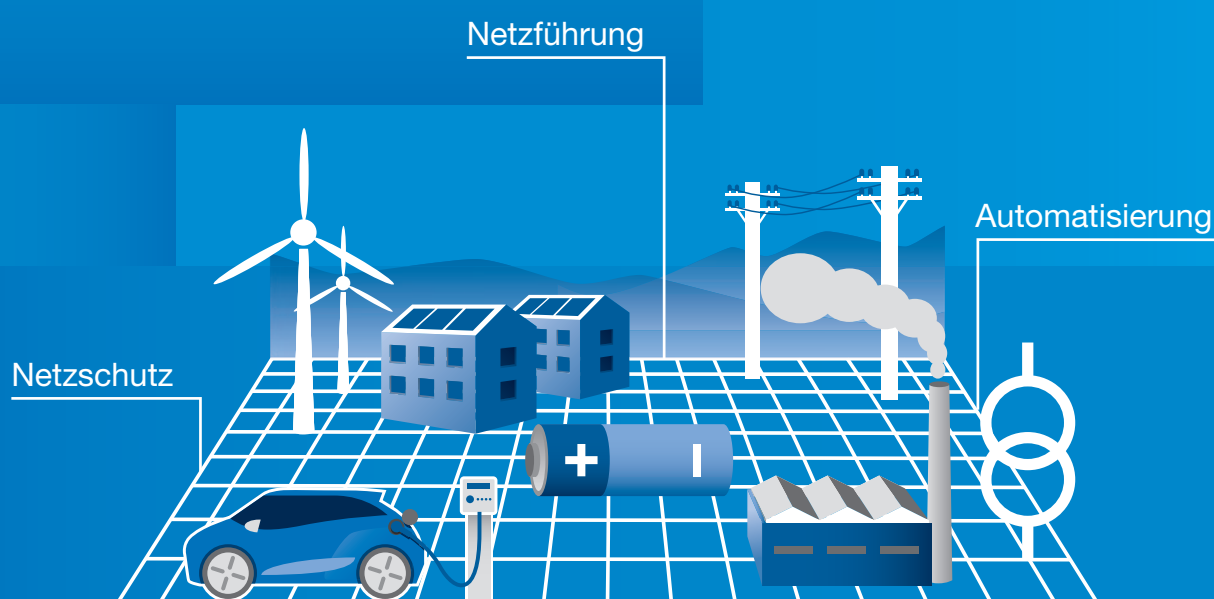


VDE-STUDIE

SCHUTZ- UND AUTO- MATISIERUNGSTECHNIK IN AKTIVEN VERTEILNETZEN



Herausforderungen, Lösungskonzepte,
Empfehlungen

MODUL C – Netzleittechnik

ETG

ITG

Dieses Dokument ist Bestandteil der Studie „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen“. Im Hauptdokument finden Sie nähere Informationen zur Arbeit der ETG/ITG-Task Force.

Projektleitung

Dr. Heiko Englert Siemens AG
Dr. Heinrich Hoppe-Oehl Westnetz GmbH

Arbeitsgruppe Netzleittechnik

Detlef Andreas 50Hertz Transmission GmbH
Gerhard Buchweitz PSI AG
Thomas Fabrizi Bilfinger Mauell GmbH
Dr. Xin Guo BTC Business Technology Consulting AG
Torsten Henning Avacon AG
Dr. Heinrich Hoppe-Oehl Westnetz GmbH
Gerhard Jost Ingenieurbüro Klein
Robert Schwerdfeger Technische Universität Ilmenau

Impressum

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft (ETG)
Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-346
Fax 069 6308-9822 · E-Mail etg@vde.com · <http://www.vde.com/etg>

Informationstechnische Gesellschaft (ITG)
Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-362
Fax 069 6308-9821 · E-Mail itg@vde.com · <http://www.vde.com/itg>

April 2016

Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen

Herausforderungen, Lösungskonzepte,
Empfehlungen

Modul C – Netzleittechnik

Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)

und der

Informationstechnischen Gesellschaft im VDE (ITG)

Vorbemerkung

VDE-Studien geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Task Force wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Empfohlene Zitierweise

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen. Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen. Modul C - Netzleittechnik, Frankfurt am Main (April 2016).

Inhaltsverzeichnis

1 Netzführung und Netzleittechnik.....	6
2 Überblick	9
3 Ausgangslage und Randbedingungen	10
4 Aufgabenstellung und Anforderungen	14
4.1 Netzbetrieb	14
4.2 Pflichten und Gefahrenabwehr	16
4.3 Optimierungsfunktionen.....	18
4.4 Hilfsfunktionen	19
4.5 Generelle Aufgabenstellung der Netzleittechnik	20
5 Lösungen und Funktionen.....	22
5.1 Basisfunktionen	24
5.2 Allgemeine Funktionen der Betriebsführung.....	26
5.3 Netzberechnungsfunktionen	27
5.4 Kommunikationskaskade.....	32
6 Aspekte der Systemdienstleistungen,[2],[3])	36
6.1 Frequenzhaltung.....	38
6.2 Spannungshaltung.....	38
6.3 Versorgungswiederaufbau.....	43
6.4 Betriebsführung	44
6.5 Beitrag von Speichern	45
7 Inselnetze	46
7.1 Entstehung von Inselnetzen und Handlungsoptionen.....	47
7.2 Risiken in Inselnetzen.....	50

7.3 Betrieb stabiler Inselnetze	51
8 Weitere Themen	56
8.1 IT-Security in der Netzleittechnik	56
8.2 Nutzung von Standards	65
8.3 Netzführung Niederspannung	66
9 Zusammenspiel mit anderen Funktionskomplexen	67
10 Zusammenfassung: Empfehlungen für VNB.....	74
10.1 Wachsende Aufgabenstellungen für die Netzleittechnik	75
10.2 Wichtige Rolle der Netzleittechnik auch in „Smart Grids“	76
10.3 Kooperation zwischen zentraler Netzleittechnik und dezentralen Automatisierungskomponenten	76
10.4 Umfassende Berücksichtigung steigender Anforderungen der IT-Security.....	77
10.5 Wirtschaftliche Umsetzung von Entwicklungen mit geeigneten Migrationskonzepten	77
11 Literaturverzeichnis.....	78
12 Anlagen	79
12.1 Anlage 1 – Komponenten-Analyse	79
12.2 Anlage 2 – Tabellen Netzführung Netzleittechnik	79

1 Netzführung und Netzleittechnik

Diese Ausarbeitung behandelt Aufgaben und Lösungen der zentralen Netzleittechnik für Verteilnetze, auch in Abgrenzung zu der untergeordneten Leittechnik auf der Stationsebene.

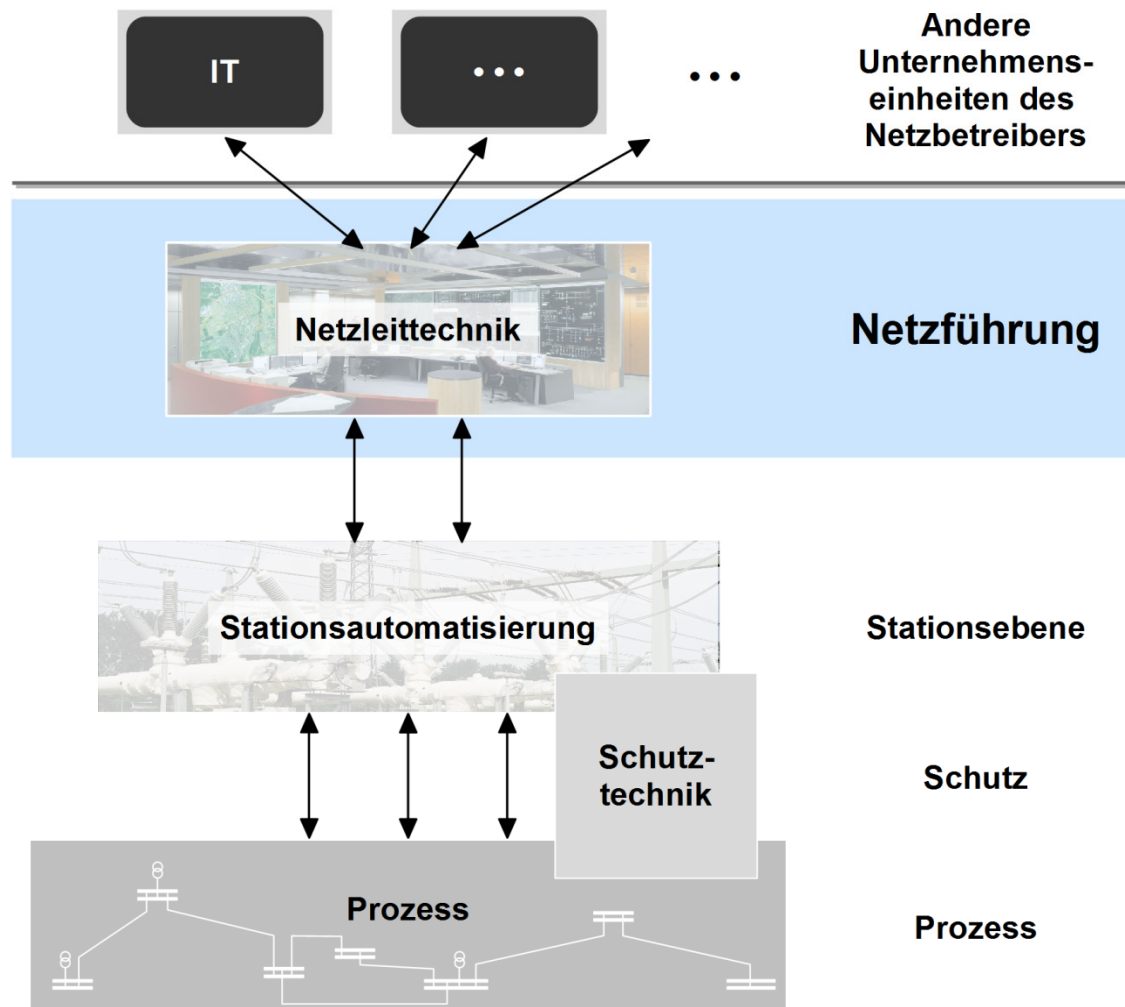


Abbildung 1: Darstellung Automatisierungsebenen

Aufgrund der technologischen Anforderungen der Netzführung insgesamt ist aber in jedem Fall eine vielfältige, enge, abgestimmte Kooperation zwischen den zentralen und dezentralen Komponenten der Automatisierung erforderlich. Darauf wird in den nachfolgenden Abschnitten an verschiedenen Stellen, und speziell in Kapitel 9 eingegangen.

Hinweis: Teilweise ähnliche Anforderungen gibt es an die Technik für Übertragungsnetze. Diese werden hier allerdings nicht behandelt.

Im vorliegenden Dokument wird zunächst ein Überblick über die Zielsetzung der Beschreibung gegeben (Kapitel 2). Es folgen:

- eine Beschreibung der Ausgangslage und der Randbedingungen für die hier angestellten Überlegungen (Kapitel 3),
- eine Übersicht über die zu berücksichtigenden Aufgabenstellungen und Anforderungen (Kapitel 4),
- die Beschreibung der existierenden bzw. geforderten Lösungen und Funktionen (Kapitel 5).

Anschließend werden einige spezielle, übergreifende Aspekte behandelt:

- Systemdienstleistungen (Kapitel 6),
- Inselnetze (Kapitel 7).

Kapitel 8 enthält Informationen zu weiteren relevanten Themen im Zusammenhang mit der übergeordneten Netzführung.

In Kapitel 9 ist das Zusammenspiel mit anderen Funktionskomplexen, insbesondere mit Funktionen der Stationsautomatisierung, beschrieben. Es wird bereits hier darauf hingewiesen, dass ein besonderes Augenmerk auf die gemeinsame Pflege und den Austausch ebenenübergreifender Datenmodelle zu legen ist.

Kapitel 3 enthält eine Zusammenfassung mit Empfehlungen für Netzbetreiber.

Nicht behandelt werden allgemeine Aspekte des Umbaus der Energieversorgung (z. B. Netzausbaubedarf) auf Verteilnetzebene, vielmehr werden Erkenntnisse zu solchen Themen als Ausgangsbasis angesehen.

Eine Rolle spielen jedoch Überlegungen, mit „intelligenter Technik“ (Automatisierung, Kommunikationstechnik) den Netzausbau selbst und andere Primärtechnikmaßnahmen zu „begleiten“ bzw. den Ausbaubedarf zu optimieren.

Zu verweisen ist z. B. auf die Verteilernetzstudie des BMWi aus 2014 [1] („Moderne Verteilnetze für Deutschland“, 12.09.2014).

Eine wesentliche Aussage dort ist: Gegenüber dem konventionellen Netzausbau infolge der Integration von EEG-Anlagen ist der Einsatz intelligenter Technologien in Netzplanung und Netzführung um 50 % kostengünstiger in der Investition und um 20 % im Unterhalt.

Dies allein ist schon eine wesentliche Motivation für die Entwicklung und den Einsatz hochwertiger und effektiver Automatisierungstechnik.

Die Beschreibung der Automatisierung erfolgt im vorliegenden Dokument vorwiegend „systemtechnisch orientiert“. Wegen des übergeordneten Charakters der zentralen Netzführung ist eine rein komponentenorientierte Beschreibung, wie in einigen anderen Bereichen, weniger zweckmäßig.

Eine kurze Komponentenanalyse ist jedoch, synchron zu den Übersichten der anderen Arbeitspakete, in Anlage 1 – Komponenten-Analyse enthalten.

Diese Komponenten-Analyse wurde anhand der Struktur der TF-Arbeitsgruppe Automatisierung durchgeführt. Dabei wurden die Themen SCADA, Topologie, Zeitreihen, Netzberechnung, Prognosen und Regelung als Komponenten angenommen.

Die Analyse hat ergeben, dass die Funktionen nach diesen Komponenten teilweise kategorisiert werden können.

Die weiter unten verwendete Funktionsstrukturierung aus Sicht der Netzleittechnik bzw. der Netzführung (Systemdienstleistungen) ist jedoch etwas anders aufgebaut.

Juristische Themen werden nicht eingehend behandelt. Sie werden allenfalls erwähnt, wenn sie relevant für die technischen Themen relevant sind. Dies gilt entsprechend für „Marktthemen“.

Ein allgemein gültiges Glossar befindet sich im Hauptdokument.

2 Überblick

Die Energiewende erzeugt wachsende und neue Anforderungen an die Sekundärtechnik in den elektrischen Netzen, so auch an die Netzleittechnik in Verteilnetzen (insbesondere Hoch- und Mittelspannung).

Diese neuen Anforderungen müssen auf der Basis existierender und weiter- bzw. neuentwickelter Systemfunktionen erfüllt werden.

Solche Entwicklungen werden hier beschrieben, insbesondere diejenigen, die über bisher realisierte und allgemein eingesetzte Funktionen hinausgehen.

Bei den nachfolgend beschriebenen Lösungen werden bekannte Funktionen nur kurz erwähnt und übersichtsweise dargestellt, jedoch nicht mehr detailliert behandelt.

Der Schwerpunkt der Beschreibungen liegt auf neuen Anforderungen und Lösungen, und dort wiederum vorwiegend auf der Erläuterung einiger spezieller, besonders wichtiger Aspekte.

Es kann aber bereits hier festgestellt werden, dass auch die heute „bekannten“ Funktionen der Netzleittechnik zukünftig neue oder zumindest erhöhte Anforderungen erfüllen müssen.

Solche Anforderungen ergeben sich z. B. aus

- der wachsenden Menge zu berücksichtigender Prozessinformationen,
- den gestiegenen Ansprüchen der Bedienerunterstützung,
- den sich ändernden Netzbetriebsbedingungen im Zusammenhang mit der Energiewende (dezentrale Einspeisung, zunehmende Volatilität, erhöhter Eingriffsbedarf, Demand Side Management,...).

Darauf wird in den nachfolgenden Abschnitten und den dazugehörigen Anlagen (Tabellen) an den betroffenen Stellen eingegangen.

3 Ausgangslage und Randbedingungen

Die Netzleittechnik hat sich in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich weiterentwickelt, u. a. auch als Folge der Veränderung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die die Netzbetreiber zu relevanten Kostensenkungen veranlasste.

Beispiele für solche Weiterentwicklungen und Verbesserungen sind:

- Starke Konzentration von Netzleitstellen, Führung immer größerer Netze.
- Erhöhte Anforderungen bezüglich Dynamik und Verfügbarkeit.
- Erhöhte Anforderungen an eine adäquate Bedienerunterstützung und –entlastung.

Neue Herausforderungen entstehen durch die Energiewende, insbesondere durch die Veränderung des Netzbetriebs, mit

- verbrauchsferner Erzeugung,
- dezentraler Einspeisung auf allen Netzebenen, bei wechselnder Lastflussrichtung (siehe Abbildung 2),
- infolge hoher/geringer Netzbelastung (Strom/Spannung) häufiger erforderlichen Netzeingriffen,
- hohem Kostendruck,
- den Einflüssen der Marktmechanismen,
- umfassenden Vorgaben bezüglich IT-Security.

Die erwähnte Entwicklung der Netzleittechnik ist in Abbildung 3 nochmals skizziert.

Aus dieser Darstellung ist ersichtlich, dass mehrere verschiedenartige technische und nicht-technische Faktoren die Entwicklung der Netzführung und der dafür eingesetzten Netzleittechnik beeinflussen. Diese Einflussfaktoren sind nicht unabhängig voneinander zu betrachten, sondern vielmehr teilweise in Beziehung zu einander.

So ergibt sich auch keine „1:1 – Abbildung“ von den Anforderungen zu Lösungen, sondern eine Vielzahl von Aufgabenstellungen, die zu einer Kombination von Entwicklungstendenzen und Empfehlungen führt. Siehe dazu auch Kapitel 10.

Die zusammenfassende Betrachtung und die sich daraus ergebenden Empfehlungen an die VNB sind auch entsprechend diesen Anforderungen strukturiert.

Die erforderlichen Maßnahmen umfassen, neben Netzausbau und –optimierung/-verstärkung, in relevantem Umfang auch Funktionserweiterungen bzw. neue Funktionen in der zentralen Netzführung. Siehe dazu Übersicht in Abbildung 4 und Abbil-

Abbildung 5. Dabei stellt Abbildung 5 eine (beispielhafte) Detaillierung der „Optimierung“ dar.

Allgemein ist festzustellen:

Bisher hatte die Weiterentwicklung der Netzleittechnik die Ziele

- Erhöhung der Effizienz der Netzführung
- Kostenreduktion.

Dadurch konnten die Investitionskosten gerechtfertigt werden.

Im Zusammenhang mit der durch die Energiewende zunehmenden Komplexität ist eine relevante Erhöhung des Automatisierungsgrades aber zwingend notwendig als Voraussetzung für einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb.

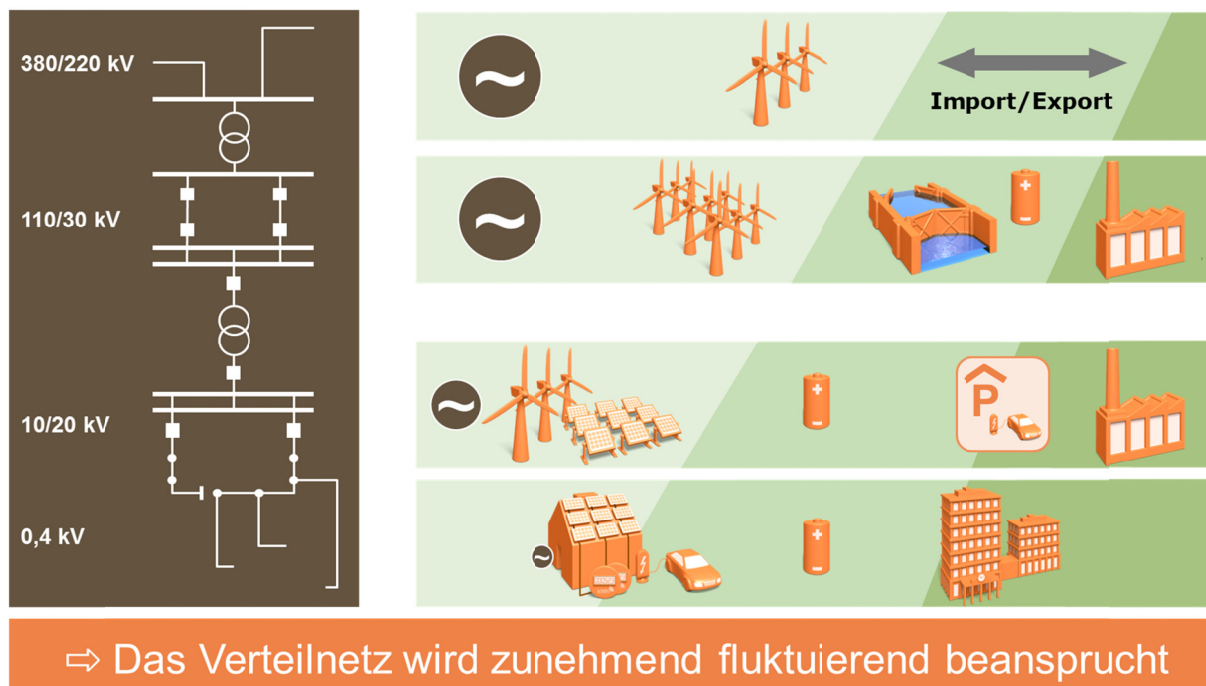


Abbildung 2: Erzeuger und Verbraucher im Verteilnetz

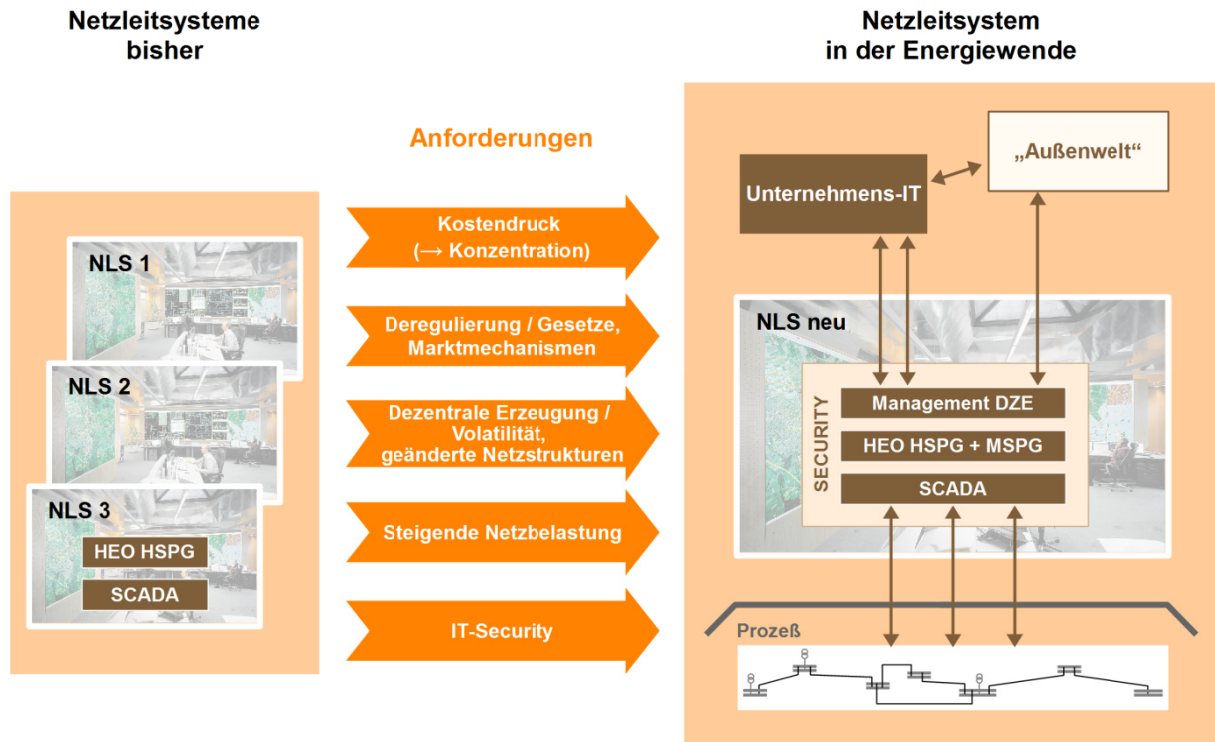


Abbildung 3: Anforderungen an die Entwicklung der Netzleittechnik im Zusammenhang mit der Energiewende

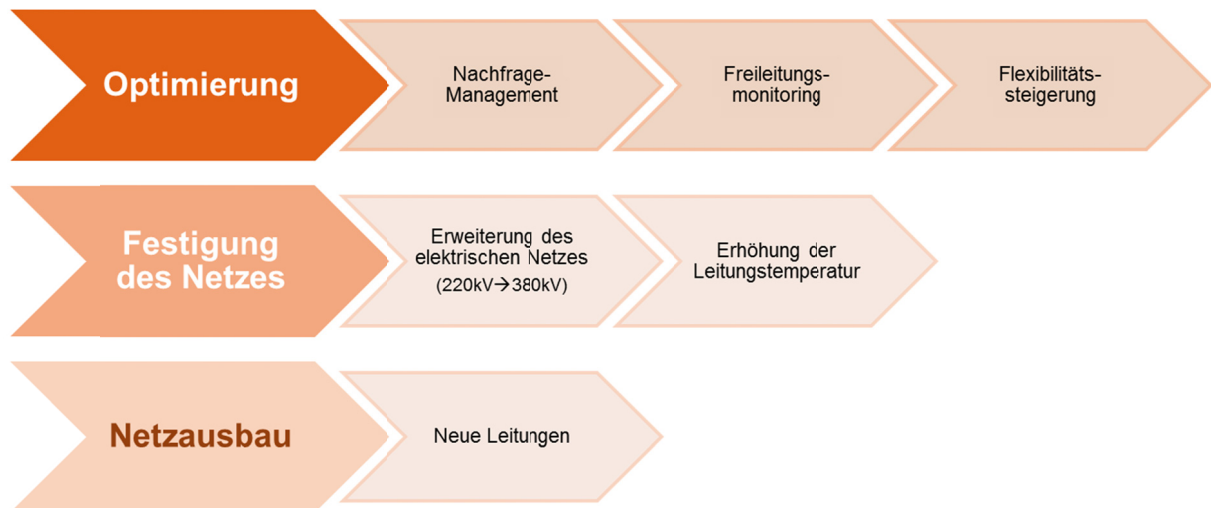


Abbildung 4: Neue Netze für Neue Energien (1)

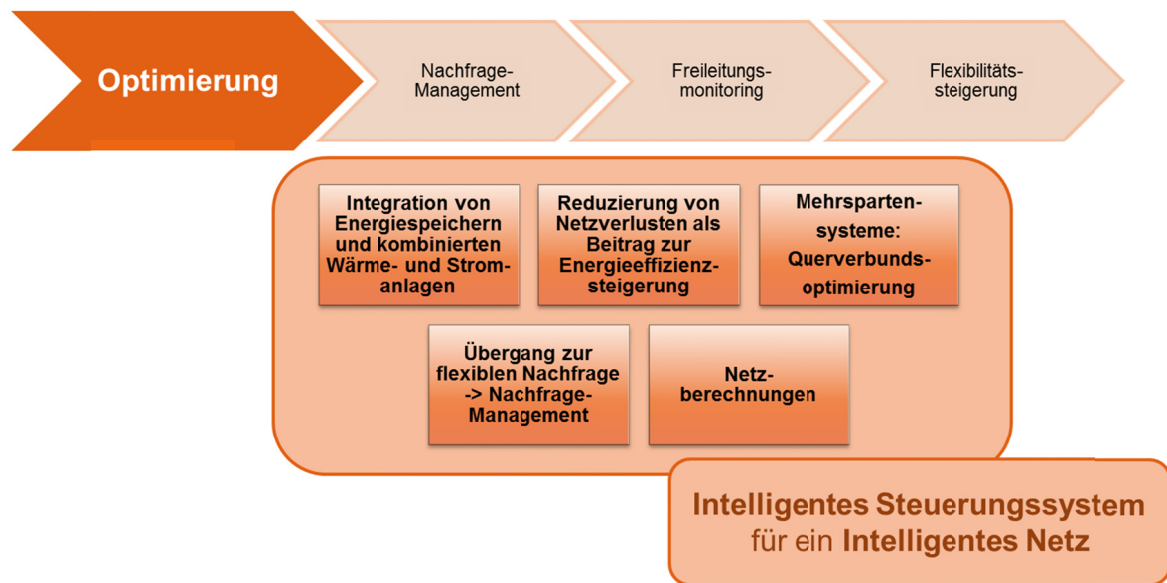


Abbildung 5: Neue Netze für Neue Energien (2)

4 Aufgabenstellung und Anforderungen

Zunächst werden wesentliche Netzführungsprozesse beschrieben. Diese sind gruppiert in

- Netzbetrieb
- Pflichten und Gefahrenabwehr
- Optimierungsfunktionen
- Hilfsfunktionen.

Die nachfolgenden Ausführungen sind angelehnt an übliche Planungs- und Betriebsregeln, die bei deutschen Verteilnetzbetreibern grundsätzlich angewendet werden.

Es folgen Erläuterungen zur generellen Aufgabenstellung der Netzleittechnik in diesem Zusammenhang.

4.1 Netzbetrieb

4.1.1 Überwachung des Lastflusses

Eine wesentliche Aufgabe des Netzbetriebes ist es, den Lastfluss des Netzes zu überwachen. Für diesen Prozess werden Informationen des Netzes (Messwerte, Stellungsmeldungen sowie Stör- und Warnmeldungen) benötigt. Auslöse- und Überlastmeldungen werden hierbei als Bestandteil der Lastflussüberwachung betrachtet.

4.1.2 Steuerung der Netze

Eine wesentliche Aufgabe der Netzführung ist es ebenfalls, die Betriebsmittel des Netzes zu steuern. In diesem Zusammenhang sind für geplante Abschaltungen (z. B. Freischaltungen für Wartungszwecke) Steuermöglichkeiten der Schaltgeräte erforderlich. In diesem Geschäftsprozess sind auch die Markierungen, Verfügungen und Nachführungen eingeschlossen. Nicht beinhaltet und gesondert betrachtet werden störungsbedingte Schalthandlungen und der Prozess des Spannungskollapses.

4.1.3 Überwachung der Betriebsmittel

Neben der Lastflussüberwachung des Netzes ist die Überwachung der Betriebsmittel hinsichtlich ihrer abgesetzten Stör- und Warnmeldungen eine wichtige Aufgabe der

Netzführung. Auslöse- und Überlastmeldungen werden als Bestandteil der Lastflussüberwachung betrachtet.

Neben der Lastüberwachung wird die Überwachung der Kurzschlussverhältnisse auch in Verteilnetzen an Bedeutung gewinnen. Damit kann die zulässige Beanspruchung der Betriebsmittel und die Gewährleistung der Schutzanregungen überwacht werden.

4.1.4 Störungsbedingte Netzschalthandlungen

Bei Netzstörungen sind Schalthandlungen zur Wiederversorgung und Freischaltung von defekten und störungsverdächtigen Betriebsmitteln erforderlich. Im Zusammenhang mit Schutzauslösungen von Hochspannungsleitungen ist es vorgesehen, dass bei wetterbedingten Schutzauslösungen (Gewitter) seitens der Netzführung eine händische Wiedereinschaltung erfolgen kann. Hierzu sind entsprechende Informationen über die Wetterlage erforderlich. Ergänzend kann die Auswertung von Störschrieben Unterstützung liefern.

Alternativ könnte zu dieser Vorgehensweise eine Automatische Wiedereinschaltung (AWE) eingesetzt werden. In der Mittelspannung ist dieses Verfahren nicht relevant, da dort Freileitungen standardmäßig mit einer AWE ausgestattet sind.

4.1.5 Strukturierter Netzwiederaufbau

Trotz umfangreicher Vorsorgemaßnahmen im Übertragungs- und Verteilnetz lässt sich eine Großstörung bzw. ein Blackout nicht vollständig ausschließen. Um einen Netzwiederaufbau strukturiert anzugehen, sind entsprechende Schalthandlungskonzepte erforderlich, die mit dem Prozess "Netzwiederaufbau" beschrieben werden.

4.2 Pflichten und Gefahrenabwehr

4.2.1 Überwachung der Spannungsqualität (Hochspannung)

Zu den Hauptaufgaben der Netzführung gehört es auch, die Spannungsqualität im Hinblick auf die Einhaltung des in den Planungs- und Betriebsregeln (PuB) vorgegebenen Spannungsbandes zu überwachen. Für den Bereich der Hochspannung ist jeweils der galvanisch gekoppelte Bereich einer Hochspannungs-Netzgruppe zu betrachten. Somit ist ein Spannungsproblem in der 110-kV-Ebene immer ein regionales Problem.

4.2.2 Überwachung der Spannungsqualität (Mittelspannung)

Zu den Hauptaufgaben der Netzführung gehört es auch, die Spannungsqualität in Hinblick auf die Einhaltung des in den PuB vorgegebenen Spannungsbandes zu überwachen. Für den Bereich der Mittelspannung ist jeweils der galvanisch gekoppelte Bereich eines durch einen Transformator gespeisten Mittelspannungsnetzes zu betrachten. Somit ist ein Spannungsproblem in der Mittelspannung immer ein lokales Problem, jedoch im Regelfall mit unmittelbarer Auswirkung auf die Kunden.

4.2.3 Einstellung der Erdschlusskompensation

Für die kompensiert betriebenen Netze ist die Einstellung bzw. Dimensionierung der Kompensation vorzunehmen. Hiermit wird die Höhe des einpoligen Fehlerstromes beeinflusst, der bestimmte Grenzen nicht überschreiten darf.

4.2.4 Netzsicherheitsmanagement: Manueller Lastabwurf

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen gemäß §13/14 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, werden vom jeweiligen Netzbetreiber (NB) Anpassungsmaßnahmen im eigenen Netz durchgeführt bzw. in nachgelagerten Netzen veranlasst.

Bei lokalen Netzengpässen durch zu hohe Netzlasten bestimmt der Netzbetreiber die erforderliche Lastreduzierung in seinem eigenen Netz und verlangt entsprechende Anpassungsmaßnahmen vom nachgelagerten NB gemäß den gesetzlichen Vorgaben.

Die Umsetzung der Reduzierung sollte dabei unverzüglich und innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens erfolgen. Um im Bedarfsfall schnell und wirksam handeln zu können, werden entsprechende Lastgruppen vorbereitet, die dann im Ereignisfall abgerufen und ausgeschaltet werden. Im Ereignisfall sollen nur Betriebsmittel ausgeschaltet werden, die aktuell zu einer wirksamen Lastreduzierung führen.

4.2.5 Netzsicherheitsmanagement: Reduktion von Einspeisern

Das Netzsicherheitsmanagement (NSM) ist ein System zur Umsetzung von Maßnahmen nach § 14 EEG (2014; Einspeisemanagement) und § 13 Abs. 2 und §14 EnWG:

- Ziele: Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes. Hierzu sind Maßnahmen gegenüber Betreibern von Einspeiseanlagen sowie Stromabnehmern möglich.
- Vor den Maßnahmen des Einspeisemanagements sind netz- und marktbezogene Maßnahmen zu ergreifen, insbesondere topologische Maßnahmen, Nutzung von Reserven sowie das Schalten ab- und zuschaltbarer Lasten. Die Reihenfolge gemäß den gesetzlichen Vorgaben ist einzuhalten (2015: Vorrang EEG).

Das Netzsicherheitsmanagement ermöglicht eine optimale Nutzung der Netze für die Aufnahme von regenerativen Energien, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Die Einspeiserreduktion wird so gering wie möglich und so groß wie nötig gehalten. Unter Beachtung der Verantwortung jedes Netzbetreibers für die Sicherheit und Zuverlässigkeit seines Netzes sollten Reduzierungsanforderungen an mittelbar angeschlossene Einspeiseanlagen in der Kaskade über deren Anschlussnetzbetreiber erfolgen.

4.2.6 Verhinderung eines Spannungskollapses

Die Vermeidung eines Netzzusammenbruches durch einen Spannungskollaps im Höchstspannungsnetz wird als separater Prozess betrachtet. Dieser Prozess besteht aus dem Erkennen eines sich anbahnenden Spannungskollapses und dem Einleiten von Gegenmaßnahmen (Blockade Spannungsregler, manuelle Gruppenstufungsbefehle, Unterspannungsabschaltungen).

4.2.7 Online-Bereitstellung von Informationen an Dritte

Aus dem Netzleitsystem werden die vereinbarten Netzinformationen (Schaltzustände, Belastungswerte...) weiteren Netzpartnern (z.B. dem übergeordneten oder nachgelagerten Netzbetreiber) online zur Verfügung gestellt. Die Notwendigkeit und die Pflicht, derartige Informationen zur Verfügung zu stellen, sind u.a. im Energiewirtschaftsgesetz geregelt.

4.3 Optimierungsfunktionen

4.3.1 Vorausberechnung des Lastflusses

Wegen des enormen Zuwachses von EEG-Anlagen wird eine vorausschauende Betrachtung der Netzsituation auch in Verteilnetzen erforderlich. Wind- und Solarenergieeinspeisung müssen mit ausreichender Güte und zeitlichem Vorlauf prognostiziert werden.

Die Einspeisung aus EEG-Anlagen, die vermarktet wird, ist für den Netzbetreiber nicht allein Dargebots abhängig prognostizierbar. Diese Einspeisung unterliegt damit auch Marktregeln, für die den betroffenen Netzbetreibern Fahrpläne bereitzustellen sind, z. B. Virtuelle Kraftwerke, Direktvermarktung.

Analog sind bei den Verbrauchern Veränderungen im Verbrauchsverhalten zu erwarten, z. B. Eigenverbrauchsoptimierung, variable Tarife. Die Folgen für Netzbetreiber sind noch nicht vollständig abschätzbar. Zusätzliche Informationen sind erforderlich.

Aus den prognostizierten Werten müssen über vorausschauende Netzsicherheitsrechnungen zukünftige Engpässe erkannt und angezeigt werden, um rechtzeitig geeignete Gegenmaßnahmen einleiten und durchführen zu können.

Bei der Vorausschau sind auch geplante Schalthandlungen im Netz zu berücksichtigen.

Wenn für solche kritischen Situationen keinerlei oder nur wenige Informationen im Vorfeld zur Verfügung stehen, bleibt dem Leitstellenpersonal in diesen Fällen oft nur wenig Zeit, die notwendigen Maßnahmen, wie z.B. Änderungen des Schaltzustandes, Netzzusammenlegungen oder die Abregelung von Einspeisern vorzunehmen, bevor Grenzwerte überschritten oder Betriebsmittel gefährdet werden.

Da unmittelbar vor der Durchführung von Schalthandlungen eine Netzsicherheitsberechnung durchgeführt werden kann, haben fehlerhafte oder fehlende Vorausberechnungen allerdings keinen direkten Einfluss auf die Netzsicherheit.

Grundsätzlich ist der Gradient der Zu- und Abnahme von Einspeisungen bei Vorausberechnungen einzubeziehen.

4.3.2 Optimierung von Blindleistungsfluss und Spannungshaltung (OPF)

Ein Ziel der Spannungs-Blindleistungsoptimierung in der Hochspannung ist die Einstellung eines verlustminimalen Arbeitspunktes unter Einhaltung aller betrieblichen Grenzen.

Dieser Arbeitspunkt wird i.d.R. erreicht durch die Einstellung eines ausgeglichenen Spannungsniveaus im gesamten Netz, die Vermeidung unnötiger Blindleistungstransporte, sowie durch eine Umverteilung der notwendigen Blindleistungserzeugung und -flüsse. Die Funktionalität OPF (Optimal Power Flow) wird u.a. als Optimierungsfunktion des Blindleistungsflusses betrachtet, wobei die Überwachung der zulässigen Spannungen durch den Prozess "Überwachung der Spannungsqualität" zu gewährleisten ist.

4.4 Hilfsfunktionen

4.4.1 Aus- und Weiterbildung des Netzführungspersonals

Um Personal für Netzführungsaufgaben zu qualifizieren, sind spezielle Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen vorzunehmen. Für Ausbildungs- und Trainingszwecke ist eine realistische Simulation von standardmäßigen und außergewöhnlichen Netzbedingungen sinnvoll. Hierzu ist einerseits erforderlich, dass dieses Training auf Basis der eingesetzten Systeme erfolgt, aber andererseits eine eigene Trainingslandschaft ohne Ausführung von Schaltbefehlen geschaffen wird (Simulationsmodus).

4.4.2 Bereitstellung von Daten für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik

Zur Erfassung von Netzverfügbarkeitskennzahlen für Verbände und BNetzA werden Störungsdaten aufbereitet und dargestellt.

4.4.3 Offline-Bereitstellung von Informationen für Dritte

Aus dem Netzleitsystem können, nach Vereinbarung, Netzinformationen (Schaltzustände, Belastungswerte...) für weitere Auswertungen (z.B. die Netzplanung) für Drit-

te offline bereitgestellt werden. Die Informationen werden nach Können und Vermögen zur Verfügung gestellt.

4.5 Generelle Aufgabenstellung der Netzleittechnik

Die generelle Aufgabenstellung besteht für die Netzleittechnik in

- der Unterstützung der Prozesse der Netzführung
- auch unter den sich verändernden Bedingungen
- in der gleichen Qualität und Zuverlässigkeit wie bisher (oder besser)
- unter Berücksichtigung der sich, auch auf der Stationsebene, etablierenden neuen Mess- und Automatisierungseinrichtungen,

Zusammengefasst formuliert:

- Smarte Netzleittechnik als Erfolgsgarant für den zukünftigen Netzbetrieb.

In diesem Sinne wird auch die zentrale Netzleittechnik integraler wichtiger Bestandteil der „Smart-Grid“-Entwicklung.

Insbesondere müssen dabei folgende Anforderungen berücksichtigt werden:

- Beherrschung des Netzmanagements auch bei stark schwankender Einspeisung auf allen Netzebenen,
- Speziell: Engpassmanagement, Netzsicherheitsmanagement,
- Unterstützung des Betriebs bei höherer Netzauslastung,
- Reduzierung von Netzverlusten,
- Verarbeitung wachsender Informationsmengen (aus den unterlagerten Einrichtungen),
- Zunehmende Berücksichtigung der „unteren Netzebenen“, inkl. Niederspannung, in der zentralen Leittechnik, auch unter Einbeziehung lokaler Intelligenz (u.a. „Demand Site Management“),
- Steigender Automatisierungsgrad auch in der zentralen Leittechnik, zur Unterstützung und Entlastung des Personals,
- Steigender Bedarf auch an vorausschauenden Betrachtungen und Prognosen.

Dafür stehen, als Basis, umfassende Funktionen zur Verfügung, die jedoch der laufenden Verbesserung und Weiterentwicklung bedürfen.

Solche Funktionen sind zunehmend nicht mehr einfach als Einzelfunktionen „nebeneinander“ zu betrachten, sondern als miteinander verzahntes Gebilde komplexer, parallel ablaufender Vorgänge, die in unterschiedlichen Netzsituationen die Aufgaben-

stellungen der Netzführung unterstützen müssen, speziell die Systemdienstleistungen (z.B. Spannungshaltung im Verteilnetz), die die Verteilnetzbetreiber erbringen müssen.

Dazu gehört dementsprechend auch die Kooperation mit den unterlagerten Einrichtungen der Stationsautomatisierung, mit

- definierten Schnittstellen
- einer klar abgegrenzten Aufgabenteilung
- einer definierten, zumindest teilweise gemeinsamen Datenhaltung.

In jedem Fall erfordert dies abgestimmte, definierte und flexibel einsetzbare Gesamtkonzepte (siehe dazu auch Kapitel 9).

Die Beschreibung der existierenden und der zukünftig vorzusehenden Funktionen sowie die Erfüllung der „übergeordneten“ technologischen Aufgabenstellungen („Systemdienstleistungen“) ist Gegenstand der nachfolgenden Kapitel.

Generell ist dabei immer das Zusammenwirken zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) 1./2./3. Ordnung, mit entsprechendem Informationsaustausch, zu beachten. Abbildung 6 skizziert hier mögliche Zuständigkeitskonstellationen der verschiedenen VNB.

Daraus ist der vielfältige vertikale Informationsaustausch ersichtlich, dessen Notwendigkeit sich insbesondere aus der dezentralen Einspeisung Erneuerbarer Energie ergibt: „Kommunikationskaskade“ (siehe dazu Abschnitt 5.4).

Ebenfalls wichtig ist der „horizontale“ Informationsaustausch (zumindest 110 kV) mit benachbarten VNBs, sofern es, im Falle der Kopplung dieser Netze, betriebliche Berührungspunkte gibt.

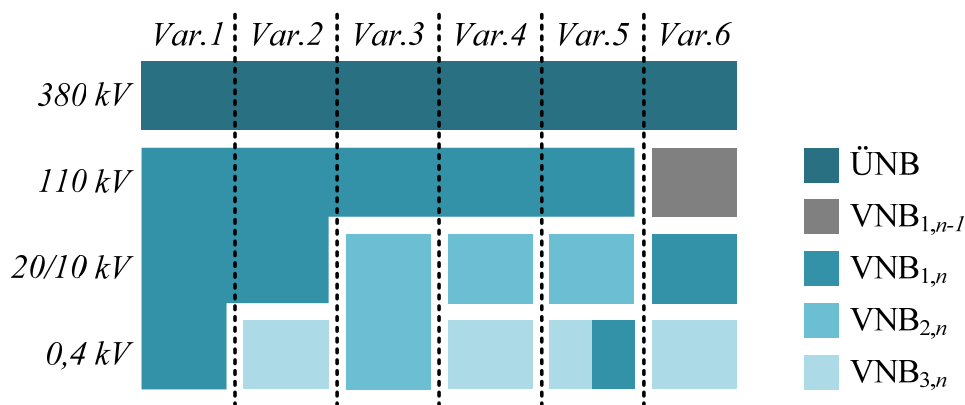


Abbildung 6: Verschiedene VNB-Typen

5 Lösungen und Funktionen

Wie erwähnt, gibt es umfassende Funktionen in der Netzleittechnik, die teilweise aufeinander aufbauen und in vielfältiger Weise zusammenwirken, um die Netzführung zu unterstützen bzw. erst effektiv zu ermöglichen.

Eine grobe Einteilung lässt sich wie folgt vornehmen:

- Basisfunktionen (allgemein)
- Allgemeine Funktionen der Betriebsführung
- Allgemeine Netzberechnungsfunktionen.

Darüber hinaus gibt es spezielle Funktionen für spezifische Aufgabenstellungen, die einerseits auf den erwähnten Basisfunktionen aufbauen, andererseits aber auch besondere, übergeordnete Anforderungen zu erfüllen haben und entsprechende Eigenschaften aufweisen müssen. Eine besonders zu beachtende Rolle spielt dabei die „Kommunikationskaskade“ (siehe dazu Abschnitt 5.4), mit der der Informationsaustausch zwischen den verschiedenen Netzbetreibern sichergestellt werden muss.

Abbildung 7 zeigt, zur Veranschaulichung, eine etwas differenziertere schematische Darstellung der Funktionskomplexe eines Netzleitsystems.

Eine typische Konfiguration mit den wesentlichen Teilsystemen/Komponenten ist in Abbildung 8 grob skizziert, mit den wesentlichen Teilsystemen / Komponenten.

Vernachlässigt sind dabei die teilweise herstellerspezifischen Konfigurationsdetails (Aufteilung der Funktionen auf Hardwarekomponenten).

Es ist jedoch an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass auch in der Netzleittechnik zunehmend Konfigurationen mit virtualisierten Teilsystemen zum Einsatz kommen. Über die konkrete Ausgestaltung solcher Konfigurationen ist projektspezifisch zu befinden.

Die nachfolgenden Kapitel beschreiben

- die o. g. Einzelfunktionen in Form von Übersichten
- die „übergeordneten“ Aufgabenstellungen, orientiert an den definierten Anforderungen, die sich aus den zu erbringenden Systemdienstleistungen ergeben, und die die „Basisfunktionen“ in vielfältiger Weise nutzen.

Zu diesen „speziellen Funktionen“ werden Beispiele vorgestellt.

Eine besondere Relevanz innerhalb der Systemdienstleistungen hat das Thema Inselnetz. Diesem wird, wegen der Bedeutung in kritischen Situationen, eine gesonderte Betrachtung gewidmet, siehe dazu Kapitel 7.

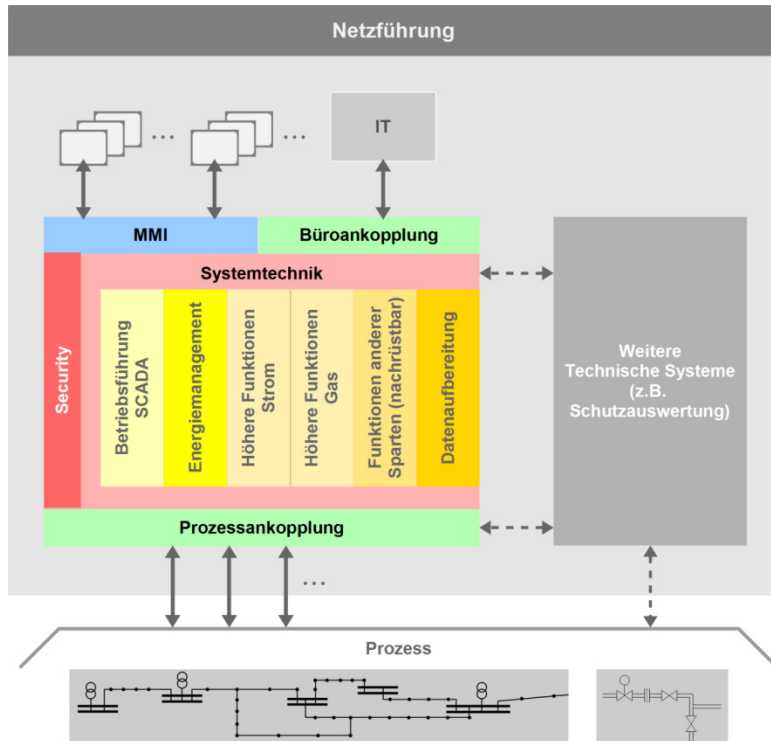


Abbildung 7: Funktionskomplexe eines Netzleitsystems – hier mit Querverbund

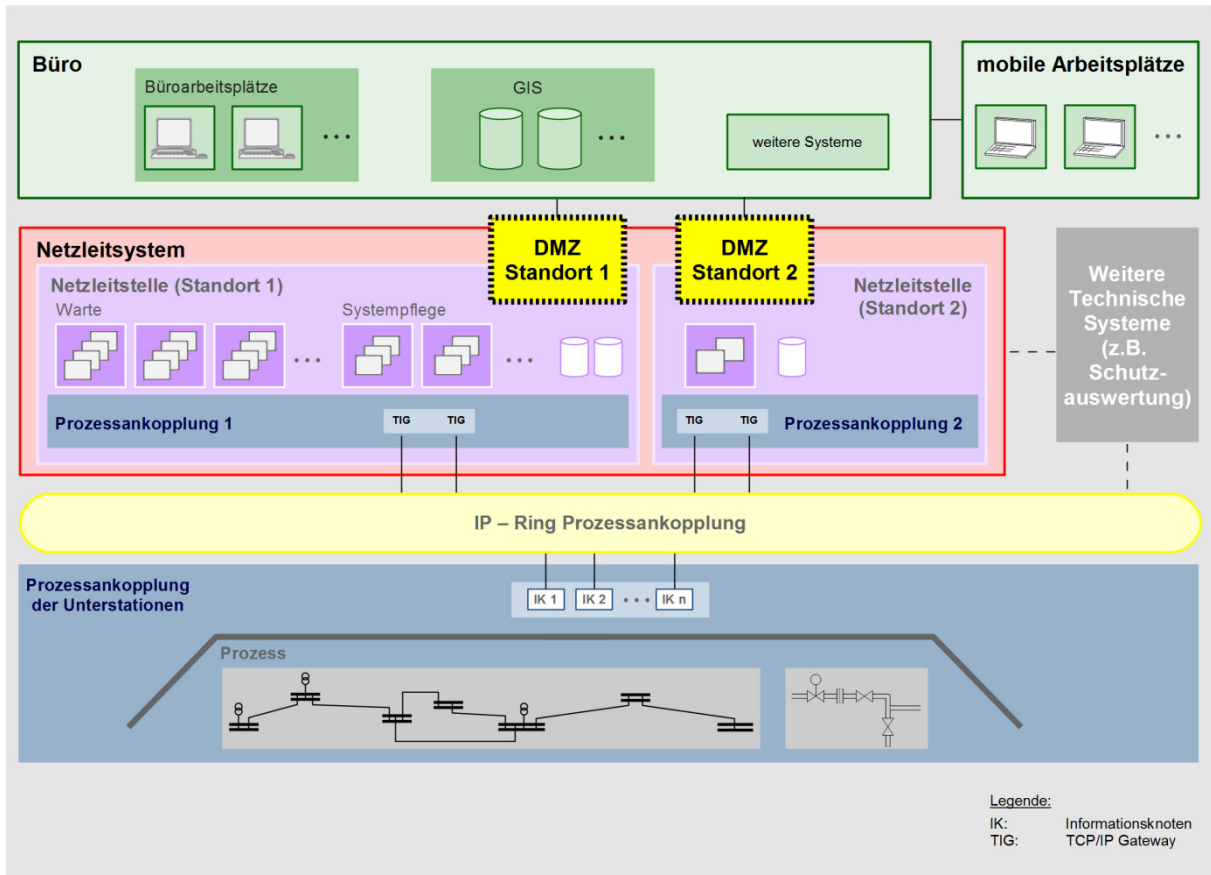


Abbildung 8: Netzleitsystem, typische Konfiguration, schematisch

5.1 Basisfunktionen

Als Basisfunktionen werden hier die allgemeinen Funktionen zum Erfassen, Verarbeiten und Ausgeben der Prozessinformationen bezeichnet, die den anderen, weiterführenden Funktionen in den Systemen als Grundlage dienen und dort vielfältig, in unterschiedlicher Weise und in unterschiedlichem Umfang, Verwendung finden. Allgemein können sie auch als SCADA-Funktionen bezeichnet werden, wobei die Abgrenzung und Zuordnung nicht immer eindeutig bzw. einheitlich sind.

Beispiel 1: Die Messwerterfassung stellt Informationen für alle weiterverarbeitenden Funktionen bereit, neben den erfassten Werten zusätzlich Zustandsinformationen wie z. B. „Grenzwert verletzt“. Die enthaltene Grenzwertprüfung kann aber auch auf Werte angewendet werden, die von anderen Funktionen gebildet werden.

Beispiel 2: Topologische Basisberechnungen, die den topologischen Zustand des Netzes liefern und darstellen, können ebenfalls, für verschiedene Anwendungen, von anderen Funktionen genutzt werden, z. B. für Verriegelungsprüfungen, Summierung der Einspeisungen und Lasten, die an einem Abgang angeschlossen sind.

Solche Funktionen sind heute allgemein verfügbar. Sie werden natürlich, entsprechend der Veränderung der Anforderungen, weiterentwickelt, sind aber nicht als Funktionen anzusehen, die als große Herausforderungen gelten, und für die erhöhte Anforderungen im Sinne der Empfehlungen für die Netzführung der Zukunft gestellt werden müssen.

Insofern ist für diese Funktionen keine ausführliche Beschreibung erforderlich, vielmehr reicht eine kurze Erläuterung der wesentlichen Inhalte und Eigenschaften aus. Siehe dazu Tabelle in Anlage 2 – Tabellen Netzführung Netzleittechnik.

Allerdings müssen auch diese „bekannteren“ Funktionen zukünftig den sich ändernden Netzbedingungen angepasst werden, insbesondere bezüglich Datenmengen und Bedienkomfort.

5.2 Allgemeine Funktionen der Betriebsführung

Als solche werden hier Funktionen aufgeführt, die zwar der Betriebsführung zuzuordnen sind, aber üblicherweise über den „SCADA“-Umfang hinausgehen und, neben den Netzberechnungsfunktionen, auch als „höhere“ oder „weiterführende“ Funktionen bezeichnet werden.

Die Betriebsführungsfunktionen nutzen die Basisfunktionen und erfüllen dabei weitergehende betriebliche Anforderungen.

Beispiel 1: Störungsanalysefunktionen werten Prozessinformationen, ihre Reihenfolge und ihren zeitlichen Verlauf aus und präsentieren die Ergebnisse, d. h. den ermittelten Störort, in grafischer Form dem Netzführungspersonal.

Beispiel 2: Eine weitergehende Form der Störungsanalyse kann, neben Prozessinformationen, auch externe Informationen berücksichtigen, z. B. Blitzdaten, Wetterwarnungen, und eine entsprechende Korrelation mit den Prozessdaten herstellen.

Auch diese Funktionen sind heute allgemein verfügbar, in unterschiedlicher bzw. unterschiedlich leistungsfähiger und komfortabler Ausführung.

Wie die weiter oben genannten Basisfunktionen, werden sie, entsprechend den steigenden Anforderungen, weiterentwickelt. Es sind aber, von Ausnahmen abgesehen, keine erhöhten Anforderungen im Sinne der Empfehlungen für die Netzführung der Zukunft zu stellen.

Auch hier ist keine ausführliche Beschreibung erforderlich. Eine kurze Erläuterung der Funktionen befindet sich in der Tabelle in Anlage 2 – Tabellen Netzführung Netzleittechnik.

Allerdings müssen auch diese „bekannteren“ Funktionen zukünftig den sich ändernden Netzbedingungen angepasst werden, insbesondere bezüglich Datenmengen und Bedienkomfort.

5.3 Netzberechnungsfunktionen

Als allgemeine Netzberechnungsfunktionen werden hier einige Basis-Berechnungsfunktionen aufgeführt, die die Betriebsführungsfunktionen ergänzen.

Sie liefern der Netzführung Informationen, die sie, neben dem Schalt- und Alarmzustand, benötigt, um die Netzsituation zu beurteilen und daraus ggf. Aktivitäten abzuleiten. Diese Funktionen werden auch oft als „höhere“ oder „weiterführende“ Funktionen bezeichnet.

Betrachtet werden hier, als Basisfunktionen innerhalb dieses Komplexes:

- State Estimation und Knotenlastanpassung
- Lastflusssimulation
- Kurzschlussrechnung
- Ausfallvariantenrechnung
- Vorausschauende Netzberechnungen
- Lastflussoptimierung
- Spannungs-/Blindleistungs-Optimierung
- Datenexport, Datenimport (z. B. Ersatznetze)
- Prognosen.

Auch diese Funktionen sind heute allgemein verfügbar, in unterschiedlicher bzw. unterschiedlich leistungsfähiger und komfortabler Ausführung.

Angesichts der Herausforderungen infolge der Volatilität der Netzeinspeisungen gewinnen sie allerdings zunehmend an Bedeutung.

Insbesondere sind sie heute und erst recht zukünftig flächendeckend auch in der Mittelspannung erforderlich, da dort stark schwankende Verhältnisse zu berücksichtigen sind, die vielfach ein auch kurzfristiges Handeln der Netzführung unter teilweise komplexen Bedingungen erfordern. Das gilt insbesondere für das Anpassen der Einspeisung (Abregeln/Freigabe) bzw. Abschalten von Einspeisern, die eine unzulässige Netzbelastung herbeiführen.

Eine zunehmende Bedeutung erhält das Freileitungsmonitoring, heute vorwiegend in 110 kV (und höher). Dabei werden zur Bestimmung der möglichen Leitungsbelastung Temperatur- und Windeinflüsse berücksichtigt, so dass gegenüber dem „Normfall“, der die Leitungsauslegung bestimmt, eine höhere Belastung zugelassen werden kann.

Solche Monitoring-Funktionen können, in ähnlicher Weise, auch bei Sammelschienen, Kabeln und Transformatoren angewendet werden, mit Beobachtung der spezifischen Randbedingungen und der zeitlichen Parameterentwicklung.

Noch weitergehend wird die Anforderung sein, Netzberechnungen auch in der Niederspannung, zumindest in abgegrenzten Bereichen, einzusetzen. Das ist sinnvoll im Zusammenhang mit örtlicher Automatisierung kleiner Netze, unter Berücksichtigung von Einspeisung, Verbrauch, Speichern (Beispiel: „Smart Operator“ bei RWE Deutschland). In diesen Fällen muss zusätzlich, parallel zum Einsatz der beschriebenen Intelligenz, eine ausreichende, gegenüber heute erweiterte Messinfrastruktur vorgesehen werden.

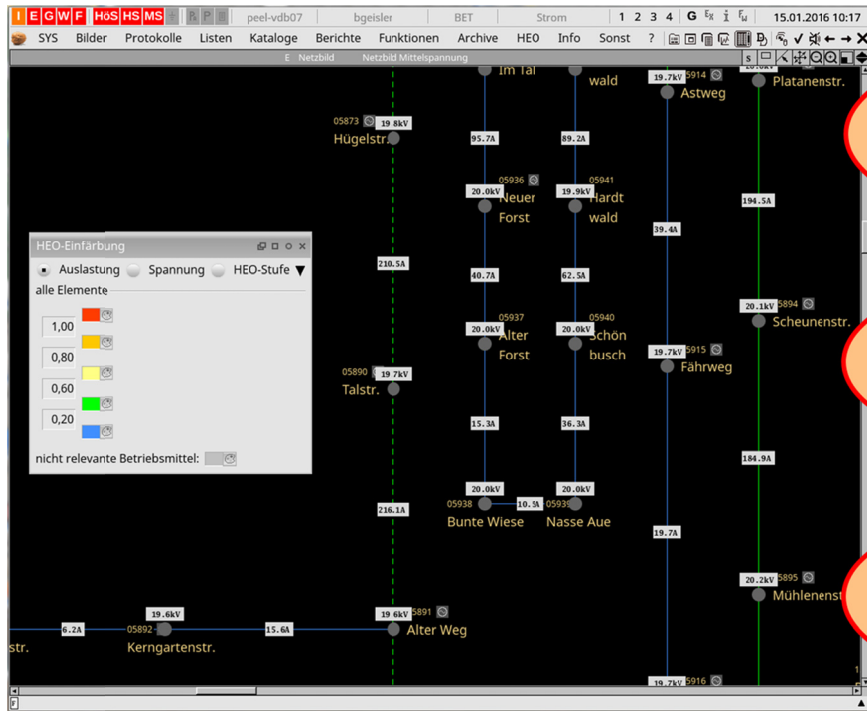
Hinweis: Netzberechnungen für die Niederspannung können, für begrenzte Bereiche, auch in dezentralen Komponenten angesiedelt werden, abhängig von der Konzeption und der Leistungsfähigkeit solcher Komponenten. Siehe dazu Kapitel 9.

In diesem Sinne werden für diese Funktionen die Anforderungen zukünftig steigen. Betrachtet werden hier zunächst die „Basis-Netzberechnungen“. Weitergehende Berechnungen, z. B. vorausschauende Berechnungen und Optimierungsfunktionen, werden weiter unten, im Zusammenhang mit den Systemdienstleistungen, behandelt.

Die allgemeinen Berechnungsfunktionen werden in der Tabelle in Anlage 2 – Tabellen Netzführung Netzleittechnik erläutert.

Siehe, als Beispiele, auch

- Abbildung 9, Messwerterfassung und Netzberechnung in der Mittelspannung,
- Abbildung 10, Vorausschauende Netzberechnungen in 110 kV
- Abbildung 11 bis Abbildung 14 zum Einspeisemanagement und Engpassmanagement (Netzsicherheitsmanagement).



In Mittelspannungsnetzen nimmt die Fluktuation des Lastflusses zu

Viele Lasten sind nicht gemessen; es gibt nur grobe Schätzungen

Mehr echte Messungen → genauere Netzberechnungen

Abbildung 9: Messwerterfassung und Netzberechnung in der Mittelspannung (Beispiel Netzdarstellung)

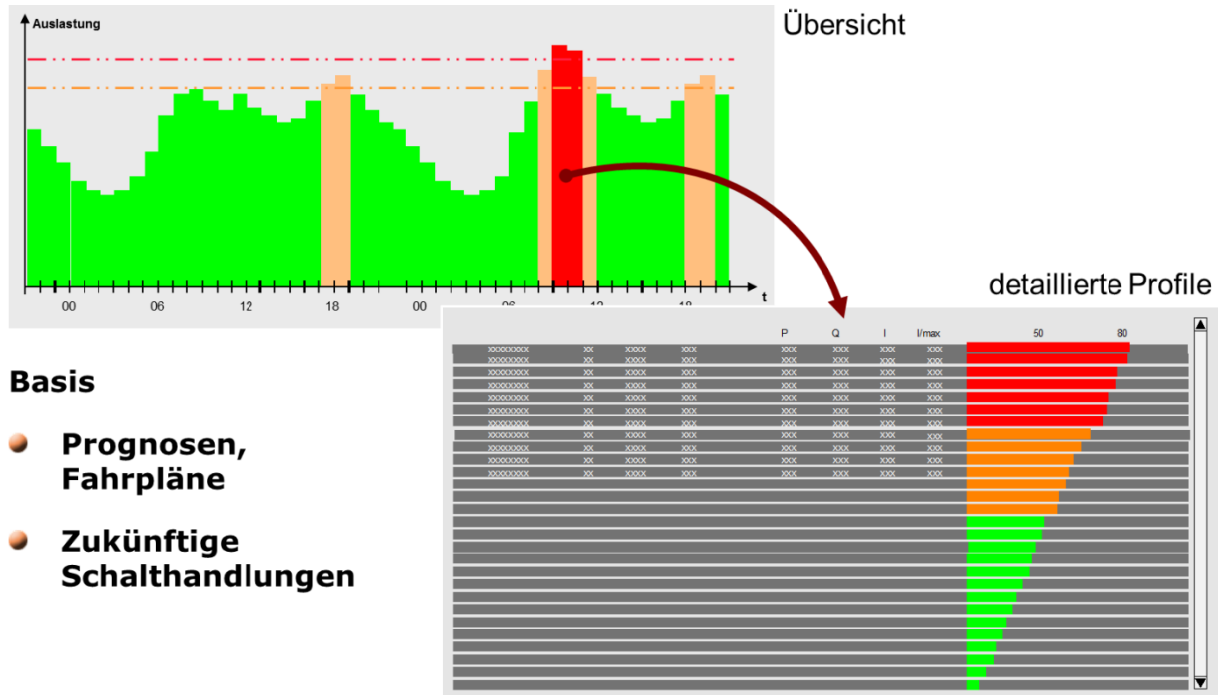


Abbildung 10: Vorausschauende Netzberechnungen in 110 kV (Beispiel Diagramme)



Abbildung 11: Einspeisemanagement und Engpassmanagement, Ablauf/Übersicht

Darstellung aller
Einspeiseleistungen
im Bediendialog
des Schaltfeldes

Schaltfeld								
SAAL 20 01 Saal-9								
Markieren	VE	Steuern	SV	Analyse	EEG-Info			
Erzeugerleistungen:		Anzahl		14				
PV>100	1,810	MVA	BIO	1,750	MVA	KONV	0,000	MVA
PV<100	0,527	MVA	WAS	1,750	MVA	KWK-G	10,000	MVA
WIND	0,750	MVA				SONST	1,000	MVA
Gesamtnennleistung		Ist-Leistung						
	17,587	MVA		3,227	MW	18,3	%	
fernst. Nennleistung		fernst. Ist-Leistung						
	14,710	MVA		2,177	MW	14,7	%	
Abbruch								

Abbildung 12: Erkennung, Vermeidung und Korrektur von Engpässen im Einspeisemanagement (Beispiel Bedienung)

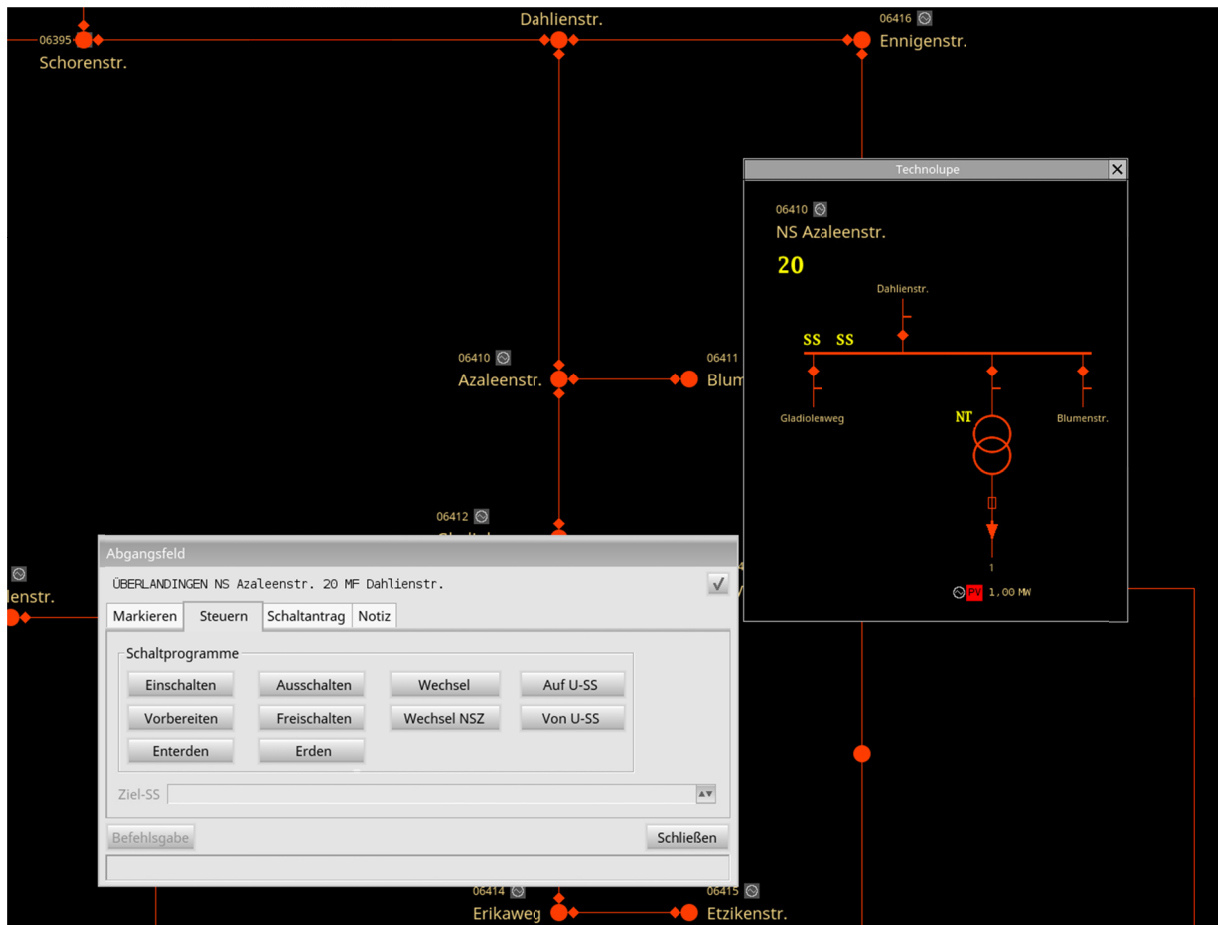


Abbildung 13: Erkennung, Vermeidung und Korrektur von Engpässen im Einspeisemanagement (Beispiel Bedienung)

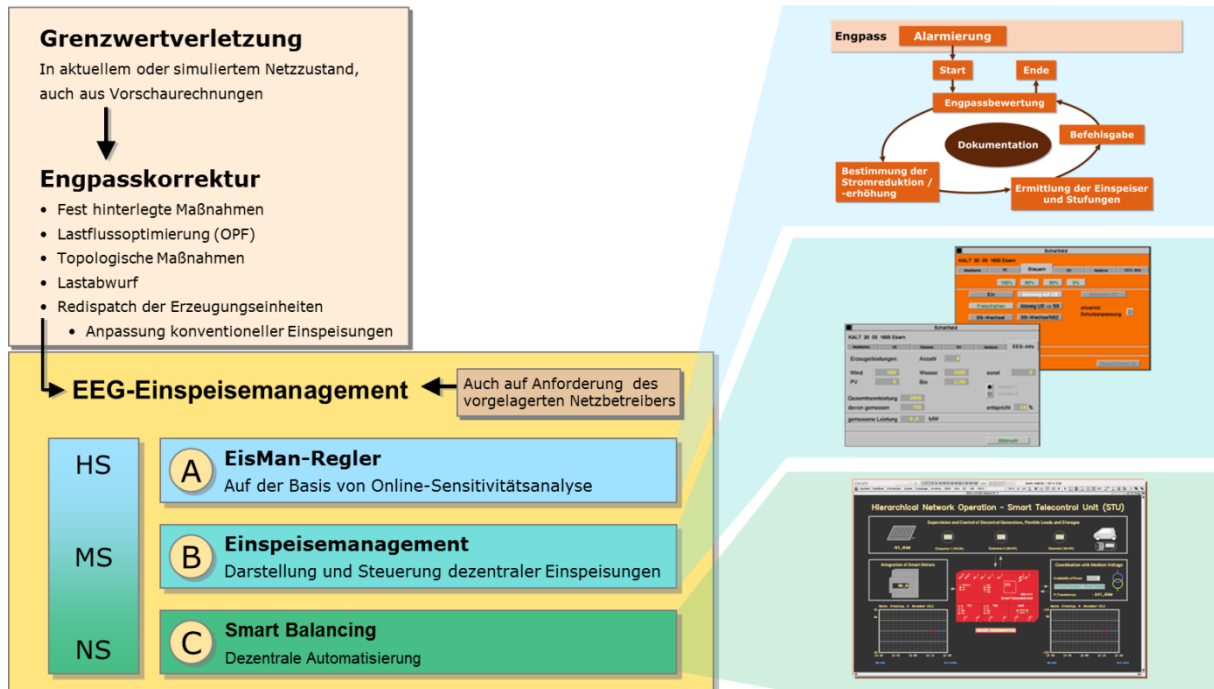


Abbildung 14: Einspeisemanagement und Engpassmanagement (Zusammenfassung)

5.4 Kommunikationskaskade

Gemäß EnWG sind alle Netzbetreiber, d. h. ÜNB, VNB 1. Ordnung (VNB_1), VNB 2. Ordnung (VNB_2) und VNB 3. Ordnung (VNB_3), dazu angehalten, im Sinne der Netzsicherheit zusammen zu arbeiten. Mit der BDEW-Kaskade wurde ein Handlungsrahmen für die Umsetzung im Netzbetrieb geschaffen.

Bedingt durch Konzessions- bzw. Betriebsführungsverträge können sich speziell in den Mittel- und Niederspannungsebenen verschiedenste Konstellationen (siehe Abbildung 15 – Wiederholung von Abbildung 6) der Netzzugehörigkeiten ergeben, wodurch der Informationsaustausch erheblich aufwendiger wird. Eine mögliche Variante ist, dass der VNB_1 alle Verteilnetzebenen betreibt. Genauso sind aber Konstellationen denkbar, in denen der VNB_1 die Hochspannungsebene betreibt, der VNB_2 für die Mittelspannung und der VNB_3 für die Niederspannung zuständig ist.

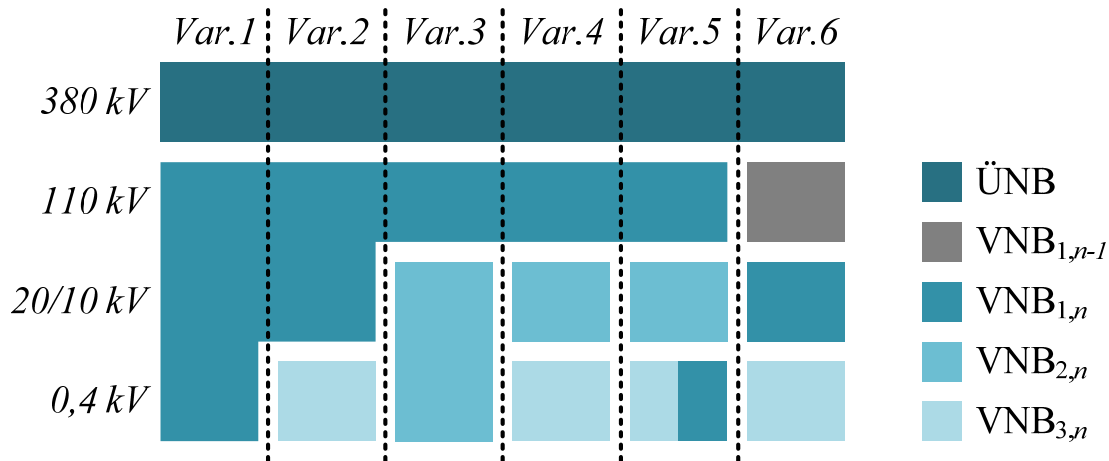


Abbildung 15: Verschiedene VNB-Typen

Für eine sichere Netzbetriebsführung benötigt der jeweilige Netzbetreiber eine gewisse Informationslage, um Ersatznetze erstellen sowie Netzberechnungen durchführen und damit Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements diskriminierungsfrei umsetzen zu können. Der Informationsaustausch zwischen den verschiedenen NB ist erforderlich.

Im Hinblick auf die Berücksichtigung von Konzessionen stehen einem Netzbetreiber nicht unbedingt alle erforderlichen Daten zur Verfügung. Unter Berücksichtigung des stetig steigenden Ausbaus von Erneuerbaren Energien und neuen Marktteilnehmern wie abschaltbare / flexible Lasten, Elektrofahrzeugpools oder Speicher birgt ein derartiges Informationsdefizit Risiken für den sicheren Netzbetrieb und die Diskriminierungsfreiheit der Maßnahmen.

Deshalb müssen die ÜNBs mit ihren angeschlossenen VNBs sowie die VNBs untereinander zukünftig verstärkt zusammenarbeiten und dafür Informationen austauschen. Im Rahmen dieses Berichtes wird seitens der Studie die in Abbildung 16 skizzierte Kommunikationskaskade vorgeschlagen.

Dort ist auch der Informationsaustausch zwischen horizontal verschiedenen Verteilnetzbetreibern dargestellt. Durch eine verstärkte Zusammenarbeit benachbarter VNB können die Übertragungsnetze entlastet werden. So entsteht hier ein neues Handlungsfeld für VNB.

Die konkrete Ausprägung dieser Kommunikationskaskade befindet sich beim FNN in Bearbeitung. Hier werden im Rahmen der Studie Mindestanforderungen an den Informationsumfang für den zukünftigen sicheren Netzbetrieb definiert.

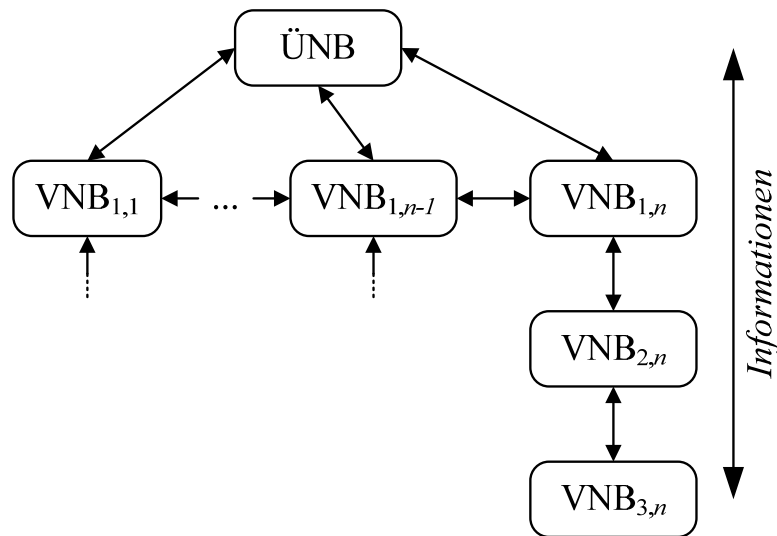


Abbildung 16: Aufbau der Kommunikationskaskade

Aufgrund des derzeitigen Wandels des elektrischen Energiesystems müssen zukünftige Netzleitsysteme einen größeren Informationsgehalt aufnehmen und verarbeiten können und die beschriebenen Vorgänge beherrschen bzw. unterstützen.

Für eine zukünftige sichere Netzbetriebsführung sind hierbei neben den fluktuierenden Einspeisern besonders auch die Flexibilitäten im Lastbereich zu berücksichtigen. Eine mögliche Herangehensweise stellt die Kommunikationskaskade aus Abbildung 16 dar. Dabei sind hier zwei Informationswege im Sinne des Austausches angegeben, bei dem sowohl der unterlagerte Netzbetreiber Informationen an den Überlagerter weitergibt als auch umgekehrt. Die Informationsaggregation der einzelnen Anlagen sollte hierbei nach dem „Bottom Up“ Prinzip erfolgen, um somit die ggf. auftretende Problematik der verschiedenen Konzessionsgebiete s.o. zu umgehen. Hierbei berechnet der zuständige Netzbetreiber im Sinne des Datenmanagements und dessen Verarbeitung aggregierte Werte.

Für alle Anlagen, seien es Erneuerbare Energien (EE)- Anlagen, flexible Lasten wie Abschaltbare Lasten, Elektrofahrzeuge etc. oder konventionelle Lasten, benötigen die überlagerten Netzbetreiber die aggregierten Stammdaten (z.B. installierte Leistung), Fahrpläne wie z. B. prognostizierte Verläufe und Online-Daten wie den Istwert. Gleichzeitig sind aufgrund der fluktuierenden Einspeisung sowie möglicher Flexibilisierungsmaßnahmen der Lasten für diese Typen zusätzliche Online-Daten wie das mögliche Beeinflussungspotenzial nach EnWG und EEG bzw. EnWG und weiterer Verordnungen sowie möglicher Regelleistungserbringung je Produkt erforderlich.

Zudem ist für die jeweiligen EE-Anlagen der Anteil der Direktvermarktungen von Interesse. Neben diesen zu aggregierenden Informationen je Anlagentyp sind die eigenen Zustandsinformationen an die Anschlussnetzbetreiber zu übergeben, damit z.B.

geplante Instandhaltungsmaßnahmen und die sich damit verändernden Leistungsflüsse und Randbedingungen nicht im Rahmen einer Durchgriffsmaßnahme zu einem kritischen Systemzustand führen.

6 Aspekte der Systemdienstleistungen([1],[2],[3])

Netzbetreiber haben definierte „Systemdienstleistungen“ sicherzustellen.

Dabei werden „globale“ Leistungen, z.B. Frequenzregelung, von den ÜNB erbracht.

VNBs stellen dagegen den Netzkunden „regionale“ Leistungen zur Verfügung.

Zur Koordination entsteht dabei die bereits weiter oben beschriebene Kommunikationskaskade, mit umfassendem Informationsaustausch.

Abbildung 17 zeigt eine Darstellung dieser Leistungen, deren Struktur auch den nachfolgenden Erläuterungen zugrunde gelegt wird. Diese entstammt dem „10-Punkte-Programm Systemdienstleistungen VNB und ÜNB der Regelzone 50Hertz“ vom 09.09.2014“.

Einen Schwerpunkt dieser Ausarbeitung stellt die Absichtserklärung dar, die Systemdienstleistungen Netzebenen-übergreifend zu betrachten und zu erbringen.

Dies wird erforderlich angesichts des hohen Anteils eingespeister Erneuerbarer Energie bei gleichzeitig relativ niedrigem Verbrauch in den erwähnten Verteilnetzen, eine Situation, die sich in Deutschland, angesichts des Anstiegs der dezentralen Erzeugung, bezüglich der Aufgabenstellungen zum Management solcher Situationen, weitgehend verallgemeinern lässt.

Den zu den einzelnen Komplexen

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Netzwiederaufbau
- (Netz-) Betriebsführung

zugeordneten Anforderungen ist gemeinsam, dass sie jeweils die weiter oben beschriebenen Basisfunktionen benutzen bzw. Informationen beziehen. Hinzu kommen jedoch komplexe Kombinationen aus aufgabenspezifisch variabel zusammen gesetzten speziellen weiteren Modulen.

Nachfolgend werden die einzelnen Aufgaben kurz beschrieben.

Da die Spannungshaltung den Schwerpunkt der Systemdienstleistungen der VNBs darstellt, ist die Beschreibung dieser Aufgabenstellung ausführlicher gestaltet.

Es folgen ergänzende Abschnitte:

- zum Beitrag von Speichern,

- zum Netzregelverbund (als Erläuterung)..

Die „primären“ Netzmaßnahmen (Ausbau und Festigung) werden hier nicht betrachtet.

Durch die Netzbetreiber zu erbringende Systemdienstleistungen und zugehörige Maßnahmen

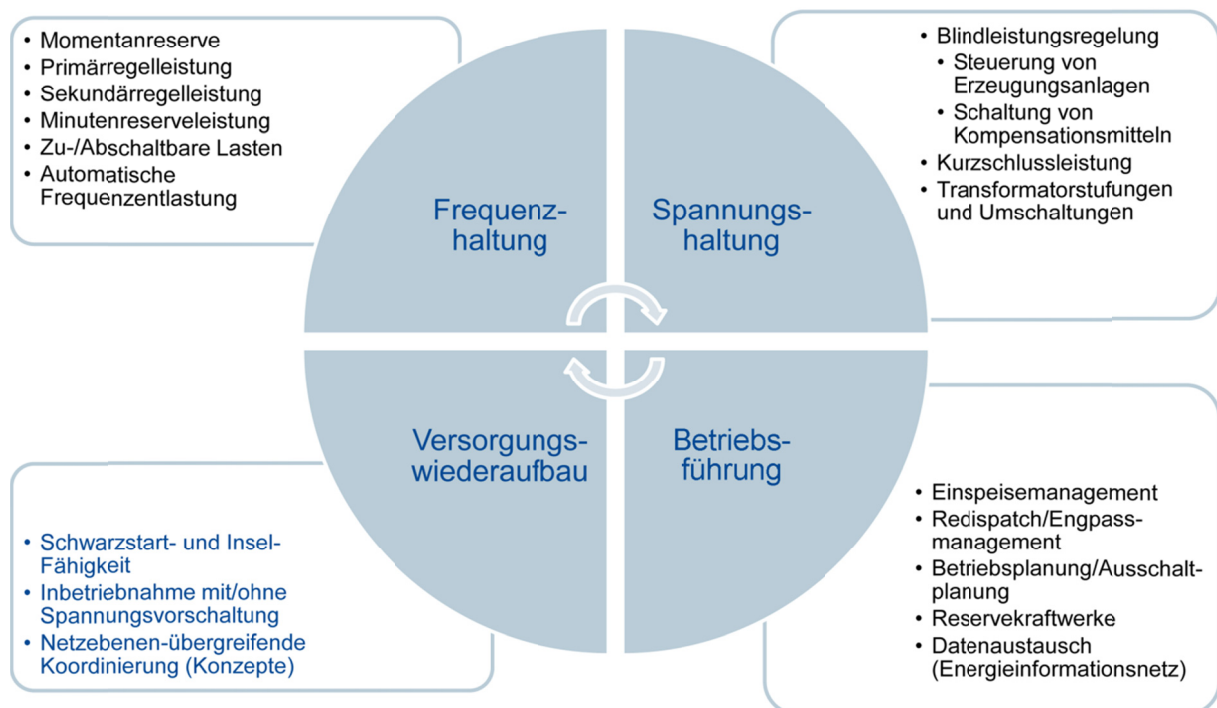


Abbildung 17: Systemdienstleistungen (Quelle VNB/ÜNB Regelzone 50Hz)

Für alle nachfolgenden Aufgabenstellungen im Zusammenhang mit den Systemdienstleistungen gelten die folgenden Feststellungen:

- Netzsicherheitsrechnungen sind nicht mehr nur für die Hochspannung, sondern auch für die Mittelspannungsnetze durchzuführen, inkl. Simulation und vorausschauender Rechnungen und Prognosen; das erfordert eine umfassendere Messtechnik.
- Im Verteilnetz sind Erzeuger und Verbraucher zu führen, die „Systemdienstleistungsangebote aus dem Verteilnetz“ bieten (z.B. Regelleistung); diese sind in der Kommunikationskaskade mit dem ÜNB zu berücksichtigen.
- Das Verteilnetz wird insgesamt eine höhere Dynamik erhalten, auch aufgrund zunehmenden Markteinflusses.
- Das Verteilnetz wird zunehmend Beiträge zur Systemstabilität liefern.

- Im Verteilnetz sind „Notmaßnahmen“ durchzuführen: z.B. EEG-Abschaltung/-Reduktion.

Zusammenfassend kann ausgesagt werden, dass die Netzleittechnik für Verteilnetze zukünftig für

- ein höheres Informationsaufkommen (Menge, Frequenz)
- eine höhere Verarbeitungskapazität für Netzberechnungen unterschiedlicher Art
- zum umfassenden Informationsaustausch mit Partnern in vertikaler und horizontaler Richtung

ausgelegt sein muss. Einige spezielle Aspekte werden nachfolgend skizziert

6.1 Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung ist Aufgabe der ÜNB.

Allerdings gibt es Frequenzhaltungsunterstützung auch im Verteilnetz: Angebote für die Bereitstellung von Regelleistung.

Diese muss der VNB bei der „Durchleitung“ an den ÜNB berücksichtigen. Kann ein Einspeiser aufgrund einer kritischen Netzsituation im Verteilnetz die angebotene Regelleistung nicht erbringen, ist der ÜNB unverzüglich zu informieren.

6.2 Spannungshaltung

Die Spannungsregelung ist, im Gegensatz zur vorwiegend vom ÜNB zu verantwortenden Frequenzhaltung, eine regionale bzw. lokale Aufgabe, die auch dem VNB zugeordnet ist.

Erforderlich ist eine Koordination der verschiedenen Ebenen der Netzführung.

An den Schnittstellen sind Vereinbarungen über den Blindleistungsaustausch zu treffen.

An die Erzeuger sind im Betrieb Vorgaben, z. B. zum $\cos \varphi$, zu übermitteln.

Nachfolgend wird ein Überblick über technische Optionen der Spannungshaltung gegeben. Prinzipiell wird die Spannungshaltung von Netzstruktur, elektrischen Parametern der Betriebsmittel (R/X-Verhältnis), der Blindleistung (als Eigenschaft der Netzkunden) sowie von der Stufenstellung der Transformatoren (Längsregler) beeinflusst.

6.2.1 Aufgaben des VNB

Ein Spannungsebenen-übergreifendes Konzept zur Blindleistungssteuerung muss vielfältige Aufgaben abdecken (siehe dazu Abbildung 18).

Dabei ist es sinnvoll, einige Aufgaben zentral zu steuern, und andere Aufgaben sollten anhand einer dezentralen Funktion gewährleistet werden.

Prio- rität	Netz- ebene	Aufgaben	Q - Regelung			
			dezentral	zentral		
↑ Priorität steigt	1	NS+MS	Einhaltung der Spannungsbänder in den NS- und MS-Netzen	$\cos \varphi (P)_{ind}$	--	
	2	MS-SS	Teilweise Q-Kompensation der NS- und MS-Netze	$\cos \varphi (P)_{kap}$	$Q_{Vorgabe}$	
	3	HS	Spannungshaltung an den Netzausläufern	$Q(U)$	--	
	4	HS	Teilweises Ausgleichen der Q-Bilanz in der Netzgruppe (Ltg-Schutz)	$Q(U)$	$Q(U)$ $Q_{Vorgabe}$	
	5	HS	Optimierung interner HS-Lastfluss durch OPF	$Q(U)$	$Q(U)$ $Q_{Vorgabe}$ $U_{Vorgabe}$	
		6	HöS/HS	Beteiligung an statischer Spannungshaltung im HöS-Netz	--	$Q(U)$ $Q_{Vorgabe}$
Schnittstelle zum HöS-Netz						

Abbildung 18: Spannungshaltung: VNB-Aufgaben

Der VNB trägt dabei die Verantwortung für die Gewährleistung der Netzsicherheit und der Spannungsqualität in seinem Netz.

Da die Vielzahl der Kunden in den unteren Spannungsebenen angeschlossen ist, und ab der Mittelspannungs-Ebene standardmäßig keine Längsregelung zum Einsatz kommt, muss dort mit hoher Priorität die Spannungshaltung gewährleistet und geplant werden.

Im vermaschten Hochspannungsnetz sind neben der lokalen Spannungshaltung auch übergeordnete Aufgaben mittels Blindleistungsvorgaben zu lösen.

Die Beteiligung an der statischen Spannungshaltung im vorgelagerten Höchstspannungsnetz erfolgt dabei immer unter Berücksichtigung der in beiden Netzen (HöS

und HS) zulässigen und für die jeweilige Lastflusssituation gewünschten Spannungsbänder. Eine Prinzipdarstellung ist in Abbildung 19 enthalten.

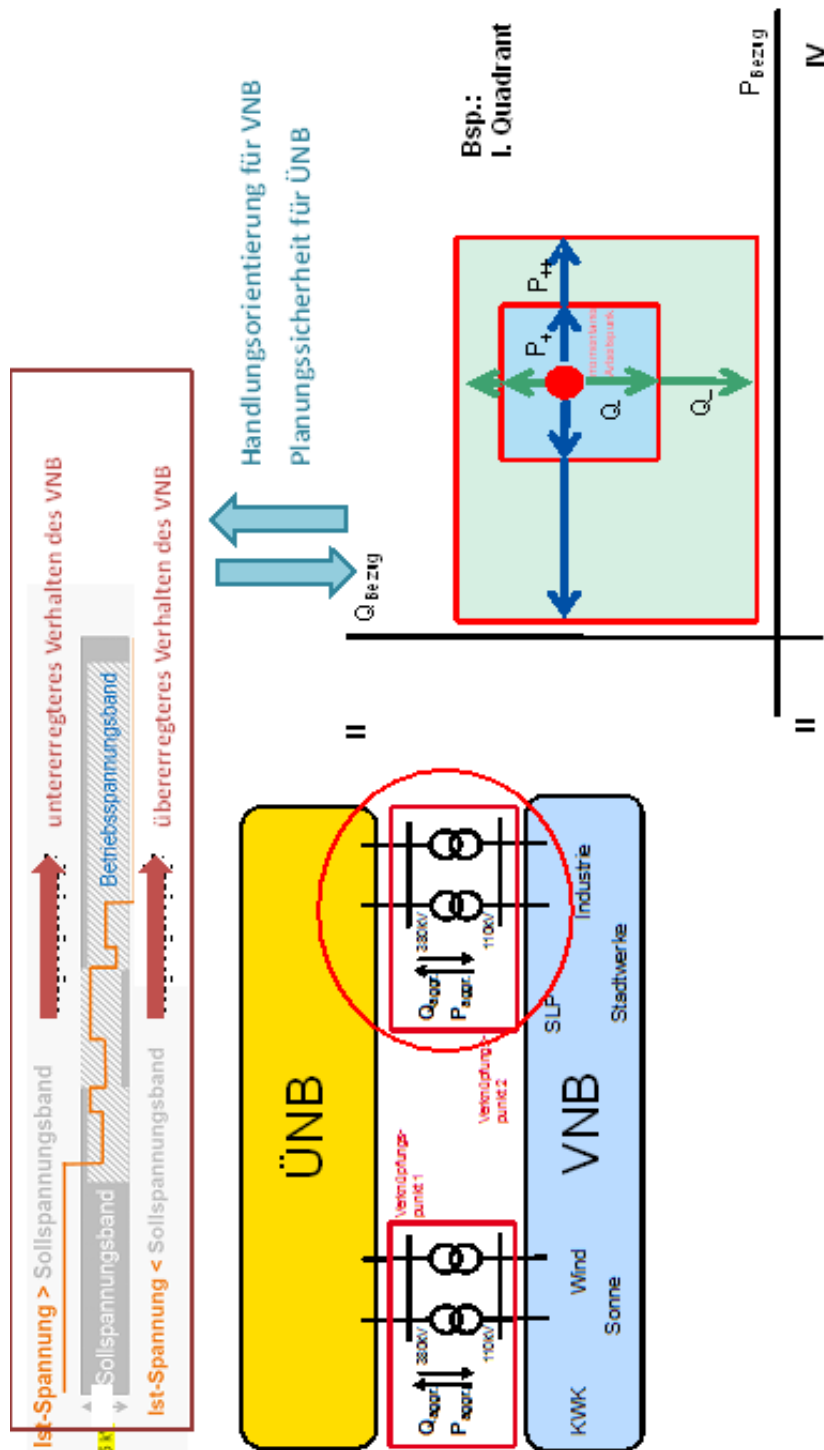


Abbildung 19: Prinzipdarstellung Spannungshaltung

6.2.2 Heutiger technischer Stand

HöS/HS-Transformator:

Hier wird zwischen ÜNB und VNB entweder die Stufe manuell eingestellt oder ein Spannungsregler am Transformator (Vorgabe des Sollwerts aus dem Leitsystem) eingesetzt. Der Letztgenannte muss bei einem schleichenden Spannungskollaps blockiert werden können (siehe FNN-Papier „Maßnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände“).

HS/MS-Transformator

Hier wird typischerweise ein Spannungsregler eingesetzt. Der Spannungsregler regelt auf ein bestimmtes MS-Spannungsband, welches einstellbar ist. Zu beachten ist die mögliche Stufeneinstellung inkl. der Nennübersetzung des Transformators.

Ortsnetz-Trafo (ONT)

Hier wird meist eine feste Stufe eingestellt.

6.2.3 Mögliche Vorgaben an Erzeugungsanlagen

Blindleistungsvorgaben an Erzeugungsanlagen (EZA) sind in allen Spannungsebenen Anschlussvoraussetzung und müssen dabei anteilig die in Abbildung 18 genannten Aufgaben mit erfüllen. Vielfach ruft auch der Anschluss von EZA erst die Notwendigkeit hervor, gezielt Blindleistung, z.B. zur statischen Spannungshaltung, zu steuern. Es obliegt dabei dem Netzbetreiber, welches Konzept für ein sog. Blindleistungsmanagement verfolgt wird und welche der Vorgaben die EZAs dabei erfüllen müssen.

Erzeugungsanlagen werden je nach Art und Anschlusspunkt (Ort und Spannungsebene) unterschiedlich zur Blindleistungsregelung an ihrem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt (NVP) herangezogen:

- Q(U)-Kennlinie
- Q(P)-Kennlinie
- U-Vorgabe
- $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie
- Q-Wert in MVar
- $\cos \varphi$ -Wert.

Diese werden jeweils entweder fest eingestellt oder variabel per Fernwirkanlage.

Innerhalb eines Netzes/einer Netzgruppe sind verschiedene Vorgabetypen möglich bzw. sinnvoll.

Die statische Spannungshaltung darf die dynamische Netzstützung nicht beeinträchtigen.

Daraus folgt, dass die Erzeugungsanlagen ausgehend von aktuellen Blindleistungswerten erkennen, ob ein Fehler vorliegt (fehlerbedingte Spannungsänderung am NVP) und dynamische Netzstützungen vornehmen. Sie verhalten sich dabei „übererregter“.

Das Schutzgerät an der EZA darf dabei nicht fehlauslösen.

Herausforderung:

Durch reine Wirkleistungs-Einspeisung wird die Spannung bis zur EZA angehoben, wodurch es zu einer Spannungsbandverletzung kommen kann. Bei Nicht-Einspeisung sollten sich EZA blindleistungsneutral verhalten.

Um dieser Herausforderung zu begegnen, muss u.a. ein Beitrag von EZA zur Blindleistungsbereitstellung stattfinden, welche durch den VNB vorzugeben ist (siehe Abbildung 18).

Hierbei sind als begrenzende Elemente die eingestellte Schutzkennlinie in den betroffenen Schutzsystemen (siehe AP2.1) und die Vertragsgestaltung, z.B. zwischen den betroffenen NBs zu berücksichtigen.

Q(U) hat den Vorteil, dass Blindleistung in dem Maße bereitgestellt wird, wie es die Spannungshaltung erfordert. Es ist sicher zu stellen, dass mehrere im gleichen Netz angeschaltete EZA, die über Q(U) geregelt werden, nicht zum Schwingen neigen. Q-Vorgabe hat den Vorteil, dass der Blindleistungsbedarf nach übergeordneten Kriterien gesteuert werden kann. Mit einer U-Vorgabe kann eine Spannung in einem vorgegebenen Bereich gehalten werden. Hierbei ist die Wechselwirkung zu beachten, um Gegenregeleffekte zu vermeiden.

6.3 Versorgungswiederaufbau

Der Versorgungswiederaufbau ist in 3 verschiedenartigen Situationen erforderlich:

- „Einfache Störung“ im Netz,
- Großstörung (ohne Inselbildung)
- Inselbildung.

Beim Ausfall einzelner Netzkomponenten oder „kleinerer“, begrenzter Netzgebiete ohne relevante eigene Versorgung stellt das Netzleitsystem entsprechende Funktionen bereit:

- Störungsanalyse zur Lokalisierung des auslösenden Störungsorts (auf Basis erfasster Schutzinformationen).
- Isolierung des störungsbehafteten Netzgebiets.
- Wiederversorgung des abgerechneten, aber nicht störungsbehafteten Netzgebiets. Dafür werden vom System vorgeschlagene Schaltfolgen (Fernsteuerung und/oder Nachführung) genutzt.

Solche Funktionen gehören bereits heute zum Umfang leistungsfähiger Netzleitsysteme.

Das Personal in der Leitstelle und vor Ort kann zusätzlich durch integrierte Funktionen des Workforce Managements unterstützt werden.

Zukünftig werden die Systeme auch in der Mittelspannung,

- in größeren Umfang über Fernsteuerungsmöglichkeiten verfügen (müssen)
- mehr „Automatik“ anstelle von Vorschlägen aufweisen.

Im Falle einer Großstörung ohne Inselbildung (bis hin zum Blackout) erfolgt der Netzwiederaufbau „von oben nach unten“, mit den zur Verfügung stehenden Netzeinrichtungen. Die Regie hat in solchen Fällen der zuständige ÜNB.

Eine weitaus anspruchsvollere Aufgabenstellung stellt die Wiederversorgung nach Entstehung einer Netzeinsel dar.

Dafür muss ein Netzleitsystem ebenfalls Werkzeuge erhalten, speziell für

- Erkennung
- Netzwiederaufbau
- Betrieb
- Synchronisierung mit dem Verbundnetz.

Die Erkennung einer Inselfituation erfolgt über die Überprüfung des Messwertzustandes und der Netztopologie.

Ein Wiederaufbau ist grundsätzlich (inkl. Frequenzmessung) möglich, unabhängig vom Verbundnetz, wenn ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden ist. Damit kann ein Inselregler betrieben werden.

Der Betrieb muss dann für die entstandene(n) Insel(n) aufgebaut bzw. aufrechterhalten werden.

Nach Erreichen des stabilen Inselbetriebs ist die Synchronisierung mit dem Verbund zu unterstützen.

Wegen der allgemein hohen sowohl Netzebenen- als auch Automatisierungsebenen – übergreifenden Bedeutung der Anforderungen an den i.a. unfreiwilligen Inselbetrieb ist diesem Thema ein separates Kapitel gewidmet (siehe dazu Kapitel 7).

6.4 Betriebsführung

Neben den „normalen“, bereits weiter oben beschriebenen Netzbetriebsführungsfunktionen sind hier insbesondere

- Engpassmanagement
- Vorscheurechnungen für die Engpassermittlung

zu erwähnen.

Diese Funktionskomplexe werden zukünftig an Bedeutung gewinnen.

Zu berücksichtigende Aspekte:

- Erhöhtes Informationsaufkommen (mehr Einspeiser, differenzierte Information),
- kürzere Regelzyklen bzw. Eingriffszeiten,
- Kooperation mit überlagerten/unterlagerten/parallelen Netzbetreibern über die „Kommunikationskaskade“,
- höhere Dokumentationsanforderungen (u. a. „Beweisführung“ diskriminierungsfreien Handelns).

Auch hier sind „koordinierte“ Abläufe zwischen allen Beteiligten sicherzustellen.

6.5 Beitrag von Speichern

Der Einsatz von Speichern durch den netzführenden VNB kann aus technischer Netzsicht sinnvoll sein:

- Entlastung des Netzes durch Speicherung überschüssiger Energie,
- Inanspruchnahme der gespeicherten Energie in Engpassfällen bei erhöhtem Bedarf.

Speicher könnten zukünftig vor allem im Mittel- und Niederspannungsnetz eingesetzt werden. Sie können dabei netzdienlich sein, u. a. durch Vergleichmäßigung der Energieflüsse im Netz. Hohe Einspeisungen werden zwischengespeichert; die Auspeicherung erfolgt bei niedriger Einspeisung.

In dieser Art und Weise genutzte Speicher führen dazu, dass Wind- oder PV-Einspeisungen dann nicht allein Dargebots-abhängig modelliert werden können. Speicher sind teils als Last, teils als Einspeisung zu modellieren.

Eine solche Rolle ist jedoch für den VNB derzeit in der Gesetzgebung nicht vorgesehen.

Prinzipiell können Speicher im Netz auch „Marktgetrieben“ eingesetzt werden. Hier gibt es jedoch Einflüsse, die dem Netzbetreiber heute nicht zugänglich sind.

Der rein marktgetriebene Betrieb von Speichern könnte allerdings aus Sicht der Netzstabilität allerdings eher kontraproduktiv sein.

Auf eine weitergehende Betrachtung zu diesem Thema wird daher hier zunächst verzichtet.

7 Inselnetze

Die Betrachtung von Inselnetzen ist im Zusammenhang mit den Entwicklungen der Energiewende von Bedeutung: Aufgrund der verschiedenen Einflüsse aus Netzbetrieb und Markt steigt die Gefahr des ungewollten Entstehens von Inselnetzen. Im Normalbetrieb befindet sich Deutschland im Continental Europe synchronen Verbund. Synchronen Zonen sind Ländergruppen bzw. Teile eines Landes, die über ihre jeweiligen elektrischen Energieversorgungssysteme (kurz: Netze) mittels Drehstromsystemen verbunden sind. Hierbei ist die Systemfrequenz (Zentraleuropa: 50 Hz) bis auf kleinere Abweichungen innerhalb der Ländergruppe in einer Zone synchron. Eine energetische Störung an einer Stelle im Verbundnetz wird in der gesamten Zone registriert und anteilig ausgeglichen. Der solidarische Zusammenschluss von Netzbetreibern zu einem synchronen Bereich birgt somit neben technischen auch wirtschaftliche Vorteile:

- Kombination verschiedener Kraftwerkstypen (z.B. thermische Kraftwerke und Wasserkraftwerke),
 - Senkung der Gestehungskosten
 - Unterschiedliches statisches/ dynamisches Stabilitätsverhalten
- Gemeinsame Bereitstellung von Reserveleistung,
 - Reduzierung der Reserveleistungsvorhaltung
 - geringere Reserveleistungskosten
- Lastausgleich zwischen verschiedenen Lastzentren,
- gegenseitige Unterstützung im Falle von Störungen (Beispiel: Netzregelverbund).

Daher spielt die europäische Zusammenarbeit schon seit Langem eine wichtige Rolle in der Elektrizitätswirtschaft. Für deren Koordination ist seit Sommer 2009 die Organisation des europäischen ÜNBs für Elektrizität, ENTSO-E¹, verantwortlich (vorher: UCTE). Dabei umfasst der geografische Bereich fünf synchrone Zonen und zwei isolierte Systeme (Zypern und Island) (siehe Abbildung 20). (*Quelle entso-e - [4][5]*)

¹ Sämtliche Informationen über das europäische Netz und die betrieblichen Vorgaben können im Internet unter <http://www.entsoe.eu/> bezogen werden.

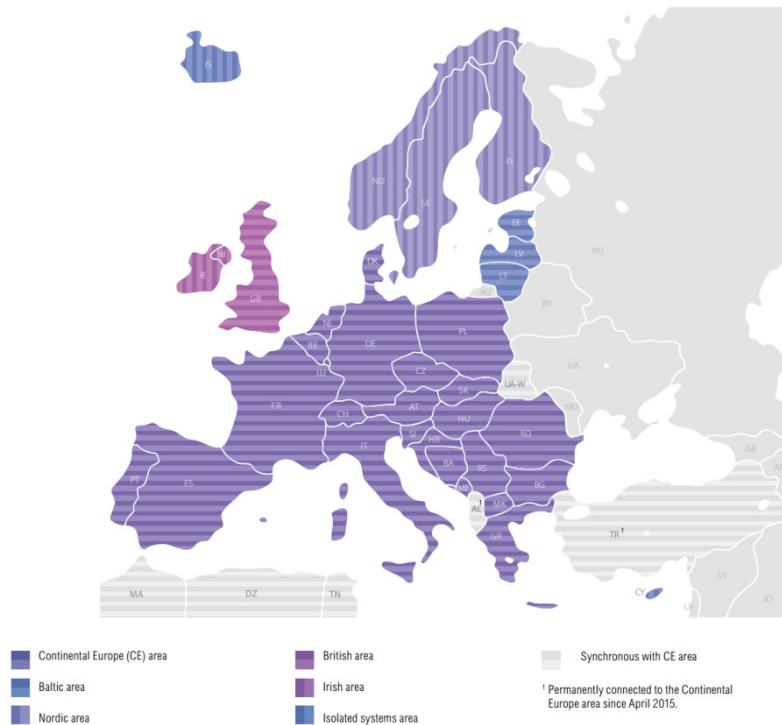


Abbildung 20: Verbundsystem in Europa (Quelle entso-e - ([4][5])

Ein elektrisches Inselnetz definiert sich als Netzabschnitt, welcher keine Verbindung zum synchronen Netzverbund, gleichzeitig aber ein elektrisches Leistungsgleichgewicht aufweist.

Inselnetze werden seit langem bereits in wenigen ausgewählten Industrienetzen oder im Kraftwerkseigenbedarf betrieben. Diese Inselnetze dienen dazu, bei Ausfall des vorgelagerten Netzes die notwendigsten Betriebsfunktionen aufrecht zu erhalten. Dafür sind in diesen Industrienetzen inselnetzfähige Kraftwerke (beispielsweise Gaskraftwerke) vorhanden. Die Kraftwerke in diesen Inselnetzen decken i.d.R. die Last des gesamten Industrienetzes nur zum Teil.

Der zunehmende Anteil an dezentralen elektrischen Erzeugungsanlagen (DEA) kann grundsätzlich auch in anderen Verteilnetzgebieten zu dem Phänomen der Inselnetzbildung führen (gewollt oder ungewollt).

7.1 Entstehung von Inselnetzen und Handlungsoptionen

Derartige Inseln können sich grundsätzlich auf sämtlichen Spannungsebenen bilden. In Abbildung 21 sind die möglichen Übergänge dargestellt. Die Buchstaben A-G markieren Übergänge/Zustände, die im nachfolgenden Text erläutert werden.

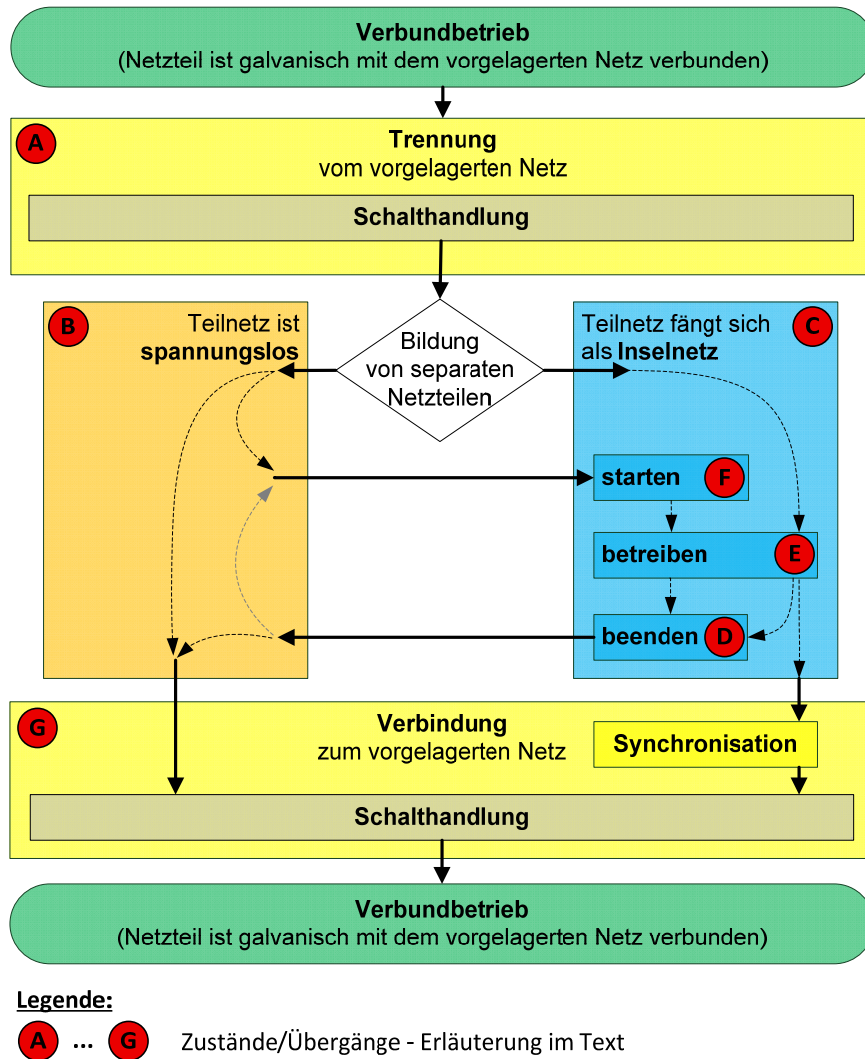


Abbildung 21: Zustände und Übergänge im Netzbetrieb mit Inselnetzen

Netzinseln können (A) beispielsweise bei Schalthandlungen oder Schutzauslösungen (gewollt oder ungewollt; geplant oder spontan) entstehen:

- durch Netzfehler (z. B. Doppelerdschluss mit verteilten Fußpunkten,...),
- Betriebsmittelüberlastungen,
- durch Systemleistungsungleichgewicht (ENTSO-E) und Wirken des System-schutzes (Frequenz- und Spannungsschutz),
- durch bewusste Schalthandlungen.

Durch diese gewollten oder ungewollten Schaltvorgänge im vorgelagerten Netz können verschiedene Teilnetze entstehen, welche entweder

- spannungslos (B) werden,

- oder sich als Inselnetz fangen (C), in dem die angeschlossenen Verbraucher durch die Einspeiser weiter versorgt werden.

Bedingt durch die geforderte dynamische Netzstützung und der damit verbundenen nicht sofortigen Trennung der Erzeugungsanlagen vom Netz wächst die Wahrscheinlichkeit von ungewollten und unerkannten Netzinseln insbesondere auf der Mittelspannungsebene. Die verschiedenen Regelmechanismen, die zur Stabilisierung des Netzes im Verbundbetrieb benötigt werden, wie bspw. die Wirkleistungsreduktion ab 50,2 Hz und die Q(U)-Regelung, begünstigen die Entstehung von Inselnetzen.

Sofern sich das abgetrennte Gebiet im Inselnetz fängt (C), so ist durch den verantwortlichen Netzbetreiber zu entscheiden,

- ob der Inselnetzbetrieb beendet wird (D)
→ falls ja, wird bis zur Wiederversorgung über das vorgelagerte Netz gewartet (G)
- ob der Inselnetzbetrieb zugelassen wird (E)
→ falls ja, sind die Bedingungen für den Betrieb von Inselnetzen einzuhalten

Sofern das abgetrennte Gebiet spannungslos wird, so ist durch den verantwortlichen Netzbetreiber zu entscheiden,

- ob bis zur Wiederversorgung durch das vorgelagerte Netz gewartet wird (G),
oder
- ob das abgetrennte Gebiet in sich als Insel schwarz gestartet wird (F).

Im bisherigen Netzbetrieb geht man davon aus, dass abgetrennte Netzgebiete spannungslos werden und das bis zur Wiederversorgung durch das vorgelagerte Netz gewartet wird. Aufgrund fehlender dezentraler Erzeuger wurden die abgetrennten Netzteile in der Vergangenheit automatisch spannungslos. Daher wurden in der Vergangenheit keine Bedingungen für den Inselbetrieb definiert.

Die heute gültigen Betriebsgrundsätze in Deutschland sehen den Betrieb im Netzverbund vor. Der Verbundnetzbetrieb mit seinen klassischen Vorteilen der Versorgungssicherheit und der Netzqualität ist die effizienteste bekannte Betriebsweise. Eine öffentliche Versorgung ist primär hierauf auszurichten.

Ein gewollter Inselnetzbetrieb kann jedoch grundsätzlich in Betracht kommen, wenn längere Versorgungsunterbrechungen im vorgelagerten Netz vorliegen. So werden in Österreich im Bedarfsfalle Inselnetze häufiger betrieben (Wasserkraft-gespeist).

7.2 Risiken in Inselnetzen

Sofern möglich sind technische Maßnahmen zur Vermeidung der im Folgenden genannten Risiken vorzusehen.

Arbeitssicherheit

- Trotz abgeschalteten Abzweigs kann nicht zwangsweise auf Spannungslosigkeit geschlossen werden. Dies birgt ein erhöhtes Risiko für einen elektrischen Schlag, wenn die 5 Sicherheitsregeln nicht konsequent eingehalten werden.
- Die Sternpunktbehandlung, in überwiegenden Fällen im Umspannwerk vorgenommen, kann sich im Inselnetz ändern. Erdungsverhältnisse oder maximal auftretende Verlagerungsspannungen können sich maßgeblich ändern. Je nach Auslegung des Netzes kann dies zu einem Versagen der Isolation und einer Personengefährdung führen.

Geräte- und Anlagensicherheit

- In Freileitungsnetzen mit automatischer Wiedereinschaltung (AWE) kann die Löschung des Lichtbogens durch Einspeisung von DEA erschwert oder sogar verhindert werden.
- Es besteht die Gefahr eines asynchronen Zuschaltens auf ein schon bestehendes Drehfeld und den daraus resultierenden hohen Belastungen für die angeschlossenen Betriebsmittel und Geräte.
- Die Sternpunktbehandlung, in überwiegenden Fällen im Umspannwerk vorgenommen, kann sich im Inselnetz ändern. Erdungsverhältnisse oder maximal auftretende Verlagerungsspannungen ändern sich maßgeblich.
- Die Kurzschlussströme im Fehlerfall weichen stark vom Regelfall ab. Schutzkonzepte und Kurzschlussanzeiger müssen entsprechend flexibel gestaltet werden. Die Wirksamkeit der installierten Schutztechnik kann beeinträchtigt sein.

Rechtliche Fragestellungen und Haftungsfragen

In diesem Dokument werden ausschließlich technische Fragestellungen zu Inselnetzen behandelt. Rechtliche Themen und Haftungsfragen können die Handlungen der Netzbetreiber maßgeblich beeinflussen. Z.B. könnten die vorgegebenen Bänder der Frequenz und der Spannung verletzt werden. Ebenso bleiben in diesem Dokument marktrelevante Fragen unberücksichtigt, z.B. zur Preisbildung, zur Bilanzierung und zur Diskriminierungsfreiheit bei Eingriffen. Erkennung von Inselnetzen

Die Erkennung von Inselnetzen kann in vielen Fällen durch den übertragenen Netzschaltzustand sowie durch übertragene Messwerte in den Netzleitsystemen aufbereitet werden. Es sind jedoch eine Reihe von Topologien denkbar, bei denen ein Inselnetzzustand nicht alleine über die Information der Schaltzustände erkennbar ist, da in der Regel nicht an jedem möglichen Teilabschnitt auch entsprechende Messwerte vorliegen.

Weitere Verfahren zur Erkennung von Inselnetzen sind in Abschnitt 2.4 der Ausarbeitung zur Schutztechnik detailliert behandelt, ergänzende Hinweise findet man auch unter Abschnitt 3.5.1 der Ausarbeitung zur Automatisierungstechnik. Die jeweils geeigneten Verfahren sind von der vorhandenen Netzkonstellation, von der Spannungsebene und von Anzahl und Art der Einspeiser abhängig.

Ziel ist es in jedem Fall, dass Inselnetze für den für das entsprechende Teilnetz verantwortlichen Netzbetreiber erkennbar sind. Die erkannte Netzsituation wird gemeldet und im Netzführungssystem geeignet dargestellt.

7.3 Betrieb stabiler Inselnetze

In diesem Abschnitt werden Anforderungen und Maßnahmen für den Betrieb von stabilen Inselnetzen beschrieben. Diese beinhalten:

- Grundanforderungen,
- Betrieb,
- Beendigung,
- Versorgungswiederaufbau
- Schwarzstartfähigkeit

7.3.1 Grundanforderungen

Im Falle der Entstehung eines Inselnetzes in dem sich ein Teilnetz als Insel fängt (Abbildung 21, Fall C) sind eine Reihe von Anforderungen zu erfüllen. In den entstandenen Topologien ist sicher zu erkennen, dass eine Netzinsel vorliegt. Detektionsverfahren für Inselnetze werden im Schutz-Modul in Abschnitt 2.4 beschrieben.

Mit der Erkennung, dass ein Inselnetz vorliegt, sind die nachfolgend beschriebenen Regelungsaufgaben im Inselnetz zuzuordnen:

- Die erforderlichen Regelungsmechanismen sind zu klären. Gelten die bekannten Zusammenhänge der Spannungs-/Blindleistungsregelung und der Wirkleistungs-/Frequenzregelung noch im Inselbetrieb? Die Funktionalität der

Regelungen P-f und Q-U ist im Inselnetzbetrieb fraglich und stark von der Art der DEAs abhängig.

- Für die klassische Wirkleistungs-/Frequenz-Regelung müsste ein Einspeiser als führend für die Regelungsaufgabe festgelegt werden. Dadurch wäre im Inselnetzgebiet die Einhaltung des zulässigen Frequenzbandes als das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sicherzustellen. Das Gleichgewicht muss im Augenblick der Inselnetzentstehung weitgehend bestehen (von leichtem Überschuss der Erzeugung zu Gleichgewicht). Die dafür erforderlichen Frequenzgeber und -messungen müssten vorhanden sein. Im Netzverbundbetrieb darf diese Regelung nicht aktiviert sein.
- Für die klassische Spannungs-/Blindleistungsregelung müssten geeignete Erzeugungsanlagen die notwendige Blindleistung zur Verfügung stellen; die Spannung müsste im Netzgebiet so geregelt werden, dass die zulässigen Spannungsbänder nicht verletzt würden.
- Lastschwankungen müssen geregelt werden können (P, Q, U); Regelungsaufgaben können hoch anspruchsvoll sein. Die Volatilität der Einspeiser und Verbraucher wirkt sich in kleinen Netzen deutlich aus.
- Die Spannungsqualität muss in der Insel eingehalten werden. Grundsätzlich könnte geprüft werden, ob andere Netzanschlussbedingungen im Inselfall vereinbart werden dürfen.
- Im Inselnetz muss eine gesicherte Trennstelle zum vorgelagerten Netz definiert sein, an der ungewolltes Kuppeln verhindert wird und an der die Trennstreckenbedingung eingehalten wird.

Es wird angeregt, Untersuchungen zur Eintrittswahrscheinlichkeit von Fall C „Fangen in Insel“ durchzuführen. Aufgrund der geringen direkt gekoppelten rotierenden Massen im Verteilnetz kann im Inselfall die Einhaltung des zulässigen Frequenzbandes und der zulässigen Spannungsbänder einen großen Stellenwert bekommen. Das Regelverhalten und die entsprechenden Möglichkeiten der Umrichter sind zu untersuchen. Die Ergebnisse können auf verschiedenen Spannungsebenen unterschiedlich sein.

Bei der Entstehung von Inselnetzen werden kritische Punkte gesehen:

- Wie dynamisch wird die Frequenz bei Inselnetzentstehung schwanken? Kommt es zum Driften in Schutzauslösebereiche, wenn die Insel nicht dediziert geregelt wird?
- Ist bei überwiegend umrichterbasierter Speisung der Insel noch genug spannungsabhängige Last im Netz, um ein Last-Erzeugungsgleichgewicht zu bewirken?
- Welche Regelmechanismen sind erforderlich, um die Spannung und die Frequenz im Normbereich zu halten? Wird durch die vorhandenen Schutzfunkti-

onen in den Erzeugungsanlagen eine Überbeanspruchung von Betriebsmitteln verhindert und ist eine sichere Abschaltung der Netzinsel im Fehlerfall gewährleistet?

- Werden leistungsstarke Erzeuger derart ausgelegt, dass sie im „Inselfall“ die Insel erkennen und die Primärregelung ersetzen?

Bei Änderung der Sternpunktbehandlung im Inselnetz ist zu prüfen, ob sich die Berührungsspannungen im Fehlerfall im zulässigen Bereich bewegen, ob weiterhin eine sichere Anregung des Schutzsystems gegeben ist und ob Erdschlüsse weiterhin erkannt werden. Die Sternpunktbehandlung aller dezentralen Erzeuger in einem Netzgebiet muss einheitlich sein.

Für das entstehende Inselnetz muss der verantwortliche Netzbetreiber den sicheren Betrieb ermöglichen. Die erforderlichen Überwachungsaufgaben sind der Netzführung z.B. über die Netzleitsysteme zu ermöglichen.

7.3.2 Betrieb

Während des Betriebs von Anlagen in einer elektrischen Insel sind verschiedene Anforderungen zu erfüllen:

- die technischen Anschlussregeln des FNN und die TAB des verantwortlichen Netzbetreibers einzuhalten (Private Inselnetze sind ausgenommen).
- Bei einem Leistungsungleichgewicht kommt es zu Spannungs- und Frequenzabweichungen. Diese müssen entsprechend der technischen Anschlussregeln (TAR des FNN) und den technischen Anschlussbedingungen (TAB der Netzbetreiber) durch entsprechende Spannungs- und Frequenzüberwachungseinheiten der DEAs erkannt und die Anlagen infolgedessen abgeschaltet werden.
- Eine sichere Abschaltung im Fehlerfall oder bei Überlast muss gewährleistet sein (z.B. durch Umschaltung auf ein für den Inselnetzbetrieb angepasstes Schutzkonzept).
- Die Spannungshaltung muss gesichert sein.
- Dem verantwortlichen Netzbetreiber müssen zeitnah aktuelle Systemzustände und Statusmeldungen über den momentanen Netzzustand zur Verfügung stehen.

Vermeidung von Folgeschäden bei erkannter Inselnetzbildung durch

- sofortige Information des Betriebspersonals und Unterlassung weiterer geplanter Schalthandlungen bzw. Arbeiten,

- Bereitstellung eines Blockierungssignals für den Schutz, um eine AWE zu unterdrücken.

7.3.3 Beendigung

Bei Beendigung des Inselnetzbetriebes durch Parallelschaltung (bzw. Synchronisierung) mit dem Gesamtnetz sind folgende Aspekte zu beachten:

- Parallelschaltung im 110-kV-Netz und Mittelspannungsnetz nur sind möglich, wenn Stationsleittechnik feldbezogene Funktionen beinhaltet und Augenblickswert-Spannungen vorhanden sind.
- Eine Zuschaltung der Insel über „dunkel“ geht nur, wenn keine Leistungsschalter mit Synchronisierungseinrichtungen vorhanden sind, oder der Aufwand für Synchronisierungseinrichtungen zu hoch ist (typisch in der Niederspannung).
- Kommt es nach einer Schutzauslösung im Netz zu einer Inselnetzbildung, sind Maßnahmen einzuleiten, um diesen ungewollten Betriebszustand beenden.

Beendigung eines Inselnetzes kann weiterhin erfolgen durch:

- „Nichtstun“ und auf hinreichend unausgeglichenes Leistungsgleichgewicht durch Volatilität von Lasten und Einspeisungen warten.
- Herbeiführen eines Leistungsungleichgewichts durch Regelung der DEA.
- Herbeiführen eines Leistungsungleichgewichts durch Einlegen eines Erdungsschalters (wegen Belastung der Betriebsmittel nur im Notfall).

7.3.4 Versorgungswiederaufbau

Um nach einem großflächigen Stromausfall eine zeitnahe Wiederversorgung aller Netzgebiete zu erzielen, muss in Abhängigkeit der betroffenen Netzebenen und der jeweiligen Versorgungsstruktur ein abgestimmtes Verhalten von Kraftwerksbetreibern, Erzeugungsanlagen und der Netzführung der Übertragungs- und Verteilnetze erfolgen. Das Netzwiederaufbaukonzept und dessen Durchführung liegen in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber. Zum Netzwiederaufbau gibt es zwischen ÜNB und VNB abgestimmte Verfahrensweisen.

Parallel zur bisherigen Vorgehensweise der sukzessiven Zuschaltung von Netzkomponenten von den oberen Spannungsebenen bis zur Niederspannungsebene, ermöglicht die Einbeziehung dezentraler Erzeugungsanlagen auch eine Wiederversorgung einzelner Teilnetze, die zunächst als autarke Inselnetze betrieben werden

Im Falle von Großstörungen ist das Personal in den Leitstellen ausschließlich mit dem Versorgungswiederaufbau und Aufgaben des Krisenmanagements beschäftigt. Sind in dieser Situation entsprechende parallele Inseln zur Teilversorgung gewollt, so müssen für die Betreuung und Führung dieser Inseln zuständige Stellen und Personal benannt sein.

Diese Konzepte sind aber in jedem Falle vorher abzustimmen und in den Krisenplänen zu verankern, um gegenseitige Störungen auszuschließen. Bisher liegen hier kaum Erfahrungen vor, daher sollten die entsprechenden Voraussetzungen und Verfahrensweisen erarbeitet und auf deren Praxistauglichkeit geprüft werden. Mit diesem Wissen können die Konzepte erweitert und verbessert werden.

Grobkonzepte zum Netzwiederaufbau bei Ausfall der Vorversorgung könnten mittelfristig sein:

- a. Als Systemdienstleistung des Verteilnetzbetreibers für den Übertragungsnetzbetreiber,
→ der Verteilnetzbetreiber stellt dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbarte Informationen bzgl. Einspeisung und Verbrauch vor dem Netzausfall zur Verfügung setzt Anweisungen des ÜNB zum koordinierten Netzwiederaufbau um
- b. in eigener Verantwortung des Verteilnetzbetreibers im Inselnetzbetrieb.
→ der Verteilnetzbetreiber führt eigenverantwortlich auf Basis der vor dem Netzausfall zur Verfügung stehenden Daten im jeweiligen Netzgebiet (Insel) einen Netzwiederaufbau mit Teilversorgung aus

7.3.5 Schwarzstartfähigkeit

Ein gezieltes Fangen von Teilnetzen in der Insel ist nur für bestimmte Netzkonstellationen sinnvoll realisierbar (vordefinierte Einspeisung und Last z.B. in Industrieanlagen). Soll bei längerer Versorgungsunterbrechung eine Insel hochgefahren werden, so ist die Schwarzstartfähigkeit einzelner Erzeugungsanlagen erforderlich.

Lasten müssen so zuschaltbar sein, dass die resultierenden Laststöße durch die Erzeugungsanlage ausgeglichen werden können.

Die Sternpunktbehandlung muss auf das Inselnetz abgestimmt sein.

8 Weitere Themen

Hier handelt es sich um übergreifende Themen, die die zentrale Netzleittechnik genauso betreffen wie andere in der TF behandelte Bereiche auch.

Sie werden daher hier „außerhalb“ der weiter oben verwendeten Beschreibungsstruktur erläutert:

- IT-Security
- Nutzung von Standards
- Netzführung Niederspannung
- Kommunikation zwischen Leitstellen.

Siehe nachfolgende Abschnitte.

8.1 IT-Security in der Netzleittechnik

Die primäre Zielrichtung der vorliegenden Ausarbeitung ist die Bereitstellung von Informationen zur Netzautomatisierung im Zuge der Energiewende.

In diesem Sinne ist die IT-Security eher ein „Randthema“, das in vielen Regelwerken ausführlich behandelt wird.

Wegen der Bedeutung der Security wird hier jedoch in Form einer Übersicht darauf eingegangen.

Die Energieversorgung ist eine „kritische Infrastruktur“, deren Sicherheitsanforderungen gesetzlich geregelt sind.

Durch die Energiewende, mit zunehmender Automatisierung und Kommunikation, steigt der Schutzbedarf.

In den folgenden Abschnitten werden

- die Entwicklung der IT-Security in der Netzleittechnik
- wichtige Begriffe in diesem Zusammenhang
- gesetzliche Grundlagen
- wesentliche Elemente

kurz erläutert und Empfehlungen formuliert.

Da es zu diesem Thema umfassende Literatur und Vorgaben gibt, wird weitgehend auf solche verwiesen.

8.1.1 Bedeutung, Entwicklung und Historie

Zentrale Netzleitsysteme sind bereits seit vielen Jahren keine isolierten Systeme mehr, die von der Unternehmens-IT weitgehend abgeschottet sind. Sie sind vielmehr mit den anderen Systemen im Unternehmen über vielfältige Schnittstellen verbunden.

Erst durch eine Kommunikation zwischen verschiedenen Systemen können wichtige Prozesse systemübergreifend effizient gestaltet werden.

Demgegenüber steht ein Schutzbedarf, da die Netzleittechnik nicht ungewollt von „außen“ beeinflusst werden darf.

Diesem Bedarf wird mit umfassenden Sicherheitsmaßnahmen begegnet.

Durch die Energiewende erhält diese Thematik eine noch viel höhere Bedeutung. Die Anzahl intelligenter Komponenten, besonders „in der Fläche“, steigt massiv an. Der größer werdende Informationsaustauschbedarf führt zu zunehmender Kommunikation (vertikal und horizontal), sowohl über unternehmenseigene als auch über externe Technik.

Die Anforderungen an die IT-Security erhöhen sich also nochmals. Sie haben für die Netzleittechnik und für das „Gesamtsystem“ einen sehr hohen Stellenwert.

Eine erste umfassende Sammlung von Sicherheitsmaßnahmen speziell für die Prozesssteuerung in der Energieversorgung entstand in den letzten 10 Jahren mit dem BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Kommunikationssysteme“ (aktuell: überarbeitete Version 1.0: 03.2015).

Diesen Regeln und weiteren allgemeinen und spezifischen gesetzlichen Vorgaben müssen Netzleitsysteme – und die anderen Automatisierungskomponenten im Gesamtsystem – entsprechen. Siehe dazu Abschnitt 8.1.3.

8.1.2 Begriffe

IT-Sicherheit ist die technische Sicherheit von IT-Systemen und Prozesse zu ihrer Unterstützung.

Davon sind abzugrenzen:

- Datenschutz: Schutz personenbezogener Daten
- Informationssicherheit: Schutz und Sicherheit wichtiger (sensibler) Daten.

Abbildung 22 zeigt die Begriffswelt und damit bereits die wichtigen Elemente der Informationssicherheit (Quelle: Consulectra 2015 [6]).

IT-Sicherheit beschreibt IT-Betriebsprozesse, eine Teilmenge der Informationssicherheit

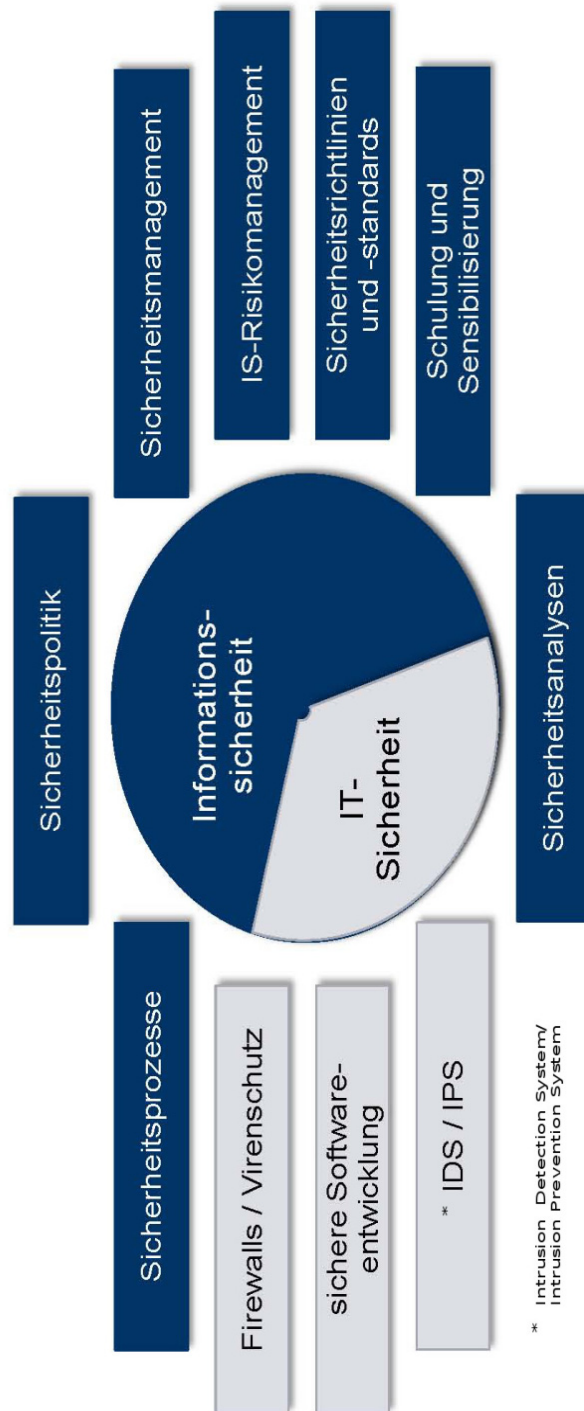


Abbildung 22: Begriffe / Elemente der Informationssicherheit

8.1.3 Gesetzliche Grundlagen

Die wesentlichen gesetzlichen bzw. vergleichbar geregelten Grundlagen der Anforderungen an die IT-Sicherheit sind

- IT-Sicherheitsgesetz
- BSI-Gesetz
- EnWG (Energiewirtschaftsgesetz)
- IT-Sicherheitskatalog der Bundesnetzagentur
- ISO/IEC TR 27019: 2014
- „Sicherheitsnormen“ ISO/IEC 27001 und ISO/IEC 27002.

Ergänzt werden diese durch die Norm

- ISO/IEC 27005 zum Risikomanagement

und das

- BDEW-Whitepaper.

Abbildung 23 zeigt eine Übersicht über die Struktur der Dokumente und Regelwerke (Quelle: Consuelectra 2015 [6]).

Die einzelnen dort angegebenen Regelwerke sind in der Tabelle 1 zusammengefasst und kurz erläutert.

Nähere Angaben zum genannten BDEW-Whitepaper befinden sich im nächsten Abschnitt.

Struktur der Dokumentenverteilung

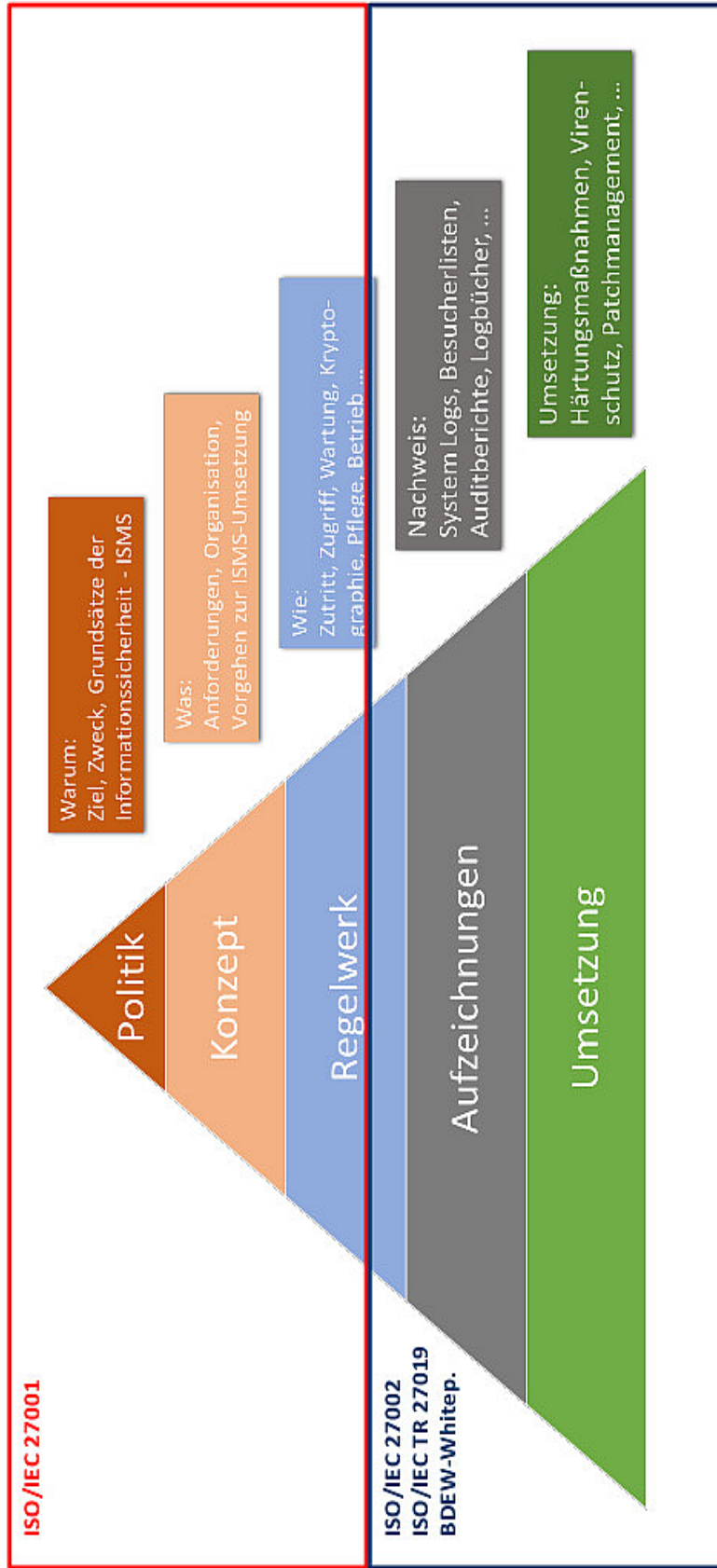


Abbildung 23: Struktur der Dokumentenverwaltung

IT-Security: Gesetzliche Grundlagen, Regeln, Normen Übersicht			
Pos.	Bezeichnung	Herausgeber	Inhalt / Erläuterung
1	IT-Sicherheitsgesetz	Bundesministerium des Innern	Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme in kritischen Infrastrukturen. Für Energieversorger: Zusätzliche Anforderungen, Überprüfungspflicht (ggf. Meldung an BSI).
2	BSI-Gesetz	Bundesministerium des Innern	Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Förderung der Sicherheit in der Informationstechnik, Festlegung der BSI-Aufgaben.
3	EnWG (Energiewirtschaftsgesetz)	Bundesministerium für Wirtschaft	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. IT-Sicherheit: Bezug zum IT-Sicherheitsgesetz.
4	IT-Sicherheitskatalog	Bundesnetzagentur	Regeln über Anwendung der Maßnahmen nach ISO / IEC 27001, 27002. Umsetzungsfristen für Netzbetreiber!
5	ISO/IEC TR 27019: 2014	DIN, ISO, IEC	Maßnahmenempfehlung der ISO/IEC für die Energiebranche. Regelungen für Schlüsselpersonal, Sicherung von Standorten, Betriebseinrichtungen, usw.
6	ISO 27001	ISO/IEC	Anforderungen an das Managementsystem: Risikomanagement, ISMS-Regeln, Sicherheitsvorfallbehandlung, Audits, Reporting, Wirksamkeitsnachweise,
7	ISO 27002	ISO/IEC	Empfehlungen für Umsetzung und Kontrolle von Sicherheitsmaßnahmen.
8	BDEW-Whitepaper 1.0/03.2015	BDEW	Beschreibung von Sicherheitsmaßnahmen für Steuerungs- und Telekommunikationssysteme bei Energieversorgern.
9	ISO IEC 27005	ISO/IEC	Norm zur Einrichtung eines Risikomanagements nach ISO/IEC 27001/27002.

Tabelle 1: Gesetzliche Grundlagen, Regeln, Normen

8.1.4 Wesentliche Elemente der Vorgaben des BDEW-Whitepapers

Das BDEW-Whitepaper enthält umfassende Beschreibungen zu den Elementen eines ISMS-Systems.

Diese sind zusammengefasst dargestellt in Tabelle 2 (entspricht dem Inhaltsverzeichnis des BDEW-Dokuments).

Dabei wird auf die anderen in Abschnitt 8.1.3 erwähnten Dokumente referenziert.

Das Whitepaper selbst stellt allerdings keine Norm und feste Regelsammlung dar, sondern liefert einen Rahmen, den der betroffene Netzbetreiber nutzt.

Im Einzelfall ist also, auf der Basis einer Risikoanalyse, festzulegen, welche Maßnahmen in welchem Umfang zu realisieren sind.

Kriterien dabei sind

- technische
- wirtschaftliche
- organisatorische

Randbedingungen.

Sicherheitsanforderungen gemäß BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Kommunikationssysteme“ Übersicht		
Pos.	Anforderung	Detailanforderungen
1	Allgemeines, Organisation	
1.1	Allgemeine Anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Sichere Systemarchitektur • Ansprechpartner • Patchfähigkeit, Patchmanagement • Sicherheitspatches • Support für Systemkomponenten • Verschlüsselung sensibler Daten • Verschlüsselungsstandards • Sicherheits- und Anforderungs-

Sicherheitsanforderungen gemäß BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Kommunikationssysteme“ Übersicht		
Pos.	Anforderung	Detailanforderungen
		<p>tests, Dokumentation</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sichere Standard-Konfiguration, Erstinstallation, Inbetriebnahme • Integrationsprüfung
1.2	Dokumentation	<ul style="list-style-type: none"> • Dokumentation von Design, sicherheitsrelevanten Systemkomponenten, Implementations-Spezifikationen • Administrator- und Benutzerdokumentation • Dokumentation sicherheitsrelevanter Einstellungen und Systemmeldungen • Dokumentation der Voraussetzungen und Umgebungsanforderungen für den sicheren Systembetrieb
2	Bereich Basissystem	
2.1	Grundsicherung und Systemhärtung	
2.2	Antivirus-Software	
2.3	Autonome Benutzerauthentifizierung	
3	Bereich Netze/Kommunikation	
3.1	Sichere Netzwerkkonzeption und Kommunikationsverfahren	<ul style="list-style-type: none"> • Protokolle und Technologien • Sichere Netzwerkstruktur • Dokumentation der Netzwerkstruktur und -konfiguration
3.2	Sichere Wartungsprozesse und RAS-Zugänge	<ul style="list-style-type: none"> • Sichere Fernzugänge • Anforderungen an die Wartungsprozesse

Sicherheitsanforderungen gemäß BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Kommunikationssysteme“ Übersicht		
Pos.	Anforderung	Detailanforderungen
3.3	Funktechnologien: Bedarf und Sicherheitsanforderungen	
4	Bereich Anwendung	
4.1	Benutzerverwaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Rollenkonzepte Benutzer-Authentifizierung und -Anmeldung
4.2	Autorisierung von Aktionen auf Benutzer- und Systemebene	
4.3	Anwendungsprotokolle	
4.4	Web-Applikationen	
4.5	Integritätsprüfung relevanter Daten	
4.6	Protokollierung, Audit-Trails, Timestamps, Alarmkonzepte	
4.7	Self-Test- und Systemverhalten	
5	Entwicklung, Test und Rollout	
5.1	Sichere Entwicklungsstandards, Qualitätsmanagement und Freigabeprozesse	
5.2	Sichere Datenhaltung und Übertragung	
5.3	Sichere Entwicklungs-, Test- und Staging-Systeme, Integritätsprüfung	
5.4	Sichere Update- und Wartungsprozesse	
5.5	Konfigurations- und Change-Management, Rollback-Möglichkeiten	
5.6	Behandlung von Sicherheitslücken	
5.7	Sourcecode-Hinterlegung	
6	Datensicherung/-wiederherstellung und Notfallplanung	
6.1	Backup: Konzept, Verfahren, Dokumentation, Tests	
6.2	Notfallkonzeption und Wiederanlaufplanung	

Tabelle 2: Sicherheitsanforderungen gemäß BDEW-Whitepaper

8.1.5 Empfehlungen

Zunächst gilt: Die BDEW-Mitgliedsunternehmen sind bei neuen Automatisierungssystemen verpflichtet, ein ISMS gemäß dem Whitepaper einzurichten. Sie müssen die gesetzlichen Regelungen und die Regeln im IT-Sicherheitskatalog anwenden.

Dies gilt für neue Systeme auf allen Hierarchieebenen, zukünftig auch für bereits existierende.

Vor diesem Hintergrund ist zu empfehlen:

- Vertraut machen mit den relevanten Vorgaben (Abschnitt 8.1.3)
- Definition eines eigenen ISMS unter Beachtung der BDEW-Whitepaper-Regeln (und der zugrunde gelegten Gesetze)
- Auslegung gemäß eigener Risikoanalyse, unter Beachtung der unternehmensspezifischen Randbedingungen.

8.2 Nutzung von Standards

Die vielfältigen zu berücksichtigenden Anwendungen und der anwachsende Informations- und Kommunikationsbedarf erfordern die Anwendung geeigneter Standards.

Hier sind insbesondere die Kommunikationsstandards zu nennen, die es schon seit längerer Zeit gibt:

- IEC 60870-5-101/104 für den Informationsaustausch zwischen Netzleitsystem und Prozess
- IEC 60870-6 (TASE.2) für den Informationsaustausch zwischen verschiedenen Leitsystemen, hier sind insbesondere die ÜNB und VNB mit der weiter oben erwähnten Kommunikationskaskade betroffen.
- IEC 61850 für den Informationsaustausch auf der Stationsebene; zukünftig wird dieser Standard voraussichtlich auch für die Kommunikation zwischen Prozesseinheiten in der Station und dem Netzleitsystem genutzt werden können; zusätzlich zur reinen Kommunikation können mit diesem Standard Datenobjekte modelliert werden.

Hinzu kommen weitere IT-Kommunikationsstandards, wie SNMP, ipv6 usw.

Für die Beschreibung von Prozessobjekten wird zukünftig zunehmend „CIM“ (Common Information Model) verwendet werden. Dies ist erforderlich, um den Austausch von Objektdaten – statische und dynamische – zwischen verschiedenen IT-Systemen zu unterstützen, ohne dabei immer auf Speziallösungen angewiesen zu sein:

- IEC 61970/IEC 61968.

Die hier angegebenen Standards sollen auch in zukünftig erforderlichen „Energieinformationsnetzen“ angewendet werden.

Den genannten Normen ist gemeinsam, dass sie einen Rahmen schaffen, mit dem die Kommunikation bzw. die Datenmodellierung gestaltet werden können. Die existierenden Flexibilitäten müssen in Projekten zu konkreten, projektspezifischen oder unternehmensspezifischen Lösungen ausgeprägt werden. I. a. wird eine Untermenge der insgesamt existierenden Möglichkeiten genutzt werden.

Dabei ist zu beachten, dass die Anwendung der Normen eine entsprechende Qualifikation des Personals erfordert, um die entstehende Komplexität und die sich daraus ergebenden Spezifikationsanforderungen zu beherrschen.

8.3 Netzführung Niederspannung

Die Niederspannungsnetze der VNB werden heute in den meisten Fällen nicht von den zentralen Netzleitsystemen geführt. Die ausführliche Behandlung dieses Themas ist auch in dem vorliegenden Dokument nicht vorgesehen.

Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass der zunehmende Anschluss von Energieerzeugungsanlagen in Verteilnetzen zunehmend die Betrachtung auch dieser Ebene erfordert, in „Kooperation“ mit der Stationsautomatisierung. Es gibt bereits Forschungs- und Pilotprojekte, ebenso in Betrieb befindliche Projekte. In Kapitel 9 sind dazu einige Hinweise und Beispiele angegeben.

9 Zusammenspiel mit anderen Funktionskomplexen

Generell bezieht die Netzleittechnik die aktuelle dynamische Prozessinformation über die Station, d. h. die Stationsautomatisierung (vorher: Fernwirkunterstation) ist für die Netzleitstelle eine unterlagerte Datenquelle. Beide Ebenen bilden so eine gemeinsame Funktionalität. Entsprechendes gilt auch für die Steuerrichtung.

Nun gewinnt die Stationsautomatisierung, angesichts steigender Anforderungen und wachsender Möglichkeiten, zunehmend an „Intelligenz“, d. h. es gibt das Potenzial, Aufgaben dezentral zu lösen.

Es kann festgestellt werden, dass verschiedene Aufgabenstellungen sowohl durch lokale als auch durch zentrale Komponenten bzw. Funktionen unterstützt bzw. erfüllt werden (können).

Natürlich ist es wichtig, solche lokalen und zentralen Funktionen aufeinander „abzustimmen“, im Sinne eines klar strukturierten, funktionierenden Gesamtsystems. Die Möglichkeiten der genannten Automatisierungsebenen sind aber durchaus unterschiedlich.

Beispiel: Auf lokaler Ebene können Schalthandlungen durchgeführt werden, auch mit programmierten Sequenzen, bestehend aus mehreren Einzelsteuerungen, initiiierbar auf verschiedene Weise. Dabei können auch örtliche parametrisierte Verriegelungsbedingungen berücksichtigt werden, z. B. keine Sammelschientrennerschaltung bei eingeschaltetem Leistungsschalter. Die genannte Verriegelungsbedingung wird üblicherweise auch im Netzleitsystem geprüft, sogar auf allgemeinere Art: Keine Schalthandlung unter Last (d. h. auch bei eingeschaltetem Leistungsschalter ohne Last dürfte der Trenner geschaltet werden). Daraus ist ersichtlich, dass das zentrale System Informationen verwerten kann, die in der betroffenen Station nicht zur Verfügung stehen.

Das Beispiel macht also deutlich, dass ein zentrales Leitsystem „weitergehende“ Kriterien bzw. Informationen aus anderen Quellen berücksichtigen kann als eine lokale Einrichtung. Allgemein kann man dies so zusammenfassen: Die Stationsautomatisierung hat die Information aus der Station, das Netzleitsystem hat die Information aller Stationen und des kompletten Netzes, insbesondere die Netztopologie. D. h. ein hierarchisches Netzmanagement muss die Topologie vollständig beherrschen und die Stationsautomatisierung hat dort ihre Grenzen, wo Netztopologie relevant ist.

Generell kann man natürlich eine Stationsautomatisierung so ausrüsten, dass Informationen aus „der Nachbarschaft“ erfasst werden bzw. dort Steuerungen durchführbar sind. Das erfordert jedoch eine aufwändige individuelle Konfigurierung bzw. Pa-

rametrierung, mit entsprechendem Aktualisierungsbedarf im Falle von Netzänderungen.

Das führt zu folgenden zu fordernden Eigenschaften der beteiligten Einheiten:

- Allgemein: Die Stationsautomatisierung muss lokale Entscheidungen autonom fällen können, unter Berücksichtigung des Last- und Topologiezustandes der Stationsumgebung, ggf. auch der weiteren Umgebung.
- Es sind lokale Netzberechnungen vorzusehen (Entlastung der Zentrale).
- Da die „Umgebung“ der Station, die jeweils zu berücksichtigen ist, keine feste Größe ist, sondern sich aus dem aktuellen Netzzusammenhang ergibt, folgt daraus: Die Stationsautomatisierung muss ein mit der Zentrale synchronisiertes statisches Netzdatenmodell erhalten, und dieses muss sich dem Netzzustand dynamisch anpassen (z. B. nach Verlegung einer Trennstelle).
- Der Netzbetreiber muss neben den technischen Möglichkeiten auch die Kosten und den Nutzen von zentralen/dezentralen Funktionsverteilungen abwägen. Der Aufwand für die technische Kommunikation ist zu berücksichtigen.

Nachfolgend werden einige Beispiele aufgeführt:

Beispiel für Mittelspannung

Hier kann man das Intelligente Einspeisemanagement (dynamische Spitzenkappung) als Beispiel für Netzautomatisierung im Mittelspannungsnetz nennen. Wie in Abbildung 24 gezeigt, kann eine automatische Regelungskomponente die EE-Einspeisungen in einem Teilnetz so steuern, dass ein Grenzwert (z.B. UW-Trafokapazität) nicht überschritten wird und gleichzeitig die Absenkungen so verteilt, dass Kontingente (z.B. 3%) eingehalten werden.

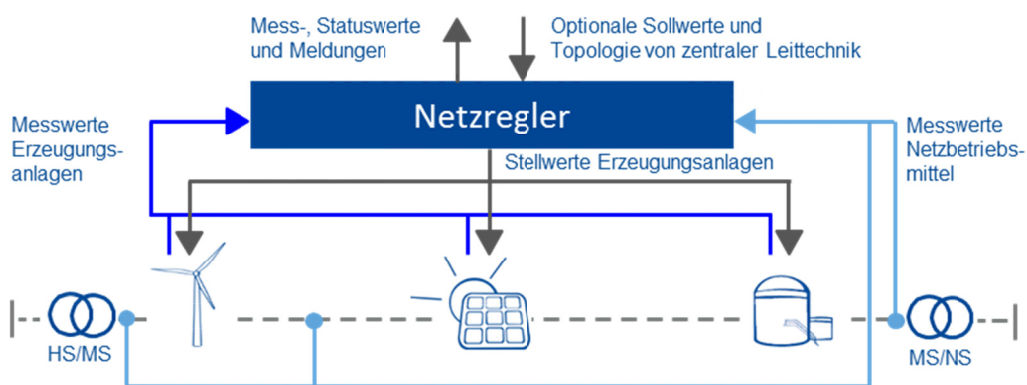


Abbildung 24: Netzregelung im Mittelspannungsnetz

Die Platzierung einer solchen Regelungskomponente kann zentral oder dezentral erfolgen. Der dezentrale Ansatz kann die Unabhängigkeit von zentralen Systemen erhöhen, während der zentrale Ansatz schneller und flexibler in konventionelle Umge-

bungen implementiert werden kann. Bei Einsatz einer solchen Regelungskomponente ist zu prüfen, ob durch die Summe der einzelnen (kleinen) Eingriffe eine relevante Größenordnung für das vorgelagerte Netz bzw. den Netzbetreiber erreicht werden kann. Bei Erreichen einer relevanten Größenordnung sind geeignete Lösungen zu implementieren.

Die genannte Vorgehensweise erlaubt, nicht nur das Mittelspannungsnetz, sondern auch das Niederspannungsnetz zu betrachten.

Angesichts des wachsenden Gesamtinformationsumfangs, auch mit 0,4 kV, besteht die Anforderung, dass lokale Einrichtungen die Zentrale von lokal bedingten Aufgabenstellungen entlasten sollen, da diese nicht die komplette komplexe Verarbeitung, inkl. lokaler Überwachung und Berechnungen, übernehmen soll.

Siehe Beispiel für die Niederspannung in Abbildung 25.

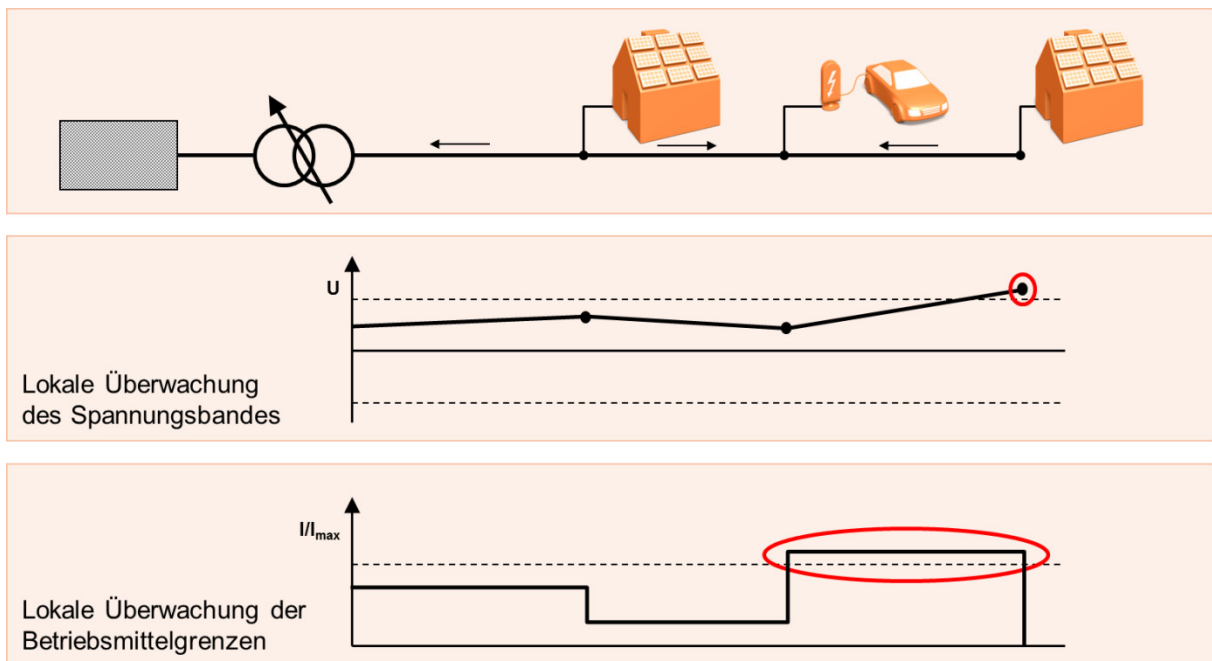


Abbildung 25: Lokale Überwachung von Spannungsband und Betriebsmittelgrenzen

Für eine solche Funktionsverteilung ergibt sich für das Netzleitsystem: Es müssen für die Automatisierungsgeräte in den Stationen Datenmodelle erzeugt und bereitgestellt werden (Herunterladen!), die die aktuelle Netzkonfiguration berücksichtigen. Wichtig ist dabei, dass die so verteilten Daten „geprüft“ sind, so dass die üblichen Änderungen im Netz reibungslos und fehlerfrei in allen betroffenen Komponenten konsistent verfügbar sind. Siehe hierzu Bildfolge in Abbildung 26 bis Abbildung 29

Dargestellt ist dort eine Schaltung im Mittelspannungsnetz, die zu einer veränderten Netztopologie führt. Dazu wird aus der Leitstelle der neue relevante Datenbestand in die betroffenen lokalen Automatisierungskomponenten übermittelt.

Der dynamische Netzzustand (Istzustand) kann durch relativ einfache Kommunikation lokal erfasst werden (z. B. Funk). Das ist einfacher und weniger aufwendig als per stationsspezifischer Parametrierung. Die entsprechende Ausrüstung muss in der Stationsautomatisierung vorhanden sein. So wird das Gesamtdatenmodell nur an einer einzigen Stelle, also im Netzleitsystem, gepflegt. Die Verfügbarkeitsanforderungen sind hier allerdings niedriger als in der zentralen Netzleittechnik, so dass hier wirtschaftliche Lösungen möglich sind.

Erläuterungen zu den Abbildungen:

Mit „STU“ (Smart Telecontrol Unit) wird eine lokale Automatisierungseinheit bezeichnet.

Abbildung 26 zeigt den Ausgangsschaltzustand.

In Abbildung 27 und Abbildung 28 sind die Schritte zu einer geänderten Versorgung dargestellt.

Die neue Topologie erfordert in der betroffenen Station ein geändertes statisches Datenmodell, mit entsprechender Informationsversorgung. Dieses Datenmodell liefert ein zentrales System.

Durch eine solche Technik wird ein Hierarchisches Netzmanagement ermöglicht.

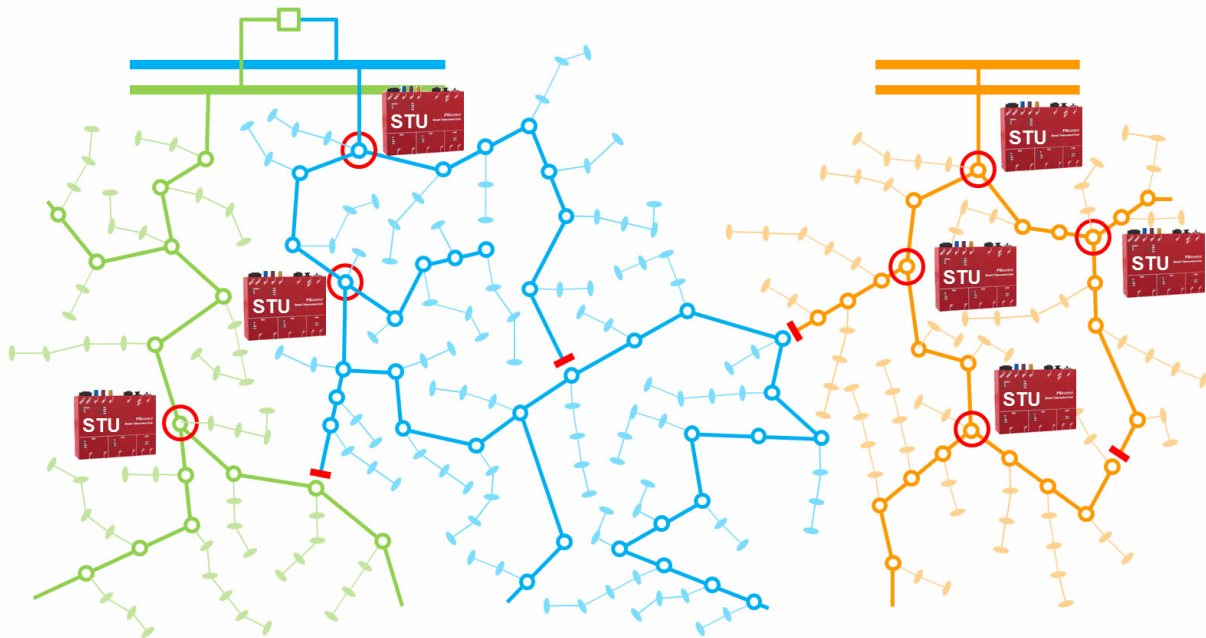


Abbildung 26: Hierarchisches Netzmanagement, mit Topologie (1), Ausgangsschaltzustand

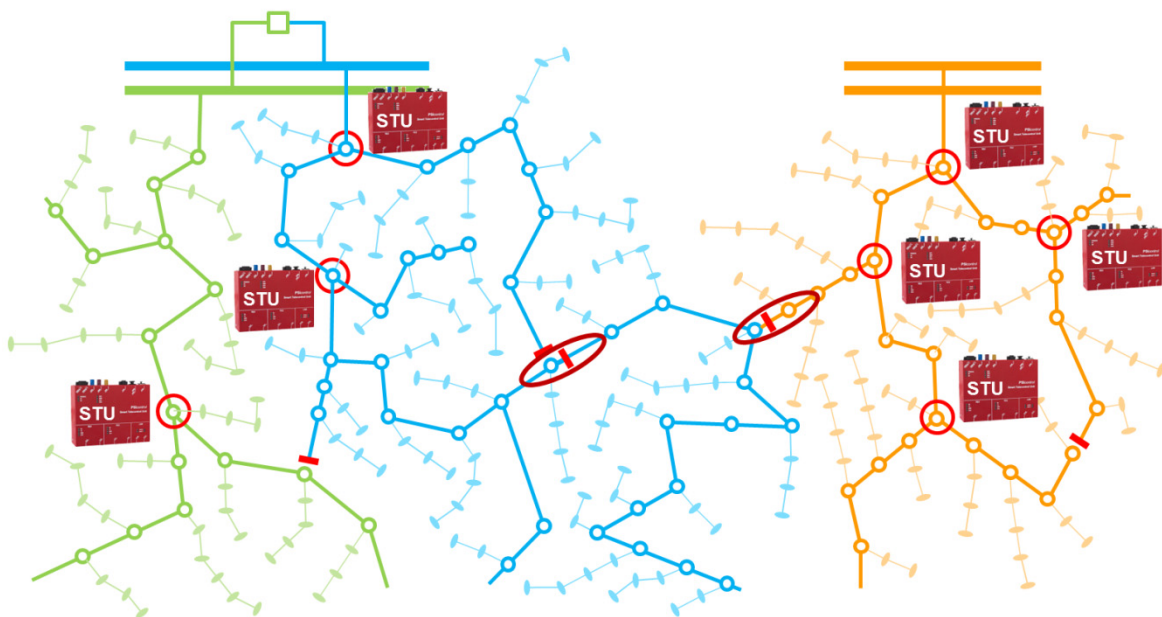


Abbildung 27: Hierarchisches Netzmanagement, mit Topologie (2), erste Schaltung

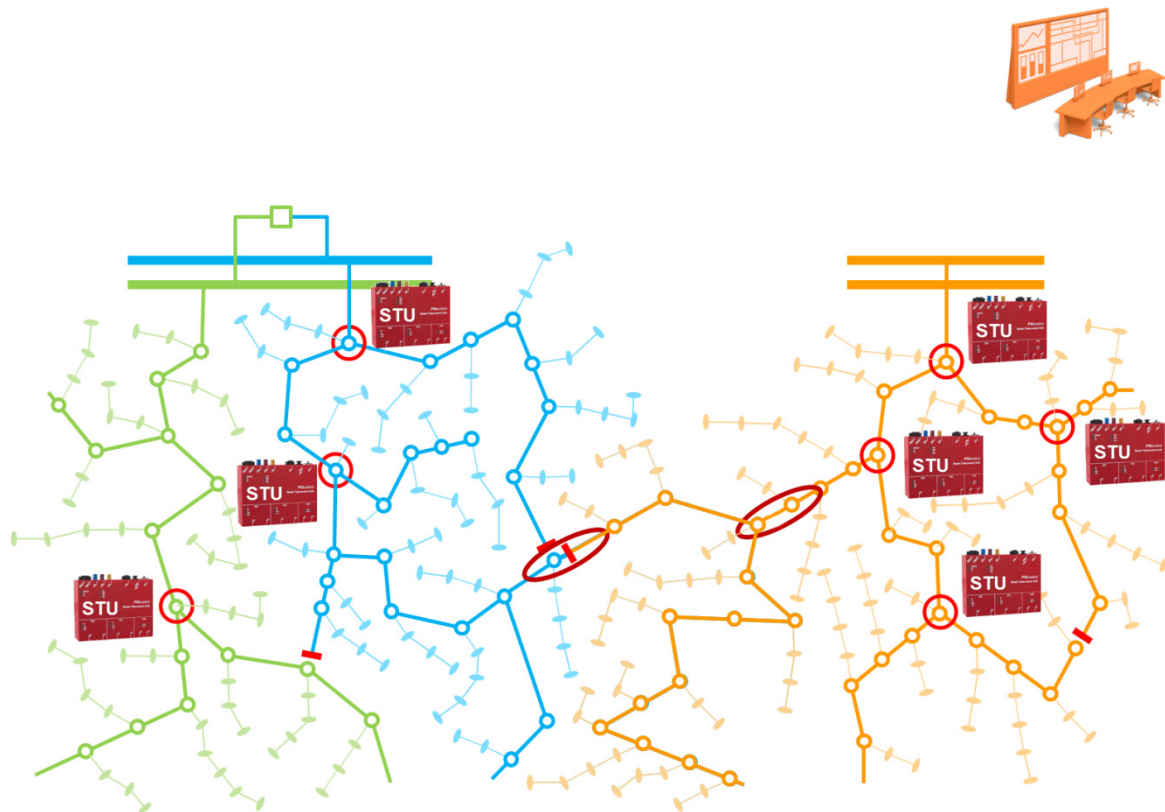


Abbildung 28: Hierarchisches Netzmanagement, mit Topologie (3), zweite Schaltung

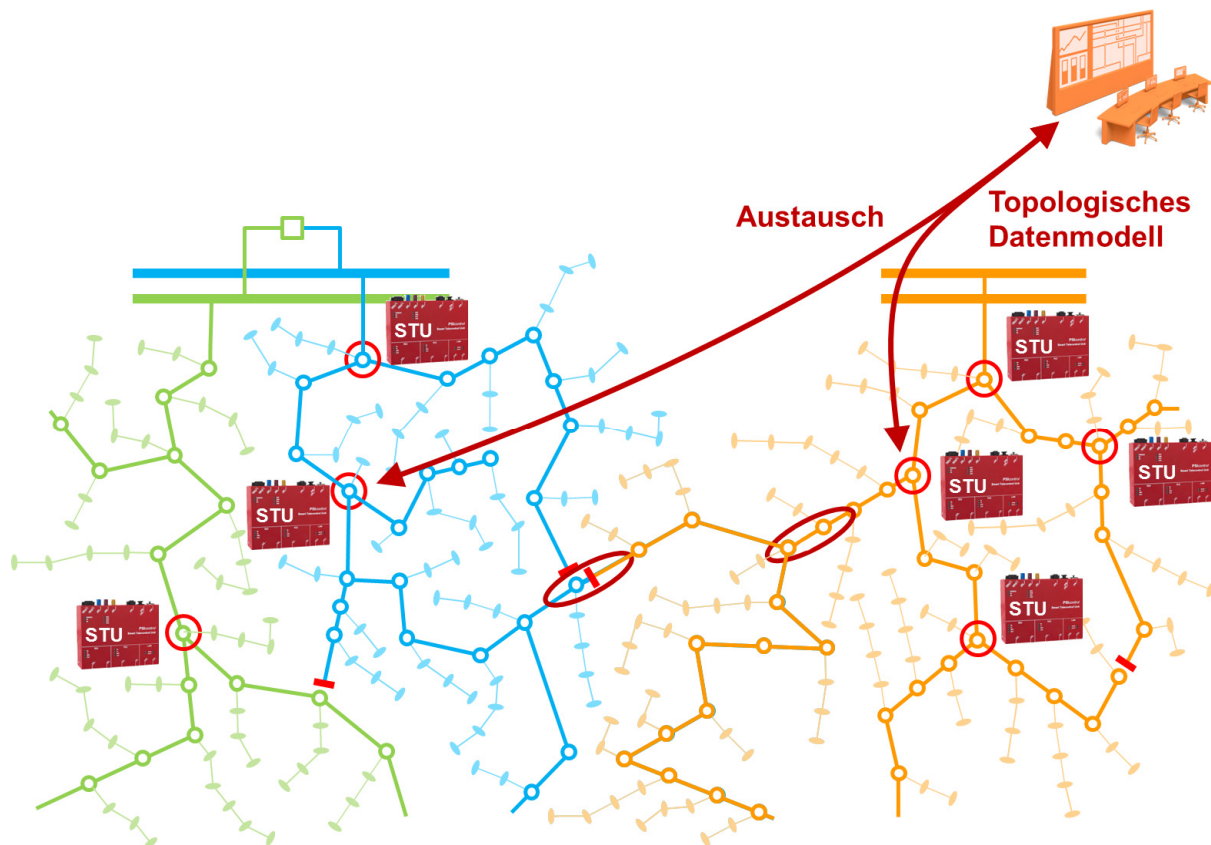


Abbildung 29: Hierarchisches Netzmanagement, mit Topologie (4), neues Datenmodell

Konzepte für die dynamische Datenmodellerzeugung sind vorhanden und sogar schon ansatzweise realisiert. So sind lokale Einheiten z. B. in der Lage, Netzberechnungen auszuführen. Die Funkschnittstellen oder andere einsetzbare Schnittstellen sind ebenfalls vorhanden. Der Informationsaustausch muss dabei auch Schutzeinrichtungen einbeziehen: Mindestens Schutzeinstellungen und aktuelle Schutzinformationen sind zu übertragen.

Generell muss die hier skizzierte Technik so gestaltet sein, dass ein schrittweiser Ausbau möglich ist. Beispielsweise wird die lokale Automatisierung, im Verbund mit der zentralen Leittechnik, zunächst in wichtigen, großen Stationen eingesetzt. Ein „Ausrollen“ kann dann, nach gewonnenen Erfahrungen, später erfolgen.

Bei solchen Ausbauaktivitäten müssen in jedem Fall längerfristige Migrationskonzepte vorgesehen werden. Es ist davon auszugehen, dass ein flächendeckender Einsatz dezentraler Automatisierungskomponenten und die in der Netzführung dafür vorzusehende Funktionalität eine lange Realisierungszeit erfordern. Natürlich muss dabei, neben den technischen Möglichkeiten, auch das Kosten-/Nutzen-Verhältnis beachtet werden.

10 Zusammenfassung: Empfehlungen für VNB

Als Einflussfaktoren für die zukünftige Entwicklung wurden eingangs (Kapitel 3) die folgenden Faktoren genannt:

- Kostendruck auf die NB,
- Deregulierung: Gesetze, Anreizregulierung, Marktmechanismen,
- zunehmende dezentrale, volatile Erzeugung, Änderungen in den Netzstrukturen,
- erhöhte und volatilere Netzbelastung,
- Anforderungen der IT-Security.
- Insgesamt deutlich erhöhte Komplexität, die eine umfassende Automatisierung erfordert.

Die Auswirkungen dieser Anforderungen und die sich daraus ergebenden Veränderungen und Lösungswege sind nicht immer explizit auf die einzelnen o. g. Begriffe zu beziehen.

Es entstehen vielmehr verschiedene Handlungsfelder, deren Notwendigkeit sich aus Kombinationen der verschiedenen Anforderungen ergibt:

- Wachsende Aufgabenstellungen für die Netzleittechnik, mit hoher Komplexität
- Wichtige Rolle der Netzleittechnik auch in „Smart Grids“
- Kooperation zwischen zentraler Netzleittechnik und dezentralen Automatisierungskomponenten
- Umfassende Berücksichtigung steigender Anforderungen der IT-Security
- Wirtschaftliche Umsetzung von Entwicklungen mit geeigneten Migrationskonzepten.

In den nachfolgenden Abschnitten werden diese Aspekte näher erläutert und Empfehlungen formuliert.

Allgemein ist festzustellen, daß die in den nachfolgenden Abschnitten formulierten Empfehlungen teilweise auch für die anderen Bereiche (Schutz, Stationsautomatisierung) gelten. Dies trifft insbesondere zu für das Zusammenwirken zwischen zentraler und lokaler Automatisierung.

Die Empfehlungen in dem Hauptteil der Studie berücksichtigen dies derart, daß in den dort angegebenen Zusammenfassungen solche Gemeinsamkeiten dokumentiert werden.

10.1 Wachsende Aufgabenstellungen für die Netzleittechnik

Wie bereits in den Kapiteln 4 bis 8 erläutert, ergeben sich diese aus der mit der Energiewende steigenden Volatilität der Einspeisung und der daraus resultierenden erhöhten und volatileren Netzbelastung, unter Einbeziehung der regulatorischen Randbedingungen.

Durch die zunehmende Komplexität wird „Automatisierung“ unabdingbar.

Empfehlungen:

- Verbesserung der vorhandenen Datenbasis in den Verteilungsnetzen (zusätzliche Messstellen, Erfassung in Echtzeit), dadurch Erhöhung der Transparenz und der Netzqualität.
- Unterstützung der Netzführung durch leistungsfähige Netzleitsysteme, Entlastung der Netzfürer durch „intelligente“ Automatisierung, z. B. Schaltvorschläge in Störungssituationen.
- Ausrüstung der Netzleitsysteme mit umfassenden Netzberechnungen, inkl. Vorausschau, die bisher in der Höchst- und Hochspannung eingesetzt wurden, auch für die Mittelspannungsnetze.
- Unterstützung des Netzbetriebes bei allen Systemdienstleistungen, die die VNB erbringen müssen.
- Nutzung gemeinsamer, großer Netzleitsysteme durch mehrere VNB, die sich ein leistungsfähiges System „teilen“ können („Mandantenfähigkeit“), auch mit Querverbund. Beispiele: Kleinere VNB nutzen das „große“ System eines größeren VNB; mehrere kleine VNBs betreiben ein gemeinsames System.
- Einsatz weitgehend standardisierter Systeme, um dem Kostendruck (Investition und Service) zu begegnen.
- Nutzung existierender Kommunikations- und Datenbeschreibungsstandards.
- Einbindung der Netzleittechnik in die systemübergreifenden Unternehmensprozesse, z. B. Schaltantragsverwaltung, Workforce Management, unter Beachtung der vorgegebenen Sicherheitsstandards.

10.2 Wichtige Rolle der Netzleittechnik auch in „Smart Grids“

Die Energiewende erfordert, zur schnellen und komfortablen Beherrschung unterschiedlicher Netzsituationen, zunehmend lokale Automatisierung, mit entsprechender Systemtechnik.

Übergeordnete Aufgaben aus „Netzsicht“ müssen aber weiterhin von zentralen Systemen erfüllt werden, weil nur solche den Gesamtüberblick über das Netzgeschehen haben und die Erbringung der von den VNB geforderten Systemdienstleistungen unterstützen. Siehe dazu auch Kapitel 5 bis 8.

Empfehlungen:

- Unterstützung bzw. Ausführung des Einspeisemanagements durch die Netzleittechnik, teilautomatisiert bzw. im Closed-Loop-Betrieb.
- Möglichst automatische Bereitstellung der erforderlichen, aggregierten Informationen an „verbundene“ NB (Kommunikationskaskade; Datenaustausch vertikal und horizontal)
- Unterstützung bei allen Systemdienstleistungen der VNB durch Bereitstellung entsprechend „intelligenter“ Funktionen.
- Konsequente Nutzung existierender Kommunikations- und Datenbeschreibungsstandards.

10.3 Kooperation zwischen zentraler Netzleittechnik und dezentralen Automatisierungskomponenten

In zukünftigen Energienetzen wird es Automatisierungskomponenten auf den verschiedenen Netzebenen geben, siehe dazu u. a. Kapitel 9.

Das erfordert eine zwischen den Automatisierungsebenen eine enge Kooperation, mit effektiver Kommunikation. Insbesondere sind die zu berücksichtigenden Datenbestände konsistent zu halten.

Empfehlungen:

- Einsatz von zentraler und dezentraler Systemtechnik derart, dass sich die Komponenten der verschiedenen Ebenen ergänzen und auf gemeinsame Datenmodelle zurückgreifen können (Koordination durch die zentrale Leittechnik).
- Entlastung der zentralen Systeme durch lokale Automatisierung, soweit dies ohne „Netzsicht“ möglich ist.
- Durchführung bzw. Anstoß netzorientierter Aktivitäten durch die zentrale Technik.

10.4 Umfassende Berücksichtigung steigender Anforderungen der IT-Security

Die IT-Security-Anforderungen in der kritischen Infrastruktur Energieversorgung sind ein alle Komponenten und Teilsysteme betreffendes Thema. Die IT-Security kann daher hier als eigenständiges, übergreifendes Anforderungspaket angesehen werden.

Empfehlungen:

- Einführung eines ISMS im VNB-Unternehmen, auf der Basis der geltenden Gesetze und Regeln.
- Konsequente Anwendung der geltenden Gesetze und Regeln in allen betroffenen technischen Bereichen.

10.5 Wirtschaftliche Umsetzung von Entwicklungen mit geeigneten Migrationskonzepten

Diese stellt, im Zusammenhang mit den weiter oben aufgeführten vorwiegend technischen Einflussfaktoren, ein übergreifendes Thema dar. Die Wirtschaftlichkeit ist bei allen Vorhaben der Netzautomatisierung in allen Phasen zu berücksichtigen, sowohl bei den erforderlichen Investitionen in geeigneten Zeiträumen als auch beim Unterhalt der betrachteten Einrichtungen.

Empfehlungen:

- Entwicklung unternehmensspezifischer Konzepte zur Umsetzung der empfohlenen und vorgesehenen Maßnahmen der Netzautomatisierung.
- Langfristige Umsetzungsplanung unter Berücksichtigung des Kosten-/Nutzen-Verhältnisses und einer nachhaltigen, wirtschaftlichen Migrationsstrategie („Alles auf einmal geht nicht“).
- Prüfung, welche Aufgaben in der zentralen Leittechnik und welche in „leittechniknahen“ Systemen realisiert werden sollen; damit sollte der wachsenden Gesamtkomplexität begegnet werden.

11 Literaturverzeichnis

- [1] dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.
(Verwendung in Kapitel 6)
- [2] Forschungsprojekt Nr. 44/12 - Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
(Verwendung in Kapitel 6)
- [3] 10-Punkte-Programm Systemdienstleistungen VNB und ÜNB der Regelzone 50Hertz
(Verwendung in Kapitel 6)
- [4] ENTSO-E im Überblick
(Verwendung in Kapitel 7)
- [5] ENTSO-E Jahresbericht 2014
(Verwendung in Kapitel 7)
- [6] Consuelectra Symposium 2016 (Verwendung in Kapitel 8.1.2)

Weitere Angaben zu den o.g. Quellen: (Autor, Erscheinungsdatum, Online-Abruf-Daten)

dena. (02 2014). *www.dena.de*. (D. E.-A. (dena), Hrsg.) Abgerufen am 07. 09 2015 von <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030.html>

Dr.-Ing. Jens Büchner, Dr.-Ing. Jörg Katzfey, Ole Flörcken, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Dr.-Ing. Henning Schuster, Sebastian Dierkes, Tobias van Leeuwen, Lukas Verheggen, Dr.-Ing. Mathias Uslar, Marie van Amelsvoort. (12. 09 2014). *www.bmwi.de*. (O. E-Bridge - IAEW, Hrsg.) Abgerufen am 07. 10 2015 von <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html>

e.dis - enso Netz - avacon - nsn Magdeburg - Stadtwerke Magdeburg - MITNETZ STROM - Stromnetz Hamburg - Stromnetz Berlin - Thüringer Energienetze - WEMAG Netz GmbH - 50hertz. (09. 09 2014). *10-Punkte-Programm Systemdienstleistungen VNB und ÜNB der Regelzone 50Hertz*. (5. GmbH, Hrsg.) Von www.50hertz.com:
http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Positionspapier_e/10_Punkte_Programm_Systemsicherheit-Langfassung.pdf abgerufen

ENTSO-E *ENTSO-E AT A GLANCE* von entsoe.eu:

https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/140925_ENTSO-E_at_a_Glance.pdf

ENTSO-E, Annual Report 2014

12 Anlagen

12.1 Anlage 1 – Komponenten-Analyse

A01_Komponenten-Analyse_V1.03.xlsx

12.2 Anlage 2 – Tabellen Netzführung Netzleittechnik

A02_2015-08-11_Tabellen_Netzführung_Netzleittechnik_V1.03.xlsx



VDE

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main
Telefon: 069 6308-0
E-Mail: service@vde.com
Internet: <http://www.vde.com>