externen Einwirkungen, insbesondere Witterungseinflüssen, geschützt, so dass diese Faktoren hier nicht weiter relevant sind. Als Spezifikum kommt eine besondere Gefährdung durch Baggerarbeiten hinzu, die aufgrund von Erfahrungswerten im Verteilnetz eine Vielzahl von Schäden verursachen. Es ist aber nicht anzunehmen, dass diese Schadensursache bei Drehstromkabeln im außerstädtischen Bereich eine vergleichbare Relevanz bekommen wird.

Variante „Drehstromkabel“ im Vergleich zu Basisvariante 1

Verglichen werden

- Variante „Drehstromkabel“: Mischstrecke (Drehstromkabel plus Freileitung innerhalb einer Strecke) parallel zu einer Freileitungsstrecke; Übertragung mit Drehstrom, mit
- Basisvariante 1: zwei Freileitungsstrecken parallel zueinander; Übertragung mit Drehstrom

Die in der Variante „Drehstromkabel“ angenommene Mischstrecke umfasst einen Abschnitt mit einer Kabelstrecke, bestehend aus einem oder zwei parallelen Drehstromkabeln, und einen Abschnitt mit einer Freileitungsstrecke, die entweder durchgehend (die Kabelstrecke befindet sich an einem der Enden der Übertragungsstrecke) oder unterbrochen (die Kabelstrecke befindet sich dazwischen) ausgeführt sein kann. Der Ausfall einer der Betriebsmittel innerhalb der Mischstrecke führt in jedem Fall zu einem Ausfall der gesamten Mischstrecke.

Im Vergleich zur reinen Drehstromkabelstrecke ist die Mischstrecke gegenüber Blitzeinschlag (externe Einwirkung) anfälliger /Oswald2005/:

„Bei derartigen Mischanordnungen ergeben sich für die Kabel erhöhte Gefährdungen durch Überspannungen aufgrund nicht auszuschließender Blitzeinschläge bei einem Gewitter in den Freileitungsteil.“

Im Vergleich zur Freileitung ist die Drehstromkabelstrecke deutlich anfälliger gegenüber dem Eintrag von Überspannung. Die Kabelenden müssen daher jeweils durch Kabelendverschlüsse und Überspannungsableiter geschützt werden.

Bei zwei parallel betriebenen Drehstromkabelstrecken, die aufgrund der Übertragungsfähigkeit notwendig werden könnten (vgl. Kap. 4.1.2), steigt die Ausfallrate auf das Doppelte an, da der Ausfall eines Drehstromkabels den Ausfall (aufgrund der Überlast) des anderen zwangsläufig nach sich ziehen würde.

Geht man davon aus (vgl. Kapitel 4.1.2), dass Drehstromkabelstrecken aufgrund von Erfahrungswerten vor allem durch mangelbehaftete Verbindungselemente ausfallen, spielt zusätzlich die Anzahl der Verbindungselemente und damit Länge der Kabelstrecke eine entscheidende Rolle. Ab einer bestimmten Länge der Drehstromkabelstrecke werden außerdem zusätzlich Kompensationsspulen erforderlich. Neben den Verbindungselementen zwischen den Kabelstücken (Muffen) gibt es zusätzlich Verbindungselemente für den Übergang zur Freileitung und zu den ggf. erforderlichen Kompensationsspulen. Die Übergänge werden oberirdisch installiert und sind den dort anzunehmenden Umgebungsbedingungen ausgesetzt. Die Kabelenden müssen jeweils durch Kabelendverschlüsse und Überspannungsableiter geschützt werden. Insgesamt wird für die Einbindung der Drehstromkabelstrecke eine erhöhte Anfälligkeit (Isolationsfehler) angenommen. Die Folge kann ein einpoliger Kurzschluss mit nachfolgendem Ausfall der Übertragungsstrecke sein.

Zusätzlich steigen die Anforderungen an die Schutzeinrichtungen, die einen ein- oder mehrpoligen Isolationsfehler ortsgenau auf der Übertragungsstrecke detektieren und notwendige Abschaltvorgänge einleiten. Dies ist in der Variante „Kabel“ mit einem herkömmlichen Schutz auf Basis der Impedanzmessung nicht möglich, da die Genauigkeit der Ortsbestimmung u. a. von der Homogenität der Leitung abhängig ist. Zum einen wird damit der Zeitbedarf für eine Instandsetzung erhöht, zum anderen kann es vermehrt zu fehlerhaften Schutzauslösungen mit Abschaltung der Mischstrecke kommen.

Fazit

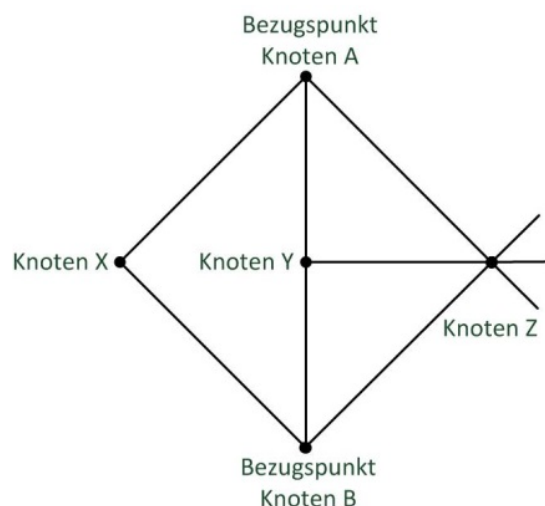
Im Vergleich der Variante „Kabel“ mit der „Basisvariante 1“ wird der Mischstrecke aus Freileitung und Drehstromkabel eine höhere Vulnerabilität zugemessen. Das Kabel ist sehr robust gegenüber externen Einwirkungen. Die Mischstrecke erfordert aber zum einen eine deutlich höhere Anzahl störungsanfälliger Verbindungselemente und zum anderen sind die Ausfallzeiten bis zur Reparatur von Störungen in den Drehstromkabelstrecken deutlich länger. Sowohl die häufigeren als auch die längeren Ausfallzeiten führen zu einer stärkeren Belastung des umgebenden Netzes.

In einem Stromnetz, bei dem aufgrund ortsspezifischer Belange oder Kompromisse, ein vermehrter Einsatz von Drehstromkabelstrecken angestrebt wird, steigt die Verletzbarkeit des Netzes an. Aufgrund der Empfindlichkeit gegenüber Überspannungen ist das Problem eines kaskadierenden Ausfalls von benachbarten Drehstromkabelstrecken bei Überspannungen in einem Teilgebiet des Netzes zu beachten.

4.2.5. Basisvariante 2

Während in Basisvariante 1 nur zwei parallele Übertragungsstrecken betrachtet werden, befasst sich Basisvariante 2 mit dem Teilnetz, das sich üblicherweise zwischen zwei Knoten, die als Bezugspunkte gelten, befinden kann. Diese Bezugsknoten sind Start- und Endpunkte für eine im NEP angedachte HGÜ-Strecke. Da es sich bei der HGÜ im Regelfall um eine größere Übertragungsstrecke (Overlay-Übertragungsstrecke) handelt, ist ein größeres Netzgebiet betroffen. Im Regelfall gibt es entsprechend in diesem Teilnetz weitere Netzknoten und mehr als zwei Verbindungsstrecken. Vereinfacht stellt Basisvariante 2 dies durch folgende Anordnung dar:

Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der Basisvariante 2



Quelle: Öko-Institut e.V.

Der Leistungsfluss zwischen den Bezugspunkten Knoten A und B findet dementsprechend über folgende Übertragungsstrecken statt:

1. über Knoten X: Übertragungsstrecke AX und Übertragungsstrecke BX
2. über Knoten Y: Übertragungsstrecke AY und Übertragungsstrecke BY
3. über Knoten Z: Übertragungsstrecke AZ und Übertragungsstrecke BZ
4. über Knoten Y und Knoten Z:
 - a) Übertragungsstrecke AY, Übertragungsstrecke YZ und Übertragungsstrecke BZ
 - b) Übertragungsstrecke AZ, Übertragungsstrecke YZ und Übertragungsstrecke BY

In der Realität kann das Übertragungsnetz mit weiteren Maschen an die Knoten X, Y und Z angeschlossen sein, was ebenfalls Einfluss auf die Möglichkeiten der Leistungsübertragung hat. In der Schema-Darstellung (Abbildung 4-2) ist dies nur für Knoten Z Netz angedeutet. Die Vereinfachung auf nur wenige Maschen ist zulässig, da diese den Netzbereich darstellen, der

gegenüber einer zusätzlichen Beanspruchung die geringste Bewältigungskapazität aufweist. Ein Ausfall von Komponenten innerhalb dieses schwächsten Übertragungsbereichs würde zu einer weiteren Überlastung des dann verbleibenden Netzes führen. Das Risiko eines kaskadierenden Ausfalls wäre damit deutlich erhöht.

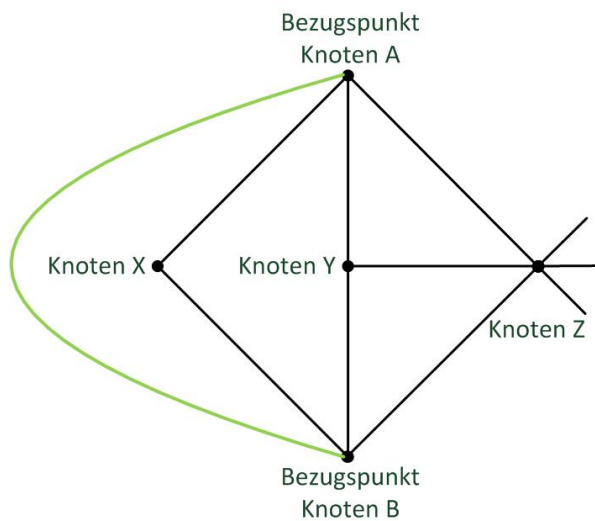
Die Übertragungsstrecken zwischen den Knoten sind wie in Basisvariante 1 (siehe Kap. 4.2.2) in herkömmlicher Freileitungstechnik und als Drehstromnetz ausgeführt.

Bezüglich der Exposition gegenüber externen Einwirkungen sind die in allgemeiner Form in Kapitel 4.1.1 gemachten Aussagen übertragbar. Grundsätzlich trifft dies auch auf die in den beiden anschließenden Kapiteln beschriebenen HGÜ-Varianten zu, wenn sie als Freileitung verlegt sind.

4.2.6. Variante „HGÜ 1“

Bei der Variante „HGÜ 1“ wird davon ausgegangen, dass parallel zum bestehenden Netz zwischen den Bezugspunkten Knoten A und B eine HGÜ-Trasse neu gebaut wird. Diese ist dementsprechend in der schematischen Darstellung (Abbildung 4-3) als grüne Verbindungslinie zwischen den Knoten A und B dem Teilnetz der Basisvariante 2 hinzugefügt.

Abbildung 4-3: Schematische Darstellung der Variante „HGÜ 1“



Quelle: Öko-Institut e.V.

Der Leistungsfluss kann zusätzlich zu den in Basisvariante 2 möglichen Übertragungswegen nun auch über die HGÜ zwischen A und B erfolgen.

Die HGÜ selbst ist, wie in Kap. 4.1.3 beschrieben, als selbstgeführte HGÜ-Übertragungsstrecke ausgebaut. Sie kann oberirdisch oder auch unterirdisch (in einer Mischstrecke oder als reine Kabelstrecke) verlegt werden. Bevorzugt wird derzeit die unterirdische Verlegung.

Bezüglich der Exposition gegenüber störungsauslösenden Faktoren ist unabhängig von der Verlegeart (ober- oder unterirdisch) und der damit einhergehenden Anfälligkeiten die verminderte Belastungsfähigkeit der Wechselrichtereinheiten im Hinblick auf Überspannungen (vgl. Kapitel 3.2.3) zu berücksichtigen.

Variante „HGÜ 1“ im Vergleich zu Basisvariante 2

Verglichen werden

- Variante „HGÜ 1“: Neubau einer HGÜ-Trasse parallel zu einem vorhandenen Netzgebiet; Übertragung mit Gleich- und mit Drehstrom parallel, mit
- Basisvariante 2: Neubau einer Freileitungstrasse mit hoher Übertragungskapazität parallel zu einem vorhandenen Netzgebiet (sehr vereinfacht dargestellt); Übertragung mit Drehstrom

Die HGÜ-Trasse kann sowohl als Freileitung als auch als Drehstromkabelstrecke verlegt werden. Bezüglich der von der Verlegeart abhängigen Exposition gegenüber externen Einwirkungen sind die in Kapitel 4.1.1 (oberirdische Verlegung) und Kapitel 4.1.2 (unterirdische Verlegung) gemachten Aussagen übertragbar. Für die in Frage kommenden Verlegearten gilt allgemein: Die rein oberirdische Verlegung ist anfälliger als die rein unterirdische Verlegung. Die rein oberirdische Verlegung ist aber weniger anfällig als eine Mischstrecke mit ober- und unterirdischer Verlegung.

In beiden Varianten ist der Parallelbetrieb mit einem vorhandenen Netzgebiet vorgesehen. Daraus resultieren in beiden Varianten Anfälligkeiten, die mit dem vorhandenen Bestand zusammenhängen (Alterung). Dies trägt allerdings nicht zur Differenzierung zwischen der Variante „HGÜ 1“ und Basisvariante 2 bei.

Die HGÜ ist eine Technologie, mit der in der für den Netzausbau erforderlichen Größenordnung keine einschlägigen Erfahrungen vorliegen. Daher wird hier von einer erhöhten Anfälligkeit (zufällige Ausfälle) - zumindest für eine Übergangszeit – ausgegangen. Daneben ist die HGÜ-Technik besonders schadensanfällig gegenüber solchen Einwirkungen, die zu einem Kurzschluss in der Strecke und damit zu einem Überstrom führen (vgl. Tabelle 4-1).

Unabhängig von der Verlegeart ist die HGÜ für die Überbrückung großer Distanzen prädestiniert. Dies ist in dieser Ausbauvariante „HGÜ 1“ dadurch gekennzeichnet, dass die HGÜ-Strecke eine direkte Verbindung zwischen den Bezugspunkten Knoten A und Knoten B bildet, während im vermaschten Netz mehrere (hier mindestens zwei in Reihe geschaltete) Drehstromverbindungsstrecken zwischen den Bezugspunkten vorhanden sind. Zusätzlich ist die HGÜ-Strecke in der Lage, eine erheblich größere Leistung bei gleichem Isolationsaufwand als die Drehstromverbindung zu übertragen (vgl. Kapitel 4.1.3). Dies führt dazu, dass für den Ausfall der HGÜ größere Übertragungskapazitäten, beispielsweise mehrere parallele Drehstromverbindungen, vorzuhalten sind, um die Leistung zwischen den Bezugspunkten zu transportieren. Der Einfluss eines Ausfalls der HGÜ-Strecke auf das umgebende Netz ist dementsprechend größer, als dies bei zwei parallelen Drehstromverbindungen mit geringerer Kapazität der Fall wäre. Dies erhöht das Risiko von Überlastungen innerhalb des vermaschten Drehstromnetzes.¹

Fazit

Im Vergleich der Variante „HGÜ 1“ mit der Basisvariante 2 hat die intakte HGÜ unabhängig von ihrer Verlegeart und bei geeigneter Regelung einen positiven Einfluss auf die Robustheit des umgebenden Netzes und vermindert dessen Vulnerabilität. Bei Ausfall der HGÜ-Strecke aber steigt die Vulnerabilität des umgebenden Netzes für einen vergleichsweise sehr großen Instandsetzungszeitraum deutlich an. Im Störfall muss eine größere Übertragungsleistung

¹ Beispiel: Die Verbindung zwischen Knoten A und Knoten Y ist nicht in der Lage, die Hälfte der Übertragungsleistung, die normalerweise von der HGÜ transportiert wird, zu übernehmen. Deswegen steigt die Leistungsübertragung auf der Strecke zwischen Knoten A und Knoten B über Knoten Z um mehr als die Hälfte an. Schlimmstenfalls kann es dadurch zu Überspannungen kommen. In jedem Fall aber sinkt die Übertragungsreserve der Strecken AY und AZ. Die Verletzbarkeit dieser Übertragungsstrecken steigt an.

kompensiert werden, und es ist ein erheblich größerer Netzbereich betroffen, als dies beim Ausfall einer Drehstromleitung der Fall wäre.

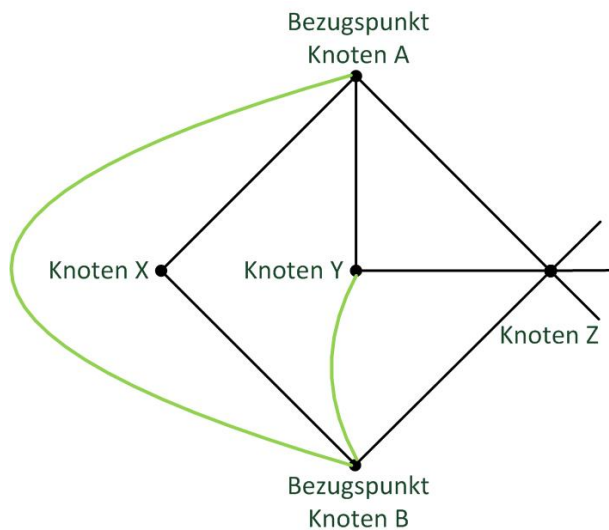
4.2.7. Variante „HGÜ 2“

Aufbauend auf Variante „HGÜ 1“ wird in dieser Variante dem Teilnetz eine weitere HGÜ-Übertragungsstrecke hinzugefügt. In der schematischen Darstellung befindet sich diese zwischen den Knoten Y und B und ist somit Teil einer der ersten HGÜ-Übertragungsstrecke parallelen Verbindung.

Von der technischen Ausführung her entspricht die zweite HGÜ-Übertragungsstrecke der ersten.

Bezüglich der Exposition gegenüber störungsauslösenden Faktoren sind die in Kapitel 4.2.5 gemachten Aussagen übertragbar.

Abbildung 4-4: Schematische Darstellung der Variante „HGÜ 2“



Quelle: Öko-Institut e.V.

Variante „HGÜ 2“ im Vergleich zu Basisvariante 2

Verglichen werden

- Variante „HGÜ 2“: Neubau einer HGÜ-Trasse parallel zu einem Netzgebiet, das eine weitere HGÜ-Strecke enthält; Übertragung mit Gleich- und Drehstrom, mit
- Basisvariante 2: Neubau einer Freileitungstrasse mit hoher Übertragungskapazität parallel zu einem vorhandenen Netzgebiet (sehr vereinfacht dargestellt); Übertragung mit Drehstrom

Für die Ausbaubariante „HGÜ 2“ gelten zunächst einmal dieselben Bedingungen und Schlussfolgerungen wie für „HGÜ 1“.

Im Unterschied zur Variante „HGÜ 1“ ist bei Ausfall der direkten HGÜ-Verbindung zwischen den Bezugspunkten Knoten A und Knoten B eine parallele gleichartige HGÜ-Verbindung (zwischen Knoten Y und Knoten B) in der Lage, die Übertragungsleistung zu übernehmen. Die Drehstromübertragungsstrecken zwischen Knoten A und Knoten Y (hier AY und AZ in Reihe mit

ZY) sind, da sie in Reihe zur HGÜ-Strecke YB geschaltet sind, für die Übertragungsleistung ausgelegt.

Die Basisvariante 2 beinhaltet einen Parallelbetrieb einer neuen Freileitungstrasse mit einem vorhandenen Netzgebiet. Die in dem vorhandenen Bestand zusammenhängenden Faktoren (z. B. Alterung) wirken sich im Vergleich nachteilig auf die Vulnerabilität der Basisvariante 2 aus. Inwieweit dadurch die Vulnerabilität dieser Variante insgesamt beeinflusst wird, wird davon abhängen, wie das vorhandene Netz parallel zum Netzausbau modernisiert (Austausch) wird.

Fazit

Im Vergleich der Variante „HGÜ 2“ mit der Basisvariante 2 ergibt sich bei Ausfall einer der Übertragungsstrecken zunächst keine wesentliche Differenzierung der Vulnerabilitäten. Der Wegfall der Übertragungsleistung wird in beiden Varianten, jeweils durch die parallele gleichartige Leitung übernommen. Die längere Ausfalldauer bis zur Instandsetzung von Störungen ist dagegen bei der Variante „HGÜ 2“ ein zusätzlicher Beitrag zur Erhöhung der Vulnerabilität.

5. Zusammenfassung und übergreifende Schlussfolgerungen

Untersucht wurde Verwundbarkeit der Stromversorgung auf der Ebene des Übertragungsnetzes. Vulnerabilität ist hier auf den Erhalt der technischen Funktionsfähigkeit bezogen und bezieht als Beitrag zur Vulnerabilität bereits Gefährdungen ein, die das Netz schwächen und Vorläufer für weitreichendere Störungen sein können.

Der Übergang zu einer überwiegend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung (80 % im Jahr 2050) kann mit der bisherigen Netzstruktur nicht realisiert werden. Die bisherige Versorgung durch konventionelle Groß-Kraftwerke wird durch eine dezentrale Einspeiselandschaft mit EE-Anlagen ersetzt. Die Einspeisung in das Übertragungsnetz erfolgt künftig i. W. durch Onshore- und Offshore-Windparks im Norden. Eine Übertragung zu den Regionen mit hohem Verbrauch in der Mitte und im Süden Deutschlands ist erforderlich. Die große Zahl der EE-Anlagen mit kleineren Leistungen speist in die Verteilnetze ein und stellt die Versorgung ortsnahe angeschlossener Verbraucher sicher. Im Idealfall können sie dann unabhängig vom Übertragungsnetz betrieben werden.

Auch nach dem Wegfall der Großkraftwerke muss die Systemstabilität weiter gewährleistet sein. Mit der Zunahme der volatilen Einspeisung steigt auch der Bedarf für Systemdienstleistungen. Bei einem Überangebot von Wind- und Solarenergie kommt es zu einer Rückspeisung aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz. Der Betrag der Rückspeisung aus einem Verteilnetz wird aber verglichen mit der Einspeisewirkleistung eines Großkraftwerks gering sein und daher auch nur geringen Einfluss auf das Übertragungsnetz haben. Die EE-Anlagen in den Verteilnetzen können auch Regelleistungen für das Übertragungsnetz zur Verfügung stellen und dort die Systemsicherheit erhöhen. Bedingung ist der Zusammenschluss mehrerer kleinerer, technisch unterschiedlicher EE-Anlagen und Speicher, die intern miteinander kommunizieren und die Leistungsverteilung koordinieren („virtuelles Kraftwerk“).

Energiespeicher sind in der Lage, das Versorgungssystem zu optimieren. Es bestehen noch große Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung des Speicherbedarfs sowie der Einsatzreife und Integration geeigneter Speicherkonzepte. Der NEP enthält bislang keine konkreten Projekte zum Ausbau von Energiespeichern. Pumpspeicherkraftwerke werden bereits heute als zentrale Großspeicher im Übertragungsnetz eingesetzt. Ihr Einsatz ist auf die Reserveleistungsbereitstellung begrenzt. Das Potenzial der Pumpspeicherkraftwerke in

Deutschland ist weitgehend ausgeschöpft. Große Potenziale, die noch in Skandinavien oder im Alpenraum vorhanden sind, könnten bei grenzüberschreitender Vernetzung erschlossen werden. In den Verteilnetzen sind sowohl dezentrale kleinere Speicher (z. B. Batteriespeicher) als auch Quartierspeicher in der Nähe des entsprechenden Versorgungsgebietes denkbar. Ein Nutzen für die Systemsicherheit ist möglich, wenn eine große Zahl von Speichern (und Betreibern) zentral gesteuert werden können. Ferner ist nur eine netzgeführte und nicht marktgeführte Steuerung ist geeignet, die Speicher für die Regelleistungen heranzuziehen.

Die Engpässe im Übertragungsnetz sollen vorrangig durch Optimierung und Verstärkung auf bestehenden Trassen des Netzes behoben werden. Ursprünglich vorhandene Reserven werden dadurch umfangreicher ausgenutzt, die Flexibilität ist dann aber eingeschränkt. Langfristig sind deshalb Netzoptimierung und -verstärkung als alleinige Maßnahmen nicht geeignet, Systemsicherheit zu gewährleisten.

Nach Ausschöpfung der Potenziale von Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen soll ein Netzausbau mit 380 kV-Leitungen, neuen Schaltanlagen oder Overlay-Netzen (z. B. HGÜ-Fernübertragung) auf neuen Trassen erfolgen. Die Übertragung auf den ausgebauten oder verstärkten Strecken kann auf Drehstromübertragung oder auf Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) basieren. Realistisch wird eine Mischform aus beiden Technologien sein, in der die HGÜ – auch in den Hauptübertragungsstrecken – nur in begrenzten Teilbereichen zum Einsatz kommt.

Das Netz wird durch externe und interne Faktoren belastet, die Störungen verursachen können, die eine wiederum eine Schwächung des Netzes bis hin zu Versorgungsunterbrechungen zur Folge haben. Sowohl im Bereich der Exposition als auch im Bereich der Anfälligkeit sind Aspekte zu beobachten, die die Vulnerabilität des zukünftigen Netzes beeinflussen.

Eine Häufung von Zufallsausfällen ist in der Frühphase der Einführung neuartiger Technologien, für die keine Erfahrungswerte vorliegen, zu erwarten. Kabel, Hochtemperaturleiter, Hochspannungsgleichstromübertragung und Gasisolierte Leitung sind bislang nicht in größerem Umfang eingesetzt. Für die Übergangszeit (Einführungsphase) ist anzustreben, dass Reserveleistungsbereitstellung auch ohne die Inanspruchnahme von Übertragungsstrecken mit nicht nachgewiesener Zuverlässigkeit ausreichend ist. Eine erhöhte Anfälligkeit ist auch dadurch absehbar, dass der Bestand heute bereits teilweise veraltet ist und einer Erneuerung bedarf. Als Beitrag zum Erhalt der Systemsicherheit muss parallel zur Netzentwicklung auch die regelmäßige Neubewertung und Erneuerung des Bestands auf hohem Sicherheitsniveau vorangetrieben werden.

Nicht alle Ausbauvarianten sind in gleicher Weise exponiert. Offenkundig sind Kabelstrecken besser vor externen Einwirkungen geschützt als Freileitungen. Dies gilt unabhängig von der gewählten Übertragungstechnik (Drehstrom, HGÜ) für alle Ausbauvarianten. Ein umfangreicher Netzausbau mittels Kabeltechnik ist bisher im NEP nicht geplant. Auf kürzeren Strecken in besonders gefährdeten Bereichen kann mit der Kabeltechnik ein positiver Effekt erreicht werden. Auf längeren Strecken überwiegen jedoch die Nachteile der Kabeltechnik. In Einzelfällen kann mit dem Vorteil einer höheren Akzeptanz argumentiert werden, was eine Vereinfachung von Verfahren nach sich ziehen könnte. Eine Bewertung dieses Effekts ist aber nicht Gegenstand der technischen Bewertung.

Externe Belastungen sind für das Freileitungsnetz, unabhängig von der dort eingesetzten Übertragungstechnologie (Drehstrom, HGÜ, etc.), relevant. Bereits jetzt ist der Großteil der Versorgungsunterbrechungen auf Einwirkungen infolge Sturm oder Blitzschlag zurückzuführen. Im Zuge des Klimawandels wird eine größere Gefährdung durch Zunahme von Häufigkeit und/oder

Intensität bestimmter Naturgefahren prognostiziert. Insbesondere sind Extremwetterlagen wie Sturm (auch Tornados), Schneefall, Starkregen und Überflutung zu nennen. Daraus leitet sich abhängig von der spezifischen Gefährdungssituation und Anfälligkeit der Technologie eine höhere Vulnerabilität ab. Für die Systemsicherheit ist von Bedeutung, dass die veränderte Gefährdung durch Naturgefahren nicht nur durch angepasste Planung beim Netzausbau sondern auch bei der Nachrüstung des Bestands berücksichtigt wird.

Naturgefahren mit großem Einwirkungsbereich, können gleichzeitig eine größere Anzahl von EE-Anlagen und mehrere Übertragungstrecken betreffen. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Gefährdung ist der Ausbau oder die Verstärkung in mehreren und räumlich weit auseinander liegenden Trassen positiv für die Absicherung der Übertragungskapazitäten.

Die Exposition beeinflusst das Einspeiseverhalten von EE-Anlagen. Beispielsweise steigt die Leistung von Windkraftanlagen proportional zur Windgeschwindigkeit; sie liefern jedoch bei Windflaute und auch bei Überschreiten zulässiger Windgeschwindigkeiten keinen Strom. Aufgrund der prognostizierten klimatischen Veränderungen können Schwankungsbreiten und Ausfallzeiten zunehmen. Leistungseinbrüche bei Ausfall eines großen Windparks sind vergleichbar mit dem Ausfall eines Großkraftwerks. Das Übertragungsnetz ist unmittelbar betroffen. Durch das (n- 1)-Konzept ist ein solcher Ausfall grundsätzlich abgedeckt. Der Ausfall großer Einspeiseleistungen führt aber auch bei erfolgreicher Kompensation zu einer angespannteren Netzsituation. Im Übertragungsnetz sind Rückwirkungen grundsätzlich auch bis in die Verbrauchsregionen im Süden möglich. Vor diesem Hintergrund muss nicht nur eine ausreichende Leistungsabdeckung unter Berücksichtigung des (n-1)-Prinzips sondern auch der Bedarf einer diversitären Einspeisung zur Versorgung der Verbraucher gesehen werden.

Die Volatilität der Einspeisung spielt auch im Verteilnetz eine Rolle. Die Rückwirkungen auf das übergeordnete Stromnetz sind dadurch begrenzt, dass dort vergleichsweise kleine Leistungseinheiten installiert sind. Die Einwirkungen betreffen außerdem nicht in gleicher Weise alle Typen und alle Standorte von EE-Anlagen im Versorgungsgebiet. Ein vollständiger Ausfall des Verteilnetzes muss nicht unterstellt werden. Zum Systemsicherheit trägt im Verteilnetz bereits die Dezentralisierung der dort einspeisenden Anlagen bei. Ein zusätzlicher Gewinn lässt sich durch eine ausgewogene Diversifizierung der Energieerzeugung erzielen.

Die Dezentralisierung der Einspeiselandschaft zieht eine höhere Belastung der Verteilnetze nach sich. Hinzu kommt, dass dort auch die zunehmende Gefährdung durch bestimmte Naturgefahren bewältigt werden muss. Auch in den Verteilnetzen steigt dementsprechend der Aufwand für die Koordination der EE-Anlagen sowie für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelung, Speicher), die an die veränderte Einspeisesituation angepasst sind, um Stabilität bereits auf dieser Ebene des Stromnetzes zu gewährleisten. Auch auf dieser Ebene sind angepasste Regelungskonzepte erforderlich.

Als Reaktion auf Störungen oder Schäden an Betriebsmitteln können im umgebenden Netz systeminterne Störungen auftreten wie Kurzschlüsse, große Leistungsschwankungen und Frequenzänderungen sowie Überspannungen. Bei intaktem Schutz kann davon ausgegangen werden, dass das gefährdete Betriebsmittel zuverlässig vom Netz getrennt wird, bevor es zur Beschädigung kommen kann.

Die Anfälligkeit gegenüber Systemstörungen sind in Tabelle 5-1 für verschiedene Übertragungstechniken dargestellt. Hier zeigt sich, dass die Gleichstromübertragung im Hinblick auf den Ausgleich von Leistungsschwankungen Vorteile bietet, gegenüber Überspannungen jedoch wie die Drehstromkabel anfälliger reagiert.

Tabelle 5-1: Anfälligkeit und Ausfalldauer verschiedene Übertragungstechniken

Verlegeart	Übertragungstechnik	Anfälligkeit bzgl. Einwirkungen (mit ansteigendem Trend)									Anfälligkeit auf Systemstörungen			Ausfalldauer
		Orkan	Tornado	Gewitter	Erdrutsch	Fehlschaltung	Überlastung	Montagefehler	Alterung	Defektes Betriebsmittel	Kurzschluss	Leistungsschwankung	Überspannung	
oberirdisch (Freileitung)	Drehstrom (HDÜ)	+	+	+	+	0	0	0	+	0	VG	VG	VG	VG
	Gleichstrom (HGÜ)	+	+	+	+	+)*)	+)*)	+	0	+	0	-	+	++
unterirdisch (Kabel)	Drehstrom (HDÜ)	0	0	0	+	+)*)	+)*)	+	0	+	0	0	+	+
	Gleichstrom (HGÜ)	0	0	0	+	+)*)	+)*)	+	0	+	0	-	+	++

* hier sind Folgeeinwirkungen mit berücksichtigt

VG: Vergleichsgröße

Quelle: Öko-Institut e.V.

Netzverstärkung und –optimierung sowie Netzausbau sind mit unterschiedlichen Maßnahmen bzw. Technologien möglich. Diese wurden hier in mehreren Ausbauvarianten in einem einfachen Modell untersucht: Eine Übertragungsstrecke verbindet zwei Knotenpunkten innerhalb des Übertragungsnetzes. Eine dazu parallele Leitung oder ein stark vereinfachtes Teilnetz bilden die innerhalb der Umgebungsnetzstruktur vorhandenen parallelen Übertragungsstrecken nach. die gemäß (n-1)-Prinzip den Ausfall einer Übertragungsstrecke im Netz auffangen. Aus der Vergleichsbetrachtung können Trends abgeleitet werden in welcher Richtung sich die Vulnerabilität der betreffenden Variante entwickelt. Die Analyse führte zu folgenden Ergebnissen:

Bei längeren Drehstrom-Mischstrecken, also Übertragungsstrecken, die Drehstromkabel und Drehstromfreileitung in Reihe beinhalten, ist der äußere Schutz für die Beurteilung der Vulnerabilität des Gesamtsystems nicht alleine entscheidend, da gleichzeitig nachteilige Effekte zu beachten sind, die sich aus dem Einsatz störungsanfällige Verbindungselemente und langen Reparaturzeiten ableiten. Die Anfälligkeit der Mischstrecke ist im Vergleich zur reinen Freileitungsstrecke, aber auch im Vergleich zu einer reinen Drehstromkabelstrecke größer.

Zur Vulnerabilität des Systems tragen Häufigkeit und Dauer der Ausfallzeiten von einzelnen Übertragungsstrecken bei. Nachteile bestehen bei Kabelstrecken aufgrund der aufwändigeren Fehlerortung und Reparaturmaßnahmen. In den Ausbauvarianten ist bei Einsatz neuer und für den Einsatzfall nicht betriebsbewährter Techniken zumindest für eine Übergangszeit von erhöhten Ausfallraten auszugehen. Insofern erfordert die Einführung von HGÜ-Leitungen zusätzliche Absicherungsmaßnahmen. Der Zeitraum, der zur Wiederherstellung der Netzverbindung bei Ausfall einer Übertragungsstrecke benötigt wird, wirkt sich zusätzlich auf die Belastung des umgebenden Netzes aus. Fällt eine Drehstromkabelstrecke oder eine Gleichstromübertragungsstrecke (unabhängig von der Verlegeart) aus, sind die parallelen

Leitungen, die die Leistungsübertragung übernehmen, über einen größeren Zeitraum stärker belastet als dies bei einem Ausfall einer Drehstromfreileitungsstrecke der Fall wäre.

Beim Ausfall von Übertragungstrecken wird das zur Umgehung in Anspruch genommene Netz stärker belastet. Während die Auswirkungen eines Betriebsmittelausfalls einer Drehstromkomponente in der Regel auf einen kleinen Netzabschnitt beschränkt sind, wirkt sich der Ausfall einer Gleichstromkomponente auf ein deutlich größeres Netzgebiet aus. Dieser Einfluss wird sich besonders ungünstig bei der Inbetriebnahme einer einzelnen HGÜ-Strecke bemerkbar machen, da das umgebende Drehstromnetz auch die Belastungen bei einem Ausfall dieser HGÜ übernehmen muss. Geht man davon aus, dass die Leistungsübertragungsmöglichkeiten gegenüber denen der Drehstromübertragung höher sind, dann müssten auch die parallelen Drehstromübertragungstrecken verstärkt oder optimiert werden, um die Belastungen auffangen zu können. Mehrere streckenweise parallele HGÜ-Übertragungstrecken können die Vulnerabilität des Systems vermindern, sofern auch die vergleichsweise große Ausfalldauer einer HGÜ im Ausbaukonzept berücksichtigt wird. Der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sieht den Zubau mehrerer HGÜ-Strecken vor. Ohne die oben erwähnten Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen im zur HGÜ parallelen Drehstromnetz wird sich jedoch die Vulnerabilität des gesamten Netzes durch die Inbetriebnahme der ersten HGÜ-Strecke zumindest bis zur Zuschaltung der übrigen HGÜ-Trassen erhöhen.

Das vorhandene Netz wird in weiten Teilen erhalten bleiben. Es übernimmt auch langfristig Aufgaben im Übertragungsnetz als auf Hauptübertragungstrecken oder als Redundanz. Für die die Systemsicherheit ist entscheidend, dass alle Netzkomponenten mit hoher Zuverlässigkeit verfügbar sind. Parallel zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ist auch auf einen gleichwertigen Zustand des vorhandenen Netzes zu achten.

Literaturverzeichnis

- Amprion2013 Heising, C.; Menzner, S.; Steimel, A.; Staudt, V.; Vennemann, K.; Grebe, E.; Kleinekorte, K.
Grundkonzept eines DC-Multiterminal-Transportnetzes
Hg. v. Amprion GmbH, Februar 2013
- bdew2015 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew)
Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken
Berlin, Mai 2015
- Birkmann2010 Birkmann J., Bach C., Suhl G., Wiottig M., Welle T., Schmude M.
State of the Art der Forschung zur Verwundbarkeit Kritischer Infrastruktur am Beispiel
Strom/Stromausfall
In: Freie Universität Berlin, Forschungsforum Öffentliche Sicherheit.
Schriftenreihe Nr. 2, 2010
- BMI2009 Bundesministerium des Inneren
Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie)2009
Berlin, 2009
- BNetzA2006 Bundesnetzagentur
Untersuchungsbericht über die Versorgungsstörungen im Netzgebiet des RWE im
Münsterland vom 25.11.2005
2006
- BNetzA2010 Bundesnetzagentur: Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements
Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung. Konsultationsfassung
2010
- BNetzA2011 Bundesnetzagentur
Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen
Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber
2011
- BNetzA2011a Bundesnetzagentur
Hinweise zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass Höhere
Gewalt im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich
der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV.
2011
- BNetzA2015 Bundesnetzagentur
Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen)
Stand 10.11.2015
- dena2012 Deutsche Energie-Agentur (dena)
Übersicht Stromübertragungstechnologien auf Höchstspannungsebene
2012
- dena2012a Deutsche Energie-Agentur (dena), TU Dortmund
Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-
Verteilnetzstudie)
11.12.2012

- efzn2013 Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn)
Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit
Goslar, 08. März 2013
- Fraunhofer2014 Fraunhofer IWES, Siemens AG, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik,
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Universität Hannover, CUBE Engineering
GmbH et al.
Kombikraftwerk 2, Abschlussbericht
August 2014
- GERICS2014 Climate Service Center Germany (GERICS)
Klimanavigator. Extreme Ereignisse, Schäden durch Hagel.
www.klimanavigator.de, Stand 24.07.2014
- izes2011 Izes gGmbH, Prof. Dr. Uwe Leprich et al.
Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung
Einspeisung Erneuerbarer Energien
20.06.2011
- Köppke2014 Köppke K. E. (Ingenieurbüro Dr. Köppke GmbH, Bad Oyenhausen), Sterger O. (EnviaTec
GmbH, Berlin)
Grundlagen für eine Technische Regel Anlagensicherheit (TRAS). Vorkehrungen und
Maßnahmen wegen der Gefahrenquellen Niederschläge und Hochwasser
Im Auftrag des Umweltbundesamtes. UBA-Forschungsbericht FKZ 3708 49 300
Dessau, 2014
- Krätzig2015 Krätzig W. B.; Andres M.; Niemann H.-J.; Köppke K .E.: Hinweise und Erläuterungen zur
TRAS 320 Vorkehrungen und Maßnahmen wegen der Gefahrenquellen Wind, Schnee- und
Eislasten.
Im Auftrag des Umweltbundesamtes
Dessau 2015
- Lüllmann2015 Lüllmann A.
Analyse der Vulnerabilität von Elektroversorgungssystemen mit unterschiedlich
ausgeprägter Integration erneuerbarer Energien
In: Fraunhofer ISI, ISI-Schriftenreihe „Innovatonspotenziale“
2015
- Molner2015 www.molner.info: Infografiken
Mai 2015
- NEP2012 50Hertz Transmission GmbH; Amperion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH
Netzentwicklungsplan Strom 2012
- NEP2014 50Hertz Transmission GmbH; Amperion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH
Netzentwicklungsplan Strom 2014
- NEP2015 50Hertz Transmission GmbH; Amperion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH
Netzentwicklungsplan Strom 2015, Entwurf
- Oeding2011 Oeding D.; Oswald R.
Elektrische Kraftwerke und Netze
Springer Verlag, 2011

- Oswald2005 Oswald, B. R. (ForWind - Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg und Hannover)
Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz 2005
- Oswald2010 Oswald B. R., Hofmann L.
Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung
Wahle-Mecklar, 2010
- Paul2007 Paul C.
Bilanzierungsmodell zur Bestimmung der regenerativen Stromüberschüsse der MENA-Region im Jahr 2050
2007
- Stock2015 Stock M. (Potsdam Institut für Klimafolgenforschung)
Gefahrenquellen Wind, Schnee- und Eislasten: Wissenschaftlicher Kenntnisstand zum möglichen Einfluss des Klimawandels.
Fachgespräch des AK-UG2 der Kommission für Anlagensicherheit, 17.04.2015
- DIN/EN 50341 DIN/EN 503141
Freileitungen über AC 1 kV - Teil 1: Allgemeine Anforderungen - Gemeinsame Festlegungen;
Deutsche Fassung EN 50341-1:2012
- DIN/EN 50341 Freileitungen über AC 1 kV - Teil 1: Allgemeine Anforderungen - Gemeinsame Festlegungen
Deutsche Fassung EN 50341-1:2012
- TRAS310 Kommission für Anlagensicherheit
„Vorkehrungen und Maßnahmen wegen der Gefahrenquellen Niederschläge und Hochwasser (TRAS 310)“ vom 15. Dezember 2011 (TRAS 310)“
- TRAS320 Kommission für Anlagensicherheit: „Vorkehrungen und Maßnahmen wegen der Gefahrenquellen Wind- sowie Eis- und Schneelasten (TRAS 320)“ vom 15. Juni 2015 (TRAS 320)“