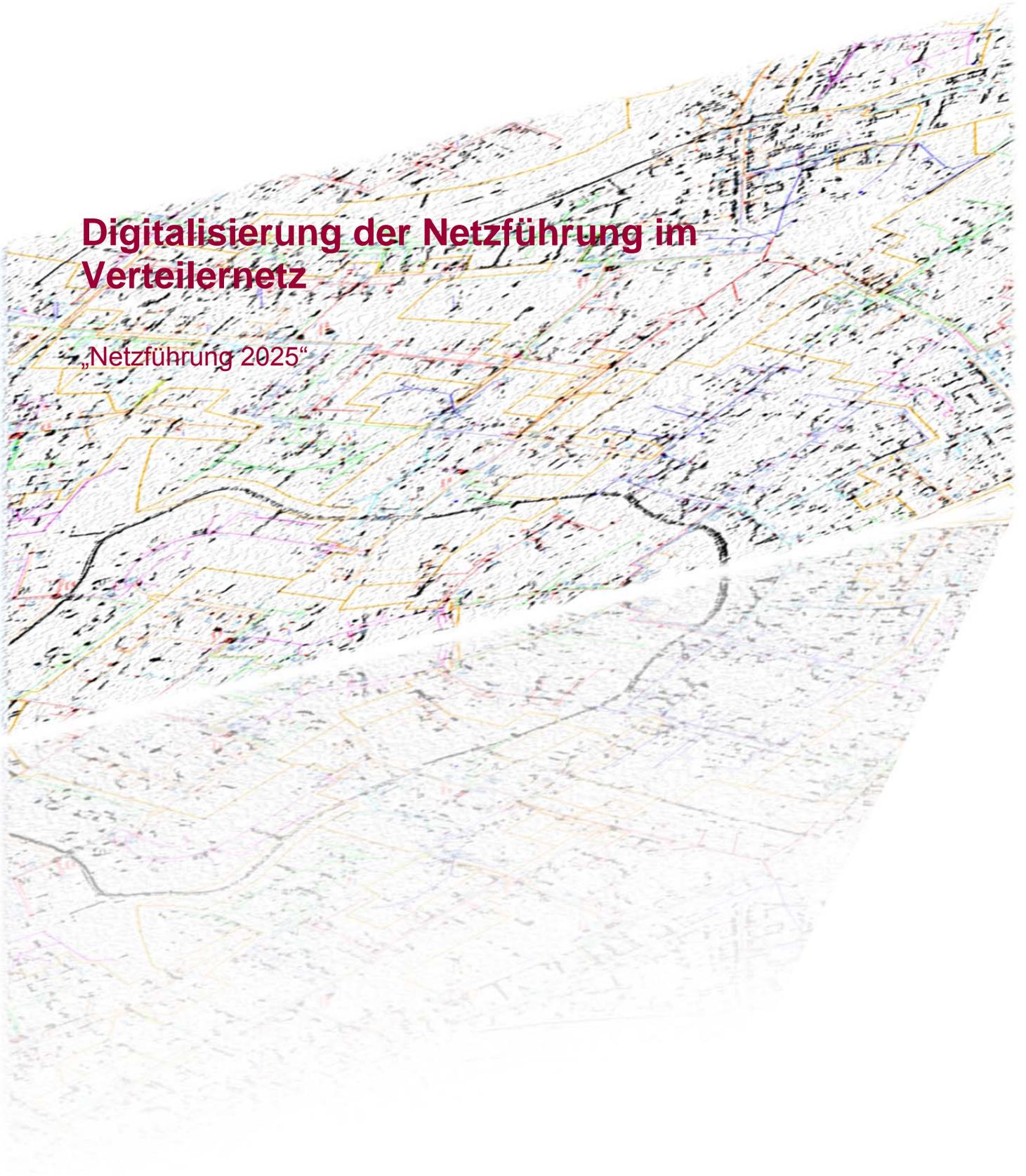


Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz

„Netzführung 2025“



Autorenteam

Fr. Tauschek	Österreichs Energie
Hr. Baumann	IKB Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
Hr. Bergmayer	Energienetze Steiermark GmbH
Hr. Bitzan	Energie Klagenfurt GmbH
Hr. Fiedler	Netz Oberösterreich GmbH
Hr. Liesinger	KNG-Kärnten Netz GmbH
Hr. Radauer	Salzburg Netz GmbH
Hr. Schaffer	Salzburg Netz GmbH
Hr. Schmaranz	KNG-Kärnten Netz GmbH
Hr. Schüller	TINETZ-Tiroler Netze GmbH
Hr. Stacher	Wiener Netze GmbH
Hr. Spiegl	IKB Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
Hr. Vetr	Linz Stromnetz GmbH

März 2018

Inhaltsverzeichnis

1.1	Zielsetzung	5
1.2	Gewährleistung der Versorgungssicherheit.....	6
2.1	Einleitung.....	7
2.2	Systemdienstleistungen.....	8
2.3	Schnittstelle Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber.....	9
2.3.1	Informationsfluss.....	9
2.3.2	Frequenzhaltung und Lastanpassung	12
2.3.3	Spannungshaltung und Blindleistungsregelung.....	13
2.3.4	Netzführung im Verteilernetz	14
2.3.5	Netzwiederaufbau und Trainings	15
2.3.6	Schlussfolgerungen	16
3.1	Vollständiges Abbild des Mittelspannungsnetzes.....	17
3.1.1	Systemrelevante Einspeiser	19
3.1.2	Flexibilitäten.....	20
3.1.3	Netzkuppelstellen bzw. Netzkupplung	20
3.2	Intelligentes Alarm- und Meldemanagement	20
3.2.1	Priorisierung und Übersichtlichkeit	21
3.2.2	Nachvollziehbarkeit und Visualisierung	21
3.3	Fehlerlokalisierung	22
3.3.1	Ermittlung des Fehlerortes bei Kurzschlüssen	22
3.3.2	Erdschluss, Doppelerdschluss.....	23
3.4	Weiterführende Funktionalitäten.....	23
3.4.1	Schutztechnik	24
3.4.2	Adaptive Grenzwerte und adaptiver Schutz	24
3.4.3	Automatische Schaltsequenzen zur Fehlereingrenzung	24
3.4.4	Netzwinkelüberwachung.....	25
3.4.5	Blindleistungsmanagement.....	25
3.5	Verwendung von Geo-Information	26
3.6	Smart Meter Informationen.....	26
3.7	Inselnetze	27
3.8	Nachrüstung erforderlicher Sensorik.....	27

4.1	Motivation und Ziel	28
4.2	Status Quo in der Netzführung	29
4.3	Netz-Monitoring im Niederspannungsnetz	30
4.3.1	Begriffsbestimmung Online / Offline / Quasi-Online	30
4.4	Visualisierung des Niederspannungsnetzes	32
4.4.1	Geografischer Plan	33
4.4.2	Schematischer Plan	34
4.4.3	Darstellung von Detailbildern	36
4.4.4	Zusammenfassung	37
4.5	Schalthandlungen im Niederspannungsnetz	37
4.5.1	Funktionsdefinition	37
4.5.2	Anwendungsfälle	41
4.5.3	Schlussfolgerungen	43
4.6	Daten von Smart Meter-Systemen	43
4.6.1	Unterscheidung Netz- und Kommunikationsproblemen	44
4.6.2	Vorteile vernetzter Daten für einen sicheren Netzbetrieb	45
4.6.3	Schlussfolgerungen	45
4.7	Spannungsregelung	45
5.1	Datenaustausch SCADA-WFM	48
5.2	Schlussfolgerungen	49
6.1	Ausfall von SCADA bzw. der Fernwirkanbindung	50
6.2	Netzpläne, Dokumentation	51
6.3	Telefonanlage	51
6.4	Abgesetzte Arbeitsplätze	51
6.5	Schlussfolgerungen	52

1 Einleitung

Der Leitfaden beschreibt aktuelle sowie absehbare Entwicklungen in der Energiewirtschaft und daraus abgeleitet Handlungsoptionen, die auf Basis der zunehmenden Digitalisierung der Übertragungs- und Verteilernetze und Prozesse die Aufgabenfelder System- und Netzführung beeinflussen werden. Durch das Autorenteam wurde der Fokus auf die Netzführung in Verteilernetzen, mit Schwerpunkt auf zu erwartende Entwicklungen der Netzführungsaufgaben in den nächsten Jahren, gerichtet¹. Es werden heute bereits vorhandene und in nächster Zeit zu erwartende Schnittstellen und System-Interdependenzen, beispielsweise hinsichtlich IKT-Sicherheit und Schutztechnik, aufgezeigt. Das Dokument soll auch als Diskussionsgrundlage zur Definition von Rahmenbedingungen für zu erwartende Anforderungen an die IKT-Sicherheit und Schutztechnik dienen.

Grundsätzlich ist im Zuge der Digitalisierung auf den Einsatz standardisierter, interoperabler Systeme mit geeigneten IKT-Sicherheitsmechanismen, die dem Stand der Technik entsprechen und idealerweise dem Grundsatz „Security by design“ folgen, zu achten. Durch die bereichsübergreifende Kopplung der IT-Systeme unterschiedlichster Ausprägung, die steigende Zahl der Anwendungen und Teilnehmer sowie den zunehmenden Datenaustausch werden Konzeption, Betrieb sowie Störungsbehebung und Wartung der Systeme zunehmend komplexer. Funktionale IT-Architekturen, qualifizierte Mitarbeiter und Dienstleister mit funktionsübergreifendem Systemverständnis gewinnen zusätzlich an Bedeutung².

1.1 Zielsetzung

Sicherheit des Netzbetriebes, Gewährleistung von Versorgungssicherheit und -qualität und die Einhaltung anzuwendender Normen sind die wichtigsten Prämissen im Aufgabenfeld Netzführung. Anforderungen hinsichtlich Versorgungssicherheit und Qualität werden bedingt durch die Möglichkeiten der voranschreitenden Digitalisierung und zunehmender Vernetzung weiter an Bedeutung gewinnen. In beiden Punkten gilt es, die Anforderungen der Kunden bestmöglich nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu erfüllen und den steigenden Bedürfnissen Rechnung zu tragen.

Ein wachsender kundenseitiger Informationsbedarf wird zu berücksichtigen sein, der bei den einzelnen Bedarfsträgern (Industrie, Behörden, Blaulichtorganisationen, etc.) unterschiedlich ausfallen wird.

¹ Netzführung: Schalten, Steuern und Überwachen entsprechend OVE/ÖNORM EN 50110
Betriebsführung: Netzführung und Asset Management (Instandhaltung, etc.) lt. OVE/ÖNORM EN 50110

² Ein Beispiel hierfür ist die Koordination in der Branche durch das energy-cert (Computer Emergency Response Team – Energiesektor Österreich)

1.2 Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist eine gemeinsame Aufgabe von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern. Im Kapitel „System- und Netzführungsaufgaben“, das die Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber beschreibt, werden Hinweise der Übertragungsnetzbetreiber angeführt.³

Im Zuge der weiteren Digitalisierung wird die fortschreitende Zentralisierung von bisher dezentralen Funktionen erwartet. In der Netzführung gilt es hinsichtlich Betriebssicherheit die Auswirkungen von Ausfällen zentraler Systeme zu analysieren, zu bewerten und Mindeststandards als auch Ersatzmaßnahmen zu definieren. Dabei ist besonders der mögliche Ausfall von Teilen der stark vernetzten Kommunikationsinfrastruktur zu betrachten und die Realisierung entsprechend notwendiger Redundanzen zu fordern.

Für zentrale Funktionen sind Notbetriebsebenen, wie beispielsweise das „Schalten vor Ort“ oder Backup-Ebenen über „Notüberwachungssysteme“ vorzusehen. Als Sicherheitsebene ist ein Schutzsystem notwendig, welches ohne Kommunikation mit einem Zentralsystem rein über die systemimmanenten physikalischen Größen (Strom, Spannung, Frequenz, Gradienten) funktionsfähig bleibt.

³ Ein eventuell ableitbarer Handlungsbedarf ist in weiterer Folge zu bearbeiten

2 System- und Netzführungsaufgaben

2.1 Einleitung

Der gezielte Einsatz adäquater Systemdienstleistungen durch Netzbetreiber ist von grundlegender Bedeutung für die Sicherheit und Qualität der Stromversorgung. Als Folge der „Energiewende“ befindet sich die europäische Energiewirtschaft in einem rasanten Wandel, der die Betreiber von Übertragungs- und Verteilernetzen in ihrer Rolle als Systemoperatoren vor neue Herausforderungen stellt. In Österreich sind, mit Stand 31. Dezember 2016, Erzeugungseinheiten mit einer Kapazität von 24,6 GW installiert⁴. Auf Basis der spezifischen Kraftwerksleistungen ist zu erkennen, dass ungefähr die Hälfte der gesamten österreichischen Erzeugungskapazität an die Verteilernetze angeschlossen ist.

Die Öffnung der Regelenenergiemärkte hin zu kleineren Einheiten bewirkt, dass zunehmend Regelenenergieanbieter am Markt aktiv sind, die flexibel Leistung aus an die Verteilernetze angeschlossenen Anlagen anbieten.

Kraftwerkspark in Österreich									
Stichtag: 31. Dezember 2015									
(Datenstand: Juli 2016)									
Engpassleistungs-klasse		Engpassleistung in MW							
von ... MW	bis einschl. ... MW	Lauf-kraftwerke	Speicher-kraftwerke	Wasser-kraftwerke	Wärme-kraftwerke	Wind-anlagen	Photovoltaik-anlagen	Geothermie-anlagen	Summe
(1)	1,0	425	6	431	110	20	723	1	1.285
1,0	2,5	301	26	327	92	103	-	-	522
2,5	5,0	228	38	266	156	694	-	-	1.116
5,0	10,0	216	115	330	187	301	-	-	818
Bis 10 MW		1.170	185	1.355	545	1.118	723	1	3.742
10	20	601	195	796	331	681	-	-	1.807
20	30	469	266	735	401	-	-	-	2.075
30	40	179	200	379	271	288	-	-	915
40	50	486	188	674	241	-	-	-	1.504
50	80	432	495	927	577	-	-	-	3.739
80	100	264	279	543	-	-	-	-	10.855
100	200	706	1.066	1.772	1.424	-	-	-	10.855
200	300	1.027	1.780	2.807	4.378	-	-	-	10.855
300		328	3.342	3.670	-	-	-	-	10.855
Über 10 MW		4.492	7.810	12.302	7.223	1.371	-	-	20.895
Erfasste Kraftwerke		5.662	7.994	13.657	7.768	2.489	723	1	24.637

(1) Für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW zusätzliche Angaben entsprechend der Herkunftsnachweise

Abbildung 2-1: Kraftwerkspark in Österreich (Quelle: Energie Control Austria)

Für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit werden demzufolge von den Regelenenergiezonenführern in zunehmenden Maße Erzeugungseinheiten in den Verteilernetzen eingesetzt. Dies erfolgt u.a. für Regelenenergieerbringung, Engpassmanagement und multilaterale Redispatch-Maßnahmen.

Auf Basis der vorgenannten Entwicklung wird für Verteilernetzbetreiber die Prognose des Netzzustandes zunehmend schwieriger. Das Verhalten von Erzeugern aber auch Verbrauchern (im Sinne von negativer Regelenenergie) wird direkt durch Übertragungsnetz- und Regelenenergiezonenführer mit Abrufen von Regelenenergie und Engpassmanagementmaßnahmen

⁴ Quelle: Energie-Control Austria, Stand 31. Dezember 2016

beeinflusst. Gegenwärtig fehlen Regeln, die Informationsflüsse und Koordinationsprozesse festlegen. Ebenso fehlen steuernde Eingriffsmöglichkeiten durch die Verteilernetzbetreiber zur Abwendung von unzulässigen Netzzuständen und somit von Systemgefährdungen.

Aufgrund dieser Entwicklungen werden beispielsweise auf europäischer Ebene, damit auch in Deutschland, Prozesse zur Gewährleistung und Verbesserung der Handlungsfähigkeit für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber entwickelt und etabliert.⁵

- Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit der Möglichkeit der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in der Regelzone 50Hertz
- Leitfaden zur Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen, BDEW Bund der Energie- und Wasserwirtschaft

2.2 Systemdienstleistungen

Die Aufrechterhaltung der Systemstabilität wird durch die sogenannten Systemdienstleistungen (SDL) gewährleistet. Für die Spannungshaltung, die Netzführung und, wenn erforderlich, für einen Versorgungswiederaufbau ist jeder Netzbetreiber in seinem Netz eigenverantwortlich. Die Frequenzhaltung liegt in der Verantwortung der Regelzonenführer, die in den meisten Fällen mit den Übertragungsnetzbetreibern ident sind.

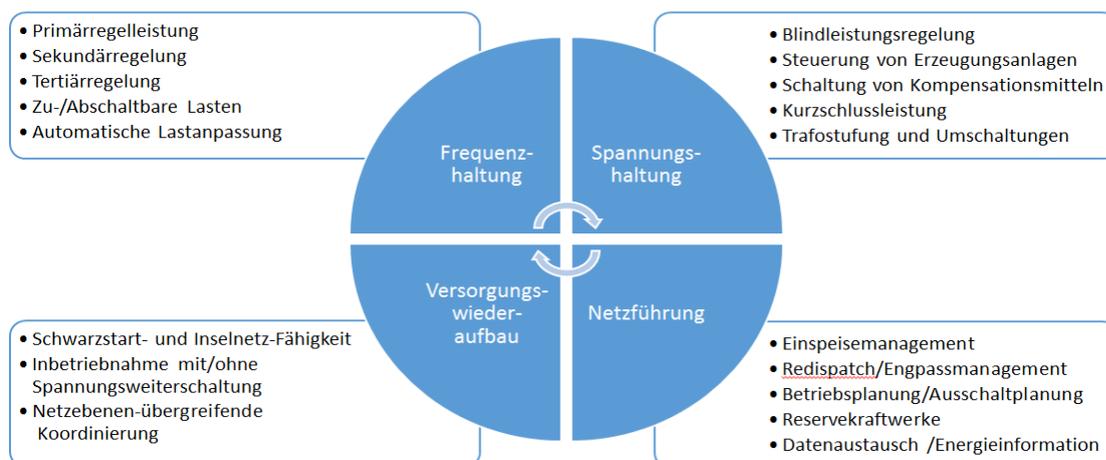


Abbildung 2-2: Übersicht Systemdienstleistungen

⁵ Weiterführende Unterlagen

- CEER Position Paper on the Future DSO and TSO Relationship, 21.09.2016
- 10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilernetzbetreiber (VNB) und des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen, 09.09.2014
- Framework Guidelines and Network Codes, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)
- Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) Teil E: Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen, 2015, E-Control

Aus der nachfolgend dargestellten Abbildung ist die gemeinsame Verantwortung von Übertragungs- (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) zur Sicherstellung eines stabilen Elektrizitätssystems ersichtlich.

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Netzführung	Versorgungswiederaufbau
ÜNB	X	X	X	X*
VNB		X	X	X

X* verantwortlich für Gesamtkonzept

Abbildung 2-3: Verantwortungsmatrix für die Systemdienstleistungen (SDL)

2.3 Schnittstelle Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber

Ausreichende Informationen über eigene und verbundene Netze, in den Netzen vorhandene relevante Erzeugungseinheiten sowie zu jeder Zeit ein klar definierter, idealerweise uneingeschränkter Handlungsfreiraum im eigenen Netz, sind die Grundvoraussetzungen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs.

Direkte zustandsändernde Zugriffe größeren Ausmaßes auf Anlagen im Netz durch Dritte sind daher nur in enger Abstimmung mit dem jeweils verantwortlichen Netzbetreiber zielführend. Dieser kann auf Basis des aktuellen Netzzustandes die zu erwartenden direkten Auswirkungen beurteilen und diese bei Bedarf freigeben oder blockieren. Ein klar definierter enger, schneller und effizienter Daten- und Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern und mit Dienstleistungserbringern ist somit von essenzieller Bedeutung.

2.3.1 Informationsfluss

Die mit der Energiewende einhergehenden geänderten Rahmenbedingungen im Netzbetrieb führen in einem verstärkten Maße dazu, dass alle Akteure (Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, Kraftwerksbetreiber, Kunden bzw. Verbraucher, „Prosumer“ und „Aggregatoren“ sowie Börsen) stärker als bisher miteinander verzahnt sind. Diese erhöhte gegenseitige Abhängigkeit führt in weiterer Folge zu einem erhöhten, notwendigerweise sicheren Informationsaustausch, um den stabilen Netzbetrieb auch zukünftig gewährleisten zu können.

Der Handlungsbedarf besteht an dieser Stelle auch darin, den Informationsaustausch so zu konzipieren, dass systemrelevante Kommunikationskanäle unabhängig vom öffentlichen Kommunikationsnetz sind. Für Verteilernetzbetreiber besteht die Herausforderung darin, dass mit der rasant wachsenden Anzahl an hochvolatilen Prosumern technische Grenzen des sicheren Verteilernetzbetriebes erreicht und in weiterer Folge auch überschritten werden

könnten. Zulässige Leitungs- bzw. Netzkapazitäten werden lokal, oft unerwartet rasch, durch neu hinzukommende Einspeiser erreicht⁶. Damit gehen folgende Herausforderungen einher:

1. Der Aufwand für das Spannungs- und Blindleistungsmanagement nimmt drastisch zu.
2. Die Kurzschlussleistung muss weiter sichergestellt sein bzw. müssen die definierten Grenzwerte (sowohl minimale als auch maximale) eingehalten werden können.
3. Im Revisionsfall werden auch auf Verteilernetzebene vermehrt Engpassmanagementmaßnahmen zum Einsatz kommen.
4. Durch die stark zunehmende Anzahl kleinerer Erzeugungseinheiten mit in Summe netzrelevanten Einspeiseleistungen können künftig VNBs wegen der Vielzahl dieser Anlagen nicht mehr manuell (Anweisung per Telefon,..) steuernd oder begrenzend einwirken.
5. Auf Grund der hohen Einspeisevolatilität kann es auch viel kurzfristiger zu unerwarteten Last- und Spannungssituationen kommen, auf die rasch und mit flächendeckendem diskriminierungsfreien Durchgriff reagiert werden muss.

Erzeugungseinheiten, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, ändern ihre Einspeiseleistung mit großen Gradienten. Für den Verteilernetzbetreiber erfolgen diese Änderungen derzeit unvorhersehbar und abweichend von typischen Kraftwerksverhalten. Sie wirken sich direkt auf Lastfluss und Spannungshaltung im Verteilernetz aus, weswegen auch aus diesem Grund ein erhöhter Informationsaustausch erforderlich ist. Kommt es nun in einem Netzteil, z. B. entlang einer Speiseleitung, zu Kapazitätsengpässen, so hat vom VNB ein diskriminierungsfreier Zugriff auf die vorhandenen Erzeugungseinheiten bzw. Kundenanlagen zu erfolgen.

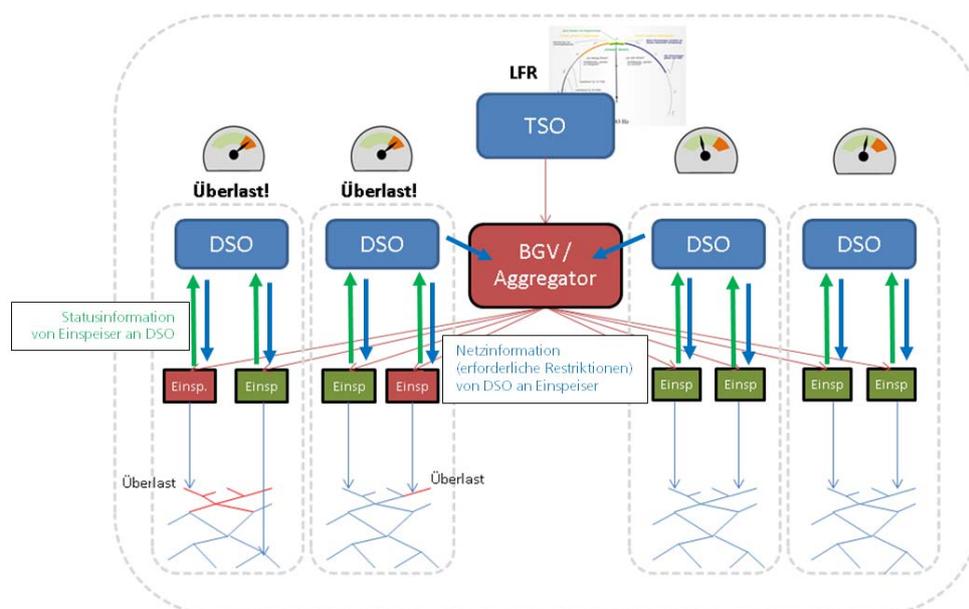


Abbildung 2-4: Beispiel zur Strukturierung des Informationsflusses⁷

⁶ Anmerkung: Die höheren Netzebenen (NE 1 bis 5) sind grundsätzlich so ausgelegt, dass unabhängig von der Einspeise- oder Lastsituation sowie deren Gleichzeitigkeit im ungestörten Betrieb keine Eingriffe in den Kraftwerkspark erforderlich sind.

Künftig wird eine noch stärkere Kooperation zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern erforderlich sein. Auf Basis der Verantwortlichkeiten für Systemdienstleistungen soll künftig zwischen System- und Netzdienstleistungen unterschieden werden.

- **Systemdienstleistung:** Frequenzhaltung (Frequenzstabilität) in Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers, auch wenn dabei auf Anlagen im Verteilernetz zurückgegriffen wird
- **Netzdienstleistung:** Spannungshaltung (Spannungsstabilität), Netzführung und Versorgungswiederaufbau in der Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers

Regelzonenführer bzw. Übertragungsnetzbetreiber sind übergreifend für die Dienstleistungen „Frequenzstabilität“, „Spannungshaltung im Übertragungsnetz“ und „Spannungshaltung an den Übergabestellen“ zu Verteilernetzbetreibern bzw. Kraftwerken und Großkunden sowie Netzführung und Netzwiederaufbau im Übertragungsnetz verantwortlich. Verteilernetzbetreiber sind für die Dienstleistung „Spannungshaltung, Netzführung und Netzwiederaufbau“ in ihren Netzebenen und den dazugehörigen Kundenanschlusspunkten verantwortlich.

Kundenanlagen (Erzeuger und Verbraucher) beeinflussen direkt die Spannungsqualität, daher sind Regeln für das Zusammenwirken zwischen Kunden und Verteilernetzbetreiber erforderlich. **Netzdienlichkeit** ist das Ergebnis des abgestimmten Zusammenspiels zwischen Kunden und Verteilernetzbetreiber, wobei netzdienliches Verhalten die aktive Mitwirkung der Kunden (insbesondere Erzeuger, zukünftige Ladestationen für E-Mobilität) zur Gewährleistung der Spannungsqualität auf lokaler Ebene beschreibt, um den Netzausbau so effizient wie möglich zu gestalten. Durch die zunehmende dezentrale Erzeugung wird in Zukunft auch auf den unterlagerten Netzebenen Regelleistung zur Frequenzhaltung erbracht.

Eine Weiterentwicklung von Netzdienstleistungen ist die sogenannte **Netzverträglichkeit**, d.h. die Kundenanlagen (Last und Erzeugung) verhalten sich per se so, also ohne finanzielle Anreize, dass möglichst keine ungewünschten Netzurückwirkungen entstehen. Dies kann beispielsweise durch die Fortschreibung von Normen und Regelwerken wie den Anschlussbedingungen oder den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) insbesondere auf Verteilernetzebene sichergestellt werden. Von besonderer Relevanz ist die Netzverträglichkeit, wenn Verursacher einer unerwünschten Netzurückwirkung und Abhilfe schaffende Anlagen ein und dieselbe Einheit sind.

Letztlich wird für den sicheren Netzbetrieb eine Struktur ähnlich der Flugsicherung erforderlich sein. Auf Basis gemeinsamer europäischer Regeln, mit transparentem Informationsaustausch der regional⁸ (national) verantwortlichen Flugsicherungen und unter Beachtung der Bedingungen und Anforderungen je Flughafen wird die europäische Flugsicherheit

⁷ Hinweis ÜNB: Zunehmende Komplexität des Datenaustauschs am Beispiel des Abrufs verteilter Regelreserve

⁸ Regional im europäischen Sinne, als ggf. auch länderübergreifend

gewährleistet. Das Zusammenspiel aller Instanzen gewährleistet den sicheren Flug vom Start bis zur Landung.



Abbildung 2-5: Modell „Flugsicherung“

Die Netzleitstellen der Regelzonenführer bzw. Übertragungsnetzbetreiber sind mit den regionalen bzw. nationalen Flugsicherungen und die Leitstellen der Verteilernetzbetreiber mit den Flughafentowern der einzelnen Flughäfen vergleichbar. Übertragen auf das elektrische Netz bedeutet dies, dass die Regelzonenführer bzw. Übertragungsnetzbetreiber einen transparenten Informationsfluss untereinander gewährleisten und im Sinne des sicheren Netzbetriebs die Bedingungen im und Anforderungen aus dem Verteilernetz berücksichtigen.

In Folge wird der erforderliche Handlungsbedarf auf Basis der einzelnen System- und Netzdienstleistungen, bedingt durch die geänderten Rahmenbedingungen, insbesondere in Zusammenhang mit der Energiewende, aus Sicht der Verteilernetzbetreiber dargestellt.

2.3.2 Frequenzhaltung und Lastanpassung

Innerhalb des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) koordinierte Maßnahme der frequenzabhängigen Lastanpassung⁹ ist als die letzte Maßnahme anzusehen, ein plötzlich auftretendes zu großes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu begrenzen. Ziel der Maßnahme ist es, Erzeugung und Verbrauch soweit auszugleichen, dass es zu keiner Ausweitung des Ereignisses und somit zu einer Großstörung oder einem Blackout kommt. Die richtige Ermittlung und Einstellung der automatischen Lastanpassung, respektive der Laststufen je Netzgebiet, sind die Voraussetzungen für die Wirksamkeit der Maßnahme. Hinzu kommt, dass die Erzeuger innerhalb der definierten Frequenzbereiche in Betrieb und mit dem Netz gekoppelt bleiben. Sowohl die Umsetzung der Lastanpassung als auch die Sicherstellung des korrekten Verhaltens der (dezentralen) Erzeuger liegen entsprechend der Netzstruktur zum größeren Teil im Verantwortungsbereich des Verteilernetzbetreibers.¹⁰

⁹ Load Frequency Demand Disconnection (LFDD)

¹⁰ Hinweis ÜNB

Die Umsetzung der Lastanpassung und die Sicherstellung des korrekten Verhaltens der Erzeuger liegen immer im Verantwortungsbereich des Anschlussnetzbetreibers

Der laufende Handlungsbedarf besteht in der jährlich neu zu ermittelnden Referenzlast für jeden einzelnen Netzbetreiber, jede Regelzone und jede Region. Des Weiteren ist eine Überprüfung des vorgegebenen Frequenzverhaltens bei Kraftwerken, zumindest auf Basis der Einstellwerte, erforderlich (z. B. Leistungsreduktion bei steigender Frequenz).

Um die Lastanpassungsstufen möglichst exakt zu bestimmen, scheint zumindest eine „einfache“ State-Estimation¹¹ erforderlich, die alle Einspeiser topologisch richtig in den relevanten Netzebenen berücksichtigen kann. Handlungsbedarf besteht hinsichtlich der Ermittlung der Relevanz der dezentralen Einspeiser (insbesondere auf Netzebene 6 und 7) bzw. deren Beitrag zum Gesamtsystem. Sobald sie einen relevanten Anteil zur Systemstützung leisten, sind sie zu berücksichtigen. Sie können z. B. mit online-Datenverbindungen angebunden und anhand ihrer tatsächlichen Werte oder mittels statistischer Verfahren berücksichtigt werden. Langfristig wird es entweder erforderlich, die Lastanpassungsstufen dynamisch (durch ein zentrales System) zu steuern oder die Maßnahmen gemeinsam in ihrer Gesamtheit an die neuen Gegebenheiten insbesondere im Verteilernetz anzupassen.

Hinsichtlich des Regelenergiemarktes sind bei Marktteilnehmern, die an das Verteilernetz angeschlossen sind, die folgenden Punkte zur Gewährleistung des sicheren Systembetriebs in Erwägung zu ziehen.

- Im Zuge der Präqualifikation sollte künftig eine Prüfung der Netzkapazität im Verteilernetz erfolgen
- Bei kritischen Situationen im Verteilernetz sollte es möglich sein, die Regelleistungserbringung einzuschränken bzw. zu stoppen, um einer weiteren Verschärfung vorzubeugen¹²
- Es sind Methoden zu definieren, die die gegenläufigen Reaktionen von Marktteilnehmern in Redispatch-Situationen verhindern

2.3.3 Spannungshaltung und Blindleistungsregelung

Da bereits etwa die Hälfte der in Österreich installierten Erzeugungskapazität in die Verteilernetzebene einspeist, sind die möglichen Beiträge dieser (dezentralen) Erzeugungsanlagen für die Spannungshaltung in der Verteilernetzebene, aber auch in der Übertragungsebene nicht vernachlässigbar. Durch die im Verteilernetz beeinflussbaren Blindleistungseinspeisungen können die Verteilernetzbetreiber zur Vermeidung drohender Großstörungen (z. B. Blindleistungsdefizit und Spannungskollaps) beitragen.

Zudem kann das Blockieren der Spannungsregler bei Umspannern, z. B. durch Vorgabe der maximal erlaubten Stufenänderungsrate pro Zeiteinheit, eine wichtige Maßnahme zur Vermeidung von Großstörungen infolge von regionalen, respektive lokalen, Blindleistungsproblemen und somit weitreichenden Spannungsniveauproblemen sein.

¹¹ State Estimation i.S. der Ermittlung eines konsistenten Datensatzes mittels Netzdaten u. Messwerten

¹² Hinweis ÜNB
Einschränkungen der Regelleistungserbringung haben zeitgerecht für eine Ersatzbeschaffung zu erfolgen

Zur Gewährleistung des sicheren Systembetriebs sind aus Sicht der Verteilernetzbetreiber die folgenden Punkte in Erwägung zu ziehen.

- Beachtung der Wechselwirkungen an den Übergabestellen zwischen Übertragungs- und Verteilernetz mit dem Ziel der gemeinsamen Optimierung¹³
- Automatisierte Spannungsregelung an den Übergabestellen von Übertragungs- und Verteilernetz unter Beachtung des Blindleistungsmanagements¹⁴
- Entwicklung gemeinsamer Kriterien hinsichtlich des „Blockierens der Spannungsregelung“ der Umspanner im Übertragungs- und Verteilernetz (Netzebenen 2 und 4)
- Weiterentwicklung der Regeln zur Bereitstellung spannungsstützender Maßnahmen der Erzeugungsanlagen in Übertragungs- und Verteilernetzen
- Abstimmung von technischen Regeln für den Austausch von Blindleistung an den Netzübergabestellen zwischen Übertragungsnetz- und Verteilernetzbetreiber

Der Handlungsbedarf besteht darin, dass diese geänderten Rahmenbedingungen in den Anschlussbedingungen für Erzeuger, Prosumer und Flexibilitäten ihre Berücksichtigung finden. Dabei ist verstärkt auf die Verteilernetzebene Bedacht zu nehmen. Nur so kann zukünftig gewährleistet werden, dass Einzelereignisse nicht zur Großstörung führen.

2.3.4 Netzführung im Verteilernetz

Durch die teilweise Verlagerung der Erzeugung von höheren Netzebenen zu den niedrigeren Netzebenen, d.h. von den Übertragungsnetzen hin zu den Verteilernetzen, werden folgenden Themen für die Verteilernetze an Bedeutung gewinnen. Diese Themen überschneiden sich zum Teil mit den vorangehenden Aufgaben und Herausforderungen.

- Weiterentwicklung der Netzprognosemodelle auf Verteilernetzebene, zumindest auf „day-ahead“ Ebene für Netzengpassanalysen
- Etablierung einer Bezugsprognose für die Netzübergabestellen mit definiertem Datenaustausch auf aggregierter Ebene
- Regelungen für die Freigabe von Engpassmanagementmaßnahmen für das Übertragungsnetz, die im Verteilernetz erbracht werden (in Abhängigkeit der verfügbaren Netzkapazität)¹⁵
- Sicherstellung und Kontrolle der für die richtige Funktion von Schutzelementen erforderlichen Kurzschlussleistung

¹³ Hinweis ÜNB

Der Austausch von Blindleistung an den Netzübergabestellen zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber ist möglichst gering zu halten

¹⁴ Hinweis ÜNB

Hierzu zählt auch das Blockieren der Spannungsregelung der Umspanner im Übertragungsnetz (Netzebene 2) gemäß Artikel 22(1)(c)(iv) SO GL, womit die Entwicklung gemeinsamer Kriterien dafür entfallen kann

¹⁵ Hinweis ÜNB

Erforderlich sind ebenso Regelungen für Meldungen etwaiger Nichtverfügbarkeiten von Netzkunden für Engpassmanagementmaßnahmen für das Übertragungsnetz, die im Verteilernetz unterhalb der Netzebene 3 erbracht werden

Zur Einhaltung der geforderten Spannungsqualität sowie der Gewährleistung der Schutzfunktionalitäten im Netz ist eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung erforderlich. Durch den Wegfall großer, insbesondere thermischer, Erzeugungskapazitäten in den Netzen und dem vermehrten Einsatz dezentraler über Wechselrichter mit dem Netz verbundener Einspeiser wird eine hinreichend genaue Online-Beurteilung der Kurzschlussleistungsverhältnisse im Netz künftig an Bedeutung gewinnen.

Geringere Kurzschlussleistungen, infolge fehlender zentraler Kraftwerkskapazitäten oder Abschaltung dezentraler Kraftwerke aufgrund des Regelenergiemarktes, führen im Fehlerfall zu tieferen und ev. auch länger andauernden Spannungseinbrüchen im Netz.

2.3.5 Netzwiederaufbau und Trainings

Neben dem gesetzlich festgehaltenen Netzwiederaufbau (NWA) des Übertragungsnetzes¹⁶ durch die Übertragungsnetzbetreiber ist auch der lokale bzw. regionale Netzwiederaufbau auf Verteilernetzebene von großer Relevanz, wie dies in Österreich gelebte Praxis ist. Der koordinierte dezentrale Netzwiederaufbau, der als Ergänzung bzw. zusätzliche Option zu den überregionalen zu Konzepten sehen ist, beruht auf regionalen Inselnetzen von, direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilernetzbetreibern.

Die NWA-Strategie für das österreichische Übertragungsnetz basiert auf einer Weiter-schaltung der RG CE-Spannung bzw. auf überregionalem Inselbetrieb. Die Verteiler-netzbetreiber haben sich gemäß den Richtlinien der Übertragungsnetzbetreiber am Netzwiederaufbau zu beteiligen. Eventuell vorhandene Wiederversorgungskonzepte der VNB sind grundsätzlich mit den Übertragungsnetzbetreibern abzusprechen und dürfen den überregionalen Netzwiederaufbau nicht negativ beeinflussen.

Vor dem Hintergrund einer möglichst schnell zu erreichenden Wiederversorgung von kritischer Infrastruktur, wie Kommunikations- und Leittechniksystemen, Eigenbedarfsanlagen der Netz- sowie Kraftwerksbetreiber aber auch z. B. Einrichtungen von Behörden ebenso wie der Treibstoffversorgung, die alle nahezu ausschließlich an das Verteilernetz angeschlossen sind, begründet sich die Notwendigkeit einer redundanten Wiederversorgungsstrategie auf Verteilernetzebene.

Ein weiterer, nicht vernachlässigbarer Aspekt ist die regionale Versorgungsaufgabe der Verteilernetzbetreiber. An dieser Stelle obliegt dem Verteilernetzbetreibern die (gesellschaftliche) Verantwortung der Wiederherstellung der Versorgung nach jedweder Versorgungsunterbrechung – also auch nach einem Blackout – unter Ausschöpfung aller ihrer zur Verfügung stehenden Mittel. Ausgangsbasis für den dezentralen Netzwiederaufbau ist die Fähigkeit von Verteilernetzbetreibern, eigenständige Inselnetze aufzubauen und zu betreiben. Die spezielle Erzeugungsstruktur in Österreich mit dem Anschluss von großen

¹⁶ §40 Abs.1 Z15 EIWOG 2010
Network code Emergency and Restoration

Leistungen auf der Hochspannungsebene der Verteilernetze und die vorhandene Erfahrung mit Schwarzstart- und Inselnetzversuchen der Verteilernetzbetreiber, können auf diesem Weg sinnvoll eingesetzt werden. Der regionale NWA liegt in der Verantwortung der einzelnen Verteilernetzbetreiber, die Synchronisation an das Übertragungsnetz bzw. ENTSO-E-Netz obliegt den Übertragungsnetzbetreibern. Es ist hervorzuheben, dass der regionale Netzwiederaufbau übergeordnete NWA-Strategien unterstützt und eine Ergänzung und Notfallebene für einen Wiederaufbau des Übertragungsnetzes darstellt. Die Bedeutung gut vorbereiteter und kontinuierlich durchgeführter Netzwiederaufbautrainings durch die relevanten Netzbetreiber ist außerordentlich hoch. In modernen extrem energieabhängigen Gesellschaften nimmt die Versorgungssicherheit einen immer höheren Stellenwert ein. Mit den gemeinsamen Netzwiederaufbautrainings ist ein System geschaffen worden, das die Großstörungsvorsorge und -bewältigung wesentlich verbessert hat. Das Einfließen der bei den gemeinsamen Trainings gewonnenen Erfahrungen in die Prozesse des täglichen Netzbetriebes und das gegenseitige Verständnis der Beteiligten in deren Aufgaben, sind wichtige Aspekte zur Vermeidung und zur Bewältigung von Großstörungen. Durch die geschützte Simulationsumgebung bei den Trainings können neue Abläufe und Lösungsansätze zum Netzwiederaufbau und deren Auswirkungen auf die Netze untersucht werden. Dies alles führt in weiterer Folge zu einem besseren Gesamtsystem-Verständnis der Teilnehmer.

Unabhängig davon ist ein geeignetes Störungs-/Notfall- und Krisenmanagement erforderlich, das die relevanten Behörden miteinschließt.

2.3.6 Schlussfolgerungen

Versorgungssicherheit wird jetzt und künftig durch koordinierte Prozesse der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber erreicht. Die Wechselwirkung von Maßnahmen in den Netzebenen erfordert aufgrund der zunehmenden Netzauslastungen vermehrt ein systemübergreifendes Verständnis für die physikalischen Zusammenhänge.

Idealerweise sollte das Thema der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern auf Ebene technischer und organisatorischer Regularien gemeinsam bearbeitet und weiterentwickelt werden. Ein erster Schritt ist beispielsweise die gemeinsame Definition von relevanten Daten für den Austausch an den Übergabestellen.¹⁷

¹⁷ Hinweis ÜNB
siehe Artikel 40-53 SO GL

3 Digitalisierung der Mittelspannungs-Netzführung

Herausforderungen, die bereits heute die Netzführung in der Mittelspannung beeinflussen, sind insbesondere die zunehmende dezentrale Erzeugung und die mit der Digitalisierung einhergehende Möglichkeiten der zentralen Überwachung und Steuerung. Dazu zählen beispielsweise das Zusammenwachsen von Schutz- und Leittechnik auf funktionaler Ebene und die sogenannte „State Estimation“ bzw. Lastflussberechnung¹⁸. Die Weiterentwicklung dieser Funktionalitäten führt zu neuen Applikationen wie beispielsweise die der „selbstheilenden Automatisierungslösungen im Verteilernetz“, d.h. der automatisierten Fehlereingrenzung.

Um diese Entwicklungen effizient zu gestalten, wird es künftig erforderlich, bereits vorhandene Informationen unterschiedlichen Diensten zur Verfügung zu stellen, um daraus weitere Informationen zu generieren. Voraussetzung dafür ist, dass unterschiedliche System über definierte, idealerweise genormte Schnittstellen (z. B. CIM Formate) miteinander vernetzt werden können, damit bisher klassische SCADA-Informationen (z. B. aktuelle Netzzustände) auch außerhalb der SCADA-Umgebung zur Verfügung stehen.

Kernpunkte der Digitalisierung im Mittelspannungsnetz sind die Vernetzung von Informationen über die Systemgrenzen hinweg und eine erweiterte Sensorik. Daraus lassen sich die folgenden **Mindestanforderungen** ableiten.

- Definierte, idealerweise genormte Systemschnittstellen und Datenaustauschformate¹⁹
- Sicherstellung der IKT-Sicherheit mit eindeutig definierten Verantwortungsbereichen
- Einfach nachzurüstende Sensorik, idealerweise nach dem „plug and play“-Prinzip
- Mobile Endgeräte, die einfach zu handhaben und zu bedienen sind

3.1 Vollständiges Abbild des Mittelspannungsnetzes

Um die Digitalisierung zur effizienten Netzführung vollumfänglich nutzen zu können, ist als erster Schritt eine vollständige Abbildung des Mittelspannungsnetzes in einem System oder einigen wenigen Systemen erforderlich. Bei mehreren Systemen kann ein Data Warehouse Ansatz aus Performancegründen sinnvoll sein. Bei der Entscheidung der Realisierung in einem oder mehreren Systemen sind zumindest die folgenden Punkte zu beachten:

Abbildung in einem System	Abbildung in wenigen Systemen
Eignung des Systems für alle Themen	Thematische Gliederung der Systeminhalte
Datenführung an einer Stelle	Betrieb mehrerer Systeme
Abhängigkeit von einem System	Komplexere Schnittstellenstruktur

¹⁸ Ermittlung bzw. Bestimmung der Lastflussverhältnisse auf Basis von Netzdaten und Messwerten

¹⁹ CIM = Common Information Model

Form der Redundanz	Echtzeit und Quasi-Echtzeit Schnittstellen
Schnittstellen zu anderen Systemen	Ev. mehrfache Datenerfassung
Systemperformance	

Tabelle 3-1: Gegenüberstellung der Abbildung in einem oder mehreren Systemen

Das Netzabbild muss neben den statischen Daten auch dynamischen Daten wie die Lastflusssituation und den Schaltzustand enthalten, wobei diese möglichst online, d.h. weitestgehend in Echtzeit unter Berücksichtigung der Nachführung manuell betätigter Schaltelemente dargestellt werden sollen. Ziele sind unter anderem automatisierte Lastfluss- und Netzsicherheitsrechnungen zur Prüfung geplanter Schalthandlungen inklusive der Vorausrechnung der zu erwartenden Laständerungen, wie beispielsweise Abendspitzen. Um diese realisieren zu können, sind mehrere Punkte zu beachten.

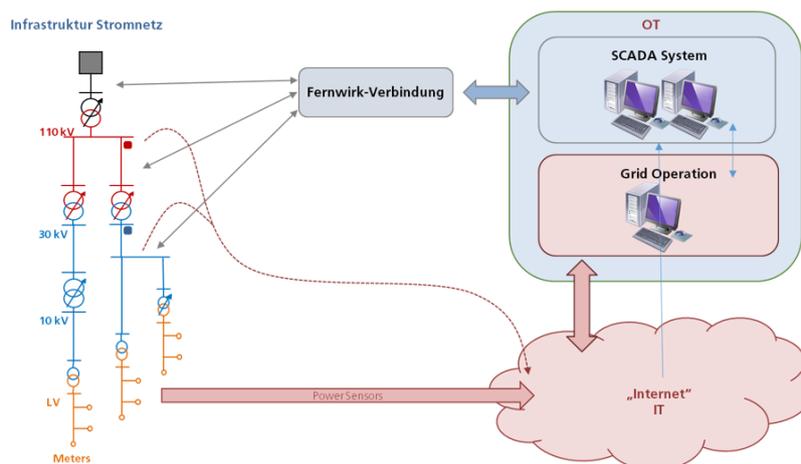


Abbildung 3-1: Allgemeines Strukturabbild und mögliche Schnittstellen

Einerseits sind geplante Schalthandlungen im zeitlichen Ablauf zu berücksichtigen, andererseits sind für Last und Einspeisung kurzfristige Wetterprognosen (Sonneneinstrahlung bzw. Bewölkungsgrad, Wind, Temperatur, Niederschlag oder Wasserführung) zu beachten.

Für die Plausibilisierung der Ergebnisse sowie deren Qualitätssteigerung scheinen dezentrale Messstellen angebracht. Referenzmesswerte könnten für eine Regression bei nicht fernübertragenen Messgrößen eines Clusters (z. B. Referenz-Anlagen für Abschätzung der gesamten Klein-Wasserkraft in einer Region) herangezogen werden.

Weitere Informationsquellen zur Plausibilisierung können Schutzgeräte oder Power Quality Systeme sein. Als Ausgangsdaten können der Berechnung künftig beispielsweise auf Trafostationen zugeordneten Profile der Smart Meter zugrunde gelegt werden. Diese sollen um Prognosefunktionen mit automatisiertem Soll-Ist-Abgleich erweitert sein, um einerseits

3.1.2 Flexibilitäten

Ähnlich der Aggregation systemrelevanter Einspeiser auf Teilnetzebene sollen künftig verteilte Flexibilitäten (z. B. Heißwasserpooling) dargestellt werden können, da auch diese entsprechend dem Marktmodell übergeordnet wirken. Die Auswirkungen dieser auf das Verteilernetz können durch Netzsicherheitsrechnungen abgeschätzt und daraus ggf. korrigierende Maßnahmen abgeleitet werden. Dies ist erforderlich, um auch künftig einen sicheren Netzbetrieb im Verteilernetz zu gewährleisten. Die Aufgaben der Verteilernetzbetreiber werden zukünftig vielfältiger und er übernimmt eine aktive Rolle in der Gewährleistung von Systemsicherheit und Transparenz, d.h. als „neutral market facilitator“.

3.1.3 Netzkuppelstellen bzw. Netzkupplung

Im Zuge von Schalthandlungen sind Netzkuppelstellen bzw. Netzkupplungen von Relevanz, da sie insbesondere im Verteilernetz zu „Leistungsdurchzügen“ führen können. Deshalb sollen sie über mehrere Spannungsebenen hinweg automatisiert topologisch richtig erkannt und gekennzeichnet werden können.

Insbesondere bei Schalthandlungen ist der Schaltwinkel an Kuppelstellen von Interesse. Er bestimmt den zu erwartenden Blindstrom bzw. Blindleistungsfluss. Die Ermittlung, z. B. mittels „State Estimation“ und Lastflussberechnung, im Zuge der Prüfung geplanter Schalthandlungen ist anzustreben. Sollte der Schaltwinkel nicht in direkt gemessener Form vorliegen, so sollte es möglich sein, diesen mittels Berechnung über mehrere Spannungsebenen hinweg ermitteln zu können. Die Spannungsebenen können hierbei Hoch- und Mittelspannungsebenen umfassen und der Ausgangswinkel der Berechnung sollte adaptierbar sein (z.B. durch Datenaustausch mit überlagertem Netzbetreiber).

3.2 Intelligentes Alarm- und Meldemanagement

Durch fortschreitende Ausrüstung des Mittelspannungsnetzes mit Sensoren und Aktuatoren, insbesondere Schutzgeräten, wächst die Anzahl der vorhandenen Informationen (Meldungen) aus dem Netz sehr rasch.

Wesentlich ist, dass die Überwachungs- und Kontrollsysteme weiterhin übersichtlich bleiben, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Insbesondere für Ereignisse mit größeren Auswirkungen wird ein intelligentes System der Alarm- und Meldungsvisualisierung in Form eines Expertensystems erforderlich, um die Erfassung des Netzzustandes auf „einen Blick“ zu ermöglichen. Beispielsweise sollten übergeordnete Ereignisse als solche erkannt und die (Alarm) Meldungen entsprechend gefiltert werden. Die Visualisierung von logisch miteinander verketteten Meldungen sollte vermieden werden. Zur nachträglichen Detailanalyse sollen alle Meldungen an einem zentralen Punkt (Leitsystem) verfügbar sein.

3.2.1 Priorisierung und Übersichtlichkeit

Die logische Verkettung von Meldungen und Alarmen ergibt sich anhand von technologischen Eigenschaften und der aktuellen Netztopologie. Zur Berücksichtigung der aktuellen Topologie sind entsprechende Algorithmen erforderlich, da in den Mittelspannungsnetzen laufend Schaltzustandsänderungen, z. B. im Zuge von Wartungsarbeiten und Netzerweiterungen, durchgeführt werden.

Eine feste Priorisierung auf Basis direkter Zuordnungen von einzelnen Meldungen scheint nicht zielführend. Beispielsweise soll eine kurzzeitige Spannungseinsenkung im übergeordneten Netz (Netzurückwirkungsfehler im Zuge der Fehlerklärung) keine Ausgabe von Meldungen, wie Störung der fernüberwachten Trafostationen, auslösen. Das Konzept der einfachen Meldungsverzögerung, wie es heute zum Teil angewendet wird, wird zukünftig nicht in der Lage sein, alle Anforderungen zu erfüllen.

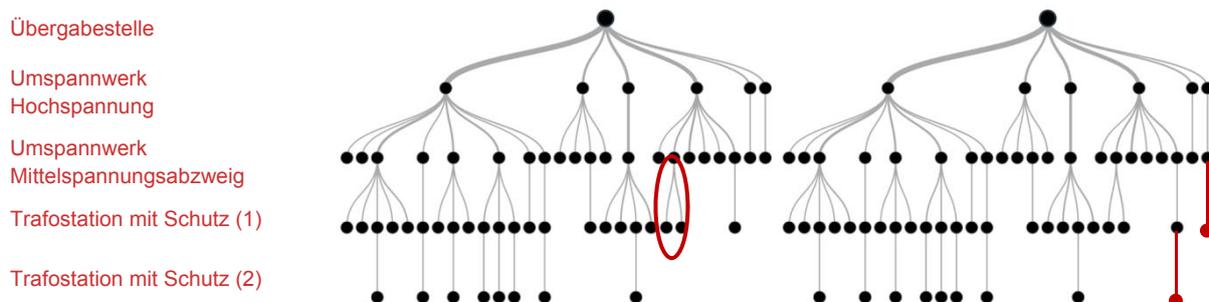


Abbildung 3-3: Dynamische, von Topologie abhängige Alarmallokation

Als Erweiterung der heutigen Netzführungssysteme ist ein vor- bzw. überlagertes Gesamtalarm- und Meldesystem vorstellbar. Dieses sollte in der Lage sein, zwischen Normal- und Fehlerbetrieb zu unterscheiden und Fernwirkstörungen geeignet berücksichtigen können. Zu beachten ist die Systemauslastung bei größeren, d.h. großflächigen Ereignissen.

Um die Übersichtlichkeit weiterhin zu gewährleisten, werden neben den heute gebräuchlichen Listendarstellungen und „Topologie-Einfärbungen“ weitere unterstützende Methoden erforderlich sein. Dies könnte z.B. die Darstellung des zeitlichen Ablaufs der Meldungen hoher Priorität im Netzabbild sein. Mögliche Algorithmen zur dynamischen Priorisierung von Meldungen, in erster Linie in Abhängigkeit der Topologie, sind zu entwickeln, da eine feste Priorisierung auf Basis direkter Zuordnung im Mittelspannungsnetz nicht zielführend ist.

3.2.2 Nachvollziehbarkeit und Visualisierung

Zur zeitnahen Ereignisanalyse, der Kontrolle und Funktionsprüfung sowie der Nachvollziehbarkeit der Schutzkette sollen, z.B. mittels Netzwerkverfolgung und Kurzschlussberechnung, die theoretische Auslösekette bezogen auf einzelne Fehlerorte ermittelt und angezeigt werden können. Dieser Abgleich würde eine Kontrolle der Schutzeinrichtungen im laufenden

Betrieb erlauben. Wesentlich ist, dass die Schutzkette vollständig abgebildet ist, dies beinhaltet auch Elemente wie Kurzschlussanzeiger.

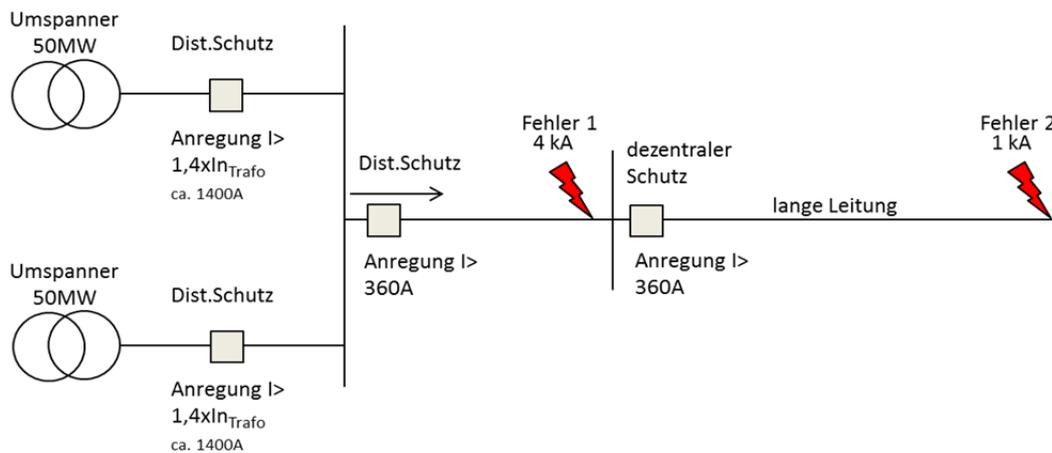


Abbildung 3-4: Vereinfachte Abbildung / Visualisierung der Schutzfunktionen

Eine weitere Detaillierung könnte durch Abbildung der wesentlichen Schutzeinstellungen, wie beispielsweise Anregewerte und Auslösezeiten in einem vereinfachten, also reduzierten Netzabbild erreicht werden.

3.3 Fehlerlokalisierung

Durch die zunehmende Anzahl von Einspeisern im Mittelspannungsnetz ist die heute gebräuchliche Form der Fehlerortung am Leitsystem mittels Informationen von Schutzgeräten (Distanzschutz) den sich verändernden Rahmenbedingungen anzupassen. Dabei sind die aktuelle Topologie und die vorhandene Sensorik (Erdschluss-Richtungs- und Kurzschluss-Richtungsanzeiger) und Schutzfunktionen wie „Automatische Wiedereinschaltung“ (AWE) zu berücksichtigen.

3.3.1 Ermittlung des Fehlerortes bei Kurzschlüssen

Die Fehlerortung bei Kurzschlüssen, die heute meist mittels Distanzschutz realisiert wird, soll nicht nur in Stichnetzen, sondern unabhängig von der Netztopologie verlässlich funktionieren. Bedingt durch die verzweigte Struktur vor allem bei ländlichen Mittelspannungsnetzen ist eine eindeutige Fehlerortung nicht durchgängig gewährleistet. Möglichkeiten zur Erhöhung der Eindeutigkeit der Fehlerortung sind zu entwickeln und geeignete Sensorik wie Kurzschlussanzeiger miteinzubinden.²¹

²¹ Eine bereits heute gemeinsam mit der Schutztechnik zur klärende Frage ist der Einfluss der Funktion „Automatische Wiedereinschaltung“ (AWE) auf die Qualität der Fehlerortung. Es ist dabei insbesondere die Frage zu klären, ob die ermittelten Werte vor oder nach der AWE von höherer Aussagekraft für die Fehlerortung sind?

Die allgemeine Form der Fehlerortermittlung soll in der Lage sein, Ring-Topologien, Einspeiser sowie Speicher und aktives Blindleistungsmanagement zumindest auf der Mittelspannungsebene zu berücksichtigen. Die dafür erforderlichen Daten der Modellbildung insbesondere der Einspeiser sind zu erheben und festzulegen.

Bei mehrdeutigen Ergebnissen der Fehlerortung, d.h. bei mehreren möglichen Fehlerorten bedingt durch die Netztopologie, soll es zukünftig möglich sein, wahrscheinlichere Lösungen bzw. die Wahrscheinlichkeit der Lösung durch Zusatzinformationen zu bestimmen. Zusatzinformationen können beispielsweise der Betriebsmitteltyp oder dessen Ausfallhäufigkeit sein. Im ersten Schritt scheint es sinnvoll, zumindest zwischen wesentlichen Komponenten wie Kabeln, Freileitungen und Freileitungen durch Waldgebiete zu unterscheiden. Die Möglichkeit von Leitungen mit unterschiedlichen Störungswahrscheinlichkeiten (z.B. in Form von Klassen oder Prioritäten), die bei der Ermittlung des Fehlerortes berücksichtigt werden, sollte vorgesehen werden.

Eine künftige Erweiterung wäre die Berücksichtigung von aktiven Niederspannungsnetzen. Hier wäre im ersten Schritt zu prüfen, welchen Einfluss diese auf die aktuelle Form der Fehlerortung hätte.

3.3.2 Erdschluss, Doppelerdschluss

Um die Effizienz des Betriebs eines isolierten oder gelöschten Netzes zu optimieren, wäre eine Erdschlussortung entsprechend der Fehlerortung bei Kurzschluss mit ähnlicher Qualität bei den Ergebnissen anzustreben. Die Lösung sollte unabhängig von der Netzcharakteristik sein, um sowohl für Freileitungs- als auch Kabelnetze sowie gemischte Netzformen verlässliche Ergebnisse zu liefern. Leiterunterbrechungen sollten auch im Erdschlussfall als solche erkannt und visualisiert werden. Wesentlich hierbei wäre die treffsichere Unterscheidung zwischen reinem Erdschluss und Leiterunterbrechung. Zu prüfen wäre, ob die Detektion von „Erdschlusswischern“ zur Früherkennung von sich anbahnenden, permanenten Fehlern herangezogen werden könnte.

Das kapazitive Schaltvermögen (I_{6b}) eines Schaltelements im Mittelspannungsnetz sollte im Erdschlussfall automatisiert mit der zu erwartenden Schaltbelastung verglichen werden können. Ein weiterer Punkt ist die Ermittlung der beiden Fußpunkte eines Doppelerdschlusses. Diese kann z.B. auf Basis der Analyse von Meldungen und Messwerten von Schutzgeräten und Fehleranzeigern erfolgen.

3.4 Weiterführende Funktionalitäten

Nachfolgend sind zukünftig zu erwartende Funktionalitäten aufgelistet und kurz beschrieben, die eine Erweiterung der heutigen Möglichkeiten darstellen.²²

²² VDE-Studie „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen“, April 2016

3.4.1 Schutztechnik

Unabhängig vom gewählten Schutzkonzept ist die Selektivität sicherzustellen. Zu beachten ist, dass die Schutzfunktion jederzeit gewährleistet bleibt. Das heute übliche Schutzkonzept mit Reserveschutzfunktion erfüllt dies grundsätzlich. Werden zentrale Funktionen implementiert, ist eine geeignete Notfallebene vorzusehen. Mögliche Notfallebenen sind Schutzfunktionen vor Ort oder zentrale Back-up Systeme. Zu beachten ist bei zentralen Funktionen der erforderliche Bandbreitebedarf und die erlaubten Latenzzeiten der Übertragung sowie die Anforderungen an die System- und Rechenleistung. Übergeordnete Anforderungen, die sich aus den Networkcodes ergeben, sind zu berücksichtigen. Dazu zählt beispielsweise die Forderung nach der „Fault Ride Through“-Funktionalität von Einspeisern. Hinzu kommen Funktionen wie die Inselnetzerkennung und die Berücksichtigung des Netzwiederaufbaues.

Grundsätzlich gilt, dass die Schutzkonzepte den sich ändernden Anforderungen im Verteilernetz anzupassen sind. Dazu zählen beispielsweise sich ändernde Netzbauformen (Strahlen-, Ring-, Maschennetz) oder das Thema der Reduktion der Kurzschlussleistung durch zunehmende dezentrale Erzeugung, die über Umrichter einspeist.

3.4.2 Adaptive Grenzwerte und adaptiver Schutz

Unter diesem Begriff ist die automatisierte Anpassung von Grenzwerten und ggf. Schutzeinstellwerten, beispielsweise an die Wettersituation, zu verstehen. Allen Voraussicht nach werden Anpassungen durch „zentrale“ Kriterien aus der Ferne gesteuert werden. Kriterien können beispielsweise die Temperatur, Wettersituation oder eine geänderte Netztopologie sein. Einige Beispiele sind nachfolgende angeführt.

- Abhängigkeit der thermischen Belastbarkeit von Freileitungen von der Temperatur Unterscheidung zwischen Sommer- und Winterbetrieb
- Abhängigkeit von Schutzeinstellwerten vom Netzzustand bzw. von der Last- oder Erzeugungssituation
- Wechselwirkung zwischen Schutzsystemen und Netztopologie
 - Einspeisepunkte im betreffenden Schutzbereich
 - Erweiterung der Schutzzone im Zuge von Netzumschaltungen
 - Differentialschutzkonzept
- Aktivierung bzw. Deaktivierung automatisierter Schaltsequenzen in Abhängigkeit von der Wettersituation

Mit der Schutztechnik sind Möglichkeiten der Anpassung von Schutzeinstellwerten aus der Ferne zu prüfen und geeignete Routinen dafür festzulegen. Hierzu zählen auch kurzfristige kleine manuelle Änderungen via Fernparametrierung.

3.4.3 Automatische Schaltsequenzen zur Fehlereingrenzung

In einigen europäischen Ländern sind bereits Leitsysteme mit der Funktion der Fehlerisolierung im Einsatz. Dabei erfolgt eine automatisierte Fehlerortermittlung mit nachfolgender automatisierter Umschaltung der gesunden Netzteile, nach Netzsicherheitsrechnung zur Isolation des fehlerbehafteten Teiles. Dies kann entweder automatisiert

oder auf Basis von Vorschlägen erfolgen. In diesem Zusammenhang sind relevante Rechts- und Haftungsfragen zu erheben und zu prüfen.

Zur Steigerung der Akzeptanz bei der Einführung solcher Systeme wird eine zweistufige Umsetzung vorgeschlagen. Zuerst in Form von Vorschlägen mit Freigabe zur automatisierten Umsetzung, danach automatisiert. Diese Systeme werden unter anderem mit folgenden Begriffen bezeichnet: Fault Location Isolation Restoration (FLIR), Fault Detection Isolation Restoration (FDIR), „selbsteilende Automatisierungslösungen“. Dies ist nicht als Alternative zur Automatischen Wiedereinschaltung (AWE), sondern als zusätzliche Funktion zu verstehen, die nach einer erfolglosen AWE zum Einsatz kommt.

3.4.4 Netzwinkelüberwachung

Phasor Measurement Units (PMU) werden zur zeitsynchronen Ermittlung des Phasenwinkels in unterschiedlichen Netzen bzw. an unterschiedlichen Orten eines Netzes verwendet. Insbesondere für den Netzwiederaufbau lassen sich damit Informationen über den aktuellen Netzzustand gewinnen und es können damit Zusatzfunktionen wie die des Synchronskops realisiert werden. Ein Anwendungsgebiet ist beispielsweise die Ermittlung des Phasenwinkels zwischen verschiedenen Teilnetzen, wie sie im Zuge der Kupplung von Netzen unterschiedlicher Charakteristik geboten ist. Werden z.B. auf der Mittelspannungsebene ein Netzteil mit großem Erzeugungsüberschuss und einer mit Lastcharakter gekoppelt, werden auch bei Netzverbindung über die Hochspannungsebene (Deckung) große Ausgleichsströme auftreten. Mit der „State Estimation“ und den PMU-Messdaten können Netzkupplungen an beliebigen Stellen im Verteilernetz auf Netzsicherheit überprüft werden. Durch die zunehmende Erzeugung in Verteilernetzen im Zuge der Energiewende kann es zukünftig erforderlich werden, auf der Hochspannungsebene die Phasenlagen einzelner Punkte im Netz zur Gewährleistung der Systemstabilität zu beobachten.

3.4.5 Blindleistungsmanagement

Eine zukünftig wichtiger werdende Funktion ist die des aktiven Blindleistungsmanagements entsprechend dem „Smart Grids Ansatz“ zur Spannungshaltung. Einerseits um die Spannungsbandeinhaltung bei steigender dezentraler Erzeugung zu gewährleisten. Andererseits kann um die Hosting Capacity (Anschlusspotenzial dezentraler Erzeugung) des Netzes zu steigern. Basis dafür sind „State Estimation“ und Lastflussberechnung.

outages“) wird damit erleichtert und die teilautomatisierte Prüfung des Wiederversorgungsgrads ermöglicht. Als erster Schritt ist eine die Netzebenen übergreifende Analyse der (Störungs-) Meldungen erforderlich. Der zweite Schritt ist die Informationsaufbereitung zur Gewährleistung des schnellen Überblicks. In einem dritten Schritt können die in unterschiedlichen Systemen vorhandenen Informationen automatisiert für die (digitale) Kundeninformation zur Verfügung gestellt werden.

3.7 Inselnetze

Zukünftig wird durch die zunehmende dezentrale Erzeugung die Inselnetzerkennung an Bedeutung gewinnen. Die Erkennung von Inselnetzen ist sowohl bei geplanten Abschaltungen als auch Störungen von Relevanz um u.a. Rückspeisungen zu verhindern. Dazu ist eine geeignete Sensorik erforderlich, die auch in der Lage ist, nicht synchrone Schaltheandlungen im Zuge der Wiederversorgung zu vermeiden. Bildet sich beispielsweise im Zuge einer Störung „zufällig“ ein Inselnetz, ist die Netzsicherheit nicht gewährleistet und entspricht nicht dem heutigen Regelwerk. Dieses beinhaltet heute die Netztrennung von Erzeugern im Fehlerfall entsprechend definierter Kriterien.

Bei Inselnetzbildungen sind aus technischer Sicht u.a. das Schutzkonzept und in Abhängigkeit von der Netzbetriebsart die Löschung zu beachten. Durch Richtlinien und Regeln ist auch zukünftig sicherzustellen, dass es zu keinen Situationen ohne klar definierte Verantwortlichkeiten kommt und dass insbesondere die Marktregeln eingehalten werden. Eine Möglichkeit ist die Definition technisch sinnvoller und realisierbarer Inseln auf Basis vorhandener Einspeisekapazitäten. Diese sind mit den erforderlichen Steuer-, Regel- und Überwachungseinrichtungen auszustatten.

3.8 Nachrüstung erforderlicher Sensorik

Um zusätzlich erforderliche Sensorik mit den Zielen der Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit, wie im einfachsten Fall Kurzschluss- oder auch Erdschlussanzeiger, effizient in das bestehende System integrieren zu können, sollte die Sensorik die nachfolgenden grundsätzlichen Anforderungen erfüllen.

- Einfache, mit geringem Aufwand und geringen Kosten verbundene Integration in bestehende Infrastruktur mit „Plug & Play“ Funktionalität
- Fehlerbehaftete Sensorik sollte als solche erkannt und automatisiert isoliert, d.h. nicht in Auswertungen miteinbezogen werden
- Kosten für Monitoring und Ersatz sind zu beachten (z. B. Batterien)

4 Digitalisierung der Niederspannungs-Netzführung

4.1 Motivation und Ziel

Die bestehenden Stromnetze sind, die Spannungsebenen übergreifend, auf ein zentralisiertes Energiesystem mit zentralen Erzeugern und dezentralen Verbrauchern ausgerichtet. Durch die rasante Zunahme der dezentralen Kleinerzeuger und durch die zunehmende Digitalisierung kommt es zu einem Paradigmenwechsel im gesamten Umfeld der Stromversorgung. Für die Netze bedeutet dies, dass eine Ausrichtung auf eine große Anzahl an dezentrale Einspeisungen, E-Ladestationen, dezentrale Energiespeicher und vieles mehr notwendig wird. Dies betrifft vor allem auch die Niederspannungsnetze, in welchen viele dieser Entwicklungen auftreten und somit neue Herausforderungen, aber gleichzeitig auch Chancen darstellen. Um dieser Entwicklung Folge zu leisten, bedarf es in den Niederspannungsnetzten eines generellen Umdenkens in der Netzführung.

Die Transparenz über den aktuellen und geplanten Netzzustand ist die Voraussetzung für eine effiziente und optimale Netzbewirtschaftung. Die Überwachung der Spannungsqualität und des aktuellen Lastflusses, aber auch eine genauere Betrachtung der Auswirkungen von dezentralen Erzeugungsanlagen und leistungsintensiven Verbrauchern, wird künftig, insbesondere im Niederspannungsnetz, von immer größerer Bedeutung sein. Für dieses Monitoring bedarf es vor allem Daten aus dem Netz, welche zum Teil bereits in anderen Systemen (Smart Meter Systeme, GIS²⁴, etc.) zur Verfügung stehen bzw. durch intelligenten Ausbau dieser bestehenden Systeme erfasst und verknüpft werden können. Diese zusätzlichen Informationen und die damit einhergehende optimierte Netzführung werden in weiterer Folge anderen Bereichen, wie z.B. der Netzplanung und dem Netzausbau zugutekommen und können hier zu Kosteneinsparungen führen. Die Netzkunden werden dabei von einer gesteigerten Versorgungssicherheit und -qualität sowie einer schnelleren Fehlerbehebung profitieren. Die Einbindung der Niederspannungsnetze in ein netzführendes System stellt den Informationsaustausch vor neue, komplexe Herausforderungen. Die aufkommende Datenflut muss mit intelligenten Konzepten komprimiert und die wesentlichen Informationen für den Operator aufbereitet und visualisiert werden.

Die folgenden Punkte können als Motivation für das Monitoring des Niederspannungsnetzes, gegliedert nach Vorteilen für Netzbetreiber und Netzkunden, angesehen werden. Für den Netzbetreiber ergeben sich die Vorteile aus der Gesamtsicht auf das Niederspannungsnetz.

Vorteile für Netzbetreiber

- Übersicht über das Niederspannungsnetz
 - Überwachung des vorgegebenen Spannungsbandes
 - Erkennung und Vermeidung von Engpässen
 - Optimierung von Leitungsauslastungen
 - Erkennen von unsymmetrischen Belastungen
 - Umgehende Störungsdetektion, z.B. bei Phasenausfällen

²⁴ GIS bzw. NIS ... Geografisches Informationssystem bzw. Netzinformationssystem

- Einspeise- und Lastmanagement
- Erhöhung der Sicherheit in der Netzführung
- Optimierung in Betrieb und Planung durch Analyse und Prognosefunktionen

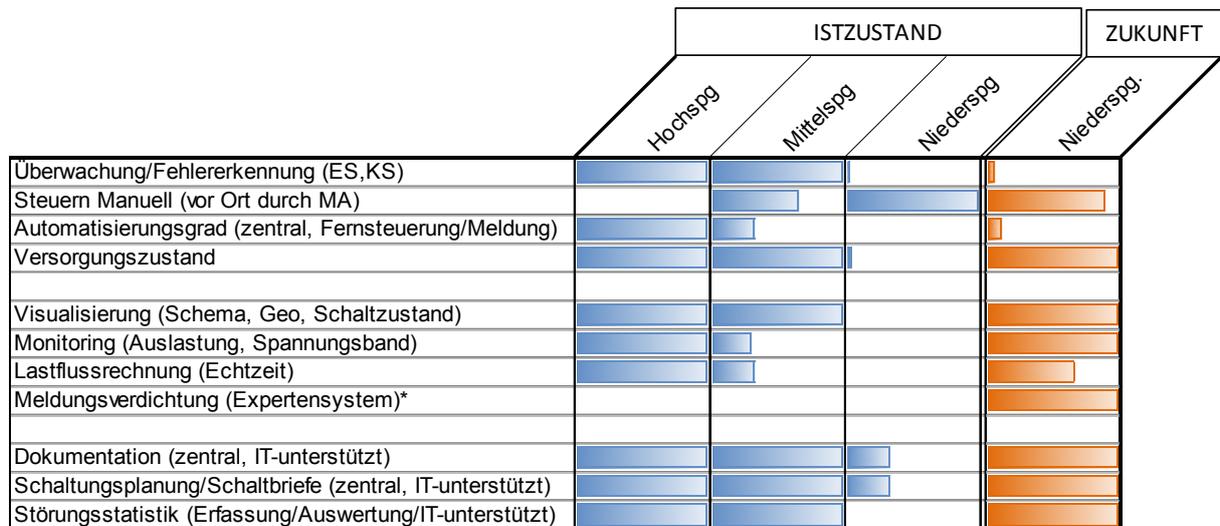
Vorteil für Kunden

- Automatisierte, proaktive Fehlererkennung
- Aktuelle und kurzfristige Störungsinformationen
- Voraussetzung für die Teilnahme an neuen Märkten (z.B. Demand-Side-Management, System- und Netzdienstleistungen)
- Netzinformation bis zum Kunden (Spannung, Leistung, etc.)

Ziel dieses Kapitels ist es, mögliche Konzepte für den zukünftigen Netzbetrieb im Niederspannungsnetz aufzuzeigen. Dabei wird vorausgesetzt, dass die jeweiligen Anforderungen hinsichtlich Security und Privacy durch Lösungen, die dem Stand der Technik entsprechen, abgedeckt werden. D.h. Themen, wie beispielsweise Datensicherheit, auch im Sinne von IT-Sicherheit (Cybersecurity), für neue bzw. erweiterte Übertragungskanäle und Schnittstellen werden nicht analysiert. Vielmehr werden zukünftig erforderliche Applikationen innerhalb der Netzführung, wie z.B. neue Applikationen für die Komprimierung von Meldungen bzw. zusätzliche Visualisierungen im Netzleitsystem, an geeigneter Stelle näher erläutert.

4.2 Status Quo in der Netzführung

In der Niederspannung ist, verglichen mit der Mittelspannung, eine zumindest um den Faktor 10 bis 20 höhere Datenmenge zu erwarten. Mit dem Einsatz neuer Technologien, wie etwa kostengünstigen Datenservern, leistungsstarken Tablets und dgl., entstehen neue Möglichkeiten für die Niederspannungsnetzführung, um zusätzliche Informationen und auftretende Datenmengen hochautomatisiert abarbeiten und aufbereiten zu können.



* wird durch hohe Datenmengen notwendig => auch in MSpg/HSpg sinnvoll

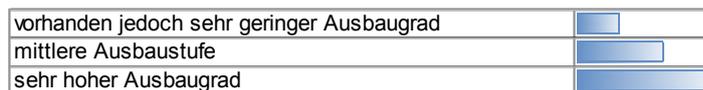


Abbildung 4-1: Gegenüberstellung der Spannungsebenen

4.3 Netz-Monitoring im Niederspannungsnetz

4.3.1 Begriffsbestimmung Online / Offline / Quasi-Online

Der großflächige Einbau von Smart Meter bei jeder Kundenanlage stellt eine erstmalige Durchdringung des Niederspannungsnetzes mit „digitalen Sensoren“ dar (vgl. Abbildung 4-2). Diese Daten können neben der Kernaufgabe „Messen / Zählen“ als Informationsquelle für weitere Aufgabengebiete des Netzbetreibers genutzt werden. Ein Anwendungsbereich ist das Monitoring des Niederspannungsnetzes.

Der Einbauort von Smart Metern kann nicht nur bei Haushalten und Einspeisern, sondern auch in Transformatorstationen, niederspannungsseitig am Transformator oder je Niederspannungsabgang, erfolgen. Diese zusätzlichen „Sensoren“ können für die Fehlereingrenzung als auch für Plausibilitätsüberprüfungen herangezogen werden.

Grundsätzlich hängt die Möglichkeit des Monitorings von der Geschwindigkeit der Datenübertragung und Datenverarbeitung ab. Sollten die notwendigen technischen Rahmenbedingungen, insbesondere die Übertragungsgeschwindigkeit, in der ersten Phase noch nicht ausreichend vorhanden sein, kann aufgrund der fortschreitenden technologischen Weiterentwicklung jedoch davon ausgegangen werden, dass es mittelfristig zu einer Lösung dieser Aufgabenstellung kommen wird.

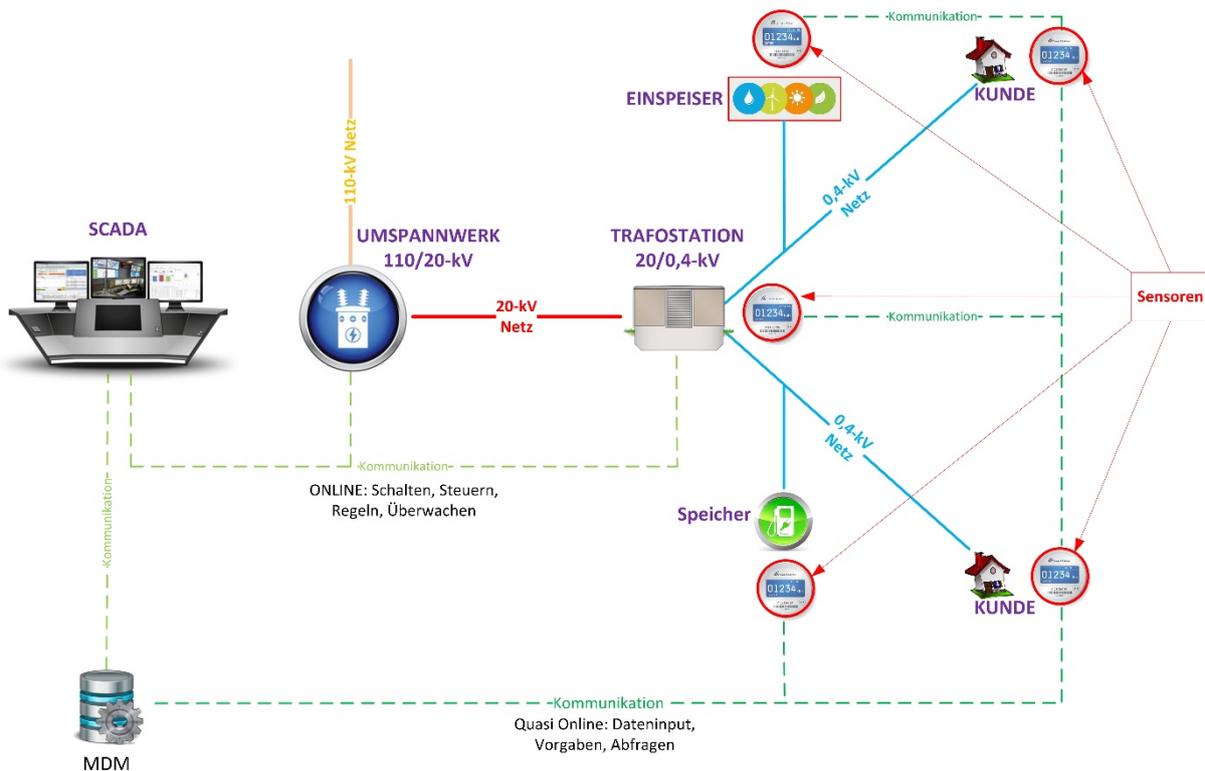


Abbildung 4-2: Zusätzliche „Sensoren“ in der Niederspannungsebene

4.3.1.1 Online

Der Begriff Online stammt aus den 70er Jahren und steht für eine direkte Datenfernverarbeitung zwischen einem Terminal und einem Host oder Mainframe. Die Online-Technologie setzt somit auf einen permanenten Datenaustausch zwischen den zu synchronisierenden Geräten. Es werden ständig Daten aktualisiert und sämtliche Werte und Änderungen nahezu in Echtzeit übertragen. Eine gesonderte Aktivierung ist dabei nicht notwendig.

Eine allgemeine zeitliche Abgrenzung des Begriffes „Online“ ist aufgrund dessen, dass dieser je nach Situation anders definiert wird, nicht möglich. Für die Netzleittechnik ist es ausreichend, die zeitliche Abgrenzung im Sekundenbereich zu definieren. Als Beispiel kann die Anzeige der aktuellen Spannungs-, Leistungs- und Stromwerte im Netzleitsystem angeführt werden, die im Sekundenbereich aktualisiert werden.

4.3.1.2 Offline

Als Offline bezeichnet man ein System oder Gerät, das nicht in der Lage ist mit dem gewünschten System (Servern) zu kommunizieren. Erst wenn eine Verbindung zwischen den Systemen hergestellt wird, kommt es zum Datenaustausch und der Aktualisierung von Datensätzen. Bei unterbrochener Verbindung kann dies nicht erfolgen und die Daten werden ausschließlich lokal gespeichert bis eine Verbindung zur Verfügung gestellt wird.

In der zentralen Datenablage sind demzufolge nur zeitverzögerte Daten vorhanden. Die Offline-Daten könnten z.B. für die Netzplanung zur Netzanalyse (Betriebsmittelauslastung)

verwendet werden. In diese Kategorie fallen auch manuell nachgeführte Schalthandlungen oder Datenübernahmen aus Drittsystemen (z.B. GIS).

4.3.1.3 Quasi-Online

Als Zwischenstufe dieser beiden Techniken wird nun der Begriff Quasi-Online eingeführt. Ein System, welches als Quasi-Online bezeichnet wird, hat eine ständige Verbindung mit dem Hauptsystem (Servern). Hier erfolgen die Öffnung eines Datenkanals und die Datenübertragung allerdings durch eine Anfrage (Request) oder zeitnah nach einem Ereignis. Man kann also nach Bedarf die gespeicherten Daten z.B. per „Mausklick“ oder nach einem festgelegten Zeitintervall abfragen. Der Zeitbereich ist bei diesem Begriff im einstelligen Minutenbereich zu finden. Beispiele hierfür wären Smart Meter System oder SMS-Alarm-systeme. Quasi-Online-Abfragen können für folgende Aufgaben Verwendung finden:

- Versorgungsinformation der Kundenanlage, Abfrage
- Detektion von Fehlern, aktive Übermittlung aus Smart Meter
- Übermittlung von Grenzwertüberschreitungen, aktive Übermittlung aus Smart Meter
- Kennlinienvorgabe für Einspeiser
- Aktueller Schaltzustand, Abfrage der Topologie via Smart Meter-Standorten

In diesem Zusammenhang ist zu prüfen, ob eine Möglichkeit besteht, Datenübermittlungen aus den Smart Metern mit unterschiedlicher Priorität zu versehen. Beispielsweise könnten Leistungsabfragen zeitlich versetzt und Grenzwertverletzungen vorrangig durch Push-Mitteilungen übermittelt werden.

	Online	Quasi-Online	Offline
Verbindung	Immer	Immer	keine
Datenaustausch	Permanent	Nicht permanent	Nicht permanent
Datenverwendung	Sofort einsehbar	Durch Trigger ausgelöst Zeitnah bei Grenzwert- überschreitung (Alarmmeldung)	Nur lokal gespeicherte Daten
Zeitbereich	Sekundenbereich (sofort)	Einstelliger Minutenbereich	keiner

Tabelle 4-1: Gegenüberstellung der Begriffe Online / Quasi-Online / Offline

4.4 Visualisierung des Niederspannungsnetzes

Für die Niederspannungsnetzführung bedarf es grundsätzlich einer Visualisierung dieser Spannungsebene. In welchem System bzw. in welcher Form eine Visualisierung des Netzes erforderlich ist, hängt von den Detailanforderungen des jeweiligen Unternehmens ab. Ebenso ist festzulegen, ob die Darstellung des Niederspannungsnetzes ein- oder dreiphasig erfolgen soll.

Die Netzführung der Mittelspannungsnetze erfolgt bereits derzeit in teilweise unterschiedlichen Systemen mit unterschiedlicher Ausprägung. Historisch hat sich in den einzelnen Unternehmen jene Systemlandschaft durchgesetzt, welche organisatorisch und funktionell den Anforderungen am besten entspricht.

Eine Visualisierung des Niederspannungsnetzes sollte prinzipiell folgende Kriterien erfüllen:

- Darstellung von netzführungsrelevanten Betriebsmitteln wie Transformator, aktuelle sowie mögliche Trafostufe, Trafosicherung, Niederspannungsabgänge, Sicherungen, Schaltmöglichkeiten im Netz, Freileitung, Kabel, Erzeugeranlagen, Speicher, zugehörige Betriebsmitteldaten
- Möglichkeit zur Nachführung von Schalthandlungen
- Darstellung ferngesteuerter Schalter
- Steuern von ferngesteuerten Schaltern
- Verarbeitung von Alarmmeldungen
- Darstellung von Unsymmetrien, insbesondere bei dreiphasiger Visualisierung
- Darstellung von Ganglinien bzw. Belastungsgraden
- Topologische und funktionale Netzeinfärbung
- Nicht versorgte Kunden, z.B. auf Basis Smart Meter

Grundsätzlich existieren die drei folgenden Möglichkeiten zur grafischen Darstellung:

- Geografischer Plan
- Schematischer Plan
- Detailplan (Stationsplan, Kabelverteiler, etc.)

4.4.1 Geografischer Plan

Ein geografischer Plan dient in erster Linie der lagerichtigen Erfassung der einzelnen Betriebsmittel und zum Auffinden dieser in der Natur. Die genauen Betriebsmitteldaten und die lagerichtige Erfassung sind im „Geografischen Informationssystem“ (GIS) hinterlegt. Diese hier erfassten Daten können für verschiedene Anwendungen und Systeme zur Verfügung gestellt werden. Dies sind z.B. Netzführungssysteme, Netzberechnung, Netzplanung oder „Auskünfte zur Leitungsführung“. Aufgrund der Informationsdichte können die Detailbilder einer Trafostation bzw. eines Kabelverteilers meist nur schwer im gleichen Bild dargestellt werden. Deshalb scheint die Einführung einer zweiten Ebene mit Detailbildern, die durch Anwahl eingeblendet werden können, sinnvoll.

Die Leitungsführung ist für eine geografische Übersicht sehr gut geeignet, allerdings ist eine kompakte Darstellung des Netzes nicht möglich.

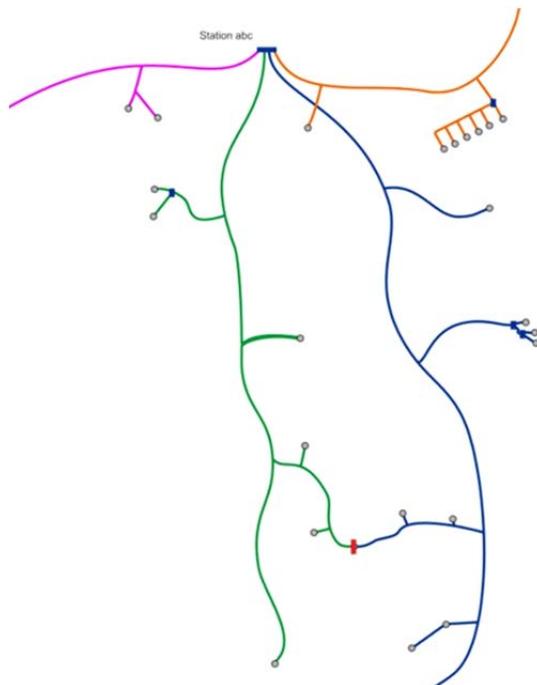


Abbildung 0-1: Geographische Darstellung

Vorteil geographische Darstellung
Lagerichtige Darstellung
Landkarte, Straßenkarte, Bewuchsflächen... können eingebettet werden
Üblicherweise im GIS (unterschiedlicher Detailierung- und Vollständigkeitsgrad) bereits vorhanden
Wenig Mehraufwand zur Anpassung an Betriebsführung
Nachteil geographische Darstellung
Übersichtlichkeit leidet durch stark divergierende Entfernungen
Schaltknoten/Stationen nur in sehr hohem Zoomlevel ersichtlich
Details nur durch eigene Stationsbilder

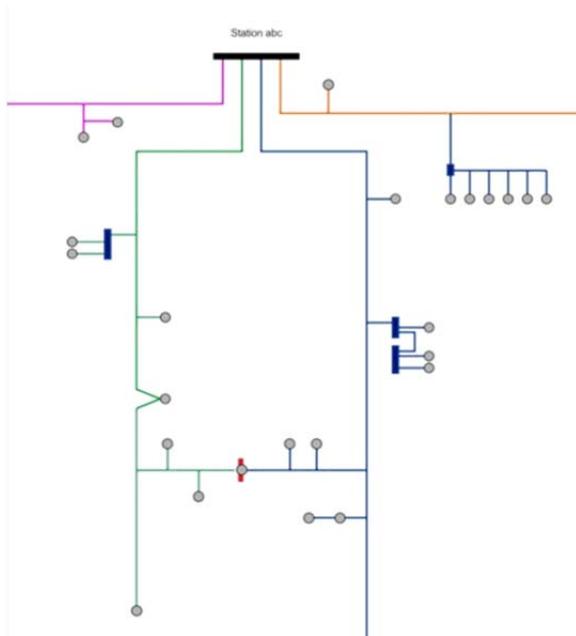
Tabelle 0-1: Vor- & Nachteile der geographischen Darstellung

4.4.2 Schematischer Plan

Der schematische Plan hat den Vorteil, dass sowohl die Leitungsführung als auch die Detailbilder in einem Layer ersichtlich sind. Die Darstellung der einzelnen Betriebsmittel ist sehr kompakt und bietet damit eine gute Übersicht.

Von Nachteil ist allerdings, dass der Schemaplan zusätzlich zum geografischen Plan generiert werden muss. Dazu stehen zumindest die nachfolgend angeführten Möglichkeiten zur Verfügung.

- Manuelle Erstellung
- Automatisierte Schematisierung auf Basis des geografischen Planwerks
- Anwendung eines „Automatic Display Builders“, d.h. automatisierte Schematisierung ausgewählter Netzteile auf Basis geografischer Pläne zur Laufzeit



Vorteil des Schemaplans
Bietet guten Überblick („Stromlaufplan“)
Abstand zw. Stationen, Leitungen, Beschriftungen, etc. kann in Hinblick auf gute Lesbarkeit angepasst werden
Sonderinformationen können leicht eingebracht und gepflegt werden
Nachteile des Schemaplans
Hoher Zeitaufwand für Erstellung und Pflege
Schaltknoten / Stationen nur in hohem „Zoomlevel“ ersichtlich

Abbildung 0-2: Schemaplan

Tabelle 0-2: Vor- & Nachteile des Schemaplans

4.4.2.1 Manuelle Erstellung

Einen schematischen Plan manuell anzulegen ist sehr zeit- und arbeitsintensiv, bedingt durch die große Datenmenge und die zu erwartenden Datenprüfungen. Zusätzlich besteht die Gefahr, dass es zu Abweichungen zwischen dem geografischen und dem schematischen Planwerk kommen kann.

4.4.2.2 Automatisierte Schematisierung des geografischen Planes

Anhand eines geografischen Planes erfolgt über einen Algorithmus die Umwandlung in einen schematischen Plan. Während des Generierens des Schemaplanes kann es durch laufende Änderungen zu einer Datenabweichung zwischen geografischem Plan und Schemaplan kommen. Diese Datenabweichung ist allerdings zeitlich eng begrenzt und muss berücksichtigt werden. Der Prozess kann auch zweistufig erfolgen. Durch einen inkrementellen Abgleich werden die Netzdaten exportiert und z.B. vorerst in ein Testsystem übernommen. Danach erfolgt die Übernahme in das Produktivsystem. Von Nachteil ist die Dauer für den Import in das Produktivsystem und die Überprüfung der Daten anhand einer Deltaliste.

4.4.2.3 „Automatic Display Builder“ (Feeder-Display)

Der Schemaplan wird bei Bedarf vom System mittels „Automatic Display Builder“ für den betroffenen Abzweig bis zu den nächsten Einspeisestellen / Ringschaltstellen automatisch generiert. Dabei werden nicht betroffene Abzweige ausgeblendet. Die Darstellung ändert sich je nach Schaltzustand. Ein händisch gezeichneter Plan, welcher importiert werden

müsste, ist somit nicht erforderlich. Mit dieser Variante ist ein übersichtliches Netzabbild am einfachsten zu realisieren.

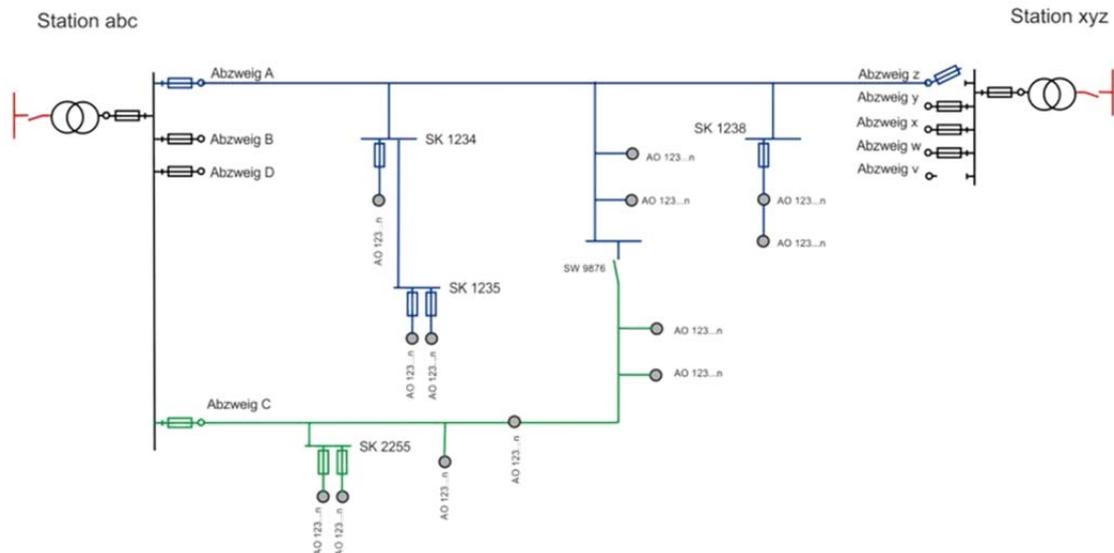


Abbildung 4-5: Automatic Display Builder (Feeder-Display)

Vorteil Feeder-Display
Gute Übersicht auf betroffenem Strang
Alle Schaltstellen und Informationen können dargestellt werden
Hohe Sicherheit durch einfache Darstellung
Nachteil Feeder-Display
Darstellung erfolgt nach vorgegebenem Algorithmus => Aufbau z.B. immer von links nach rechts => keine Beziehung zur tatsächlichen Lage

Tabelle 4-4: Vor- & Nachteil vom Feeder-Display

4.4.3 Darstellung von Detailbildern

Sind speziell bei Schemaplan und geografischer Darstellung notwendig, um Schaltungen nachführen bzw. ausführen zu können. Dies gilt sowohl für Stationen als auch für Trennpunkte, Kabelverteiler und Schaltstellen im Allgemeinen.

Mit Hilfe einer Modellierungssoftware ist es möglich, einzelne Objekte vom GIS in die gewünschte Ausprägungsform inklusive Funktionalität zu „übersetzen“. Wenn im Geoinformationssystem die Topologie des Niederspannungsnetzes hinterlegt ist, kann auf

Basis dieser Information ein Detailbild generiert werden (zur Laufzeit oder zyklisch mit persistenter Speicherung). Im Mittelspannungsnetz ist diese Lösung bei Netzleitsystemen schon mehrfach im Einsatz. Wird die Niederspannungsnetzführung im GIS angestrebt, sind ähnliche Funktionen möglich.

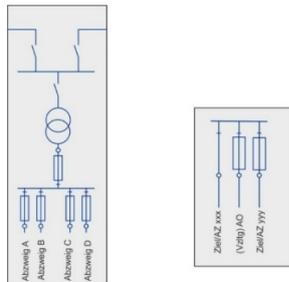


Abbildung 4-6: Bsp. Detailbilder

4.4.4 Zusammenfassung

Die Nutzung von Informationen aus dem Niederspannungsnetz setzt eine geeignete Aufbereitung dieser Daten voraus. Die technologischen Fortschritte, insbesondere im Bereich der Systemperformance, ermöglichen bei kleineren Netzen bereits eine vollständige Visualisierung der Niederspannungsnetze. Für größere Netzgebiete empfiehlt sich eine reduzierte Darstellung der Niederspannungsebene mit dem Fokus auf die wesentlichen Knoten sowie die Umschaltmöglichkeiten in den Netzgebieten.

Bei der Überführung des geografischen Plans in eine schematische Darstellung besteht die Gefahr, dass Abweichungen im Datenstand auftreten. Dies betrifft die zeitliche Erfassung in den unterschiedlichen Systemen sowie die Qualitätssicherung bei der Übernahme und eventuelle Korrekturzyklen. Diese Thematik kann durch organisatorische Maßnahmen minimiert werden.

4.5 Schalthandlungen im Niederspannungsnetz

4.5.1 Funktionsdefinition

Für die Netzführung ist die Dokumentation sämtlicher Schalthandlungen inklusive der Vergabe der Durchführungserlaubnis bzw. Verfügungserlaubnis von großer Bedeutung. Bei einer Dienstübergabe können damit alle relevanten Informationen vom System aufbereitet und den Mitarbeitern zur Verfügung gestellt werden.

Des Weiteren ermöglicht die lückenlose Dokumentation von Schalthandlungen eine permanente Darstellung des IST-Schaltzustandes. Aus der Dokumentation der Schalthandlungen können die Abweichungen zum Normalschaltzustand abgeleitet und dargestellt werden. Vor allem für die „Ausfalls-Plausibilisierung“ mit Smart Meter-Daten, also

für die Zuordnung der einzelnen Smart Meter zu den Empfängern²⁵ auf Basis der tatsächlichen Topologie und der damit verbundenen Unterscheidung zwischen Störung in der Kundenanlage oder im Verteilernetz, aber auch für die Verknüpfung mit anderen Informationen, wie etwa Daten Dritter²⁶, ist die Kenntnis des IST-Schaltzustandes von großer Bedeutung. Für die Erfassung und Visualisierung des Lastflusses sowie auftretender Leistungsspitzen ist für die einhergehende Steuerung bzw. Regelung der dezentralen Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie leistungsintensiver Verbraucher die IST-Schaltzustand Erfassung in der Niederspannung ebenfalls unumgänglich.

Bei einer Schaltzustandsnachführung muss grundsätzlich zwischen einer dezentralen, vom durchführenden Mitarbeiter vor Ort in einem System gepflegten Nachführung, oder der zentralen, heute meist in der Mittelspannungsebene verwendeten Nachführung an einer zentralen Stelle, unterschieden werden. Abhängig von bestehenden Systemen und den Anforderungen an die Dokumentation, Abrufbarkeit und Aktualität stehen verschiedene Systeme zur Wahl, die eine Nachführung erlauben. Tabelle 4-5 dient der Gegenüberstellung der Eigenschaften verschiedener Systeme.

Geo-Informationssystem	Eigens Netz-Abbild Nspg.	Leitsystem / SCADA
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Datenmaster ▪ Normalschaltzustände ▪ (optional) Berechnungen ▪ (optional) Netzplanung ▪ sehr hoher Erfassungsgrad der Niederspannung ▪ hohe Verfügbarkeit ▪ die Schalternachführung ist nicht sehr anwenderfreundlich ▪ Notizfunktion („Redlining“) mit zeitversetzter Nachführung im System ▪ möglicher Konflikt mit anderen Funktionalitäten (z.B. Netzberechnungen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ für Nspg. optimiertes Abbild auf Basis von SCADA oder GIS ▪ optimiert für Schalternachführung ▪ der Datenmaster bleibt unberührt ▪ kann von anderen Systemen mittels Trigger gesteuert werden ▪ hohe Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Darstellung sämtlicher Spannungsebenen möglich ▪ Normalschaltzustand ▪ aktueller Schaltzustand ▪ Störungsgeschehen ist abgebildet ▪ gleiches Netzführungssystem für alle Spannungsebenen ▪ Niederspannung ist derzeit nur rudimentär oder gar nicht abgebildet ▪ Fernsteuerung ▪ sehr hohe Verfügbarkeit ▪ Betriebsmittel- und Grenzwertüberwachung ▪ Schaltbriefe werden über System erstellt und dokumentiert

Tabelle 4-5: Gegenüberstellung der möglichen Nachführungssysteme

Bestehende GIS-Varianten dienen heute in erster Linie der lagerichtigen Darstellung der Netzkomponenten, zumeist über alle Spannungsebenen. Abhängig von der verwendeten

²⁵ Empfänger im Sinne von Kopfstation oder „Datenkonzentrator“

²⁶ Z.B. Statusdaten von Telekommunikationsgeräten (Modem) oder der Home-Automation (PV-Anlage, Wärmepumpe)

Oberfläche sind aber auch Planung, Netzberechnung und Schaltbriefabwicklung in diesen Systemen möglich.

Beim „Netz-Abbild“ handelt es sich um ein eigenständiges System, welches die zur Nachführung benötigten Betriebsmittel beinhaltet. Die Betriebsmittel werden vom GIS oder SCADA-System importiert. Der Vorteil besteht in der vom Datenmaster unabhängigen Nutzung und einer für den Anwender optimierten Applikation zur Schaltungsnachführung. Unter einer SCADA-Anwendung versteht man meist das Leitsystem eines Verteilernetzbetreibers. In der Vergangenheit wurden darin vorwiegend die Mittel- und Hochspannungsebenen dargestellt. In neueren Versionen ist aber auch eine Darstellung von vereinfachten bzw. reduzierten Niederspannungsnetzen möglich.

Im Zuge der Evaluierung, welches System zum Einsatz kommt, sind die folgenden Kriterien zu berücksichtigen.

- Regulatorische Anforderungen
- Mengengerüst und Skalierbarkeit
- Betriebssicherheit, z.B. Überschneidung von Schalthandlungen
- Aktualität und Integrität
- Datenanbindung(en)
- Schnittstellen, auch für Steuer- und Regelung („closed-loop“ Betrieb)
- Software Ergonomie, z.B. Meldungsaufbereitung
- Schulungsaufwand für Mitarbeiter
- Hardware Anforderungen und Systemperformance
- IT-Sicherheit
- Wirtschaftlichkeit
- Online Backup, Ausfallszenarien, Störungs-Resistenz

4.5.1.1 Zentrale Nachführung

Bei der zentralen Nachführung der Schalthandlungen werden diese entweder durch eine zentrale Einheit in Echtzeit angeordnet und nachgeführt, oder vorerst dezentral protokolliert und mit einer Verzugszeit nachgeführt. Die Online-Nachführung würde dabei den Vorteil bieten, dass der aktuelle Schaltzustand jederzeit ersichtlich und abrufbar ist.

Die Verwendung dieser Strategie ist heute in der Mittel- und Hochspannungsebene verbreitet, wobei die Nachführung zumeist „live“, d.h. im unmittelbaren Schaltgespräch zwischen der zentralen Einheit und dem Mitarbeiter vor Ort, erfolgt. Hierbei ist nur die zentrale Einheit im Umgang mit den Systemen zu schulen. Punkte wie Software- und Hardwareanforderungen, Datenanbindungen oder Systemperformance sind handhabbar. Die Schnittstellen zu anderen Systemen sind auf ein Mindestmaß reduziert.

Bei einer zentralen Nachführung ist auf alle Fälle das Mengengerüst zu beachten. Dieses kann, speziell bei einem hohen Anteil von „live“ Nachführungen zu Engpässen und damit zu Wartezeiten im Betrieb führen. Die Vorteile einer zentralen Nachführung liegen unter anderem bei der homogeneren Aufzeichnung der Daten, einer zentralen Übersicht über den

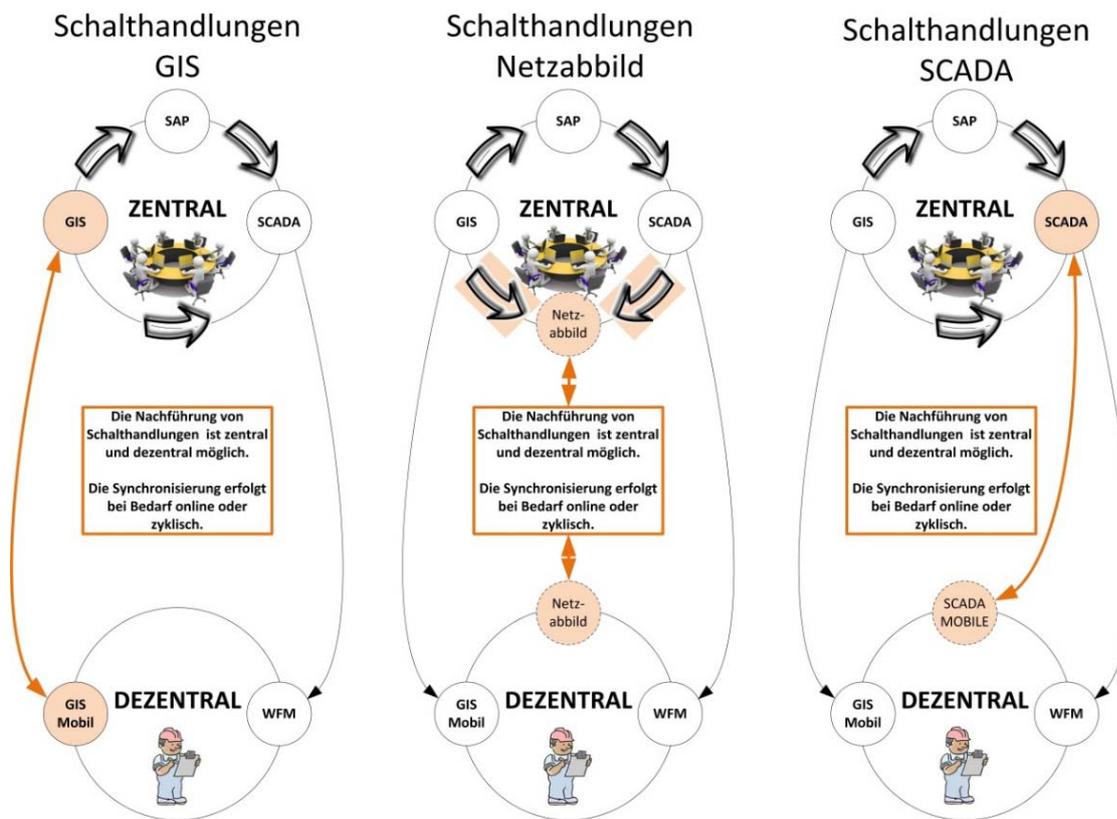
Versorgungszustand und einer kurzfristigen Eingriffsmöglichkeit in das Schaltgeschehen durch die übergreifende Sichtweise und speziell im Störfall.

4.5.1.2 Dezentrale Nachführung

Heutzutage erfolgt die Protokollierung der Schalthandlung meist mittels Schaltbrief in schriftlicher oder elektronischer Form. In Zukunft ist in dieser Variante eine Online-Nachführung des IST-Schaltzustandes mit mobilen Endgeräten vorstellbar. Als „Datenmaster“ dient auch hier ein zentrales System, von dem die Daten auf mobile Einheiten übertragen werden. Vor Ort erfolgt die Schalthandlung – nach vorhergehender Beauftragung – ohne direkten Austausch mit einer zentralen Stelle.

Eine Herausforderung bei einer Online-Nachführung ist die Einhaltung der IT-Sicherheitsrichtlinien. Die Synchronisierung selbst kann online oder zyklisch erfolgen. Ein möglicher Mehraufwand kann durch die notwendigen Schulungen im Umgang mit den Systemen entstehen. Die zu erwartende vereinfachte Planung und Erstellung von Schaltbriefen stellt ein Effizienzpotenzial dar. Software- und Hardwareanforderungen, Datenanbindung, Performance, etc. sind wesentliche zu beachtende Herausforderungen. Netzgruppenverletzungen, z.B. zeitgleiche Überlappungen von Schalthandlungen können bei diesem Ansatz nicht vollständig oder nur mit großem Aufwand automatisiert identifiziert und unterbunden werden. Idealerweise werden diese organisatorisch im Vorfeld geklärt und damit verhindert. Es können auch Mischformen von zentraler- und dezentraler Nachführung realisiert werden.

4.5.1.3 Übersicht der Nachführungsmöglichkeiten



Grundsätzlich ist das Triggern von Schalthandlungen auch systemübergreifend möglich!

Abbildung 4-7: Übersicht der Nachführungsmöglichkeiten

Abbildung 4-7 stellt die verschiedenen Ansätze der Schaltzustandsnachführung dar. Grundsätzlich wird dabei, wie bereits erwähnt, zwischen zentralem und dezentralem Ansatz unterschieden. Die Darstellungen zeigen in verschiedenen Ansätzen, wie auf Basis bestehender Anwendungen, wie Mobile-GIS, GIS, SCADA oder WFM²⁷, oder neuer Anwendungen, wie Mobile-SCADA, in Zukunft eine online-Schaltzustandsnachführung realisiert werden kann.

4.5.2 Anwendungsfälle

Aufgrund des massiven Anstiegs der Meldungen in den zentralen Netzleitstellen müssen die Mitarbeiter in der Netzführung künftig durch intelligente Systeme unterstützt werden. Diese Systeme haben die Aufgabe, die Meldungen zu gruppieren und als einfach lesbare Information aufzubereiten. Die Anforderungen an den einzelnen Mitarbeiter werden trotz wachsender Systemunterstützung weiter steigen. Um den sicherheitstechnischen Anforderungen gerecht zu werden, ist eine lückenlose Dokumentation von Schalthandlungen

²⁷ WFM ... Work-Force-Management

anzustreben. In diesem Kapitel sollen die möglichen Anwendungen eines Tools zur Niederspannungs-Netzführung mit Schwerpunkt Schalthandlungen definiert werden.

4.5.2.1 Durchführungserlaubnis (DE)

Eine Dokumentation der Durchführungserlaubnis (DE) könnte, je nach organisatorischer Umsetzung in den einzelnen Unternehmen, durch das betriebsführende System – zentral oder dezentral - mitdokumentiert werden.

Zentrale Systeme – unabhängig, ob mit zentraler oder dezentraler Nachführung, ermöglichen eine sichere Dokumentation aller an einer Schalthandlung beteiligten Personen sowie wichtiger Prozessschritte.

- Schaltungsplanung
- Schaltungsfreigabe
- Kundenverständigung
- Anlagenverantwortlicher
- Arbeitsverantwortlicher
- Schaltberechtigter
- Verfügungserlaubnis
- Durchführungserlaubnis

4.5.2.2 Verfügungserlaubnis (VE)

Aus heutiger Sicht ist eine Visualisierung der Vergabe einer Verfügungserlaubnis (VE-Vergabe), analog zur Hoch- und Mittelspannung, künftig auch im Niederspannungsnetz empfehlenswert. Die Dokumentation von sicherheitsrelevanten Maßnahmen wäre somit spannungsebenenübergreifend gegeben.

Von welcher Stelle aus Dokumentation und VE-Vergabe erfolgen, ist organisatorisch festzulegen. Die Lösung kann auch aus einer zentralen und einer dezentralen Komponente bestehen. Die Verantwortung muss dabei für alle Bereiche klar geregelt sein, unabhängig davon, an welcher Stelle die VE-Vergabe als auch die Dokumentation derselben erfolgt.

4.5.2.3 Schaltauftragsverwaltung

Durch die systemtechnische Erfassung von geplanten Schalthandlungen im Niederspannungsnetz hätte man einen Überblick über das laufende Arbeitsgeschehen. Die geplanten Abschaltzeiten wären für die Kundeninformation bzw. Auskunft sowie für die Durchführung der Abschaltverständigung relevant.

Die Beantragung einer benötigten Freischaltung sollte über ein betriebliches Serviceportal erfolgen. Benötigte Informationen könnten somit bereits von der Planungsabteilung übernommen werden. Der Antragsteller muss die Beantragung um Informationen wie Schaltzeitpunkt, Schaltpersonal, Aggregateinsatz ergänzen. Durch die netzführende Stelle wird der Antrag, sofern die Rahmenbedingungen passen, angenommen und zur Schaltungsplanung freigegeben. Genehmigung und Schaltungsplanung könnten sowohl zentral wie auch dezentral erfolgen.

4.5.2.4 Schaltbrieferstellung

Die Vorteile dieser protokollierten Schaltschritte sind nachfolgend angeführt.

- Durchgehende Dokumentation von Schalthandlungen
- Rasche Kundeninformation bzw. Auskunftserteilung bei Anfragen
- Nachvollziehbarkeit von Schaltschritten zur Störungsanalyse
- Reduktion der Fehlerwahrscheinlichkeit

Die Schalthandlungen selbst könnten anhand eines vorgefertigten Schaltbriefes abgearbeitet werden. Die Festlegung der einzelnen Schaltschritte könnte in der Planungsphase mit systemtechnischer Unterstützung erfolgen, z.B. durch Aufzeichnung der einzelnen Schaltschritte in einem sogenannten „Record-Modus“. Schaltschritte müssten bei der Durchführung nur noch selektiert werden. Die Nachführung erfolgt anschließend im System mit einer automatisierten Dokumentation des Zeitstempels und des Namens des Ausführenden. Der Schaltbrief sollte grundsätzlich in jenem System hinterlegt sein, in welchem auch die Nachführung selbst erfolgt. Zur besseren Übersicht wäre eine von der Topologie abhängige Einfärbung des Netzes erstrebenswert.

4.5.3 Schlussfolgerungen

Analog zu höheren Spannungsebenen ist eine umfangreiche Erfassung von Schalthandlungen im Niederspannungsnetz möglich. Ob und in welcher Tiefe diese benötigt werden, ist in den einzelnen Unternehmen zu evaluieren. Der Vorteil einer lückenlosen Dokumentation ist eine einheitliche Vorgangsweise in allen Spannungsebenen mit einem eindeutigen Abbild des IST-Schaltzustandes. Dieses Systemabbild bildet die Voraussetzung für weitere Optimierungen in der Niederspannungsnetzführung.

Dem gegenüber stehen die großen Datenmengen, welche zu verarbeiten sind. Die größte Herausforderung stellt die Festlegung der organisatorischen Maßnahmen dar. Mit Hilfe der Schaltbriefe erfolgt eine koordinierte Schaltungsdurchführung bzw. Freischaltung der betreffenden Netzteile. Die Dokumentation sämtlicher Schalthandlungen ist somit in jeder Spannungsebene gegeben. Grundsätzlich könnte die gesamte Schaltbrieferstellung über intelligente Systeme erfolgen. Der Lastfluss sowie die Einhaltung der vorgegebenen Spannungsbänder werden durch diese berücksichtigt. Als Ergebnis würde ein optimierter Schaltbrief vorliegen.

4.6 Daten von Smart Meter-Systemen

Im ersten Schritt ist es erforderlich, die zusätzlichen betrieblichen Anwendungsfälle für Smart-Meter-Daten und damit einhergehend die neuen Applikationen zu definieren. Prinzipiell ist aufgrund der Datenvielfalt und Komplexität für die Überwachung und die Informationsverarbeitung von Smart Metern ein eigenes Überwachungssystem (Meter Data Management) vorgesehen. Ausgewählte Informationen könnten vom netzführenden System abgefragt werden oder als Alarmmeldung an dieses weitergeleitet werden.

Das Telekommunikationsnetz, über welches diese Daten gesendet werden, ist weit gestreut und hat damit sehr viele meist nicht überwachbare Anknüpfungspunkte. Aus diesem Grund sind bei einer Datenverbindung zwischen Leitsystem und Meter Data Management besondere Vorkehrungen zu treffen, um den hohen Standard der IT-Sicherheit bei Leitsystemen weiterhin zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang ist zwischen den Smart Meter-Verbrauchsdaten, personenbezogenen Daten mit besonderem Datenschutz und Systemdaten des Netzbetriebs, z.B. Power Quality-Daten, zu unterscheiden. Die Systemdaten können vom Netzbetreiber abgerufen werden, ohne die Datenschutzstandards zu verletzen.

Der unbeschränkte Zugriff auf Kunden-Verbrauchsdaten ist nicht zulässig. Hier bietet sich die zusätzliche Installation von Sub-Zählern auf einzelnen Abzweigen an, über die alle relevanten Informationen ausgelesen werden können, ohne Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten einzelner Netzkunden zu erlauben. Über solche Sub-Zähler könnten auch Tagesbilanzen gerechnet und z.B. die Netzverluste verifiziert werden. Grundsätzlich können aus folgenden Informationen in einem netzführenden System Mehrwerte generiert werden:

- Online-Informationen über Phasenausfall oder Netzausfall auf Basis festgelegter Spannungsgrenzwerte
- Online-Informationen des Unterschreitens oder Überschreitens einer definierten Unter- oder Überspannungsschwelle
- Online-Informationen über Spannungsmesswerte ausgewählter Smart Meter
- Offline-Informationen, wie Lastprofile als Ersatz für die synthetischen Lastprofile

4.6.1 Unterscheidung Netz- und Kommunikationsproblemen

Eine Herausforderung in der Identifikation von Störungen mittels Smart Meter Daten ist die Unterscheidung zwischen einer Störung im Netz und einem Kommunikationsausfall. Ein denkbare Szenario bei der Verwendung von leitungsgebundenen Kommunikationsformen wie etwa PLC²⁸ ist eine, durch Rückwirkungen von Kundenanlagen, (zeitlich begrenzt) auftretende Störung der Kommunikation zwischen Smart Meter und zentralem MDM. In diesem Fall erkennt das zentrale System eine Störung im Stromnetz, obwohl der Kunde noch versorgt ist und lediglich ein Kommunikationsproblem vorliegt.

Eine Lösung kann in der Verwendung anderer verfügbarer Daten, wie etwa von nahegelegenen Zählern bzw. Zählern mit einer alternativen Kommunikationsanbindung bestehen. Denkbar ist auch die Verwendung alternativer Datenquellen Dritter (Statusinformation von Modems, etc.). Bestätigen diese Komponenten eine aufrechte Stromversorgung, so handelt es sich bei der vorliegenden Alarmmeldung mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit um einen Fehler in der Kundenanlage bzw. beim Zähler.

²⁸ PLC ... Power Line Communication

4.6.2 Vorteile vernetzter Daten für einen sicheren Netzbetrieb

Durch die Verwendung standortbezogener und damit personenbezogener Daten können z.B. bei Störereignissen die betroffenen Anlagenbetreiber verständigt werden und evtl. Folgeschäden vermieden bzw. verringert werden.

Ein optimierter Netzbetrieb, der die Sicherheit, die Kapazität und die Stromversorgung von bestehenden Niederspannungsnetzen hinsichtlich erneuerbarer Einspeisung, aber auch leistungsintensiver Verbraucher, wie etwa Ladestationen für Elektroautos, näher an die physikalischen Grenzen führt, benötigt eine verstärkte Überwachung und damit ein Mehr an Informationen. So kann sichergestellt werden, dass Überlastungen bzw. Grenzwertverletzungen rechtzeitig erkannt und Gegenmaßnahmen getroffen werden können. Auch hier ist ein sinnvoller erster Schritt die Verwendung von Spannungswerten aus Messungen in den Trafostationen und bei den Kundenanschlüssen.

4.6.3 Schlussfolgerungen

Bei allen vorgestellten Möglichkeiten ist der Funktionsumfang der Smart Meter selbst und die Verfügbarkeit dieser Daten von entscheidender Bedeutung. Für eine sinnvolle Datennutzung ist eine eindeutige Unterscheidung zwischen Kommunikationsausfall und Versorgungsunterbrechung der Netzkunden erforderlich. Hilfreich ist dabei eine genaue Zuordnung der jeweiligen Datenquellen durch die Kenntnis des IST-Schaltzustandes.

Durch intelligente Algorithmen im MDM-System können die Informationen an das netzführende System weitergeleitet werden. Das netzführende System bzw. ein zwischengeschalteter Algorithmus muss in der Lage sein, die zusätzliche Datenflut zu bewältigen und die wesentlichen Informationen für die Leitstelle herauszufiltern.

Sind die Daten verfügbar, ergibt sich neben einer schnelleren Identifikation der Störungen und einer besseren Möglichkeit zur Eingrenzung der Ursache vor allem auch die Möglichkeit einer proaktiven Kundeninformation und Störungsbehebung.

4.7 Spannungsregelung

Die nachfolgenden Ergebnisse stammen aus dem Endbericht „DG DemoNet – Smart LV Grid“ vom 30.04.2015 und stellen eine Zusammenfassung von Spannungsregelungskonzepten für Niederspannungsnetze dar. Aus heutiger Sicht wirtschaftliche Lösungen erlauben in Abhängigkeit von den Netzeigenschaften eine Verdopplung der Aufnahmekapazität von dezentralen Erneuerbaren. Darüber hinaus wurden in den Aufgabenbereichen „intelligente Planung und intelligentes Monitoring“ Möglichkeiten der Spannungsbandverteilung entwickelt, die für weite Bereiche der Verteilernetze eine Nutzung signifikanter freier Reserven erlauben. Dadurch wird in weiten Bereichen die Netzintegration der Photovoltaikanlagen ohne Ausbau der Verteilernetze gut unterstützt. Mit den in den Testgebieten eingesetzten schrittweise ausrollbaren Smart Grid-Technologien werden die heute vereinzelt gegebenen, langfristig jedoch mehr werdenden Netzteile mit Einschränkungen gut beherrschbar.

1. Die Unsymmetrie in Niederspannungsnetzen „verbraucht“ wesentliche Anteile des verfügbaren Spannungsbandes
2. Monitoring der Spannungshöhe
<ul style="list-style-type: none"> • Eröffnet den Zugang zu Reserven. • Ist Grundlage für die Symmetrierung, falls diese möglich ist. • Erfordert Investitionen für die Systeminstallation (CAPEX) und verursacht laufende Kosten für Wartung und Überwachung im Betrieb (OPEX). • Maßnahmen zur Symmetrierung des Niederspannungsnetzes verursachen OPEX.
3. Lokale Regelung mit regelbarem Transformator in der Ortsnetzstation (rONT)
<ul style="list-style-type: none"> • Erschließt rund 80% des dem Mittelspannungsnetz zugeteilten Spannungsbands für das Niederspannungsnetz und kann dort für Einspeiser wie auch für Lasten verwendet werden. Daraus ergibt sich je nach Zuteilung eine Steigerung der PV-Aufnahmekapazität von +50 bis 200%. • Die Spannungsbandanteile, die aus höheren Netzspannungsebenen (Mittelspannung) in der Niederspannung genutzt werden, können bei Bedarf durch Einsatz eines regelbaren Ortsnetztrafos (rONT) durch Entkopplung der beiden Spannungsebenen ausgeglichen werden. • Verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 3 bis 5-fachen eines herkömmlichen Ortsnetztransformators (aktuelle Preise für MV/LV OLTC) für den Transformator als CAPEX und begrenzte OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten sind gut vergleichbar mit den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland).
4. Strangregler
<ul style="list-style-type: none"> • Theoretische Überlegungen ergeben übereinstimmend mit den Feldtestergebnissen +200% Aufnahmekapazität für PV (+400% bei niederm Sollwert), allerdings ist diese Kapazitätssteigerung nur auf einen Strang begrenzt bzw. besonders dort wirksam, wo. z.B. aufgrund eines Stranges mit landwirtschaftlichen Betrieben sowohl hohe Lasten als auch hohe Erzeugungskapazitäten vorherrschen. • verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß von 15.000 bis 25.000 EUR (Preise für Strangregler inkl. Installation zum Zeitpunkt der Berichtslegung) als CAPEX und begrenzte OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten sind unter den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland).
5. Spannungshaltung durch Blindleistung (Q(U)) im Wechselrichter
<ul style="list-style-type: none"> • Erweitert, wie die Feldtestergebnisse zeigen, die PV-Aufnahmekapazität um etwa +27...75%. Diese Werte wurden durch Anwendung einer phasenindividuellen Regelung erreicht. • Ist, den Ergebnissen der Feldtests zufolge, in Kombination mit P(U) effektiver, da

dabei ein Abregeln der Wirkleistung noch seltener eintritt.

- Muss für die verallgemeinerte Anwendung mit geringerer Wirkung angenommen werden, da das Impedanzverhältnis R/X , aber auch wichtige Definitionen der Bezugsspannung (Minimal- oder Mittelwert aus L1, L2 und L3) sowie die Integrationsdauer abweichen.
- Verursacht begrenzt Kosten bei der Installation der PV-Anlage, die vom Kunden, der eine PV-Anlage errichtet, akzeptiert werden.
- Verursacht OPEX, abhängig vom Ausmaß der Unterstützung, die die Kunden brauchen und den Aufwänden, die zur Klärung im Fall unerwartet hoher Spannungen entstehen können.
- Verursacht für den Netzbetreiber Gesamtkosten, die klar unter den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland) liegen.

5 Workforce-Management (WFM)

5.1 Datenaustausch SCADA-WFM

Durch den Einsatz eines Workforce-Management-Systems (WFM) können sämtliche geplanten bzw. ungeplanten Arbeiten den einzelnen Montageeinheiten zugeordnet werden. Bei geplanten Tätigkeiten sind die Details der durchzuführenden Arbeit bereits enthalten. Ein Teil dieser Information wäre dann z.B. der Schaltbrief mit den jeweils notwendigen Schaltungen bis hin zu Erdungsmaßnahmen, beteiligten Personen etc. Diese kommen von der Planungsabteilung bzw. werden durch den sogenannten „Dispatcher“ im WFM adaptiert.

Grundsätzlich könnte man aber auch Detailinformationen zu Störungen von anderen Systemen in das WFM übernehmen. Störungsinformationen könnten z.B. von SCADA, GIS oder SAP übernommen werden. Ruft ein Kunde in einem Callcenter an und meldet eine Störung seiner Stromversorgung, so wird dieser Anrufer über eines der oben genannten Systeme identifiziert. Die Kundenanlage ist einem Anschlussobjekt zugeordnet. Somit ist auch ersichtlich, von welcher Trafostation und welchem 0,4-kV Leitungsabgang der Kunde versorgt wird. Zusätzlich hat man im Callcenter bzw. in der Netzführung auch die Übersicht, wie viele Störfälle zurzeit im Netz abzarbeiten sind. Das WFM könnte sämtliche für die Störung relevanten Informationen aus dem GIS, SCADA- oder SAP-System bekommen. Durch diese Zusatzinformationen kann der Entstörungsdienst gezielt den Störungsort anfahren und die Ausfallzeiten könnten dementsprechend reduziert werden.

Folgende Informationen könnten für den Entstörungsdienst von Interesse sein:

- Informationen von Anrufenden
- Anlagenadresse des Kunden
- Kontaktdaten des Kunden
- Betroffenes Ortsnetz bzw. Niederspannungsabgang
- Netz- od. Anlagenpläne
- Fehlerhistorie
- Möglicher Fehlerort (vgl. Fehlerortung)
- Unversorgtes Gebiet
- Bereits vorhandener Entstörungsauftrag
- Geplante Versorgungsunterbrechungen

Diese Übermittlung der Informationen in Richtung WFM wäre allerdings nur eine unidirektionale Verbindung. Nach Abschluss der Arbeiten im WFM könnten die Zusatzinformationen vom Personal vor Ort wieder an das ursprüngliche System rückgespielt werden.

Folgende Informationen könnte das Personal vor Ort in das WFM einpflegen:

- Störungsanlass
- Schaltzeiten
- Koordinaten vom Störungsort

- Erforderliche Nacharbeiten
- Bildmaterial von der Störstelle

Als zusätzliche Applikation kann der Dienstplan des eingeteilten bzw. verfügbaren Entstördienstes zwischen dem Hauptsystem und dem Workforce-Management-System abgeglichen werden. Zeit- und Spesenabrechnungen könnten ebenfalls großteils automatisiert erfolgen.

5.2 Schlussfolgerungen

Durch die elektronische Erfassung eines Störungsereignisses könnten die aufgenommen bzw. im System hinterlegten Daten dem Entstörungsdienst zur Verfügung gestellt werden. Der Dienst vor Ort könnte sämtliche Informationen im WFM abrufen. Durch die detaillierte Beschreibung aller den Störungsfall und dessen Umfeld betreffenden Daten sind eine raschere Fehlereingrenzung und Behebung möglich.

6 Notfallebenen für die Netzführung

Durch die fortschreitende Digitalisierung der Netzführung müssen auch mögliche Ausfallszenarien näher betrachtet werden.

6.1 Ausfall von SCADA bzw. der Fernwirkanbindung

Beim Ausfall des SCADA-Systems oder zentraler Komponenten der Fernwirktechnik können weder Netzzustände noch Spannungsniveaus überwacht werden. Kurzschlüsse werden zwar durch lokale Schutzeinrichtungen abgeschaltet, eine Schutzauslösung kann jedoch nur vor Ort bzw. indirekt durch die Rückmeldung von nichtversorgten Netzkunden erkannt werden. Eine unmittelbare Gefährdung von Personen ist bei diesen Abschaltungen nicht gegeben. Mit größerer Vorsicht sind Erdschlussmeldungen sowie Brandalarme, d.h. Ereignisse, die sofortige Maßnahmen erfordern, zu betrachten. Im Falle eines Ausfalls zentraler Systeme könnte im ersten Fall erhebliche Zeit verstreichen und der Erdschluss für einen längeren Zeitraum unentdeckt bleiben. Es müssten somit auch für diese Fälle Vorbereitungen getroffen werden, welche die folgenden Mindeststandards enthalten sollte.

- Örtlich getrennte Redundanz der relevanten Systeme
- Unabhängige (eigene) physische Übertragungswege

ODER

- Backup-Leitsystem (eigene Anzeige- / Meldesysteme)
- Sichere Erdschlusserkennung (Mittel- und Hochspannung)
- Summengefahrenmeldungen (Brand, etc.)
- Wichtige Messwerte (ev. Ersatzwertstrategie)

MIT

- Punktueller Netzüberwachung sowohl durch Power Quality Analyser als auch Phasor Measurement Units
- Netzüberwachung der Randknoten durch benachbarte Netzbetreiber

SOWIE

- Für Netzführung wichtige Dokumente, spez. Netzpläne, Großstörungskonzepte müssen verfügbar sein (Aktualität!)
- Vorgaben für Notbetrieb, z.B. bzgl. Schaltungsdokumentation
- Notsteuerkonzepte, z.B. Plan für Besetzung von Umspannwerken / Anlagenkontrolle (zeitlich gestaffelter Personaleinsatz auch für länger andauernde Störungen) oder Anlagenkontrolle in kurzen Zeitabschnitten (z.B. Dienst, der zwischen Anlagen pendelt), mit Priorisierung nach Relevanz
 - Wichtige 110-kV-Stützpunkte
 - Stadtgebiet / Ortsgebiet
 - Industrie
 - Kraftwerkseinspeisung

- Notmeldesysteme (auch in Notwarten)

Für einen gesicherten Wiederherstellungsprozess sind entsprechende Servicelevel-Agreements (SLA) mit Systemlieferanten und Dienstleistern zu treffen, um möglichst schnell einen normalen Netzbetrieb wiederherstellen zu können.

Die zu setzenden Maßnahmen sind dabei abhängig von der Organisationsstruktur und von den technischen Voraussetzungen.

6.2 Netzpläne, Dokumentation

Die Thematik Netzpläne muss in diesem Kontext ebenfalls näher betrachtet werden. Beim Ausfall des netzführenden Systems inklusive der aktuellen Schaltzustände sollte ein lokal zugängliches Backup zur Verfügung stehen. Dieses Backup kann wiederum aus einem alternativen elektronischen System oder aus einem Papierplan bestehen.

In beiden Fällen ist der Normalschaltzustand abrufbar. Vom Normalschaltzustand abweichende Schaltzustände könnten über ein Logfile abgerufen werden. Dieses Logfile muss wiederum in einem alternativen System hinterlegt sein. Abweichende Schaltzustände am Papier nachzuführen ist nur in einem begrenzten Netzgebiet zielführend (Probleme mit der Übersicht und der Weiterleitung von abweichenden Schaltzuständen).

Sinngemäß gleiches gilt auch für wichtige Dokumente (Notfallpläne, etc.). Diese müssen unabhängig in aktueller Form (offline verfügbar oder ausgedruckt) aufliegen. Dies gilt auch für Unterlagen in Notbetriebszentren.

6.3 Telefonanlage

Bei einem Ausfall der Telefonanlage hat man grundsätzlich folgende Möglichkeiten, die Kommunikation aufrechtzuerhalten:

- Über einen redundanten Server, welcher als Notfallebene dient
- Betriebsfunk
- Die Verwendung einer alternativen Kommunikationsstrecke (Kupferleitungen, Satellitentelefon, usw.)

Durch den Einsatz einer zweiten Kommunikationsstrecke kann ein Ausfall der primären Kommunikationseinrichtung abgedeckt werden. Zu berücksichtigen ist dabei jedoch immer der regelmäßige Einsatz des Zweitsystems sowie das Training der betroffenen Mitarbeiter mit diesen Systemen.

6.4 Abgesetzte Arbeitsplätze

Wird die Netzleitstelle auf Grund von Gefahr im Verzug evakuiert, so ist eine mögliche räumliche Alternative zu betrachten. Ein Notbetrieb könnte an einem zweiten Standort über eine so genannte Notwarte abgewickelt werden. Diese Variante setzt allerdings voraus, dass die Systeme vor Ort regelmäßig gewartet und somit einsatzbereit sind.

Eine zweite, mögliche Variante wäre ein (oder mehrere) abgesetzter Arbeitsplatz in den Standorten. Diese Systeme werden im Normalbetrieb von den Mitarbeitern der Netzführung für das Tagesgeschäft genutzt. Über die Freischaltung der Nutzerrechte könnten diese Arbeitsplätze für die Operatoren der Netzleitstelle genutzt werden. Der Vorteil besteht darin, dass diese Systeme permanent im Betrieb genutzt werden und für die Aktivierung derselben als Arbeitsplatz nur die Zugriffsrechte geändert werden müssten.

6.5 Schlussfolgerungen

Im Zuge der Digitalisierung müssen eventuelle Ausfallszenarien der netzführungsrelevanten Systeme und der Räumlichkeiten der Netzführung beachtet werden. Idealerweise sind die Systeme redundant aufgebaut oder können über analoge Lösungen (z.B. Papierplan) notdürftig ersetzt werden. Bei einer zwangsweisen Räumung der Netzleitstelle müssen alternative Arbeitsplätze nach einem kurzen Zeitintervall besetzt werden. Mit Hilfe von Krisenübungen sollten mögliche Ausfallszenarien regelmäßig trainiert werden. Auch die praktische Handhabung der Alternativsysteme kann dabei getestet werden.