



# Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung

## 1. Motivation

Die grundlegenden Trends der Dekarbonisierung (Strom, Wärme, Verkehr), Dezentralisierung und Digitalisierung sind mit umfangreichen regulatorischen Veränderungen und Kostendruck verbunden. Bei volatiler Versorgungssituation sowie verzögertem Netzausbau führt dies zu einem Netzbetrieb näher an den Kapazitätsgrenzen. Durch all diese Veränderungen werden die Anforderungen an die Netzbetriebsführung komplexer. In allen Systemzuständen wie dem Normalbetrieb, dem Störungszustand bis hin zum Netzwiederaufbau muss ein sicherer Betrieb gewährleistet sein. Durch die große Zahl der aktiven Systemteilnehmer ist sowohl eine vertikale (Kaskade) als auch eine horizontale (räumlich verteilt innerhalb einer Netzebene) Koordination zwischen Netzbetreibern und Netznutzern wie Einspeisern, Abnehmern und Prosumern (inkl. Speichern) erforderlich.

Die Komplexität hat inzwischen einen Grad erreicht, der umfangreiche Assistenzsysteme und Automatisierungsfunktionen erfordert, damit die Systemführung die Komplexität beherrschen und notwendige Aufgaben und Entscheidungen umsetzen kann. Insbesondere, wenn in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen verstärkt eine aktive Netzführung zur Koordination volatiler oder regelbarer Netznutzer angestrebt wird, ist auf Grund der großen Zahl an Nieder- und Mittelspannungsnetzen eine bedarfsorientierte Automatisierung erforderlich. Gleichermaßen bedarf die schnelle Regelbarkeit von (leistungselektronischen) Netzkomponenten bis hin zu Hochspannungsgleichstromübertragungen schnelle und automatisierte Mechanismen zur sicheren Systemführung. Neue Anforderungen im Netzbetrieb (z.B. Redispatch, Netz-Markt-Koordination) begründen den Bedarf einer zunehmend automatisierten Vorgehensweise.

VDE Verband der Elektrotechnik  
Elektronik Informationstechnik e.V.  
Energietechnische Gesellschaft (ETG)  
Stresemannallee 15  
60596 Frankfurt am Main  
Tel. +49 69 6308-346  
[etg@vde.com](mailto:etg@vde.com)

## 1.1. Ziele der Automatisierung

Mit der Automatisierung des Netzbetriebs werden die folgenden vier Ziele verfolgt:

1. Die Beherrschbarkeit der massiv zunehmenden Komplexität des Netzbetriebes verursacht durch die steigende Anzahl der aktiven Netzelemente und Netznutzer und die schnellen Änderungen der Betriebssituationen infolge fluktuierender Einspeisungen, neuer Lasten und Marktaktivitäten. Ziel ist es die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. Dabei sind insbesondere die zeitlichen Anforderungen (schnelle Umsetzung von Koordinations-/Eingriffs-/Regelungsmaßnahmen z.B. beim Redispatch und der Netz-Markt-Koordination) zu erfüllen sowie die Vielzahl der Abhängigkeiten und komplexen Optimierungsziele im gesamtsystemischen Kontext (horizontale und vertikale Koordination von Netzbetreibern und Endnutzern) zu berücksichtigen.
2. Die Steigerung der Übertragungsfähigkeiten der Netze bei begrenztem Netzausbau. Dies impliziert, dass vorhandene Potenziale, wie Flexibilitäten der Netznutzer, in der Netz-Markt-Koordination nutzbar gemacht werden und dass die Netze näher an den technischen Grenzen gefahren werden, ohne die Netzsicherheit zu beeinträchtigen.
3. Die Kostenreduktion und Effizienzsteigerung, um den Personalbedarf trotz der zusätzlichen Aufgaben und gestiegenen Anforderungen zu begrenzen.
4. Die Unterstützung der regulatorischen Anforderungen, wie z.B. die Umsetzung minimaler Eingriffe in den Markt und die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE).

## 1.2. Rahmenbedingungen

Neben den Anforderungen auf der Transportnetzebene im Betrieb vermehrt auf volatile Ereignisse zu reagieren, der Notwendigkeit der Koordination schnell regelbarer Betriebsmittel (schrägregelnde Transformatoren, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), etc.) und der Interaktion und Abstimmung zwischen in- und ausländischen Regelzonen sowie mit den nachgelagerten Verteilnetzen, werden sich im Zuge dessen auch die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber (VNB) erheblich ändern. Dies hat signifikante Auswirkungen auf die Netzführungssysteme und resultiert im Bedarf, die Netzbetreiber durch zusätzliche Netzautomatisierung zu unterstützen.

Beispiele neuer Anforderungen und Herausforderungen im Verteilnetzbetrieb, die Auswirkungen auf die Netzführungssysteme haben, sind im Folgenden dargelegt:

- Netze bedarfsgerecht optimieren, verstärken und ausbauen:
  - Die Netzkomplexität nimmt durch die hohe Anzahl dezentraler Einspeiser sowie durch das Verhalten von Lasten, Einspeisern und Speichern zu – diese verhalten sich nicht nur last- und dargebotsabhängig, sondern auch selbst- und marktoptimiert (z.B. Einfluss auf Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen).
- Netze sicher und zuverlässig betreiben:
  - Systemdienstleistungen müssen dezentral durch Verteilnetzbetreiber erbracht werden, wie beispielsweise Spitzenkappung, Netzsicherheitsmanagement und Redispatch, erweiterte Aufgaben beim Netzwiederaufbau (ggf. auch temporär betreibbare Inselnetze) sowie aktives Blindleistungsmanagement.
  - Markt- und Netzkoordination sind abgestimmt auszugestalten, z.B. durch Einbindung steuerbarer Lasten (z.B. Elektromobilität), mögliche Nutzung eines Flexibilitätsmarktes und Auflösung von Zielkonflikten bei gleichzeitiger Erbringung von bspw. Regelleistung und Engpassmanagement.
- IT-Sicherheitsanforderungen nehmen deutlich zu

Die Anforderungen sind teils neu zu definieren und die Erbringung von Systemdienstleistungen ist entsprechend neu auszugestalten. Hierbei übernimmt der VNB Aufgaben durch die Dezentralisierung.

Die aufgeführten Veränderungen der Energielandschaft und die damit einhergehenden Auswirkungen auf die Systemführung begründen den Automatisierungsbedarf. Im automatisierten Netzbetrieb sind stets Rückfallebenen notwendig, die bei technischem Versagen der Informations- und Kommunikationstechnik einspringen. Dies können sichere Betriebszustände, redundante Automatisierungssysteme oder das manuelle Eingreifen geschulter Systemführer sein.

## 2. Ziel des Dokuments

Die im vorhergehenden Abschnitt erläuterten Ziele der Automatisierung zeigen, dass diese kein Selbstzweck sind, sondern eine Notwendigkeit und für einen stabilen und sicheren Systembetrieb unerlässlich. Zunächst ist der Begriff der Automatisierung zu differenzieren und Autonomiestufen zu definieren. Basierend auf dem aktuellen Stand der Technik in den Leitstellen der verschiedenen Spannungsebenen, kann der Handlungsbedarf zur Erreichung einer höheren Netzautomatisierung abgeleitet werden. Dabei ist die Automatisierung einzelner Funktionen mit Umsetzungshorizont bis 2030 besonders hervorzuheben.

Im Automobilbereich wird seit einiger Zeit das Thema des autonomen Fahrens stark in den Vordergrund gestellt. Hierbei geht es unter anderem um die Kernaspekte Sicherheit und Beherrschbarkeit der Verkehrsdichte durch eine Automatisierung einzelner bis hin zu allen Betriebsabläufen. Analog dazu setzt der vorliegende VDE Impuls an, indem zunächst eine Systematisierung in Anlehnung an die Autonomiestufen beim autonomen Fahren erfolgt.

Der Stand der Technik der Funktionen und der Abläufe des Netzbetriebs wird anschließend entsprechend eingeordnet. Hierbei wird analysiert, welche Autonomiestufen bereits heute oder mit Umsetzungshorizont bis 2030 in der Praxis für bestimmte Funktionsbereiche realisierbar sind. Die Anforderungen zur Erreichung der nächsten Stufe der einzelnen Funktionen werden jeweils dargestellt. Bei den Betrachtungen wird eine grundlegende Unterscheidung in die Automatisierung im Nieder- und Mittelspannungsnetz auf der einen Seite und der Automatisierung der Leitstellen im Hoch- und Höchstspannungsnetz auf der anderen Seite vorgenommen.

Bei allen Diskussionen und Aspekten zu diesem Thema ist wie beim autonomen Fahren immer im Auge zu behalten, dass die Betriebssicherheit durch die Automatisierung grundsätzlich zumindest erhalten bleibt oder erhöht wird und immer Rückfallmechanismen bei Störungen vorzuhalten sind.

Die Autorinnen und Autoren haben sich folgende Fragen gestellt, entlang derer die Ergebnisse dieses Dokuments erarbeitet wurden:

1. Was verstehen wir unter der Automatisierung der Netzführung?  
Kapitel 3: Systematisierung der Autonomiestufen
2. Welche Prozesse sind bereits heute typischerweise in der Netzführung automatisiert? Welche Unterstützungsfunktionen gibt es typischerweise bereits heute?  
Kapitel 4: Stand der Technik
3. Welche Prozesse könnten zusätzlich automatisiert werden?  
Kapitel 5: Schritte zur Erreichung der nächsten Autonomiestufe (Roadmap)

### 3. Systematisierung der Autonomiestufen

Es wird eine Systematisierung der Autonomiestufen im Netzbetrieb in Anlehnung an die Systematisierung der Autonomiestufen im Automobilbereich vorgeschlagen. Diese ermöglicht, den aktuellen Stand und die vorgesehenen Entwicklungen differenzierter darzustellen und in der Sprachregelung zu einem besseren Verständnis zu gelangen.

#### 3.1. Systematisierung der Fahrzeug-Autonomiestufen

Als Ausgangspunkt der Betrachtung dient die Klassifizierung der Autonomiestufen bei Fahrzeugen. In diesem Kontext sind die folgenden sechs Autonomiestufen definiert (SAE On-Road Automated Vehicle Standards Committee, 2018).

*Tabelle 1: Fahrzeug-Autonomiestufen*

<b>Autonomiestufe 0</b> keine Automation	Der Fahrer ist selbst für die Fahrzeugbedienung verantwortlich (bspw. Lenken, Beschleunigen/Bremsen).
<b>Autonomiestufe 1</b> Fahrassistenz	Assistenzsysteme wie bspw. eine Lenk-Assistenz und der Abstandsregeltempomat unterstützen den Fahrer bei der Längs- und Querführung.
<b>Autonomiestufe 2</b> Teilautomatisierung	Bestimmte Funktionen der Fahrzeugbedienung wie Spurhalten, Beschleunigen und Abbremsen werden von den Assistenzsystemen übernommen.
<b>Autonomiestufe 3</b> Bedingungsautomatisierung	Funktionen wie das Auslösen des Blinkers, Spurwechsel und Spurhalten werden vom Fahrzeug selbstständig ausgeführt. Eine dauerhafte Überwachung des Systems durch den Fahrer ist nicht notwendig, er muss jedoch bei Bedarf reagieren und die Fahrzeugführung übernehmen.
<b>Autonomiestufe 4</b> Hochautomatisierung	Das System übernimmt die Fahrzeugführung während bestimmter Fahraufgaben dauerhaft und übergibt sie nur an den Fahrer, falls Fahraufgaben auftreten, die vom System nicht beherrscht werden.
<b>Autonomiestufe 5</b> Vollautomatisierung	Das System beherrscht alle möglichen Fahraufgaben. Ein menschliches Eingreifen in die Fahrzeugbedienung ist, abgesehen vom Festlegen des Ziels und dem Systemstart, nicht notwendig.

#### 3.2. Systematisierung der Netzbetrieb-Autonomiestufen

In Anlehnung an die oben genannten Fahrzeug-Autonomiestufen werden im Folgenden Autonomiestufen für die Automatisierung des Netzbetriebs definiert und jeweils spezifiziert, zu welchem Grad das System automatisiert wird (Reichweite der Automatisierung).

*Tabelle 2: Netzbetrieb-Autonomiestufen*

Reichweite der Automatisierung	Autonomiestufe	Definition
Keine Automatisierung	<b>Autonomiestufe 0</b>	Die Systemführung trifft auf Basis von Melde-/Messinformationen Entscheidungen über Sollwerte und setzt diese manuell, ferngesteuert um.
		0a – Observability: Die Systemführung kann den Netzzustand basierend auf Messinformationen überwachen.
		0b – Controllability: Die Systemführung kann den Netzzustand mit Hilfe von fernsteuerbaren Betriebsmitteln beeinflussen.
Teilfunktionsautomatisierung	<b>Autonomiestufe 1</b> Assistenz	Hintergrundfunktion, die (ständig oder nach Aktivierung durch den Systemführer) Berechnungen durchführt.
		1a – Awareness: Die Systemführung wird durch die Hintergrundfunktion durch Informationen unterstützt.
		1b – Decision Support: Die Hintergrundfunktion liefert der Systemführung Handlungsvorschläge, über deren Umsetzung die Systemführung entscheidet.

Reichweite der Automatisierung	Autonomiestufe	Definition
	<b>Autonomiestufe 2</b> Teilautomatisierung	Funktion, die durch die Systemführung aktiviert wird und ohne eine weitere Freigabe durch die Systemführung automatisiert regelt.
	<b>Autonomiestufe 3</b> Bedingungsautomatisierung	Funktion, die durch auslösende Bedingung (zuvor durch Systemführer definiert) automatisch aktiviert wird und ohne weitere Freigabe durch die Systemführung automatisiert regelt.
Gesamtsystemautomatisierung	<b>Autonomiestufe 4</b> Hochautomatisierung	Eine sehr große Zahl der erforderlichen Funktionen/Systemdienstleistungen sind durch Bedingungsautomatisierungen abgedeckt. Der Netzbetrieb läuft im Normalbetrieb und bei üblichen Fehlerfällen (daily business) automatisiert. Bei seltenen Störereignissen wird der Systemführer für den Betrieb hinzugezogen.
	<b>Autonomiestufe 5</b> Vollautomatisierung	Es ist kein Systemführer erforderlich. Abgesehen vom Festlegen der Zielparameter, der Bedingungen und Regeln sowie beim Starten des Systems, ist kein menschliches Eingreifen erforderlich.

## 4. Stand der Technik

Um den aktuellen Automatisierungsgrad der Netze zu bestimmen, müssen grundsätzlich die vier verschiedenen Leittechnikebenen Prozessleitebene, Feldleitebene, Stationsleitebene und Systemleitebene unterschieden werden.

Die verschiedenen Spannungsebenen unterliegen nach dem heutigen Stand unterschiedlichen Autonomiestufen. Im Hoch- und Höchstspannungsnetz sind Prozess-, Feld- und Stationsleitebene vollautomatisiert, während auf der Systemleitebene in den Leitstellen Funktionen unterschiedlicher Stufen der Automatisierungen vorliegen. Im Nieder- und Mittelspannungsnetz sind zukünftig zahlreiche weitere Funktionen notwendig, die eine Automatisierung bedingen. Diese sind insbesondere auf der Systemleitebene (Leitsystem und verteilte Controller) anzusiedeln. Im Fokus der folgenden Ausführung stehen daher die automatisierten Funktionen auf Systemleitebene.

Da die Ausprägungen des Automatisierungsgrads stark von der Spannungsebene abhängig sind, werden für die folgende Darstellung des aktuellen Stands der Technik sowie den Handlungsschritten für eine höhere Netzautomatisierung drei Teilbereiche unterschieden:

- 1) Übertragungsnetz (**Ü**)
- 2) Verteilnetz der 110-kV-Ebene inkl. der zugehörigen Mittelspannungsschaltanlagen (**V**)
- 3) Verteilnetz der Nieder- und Mittelspannungsebene, Ortsnetz (**O**)

Die unterschiedlichen Funktionen, die aktuell in der Systemführung auf Systemleitebene eingesetzt werden, sind im Folgenden den in Abschnitt 3.2 definierten Autonomiestufen zugeordnet. Für ein ganzheitliches Verständnis sind darüber hinaus einige Funktionen der übrigen Leittechnikebenen ergänzt. Es erfolgt eine zusätzliche Differenzierung zu den vier Systemdienstleistungskategorien Betriebsführung, Spannungshaltung, Frequenzhaltung und Versorgungswiederaufbau. Dabei orientiert sich die Darstellung an den fortschrittlicheren Netzbetreibern.

### 4.1. Stand der Technik in den Leitstellen (alle Spannungsebenen)

In Tabelle 3 werden Funktionen der Leitstellen den Autonomiestufen für die Systemdienstleistung Betriebsführung zugeordnet. Die Unterscheidung nach Spannungsebene erfolgt über die nachgestellten Kürzel **Ü**, **V** und **O**. Kommen Funktionen auf einer Spannungsebene nur bei einem Teil der Netzbetreiber zum Einsatz, wird dies mit Klammern gekennzeichnet. Insgesamt zeigt sich, dass der Stand der Technik nur die Stufen 0-3 umfasst.

Tabelle 3: Stand der Technik in den Leitstellen für die Systemdienstleistung Betriebsführung (Ü = Übertragungsnetz, V = Hochspannungsnetz, O = Mittel- und Niederspannungsnetz)

Autonomiestufe	Betriebsführung
0a Observability	<b>B1:</b> Erfassung aller gemessenen Netzzustandsgrößen (SCADA) <b>Ü/V</b> <b>B2:</b> Leitstellenkopplung zum Informationsaustausch von Stamm- und Bewegungsdaten anderer Netz- und Anlagenbetreiber <b>Ü/(V)/(O)</b> <b>B3:</b> Überwachung vor Ort / Nachführung im Leitsystem <b>O</b>
0b Controllability	<b>B4:</b> Alle Betriebsmittel fernsteuerbar (SCADA) <b>Ü/V/(O)</b> <b>B5:</b> Marktkommunikation <b>Ü</b>
1a Awareness	<b>B6:</b> Netzsicherheitsrechnung <b>Ü/V/(O)</b> <b>B7:</b> Betriebsmittelüberwachung <b>Ü/V/(O)</b> <b>B8:</b> Topologieeinfärbungen (galvanische Zusammengehörigkeit) <b>Ü/V/(O)</b> <b>B9:</b> EE-Prognosen und Lastvorschau <b>Ü/(V)/(O)</b>
1b Decision Support	<b>B10:</b> Engpassmanagement (Sensitivitätsanalysen für Redispatch und Einspeisemanagement - zukünftig Redispatch 2.0, Security Constrained Optimal Power Flow (OPF)) <b>Ü/(V)</b> <b>B11:</b> Online-Stabilitätsbewertung inkl. Momentanreserve <b>(Ü)</b> <b>B12:</b> Netzanalysefunktionen für die Störungs- und Erdschlussbearbeitung <b>Ü/(V)</b> <b>B13:</b> Freischnittplanung, Zulässigkeitsprüfung im Leitsystem <b>Ü/V/O</b>
2 Teilautomatisierung	<b>B14:</b> Schaltprogramme <b>Ü/V/(O)</b> <b>B15:</b> Manueller Lastabwurf: Aufteilung und Durchführung <b>Ü/(V)</b>
3 Bedingungsautomatisierung	<b>B16:</b> Ereignisgesteuerte Schaltfolgen <b>Ü/V</b> <b>B17:</b> Netzschutz, inkl. Special Protection Schemes <b>Ü/(V)/(O)</b> <b>B18:</b> Witterungsabhängiger Freileitungs- und Transformatorbetrieb <b>Ü/(V)</b> <b>B19:</b> E-Kompensationsregler <b>V/O</b> <b>B20:</b> 3-Punkt-Automatisierung <b>(O)</b>

Weitere Dimensionen der Systemdienstleistung sind Funktionen der Spannungshaltung, Frequenzhaltung und Versorgungswiederaufbau zusammen, welche in der folgenden Tabelle 4 entsprechend der oben eingeführten Nomenklatur dargestellt sind.

Tabelle 4: Stand der Technik in den Leitstellen für die Systemdienstleistungen Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau zusätzlich zu Betriebsführung (Ü = Übertragungsnetz, V = Hochspannungsnetz, O = Mittel- und Niederspannungsnetz)

Autonomiestufe	Spannungshaltung	Frequenzhaltung	Versorgungswiederaufbau
0a Observability	<b>S1:</b> Spannungsüberwachung Ü/V/(O)	<b>F1:</b> Frequenzüberwachung Ü/(V)	<b>V1:</b> Schwarzfallfeste Kommunikationsverbindungen zur Feld- und Leitstellenebene Ü/V
0b Controllability	<b>S2:</b> Laststufenschalter Transformator manuell (V)/(O)	<b>F2:</b> Minutenreserveleistung Ü	<b>V2:</b> Schwarzfallfeste Ansteuerung von Schaltgeräten Ü/V
3 Bedingungsautomatisierung	<b>S3:</b> Laststufenschalter Transformator Ü/V/O <b>S4:</b> Lokale Regler DEA Ü/V/O <b>S5:</b> Spannungs-Blindleistungsregelung (OPF) (Ü)/(V)/(O)	<b>F3:</b> Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf (UFLA) Ü/V <b>F4:</b> Primär- und Sekundärregelleistung Ü	<b>V3:</b> Automatisierte Nachführung von Generatorwirkleistungs-Sollwerten zur Frequenzregelung Ü/(V)

## 4.2. Besonderheiten bei Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und VNB 1. Ordnung (Hochspannungsnetz)

### 4.2.1. Betriebsführung

Höchst- und Hochspannungsnetze inklusive der zugehörigen Mittelspannungsschaltanlagen der öffentlichen Stromversorgung werden heute weitgehend aus zentralen Leitstellen fernüberwacht und ferngesteuert (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) (B1, B4). Alle Vorgänge sowie der aktuelle Betriebszustand werden in den Leitstellen dokumentiert (B1). Die Entstörung und Wiederversorgung sowie planbare Maßnahmen werden durch das Personal in den Leitstellen koordiniert. Dabei können Umschaltungen aus den Leitstellen per Fernsteuerung durchgeführt werden (B4).

Zwischen den Leitsystemen verschiedener Netzbetreiber existieren grundsätzlich permanente Kommunikationsverbindungen zum Informationsaustausch von Stamm- und Bewegungsdaten, die für die Netzsicherheit im eigenen Netzgebiet von Bedeutung sind (Leitstellenkopplung, B2). Die Leitstellensysteme der VNB 1. Ordnung unterstützen die Anforderungen zur Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit des ÜNB. Der Datenaustausch zum vorgelagerten ÜNB wird bezogen auf statische und dynamische Datenbereiche bedarfsgerecht durchgeführt und bezieht sich auf Meldungen und Messwerte. Steuerbefehle hingegen werden nicht direkt über Schnittstellen zwischen den Leitsystemen der ÜNB/VNB durchgeführt, sondern unterliegen immer der Prüfung durch den ausführenden Netzbetreiber. Die Datenschnittstelle zum Online-Datenaustausch mit dem nachgelagerten VNB 2. Ordnung ist derzeit wenig umfangreich ausgeprägt.

Umfangreiche Assistenz- und Teilautomatisierungsfunktionen unterstützen die Netzbetriebsführung bei der Spannungshaltung, der Netzsicherheitsrechnung (B6), der Betriebsmittelüberwachung (B7), dem Engpassmanagement (B10), der Wiederversorgung sowie bei geplanten Abschaltungen z. B. Schaltprogramme (B14), Netzanalysefunktionen für die Störungs- und Erdschlussbearbeitung (B12) oder dem Lastabwurf (B15). Die Durchführung von Maßnahmen obliegt typischerweise dem Betriebsführer. Closed-Loop-Teilautomatisierungen sind in geringem Maße vorhanden, wie z.B. Spannungs- / Blindleistungsregelung.

Topologieeinfärbungen (B8) helfen bei der Transparenz über den Schaltzustand im Netz und der galvanischen Zusammengehörigkeit der Netzbetriebsmittel. In den Leitsystemen sind Funktionen bereitgestellt, die die Planung, Genehmigung und Durchführung von geplanten Schaltungen unterstützen (Freischaltplanung, B13). Die Leitsysteme unterstützen den Netzfürher vor allem bei der Genehmigung der beantragten Schaltungen.

Im Leitsystem sind Funktionen vorhanden, die den Lastabwurf hinsichtlich der Aufteilung auf beteiligte Netzgebiete und der Durchführung unterstützen (**B15**). Der Lastabwurf kann vom ÜNB an den VNB angewiesen sein; der Lastabwurf kann auch bei Bedarf durch den VNB selbst initiiert werden. Der Lastabwurf ist eine Letztmaßnahme, die sowohl bei Spannungsproblemen (auch Spannungskollaps), als auch bei Leitungsengpässen zur Anwendung kommen kann. Neben dem Lastabwurf können auch weitere Maßnahmen wie Blockierung der Spannungsregler angewendet werden. Die Aufteilung des gewünschten Lastabwurfes auf die zugehörigen Netzgebiete im eigenen Netz und auf die relevanten Netzgebiete von Weiterverteilern und die Durchführung der Maßnahmen werden vom Leitsystem unterstützt. Die sogenannten Letztmaßnahmen sind in VDE AR N 4142 beschrieben.

Mit der Zunahme der dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) nimmt das Risiko für Engpässe und Grenzwertverletzungen zu. Die oben genannten Awareness-Funktionen unterstützen die Betriebsführung bei der Detektion von gefährdeten Netzsituationen. Der Betriebsplaner benötigt die Funktionalitäten zur EE-Prognose und Lastvorschau (B9), um z. B. netzbezogene Maßnahmen zur Beherrschung von Windfronten vorbereitend planen und durchführen zu können. Während Betriebsplanungsprozesse bei Übertragungsnetzbetreibern einen rollierenden VorschauhORIZONT von sieben Tagen haben sowie weitgehend automatisiert und europäisch standardisiert ablaufen, erfolgt die Betriebsplanung im Verteilnetz durch Personal, das werktätlich zu Normalarbeitszeiten eingesetzt wird, sowie auf Basis von wenigen Vorschaudaten (bspw. Wetterprognosen). Mittels Engpassmanagement (**B10**) werden im Bedarfsfall vom Netzleitsystem Maßnahmen identifiziert, welche auf strom- und spannungsbedingte Engpässe sensitiv wirken. Diese bestehen zum einen aus netzbezogenen Maßnahmen, die Auswirkungen auf die Topologie des Netzes haben, und zum anderen aus marktbezogenen Maßnahmen (**B5**), die beispielsweise durch Redispatch und Einspeisemanagement Einfluss auf Einspeiser haben. Die Auswahl der zu beeinflussenden Einspeiser wird von Umfang und Dauer diskriminierungsfrei durch das System vorgeschlagen und die Einhaltung der Regularien zur Auswahl und Dokumentation der Vorgänge werden gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bzw. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ebenfalls vom System unterstützt. Auf Basis dieser Entscheidungsunterstützung erfolgt die finale Freigabe typischerweise durch den Operator. Ein Security Constraint Optimal Power Flow dient einer differenzierten Optimierung und wird teilweise bereits eingesetzt.

Erste Schritte zum Redispatch für Erneuerbare Energien im Verteilnetz (gemäß Netzausbaubeschleunigungsgesetz, NABEG 2.0) und zum Fahrplanmanagement befinden sich in der Umsetzung. Des Weiteren werden derzeit durch die ÜNB neue Werkzeuge zur Optimierung und zum Abruf von Redispatch in Betrieb genommen. Ausgehend vom Übertragungsnetz werden zudem Verfahren zur Online-Bewertung der Stabilität inklusive Momentanreserve (**B11**) eingeführt.

Der Netzschutz (**B17**) ist in den Schaltanlagen installiert (unabhängiger Maximalstromzeitschutz (UMZ-Schutz), Distanzschutz, Differentialschutz) und arbeitet in der Regel mit lokalen Messdaten und unabhängig vom Leitsystem. In jüngster Zeit gibt es erste Umsetzungen von ereignisgesteuerten Schaltfolgen (**B16**) oder sogenannten Special Protection Schemes, die Auslöseentscheidungen unter Nutzung von Daten des Leitsystems treffen.

Zur Höherauslastung bestehender Leitungen werden Stromgrenzwerte im Übertragungs- und vielfach Verteilnetzen witterungsabhängig angepasst (**B18**). Dies erfordert eine fortlaufende Erfassung der Witterungsbedingungen oder Leitertemperaturen.

110-kV-Netzgruppen und Mittelspannungsnetze werden zum überwiegenden Anteil mit kompensiertem Sternpunkt betrieben. Für die Einhaltung der optimalen Kompensation werden E-Kompensationsregler (**B19**) eingesetzt, dies erfolgt bedingungsautomatisiert.

#### 4.2.2. Spannungshaltung

Für die Systemdienstleistung Spannungshaltung werden zahlreiche Funktionen aus der Betriebsführung eingesetzt (z.B. Lastabwurf, Netzsicherheitsrechnung, SCADA). Zur Spannungsüberwachung (**S1**) erhält der Systemführer Messinformationen. Speziell zur Spannungshaltung werden Laststufenschalter bei Transformatoren manuell (**S2**), bzw. nicht manuell (**S3**) und lokale Regler bei DEA (**S4**) eingesetzt. Zentral werden auch OPF-basierte Closed-Loop-Regler zur Spannungs-Blindleistungsregelung (**S5**) eingesetzt.



### 4.2.3. Frequenzhaltung

Dem ÜNB obliegt die Kommunikation mit Marktteilnehmern und -plattformen. Diese Funktion wird parallel zum Netzbetrieb ausgeführt. Die Einhaltung des Gleichgewichts aus Leistungseinspeisung und -entnahme zur Frequenzhaltung wird durch den ÜNB koordiniert. Während die Primärregelleistung (F4) dezentral mit Hilfe von lokalen Kennlinien an den beteiligten Kraftwerken bestimmt und erbracht wird, erfolgt der Abruf von Sekundär- und Minutenreserveleistung aus den Leitsystemen der ÜNB, wobei Minutenreserve (F2) manuell und Sekundärregelleistung (F4) automatisiert aktiviert werden. Bei der Frequenzüberwachung (F1) wird der Systemführer durch die Bereitstellung von Informationen unterstützt.

Der unterfrequenzabhängige Lastabwurf (UFLA) (F3) beschreibt einen Unterfrequenzschutz (Bedingungsautomatisierung), welcher bis zu 50 % der Netzlast im Sinne der Frequenzhaltung gestaffelt abwerfen kann. Die Implementierung dieser Funktion kann hier in einem getrennten Relais oder in einer vorhandenen Schutzeinrichtung erfolgen (siehe VDE AR N 4142).

### 4.2.4. Versorgungswiederaufbau

Die Kommunikationsverbindungen zwischen System- und Prozess-, Feld- und Stationsleitebene sind im Übertragungsnetz und Verteilnetz grundsätzlich schwarzfallfest ausgeführt (V1). Ebenso sind auf Stationsebene Energiespeicher vorhanden, die eine Ansteuerung von Schaltgeräten im Schwarzfall ermöglichen (V2). ÜNB und VNB arbeiten in diesem Fall über die Kaskade (derzeit noch nicht automatisiert) zusammen.

Im Fall von kleinen Netzinseln werden die Sollwerte der Generatorwirkleistungen automatisiert nachgeführt (sog. Netzwiederaufbauregler), um die Sollfrequenz einzustellen (V3).

## 4.3. Besonderheiten in Ortsnetzen (Mittel- und Niederspannungsnetz)

In Mittelspannungsnetzen ist zwischen den einspeisenden Mittelspannungsschaltanlagen und den Mittelspannungsortsnetzen mit Ortsnetzstationen, Kabeln und Freileitungen zu unterscheiden.

### 4.3.1. Betriebsführung

In Ortsnetzen der öffentlichen Stromversorgung gibt es typischerweise sehr wenig bis keine Fernüberwachung, Fernsteuerung und Automatisierung. Die Netze werden i.d.R. im Stich z.T. mit Umschaltreserve betrieben.

Mittelspannungsortsnetze werden in zentralen Leitstellen größtenteils nachgeführt, eine Kopplung der Leitstellen verschiedener Verteilnetzbetreiber auf MS-Ebene ist nur vereinzelt vorhanden (B2). Entstörung, Wiederversorgung und planbare Maßnahmen werden durch das Personal in den Leitstellen koordiniert. Umschaltungen werden größtenteils durch die Leitstellen angewiesen und durch Personal vor Ort durchgeführt. Eine detaillierte Dokumentation des aktuellen Betriebszustandes erfolgt im Mittelspannungsnetz i.d.R. per Nachführung in den Leitstellen (B3). Niederspannungsnetze werden heutzutage bis auf wenige Ausnahmen nicht über zentrale Leitstellen geführt.

Für Mittel- und Niederspannungsnetze befinden sich Lösungen in Erprobung, bei denen die mobilen Mitarbeiter vor Ort im Netz Tablets einsetzen, die an die Leitstellensysteme angebunden sind (B3). Die Mitarbeiter vor Ort können somit die gleichen Informationen sehen wie der Operator in der Leitstelle und können die Informationen direkt ins Meldeabbild eintragen. Der Bedarf zum telefonischen Austausch zwischen Operator und Mitarbeiter vor Ort kann dadurch deutlich reduziert werden.

Assistenzfunktionen, die den Betriebsführer durch Informationsbereitstellung bei der Netzsicherheitsrechnung (B6), Betriebsmittelüberwachung (B7) und der EE-Prognose und Lastvorschau (B9), sowie durch Topologieeinfärbungen (B8) unterstützen kommen noch nicht flächendeckend zum Einsatz.

Der Betriebsführer wird bei der Freisichtplanung durch automatisierte Handlungsvorschläge unterstützt (B13). Die Zulässigkeit der Vorschläge wird in den Leitstellen überprüft. In fortschrittlicheren Mittelspannungsortsnetzen erfolgen Schaltprogramme teilautomatisiert (B14).

Der Netzschutz ist in den MS-Schaltanlagen installiert (UMZ, Distanzschutz) (B17) und wird bisher nicht flächendeckend bedingungsautomatisiert durchgeführt. Im Niederspannungsnetz ist der Netzschutz typischerweise über Sicherungen ausgeführt.

E-Kompensationsregler (B19) werden im Ortsnetz teilweise bedingungsautomatisiert eingesetzt.

Im Leitsystem der MS-Ebene wird teilweise die sogenannte 3-Punkt-Automatisierung eingesetzt, um bei störungsbedingten Versorgungsunterbrechungen schnelle (Teil-)Wiederversorgungen zu ermöglichen. Bei der 3-Punkt-Automatisierung (B20) im Mittelspannungsnetz werden typischerweise die Ortsnetzstation der Trennstrecke und eine Ortsnetzstation jeweils etwa auf der Hälfte des Versorgungsabschnittes mit Automatisierungstechnik ausgestattet. Dabei werden auch die Stellungsmeldungen, die Kurzschluss- und Erdschluss-Richtungsanzeiger ins Leitsystem übertragen. Auf Basis der gemeldeten Zustände kann das fehlerbetroffene Kabelsegment von der Ferne aus ausgeschaltet und über das Schließen der Trennstrecke eine schnelle Teilwiederversorgung durchgeführt werden.

### 4.3.2. Spannungshaltung

Spannungshaltung und potenzielle Engpässe im Mittelspannungsnetz werden über die Netzplanung durch entsprechende Auslegung des Netzes ohne zentrale Netzbetriebsführung beherrscht.

Mit zunehmender dezentraler Einspeisung und variabler Last (Elektromobilität) im Ortsnetz entstehen neue Risiken für Engpässe und für die Einhaltung der erlaubten Spannungsgrenzen. Bisher wird das Risiko typischerweise planerisch beherrscht. Im Bedarfsfall werden Netzverstärkungen durchgeführt. Lokale Regler bei DEA und Trafo-Laststufenschaltern werden eingesetzt, um die Spannung in den Grenzen zu halten (S3, S4). Ausgewählte Informationen werden fernwirktechnisch aus dem Netz an die Leitstellen übermittelt. Automatisierte Ortsnetzstationen werden an die zentrale Leittechnik angebunden.

Ein wachsender Fokus liegt auch auf der zunehmenden Installation von Automatisierungseinrichtungen in den Niederspannungsnetzen. Diese Einrichtungen bekommen von ausgewählten Stellen im zu beobachtenden Netzgebiet Informationen (Messungen, Meldungen) und steuern ausgewählte Kunden, sofern Verträge dies ermöglichen. Beispiele solcher Lösungen wurden in den Projekten „iNES“ (Oerter, 2012) und „Smart Operator“ (innogy SE, 2017) entwickelt.

## 5. Schritte zur Erreichung der nächsten Autonomiestufe (Roadmap)

Im folgenden Kapitel werden die Funktionen des Netzbetriebs, die in Kapitel 4 nach dem aktuellen Stand der Technik einer Autonomiestufe zugeordnet sind, hinsichtlich ihres Automatisierungsbedarfs bewertet und ggf. einer neuen Autonomiestufe zugeordnet. Dabei wird ein Blick auf die nächsten zehn Jahre geworfen. Dabei werden die notwendigen Voraussetzungen sowie der Mehrwert für den Netzbetrieb für jede höher zu automatisierende Funktion berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass es auch zukünftig eine große Spannbreite der umgesetzten Funktionen bei den Netzbetreibern gibt. Ebenso nimmt auch ein Roll-out Zeit in Anspruch, so dass in dieser Roadmap von einer Roll-out-Fähigkeit ausgegangen wird.

### 5.1. Automatisierungs-Roadmap in den Leitstellen (alle Spannungsebenen)

Analog zu Abschnitt 4.1 erfolgt eine Unterteilung in die Systemdienstleistung Betriebsführung (Tabelle 5) und Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau (Tabelle 6). Sofern Funktionen nur teilweise vorhanden sind, so sind  $\bar{U}$  (Übertragungsnetz),  $V$  (110 kV und Mittelspannungsschaltanlagen),  $O$  (Nieder- und Mittelspannungsebene) in Klammern gesetzt. Unterstrichene Funktionen sind einer neuen Autonomiestufe zugeordnet. Die Änderung der Autonomiestufen ist in Klammern angegeben. Neue Funktionen sind mit „neu“ gekennzeichnet. Die Nummerierung der Funktionen entspricht der aus Tabelle 3 und 4.

Darüber hinaus gibt es den Fall, dass Funktionen im Ortsnetz, die bisher nur im vorgelagerten Verteilnetz üblich waren, wesentlich breiter eingesetzt werden. Dieser Fall wird in den Tabellen durch den Wegfall der Klammern gekennzeichnet: aus  $(O)$  wird  $\underline{O}$ . Die Änderung ist durch Unterstreichung kenntlich gemacht.

Tabelle 5: Automatisierungs-Roadmap in den Leitstellen für die Systemdienstleistung Betriebsführung (Ü = Übertragungsnetz, V = Hochspannungsnetz, O = Mittel- und Niederspannungsnetz)

Autonomiestufe	Betriebsführung
0a Observability	<p><b>B1:</b> Erfassung aller gemessenen Netzzustandsgrößen (SCADA);  <b>Ü/V/(O)</b>  <b>B2:</b> Leitstellenkopplung zum Informationsaustausch von Stamm- und Bewegungsdaten anderer Netz- und Anlagenbetreiber  <b>Ü/V/(O)</b>  <b>B3:</b> Überwachung vor Ort/ Nachführung im Leitsystem  <b>O</b></p>
0b Controllability	<p><b>B4:</b> Alle Betriebsmittel fernsteuerbar (SCADA)  <b>Ü/V/O</b></p>
1a Awareness	<p><b>B6:</b> Netzsicherheitsrechnung  <b>Ü/V/O</b>  <b>B7:</b> Betriebsmittelüberwachung  <b>Ü/V/O</b>  <b>B8:</b> Topologieeinfärbungen (galvanische Zusammengehörigkeit)  <b>Ü/V/O</b>  <b>B9:</b> EE-Prognosen und Lastvorschau  <b>Ü/V/O</b></p>
1b Decision Support	<p><b>B13:</b> Freischnittplanung, Zulässigkeitsprüfung im Leitsystem  <b>V/O</b></p>
2 Teilautomatisierung	<p><b>B5:</b> Marktkommunikation  <b>Ü/V, (0b → 2)</b>  <b>B12:</b> Netzanalysefunktionen für die Störungs- und Erdschlussbearbeitung und <b>neu</b> inkl. Teil-Störungsbeseitigung  <b>Ü/V/O (1b → 2)</b>  <b>B14:</b> Schaltprogramme  <b>Ü/V/(O)</b>  <b>B15:</b> Lastabwurf: Aufteilung und Durchführung  <b>Ü/V</b></p>
3 Bedingungsautomatisierung	<p><b>B10:</b> Engpassmanagement (Sensitivitätsanalysen für Redispatch und Einspeisemanagement (zukünftig Redispatch 2.0), Security Constrained OPF) und <b>neu</b> <u>topologische Maßnahmen suchen/durchführen</u>  <b>Ü/V, (1b → 3)</b>  <b>B11:</b> <u>Online-Stabilitätsbewertung</u> inkl. Momentanreserve (Ü), (1b → 3)  <b>B16:</b> Ereignisgesteuerte Schaltfolgen  <b>Ü/V</b>  <b>B17:</b> Netzschutz, inkl. Special Protection Schemes <b>Ü/V/(O)</b>  <b>B18:</b> Witterungs-abhängiger Freileitungs- und Transformatorbetrieb  <b>Ü/V</b>  <b>B19:</b> E-Kompensationsregler  <b>V/O</b>  <b>B20:</b> 3-Punkt-Automatisierung  <b>O</b>  <b>B21:</b> <u>Redispatch für EE inkl. topologischen Maßnahmen suchen/durchführen</u>  <b>V/O, neu</b></p>

Tabelle 6 Automatisierungs-Roadmap in den Leitstellen für die Systemdienstleistungen Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau (Ü = Übertragungsnetz, V = Hochspannungsnetz, O = Mittel- und Niederspannungsnetz)

Autonomiestufe	Spannungshaltung	Frequenzhaltung	Versorgungswiederaufbau
0a Observability	<b>S1:</b> Spannungsüberwachung <u>Ü/V/(O)</u>	<b>F1:</b> Frequenzüberwachung <u>Ü/(V)</u>	<b>V1:</b> Schwarzfallfeste Kommunikationsverbindungen zu Feld- und Leitstellenebene <u>Ü/V</u>
0b Controllability	<b>S2:</b> Laststufenschalter Transformator manuell <u>(V)/(O)</u>		<b>V2:</b> Schwarzfallfeste Ansteuerung von Schaltgeräten <u>Ü/V</u>
1b Decision Support			<b>V4:</b> <u>Analyse und Optimierung von sinnvollen nächsten Schritten im Netzwiederaufbau</u> <u>Ü/(V), neu</u> <b>V5:</b> <u>Standardisierung der ÜNB-VNB Koordination bzgl. Spannungsvorgabe / Re-Synchronisation und Einhaltung eines Sollaustauschbandes</u> <u>Ü/(V), neu</u> <b>V6:</b> <u>Ermittlung einer zulässigen Wiederversorgungssequenz (CLPU-Effekt und EE)</u> <u>(V), neu</u>
2 Teilautomatisierung	<b>S4:</b> <u>Lastabwurf, Maßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses / spannungsunterstützendes Lastmanagement</u> <u>Ü/V, neu</u>		
3 Bedingungsautomatisierung	<b>S3:</b> Laststufenschalter Transformator <u>Ü/V/O</u> <b>S4:</b> Lokale Regler DEA <u>Ü/V/O</u> <b>S5:</b> Spannungs-Blindleistungsregelung (OPF) <u>Ü/V/(O)</u> s. auch <b>B11</b>	<b>F2:</b> <u>Minutenreserveleistung</u> <u>Ü, (0b → 3)</u> <b>F3:</b> <u>Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf</u> <u>Ü/V</u> <b>F4:</b> <u>Primär- und Sekundärregelleistung</u> <u>Ü</u> s. auch <b>B11</b>	<b>V3:</b> <u>Automatisierte Nachführung von Generatorwirkleistungs-Sollwerten zur Frequenzregelung</u> <u>Ü/(V)</u> <b>V7:</b> <u>Regelung von Inselnetzen (sich Fangen oder Schwarzstart mit Hochfahren/ Betrieb/ Resynchronisation mit vorgelagertem Netz</u> <u>(V)/(O), neu</u>

## 5.2. Änderungen der Autonomiestufen

Im Zuge fortschreitender Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsnetze steigt auch deren Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit. In den Ortsnetzen wird zunächst eine zunehmende Transparenz durch mehr Messdaten und daraus abgeleiteten Zustandsdaten erwartet (**B4**). Welcher Grad der Dezentralisierung hierbei umgesetzt wird, ist noch offen. Somit können Funktionen, die bisher auf höheren Spannungsebenen zum Einsatz kommen, auch in diesen Netzen zur Anwendung gebracht werden (**B4, B6, B7, B8, B9**). Insgesamt setzt sich der Grad der Automatisierung von höheren Spannungsebenen auch in den darunterliegenden Spannungsebenen sukzessive fort. Diese Entwicklung ist in den Tabellen 5 und 6 durch die Unterstreichungen erkenntlich.

Nachfolgend werden die Änderungen der Autonomiestufen der unterstrichenen Funktionen genauer erläutert:

### **B5:** Marktkommunikation: 0b → 2

Der Trend zur Beschaffung von Systemdienstleistungen über Märkte erfordert eine stärkere Kommunikation zwischen den Netzbetreibern und den Märkten. Kurzfristige Veränderungen der Übertragungskapazitäten müssen automatisiert dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Zudem steigt mit der Einbeziehung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in den Redispatch die Zahl zu koordinierender Marktteilnehmer.

#### **B10: Engpassmanagement: 1b → 3**

Für die automatische, kostenoptimale Auswahl von präventiven und kurativen Maßnahmen, muss die Systemführung vorab Regelgrößen, bspw. Leitungsauslastungen, vorgeben. Die Auswahl der Stellgrößen erfolgt basierend auf den Berechnungen der Optimierungsalgorithmen und wird abschließend zur Umsetzung durch die Systemführung freigegeben. Zukünftig soll zeitweise eine bedingungsautomatisierte Regelung und damit selbständige Freigabe der Stellgrößen erfolgen. Erste Schritte zur höheren Automatisierung des Engpassmanagements werden bereits durch die Einführung der Redispatch-Abruf- und -Ermittlungs-Server gemacht. In Zukunft sollen diese bedingungsautomatisiert operieren.

#### **B11: Online-Stabilitätsbewertung inkl. Momentanreserve: 1b → 3**

Nach der schrittweisen Einführung der Online-Stabilitätsbewertung sollten Mechanismen geschaffen werden, die bedingungsautomatisierte Maßnahmen zur Stabilitätsverbesserung einleiten.

#### **B12: Netzanalysefunktionen für die Störungs- und Erdschlussbearbeitung und neu inkl.**

##### **Teil-Störungsbeseitigung: 1b → 2**

Netzanalysefunktionen sollen teilautomatisiert durchgeführt werden, der Betriebsführer soll zukünftig lediglich für die Aktivierung der Funktionen verantwortlich sein. Hinzu kommt die teilautomatisierte teilweise Beseitigung von Störungen.

#### **B21: Redispatch für EE inkl. topologischer Maßnahmen: neu**

Der Redispatch für EE soll zukünftig bedingungsautomatisiert erfolgen. Hierbei sollen in den Optimierungsalgorithmen Veränderungen in der Topologie als mögliche Stellgröße berücksichtigt und automatisiert ausgeführt werden. Die Vorbereitungen für die Umsetzung des Redispatch 2.0 ab Oktober 2021 sind bereits gestartet.

#### **S4: Lastabwurf, Maßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses: neu**

Zunehmend wird auch Lastmanagement bei der Spannungshaltung relevant. Das können je nach Ausgestaltung spannungsunterstützendes Lastmanagement sein bis hin zu Lastabwurf kurz vor einem Spannungskollaps.

#### **F2: Minutenreserveleistung: 0b → 3**

Die automatische Auswahl und Bestellung der Minutenreserve bei Kraftwerken soll das Niveau der Automatisierung der Tertiärregelung auf das Niveau der Primär- und Sekundärregelung bringen.

#### **Versorgungswiederaufbau (neue Funktionen V4, V5, V6)**

Beim Versorgungswiederaufbau werden zahlreiche unterstützende Funktionen erwartet, um die zunehmende Komplexität im Versorgungswiederaufbau zu beherrschen. Schwerpunkt ist dabei zunächst der Übertragungsnetzbetreiber und zunehmend auch der 110-kV-Verteilnetzbetreiber. Zu diesen Funktionalitäten gehören die *Analyse und Optimierung von sinnvollen nächsten Schritten im Netzwiederaufbau (V4)*, *Standardisierung der ÜNB-VNB Koordination bzgl. Spannungsvorgabe / Re-Synchronisation und Einhaltung eines Sollausstauschbandes (V5)* und die *Ermittlung einer zulässigen Wiederversorgungssequenz unter Berücksichtigung von Cold-Load-Pickup-Effekten und EE-Anlagen (V6)*.

#### **V7: Regelung von Inselnetzen (Microgrid-Funktion): neu**

Bei Auftreten von Störungen im Netz sollen einzelne Netzbereiche vom vorgelagerten Netz abgetrennt werden und im Inselbetrieb operieren. Dies geschieht entweder im noch laufenden gestörten Betrieb (sich Auffangen) oder nach einem Netzausfall (Schwarzfall). In beiden Fällen erfolgt die Auslösung des Inselbetriebs automatisiert bei Vorliegen von zuvor durch den Netzfürher definierten Bedingungen. Die Regelung des Inselnetzes sowie die Resynchronisation mit dem vorgelagerten Netz erfolgt im Ziel der Entwicklung ohne Eingreifen des Systemführers.

### 5.3. Automatisierungs-Roadmap in den Leitstellen des Übertragungsnetzes und des Hochspannungsnetzes (VNB 1. Ordnung)

Zur Beherrschung der zunehmenden Komplexität des Netzbetriebs bedarf es höherer Autonomiestufen. Speziell im „Echtzeit“ Betrieb dienen verfügbare Funktionen der Netzleitsysteme wie beispielsweise die Netzsicherheitsrechnung heutzutage in erster Linie der Information des Systemführers, welcher auf Basis seines Expertenwissens Maßnahmen im Netz einleitet. In Zukunft muss es darum gehen, aus den Informationen konkrete Handlungsvorschläge (Decision Support) bspw. für Schaltmaßnahmen oder dem Einleiten geeigneter Redispatchmaßnahmen auszugeben. Deren Ausführung bedarf es dann nur noch einer Bestätigung des Systemführers. Auf diese Weise kann die Reaktionsgeschwindigkeit gegenüber plötzlich auftretenden Ereignissen erhöht werden. Für kontinuierliche Prozesse wie die Spannungsregelung sollte die Aufgabe des Systemführers perspektivisch in der Vorgabe von Sollwerten liegen.

Im Zuge der Höherauslastung bestehender Infrastruktur rückt die kurative Netzbetriebsführung immer mehr in den Fokus. Während die konventionelle (n-1)-Sicherheit mittels präventiver Maßnahmen sichergestellt wird, würde beim kurativen Vorgehen die Gewährleistung der Netzsicherheit nach Fehlereintritt reaktiv durch Sofortmaßnahmen erfolgen. Diese Art des Netzbetriebs benötigt schnelle Reaktionszeiten und somit einen höheren Grad der Automatisierung sowohl im Übertragungs- als auch im Hochspannungsnetz. Aufgrund der signifikanten Wechselwirkungen bzw. gegenseitigen Beeinflussungen durch Maßnahmen erfordert speziell der kurative Netzbetrieb eine enge Zusammenarbeit zwischen den ÜNB und VNB 1. Ordnung. Automatisierungen und Anpassungen in den Schutzkonzepten beim ÜNB können nur wirksam sein, wenn diese auf die Maßnahmen im VNB-Netz abgestimmt sind.

In den ersten Schritten sind komplexe neue Funktionen möglichst bedingungsautomatisiert einzuführen, um systematisch einen höheren Automatisierungsgrad zu erreichen. Bereits bestehende Funktionen werden die Autonomiestufe der „Bedingungsautomatisierung“ (Stufe 3) schrittweise erreichen. Bei Funktionen, welche netzbetreiberübergreifend relevant sind, wird die Teilautomatisierung nach Stufe 2 derzeit als mittelfristiges Ziel angesehen. Hierzu zählt der Umgang mit der Kaskade mit räumlicher sowie vertikaler/horizontaler Koordination.

Bei ÜNB und VNB wird im Ziel eine sehr große Zahl der erforderlichen Funktionen / Systemdienstleistungen durch Bedingungsautomatisierungen abgedeckt sein. Der Netzbetrieb läuft im Normalbetrieb und üblichen Fehlerfällen (daily business) automatisiert. Bei seltenen komplexen Störereignissen wird die Systemführung für den Betrieb hinzugezogen. Damit kann ein bedingungsautomatisierter Netzbetrieb nach Stufe 3 für viele Funktionsgruppen bis in die 2030er Jahre erreichbar sein.

Für die Umsetzung dieser ganzen neuen Funktionen bildet die Informations- und Kommunikationsinfrastruktur den Backbone. Deshalb werden an diese innerhalb des eigenen Netzes aber auch zu anderen Netzbetreibern sehr hohe Zuverlässigkeits-, Sicherheits- und Geschwindigkeitsanforderungen gestellt. So erfordert die Verlagerung der Einspeisung in unterlagerte Spannungsebenen eine zuverlässige, schwarzfallfeste Kommunikation zu Leitstellen im Verteilnetz.

Mit steigender Komplexität des Netzbetriebes wächst auch die Wahrscheinlichkeit eines menschlichen Fehlers, welcher die Versorgungssicherheit gefährden kann. Mit der zu erwartenden höheren Netzautomatisierung im Übertragungs- und Hochspannungsnetz kann die Versorgungssicherheit trotz der steigenden Netzkomplexität gewährleistet werden. Darüber hinaus können durch eine weitreichende Automatisierung die Bestandsnetze höher ausgelastet werden und es ergibt sich ein Potential zur Eingrenzung des Netzausbaubedarfs. Die Verantwortung verbleibt grundsätzlich beim Netzbetreiber, bei seiner individuellen Situation (z.B. Netzsubstanz, Betriebsphilosophie u.ä.) die geeigneten Maßnahmen technisch und wirtschaftlich zu bewerten, entsprechend auszuwählen sowie umzusetzen.

## 5.4. Automatisierungs-Roadmap in den Leitstellen des Ortsnetzes

Zur Beherrschung der Kleinteiligkeit als auch Volatilität von EE Anlagen muss sich der Wandel des elektrischen Energieversorgungssystems auch auf die Mittel- und Niederspannungsnetze erstrecken. Ein wesentlicher Trend wird die bedarfsorientierte Implementierung von heutigen bereits im Netz üblichen Fernwirkfunktionen in die Ortsnetze sein. Auf der Mittelspannungsebene ist für Nutzung dieser Funktionen voraussichtlich im zentralen Netzleitsystemen bzw. übergreifenden Strukturen zu rechnen. Bei Anwendungen in der Niederspannung werden tendenziell eher separate Automatisierungseinrichtungen dezentral im Netz eingesetzt, z.B. in Ortsnetzstationen. Die Übertragung auf die Ortsnetze hängt vom Fortschritt der geeigneten Prozessanbindung ab. Funktionen für Inselnetze werden schrittweise bedingungsautomatisiert verfügbar werden.

## 5.5. Wesentliche Voraussetzungen für höhere Automatisierung

Die Umsetzung der im Kapitel 5 beschriebenen Schritte zur Erreichung der Autonomiestufe auf den jeweiligen Netzebenen setzt grundsätzlich voraus, dass die

- Funktionen und ihre Wirksamkeit hinreichend erforscht und in Labor- und Feldversuchen umfänglich getestet wurden,
- Funktionen bereitgestellt und in den Systemen implementiert sind,
- notwendigen Daten zusammengestellt, auf Korrektheit und Vollständigkeit geprüft, und diese mit den Funktionen getestet sind,
- Standardisierung von Datenaustauschformaten erfolgreich fortgeführt wird,
- Mitarbeiter im technischen Betrieb und in den Leitstellen geschult sind und
- notwendigen Anpassungen der IT-Sicherheit implementiert und geprüft sind.

Viele Automatisierungsfunktionen gehen einher mit einem erhöhten Datenaufkommen sowie steigenden Anforderungen an die Datenkommunikationen und -verarbeitung. Die Datenverfügbarkeit kann eine Grundvoraussetzung für einzelne Automatisierungsfunktionen sein und ist dementsprechend zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Diese Anforderungen müssen durch eine leistungsfähige Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) erfüllt werden.

Wie bereits beschrieben, sind mit steigendem Automatisierungsgrad stets Rückfallebenen zu implementieren, die bei technischem Versagen einspringen. Diese können auch Sicherheit bei einem Ausfall der Informations- und Kommunikationstechnik in Form von beispielsweise redundanten Automatisierungssystemen bieten. Eine sinnvolle Kombination von zentralen und dezentralen Teilsystemen ist zu implementieren. Gründe für den Ausfall der IKT können technische Defekte aber auch gezielte Manipulationsangriffe sein. Vor diesen gilt es sich durch umfassende Maßnahmen zur Informationstechnik (IT)-Sicherheit, Operational Technology (OT)-Sicherheit und Cyber Security zu schützen und das Angriffspotential im hochautomatisiertem Netzbetrieb so gering wie möglich zu halten.

Um basierend auf neuen Automatisierungsfunktionen das Zusammenspiel verschiedener Akteure zu erleichtern, ist es eine Grundvoraussetzung, dass alle beteiligten Akteure eine gemeinsame Autonomiestufe als minimale Voraussetzung definieren. So kann gewährleistet werden, dass alle beteiligten Akteure von den höheren Automatisierungsfunktionen profitieren können.

## 6. Zusammenfassung und Ausblick

Der vorliegende VDE Impuls liefert die Grundlage für eine systematische Betrachtung der voranschreitenden Automatisierung der Netzbetriebsführung. Es werden sechs Autonomiestufen für den Netzbetrieb in Anlehnung an die Autonomiestufen beim autonomen Fahren definiert. Davon ausgehend erfolgt eine Einordnung des heutigen Automatisierungsgrads der Funktionen auf Systemleitebene. Hierbei wird dargelegt, welche Teilautomatisierungsfunktionen bereits Stand der Technik sind. Davon ausgehend werden Prozesse identifiziert, deren Automatisierungsgrad schrittweise bis zu einem Umsetzungshorizont 2030 erhöht werden soll, um die zunehmende Komplexität des Netzbetriebs beherrschbar zu machen.

In den Leitstellen des Übertragungsnetzes soll die Autonomiestufe 1b (Decision Support) erreicht werden, um die Reaktionsfähigkeit gegenüber unerwarteten Situationen durch Teilautomatisierung (Autonomiestufe 2) zu verbessern. Netzbetreiberübergreifende Funktionen sollen perspektivisch teilautomatisiert ausgeführt werden (Autonomiestufe 2). Zudem soll in allen Leitstellen zur Beherrschung der zunehmenden Komplexität ein bedingungsautomatisierter Betrieb (Autonomiestufe 3) in vielen Funktionsbereichen realisierbar sein.

In den Nieder- und Mittelspannungsnetzen wird die Entwicklung von der erforderlichen Prozessanbindung abhängig sein. Hier wird zur Gewinnung einer höheren Transparenz zunächst der Fokus auf die Zustandserfassung gelegt werden und dann in Teilbereichen ebenfalls eine Bedingungsautomatisierung (Autonomiestufe 3) zum Einsatz kommen. Hervorzuheben ist die Abhängigkeit der Automatisierung von der IKT sowie die Notwendigkeit von Rückfallebenen, um einen sicheren Netzbetrieb dauerhaft zu gewährleisten.

Eine Gesamtsystemautomatisierung (Autonomiestufen 4 und 5) für Netzbetreiber ist in den nächsten zehn Jahren nicht zu erwarten. Dafür sind über die Teilautomatisierungsstufen zunächst noch zahlreiche Vorbereitungen erforderlich. In Teilgebieten des Verteilnetzes, insbesondere in Ortsnetzen, ist ein höherer Grad der Automatisierung (Autonomiestufe 4) für den Normalbetrieb, z.B. Spannungshaltung, Engpassmanagement, Beiträge zur Frequenzhaltung, zu erwarten.

In Pilotprojekten zur Sektorenkopplung werden die Umsetzungsmöglichkeiten sowie deren Nutzen und Wirtschaftlichkeit ausgelotet. Wenn diese Projekte erfolgreich sind, kann die Kopplung der verschiedenen Sektoren schrittweise verstärkt zum Einsatz kommen. Eine Automatisierung der Kopplung wird damit mit verschiedenen Autonomiestufen einhergehen.

Dieser Impuls bildet den Ausgangspunkt für die Betrachtung folgender weiterführender Fragestellungen, die es zukünftig in Bezug auf die Automatisierung des Netzbetriebs zu betrachten gilt:

- In welchem Verhältnis stehen Kosten und Nutzen des Automatisierungsbedarfs?
- Wie kann sichergestellt werden, dass beim Einsatz von Multi-Vendor Systemen elementare Berechnungen wie Lastflussrechnung und State Estimation identische Ergebnisse liefern? Wie kann der Datenpflegeaufwand gering gehalten werden?
- Wie kann die Cyber-Sicherheit gewährleistet werden und welche Anforderungen bestehen an die Informationssicherheit, IT-Sicherheit und OT-Sicherheit?
- Mit welchen Testverfahren kann kontinuierlich geprüft werden, dass die Funktionalitäten und Sicherheit gewährleistet ist? Ist der Einsatz digitaler Zwillinge hierfür hilfreich, um das komplexe, sich durch Software Updates und modulare Erweiterung sich ständig verändernden automatisierten Gesamtsystems abzubilden und zu testen?
- Welcher Schulungsbedarf besteht für das Betriebsführungspersonal und inwieweit wird sich dessen Aufgabenfeld zukünftig ändern? Wird das Betriebsführungspersonal beispielsweise für die Überwachung der korrekten Funktionsweise und des Zusammenspiels der Automatisierungsfunktionen verantwortlich sein oder die Parametrierung von automatischen Funktionen durch Auswahl von Verhaltensmustern übernehmen?
- Wie können komplexe Automatisierungsfunktionen in (vorausschauende) Netzsicherheitsrechnungen berücksichtigt werden?
- Welche Anforderungen müssen an zukünftige Leittechnikarchitekturen gestellt werden, um die Automatisierung auf den unterschiedlichen Ebenen geeignet umzusetzen? Beispielsweise stellt sich die Frage einer klassisch zentralen Architektur wie bei heutigen Leitwarten oder einer verteilten Umsetzung wie bei heutigen Schutzfunktionen.



- Welche rechtlichen und regulatorischen Herausforderungen sind zu lösen, um Automatisierungsfunktionen wie automatisierter Netzwiederaufbau oder Engpass-, Last-/und Erzeugungsmanagement auch in öffentlichen Netzen nutzbar zu machen? Welche juristischen Anpassungen sind erforderlich (z.B. hinsichtlich Haftung)?

## Literaturverzeichnis

innogy SE. (Juli 2017). *Netzintelligenz zum Anfassen. Das Smart Operator-Projekt*. Abgerufen am 11. März 2020 von <https://iam.innogy.com/-/media/innogy/documents/ueber-innogy/innogy-Innovation-und-Technik/das-smart-operator-projekt.pdf>

Oerter, C. N.-L. (2012). Das intelligente Niederspannungsnetz im Praxistest. *VDE Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft*. Stuttgart, Deutschland.

SAE On-Road Automated Vehicle Standards Committee. (2018). *SAE J3016\_201806: Taxonomy and definitions for terms related to driving automation systems for on-road motor vehicles*. Abgerufen am 11. März 2020 von SAE International: Warrendale, PA, USA: [https://saemobilus.sae.org/content/j3016\\_201806](https://saemobilus.sae.org/content/j3016_201806)

## Autoren

Martin Braun (Leitung und Ansprechpartner), Heinrich Hoppe-Oehl, Julia König, Andreas Kubis, Martin Lindner, Inga Löser, Christian Rehtanz, Robert Schwerdfeger, Wolfram Wellßow

Stand: Juli 2020