

5 NETZANALYSEN

5.1 ERGÄNZUNGEN AUS DEM KONSULTATIONSVERFAHREN

Zentrales Ergebnis der Konsultation für den Bereich Netzanalysen ist eine Anpassung des Startnetzes. Weiterhin wurden ergänzende Erläuterungen in den Bericht eingefügt, die dem geäußerten Bedarf nach detaillierten Informationen Rechnung tragen.

Das Startnetz wurde gegenüber seiner ursprünglichen Definition durch die Verschiebung bestimmter Maßnahmen ins Ergebnisnetz schärfer abgegrenzt. In der ersten Fassung des Netzentwicklungsplans definierten vier Kategorien das Startnetz:

- Das bestehende Netz,
- EnLAG-Maßnahmen,
- Netzausbaumaßnahmen, die bereits in der Umsetzung sind
- sowie auch Projekte, die weder im EnLAG verankert, noch planfestgestellt sind.

Außerdem wurden grenzüberschreitende Netzausbaumaßnahmen des TYNDP im Startnetz berücksichtigt. Im vorliegenden, zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans wurden diejenigen Projekte, die nicht im EnLAG enthalten und ohne Planfeststellungsbeschluss sind ebenso wie grenzüberschreitende Netzausbaumaßnahmen vom Startnetz in das Ergebnisnetz übertragen – eine Ausnahme bilden diejenigen Maßnahmen, die aus sonstigen Verpflichtungen wie der Anschlusspflicht von Industriekunden (KraftNAV) resultieren. Auf diese Weise wird ihre energiewirtschaftliche Begründung stärker hervorgehoben und dadurch eine Kostenreduktion im Startnetz erreicht.

Die Auswertung der eingereichten Stellungnahmen lässt einen besonderen Informationsbedarf zu bestimmten Themen erkennen. Insbesondere zu den Technologien sowie der Methodik der Leistungsflussberechnung wurden weiterreichende Informationen gefordert. Dies wurde zum Anlass genommen, an den entsprechenden Stellen ausführlichere Erläuterungen einzuarbeiten. Vor allem auf Hochtemperaturseile, HGÜ-Technologie, einige Aspekte zur Systemstabilität sowie auf das NOVA-Prinzip geht der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans intensiver ein. Durch Beispiele und Illustrationen soll die Verständlichkeit zusätzlich erhöht werden.

5.2 TECHNOLOGIEBEWERTUNG

Im folgenden Kapitel werden die Eigenschaften unterschiedlicher Technologieoptionen mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen erläutert.

5.2.1 Bewertungskriterien

Der bedarfsgerechte und nachhaltige Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes erfordert:

- die Ausnutzung von Optimierungs- und Flexibilisierungspotenzialen des bestehenden 380-kV-Netzes,
- die gezielte und bedarfsgerechte Weiterentwicklung des 380-kV-Netzes sowie
- den Aufbau leistungsfähiger Overlay-Ferntransportverbindungen.

Vor diesem Hintergrund wurden unterschiedliche Technologieoptionen und deren Kombinationen analysiert. Die Konzeption der Fernübertragung großer Leistungen und die Dimensionierung des notwendigen Übertragungsbedarfes müssen die Versorgungssicherheit gewährleisten, ökonomische Effizienz anstreben und gleichzeitig die optimale Lösung hinsichtlich einer minimalen Rauminanspruchnahme darstellen. Daher sind Optimierungs- und Flexibilisierungspotenziale für das bestehende Netz sowie Technologieoptionen für den weiteren Netzausbau u. a. im Hinblick auf die folgenden Kriterien bewertet worden:

5 NETZANALYSEN

- Erhalt der Systemsicherheit und Systemstabilität,
- Systemkompatibilität,
- Regelbarkeit und Steuerbarkeit,
- hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit,
- Erweiterbarkeit und Entwicklungsfähigkeit sowie
- Rauminanspruchnahme und Teilverkabelungsfähigkeit.

5.2.2 Optimierung und Flexibilisierung des bestehenden Drehstromnetzes

Um die zukünftigen Transportaufgaben mit minimalem zusätzlichem Trassenraumbedarf zu bewältigen, wurde im Netzentwicklungsplan eine mögliche Erhöhung der thermischen Übertragungsfähigkeit von Stromkreisen berücksichtigt. Zu den entsprechenden Optimierungsmaßnahmen für einen Hochstrombetrieb im Rahmen der bestehenden Netztopologie zählen

- Temperaturmonitoring (Ausnutzung von Kühlungseffekten),
- Auflage von Hochtemperaturseilen (HTLS = High Temperature Low Sag),
- Ertüchtigung oder Neubau bestehender Trassen mit Auflage von Seilen höheren Querschnitts (geringerer ohmscher Widerstandsbelag).

Die Grenzen der Strombelastbarkeit von Freileitungen ergeben sich dabei zum einen durch die maximal zulässige Leitertemperatur und zum anderen aus dem maximal zulässigen temperaturabhängigen Seildurchhang. Sowohl das Leiterseilmonitoring als auch der Einsatz von HTLS-Seilen ermöglichen eine Erhöhung der Übertragungskapazität, ohne dass erhöhte Anforderungen an die Konstruktion der Masten hinsichtlich ihrer Statik oder der Einhaltung von Bodenabständen entstehen. Somit kann diese Technik auf bestehenden Masten – bei HTLS durch Umbeseilung – eingesetzt werden.

Die Nutzung dieser Optimierungs- und Flexibilisierungspotenziale wirkt sich positiv auf die thermische Übertragungsfähigkeit aus, ohne jedoch die Grenzen der Netzstabilität anzuheben. Die Stabilitätsgrenzen hängen wesentlich von den Netzreaktanzen (Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge) ab. Vorgenannte Maßnahmen für einen Betrieb mit höheren Strombelastbarkeiten haben jedoch nahezu keinen Einfluss auf diese stabilitätsrelevanten elektrischen Größen (siehe Kapitel 5.4.1 „Begriffsdefinitionen“).

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.

Die wesentliche Zielsetzung der Netzausbauplanung ist es, die Transportkapazität ohne Einschnitte in der Systemsicherheit bedarfsgerecht auszubauen. Dies erfordert neben der Beachtung der thermischen Übertragungsfähigkeit auch die Berücksichtigung möglicher Stabilitätsgrenzen sowie Grenzen, die sich aus den eingesetzten Netzschutzprinzipien ergeben. Auf Basis individueller Prüfungen im Einzelfall (ggf. Engpassbeseitigung auf begrenzten Abschnitten, kurzzeitige Reservestellung im (n-1)-Fall) können sich daraus Grenzwerte für maximale Belastungszustände für transitrelevante Korridore ergeben (siehe Kapitel 5.4.3.3 „Systemtechnische Vorgaben für die stationäre Netzplanung“).

Folglich sind Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen im bestehenden Netz grundsätzlich nur nach Prüfung der notwendigen Voraussetzungen einsetzbar. Unter Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten ist zu prüfen, ob

- die betroffenen Betriebsmittel eines Stromkreises (Leiteseile, Schaltgeräte, Wandler etc.) technisch zur Beherrschung einer höheren Strombelastbarkeit geeignet sind bzw. ertüchtigt werden müssen und
- der Erhalt der Systemstabilität oder die Funktion des Netzschutzes gefährdet sind.

Die Erhöhung der thermischen Strombelastbarkeit ist somit nicht pauschal mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichzusetzen und kann daher nicht als „Patentlösung“ für die steigenden Transportbedarfe dienen.

Das Leiterseilmonitoring wird bei der Netzplanung bereits durch eine regional differenzierte Erhöhung der Übertragungskapazität von bis zu 150 % berücksichtigt. Die aus system- und schutztechnischen Gründen zulässigen Grenzen der Strombelastung werden somit schon durch das Leiterseilmonitoring weitestgehend ausgeschöpft. Durch den zusätzlichen Einsatz von HTLS-Seilen ist daher kein erhebliches Potenzial zur Minimierung der benötigten Trassenräume zu erwarten. Die ÜNB stehen der fallweisen Verwendung von HTLS-Seilen auf bestehenden Masten bei Vorliegen positiver Betriebserfahrungen aus den laufenden Projekten positiv gegenüber. Bei Leitungsneubau werden verlustarme Seile mit höherem Querschnitt bevorzugt.

5.2.3 AC-Zubau mit Längskompensation

Durch den Einsatz der Längskompensation (Kondensatoren, die mit Stromkreisen in Reihe geschaltet werden) werden die effektiven Netzreaktanzen verkleinert. Dadurch ergeben sich grundsätzlich positive Effekte für die Systemstabilität. Des Weiteren lässt sich die Lastaufnahme der kompensierten Leitungen gezielt beeinflussen. Zu unterscheiden ist zwischen fester Längskompensation („Fixed Series Compensation“, FSC) und geregelter Längskompensation (z. B. „Thyristor Controlled Series Compensation“, TCSC). Letztere basiert auf der Regelung der Netzreaktanzen. Durch die Regelbarkeit lässt sich in gewissen Grenzen, abhängig vom Stellbereich des TCSC, eine schnelle Lastflusssteuerung erreichen. Allerdings ist die Koordinierung mehrerer TCSC- oder anderer FACTS-Einrichtungen („Flexible-AC-Transmission-System“) und der entsprechenden Regelungsstrategien in einem stark vermaschten Netz sowohl im Normalbetrieb als auch nach Fehlersituationen komplex.

Netzschutzverhalten

Eine verlässliche Bestimmung der Fehlerimpedanz ist bei Einsatz der Längskompensation im vermaschten Netz und Nutzung der thermischen Übertragungsfähigkeit der Leiterseile nicht mehr möglich. Die Längskompensation führt nicht nur auf den kompensierten, sondern auch auf den angrenzenden Stromkreisen zu Einschränkungen der Distanzschutzfunktion, sodass die momentan vorhandene ortsferne Reserveschutzfunktion nicht mehr nutzbar wäre. Der Einsatz der Längskompensation würde somit weitreichende konzeptionelle Änderungen der Anlagen- und Schutztechnik notwendig machen, die zu einer insgesamt wesentlich komplizierteren und weniger robusten Schutzauslegung führen würden.

Subsynchrone Resonanzen (SSR)

Längskompensation kann zu Problemen mit SSR führen und die Turbosatzwellen thermischer Kraftwerke verstärkt zu Torsionsschwingungen anregen. SSR sind zwar technisch beherrschbar, erfordern aber einzelfallabhängig mehr oder weniger kostenintensive netzseitige und/oder kraftwerksseitige Gegenmaßnahmen. Auch ohne Resonanzbedingung ergibt sich eine entdämpfende Wirkung in Bezug auf Torsionsschwingungen und damit stärkere Ermüdungserscheinungen für Turbosatzwellen.

Abschließend ist festzuhalten, dass eine Vielzahl an kapazitiven Reihen- sowie zusätzlichen Querkompensationselementen in vermaschten Netzen zu einer erhöhten Komplexität des Übertragungssystems und zu heute nicht absehbaren Effekten bzw. Wechselwirkungen führt. Neben den beschriebenen Phänomenen wären auch spürbare Veränderungen in Bezug auf elektromagnetische Ausgleichsvorgänge zu erwarten (z. B. transiente Überspannungen, Verschiebung der Netzresonanzfrequenzen). Ein großflächiger Einsatz der Längskompensation ist deshalb im Netzentwicklungsplan nicht weiter berücksichtigt worden.

5.2.4 AC-Ausbau in höheren Spannungsebenen

Ein Freileitungssystem mit einer Nennspannung von 750 kV und höher kann im Vergleich zu einem 380-kV-System eine wesentlich größere Leistung pro Stromkreis wirtschaftlich übertragen und ist somit grundsätzlich für Fernübertragungsaufgaben geeignet. Allerdings ergeben sich Defizite in Bezug auf die Rauminanspruchnahme und die Teilverkabelung:

5 NETZANALYSEN

- Aufgrund der Isolationsabstände sind die heute für diese Spannungsebene eingesetzten Masten (z. B. in Kanada oder Russland) deutlich größer und erfordern breitere Leitungstrassen als bei einer 380-kV-Freileitung. Dies führt zu einer hohen Rauminanspruchnahme.
- Die Möglichkeit der Teilverkabelung ist auf absehbare Zeit aufgrund technologischer Begrenzungen nicht gegeben.

Aufgrund dieser Kriterien sind Freileitungssysteme mit einer Nennspannung von 750 kV und höher in diesem Netzentwicklungsplan nicht weiter berücksichtigt worden. Freileitungssysteme mit einer Spannungserhöhung bis auf einen Wert, für den in absehbarer Zeit Kabelsysteme mit ausreichender Zuverlässigkeit zur Verfügung stehen (z. B. 500 kV), müssen weitergehend untersucht werden.

5.2.5 DC-Technologie (HGÜ-Systeme)

In der jüngsten Vergangenheit wurden große Fortschritte in der Entwicklung der Leistungselektronik erzielt, wodurch sich neue technische Potenziale für deren Einsatz bei der Gleichstromtechnik (DC-Technologie) ergeben haben. Die DC-Technologie ist weltweit bereits in mehreren Regionen im Einsatz, bei denen größere Strommengen über weite Distanzen „ohne Abzweigungen“ in Verbraucherzentren transportiert werden müssen. Dies ist erstmals nun auch in Deutschland der Fall.

Durch die Gleichstromtechnik wird die AC-Technologie allerdings nicht obsolet. So, wie schneller Personenverkehr mit wenigen Haltestellen über lange Distanzen im ICE nicht die EC-Züge ersetzt, wird die DC-Technologie nicht das AC-Netz ersetzen. Beide haben komplementäre Funktionen. DC stellt keine Alternative zum Ausbau des AC-Netzes dar. Die DC-Technologie verfügt über bessere technische und wirtschaftliche Eigenschaften, um große Mengen Strom über große Distanzen zu transportieren. Große Mengen erneuerbaren Stroms, speziell aus Windenergie, lassen sich so gezielt vom Norden in die ehemaligen KKW-Einspeisepunkte in den Süden transportieren. DC kann das vermaschte AC-Netz und dessen Ausbau nicht ersetzen, ist aber eine ideale Ergänzung.

Nachfolgend werden die aktuellen und auf absehbare Zeit erreichbaren Fähigkeiten der DC-Technologie beschrieben und die sich daraus ergebenden Einsatzmöglichkeiten zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen an die Übertragungsnetze aufgezeigt.

Im Vergleich zur AC-Technologie weist die DC-Technologie folgende Merkmale auf:

Wirtschaftliche Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen

- Bei Wechsel- bzw. Drehstrom sind die Effektivwerte von Strom und Spannung maßgebend für die übertragene Leistung, während die Isolation und damit die Baugröße von Freileitungsmasten für den (um den Faktor Wurzel 2) größeren Spannungsscheitelwert vorzusehen sind. Bei Gleichstromtechnik besteht dieser Unterschied hingegen nicht, sodass bei nahezu identischem Aufwand für Isolation und Konstruktion der Freileitungsmasten höhere Übertragungsleistungen realisiert werden können.
- Für die Übertragungsstrecke entsteht kein Blindleistungsbedarf, der bei AC-Technologie einen erhöhten Leiterstrom und damit zusätzliche Stromwärmeverluste verursacht.
- Bei Gleichstrom entstehen keine dielektrischen Verluste (Umwandlung elektromagnetischer Energie in Wärme im Dielektrikum), und die Kupferverluste im Leiter sind aufgrund des fehlenden Skin-Effekts (Stromverdrängung; ein Effekt in von Wechselstrom durchflossenen elektrischen Leitern, durch den die Stromdichte im Inneren eines Leiters niedriger ist als an der Oberfläche) etwas geringer als bei der AC-Technologie.
- Dem stehen hohe Investitionen für die HGÜ-Konverterstationen gegenüber, sodass eine Wirtschaftlichkeit der DC-Technologie erst für Übertragungsentfernungen ab ca. 400 km Freileitung gegeben ist.

Günstiges Betriebsverhalten

- Die über eine HGÜ-Übertragungsstrecke transportierte Leistung ist flexibel steuer- und regelbar, sodass sie betrieblich den Erfordernissen des unterlagerten AC-Netzes optimal angepasst werden kann.
- In AC-Netzen existieren Stabilitätsgrenzen, die wesentlich durch die Blindwiderstände der Netzelemente beeinflusst werden. Mit zunehmender Auslastung nehmen die Stabilitätsreserven des AC-Netzes ab. Bei großräumig hoch ausgelasteten AC-Netzen liegen die im Hinblick auf Störungen (z. B. (n-1)-Ausfall) einzuhaltenden Stabilitätsgrenzen unter Umständen unterhalb der thermischen Grenzen von Betriebsmitteln. Für die DC-Technologie existieren solche Stabilitätsgrenzen nicht, und sie ermöglicht folglich stets die vollständige Nutzung der thermischen Potenziale der eingesetzten Betriebsmittel.

Einsatz von Erdkabeln

Es ist grundsätzlich festzuhalten, dass der Netzentwicklungsplan den Transportbedarf unabhängig von der Realisierung in Form einer Freileitung oder eines Kabels beschreibt. Eine Gleichstrom-Verkabelung ist grundsätzlich technisch möglich. Wo eine Verkabelung dann tatsächlich möglich sein wird, muss im Einzelfall geprüft werden. Dies ist eine Frage der Systemstabilität, des Eingriffs in die Umwelt sowie der Kosten und der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Letztendlich entscheidet der Gesetzgeber. Die genaue Ausgestaltung ergibt sich dann im jeweiligen Genehmigungsverfahren. Der NEP enthält noch keine konkreten Trassenverläufe, diese werden erst im Rahmen der Bundesfachplanung, bzw. der Planfeststellungsverfahren auf Länderebene festgelegt. Erst dann macht es Sinn, konkrete Verkabelungsabschnitte zu prüfen.

Bei den abgeschätzten Kostenangaben im NEP werden keine Verkabelungen angenommen. Dies ist jedoch keine Vorfestlegung für spätere Planungs- und Genehmigungsverfahren. Im direkten Vergleich weisen Gleichstromkabelsysteme einen geringfügig niedrigeren Raumbedarf auf als Drehstromkabelsysteme mit vergleichbarer Transportkapazität. Die Eingriffe in den Boden- und Wasserhaushalt sind geringer. Die Wirtschaftlichkeit beider Ansätze (AC-System vs. DC-System) ist abhängig von den projektspezifischen Randbedingungen – insbesondere von der Transportkapazität und der Transportdistanz.

- Unter anderem aufgrund des hohen Blindleitwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei AC-Systemen für Spannungen oberhalb 110 kV systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der DC-Technologie nicht.
- Erdkabel im Höchstspannungsbereich können unterirdische Bauwerke sein. Sie weisen Unterschiede zur Freileitung im Bereich der Wirtschaftlichkeit, des Eingriffs in den Boden- und Wasserhaushalt, der Sichtbarkeit und der Verfügbarkeit aufgrund der Wartungs- und Reparaturarbeiten auf. All diese Aspekte müssen bei der Entscheidung zur oder gegen (Teil-)Verkabelung im jeweils konkreten Projektfall berücksichtigt werden.

Nachfolgend wird eine weitergehende Bewertung der DC-Technologie unter Berücksichtigung der Konverter-Technologie vorgenommen. Es muss unterschieden werden zwischen:

- netzgeführter HGÜ (LCC = Line Commutated Converter) und
- selbstgeführter HGÜ (VSC = Voltage Source Converter).

Netzgeführte HGÜ (LCC)

Die netzgeführte HGÜ basiert auf Thyristoren (einschaltbares Schaltelement/Ventil auf Halbleiterbasis) und beinhaltet einen Stromzwischenkreis. Abhängig von der Spannungsebene sind hohe Übertragungsleistungen (bis zu einigen GW) möglich. Ein bidirektionaler Leistungsfluss wird durch die Umkehr der Spannungspolarität erreicht. Deshalb ist der Einsatz von kunststoffisolierten Kabeln nicht möglich. Die netzgeführte HGÜ benötigt eine erhebliche Blindleistung (ca. 50 bis 60 % der übertragenen Wirkleistung), die durch das umgebende Drehstromnetz bzw. durch zusätzliche Betriebsmittel bereitgestellt werden muss. Mögliche Interaktionen zwischen dem AC- und dem DC-System hängen erheblich von der Höhe der Kurzschlussleistung am Einbindungsort, bezogen auf die Übertragungskapazität der DC-Verbindung, ab. Die netzgeführte HGÜ erlaubt keine dynamische Blindleistungsstützung und keine unabhängige Einstellung der Wirk- und Blindleistung. Neben Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung benötigt die netzgeführte HGÜ aufgrund des relativ hohen Oberschwingungsanteils große Netzfilter. Kondensatoren und Netzfilter können mit dem umgebenden AC-System unerwünschte Parallelresonanzkreise für

Harmonische ausbilden. Das Fehlverhalten der netzgeführten HGÜ wird im Wesentlichen durch die Regelung der Konverter bestimmt. Der Schutz des DC-Kreises wird gut beherrscht. Bei AC-seitigen Fehlern hängt das Verhalten der netzgeführten HGÜ von der Höhe und Dauer des AC-seitigen Spannungseinbruchs ab. Unter Umständen ist eine vollständige Abregelung der HGÜ notwendig.

Hinsichtlich des langfristigen Entwicklungspotenzials ist festzuhalten, dass die Realisierung eines Multi-Terminal Betriebs mit netzgeführter HGÜ grundsätzlich weniger geeignet ist. Aufgrund der im Vergleich zur selbstgeführten HGÜ ungünstigeren Systemeigenschaften ist die netzgeführte HGÜ im Netzentwicklungsplan nicht weiter berücksichtigt worden.

Selbstgeführte HGÜ (VSC)

Die VSC-HGÜ basiert auf IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor, ein- und abschaltbares Schaltelement/Ventil auf Halbleiterbasis) mit Spannungszwischenkreis. Durch die Abschaltmöglichkeit der Leistungshalbleiter und die Möglichkeit hoher Pulsfrequenzen ergeben sich deutlich erweiterte Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten, wodurch die Regeldynamik der netzgeführten HGÜ bei weitem übertroffen wird. Im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ lassen sich Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander einstellen.

Bei Einsatz der VSC-Technologie kann die Leistungsflussrichtung auch ohne Änderung der Spannungspolarität umgekehrt werden. Daher wird seit einigen Jahren die VSC-Technologie in Kombination mit kunststoffisolierten Erdkabeln eingesetzt. Die bisher im Einsatz befindlichen Systeme sind in ihrer Dimensionierung auf die Leistungsfähigkeit der heute verfügbaren Erdkabel abgestimmt. Die derzeit installierten Leistungen liegen bei maximal ca. 1,2 GW und damit etwa um den Faktor zehn unterhalb der bereits in Betrieb befindlichen Leistungsklassen der netzgeführten HGÜ. Es ist jedoch absehbar, dass die Weiterentwicklung der VSC-Technologie in den nächsten fünf bis sieben Jahren auch zu höheren Systemleistungen führt (siehe Abschnitt „Multilevel Konverter“).

Innerhalb der VSC-Technologie muss unterschieden werden zwischen

- Zwei-Punkt-Konvertern/Drei-Punkt-Konvertern und
- (modularen) Multilevel-Konvertern
 - mit Zweiquadrantsteller-Modulen
 - mit Vierquadrantsteller-Modulen.

AC-seitige Netzfehler können bei allen VSC-HGÜ gut beherrscht werden, da diese nicht auf ein starres Spannungssystem angewiesen sind. Im Folgenden werden die Unterschiede in den VSC-Technologien näher beleuchtet.

Zwei-Punkt-Konverter/Drei-Punkt-Konverter

Die AC-Spannung wird aus zwei bzw. drei Spannungsniveaus über Pulsweitenmodulation blockförmig zusammengesetzt. Oberschwingungen im Schaltfrequenzbereich des Stromrichters sind zwangsweise Folge dieser Struktur, sodass relativ aufwändige Filterbänke notwendig sind. Bei einem DC-seitigen Fehler muss die Fehlerklärung auf der AC-Seite erfolgen. Hohe Leistungen sind nur unter hohem Aufwand möglich.

Modulare Multilevel-Konverter

Modulare Multilevel-Konverter sind Umrichter, bei denen die einzelnen Zweige aus identischen, in Reihe geschalteten Modulen (Stufen) bestehen. Mittels dieser Module können die Spannungen der Modulkondensatoren – je Modul – innerhalb eines Zweigs hinzu- oder abgeschaltet werden. Im Vergleich zum Zwei-Punkt- bzw. zum Drei-Punkt-Konverter ergeben sich folgende Vorteile:

- Es kann ein deutliches Leistungsplus erzielt werden. Der einfache und in der Konstruktion unkritische modulare Aufbau erlaubt im Prinzip beliebig hohe Spannungen und durch Parallelschaltung von Zweigen oder ganzen Stromrichtern auch prinzipiell beliebig hohe Ströme.
- Die Filter können wesentlich kleiner dimensioniert werden bzw. entfallen, da durch den modularen Aufbau sehr feine Spannungsstufen erzeugt werden können. Insgesamt ergeben sich dadurch geringere negative Rückwirkungen auf das umgebende Netz. Durch den Einsatz geeigneter Regelung besteht vielmehr die Möglichkeit der Spannungsstützung.

Multilevel-Konverter lassen sich mit Halb- oder Vollbrückenmodulen ausführen. Zur Realisierung spezieller Eigenschaften sind darüber hinaus auch andere Konfigurationen denkbar. In puncto modularem Aufbau, Filteraufwand sowie in Bezug auf das AC-seitige Netzverhalten ergeben sich im Kontext stationärer Spannungsqualität, Blindleistungsbereitstellung sowie Fehlerbeherrschung keine wesentlichen Unterschiede. Im Hinblick auf die DC-seitige Netzführung (z. B. Netzynamik, Kurzschlüsse, Fehleridentifikation und -ortung) ergeben sich jedoch fundamentale Unterschiede.

Wie bei Zwei-Punkt- bzw. Drei-Punkt-Konvertern werden DC-seitige Fehler bei Verwendung von Halbbrückenmodulen nicht beherrscht, da bei Zusammenbruch der DC-Spannung die im Umrichter vorhandene Diodenbrücke leitend und dadurch indirekt das Drehstromsystem kurzgeschlossen wird, was zu Spannungseinbrüchen im AC-Netz an allen Enden der HGÜ führt. Der interne Konverterschutz (Schutzthyristoren) ist so ausgelegt, dass die Anlage die Belastung durch den Fehlerstrom bis zum Öffnen der AC-seitigen Leistungsschalter übersteht. Wiedereinschaltvorgänge dauern vergleichsweise lange. Bei Verwendung von Kabeln werden DC-seitige Fehler gewöhnlich durch größere Kabelfehler verursacht (z. B. Tiefbauarbeiten). Aufgrund der dann relativ langen Kabelreparaturzeiten spielen verzögerte Einschaltsequenzen eine untergeordnete Rolle.

Bei Realisierung der DC-Übertragungsstrecke in Freileitungstechnik mit oder ohne Teilverkabelungsabschnitten kommt der DC-seitigen Fehlerbeherrschung eine besondere Bedeutung zu. DC-seitige Kurzschlüsse müssen sicher und kontrolliert beherrscht werden. Dabei müssen schnelle und häufige Aus- und Wiedereinschaltsequenzen (bei atmosphärisch bedingten Störungen) möglich sein. Das AC-seitige Netz sollte nur minimal beeinträchtigt werden (möglichst keine Ausweitung des Spannungstrichters auf das AC-Netz; kontinuierliche Blindstromstützung durch die Konverter, d. h. auch während des Fehlers und kurz nach Fehlerklärung). Nach dem derzeitigen Kenntnisstand der Übertragungsnetzbetreiber stellt die Vollbrücke eine effiziente Lösung zur Erfüllung dieser Anforderungen dar.

Aus den genannten Gründen ist im Netzentwicklungsplan für die Fernübertragungsstrecken die VSC-Technologie berücksichtigt worden. Technologische Vorteile werden bei der Ausführung als Multilevelstromrichter mit Vollbrückenmodulen gesehen.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen jedoch ausdrücklich eine offene Technologieentwicklung, die sich an den technischen Anforderungen hinsichtlich des Betriebsverhaltens orientiert. Bis dato wird die VSC-HGÜ-Technologie oftmals in Kombination mit einer Realisierung der DC-Übertragungsstrecke in Kabeltechnik gesehen und die Entwicklung daraufhin ausgerichtet. Deshalb versteht sich der NEP auch als Impulsgeber für die technologische Weiterentwicklung und zeigt den Entwicklungsbedarf aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber auf (z. B. VSC-HGÜ auch in Kombination mit Freileitung oder Freileitung mit Teilverkabelungsabschnitten einschließlich entsprechender Fehlerbehandlungsstrategien, Realisierung hoher Leistungen).

5.2.6 Multiterminal-Betrieb

Der Aufbau von Multiterminal-Systemen (Parallelbetrieb von Konvertern; ggf. Y-Strukturen oder Sternstrukturen) ist grundsätzlich im Netzentwicklungsplan vorgesehen. Die sich hieraus ergebenden DC-Y-Strukturen oder DC-Sternstrukturen können über leistungsstarke AC-Verbindungen vermascht werden. Die Leistungsflüsse innerhalb einer Y-Struktur bzw. Sternstruktur sind durch die Konverter-Regelung sicher kontrollierbar. Die Auswirkung von DC-seitigen Fehlern wird begrenzt. Die hierfür erforderlichen AC-Netzstrukturen sind insbesondere im Süden Deutschlands größtenteils bereits vorhanden, da im NEP zur Verknüpfung der DC-Konverterstationen die zur Einbindung der Kernkraftwerke errichteten AC-Netze genutzt werden.

Der Aufbau eines vermaschten DC-Netzes ist für längerfristige Zeithorizonte bzw. nachgelagerte Ausbaustufen zu untersuchen und u. a. abhängig von der technologischen Entwicklung (z. B. DC-Leistungsschalter) und dem Systemverhalten zu bewerten. Insbesondere ist die Aufteilung der Leistungsflüsse innerhalb des vermaschten DC-Netzes vergleichsweise schwierig beeinflussbar, da hierfür im Gegensatz zum AC-Netz anstelle der Impedanzen nur die Resistenzen der einzelnen Zweige wirksam sind. Auch die Konverter-Regelung ist für eine Lastflusskontrolle innerhalb des DC-Netzes nicht geeignet.

Der Aufbau eines länderübergreifenden, vermaschten DC-Netzes (Stichwort „europäisches Supergrid“) erfordert eine frühzeitige, länderübergreifende Festlegung auf wesentliche technische Parameter (z. B. Spannungsebene).

Die Konverter sind aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber so zu spezifizieren, dass ein Höchstmaß an Flexibilität und Erweiterbarkeit gegeben ist. Die DC-Fernübertragungstrecken müssen entwicklungsfähig sein. Anzustreben sind Multi-Vendor-fähige und Master-Slave-freie Konzepte mit einem hohen Standardisierungsgrad.

5.2.7 Kombiniertes Ausbau in AC-/DC-Technologie

Es ist festzuhalten, dass bei Realisierung der Übertragungstrecke als Freileitung die DC-Technologie sowohl aus technischen wie aus wirtschaftlichen Gründen nur für die Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen sinnvoll einzusetzen ist.

Auch längere Kabelstrecken machen den Einsatz der DC-Technologie erforderlich. Dabei liegt jedoch die verfügbare Systemleistung deutlich unterhalb der Möglichkeiten von Freileitungen, weil die Kabeltechnologie im Vergleich zu Freileitungen stärkeren Einschränkungen in Bezug auf technisch realisierbare Betriebsspannungen und maximale Strombelastbarkeiten eines Kabelsystems unterliegt. Die im Rahmen der Energiewende benötigten Nord-Süd-Transportkapazitäten würden in Kabeltechnik daher zu einer großen Anzahl paralleler Kabelachsen führen. DC-Kabellösungen bieten somit in erster Linie die Option der Erdkabelverlegung über längere Verbindungen mit begrenztem Bedarf an Übertragungsquerschnitt.

Laufende und im Rahmen des NEP neu hinzukommende Projekte für den Netzausbau weisen darüber hinaus Anforderungen auf, für die sich kein sinnvoller Einsatz der DC-Technologie ergibt. Nachfolgend sind die hierfür wesentlichen Gründe aufgeführt.

- Die flächendeckende Versorgungsaufgabe baut auf einer bestehenden AC-Netztopologie der Übertragungs- und Verteilnetze auf. Diese muss auch weiterhin erfüllt werden, wenn die Systemleistung durch Verstärkungsmaßnahmen der bestehenden Netztopologie erhöht wird. Dies gilt sowohl bei Flexibilisierungsmaßnahmen zwecks Erhöhung der Stromtragfähigkeit als auch bei der Wahl einer höheren Spannungsebene (Umstellung von 220 kV auf 380 kV). In beiden Fällen müssen AC-Einspeisepunkte in die unterlagerten 110-kV-Spannungsebenen unter Wahrung der (n-1)-Sicherheit erhalten bleiben.
- Das bestehende AC-Netz besitzt erhebliche Potenziale für weiträumige Energieübertragungen. Diese sind jedoch wegen lokaler und regionaler Engpässe nicht immer nutzbar und stehen erst nach gezielten Verstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung. Die Optimierung der bestehenden AC-Netztopologie im Hinblick auf Fernübertragungsaufgaben erfordert daher gezielten Zubau in AC-Technik (u. a. Lückenschlüsse).
- Die Standorte neuer konventioneller Erzeugungseinheiten werden weitgehend unabhängig von den netztechnischen Gegebenheiten festgelegt. Darüber hinaus findet ein weiterer massiver Zubau an regenerativer Energieerzeugung dezentral an Land mit Netzanschlüssen in den Verteilnetzebenen statt (Wind, Photovoltaik, Biomasse). Die Einbindung dieser Erzeugung und Übernahme von Leistungsüberschüssen aus den Verteilnetzen durch das Übertragungsnetz erfordert Netzausbau in AC-Technik.
- Der Einsatz von kunststoffisolierten Erdkabeln für kurze Abschnitte (Teilverkabelung) kann auch in AC-Technik in bestimmten Bereichen möglich sein, ohne dass die Übertragungsfähigkeit des betreffenden Freileitungstromkreises eingeschränkt werden muss. Erst für längere Kabelstrecken ist der Einsatz von DC-Technologie sinnvoll, weil bei der AC-Übertragung das kapazitive Verhalten der Kabel die Übertragungsfähigkeit stark begrenzt.

Daher ist trotz vorteilhafter Eigenschaften der DC-Technologie im Sinne einer gesamthaften Optimierung der Übertragungskapazitäten ein weiterer Zubau des vorhandenen AC-Netzes erforderlich.

5.3 STATIONÄRE NETZANALYSEN

Das folgende Kapitel beschreibt die Prämissen für das Startnetz, d. h. das Netzmodell, das als Grundlage für die Netzanalysen dient. Zudem wird die Methodik der Leistungsflussberechnung beschrieben.

5.3.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für ihre Netzausbauplanung gemeinsame Grundsätze festgelegt („Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ (aktualisierter Stand März 2012)). Sie sind auf den Webseiten von 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW veröffentlicht⁵⁰. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des NEP 2012. Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden für einen sicheren Netzbetrieb und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen zur rechnerischen Simulation der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz (Leistungsflussberechnungen). Diese Berechnungen haben die Überprüfung der Einhaltung der Beurteilungskriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit als Zielsetzung. Sie umfassen im Rahmen des Netzentwicklungsplans sowohl den Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes als auch Netzschwächungen in Folge des Ausfalls von Betriebsmitteln.

Dabei ist als notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz durch die Leistungsflussberechnungen der Nachweis zu erbringen, dass die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, dauerhafte Grenzwertverletzungen in Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) nicht auftreten, sowie Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen und Störungsausweitungen ausgeschlossen sind. Darüber hinaus muss in weiteren Berechnungen zum dynamischen Verhalten des Übertragungsnetzes geprüft werden, ob die Stabilitätskriterien erfüllt sind (siehe Kapitel 5.4).

Leistungsflussberechnungen sind für eine Auswahl von relevanten Netznutzungsfällen erforderlich, damit den Anforderungen nach einem sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen werden auf Basis der vorangegangenen Marktsimulationen und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben ausgewählt.

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EEG-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen ist. Diese werden daher in der Netzausbauplanung im Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2012 und damit aufgabengemäß nicht berücksichtigt.

Die Anwendung der Planungsgrundsätze im Rahmen des NEP 2012 wird nachfolgend beschrieben.

5.3.2 Beschreibung des Netzmodells

Die Durchführung von Leistungsflussberechnungen erfordert ein mathematisches Modell des deutschen Übertragungsnetzes, welches die physikalischen Eigenschaften der Übertragung elektrischer Energie im stationären Zeitbereich beschreibt. Neben dem deutschen Übertragungsnetz sind die benachbarten europäischen Übertragungsnetze sowie die in Deutschland unterlagerten Verteilungsnetze in diesem Modell geeignet vereinfacht abzubilden, sodass deren Auswirkungen auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in die Rechnersimulation einfließen.

⁵⁰ ÜNB (2012): Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes

Das Netzmodell für die Leistungsflussberechnungen basiert auf einem Netzmodell des elektrisch vermaschten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes und der unterlagerten Verteilungsnetze in Deutschland. Dieses Netzmodell umfasst insgesamt rund 6.600 Netzknoten, rund 5.500 Stromkreise und rund 1.850 Transformatoren (inklusive Maschinentransformatoren von Erzeugern).

Das deutsche 380/220-kV-Übertragungsnetz ist in diesem Modell „knotenscharf“ abgebildet. Dies bedeutet, dass das Modell alle Schaltanlagen, Umspannwerke, Transformatoren, Leitungen (Stromkreise) und Kompensationseinrichtungen sowie die direkt angeschlossenen regenerativen und konventionellen Erzeugungseinheiten inklusive der Einspeisepunkte von Offshore-Windparks enthält. Zudem umfasst es die grenzüberschreitenden Kuppelleitungen Deutschlands zu den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern inklusive der beiden HGÜ-Verbindungen nach Dänemark und Schweden. Das knotenscharfe deutsche Übertragungsnetz umfasst anteilig rund 3.900 Netzknoten, rund 2.300 Stromkreise und rund 1.350 Transformatoren (inklusive Maschinentransformatoren von Erzeugern).

Die dem deutschen Übertragungsnetz unterlagerten regionalen 110-kV-Verteilungsnetze werden im Regelfall durch Netzäquivalente abgebildet. Netzäquivalente sind Ersatznachbildungen, die die elektrischen Eigenschaften der 110-kV-Verteilungsnetze adäquat widerspiegeln. Im Netzmodell sind in den 380/220-kV-Umspannwerken die 380/110-kV- und/oder 220/110-kV-Netztransformatoren einschließlich der 110-kV-Netzknoten der Verteilungsebene abgebildet. An diesen Netzknoten sind – sofern kein Direktanschluss am 380/220-kV-Netz vorliegt – die regionalisierten Einspeisungen (regenerative und/oder konventionelle) und Lasten sowie die 110-kV-Netzäquivalente modelliert.

Die Nachbildung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes wurde durch die ÜNB aus einem beim Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorhandenen Netzmodell generiert, das hinsichtlich aktueller Kenntnisse und bekannter europäischer Entwicklungen (u. a. TYNDP 2010⁵¹ und TYNDP 2012, Regional Investment Plans⁵²) aus den Veröffentlichungen von ENTSO-E für den Zeithorizont 2022 aktualisiert wurde. In dieses kontinentaleuropäische Netzmodell wurde das deutsche Übertragungsnetz im o. g. Umfang implementiert.

5.3.3 Startnetztopologie

Das deutsche Übertragungsnetz wird kontinuierlich bedarfsgerecht den sich verändernden Anforderungen angepasst. Deshalb wurden in der jüngeren Vergangenheit für die kommenden Jahre Ausbaumaßnahmen identifiziert und sind teilweise bereits in der Umsetzung. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit einiger dieser Maßnahmen leitet sich direkt aus dem Energieleitungsausbaugesetz ab bzw. wurde für andere Maßnahmen, die nicht Gegenstand des vordringlichen Bedarfs des EnLAG sind, bereits im Rahmen öffentlich-rechtlicher Genehmigungsverfahren begründet. Zusammen mit dem heutigen Übertragungsnetz (Ist-Netz) bilden einige dieser Maßnahmen das Startnetz im Zeithorizont 2022 als Ausgangspunkt für die Netzanalysen. Darauf aufbauend werden die Leistungsflussberechnungen durchgeführt, die Übertragungsbedarfe zwischen den Netzknoten identifiziert und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien Abhilfemaßnahmen abgeleitet.

Im Einzelnen besteht das Startnetz aus folgenden Kategorien:

1. dem heutigen Netz (Ist-Netz),
2. den EnLAG-Maßnahmen,
3. den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau).

Für die unter o. g. Punkt 2 (Vorhaben mit vordringlichem Bedarf gemäß EnLAG) eingeordneten Netzausbaumaßnahmen wurden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf bereits durch das EnLAG festgestellt und mit diesem gesetzlich verankert. Die EnLAG-Maßnahmen werden daher unabhängig von ihrem aktuellen Realisierungsfortschritt dem Startnetz zugeordnet. Sie werden in diesem Bericht inhaltlich beschrieben.

⁵¹ ENTSO-E (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. Non-Binding Community-Wide Ten-Year Network Development Plan-Pilot Project Final

⁵² ENTSO-E (2012): The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans

Die unter o. g. Punkt 3 (in der Umsetzung befindliche Netzmaßnahmen) eingeordneten Netzausbaumaßnahmen gelten als unumkehrbar und sind daher dem Startnetz zuzuordnen. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Netzausbaumaßnahmen wurde durch die jeweils zuständige Planfeststellungsbehörde bestätigt. Die Netzausbaumaßnahmen werden in diesem Bericht inhaltlich beschrieben und es wird auf den jeweiligen Planfeststellungsbeschluss verwiesen.

Darüber hinaus werden die Übertragungsnetzbetreiber die Plausibilität der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Startnetzmaßnahmen in der begleitenden Kommunikation mit den Stakeholdern zum Netzentwicklungsplan transparent darstellen.

Unabhängig von o. g. Punkten und Kategorien werden nachfolgende Netzmaßnahmen, insbesondere aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen der ÜNB, ebenfalls dem Startnetz zugeordnet:

Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen

Netzveränderungen, die sich aufgrund der Anschlussverpflichtung konventioneller Kraftwerke (KraftNAV) und größerer Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafen ausbau o. ä.) ergeben, sind in der Startnetztopologie enthalten. Die hierdurch entstehenden Kosten werden nicht durch die ÜNB, sondern im Grundsatz durch den Verursacher getragen. Derartige Veränderungen sind unumgänglich und daher nicht Gegenstand einer Bedarfsermittlung im Rahmen des Netzentwicklungsplans.

Die dem NEP zugrunde gelegten Szenarien zeigen gegenüber heute einen starken Anstieg elektrischer Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. Der Anschluss dieser Erzeugungsanlagen erfolgt in weiten Teilen Deutschlands in den Verteilungsnetzen. Die in die Verteilungsnetze eingespeiste Energie übersteigt regional deutlich den dortigen Leistungsbedarf der Verbraucher. Diese Überschusseinspeisung muss über die HöS/110-kV-Transformatoren in das Übertragungsnetz transportiert werden. Es zeichnet sich ab, dass die Kapazität der bestehenden und bislang geplanten HöS/110-kV-Transformatoren nicht ausreichen wird, um diese überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz abführen zu können. Der zusätzliche Bedarf an HöS/110-kV-Transformatoren wurde regional abgeschätzt und die Transformatorenkapazität an bestehenden bzw. geplanten und geeignet erscheinenden Standorten im Startnetz erweitert. Diese Erweiterungen sind in ihrer Höhe durch die Einspeise- und Lastverteilungen determiniert. Der konkrete Bedarf an zusätzlichen Transformatoren und deren letztendliche Standorte müssen in dem NEP nachgelagerten Untersuchungen gemeinsam durch die betroffenen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber unter Beachtung der Ausbaumöglichkeiten auch in den Verteilungsnetzen ermittelt werden.

5.3.4 Weitere Rahmenbedingungen

In den Netzanalysen wird für das AC-Höchstspannungsnetz der Schwerpunkt auf die Betrachtung des 380-kV-Netzes gelegt. Das 220-kV-Netz, welches überwiegend nicht mehr weiträumige Transportaufgaben sondern eher regional abgegrenzte Übertragungsaufgaben wahrnimmt, wurde nicht detailliert in den Untersuchungen ausgewertet. Dieser Ansatz ist gerechtfertigt, da die Übertragungsfähigkeit des 220-kV-Netzes nicht annähernd den zukünftigen Transportaufgaben gerecht wird.

Die unterlagerten Verteilungsnetze sind ebenfalls nicht Gegenstand der Analysen. Insbesondere in den 110-kV-Netzen sind jedoch durch ihre Vermaschung regional parallele Leistungsflüsse zum Übertragungsnetz zu erwarten. Diese Auswirkungen auf die Verteilungsnetze sind in dem NEP nachgelagerten Untersuchungen durch die betroffenen Verteilungsnetzbetreiber regionalspezifisch zu prüfen.

Der NEP ermittelt außerdem nicht umfassend den Ausbaubedarf an grenzüberschreitenden Leitungen. Gemäß § 12a Abs. 1 EnWG sind geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastuktur im NEP zu berücksichtigen. Daher gilt im Umkehrschluss jedoch, dass der NEP derartige Vorhaben nicht alleinig ohne Einbindung der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber präjudizieren kann.

5.3.5 Methodik der Leistungsflussberechnungen

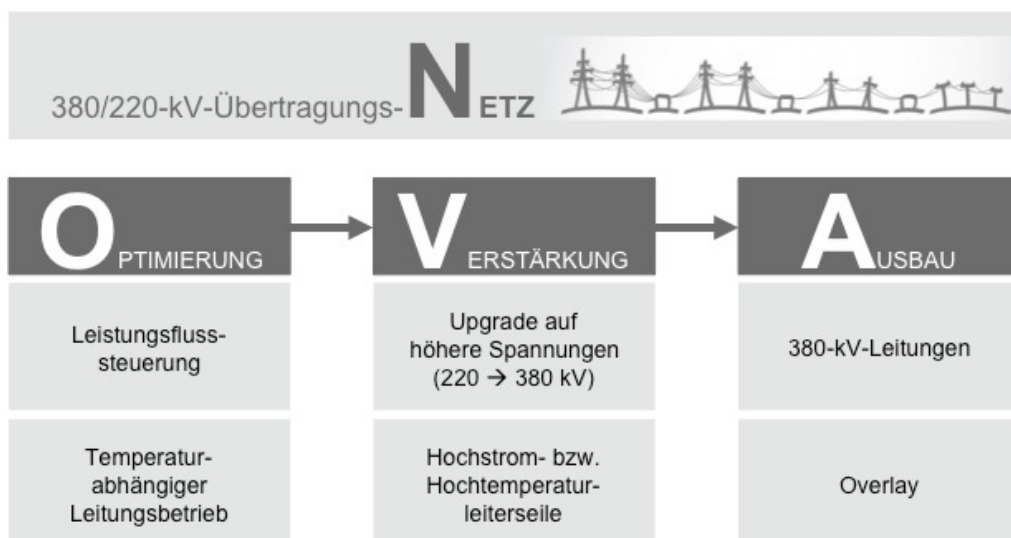
Ausgangspunkt der Leistungsflussberechnungen ist das Netzmodell mit der Topologie des Startnetzes. Dieses Startnetz wird für jedes Szenario mit den aus der Marktsimulation ermittelten Netznutzungsfällen – Leistungseinspeisungen und -entnahmen an den Knoten – beaufschlagt. Die Verteilung dieser Einspeisungen und Entnahmen bestimmt die Leistungsflüsse, die durch das Netz transportiert werden müssen. Durch die Leistungsflussberechnungen wird geprüft, ob dies unter Einhaltung der Beurteilungskriterien der Planungsgrundsätze zur Gewährleistung der Netzsicherheit möglich ist. Dabei steht die Identifikation dauerhafter Grenzwertverletzungen der Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) im Fokus der Betrachtungen. Bei Verletzungen relevanter Kriterien werden Netzmaßnahmen zur Abhilfe abgeleitet. Es werden zunächst in einem Auswahlverfahren die planungs- und bemessungsrelevanten Netznutzungsfälle identifiziert, die dann mittels der stationären Leistungsflussberechnungen analysiert werden. Die Bedarfsgerechtigkeit der für diese Netznutzungsfälle ermittelten Netzmaßnahmen wird anschließend durch erneute Leistungsflussberechnungen für alle 8.760 Stunden des Jahres plausibilisiert.

Der bedarfsgerechte Netzausbau erfolgt nach dem NOVA-Prinzip. Dabei wird so vorgegangen, dass nach der Identifizierung einer oder mehrerer Verletzungen von Grenzwerten die Ursachen, Zusammenhänge und Wirkungsmechanismen geprüft werden. In genauer Einzelbetrachtung des jeweiligen Falles ermitteln die ÜNB diejenige Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahme, die aus technisch-wirtschaftlicher Sicht unter Beachtung zur Verfügung stehender Technologieoptionen und –sofern bekannt und abschätzbar – aus konkreten lokalen, regionalen und/oder überregionalen Aspekten (u. a. vorhandene Netzstrukturen, vorhandene/geplante Infrastrukturen) eine bedarfsgerechte Lösung darstellen könnte. Diese Maßnahme wird in das Netzmodell aufgenommen und die Wirksamkeit durch erneute Leistungsflussberechnungen geprüft. Die Bedarfsgerechtigkeit ist gegeben, wenn durch diese Maßnahme die zuvor identifizierten Grenzwertverletzungen beseitigt werden.

Die Umsetzung dieses Prinzips soll anhand einiger Maßnahmen, die dem Netzplaner bei der Netzentwicklung zur Verfügung stehen, erläutert werden. Ziel des NOVA-Prinzips ist es, die zusätzliche Inanspruchnahme von Trassenraum auf ein notwendiges Maß zu reduzieren.

Die Netzoptimierung ist grundsätzlich einer Verstärkung vorzuziehen, die wiederum Priorität vor dem Netzausbau hat.

ABBILDUNG 33: DAS NOVA-PRINZIP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zur Kategorie Netzoptimierung zählen neben lastflusssteuernden Betriebsmitteln insbesondere der temperaturabhängige Leitungsbetrieb gemäß Windpotenzialkarte⁵³. Dieser wurde auf sämtlichen Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird bei Mittel- oder Starkwindszenarien eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Stromkreisen aufgrund der niedrigeren Außentemperatur zugelassen.

Sollten im Rahmen der Planung nach Ausschöpfung der Optimierungsmaßnahmen weiterhin Grenzwertverletzungen auftreten, kommen Netzverstärkungsmaßnahmen zum Einsatz. Hierunter fallen:

- Stromkreisaufgaben auf freien Gestängeplätzen,
- Stromkreisumstellungen von 220 auf 380 kV auf dafür dimensionierten Leitungen,
- Umbeseilungen auf Seile mit höherer Übertragungsfähigkeit,
- Einsatz von Hochtemperaturseilen mit geringem Durchhang (HTLS)
- oder – als umfangreichste Maßnahme – der Umbau der Leitung, beispielsweise von 220 auf 380 kV.

All diese Maßnahmen der Kategorie Netzverstärkung werden auf bestehenden Trassen durchgeführt.

In der Netzmodellierung wurde die benötigte Übertragungsleistung bestimmt. Welche der beschriebenen Maßnahmen zur Anwendung kommt, hängt von der netztechnischen Einzelfallprüfung ab, die im Nachgang zum Netzentwicklungsplan noch erfolgen muss. Dies gilt insbesondere für den Einsatz von Hochtemperaturseilen (siehe Kapitel 5.2.2). Im Bericht sind drei Projekte (AMP-013, 50HzT-019, P49) aufgeführt, auf denen der Einsatz von Hochtemperaturseilen bereits vorgesehen ist.

Sollten im Rahmen der Planung die vorgenannten beiden Schritte Optimierung und Verstärkung nicht ausreichen, kommt ein Netzausbau auf neuer Trasse zum Einsatz.

Für die Leistungsflussberechnungen wird das Netzberechnungsprogramm INTEGRAL 7 der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH e.V.) eingesetzt. Es ermittelt die Verteilung der Leistungsflüsse im Netz, bestimmt die Auslastung der einzelnen Stromkreise, die Netzverluste und die Spannungsverteilung für die Momentaufnahmen der relevanten Netznutzungsfälle.

Zur Deckung des deutlich erhöhten Blindleistungsbedarfs des Transportnetzes wurden Blindleistungs-Kompensationselemente modelliert. Je nach Belastungssituation des Netzes stellen diese Elemente bedarfsgerecht induktive oder kapazitive Blindleistung bereit. Dadurch wurde zudem die automatisierte Leistungsflussberechnung einer Vielzahl von Netznutzungsfällen ermöglicht.

Die Leistungsflussberechnungen wurden mit dem Szenario C 2022 gestartet, da hier aufgrund der besonders hohen Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien im Vergleich zu den Szenarien A 2022 und B 2022 von den höchsten Übertragungsaufgaben und somit von dem höchsten Netzausbaubedarf ausgegangen werden musste. Methodisch wurde eine sequenzielle Untersuchung der vier Szenarien mit der Bearbeitungsreihenfolge C 2022, B 2032, B 2022 und A 2022 gewählt. Das Szenario B 2032 („Nachhaltigkeitsszenario“ für das Leitszenario B 2022) wurde aufgrund seiner ebenfalls hohen Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien in der Bearbeitungsreihenfolge gleich nach dem Szenario C 2022 analysiert.

Am Beispiel des Szenario C 2022 wird im Folgenden die grundsätzliche methodische Vorgehensweise bei der iterativen Leistungsflussberechnung als wesentlicher Punkt einer notwendigen umfassenden Netzanalyse dargestellt:

1. Nachbildung der tatsächlichen Leistungsflussverhältnisse des Transportnetzes auf aggregierter Ebene unter Verwendung eines mathematischen Modells,
2. Ableitung der benötigten, weiträumigen innerdeutschen Übertragungskapazität gegenüber dem Startnetz unter Verwendung der Ergebnisse der Marktsimulation und Bestimmung auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle,
3. Identifikation weiträumiger Übertragungsoptionen nach Höhe und Entfernung,

⁵³ ÜNB [2012]: Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes

5 NETZANALYSEN

4. Einfügen der modellhaften Übertragungsoptionen in das Startnetzmodell zur Vorbereitung eines lauffähigen (konvergenten) Netzmodells,
5. Einlesen der Ergebnisse der Marktsimulation (Zuordnung der Leistungseinspeisungen und -entnahmen eines Netznutzungsfalls zu den Knoten) C 2022 in das Netzmodell,
6. Herstellung eines konvergenten Datensatzes und Prüfung der Konsistenz der Leistungsbilanzen von Marktsimulation und Netzmodell (z. B. konventioneller Kraftwerkseinsatz, Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien, Entnahmen),
7. Ersatz der weiträumigen Übertragungsoptionen durch konkrete Übertragungsstrecken nach technischen Kriterien unter Beachtung zur Verfügung stehender Technologieoptionen; entsprechend den Grundsatzbetrachtungen zur Höhe der zu übertragenden Leistungen und der Transportentfernungen gemäß Kapitel 5.2 werden dafür vorrangig Gleichstromübertragungen (HGÜ-Verbindungen) eingesetzt,
8. Durchführung von Leistungsflussberechnungen für auslegungsrelevante Netznutzungsfälle mit dem aktualisierten Netzmodell (Startnetz zuzüglich der vorläufigen HGÜ-Übertragungsstrecken) zur Ermittlung des Ausbaubedarfs des Drehstromnetzes (380-kV-AC-Netz); dabei wird sukzessive geprüft, ob Maßnahmen im AC-Netz vorläufige HGÜ-Übertragungsstrecken ersetzen können,
9. Einarbeitung der resultierenden HGÜ-Übertragungsstrecken und des AC-Netzausbaubedarfs in das Netzmodell C 2022,
10. Durchführung von Leistungsflussberechnungen für alle 8.760 Stunden/Netznutzungsfälle des Jahres zur Ermittlung der Betriebsmittelauslastungen im Grundfall, d. h. keine Überprüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im Sinne der Planungsgrundsätze,
11. Auswertung der Leistungsflussberechnungen und Prüfung auf kritische Netznutzungsfälle mit hohen Betriebsmittelbelastungen im Grundfall als Indikator sowohl für eine Verletzung der (n-1)-Sicherheit als auch der Vorgaben der transienten Stabilität; erfahrungsgemäß ist das (n-1)-Kriterium nicht mehr erfüllt, wenn bereits im Grundfall die Betriebsmittelbelastung größer als 70 % der Nennbelastbarkeit ist,
12. Überprüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums und der Vorgaben der transienten Stabilität für das ausgebaute Übertragungsnetz für auslegungsrelevante Netznutzungsfälle,
13. Anpassung und Ergänzung des Netzmodells als Folge identifizierter Verletzungen gemäß vorgenannter Kriterien,
14. erneuter Iterationsdurchlauf der Punkte 10 bis 12, bis ein bedarfsgerechter Netzausbau für das Szenario C 2022 erreicht wird,
15. Dokumentation der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle im Netzmodell zur Begründung der jeweiligen Netzausbaumaßnahme für Szenario C 2022.

Nachdem die Leistungsflussberechnungen für das Szenario C 2022 mit einem aus Sicht der stationären Netzanalysen bedarfsgerechten Netzausbau abgeschlossen sind, bildet dieses Netz die Grundlage für die weiteren Szenarien. Dies unterstützt den Nachhaltigkeitsansatz für den zu ermittelnden Netzausbaubedarf, der eine größtmögliche Schnittmenge von Netzausbaumaßnahmen in allen Szenarien anstrebt.

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs für das Szenario B 2032 wurde analog zu Szenario C 2022 vorgegangen, wobei die in Szenario C 2022 ermittelten Netzausbaumaßnahmen auch bevorzugt zur Erfüllung der Übertragungsaufgabe in B 2032 genutzt wurden.

Für die Netzanalysen der Szenarien A 2022 und B 2022 wurde das Startnetz der Netzanalysen zum Szenario C 2022 genutzt. Dieses Startnetz wurde mit den aus der Marktsimulation ermittelten Netznutzungsfällen für das jeweilige Szenario verknüpft. Zur Ermittlung des bedarfsgerechten Netzausbaus wurde im ersten Schritt überprüft, ob die bereits für C 2022 ermittelten Maßnahmen zielführend sind. In diesem Fall wurden sie in das Netzmodell übernommen. Die weitere Bearbeitung der Szenarien A 2022 und B 2022 erfolgte gemäß der oben beschriebenen Methodik.

Zur abschließenden Beurteilung der Zulässigkeit der aus Sicht der stationären Netzanalysen (n-1)-sicheren Ergebnisnetze sind weitere systemdynamische Analysen mit dem Fokus der Spannungsstabilität und der transienten Stabilität des Gesamtsystems erforderlich. Diese Betrachtungen erfolgen im nächsten Kapitel.

5.4 VORGEHEN ZUR BEWERTUNG DES NETZAUSBAUS AUS SICHT DER SYSTEMSTABILITÄT

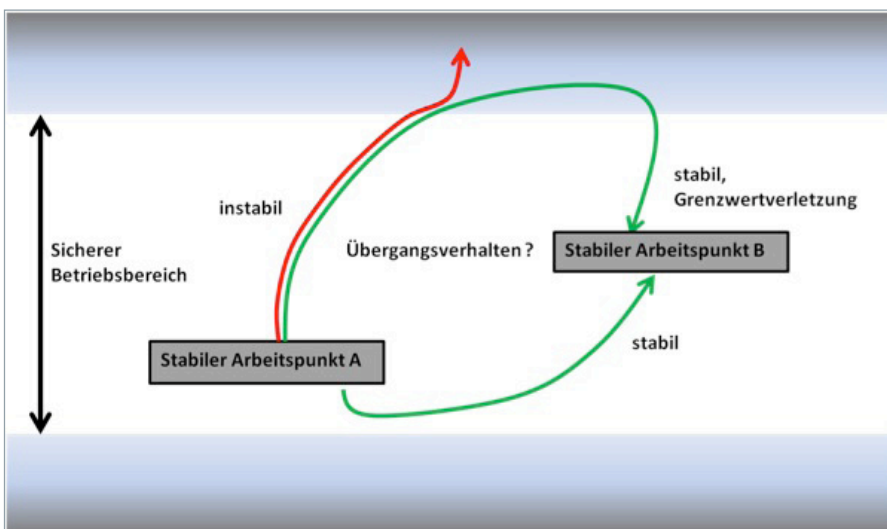
Nachfolgend wird die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität erläutert. Es werden zunächst wesentliche Begriffe definiert. Anschließend werden Prämissen und Bewertungskriterien für die Stabilitätsuntersuchungen einschließlich der Vorgaben für die Netzplanung im Vorfeld der Maßnahmendefinition und der Hintergrund für die Auswahl eines Netznutzungsfalls aus dem hauptsächlich untersuchten Szenario C 2022 dargestellt. Zuletzt erfolgt die Darstellung des dynamischen Netzmodells. Die Ergebnisse der Bewertung finden sich in Kapitel 6.4 (nach Definition der notwendigen Maßnahmen im Netz in den einzelnen Szenarien in Kapitel 6.3) wieder.

5.4.1 Begriffsdefinitionen

Im stationären Zustand eines Elektroenergiesystems herrscht im gesamten System ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung. Sämtliche Netzgrößen (Spannungen, Ströme etc.) befinden sich in einem eingeschwungenen Zustand, d. h. in einem stabilen Arbeitspunkt. Im Rahmen der stationären Netzanalysen (Leistungsflussberechnung) wird geprüft, ob in den stationären Zuständen Grenzwertverletzungen (z. B. Spannungsband, Leitungsauslastung) auftreten und ob eine Gefährdung für den Betrieb der Einzelkomponenten vorliegt. Hierbei werden grundsätzlich auch Zustände betrachtet, die sich nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels ergeben ((n-1)-Ausfälle).

Im Rahmen der systemdynamischen Bewertung werden das Betriebsverhalten und die Stabilität des Systems unter Einwirkung eines Netzfehlers und des dadurch bedingten Betriebsmittelausfalls untersucht. Wird der stationäre Gleichgewichtszustand in Folge von Netzfehlern (Kurzschlüsse, Kraftwerksausfälle etc.) gestört, treten Ausgleichsvorgänge auf. Stellt sich nach Fehlerklärung wieder ein neuer, stationärer und stabiler Gleichgewichtszustand ein, bezeichnet man das System als stabil, ansonsten als instabil. Im Rahmen der dynamischen Netzanalysen wird außerdem geprüft, ob während des Übergangsverhaltens zwischen zwei stationären Netzzuständen Grenzwertverletzungen auftreten. Auf Basis der Simulationen ist zu bewerten, ob das Gesamtsystem die geforderten Störungen sicher beherrscht (siehe Abbildung 34).

ABBILDUNG 34: DYNAMISCHER ÜBERGANG ZWISCHEN STATIONÄREN NETZZUSTÄNDEN UNTER EINWIRKUNG EINES NETZFEHLERS

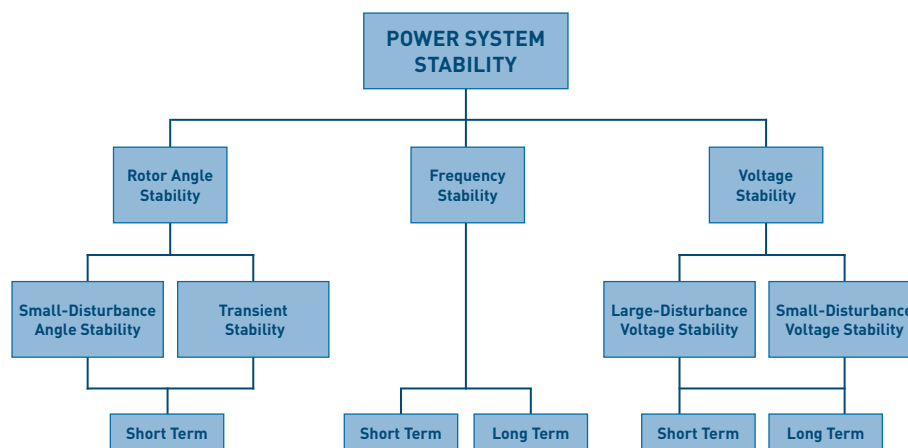


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insbesondere in großen Verbundsystemen treten zahlreiche, sich untereinander mehr oder weniger beeinflussende Vorgänge auf. Aufgrund der Komplexität dieser dynamischen Vorgänge werden sie entsprechend den jeweils dominierenden physikalischen Effekten sowie den involvierten Zeitbereichen klassifiziert und mit entsprechenden

Stabilitätsbegriffen gekennzeichnet (siehe Abbildung 35). Diese Schematisierung ermöglicht eine zielorientierte, der jeweiligen Problemstellung angepasste Modellierung und die Identifikation der jeweiligen Faktoren, die das Zeitverhalten einzelner Größen wie Strom, Spannung, Frequenz etc. beeinflussen. Der Verlust der Stabilität kann zu Grenzwertüberschreitungen und kaskadierenden Effekten mit dem Risiko eines Netzzusammenbruchs führen. Ein Stabilitätsverlust stellt somit eine große Systemgefahr dar. Dem kann gegebenenfalls nur noch durch massive automatisch aktivierbare Gegenmaßnahmen („Defence Plan“) begegnet werden.

ABBILDUNG 35: STRUKTURIERUNG DES STABILITÄTSBEGRIFFS⁵⁴



Quelle: Cigré

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Stabilitätsphänomene kurz erörtert.

Frequenzstabilität

Die Frequenzstabilität beschreibt die Fähigkeit von Verbundsystemen, nach großen und spontanen Störungen des Leistungsgleichgewichts die Netzfrequenz innerhalb von zulässigen Grenzen zu halten und zu stabilisieren. Die zulässigen Grenzen ergeben sich vor allem aus den zulässigen Betriebsbereichen von Erzeugungseinheiten, sodass deren sicherer Betrieb am Netz und ihre Einspeisung nicht gefährdet sind. Ein spontanes Leistungsungleichgewicht tritt nach Ausfall großer Erzeugungseinheiten, störungsbedingter Versorgungsunterbrechung großer Lasten oder bei Systemauftrennung mit Bildung von Teilnetzen und gleichzeitigem Ausfall vorheriger Import- bzw. Exportlieferungen auf.

Rotorwinkelstabilität

Im stationären Zustand drehen alle Synchrongeneratoren eines Elektroenergiesystems mit gleicher (elektrischer) Drehzahl, d. h. sie laufen synchron. Infolge von Netzfehlern treten elektromechanische Ausgleichsvorgänge zwischen den Generatoren auf. Bei einem unzureichenden synchronisierenden oder dämpfenden Moment geht der Synchronismus zwischen einzelnen Generatoren oder Generatorgruppen verloren. Die Polradwinkel der betroffenen Generatoren laufen aperiodisch oder oszillatorisch auseinander, wodurch es zu Leistungspendelungen und Spannungsschwankungen mit regional sehr niedrigen Spannungen im Verbundnetz kommt. Es besteht die Gefahr kaskadierender Folgeauslösungen (Leitungen, Kraftwerke) und eines weiträumigen Netzzusammenbruchs. Hinsichtlich der Analyse der Rotorwinkelstabilität wird unterschieden zwischen der Stabilität im Kleinen, der statischen Stabilität und der Stabilität im Großen sowie der transienten Stabilität. Ein wichtiger Teilaspekt der statischen Stabilität ist in großen Verbundsystemen die oszillatorische Stabilität, das heißt die Behandlung von Netzpendelungen (Inter-Area Oscillation). Zur Behandlung der statischen Stabilität wird das nichtlineare System für einen vorgegebenen Betriebspunkt linearisiert, und es kann für kleine Abweichungen mit Verfahren der linearen Systemtheorie sehr effizient analysiert werden.

⁵⁴ IEEE, Cigré (2003): Definition and Classification of Power System Stability

Hingegen beschreibt die transiente Stabilität die Fähigkeit der in einem Energieversorgungssystem angeschlossenen Synchronmaschinen bzw. Synchrongeneratoren nach (schwerwiegenden) Störungen – z. B. nach Kurzschlüssen oder Kraftwerksausfällen – den Synchronismus zu wahren. Die Einwirkung vergleichsweise großer Störungen ist unter Beachtung der nichtlinearen Systemeigenschaften zu untersuchen. Die transiente Stabilität ist gegeben, wenn nach Elimination der Störung eine neue statisch stabile Lage erreicht wird. Die transiente Stabilität hängt nicht nur von den elektrischen Eigenschaften des Netzes und den Belastungszuständen ab, sondern von Art, Größe und Ort der Störung⁵⁵.

Spannungsstabilität

Im Normalbetrieb und nach auslegungsrelevanten Störungen sind die Spannungswerte in einem Energieversorgungssystem, insbesondere in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen, innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Die Vorgänge bezüglich der „Short Term Voltage Stability“ stehen in einem engen Zusammenhang mit der Rotorwinkelstabilität und werden hier nicht gesondert behandelt.

In den Bereich der „Long Term Voltage Stability“ fällt eine im Minutenbereich progressive, nicht mehr kontrollierbare Abnahme der Netzspannung, die durch örtlichen Blindleistungsmangel verursacht wird. Zur Sicherstellung der Spannungshaltung und Vermeidung eines solchen Spannungskollapses müssen insbesondere die Erzeugungseinheiten so lange wie technisch möglich am Netz bleiben und die Netzspannungen durch ihre Blindleistungseinspeisung stützen. Wesentliche Kriterien, die zur Wahrung der Langzeitspannungsstabilität im Rahmen der Netzdimensionierung einzuhalten sind, lassen sich anhand stationärer Leistungsflussuntersuchungen überprüfen. Entsprechende Analysen gehen über die Prüfung des im Rahmen der stationären Netzplanung angewandten (n-1)-Kriteriums hinaus.

5.4.2 Entwicklungstendenzen

Einfluss der Erzeugungstechnologie auf die Frequenzstabilität

Entscheidende Parameter für die Wahrung der Frequenzstabilität sind die synchron mit der Netzfrequenz umlaufenden Schwungmassen und die Höhe sowie die Dynamik der verfügbaren Regelleistung (Primär- und Sekundärregelung). Der Wechsel der Erzeugungstechnologie in Deutschland führt zu einer Verringerung der synchron mit der Netzfrequenz umlaufenden Schwungmassen. Im zusammenschalteten europäischen Verbundsystem können die hierdurch zu erwartenden Einflüsse auf die Frequenzstabilität toleriert werden. Dies ist u.a. darin begründet, dass im europäischen Ausland voraussichtlich weiterhin ausreichend viele konventionelle Kraftwerke einspeisen. Bei unzulässiger Reduktion von Schwungmasse im System wird allerdings die Bereitstellung von künstlicher Schwungmasse durch Umrichter mit Energiespeichern notwendig werden. Für größere Erzeugungsanlagen wird dies im ENTSO-E Draft Network Code „Requirements for Generators“⁵⁶ vorgesehen.

Frequenzabweichungen treten durch Wirkleistungsungleichgewichte wie die ständig wechselnde Verbraucherlast oder aufgrund von Störungen auf. Sie müssen durch die Netzregelung ausgeglichen werden. Im zusammenschalteten europäischen Verbundsystem sind ein spontanes Leistungsdefizit bzw. ein spontaner Leistungsüberschuss bis zu 3.000 MW sicher zu beherrschen. Den hierzu anteilmäßig erforderlichen Beitrag zur Regelleistung im europäischen Verbundsystem können auch weiterhin konventionelle Einheiten innerhalb Deutschlands bereitstellen. Außerdem sind auch regenerative Erzeugungseinheiten zur Bereitstellung von Regelleistung in unterschiedlicher Qualität technisch geeignet.

Die Regelfähigkeit des deutschen Übertragungsnetzes nimmt jedoch insbesondere durch reduzierte synchron umlaufende Schwungmassen ab, was die Beherrschung von Systemauftrennung oder Teilnetzbildungen erschwert. Künftige Erzeugungseinheiten müssen entsprechend ihrer technologischen Fähigkeiten in die Netzregelung einbezogen werden. Analysen zur Frequenzstabilität bei solchen Störfallszenarien sind nicht Gegenstand des NEP 2012.

⁵⁵ Crastan, Valentin (2003): Elektrische Energieversorgung 2. Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung

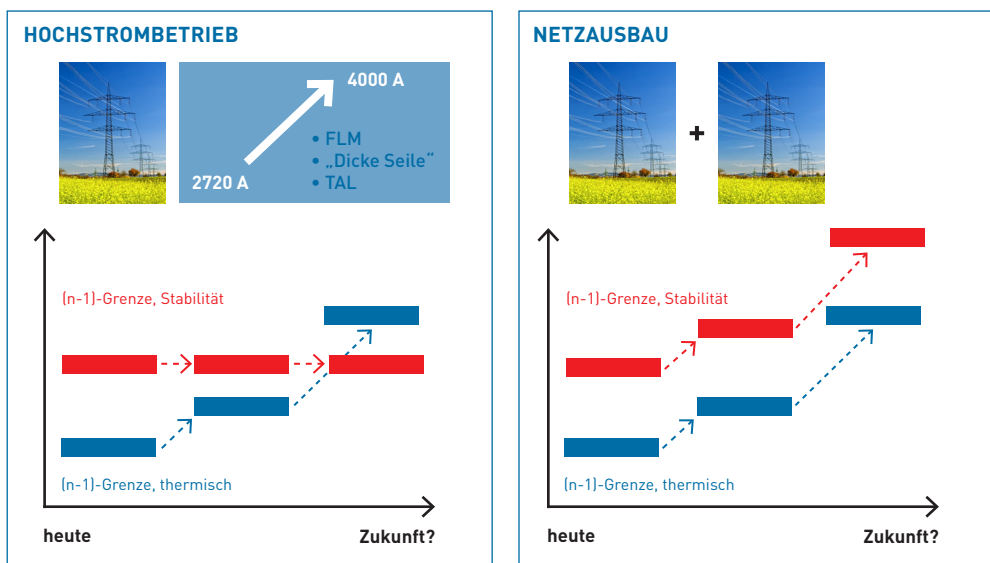
⁵⁶ ENTSO-E (2012). Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators

Einfluss von Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen auf die Winkel- und Spannungsstabilität

Aufgrund des steigenden Übertragungsbedarfes und der steigenden Übertragungsentfernungen gewinnen Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen (Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturseile, schwere Beseilung) im Übertragungsnetz an Bedeutung. Hierdurch werden zwar die thermischen Übertragungskapazitäten erhöht, nicht jedoch die Stabilitätsgrenzen, da diese von den Netzreaktanzen bestimmt und durch diese Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen nicht verändert werden. Ein Hochstrombetrieb wirkt sich somit (u. a. wegen hoher stationärer Winkeldifferenzen) tendenziell sowohl ungünstig auf die Rotorwinkelstabilität als auch (infolge stark übernatürlichen Betriebs) auf die Spannungsstabilität aus.

Neben den Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen zur Erhöhung der thermischen Übertragungskapazität ist deshalb zur Anhebung der Stabilitätsgrenzen grundsätzlich zusätzlicher Netzausbau (Weiterentwicklung des 380-kV-Drehstromnetzes, Fernübertragungsstrecken) erforderlich (siehe Abbildung 36). Die Summe der Maßnahmen zur Weiterentwicklung des deutschen Übertragungsnetzes wurde gesamthaft hinsichtlich des systemdynamischen Verhaltens und der Einhaltung von Stabilitätskriterien geprüft, die im Folgenden erläutert werden.

ABBILDUNG 36: EINFLUSS VON HOCHSTROMBETRIEB UND NETZAUSBAU AUF DIE STABILITÄTSRESERVE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.4.3 Prämissen und Kriterien für die Bewertung der Stabilität

Nachfolgend werden Prämissen und Bewertungskriterien für die Untersuchungen bezüglich Spannungsstabilität und transientscher Stabilität, einschließlich der Vorgaben für die Netzplanung im Vorfeld der Maßnahmendefinition und des Hintergrunds für die Auswahl eines Netznutzungsfalls aus dem hauptsächlich untersuchten Szenario C 2022 dargestellt.

5.4.3.1 Spannungsstabilität

Systemtechnischer Hintergrund für die Bewertungskriterien

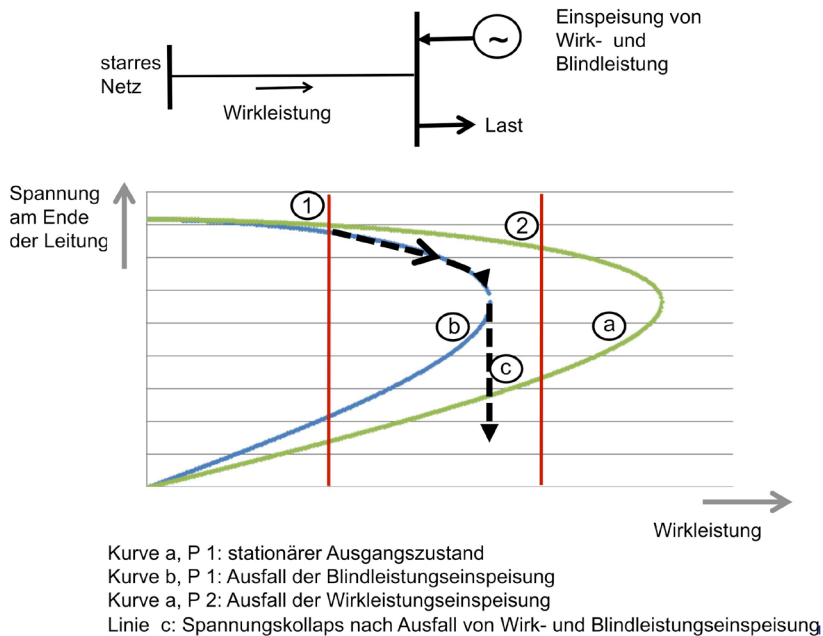
In hochbelasteten Netzen haben die Spannungshaltung und die Bereitstellung ausreichender Blindleistung höchste Priorität. In einer Netzregion mit hohem Leistungsbezug kann sich ein Erzeugungsausfall besonders kritisch auswirken. Die gleichzeitig ausfallende Blindleistung und der durch den zusätzlichen Wirkleistungsbezug erhöhte Blindleistungsbedarf des Netzes kann nicht aus entfernten Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe Blindleistungsreserve verfügbar ist, bricht die Spannung unter Umständen auf zu niedrige Werte ein. Bei geringer Netzspannung erhöht sich der Strom. Im Übertragungsnetz können dann Grenzen der Winkelstabilität, der oszillatorischen Stabilität und der Spannungsstabilität erreicht werden. Ergibt sich nach einer Störung ein Betrieb nahe an Stabilitätsgrenzen, können Ereignisse, die in normaler Betriebssituation von geringer Bedeutung sind, weitreichende Folgen haben. Ebenso gravierend sind über die Auslegungsszenarien hinausgehende oder unvorhersehbare Störungen, die bei unzureichenden Stabilitätsreserven zu nicht mehr beherrschbaren kaskadierenden Effekten führen.

Die Abnahme großer spannungsgeregelter Blindleistungsquellen aus konventionellen Erzeugungseinheiten sowie die Entwicklung der Lastcharakteristik wirken sich ungünstig auf die Spannungshaltung aus.

Aus den vorgenannten Gründen ist der Spannungshaltung und der Spannungsstabilität auch künftig eine hohe Bedeutung beizumessen. Abbildung 37 erläutert anhand einer vereinfachten Netzsituation grundsätzliche Phänomene, die in diesem Zusammenhang von Bedeutung sind. Für die Spannung am Ende eines Übertragungskorridors ergeben sich in Abhängigkeit von der Wirkleistungsübertragung typische Kennlinien. Diese sogenannten Nasenkurven stellen im oberen Teil physikalisch sinnvolle Betriebspunkte dar, während sich die Arbeitspunkte auf dem unteren Ast zwar als mathematische Lösungen der Leistungsflussgleichungen ergeben, diese jedoch in einem realen System wegen zu hoher Ströme und niedriger Spannungen nicht betreibbar sind. Der Kippunkt der Kurven und damit die maximal übertragbare Leistung hängen unter anderem von der Netzimpedanz und von der Blindleistungseinspeisung am Ende des Übertragungskorridors ab. Der Kippunkt stellt die Grenze der Spannungsstabilität dar. Die Beherrschung von Ausfallsituationen setzt vor allem voraus, dass hierbei auftretende Spannungseinbrüche im Netz nicht zu unzulässigen Betriebsbedingungen für Generatoren führen, denn gerade in kritischen Netzsituationen wird ihr sicherer Weiterbetrieb zur Netzstützung benötigt. Diese wechselseitige Abhängigkeit von Netz- und Kraftwerksverhalten wird anhand des Modellnetzes in Abbildung 37 erläutert.

Direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungseinheiten können die Spannung einer kritischen Region durch Einspeisung von Blindleistung aktiv stützen. In der Regel kann so die Übertragungsfähigkeit des Systems aufrechterhalten werden (siehe Kurve a in Abbildung 37). Die Übertragungsaufgabe entsprechend dem Betriebspunkt 1 (P 1) wird erfüllt. Es besteht ein ausreichender Abstand zur Grenze der Spannungsstabilität. Wenn jedoch bei störungsbedingten Spannungseinbrüchen Generatoren ihre Betriebsgrenzen erreichen und durch ihre Schutzfunktionen vom Netz getrennt werden, besteht das Risiko eines Spannungseinbruchs, wodurch möglicherweise kaskadierend weitere Erzeugungseinheiten ausfallen. Ein erhöhter Transit, der sich bei Ausfall der Wirkleistung einstellen würde, wäre noch beherrschbar, es ergibt sich der Betriebspunkt 2 (P 2) auf Kurve a in Abbildung 37 (Blindleistungseinspeisung bleibt erhalten). Da jedoch mit dem Generatorausfall auch dessen Blindleistungseinspeisung ausfällt, nehmen die Grenze der Spannungsstabilität und die Übertragungsfähigkeit des Netzes deutlich ab (siehe Kurve b in Abbildung 37). Die durch den Ausfall der Erzeugung erhöhten Transite in das spannungskritische Gebiet überschreiten möglicherweise die Übertragungsfähigkeit des Netzes. Im P 2 geht die Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes verloren.

ABBILDUNG 37: VERLUST DER SPANNUNGSSTABILITÄT NACH AUSFALL VON ERZEUGUNGSEINHEITEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aufgrund dieses Sachverhalts haben die Erzeugungseinheiten einen wichtigen Einfluss auf die Spannungsstabilität, und es werden Kriterien benötigt, die geeignet sind, ihren sicheren Betrieb zu gewährleisten. Nachfolgende Kriterien sind zusätzlich zu den zulässigen Spannungsbereichen für (n-1)- und (n-2)-Ausfälle zur Beurteilung der Spannungsstabilität zu beachten. Diese lassen sich anhand stationärer Leistungsflussberechnungen überprüfen.

Kriterien für (n-1)-Ausfallsituationen (sichere Beherrschbarkeit)

Es ist sicherzustellen, dass die Regelung der Generatorspannung weiterhin aktiv ist, die Betriebsgrenzen des Generators nicht erreicht und keine Begrenzungsregler aktiviert werden.

Der Generator muss innerhalb des vorgegebenen Betriebsdiagramms bleiben. Im Rahmen der Leistungsflussberechnung bedeutet dies, dass eine Umwandlung des Generatorknotens von PV = spannungsgeregelt in PQ = konstante Scheinleistung nicht zulässig ist. In der Regel kann diese Bedingung erfüllt werden, indem zusätzliche Blindleistungseinspeisung aus Kompensationsanlagen vorgesehen wird.

Kriterien für (n-2)-Ausfallsituationen (bedingte Beherrschbarkeit)

Es wird der konzeptgemäße Eingriff von Begrenzungsregelkonzepten akzeptiert. Jedoch muss der Generator weiterhin noch innerhalb der Grenzen seines Auslegungsbereiches verbleiben. Der Weiterbetrieb am Netz muss konzeptgemäß möglich sein, insbesondere darf es nicht zu Schutzauslösungen kommen. Ein Blockausfall kann zu einem Dominoeffekt beziehungsweise zu einem Verlust der Spannungsstabilität führen.

Dies bedeutet, dass die Grenzen des Generatordiagramms erreicht werden dürfen und die Umwandlung des Generatorknotens von PV nach PQ zulässig ist. Damit wird die Wirkung der Begrenzungsregelung der Erregungseinrichtung nachgebildet, wodurch die Generatorspannung nicht mehr konstant gehalten wird, sondern die Erregung auf ihren maximalen Wert geregelt wird. Die Generatorspannung muss im Bereich 95 % bis 105 % der Nennspannung bleiben. Um diese Bedingung einzuhalten, sind ggf. Kompensationsanlagen für zusätzliche Blindleistungseinspeisung vorzusehen.

Anforderungen an die Modellierung

Zur Überprüfung der vorgenannten Kriterien müssen die Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und die Regelung von Transformatoren folgendermaßen berücksichtigt werden:

- Generatoren werden mit Blocktransformator unter Angabe der Betriebsgrenzen abgebildet (Generatordiagramm),
- die Spannungsregelung der Generatorspannung wird durch einen PV-Knoten auf der Generatorseite abgebildet,
- bei Erreichen der Betriebsgrenzen wird die Spannungsregelung durch die Begrenzungsregelung abgelöst, und der Generator speist eine konstante Wirk- und Blindleistung ein (Umwandlung von PV-Knoten in PQ-Knoten),
- in den Ausfallsituationen werden für Blocktransformatoren und Netzkuppler keine Stufungen zugelassen.
- Die automatische Stufung von 110 kV/MS (MS=Mittelspannung) ist hingegen zu berücksichtigen. Dies geschieht implizit, indem die vertikale Netzlast als spannungsunabhängig angesetzt wird (PQ-Lasten). Damit wird der Zustand betrachtet, der sich nach der automatischen Stufung der 110 kV/MS-Transformatoren zur Regelung der Mittelspannung ergibt.

5.4.3.2 Transiente Stabilität

Wesentliche Einflussfaktoren

Damit es nicht zu einem Verlust des Synchronismus kommt, darf die resultierende Winkeldifferenz zwischen den Synchronmaschinen bzw. Synchrongeneratoren im System einen bestimmten, kritischen Wert nicht überschreiten. Netzseitig wirken sich u. a. folgende Faktoren ungünstig auf die transiente Stabilität aus:

- lange Fehlerklärungszeiten,
- geringe Netzkurzschlussleistung nach Fehlerklärung,
- hohe Netzbelastungen, d. h. bereits vor Fehlereintritt hohe Winkeldifferenzen.

Darüber hinaus ergeben sich kraftwerksseitige Einflussgrößen, die sich ungünstig auf die transiente Stabilität auswirken:

- hohe Generatorauslastungen,
- hohe interne Generatorreaktanzen,
- niedrige Schwungmasse (Turbine + Generator),
- geringe Dynamik des Erregersystems,
- Arbeitspunkt der Erzeugungseinheiten.

Letztere Einflussfaktoren können vom jeweiligen ÜNB in der Regel nicht beeinflusst werden.

Kriterien für konzeptgemäß geklärte Fehler (sichere Beherrschbarkeit)

Der Verlust des Synchronismus kann sowohl einzelne Generatoren als auch größere Netzgebiete betreffen. Einzelne Generatoren werden bei Verlust des Synchronismus in der Regel durch den kraftwerksinternen Polschlupfschutz vom Netz getrennt. Bei Verlust des Synchronismus zwischen Netzgebieten besteht ohne einen geeigneten Systemschutz, der die betroffenen Netzgebiete rechtzeitig voneinander trennt, das Risiko eines völligen Netzzusammenbruchs: Zwischen zwei nicht mehr synchron zueinander laufenden Netzgebieten entstehen sehr niedrige Spannungen im Übertragungsnetz mit der Gefahr eines weiträumigen Spannungskollapses, kaskadierenden Kraftwerksausfällen und nicht vorhersehbaren Systemauftrennungen durch Schutzauslösungen.

Zur Bewertung der transienten Stabilität werden 3-polige Kurzschlüsse an ausgewählten Knoten (kraftwerksnah, kraftwerksfern) simuliert und das Zeitverhalten wichtiger Netzgrößen analysiert. 3-polige Kurzschlüsse stellen hinsichtlich der transienten Stabilität die schwerwiegendste Beanspruchung des Systems dar. Als kritische Fehlerklärungszeit wird die Fehlerdauer bezeichnet, die im Hinblick auf den Erhalt des Synchronismus nicht überschritten werden darf. Bei konzeptgemäß geklärten Fehlern wird eine Fehlerklärung von 150 ms unterstellt. Diese Vorgabe entspricht den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB und den mit den Verbänden abgestimmten Netz-

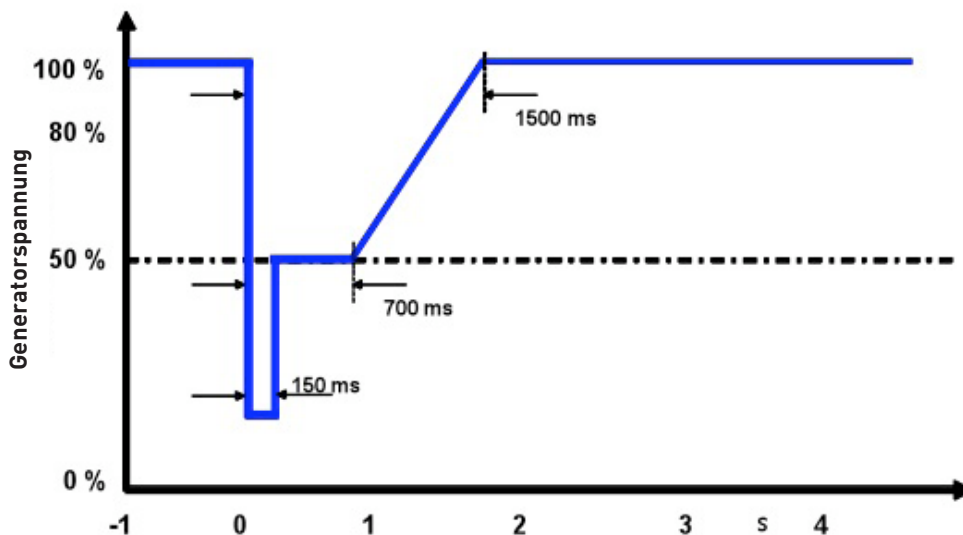
anschlussregeln (z. B. TransmissionCode 2007, „Netz- und Systemregeln deutscher Übertragungsnetzbetreiber“⁵⁷) hinsichtlich der Auslegung der Erzeugungseinheiten. Konzeptgemäß geklärte Fehler sind sicher zu beherrschen. Das heißt:

- Bei Fehlern auf Stromkreisen
 - müssen die Kraftwerksblöcke stabil am Netz bleiben (d. h. Erhalt des Synchronismus in Bezug auf Kraftwerksblöcke und Netzgebiete),
 - darf es aufgrund der Spannungserholungsphase nach Fehlerklärung nicht zu einer Gefährdung des Eigenbedarfs kommen. Erholt sich die Generatorspannung nur schleppend, besteht auch bei einem stabilen Kraftwerksblock die Gefahr, dass sich das Kraftwerk vom Netz trennt.
- Bei Fehlern auf Sammelschienen erfolgt die dynamische Bewertung entsprechend den Vorgaben der Planungsgrundsätze.

Die Randbedingungen, unter welchen die Stabilitätsanforderungen einzuhalten sind, ergeben sich aus den entsprechenden Netzcodes (TC; ENTSO-E Draft Network Code "Requirements for Generators")⁵⁸.

Abbildung 38 zeigt die „Fault Ride Through“ (FRT)-Charakteristik als Grenzkurve für den zulässigen Spannungsverlauf an den Generatorklemmen einer konventionellen Erzeugungseinheit, die den gültigen Netzanforderungen für den Verlauf der Spannung während des Fehlers und unmittelbar nach Fehlerklärung zugrunde liegen. Die sichere Beherrschung eines Fehlerszenarios erfordert, dass die Generatorspannung oberhalb dieser Grenzkurve verläuft, was im Rahmen der Simulationen als Prüfkriterium angesetzt wird.

ABBILDUNG 38: FAULT RIDE THROUGH (FRT)-CHARAKTERISTIK FÜR THERMISCHE KRAFTWERKE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um dieses Prüfkriterium einzuhalten und somit eine Gefährdung des Eigenbedarfs durch die Spannungserholungsphase auszuschließen, ist bei der Fehlerdauer von 150 ms entweder

- ein ausreichender Abstand $> \text{ca. } 30 \text{ ms}$ zur kritischen Fehlerklärungszeit einzuhalten (eine den Eigenbedarf gefährdende Spannungserholungsphase tritt in der Regel nur nahe der Stabilitätsgrenze auf),
- oder der Spannungsverlauf ist gemäß Abbildung 38 zu prüfen.

⁵⁷ Verband der Netzbetreiber e. V. (2007): TransmissionCode 2007. Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

⁵⁸ ENTSO-E (2012). Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators

Falls die Kriterien nicht erfüllt werden, sind geeignete Maßnahmen wie z. B. die Reduktion des Belastungszustandes des Netzes oder die Verstärkung des Netzes durch Errichtung zusätzlicher Stromkreise zu prüfen.

Kriterien für nicht konzeptgemäß geklärte Fehler (bedingte Beherrschbarkeit)

Bei nicht konzeptgemäß geklärten Fehlern (z. B. aufgrund eines Schalter- oder Schutzversagens) wird entsprechend eine Fehlerklärungszeit von 250 bis 300 ms unterstellt.

Nicht konzeptgemäß geklärte Fehler auf Stromkreisen (≤ 300 ms) und „Common Mode“-Fehler (≤ 150 ms) sind bedingt sicher zu beherrschen. Anhand detaillierter Untersuchungen sind geeignete Maßnahmen festzulegen, wie z. B. der Einsatz von Systemschutz:

- Der Verlust des Synchronismus einzelner Kraftwerksblöcke wird akzeptiert, wenn diese durch den kraftwerksinternen Polschlupfschutz oder den netzseitigen Distanzschutz vom Netz getrennt werden (elektrische Mitte auf der Maschinenleitung, bedingte Beherrschung).
- Bei Verlust des Synchronismus ganzer Netzgebiete (elektrische Mitte „irgendwo“ im Netz) ist ein geeigneter Systemschutz vorzusehen (Beherrschung nur durch Systemschutz).

5.4.3.3 Systemtechnische Vorgaben für die stationäre Netzplanung

Die netztechnischen Beurteilungskriterien, die für die stationäre Netzplanung angewendet werden, sind in den Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes beschrieben. Es wurden weitergehende systemtechnische Randbedingungen vorgegeben, um die Entwicklung eines robusten Netzes zu gewährleisten, das auch den Anforderungen der Systemdynamik genügt. Hierzu wurden dynamische Simulationen im Zeitbereich an einem bestehenden europäischen dynamischen Netzmodell unter Berücksichtigung der Startnetztopologie für Deutschland durchgeführt. Es wurden 3-polige, konzeptgemäß geklärte Kurzschlüsse und die damit verbundenen (konzeptgemäßen) Betriebsmittelausfälle (z. B. Generator, Stromkreis, Sammelschiene) untersucht und geprüft, ob das Gesamtsystem nach Fehlerklärung weiterhin stabil in den zulässigen Grenzen verbleibt. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zeigen, dass in den Netzbereichen von 50Hertz und TenneT eine Belastung mit besonders großen und weiträumigen Transiten im Fehlerfall zu einem Verlust der transienten Stabilität führen kann. Daher sind solche Belastungszustände im AC-Netz durch ausreichende Netzdimensionierung und Auswahl einer geeigneten Technologie zu vermeiden.

Für das Netzgebiet von TenneT wurde festgestellt, dass die Kriterien für die transiente Stabilität bei einer großflächigen Vorbelastung der Transitzkorridore mit Strömen über 2.200 A je Stromkreis im ungestörten Betrieb in einigen untersuchten Fehlerfällen nicht eingehalten werden.

Für das Netzgebiet von 50Hertz ergab sich für die Startnetztopologie, dass die Stabilitätskriterien für einzelne Übertragungskorridore bei unterschiedlichen Stromgrenzwerten in Abhängigkeit von der Vermaschung, der Leitungslänge und der netzseitigen Kurzschlussleistung verletzt werden. In gut vermaschten Transitzkorridoren (Wolmirstedt – Lauchstädt – Vieselbach – Remptendorf/Altenfeld und Bärwalde – Streumen – Röhrsdorf/Vieselbach) liegen die im ungestörten Zustand, dem (n-0)-Fall, zulässigen Ströme bei 2.300 A je Stromkreis. In schlechter vermaschten Transitzkorridoren (Bentwisch/Güstrow – Wolmirstedt bzw. Lubmin – Wolmirstedt/Neuenhagen), die zugleich über eine geringere netzseitige Kurzschlussleistung insbesondere in Küstennähe verfügen, können bereits Ströme oberhalb 1.500 A im Fehlerfall zum Verlust der transienten Stabilität führen.

5.4.3.4 Auswahl und Aufbereitung eines Netznutzungsfalls und von Fehlerszenarien für Stabilitätsuntersuchungen des Szenarios C 2022

Hinsichtlich der dynamischen Studien zur Spannungsstabilität und zur transienten Stabilität ist es nicht sinnvoll, 8.760 Netznutzungsfälle zu untersuchen. Vielmehr wurde ein Netznutzungsfall detailliert für ausgewählte Fehlerszenarien, die für die Bewertung der Systemstabilität relevant sind, ausgewählt. Der Netznutzungsfall zeichnet sich insbesondere durch hohe Netzauslastungen und große weiträumige Transite aus. Weitere Kriterien für die Auswahl des Netznutzungsfalls sind z. B. die Auslastung von Generatoren und die Verteilung der Erzeugung vor allem auf kohärente Generatorgruppen, deren transiente Stabilität bei bestimmten Netzfehlern gefährdet sein kann. Ausleungsrelevante Fehlerfälle werden in den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB definiert. In den Stabilitäts-

5 NETZANALYSEN

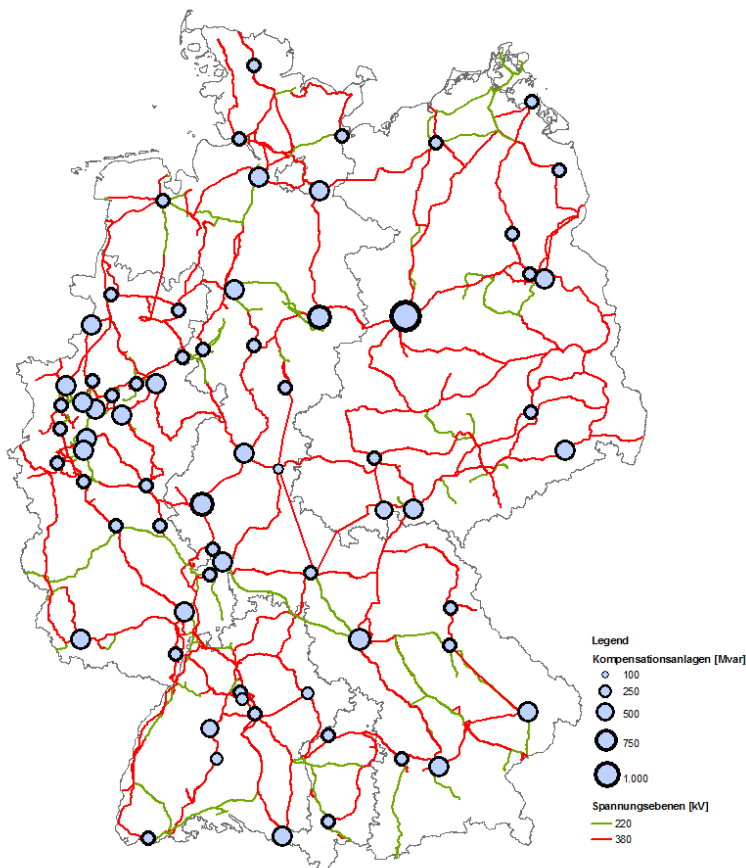
untersuchungen wurde eine Vielzahl von Fehlerfällen analysiert, die die verschiedenen in den Planungsgrundsätzen beschriebenen Fehlerfälle hinreichend abdeckt. Es ist davon auszugehen, dass durch diese Vorgehensweise die kritischen Fälle bezüglich der Systemstabilität abgedeckt werden.

Vor diesem Hintergrund wurde für das Szenario C 2022 die Stunde 735 ausgewählt. Hohe Transite entstehen in diesem Netznutzungsfall durch hohe Einspeisung aus Windenergie im Norden, welche die konventionellen Erzeugungseinheiten in der Mitte und im Süden Deutschlands sowie im europäischen Ausland verdrängt. Die fehlende Blindleistungseinspeisung der nicht am Netz befindlichen Erzeugungseinheiten führt in den jeweiligen Netzgebieten zu Blindleistungsmangel, der sich durch einen hohen Blindleistungsbedarf für das Übertragungsnetz infolge des weiträumigen Leistungstransports noch erheblich verschärft.

Im (n-0)-Fall haben die 380-kV-Stromkreise des deutschen Übertragungsnetzes einen Blindleistungsbedarf in Höhe von etwa 10.000 Mvar. Dieser entsteht durch den überwiegend übernatürlichen Betrieb und stellt bereits eine gravierende Veränderung gegenüber der heutigen Situation dar. Derzeit besteht im 380-kV-Netz mit Ausnahme kritischer Regionen (z. B. Hamburg, Stuttgart/Frankfurt) im ungestörten Zustand kein erheblicher Blindleistungsbedarf der Stromkreise.

Zur Deckung des Blindleistungsbedarfs (Stromkreise, Transformatoren, Last) und zur Spannungshaltung wird zunächst die Einspeisung der am Netz befindlichen konventionellen Erzeugungseinheiten und der geplanten HGÜ-Konverter eingesetzt. Zur Einhaltung eines betriebsüblichen Spannungsniveaus werden zusätzliche Kompensationsanlagen mit einer Erzeugungskapazität von etwa 30.000 Mvar an 70 Standorten des deutschen Übertragungsnetzes (siehe Abbildung 39) benötigt.

ABBILDUNG 39: STANDORTE DER BLINDELEISTUNGSKOMPENSATIONSANLAGEN



5.4.4 Beschreibung des dynamischen Netzmodells

Um Untersuchungen des dynamischen Verhaltens und der Stabilität des deutschen Übertragungsnetzes mit seinen Wechselwirkungen im europäischen Verbundsystem durchführen zu können, wird eine ausreichende Datenbasis über das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz der ENTSO-E benötigt. Dazu gehören Kenntnisse über Erzeugung und Verbrauch bei den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern, die Aufteilung der Erzeugungsleistung auf die Erzeugungseinheiten, den Ausbauzustand des Netzes, die dominierenden auftretenden Leistungsflusssituationen sowie die dynamischen Eigenschaften der Erzeugungseinheiten mit ihren unterschiedlichen Technologien.

Das für die Stabilitätsuntersuchungen zum NEP verwendete Dynamikmodell des kontinentaleuropäischen Netzes hat folgenden Umfang:

- 5.000 Knoten,
- 5.500 Leitungen,
- 650 konventionelle Erzeugungseinheiten mit synchroner Netzanbindung (teilweise Äquivalente für mehrere einzelne Einheiten),
- 300 Erzeugungseinheiten mit nicht-synchroner Netzanbindung (jeweils Äquivalente für Erzeugungscluster),
- 2.100 Block- und Netzkuppeltransformatoren,
- 2.300 Verbraucher (mit Lastmodellen) und
- 20 VSC-HGÜs.

Die Ergebnisse der stationären Leistungsflussrechnung fließen als Anfangswert in die dynamischen Berechnungen ein, um die dynamischen Modelle zu initialisieren. Dabei stellen die berechneten stationären Werte an den Netzknoten (PQ- bzw. PV-Knoten) die Anfangsbedingungen für die dynamischen Modelle der Erzeugungseinheiten, HGÜs und Lasten dar. Anschließend wird das Zeitverhalten unter Einwirkung angenommener Fehlerszenarien berechnet. Hierbei bilden die Modelle das dynamische elektrische Klemmenverhalten der Erzeugungseinheiten und der HGÜ detailliert nach. Konventionelle Kraftwerke mit synchroner Netzanbindung werden durch die Erzeugungseinheit mit der Turbine inkl. Regelung, das Erregersystem mit automatischem Spannungsregler und zusätzlichem Pendeldämpfungsgerät – sofern vorhanden – nachgebildet. Sämtliche Synchrongeneratoren werden durch ein Modell fünfter Ordnung modelliert. „Fast Valving“ (schnelles gesteuertes Schließen der Turbineneinlassventile zur Reduzierung des Antriebsmoments) wird zur Erhöhung der kraftwerksseitigen Stabilität in den neuen Kraftwerken nachgebildet, wo es durch den jeweiligen ÜNB im Rahmen des Netzanschlussverfahrens gefordert wurde. Blockschutzfunktionen innerhalb konventioneller Erzeugungseinheiten werden nicht nachgebildet, sodass anhand des Simulationsergebnisses für den Zeitverlauf relevanter Prozessgrößen zu beurteilen ist, inwieweit der Betrieb einer Erzeugungseinheit infolge einer Netzstörung gefährdet ist.

Die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien für Braun- und Steinkohlekraftwerke, Druck- und Siedewasserreaktoren (im Ausland), Laufwasser- und Speicherkraftwerke, Öl- und Gaskraftwerke sowie GuD-Kraftwerke werden zwar mit jeweiligen dynamischen Modellen berücksichtigt, sie haben jedoch im untersuchten Zeitbereich nur eine untergeordnete Bedeutung für das elektrische Klemmenverhalten des Generators. Hingegen haben die Technologie und die Parameter der Erregersysteme (sowie die Massenträgheit des rotierenden Generatorrotorsatzes) wesentlichen Einfluss auf das dynamische Verhalten der konventionellen Kraftwerke und des Verbundsystems. Diese Komponenten müssen daher für die im deutschen Verbundnetz angeschlossenen Erzeugungseinheiten detailliert mit ihren individuellen Eigenschaften nachgebildet werden.

Im Laufe des vergangenen Jahrzehnts haben die Erzeugungseinheiten mit nicht-synchroner Netzanbindung unter Einsatz von Leistungselektronik einen wachsenden Anteil am Erzeugungspark eingenommen. Dazu gehören in erster Linie Onshore-Windparks, Offshore-Windparks, PV-Anlagen sowie auch Pumpspeicherkraftwerke mit drehzahlvariablen Antrieben. Das Klemmenverhalten dieser Erzeugungseinheiten wird ebenfalls durch geeignete Modelle nachgebildet.

5 NETZANALYSEN

Für die Technologie der Windturbinen der Onshore- und Offshore-Windparks werden zwei Modelltypen verwendet: zum einen der Typ Vollumrichter und zum anderen der Typ des doppelt gespeisten Asynchrongenerators. Die Modellierungstiefe der Vollumrichteranlagen umfasst im Wesentlichen die Nachbildung der Stromregelung sowie der Wirk- und Blindleistungsregelung der Konverter. Eine Nachbildung des mechanischen Teils der Windkraftanlage ist nicht notwendig, da der Vollumrichter die Anlagenseite und die Netzseite vollständig voneinander entkoppelt. Bei den Anlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator wird dagegen auch die Pitchregelung und der Wellenstrang inklusive der Turbine der Windkraftanlage nachgebildet, da der Stator der Anlage synchron mit dem Netz verbunden ist und es somit zu Ausgleichsvorgängen zwischen Anlage und Netz kommt.

Grundsätzlich sind alle Onshore-Erzeugungseinheiten mit nicht-synchroner Netzanbindung als Äquivalent nachgebildet, die über eine Ersatzimpedanz, die das unterlagerte Mittel- und Hochspannungsnetz repräsentiert, in das Übertragungsnetz einspeisen.

Offshore-Windparks mit AC-Netzanbindung sind über 150-kV- und 220-kV-Drehstromkabel mit dem onshore-seitigen Netzverknüpfungspunkt nachgebildet. Auch hier wird der Offshore-Windpark als Äquivalent nachgebildet. Bei Offshore-Windparks, die über DC-Verbindungen mit dem onshore-seitigen Netzverknüpfungspunkt verbunden sind, ist eine vereinfachte Nachbildung des landseitigen VSC-Konverters inklusive der Nachbildung von Funktionalitäten zur dynamischen Spannungsstützung ausreichend. PV-Anlagen werden durch statische Erzeugungsanlagen ohne Dynamik nachgebildet.

Die VSC-HGÜs des Overlay-Netzes wurden durch dynamische Modelle der Hersteller nachgebildet. Die Modelle beinhalten neben dem Konverter auch den Stromrichtertransformator und Filter. Es können verschiedene Regelungsmodi eingestellt werden, wobei ein Konverter die Wirkleistung und der andere Konverter die DC-Spannung regeln. Es wird eine aktive Spannungsstützung eingestellt, sodass die Blindstromeinspeisung von der Spannungsänderung abhängt.

Netzseitige Blindleistungskompensationsanlagen werden einerseits durch stationäre Kondensatoren in MSCDN-Technologie (MSCDN = Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) als auch als SVC mit STATCOM-Funktion (STATCOM = Static Synchronous Compensator) zur dynamischen Spannungsstützung modelliert.

Grundsätzlich erfüllen sämtliche im dynamischen Netzmodell verwendeten Erzeugungseinheiten die gültigen Netzanschlussregeln (Transmission Code, SDLWindV, ENTSO-E Draft Network Code "Requirements for Generators"). Diese wurden auch auf HGÜ-Modelle übertragen. In Bezug auf das dynamische Verhalten bedeutet dies, dass insbesondere die Forderung des „Durchfahrens“ eines 3-poligen Fehlers („Fault Ride Through-Capability“) bei konzeptgemäßen Fehlerklärungszeiten erfüllt wird. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang wichtig, dass alle nicht-synchron angebotenen Erzeugungseinheiten und HGÜ-Kopfstationen im Fehlerfall die Spannung entsprechend den gültigen Anschlussrichtlinien durch eine zusätzliche Einspeisung von Blindleistung stützen.

Ferner haben die im kontinentaleuropäischen Netz der ENTSO-E vorhandenen Erzeugungseinheiten einen entscheidenden Einfluss auf die globale Systemdynamik. Dieser kann mit vereinfachten, reduzierten Modellen berücksichtigt werden, die für die Simulation ihrer Fernwirkung in großen Verbundsystemen ausreichend sind (standardisierte Modelle gemäß Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE).

Es wurden zahlreiche Fehlersituationen wie Kurzschlüsse, Fehler und Ausfälle der HGÜ-Verbindungen, Ausfälle von Leitungen, Kraftwerken und von Kompensationseinrichtungen untersucht.