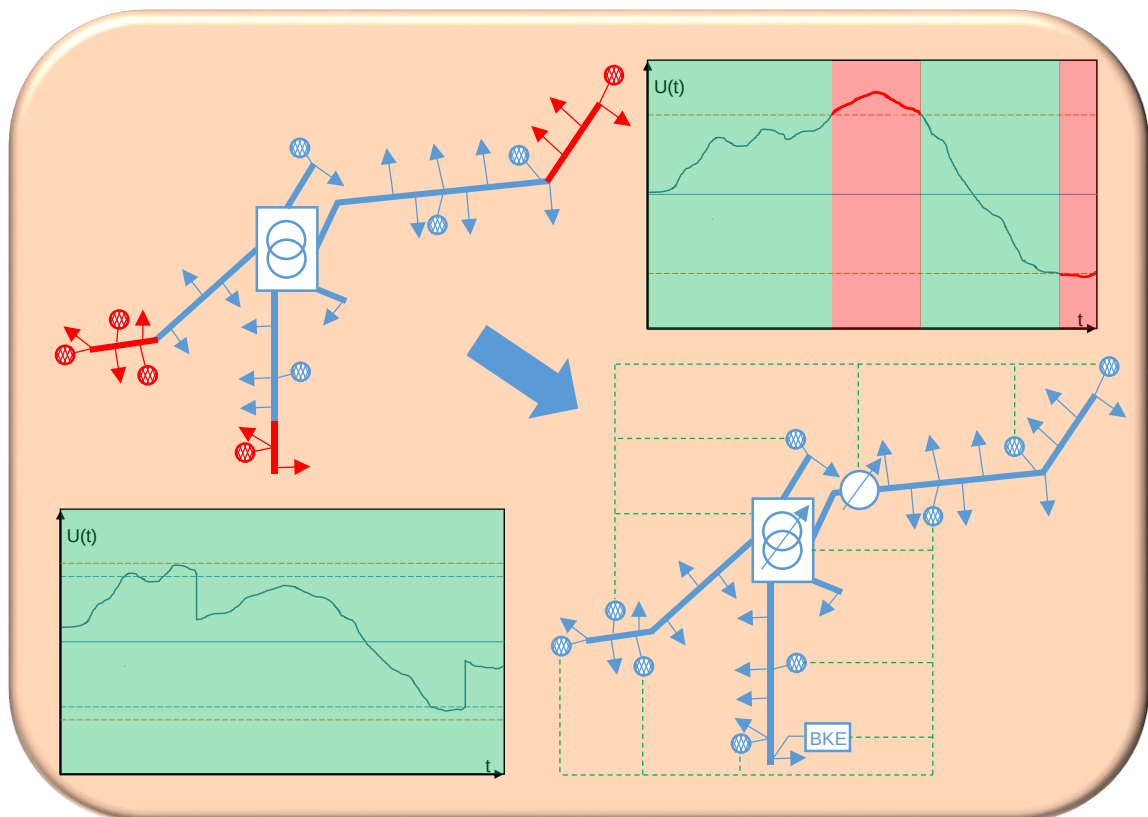


Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen in Niederspannungsnetze



STROMNETZE

Forschungsinitiative der Bundesregierung

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Haftungsausschluss

Der Herausgeber, die Autoren sowie die Körperschaften bzw. Unternehmen haften nicht für Schäden, die durch die Nutzung, Nichtnutzung oder Anwendung der Inhalte, wie etwa den Grundsätzen und Empfehlungen, entstehen. Trotz sorgfältiger Erarbeitung kann nicht sichergestellt werden, dass Inhalte vollständig, fehlerfrei, aktuell oder verständlich sind.

Hinweise zum Urheberrecht und geistigem Eigentum

Die von den Autoren erstellten Inhalte dieses Dokuments (wie Texte, Tabellen, Listen, Bilder und Grafiken) sind urheberrechtlich geschützt. Jede vom deutschen Urheberrecht nicht zugelassene Verwendung oder Verwertung bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung der Autoren.

Vorwort

Der Leitfaden wurde im Rahmen des Forschungsprojekts „Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen (LISA)“ erstellt. Das Forschungsprojekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325687 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.

Projektkonsortium und Autoren	Kontakt
Pfalzwerke AG - Herr Peter Hauße - Herr Stefan Lang	Kurfürstenstraße 29 67061 Ludwigshafen Tel.: 0621-585-2344 www.pfalzwerke.de
Pfalzwerke Netz AG - Herr Dr. Klaus Zimmer - Herr Heiko Geiß - Frau Desiree Sartowski	Kurfürstenstraße 29 67061 Ludwigshafen Tel.: 0621-585-2336 www.pfalzwerke-netz.de
IDS GmbH - Herr Dr. Michael Conrad - Herr Dietmar Schweitzer	Nobelstr. 18 76275 Ettlingen Tel.: 07243 / 218-0 www.ids.de
Power Plus Communications AG - Herr Stefan Sender - Herr Christoph Raquet	Dudenstraße 6 68167 Mannheim Tel.: 0621 / 40165-100 www.ppc-ag.de
A. Eberle GmbH & Co. KG - Herr Stefan Hoppert - Herr Thomas Schwarz	Frankenstraße 160 90461 Nürnberg Tel.: +49 (0) 911 / 62 81 08-0 www.a-eberle.de
Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. - Herr Dr.-Ing. Gregor Brammer - Herr Fabian Schmidt	Besselstr. 20-22 68219 Mannheim Tel.: 0621 / 976807 – 10 www.fgh-ma.de
Technische Universität Kaiserslautern Lehrstuhl ESEM - Herr Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Weißow - Herr Marco Weisenstein	Erwin-Schrödinger-Straße 67663 Kaiserslautern Tel.: 0631 / 205-2021 www.eit.uni-kl.de/esem

Dezember 2017

Inhalt

1	Einleitung	7
1.1	Anwendungsbereich.....	7
1.2	Aufbau und Handhabung des Leitfadens.....	9
1.3	Begriffe und Abkürzungen	11
2	Planungsszenarien und Detektion von Spannungsproblemen	14
2.1	Auswahl eines Planungsszenarios	14
2.1.1	Einleitung	14
2.1.2	Ist-Szenario	14
2.1.3	Mittelfrist-Szenario	15
2.1.4	Langfrist-Szenario	16
2.2	Detektion und Bewertung	17
3	Auswahl der spannungsstabilisierenden Applikationen	20
3.1	Übersicht zu den Verfahren	20
3.2	Verfahren 1: Einfache Auswahl	20
3.3	Verfahren 2: Entscheidungsmatrix.....	22
3.4	Verfahren 3: Entscheidungsflussdiagramm	27
3.4.1	Handhabung des Entscheidungsflussdiagramms	27
3.4.2	Anwendung des Entscheidungsflussdiagramms.....	28
3.4.3	Konfiguration der spannungsstabilisierenden Applikationen	33
4	Auswahl der Regelstrategie und der Informations- und Kommunikationstechnik	36
4.1	Auswahl der Regelstrategie.....	36
4.1.1	Allgemeines	36
4.1.2	Längsregelnde Applikationen	37
4.1.3	Blindleistungsquellen und Wirkleistungsmanagement	39
4.1.4	Kombination von spannungsstabilisierenden Applikationen.....	41
4.1.5	Zusammenfassung.....	42

4.2	Auswahl der Informations- und Kommunikationstechnik.....	43
4.2.1	IKT-Technologien für netzdienliche Anwendungen.....	43
4.2.2	Anforderungen an die IKT-Technologien.....	44
4.2.3	Vergleich der unterschiedlichen Kommunikationstechnologien	45
4.2.4	Kommunikations- und Netzstrukturen.....	47
5	Installation und Implementierung.....	49
5.1	Hinweise zur Installation der spannungsstabilisierenden Applikationen.....	49
5.1.1	Positionierungsstrategie eines Strangspannungsreglers	49
5.1.2	Bautechnische Aspekte.....	50
5.1.3	Ablauf und Organisation bei der Installation	50
5.2	Hinweise zur Installation und Implementierung der IKMT	51
5.2.1	Identifizierung von kritischen Knoten	51
5.2.2	Platzbedarf.....	52
5.2.3	Aufbau hybrider Kommunikationsnetze	53
5.2.4	Monitoring und Steuerung	53
5.3	Hinweise zur Ermittlung der Reglerparameter	54
5.3.1	Blindleistungsquellen.....	54
5.3.2	Längsregelnde Applikationen	54
5.3.3	Koordinierter Betrieb	56
6	Betrieb.....	58
6.1	Hinweise zum Betrieb der spannungsstabilisierenden Applikationen.....	58
6.2	Hinweise zum Betrieb der IKT-Komponenten.....	58
6.3	Maßnahmen bei Erweiterung oder Umbau des Netzes	59
6.4	Allgemeine technische und wirtschaftliche Hinweise	59
7	Literaturverzeichnis	61
8	Anhang.....	63
8.1	Spannungsstabilisierende Applikationen	63
8.1.1	Allgemein	63
8.1.2	Regelbarer Ortsnetztransformator	63

8.1.3	Strangspannungsregler	69
8.1.4	Blindleistungskompensationseinrichtungen	70
8.1.5	Blindleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen	71
8.1.6	Einspeisemanagement von Erzeugungsanlagen.....	72
8.1.7	Koordinierter Betrieb der spannungsstabilisierenden Applikationen	74
8.1.8	Zusammenstellung	76
8.2	Klassifizierung der Netze	77
8.2.1	Allgemein	77
8.2.2	Siedlungstyp und Netzstruktur.....	77
8.2.3	Durchdringung und Verteilung der Erzeugungsanlagen	80
8.2.4	Leitungen	81
8.2.5	Kurzschlussleistung und Netzausdehnung	81
8.3	Kommunikationstechnologien.....	83
8.3.1	Drahtgebundene Technologien	83
8.3.2	Drahtlose Technologien	85
8.3.3	Datenübertragung über das Stromnetz.....	87
8.4	Nutzung von intelligenten Messsystemen (iMSys) für netzdienliche Anwendungen	90
8.5	Vereinfachte Rechnung	91
8.6	Kalkulationstabelle	92
8.7	Definitionen	94

1 Einleitung

1.1 Anwendungsbereich

Dieser Leitfaden richtet sich an Betreiber von Niederspannungsnetzen (NS-Netzen). Er enthält Handlungsempfehlungen und Hinweise zur Integration von „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA), siehe Definition 1.1 und 1.2. SSA können eingesetzt werden, um Spannungsbandverletzungen aufgrund hoher installierter Leistungen von dezentralen Erzeugungsanlagen oder hoher Lasten zu vermeiden.

Die Handlungsempfehlungen umfassen die Auswahl der SSA sowie deren Platzierung, Implementierung und Wartung. Weiter wird auf die Nutzung von Informations-, Kommunikations- und Messtechnik (IKMT) zur vollen Nutzbarmachung der SSA-Funktionalität eingegangen. Der Leitfaden ist für eine einfache Handhabung konzipiert, auf aufwändige Berechnungsvorschriften für besondere Netzstrukturen oder Sonderfälle wurde verzichtet. In solchen Fällen müssen gesonderte Überlegungen angestellt bzw. Experten beauftragt werden, die eine Einzelprüfung vornehmen können.

Definition 1.1 („Applikation“)

Als „Applikation“ werden in diesem Dokument Komponenten, Anwendungen und Maßnahmen bezeichnet, welche aktiv die Spannung im Netz beeinflussen können.

Definition 1.2 („spannungsstabilisierend“)

Mit dem Begriff „spannungsstabilisierend“ wird der steuernde oder regelnde Einfluss einer „Applikation“ zur Gewährleistung der Spannungsqualität in Bezug auf langsame Spannungsänderungen bezeichnet.

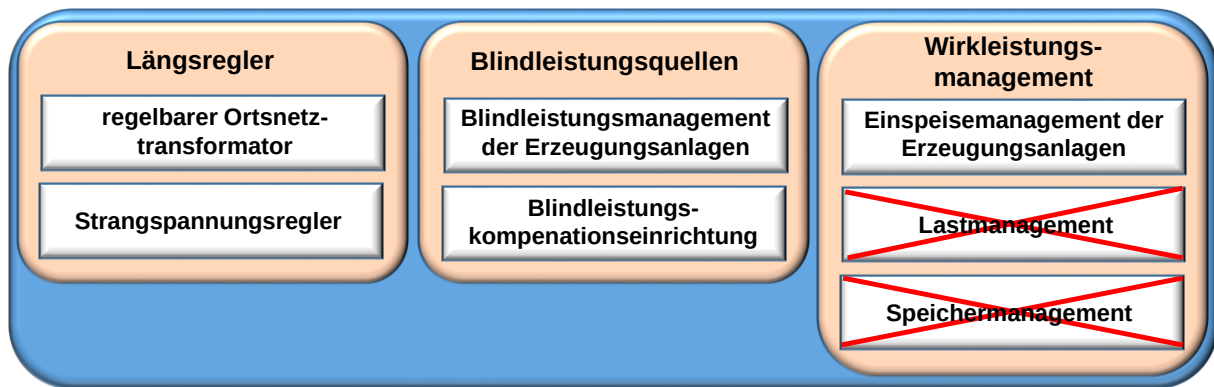


Abbildung 1.1: Übersicht zu den untersuchten „spannungsstabilisierenden Applikationen“

Bei der Entwicklung dieses Leitfadens wurden die in Abbildung 1.1 dargestellten „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) berücksichtigt, die in die drei Kategorien Längsregler, Blindleistungsquellen und Wirkleistungsmanagement unterteilt sind.

Zwei SSA der Kategorie Wirkleistungsmanagement werden nicht betrachtet, da sie in erster Linie Maßnahmen zum Agieren in einem *Smart Market* oder zur Erhöhung der eigenen Energieautarkie sind:

- Lastmanagement bezeichnet die Steuerung bzw. Abregelung von Lasten;
- Speichermanagement bezeichnet die Speicherung der von den Erzeugungsanlagen (EZA) erzeugten elektrischen Energie.

Verweis

Detaillierte Beschreibungen zu den SSA und den dazugehörigen „Regelstrategien“ (siehe Definition 1.7) sind dem Anhang im Abschnitt 8.1 zu entnehmen.

„Spannungsprobleme“ (siehe Definition 1.3) lassen sich durch Erweiterung des Spannungsänderungsbereiches (siehe Definition 1.4 - 1.6) beheben.

Definition 1.3 („Spannungsproblem“)

Ein Netz weist ein „Spannungsproblem“ auf, wenn unter zulässigen Randbedingungen (z.B. Spannungsbetrag an den Mittelspannungsklemmen der Ortsnetztransformatoren) sowie bei zu erwartenden Einspeise- und Lastsituationen, an irgendeiner Stelle im Netz Unter- oder Überspannung nach den Verträglichkeitspegeln zur langsamen Spannungsänderung der DIN EN 50160 [1] auftreten können: „Unter normalen Betriebsbedingungen mit...sollten Änderungen der Versorgungsspannung $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n nicht überschreiten¹“. Ein Spannungsproblem kann sehr individuell sein, z.B. lediglich begrenzt auf eine Überspannung eines einzelnen Stranges.

¹ DIN EN 50160:2010, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Definition 1.4 („Spannungsänderungsbereich“)

Als Spannungsänderungsbereich wird unter den in der VDE AR-N 4105 genannten Bedingungen die maximal zulässige Spannungserhöhung aufgrund der Erzeugungseinheiten plus die maximal zulässige Spannungsabsenkung aufgrund der Lasten bezeichnet. Dabei gelten für die Spannungsabsenkung und die Spannungserhöhung analoge Bedingungen.

Definition 1.5 („Erweiterter Spannungsänderungsbereich“)

Wird der Spannungsänderungsbereich nicht eingehalten, sind Maßnahmen erforderlich. Durch den Einsatz „spannungsstabilisierender Applikationen“ kann der Spannungsänderungsbereich zum „Erweiterten Spannungsänderungsbereich“ (ESB) erweitert werden. Siehe auch Beispiel 2.2.

Definition 1.6 („Notwendiger Spannungsänderungsbereich“)

Analog wird für ein bestimmtes Planungsszenario ein „Notwendiger Spannungsänderungsbereich“ (NSB) benötigt, um mit der gegebenen Last- und Erzeugerstruktur die Grenzwerte einzuhalten. Siehe auch Beispiel 2.2.

Der Leitfaden gibt keine Hinweise bezüglich klassischer Maßnahmen zur Spannungsstabilisierung, wie zum Beispiel Netzausbau oder Verlegung von Trennstellen. Hierfür sind bei den Verteilnetzbetreibern Planungsrichtlinien etabliert, die auf spezifischen Kostensätzen beruhen. Aus demselben Grund wird auch auf wirtschaftliche Vergleiche zwischen klassischen Netzausbaumaßnahmen und „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) verzichtet.

1.2 Aufbau und Handhabung des Leitfadens

Der Leitfaden ist primär eine Handlungsanweisung für die Planung und Implementierung von SSA. Abbildung 1.2 zeigt eine Übersicht über Inhalt und Aufbau des Leitfadens.

Der erste Schritt behandelt die Detektion und die Bewertung von „Spannungsproblemen“ (siehe Kapitel 2).

Im zweiten Schritt erfolgt die Auswahl der SSA (siehe Kapitel 3). Grundlage der Auswahl ist immer ein Kosten-Nutzen Vergleich. Bei einer hohen Zahl zu erwartender neuer Erzeugungsanlagen (EZA) oder zu erwartender Zunahme der Last sowie bei stark ungleichmäßiger Verteilung der Leistung auf verschiedene Netzstränge, kann auch eine Kombination von SSA notwendig sein.

Der Leitfaden bietet drei verschiedene Verfahren für die Auswahl der SSA an, die sich bezüglich Aufwand, der Auswahl der SSA und als Konsequenz in der möglichen Erweiterung des Spannungsänderungsbereiches unterscheiden. Je einfacher das Verfahren desto größer muss ein Sicherheitsfaktor gewählt werden, d.h. desto kleiner fällt die Erweiterung des Spannungsänderungsbereiches aus.

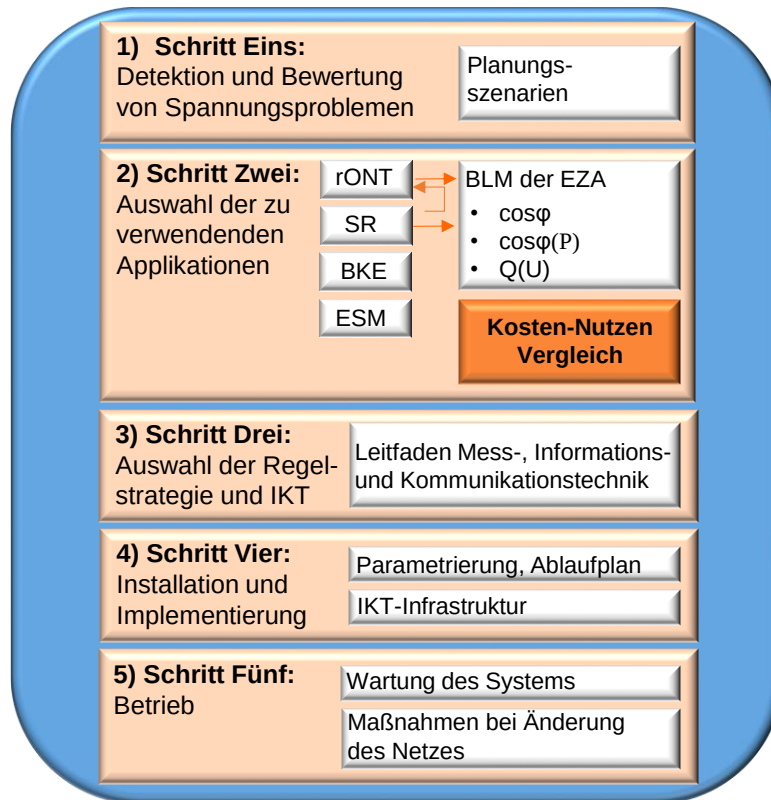


Abbildung 1.2: Übersicht zum Leitfaden²

Der dritte Schritt beinhaltet die Auswahl der „Regelstrategie“ (Definition 1.7) und der zu verwendenden Informations-, Kommunikations- und Messtechnik (IKMT), siehe Kapitel 4. Die Auswahl wird beeinflusst durch die gewählten SSA, die Art des Spannungsproblems und die individuelle Präferenz des Verteilnetzbetreibers (VNB).

Der vierte Schritt umfasst die Installation und Implementierung der SSA sowie der IKMT, siehe Kapitel 5.

Der fünfte Schritt beinhaltet den Betrieb der SSA bzw. des Systems, siehe Kapitel 6.

Verweis

Im umfangreichen Anhang (Kapitel 8) befinden sich detaillierte Beschreibungen und Erklärungen zu den SSA und den im Leitfaden beschriebenen Verfahren.

² rONT - regelbarer Ortsnetztransformator, SR - Strangspannungsregler, BLM - Blindleistungsmanagement; BKE – Blindleistungskompensationseinrichtung

Definition 1.7 („Regelstrategie“)

Als „Regelstrategie“ werden im folgenden Steuerungs- oder Regelungsverfahren von SSA und Kombinationen von SSA bezeichnet. Diese unterscheiden sich in der verwendeten IKMT und in dem erreichbaren Spannungsänderungsbereich.

1.3 Begriffe und Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
BKE	Blindleistungskompensationseinrichtung
BLM	Blindleistungsmanagement
BPL	Broadband Powerline
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CDMA	Code Division Multiple Access
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique - Europäische Komitee für elektrotechnische Normung
CLS	Controllable Local Systems
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DSL	Digital Subscriber Line
DSLAM	Digital Subscriber Line Access Multiplexer
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESB	Erweiterter Spannungsänderungsbereich
ESM	Einspeisemanagement
EZA	Erzeugungsanlage
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HA	Hausanschluss
HAN	Home Area Network
HS	Hochspannung
HSDPA	High Speed Downlink Packet Access
HSUPA	High Speed Uplink Packet Access
IEC	International Electrotechnical Commission
IEV	Internationales Wörterbuch der Elektrotechnik
IKMT	Informations-, Kommunikations- und Messtechnik
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
iMSys	Intelligentes Messsystem
IP	Internet Protocol
ISMS	Informationssicherheits-Managementsystem
ISO	Internationale Organisation für Normung
IT	Informationstechnik
LFA	Lastflussanalyse
LMN	Local Metrological Network
LTE	Long Term Evolution
MS	Mittelspannung

NLS	Netzleitstelle
NSB	Notwendiger Spannungsänderungsbereich
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONT	Ortsnetztransformator
ONS	Ortsnetzstation
OSI	Open Systems Interconnection
PLC	Powerline Communication
PV	Photovoltaik
RBB	Regelbandbreite
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
RSW	Regelungssollwert
RTB	Regelungstoleranzband
SIM	Subscriber Identity Module
SMGW	Smart Meter Gateway
SR	Strangspannungsregler
SSA	Spannungsstabilisierende Applikationen
SSP	Stufenspannung in Prozent der Nennspannung
TAF	Tarifanwendungsfall
TCP	Transmission Control Protocol
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UP	Umspannpunkt
UW	Umspannwerk
VDSL	Very High Speed Digital Subscriber Line
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAN	Wide Area Network
WR	Wechselrichter

Symbol	Bedeutung	Einheit
φ	Phasenverschiebungswinkel	[°]
E	Solare Einstrahlung	[W/m ²]
$P_{EZA,i}$	Aktuelle Leistung der Erzeugungsanlage i	[W]
$P_{inst,EZA,i}$	Installierte Leistung der Erzeugungsanlage i	[W]
$P_{inst,EZA,akt}$	Aktuell installierte Leistung der Erzeugungsanlage im Netz	[W]
$P_{inst,EZA,zuk}$	Zukünftig zu erwartender Zubau installierte Leistung von Erzeugungsanlagen im Netz	[W]
$P_{inst,EZA,ges}$	Summierte installierte Leistung aller Erzeugungsanlagen eines Netzes	[W]
$P_{EZA,ges}$	Summierte Leistung aller Erzeugungsanlagen eines Netzes	[W]
P_{HA}	Leistung je Haushaltslast	[W]
P_L	Wirkleistung einer Last	[W]
Q_L	Blindleistung einer Last	[var]
$U_{b,max}$	Maximal auftretende Betriebsspannung	[V]
$U_{b,min}$	Minimal auftretende Betriebsspannung	[V]
U_n	Nennspannung	[V]
U_{soll}	Sollspannung einer Spannungsregelung	[V]
u''_k	Relative Kurzschlussspannung	[-]
ΔU_{ESB}	Erweiterter Spannungsänderungsbereich	[V]
ΔU_{NSB}	Notwendiger Spannungsänderungsbereich	[V]
ΔU_{RBB}	Spannungsbereich der Regelbandbreite	[V]
ΔU_{RTB}	Regelungstoleranzband	[V]
ΔU_o	Spannungsbereich obere Grenze der Q(U) Kennlinie	[V]
ΔU_u	Spannungsbereich untere Grenze der Q(U) Kennlinie	[V]
R'_L	Längswiderstandsbelag	[Ω/m]
R_{sce}	Leistungsverhältnis	[-]
S_{rT}	Transformator-Bemessungsleistung	[VA]
S_{kQ}	Kurzschlussleistung des Netzes	[VA]
T_{tot}	Totzeit	[s]
X'_L	Längsreaktanzbelag	[Ω/m]

2 Planungsszenarien und Detektion von Spannungsproblemen

2.1 Auswahl eines Planungsszenarios

2.1.1 Einleitung

Zur Netzplanung ist mindestens ein Planungsszenario zu definieren, d.h. es müssen Annahmen für die Lasten und Erzeugungsanlagen im Netz getroffen werden. Auf Grundlage dieser Planungsszenarien ist zu prüfen, ob und mit welchen „Spannungsproblemen“ in Zukunft zu rechnen sein wird. Nachfolgend wird die Erstellung von drei Planungsszenarien erläutert, welche die Ist-Situation sowie eine mittel- und eine langfristige Entwicklung abbilden, siehe Abbildung 2.1.



Abbildung 2.1: Überblick zu den Planungsszenarien

Darüber hinaus ist es natürlich möglich, unternehmensspezifische Planungsszenarien anzusetzen. Diese sind insbesondere vorzuziehen, wenn sie regions- bzw. netzspezifische Gegebenheiten berücksichtigen und hierfür standardisierte Prozesse vorliegen.

2.1.2 Ist-Szenario

Das Ist-Szenario bildet die aktuellen Gegebenheiten ab, d.h. die aktuelle Einspeise- und Lastsituation. Bereits vorhandene Erzeugungsanlagen behalten ihre Einstellungen bezüglich ihres Blindleistungsmanagements (BLM) bei, neue Anlagen erhalten das BLM nach gültigem Standard (siehe VDE-AR-N 4105). Dieses Szenario sollte nur dann verwendet werden, wenn Erweiterungen oder Zubauten von EZA und neuer Lasten ausgeschlossen werden können. Tabelle 2.1 zeigt die Einstellungen der Erzeugungsanlagen und der Lasten im Ist-Szenario für den Last- und Einspeisefall.

Tabelle 2.1: Ist-Szenario

	Lastfall	Einspeisefall
Lasten	- Gleichverteilte Last von $P_{HA} = 2,3 \text{ kW}$ je Haushalt mit $\cos\varphi = 1$. - Sondervertragskunden mit maximaler Last ansetzen.	Lasten ignorieren, $P_{HA} = 0 \text{ W}$.
Erzeugungsanlagen	Einspeisung aus Erzeugungsanlagen ignorieren, $P_{EZA,i} = 0 \text{ W}$.	Installierte Leistung der EZA, $P_{EZA,i} = P_{inst,EZA,i}$.

2.1.3 Mittelfrist-Szenario

Der Planungshorizont liegt bei 5 - 10 Jahren. Das Mittelfrist-Szenario entspricht den mittelfristig zu erwartenden Gegebenheiten unter Berücksichtigung des anzunehmenden Zubaus neuer Erzeugungsanlagen und neuer Lasten. Sofern vorhanden, können unternehmensinternen Prognosen genutzt werden. Alternativ können basierend auf [2, p. 56] folgende Daten aus Tabelle 2.2 verwendet werden:

Tabelle 2.2: Mittelfrist-Szenario

	Lastfall	Einspeisefall
Lasten	- Gleichverteilte Last von $P_{HA} = 3 \text{ kW}$ je Haushalt mit $\cos\varphi = 1$. - Sondervetragskunden mit maximaler Last ansetzen.	Lasten ignorieren, $P_{HA} = 0 \text{ W}$.
Erzeugungsanlagen	Einspeisung aus Erzeugungsanlagen ignorieren, $P_{EZA,i} = 0 \text{ W}$.	- Installierte Leistung der EZA, $P_{EZA,i} = P_{inst,EZA,i}$. „Durchdringung“ mit EZA auf 35 % erhöhen*.

*Haushalten ohne EZA eine EZA mit $P_{inst,EZA,i} = 10 \text{ kW}$ hinzufügen (siehe Bemerkung 2.1), bis die angegebene „Durchdringung“ (siehe Abschnitt 8.2.3) erreicht ist, angefangen bei den Haushalten welche an den kritischen Knoten (siehe Definition 2.1) angeschlossen sind.

Verweis

Der Begriff „Durchdringung“ wird im Anhang im Abschnitt 8.2.3 erklärt und definiert, an dieser Stelle soll Beispiel 2.1 den Begriff verdeutlichen.

Definition 2.1 („kritische Knoten“)

„Kritische Knoten“ sind Netzknoten, bei welchen im Betrieb die größten Spannungsprobleme auftreten.

Achtung: Je nach Tages- oder Jahreszeit können dies andere Knoten im Netz sein, siehe auch Abschnitt 5.2.1 „Identifizierung von kritischen Knoten“.

Bemerkung 2.1 (zu installierter Leistung von Erzeugungsanlagen)

Bei Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung $P_{inst,EZA} < 10 \text{ kW}$ muss nach aktueller Rechtslage für den Eigenstromverbrauch keine EEG-Umlage gezahlt werden.

Hausdächer in ländlichen Gebieten bieten unter Berücksichtigung steigender Wirkungsgrade von Photovoltaik-Modulen im Durchschnitt eine Fläche für ca. $P_{inst,PV} = 10 \text{ kW}$. Photovoltaik-Anlagen haben den größten Anteil der installierten Leistung im NS-Netz.

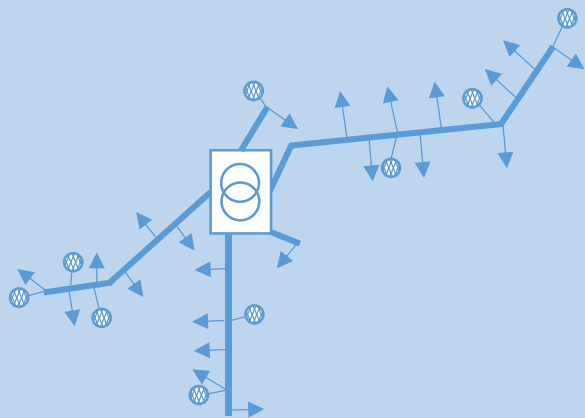
2.1.4 Langfrist-Szenario

Der Planungshorizont liegt bei 10 - 20 Jahren. Das Langfrist-Szenario entspricht den langfristig zu erwartenden Gegebenheiten. Insbesondere ist die Elektrifizierung der Bereiche Nahwärme und Verkehr mit dem dadurch steigenden Energiebedarf sowie die anzunehmende Effizienzsteigerung der PV-Module (ca. 0,3 %/a) mit der daraus hervorgehenden Erhöhung der installierten Leistung beim *Retrofit* bestehender Anlagen zu berücksichtigen. Tabelle 2.3 zeigt die Daten der Erzeugungsanlagen und der Lasten im Langfrist-Szenario für den Last- und Einspeisefall.

Tabelle 2.3: Langfrist-Szenario

	Lastfall	Einspeisefall
Lasten	- Gleichverteilte Last von $P_{HA} = 3,5 \text{ kW}$ je Haushalt mit $\cos\varphi = 1$. - Sondervertragskunden mit maximaler Last ansetzen.	Lasten ignorieren, $P_{HA} = 0 \text{ W}$.
Erzeugungsanlagen	Einspeisung aus Erzeugungsanlagen ignorieren, $P_{EZA,i} = 0 \text{ W}$.	- Installierte Leistung der bestehenden EZA um (20 %) erhöhen, $P_{EZA,i} = 1,2 \cdot P_{Inst,EZA,i}$ „Durchdringung“ mit EZA auf 50 % erhöhen siehe Beispiel 2.1.

Beispiel 2.1 (Langfrist-Szenario, Einspeisefall)

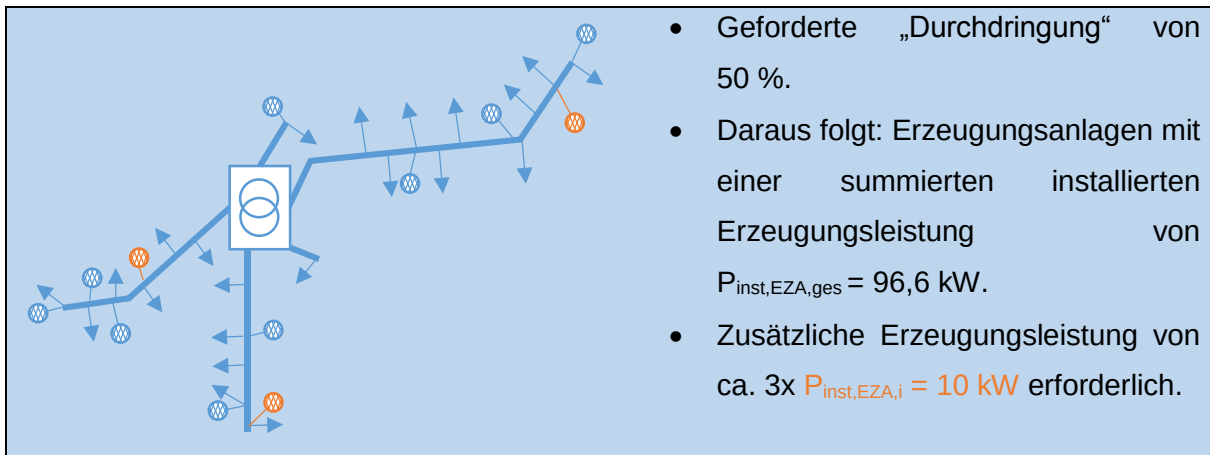


Beispiel (vgl. Definition 8.2):

- Erzeugungsanlagen mit einer summierten installierten Erzeugungsleistung von $P_{inst,EZA,ges} = 54 \text{ kW}$.
- 21 Hausanschlüsse.
- Daraus folgt eine „Durchdringung“ von ca. 28 %.

$$\text{Durchdringung} = \frac{\text{Summe der installierten Erzeugungsleistung}}{\text{Anzahl Hausanschlüsse} \cdot 9,2 \text{ kW}} \cdot 100 \%$$

$$\text{Summe der installierten Erzeugungsleistung} = \frac{\text{Anzahl Hausanschlüsse} \cdot 9,2 \text{ kW} \cdot 50 \%}{100 \%}$$



2.2 Detektion und Bewertung

Die einzelnen Maßnahmen zur Detektion von Spannungsproblemen sind:

- Abschätzung
- Lastflussberechnung
- Messtechnische Untersuchung

Empfohlen wird eine Lastflussberechnung mittels eines Netzberechnungsprogramms. Nach VDE-AR-N 4105 ist zu prüfen, dass die Spannungsanhebung verursacht durch die Erzeugungsanlagen (EZA) an keinem Punkt im Netz größer 3 % U_n ist. Hierfür ist es gängige Praxis, die Lastflussberechnung mit maximaler Einspeiseleistung der EZA im lastfreien Zustand durchzuführen (Einspeisefall, siehe Abbildung 2.2 links). Die Spannung der überlagerten Netzebene wird auf Nennspannung gesetzt, der Ortsnetztransformator wird mit abgebildet, d.h. der Spannungsfall über den Transformator geht mit ein.

Alternativ kann die maximale Spannung auch abgeschätzt werden, falls keine Möglichkeit zur Lastflussberechnung besteht. Hierfür wurde in [3] ein Schätzverfahren vorgestellt. Des Weiteren kann eine Abschätzung über eine vereinfachte Rechnung erfolgen, siehe Abschnitt 8.5.

Überschreitet bei der Lastflussberechnung die Spannung an einem Knoten die 3 %-Grenze, ist eine messtechnische Untersuchung nach DIN EN 50160 zu empfehlen, um unnötige Maßnahmen zu vermeiden, da die realen Netzverhältnisse erheblich von der Simulation abweichen können.

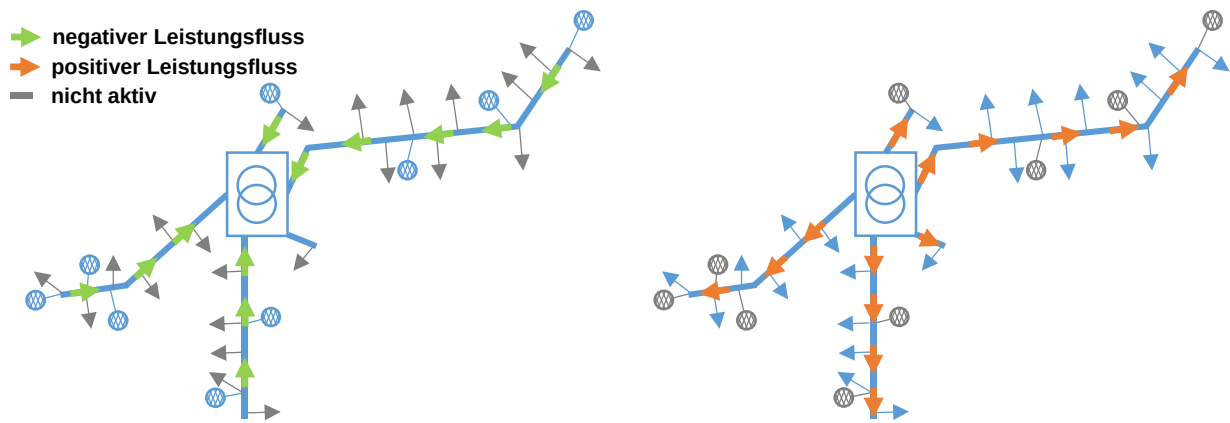


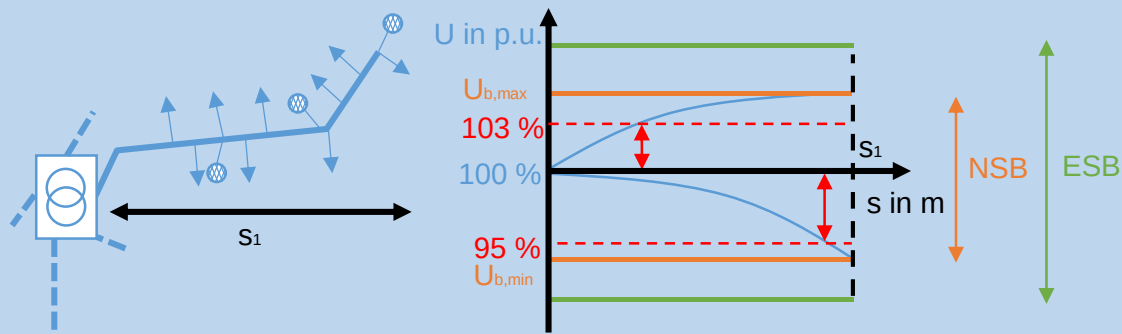
Abbildung 2.2: Einspeise- (links) und Lastfall (rechts)

Bei dem lastdominierten Fall (Abbildung 2.2 rechts), beispielsweise bei Anschlussanfrage oder Anschlussenerweiterung von Sondervertragskunden, ist ein übliches Kriterium, dass der Spannungsfall verursacht durch die Lasten im NS-Netz an keinem Punkt im Netz größer 5 % U_n betragen soll. Damit wäre auch bei einer Spannung von 95 % U_n der überlagerten Netzebene die Einhaltung der Verträglichkeitspegel nach DIN EN 50160 gewährleistet.

Die Überprüfung des Kriteriums kann mit einer vereinfachten Lastflussberechnung erfolgen, bei der allen Haushaltslasten die gleiche Leistung P_{HA} zugeteilt wird, die sich aus der Höchstlast je Kunde und einem Gleichzeitigkeitsfaktor ergibt [4]. Konventionelle Planungsgrundsätze sehen $P_{HA} = 1,8 \text{ kW} \dots 2,3 \text{ kW}$ je Haushaltslast mit $\cos\varphi = 1$ vor. Unter Berücksichtigung der Elektrifizierung des Verkehrswesens sowie der Wärmeerzeugung werden sich die Höchstlast und der Gleichzeitigkeitsfaktor erhöhen, so dass P_{HA} angepasst werden muss. Aus diesen Gründen planen einige Netzbetreiber ihre Neubaugebiete mit $P_{HA} = 3,5 \text{ kW}$ je Haushaltslast. Sondervertragskunden sollten individuell berücksichtigt werden, z.B. durch das Ansetzen der Höchstlast.

Wird ein Spannungsproblem detektiert, muss der „Notwendige Spannungsänderungsbereich“ (NSB) bestimmt werden. Dieser ergibt sich aus dem Einspeise- und Lastfall mit der jeweils höchsten $U_{b,max}$ minus der niedrigsten $U_{b,min}$ auftretenden Betriebsspannung, siehe hierzu Beispiel 2.2.

Das untenstehende Bild soll die Kenngrößen ESB und NSB veranschaulichen. Es ist der Spannungsverlauf über die Länge s_1 im Einspeise- und Lastfall abgebildet. In dem beispielhaften Planungsszenario liegt ein „Spannungsproblem“ im Einspeise- wie auch im Lastfall vor. Es ist der folgende NSB gegeben: $\Delta U_{\text{NSB}} = U_{b,\text{max}} - U_{b,\text{min}}$. Durch Einsetzen einer SSA kann der ESB ($> \text{NSB}$) genutzt und weitere Erzeugungsanlagen oder Lasten angeschlossen werden.



3 Auswahl der spannungsstabilisierenden Applikationen

3.1 Übersicht zu den Verfahren

Der Leitfaden bietet drei verschiedene Verfahren für die Auswahl der „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) an, die sich bezüglich Aufwand, Auswahlmöglichkeiten von SSA und als Konsequenz bezüglich der möglichen Erweiterung des Spannungsänderungsbereiches unterscheiden. Je einfacher das Verfahren desto größer muss ein Sicherheitsfaktor gewählt werden, d.h. desto kleiner ist der „Erweiterte Spannungsänderungsbereich“. Tabelle 3.1 zeigt die Eigenschaften der drei Verfahren.

Tabelle 3.1: Eigenschaften der Verfahren zur Auswahl der SSA

Eigenschaften	
Verfahren 1 Einfache Auswahl	• Schnelle und einfache Auswahl der SSA. • Eingeschränkte Auswahlmöglichkeit von SSA. • Wird dieses Verfahren verwendet, entfällt Schritt 3 des Leitfadens (Kapitel 4).
Verfahren 2 Entscheidungsmatrix	• Gibt eine Übersicht zu sinnvollen Kombinationen von SSA. • Gibt Empfehlungen für SSA und „Regelstrategien“ anhand von Netzklassen auf der Basis einer technisch-wirtschaftlichen Optimierung. • Lastflussberechnungen werden nicht benötigt.
Verfahren 3 Entscheidungsflussdiagramm	• Schritt für Schritt Anleitung auf der Basis von Lastflussberechnungen. • Analyse anhand der konkreten Netzdaten. • Aufwändigeres Verfahren.

3.2 Verfahren 1: Einfache Auswahl

Das Blindleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen (EZA) ist eine „spannungsstabilisierende Applikation“ (SSA) ohne Investitionskosten für den VNB. Sie ist daher in den meisten Fällen aus wirtschaftlichen Gründen zu priorisieren. Falls das Blindleistungsmanagement (BLM) nach VDE-AR-N 4105 zur Spannungshaltung nicht ausreicht, können auch netzbetreibereigene Blindleistungskompensationseinrichtungen (BKE) eingesetzt werden. Diese sind bei ausschließlicher Verwendung zur Spannungshaltung in den meisten Fällen jedoch unwirtschaftlich, da in Abstimmung mit den Betreibern von Erzeugungsanlagen auch eine Verkleinerung des maximalen $\cos\phi$ erfolgen kann, wodurch die maximale Blindleistungsbereitstellung der EZA erhöht wird. Sollen jedoch längsregelnde „Applikationen“ eingesetzt werden, ist das BLM meist nicht mehr nötig und sollte zumindest für Neuanlagen deaktiviert werden.

Längsregelnde „Applikationen“ sollten eingesetzt werden, wenn das BLM der EZA nicht ausreichend ist oder dies nicht überprüft werden kann. Ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) bzw. ein Strangregler (SR) können die Spannung bei entsprechender Dimensionierung

in den meisten Fällen innerhalb zulässiger Grenzen halten. Eine einfache Auswahl der einzusetzenden „Applikation“ kann nach Abbildung 3.1 erfolgen.

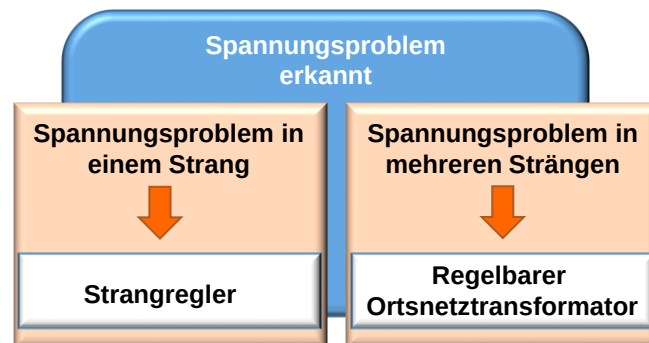


Abbildung 3.1: Schaubild zur einfachen Auswahl

Demnach ist festzustellen, ob es sich um ein „Spannungsproblem“ nur in einem Strang oder in mehreren Strängen handelt, siehe Kapitel 2 „Planungsszenarien und Detektion“. Abbildung 3.2 soll die Überprüfung mittels Lastflussanalyse verdeutlichen. Alternativ können auch Abschätzungen oder Auswertungen von Messdaten verwendet werden.

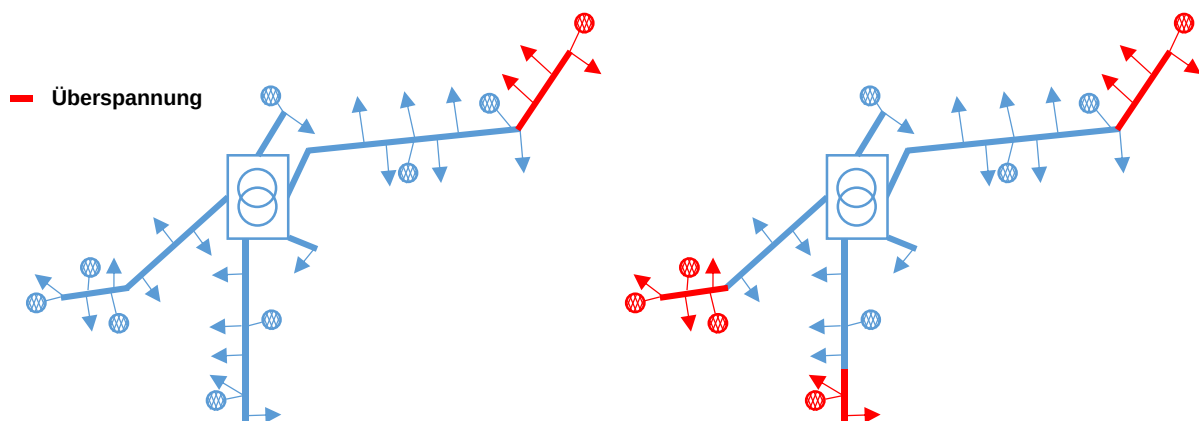


Abbildung 3.2: „Spannungsproblem“ in einem (links) und mehreren Strängen (rechts)

Die einfache Auswahl kann ohne eine genaue Analyse des Netzes und des vorliegenden Problems erfolgen. Als „Regelstrategie“ wird die lokale Spannungsregelung gewählt, zur Parametrierung werden Standardwerte verwendet (siehe Abschnitt 5.3.2.1). Daher kann auf Informations-, Kommunikations- und Messtechnik sowie deren Projektierung vollständig verzichtet werden.

Die einfache Auswahl ist nur dann zu empfehlen, wenn keine Möglichkeit zur Berechnung und Analyse des Netzes besteht oder falls nur eine sehr begrenzte Erweiterung des Spannungsänderungsbereiches benötigt wird. Der Spannungsänderungsbereich kann mit dem regelbaren Ortsnetztransformator auf $\Delta U_{\text{ESB}} = \pm 7,5 \% U_n$ erweitert werden. Das bedeutet, dass im Einspeisefall der Spannungshub $7,5 \% U_n$ (statt $3 \% U_n$ nach VDE-AR-N 4105) und im Lastfall der Spannungsfall $-7,5 \% U_n$ (statt $-5 \% U_n$) betragen kann. Je nach Setzen des

Regelungssollwertes ändert sich diese Aufteilung. Für eine genauere Abschätzung des ESB ist Abschnitt 3.4.3 zu beachten.

**Erweiterter Spannungs-
änderungsbereich**

$$\Delta U_{\text{ESB}} = \pm 7,5 \% U_n$$

Verweis

Angaben zur Parametrierung der „spannungsstabilisierenden Applikationen“ werden in Abschnitt 5.3.2.1 gegeben.

3.3 Verfahren 2: Entscheidungsmatrix

Die Entscheidungsmatrix³ ist ein Hilfsmittel zur Auswahl der einzusetzenden „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) und „Regelstrategien“. Gegebenenfalls dient sie auch als Übersicht zur Eingrenzung möglicher alternativer Lösungen. Für die verschiedenen Netzklassen (siehe Definition 8.1) werden alle SSA sowie deren sinnvolle Kombinationen hinsichtlich Nutzen, Kosten und bezogener „Blindleistung“ bewertet. Aus dem Vergleich der Bewertungsgrößen kann unter zusätzlicher Berücksichtigung eigener Präferenzen eine passende „Applikation“ ausgewählt werden.

Die Entscheidungsmatrix ist absichtlich „offen“ gestaltet, d.h. ohne eindeutige Lösungsvorschläge. Zum einen lassen sich Netze nicht immer eindeutig einer Netzklasse zuordnen, zum anderen hat jeder Netzbetreiber eigene Richtlinien hinsichtlich des Anlagenmanagements. Bei der Anwendung der Entscheidungsmatrix ist ein geeignetes Planungsszenario (siehe Abschnitt 2.1) zu berücksichtigen.

Nachfolgend ist in Abbildung 3.3 ein Ausschnitt der Entscheidungsmatrix gezeigt, an welcher die Handhabung erklärt wird.

³ Grundlage der Entscheidungsmatrix sind umfangreiche Systemsimulationen, die Verfahren wurden in mehreren Publikationen veröffentlicht, siehe z.B. [15].

Applikations-varianten			BKE	Q(U)													
			SR														
Netzklassen			rONT	Spalte					U lokal U,SE lokal U,P lokal U,P alle Abgänge U abgesetzt U SM alle			U lokal U,SE lokal U,P lokal U,P alle Abgänge U abgesetzt U SM alle			U lokal U,SE lokal U,P lokal U,P alle Abgänge U abgesetzt U SM alle		
			EZA	cosφ = 0,9...0,95					cosφ = 1			cosφ = 0,9...0,95			cosφ(P)		
Siedlungs- typ	Leitungs- typ	EZA- Verteilung	R _{sce}	Aus- dehnung	cosφ(P)	Q(U)	cosφ = 1	ESM	cosφ = 1	cosφ = 0,9...0,95	cosφ(P)						
Streusied- lung	Freileitung	homogen	33,9	600 m - 800 m													
	Freileitung	homogen	22,6	600 m - 800 m													

Nutzen

Kosten

Blindleistung

nicht relevant

Empfehlung

Abbildung 3.3: Erklärung zur Entscheidungsmatrix

Die Zeilen der Matrix entsprechen den Netzklassen. Es ist eine Netzkategorie zu wählen, die dem zu betrachtenden Netz am ehesten entspricht. Kann das Netz zwei oder mehreren Netzkategorien zugeordnet werden, so können alle diese Zeilen in die Lösungsfindung mit eingehen. Kann das zu betrachtende Netz keiner Netzkategorie zugeordnet werden, ist das Verfahren zum Entscheidungsflussdiagramm (Abschnitt 3.4) anzuwenden.

Die Spalten der Matrix sind nach den verschiedenen Applikationsvarianten unterteilt. Die Applikationsvarianten variieren mit den „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) und den „Regelstrategien“. Es werden auch Kombinationen von SSA berücksichtigt, d.h. zwei oder mehr SSA mit verschiedenen „Regelstrategien“ werden zeitgleich eingesetzt. In Abbildung 3.3 ist z.B. das Blindleistungsmanagement der EZA mit fester Einstellung des $\cos\phi$ markiert. Es handelt sich um keine Kombination von SSA, da in den Zeilen zu keiner SSA eine „Regelstrategie“ angegeben ist. Tabelle 3.2 gibt anhand einfach gestalteter Grafiken eine Übersicht zu den SSA und „Regelstrategien“.

Einer bestimmten Netzkategorie und einer bestimmten Applikationsvariante ist eine Zelle mit drei Zeilen zugeordnet. Die einzelnen Zeilen stehen für die Kenngrößen Nutzen (Zeile 1), Kosten (Zeile 2) und bezogene „Blindleistung“ (Zeile 3) und sind farblich markiert (siehe Abbildung 3.3). Über eine Farbskala können den Farben Werte zugeordnet werden (siehe Abbildung 3.4). Ein Nutzen von 100 % einer Applikationsvariante bedeutet, dass mit dieser bei der gegebenen Netzkategorie alle „Spannungsprobleme“ behoben werden können. Die Kenngröße der Kosten

berücksichtigt Investitions- und Betriebskosten und wird auf die höchsten Kosten aller Applikationsvarianten einer Zeile, also einer Netzklasse, bezogen. Ein Wert der Kosten von 100 % entspricht 0 € an Investitions- und Betriebskosten, ein Wert von 0 % steht für die maximal aufgetretenen Kosten aller Applikationsvarianten in einer Zeile. Die Kenngröße zur bezogenen „Blindleistung“ gibt Information über die benötigte „Blindleistung“ der Applikationsvariante gegenüber den anderen Applikationsvarianten. Wird keine „Blindleistung“ benötigt beträgt der Wert der Kenngröße 100 %, für die Applikationsvariante mit dem höchsten Bedarf an „Blindleistung“ entspricht der Wert 0 %.



Abbildung 3.4: Farbcode der Entscheidungsmatrix

Applikationsvarianten, deren Zellen grau eingefärbt sind, wurden als nicht sinnvolle bzw. nicht relevante Varianten bewertet, z.B. ist eine Kombination von einem rONT und PV-Wechselrichtern mit $\cos\phi(P)$ -Regelung nicht sinnvoll, wenn alle „Spannungsprobleme“ bereits mit der $\cos\phi(P)$ -Regelung alleine behoben werden können.

Zur Entscheidungsfindung können die Applikationsvarianten innerhalb einer Zeile anhand der Kenngrößen verglichen werden. Zellen mit gelber Umrandung repräsentieren zu priorisierende Applikationsvarianten. Zur Priorisierung berücksichtigt werden die kostengünstigsten Applikationsvarianten, welche folgenden Eigenschaften aufweisen: Ein Nutzen von $>95\%$ und ein Wert der Kenngröße der Blindleistung von größer 50 %. Des Weiteren sind einer Zeile immer mindestens eine Applikationsvariante mit und eine ohne Blindleistungsquelle markiert.

Verweis

Die SSA und „Regelstrategien“ werden in Abschnitt 8.1 im Detail beschrieben, Tabelle 3.2 gibt lediglich eine kurze visuelle Übersicht.

Zur Klassifizierung eines Netzes (z.B. Siedlungsstrukturen, Verteilung, Ausdehnung) können die Erklärungen im Anhang (Abschnitt 8.2) verwendet werden.

Die Entscheidungsmatrix selbst wird in Tabelle 3.3 gezeigt. Vor der Auswahl einer „Applikation“ muss geprüft werden, dass keine Auslastungsgrenzen von Betriebsmitteln verletzt werden. Ist dies der Fall, gibt es lediglich zwei Optionen: Das Einspeisemanagement der Erzeugungsanlagen und den konventionellen Netzausbau.

Tabelle 3.2 Übersicht der SSA und der zugehörigen „Regelstrategien“
(Farbcodierung: **Messung**, **Steuerung**)

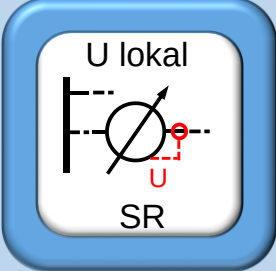
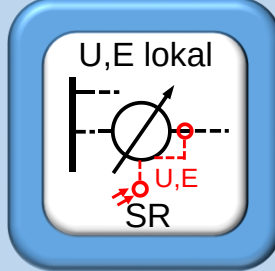
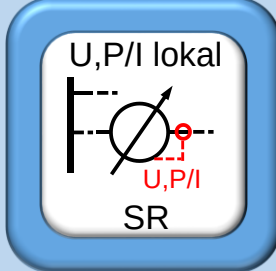
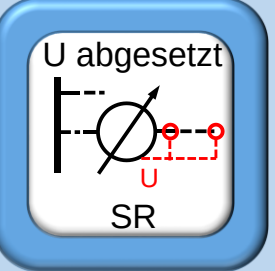
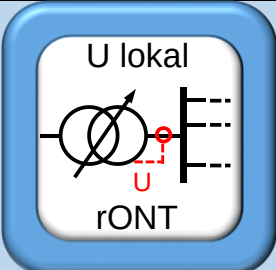
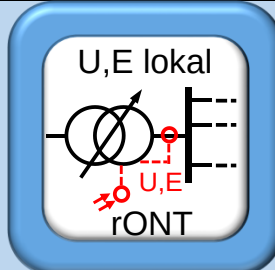
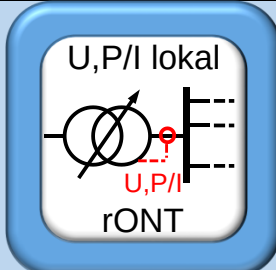
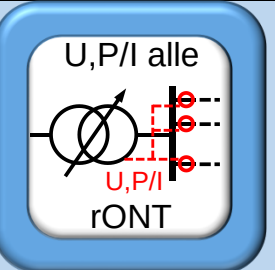
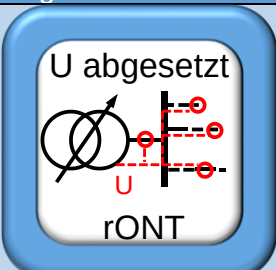
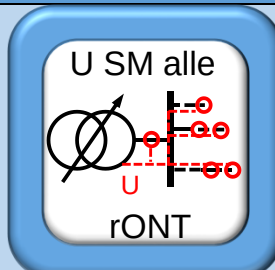
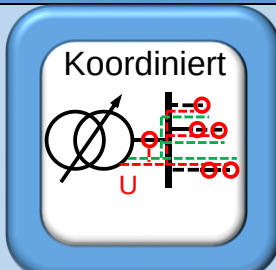
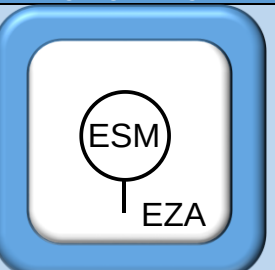
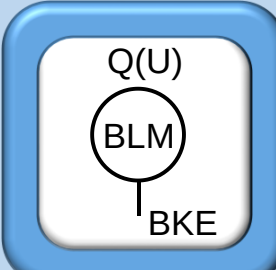
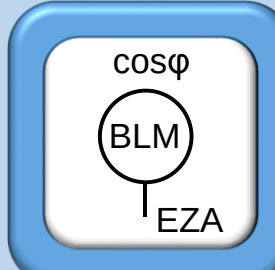
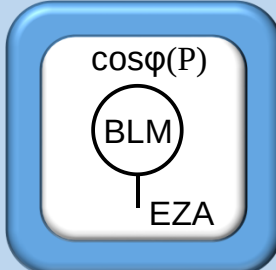
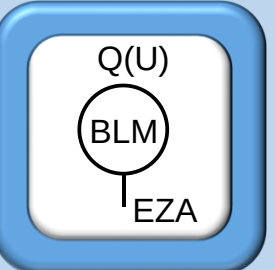
Strangspannungsregler			
			
mit lokaler Spannungsregelung	mit lokaler Spannungsregelung und einstrahlungsabhängiger Schätzung der Spannung an kritischen Knoten	mit lokaler Spannungsregelung und Schätzung der Spannung an kritischen Knoten	mit lokaler Spannungsregelung und abgesetzter Messung
Regelbarer Ortsnetztransformator			
			
mit lokaler Spannungsregelung	mit lokaler Spannungsregelung und einstrahlungsabhängiger Schätzung der Spannung an kritischen Knoten	mit lokaler Spannungsregelung und wirkleistungs- bzw. stromabhängiger Sollwertvorgabe	mit lokaler Spannungsregelung und Schätzung der Spannung an kritischen Knoten
Regelbarer Ortsnetztransformator		Alle	Erzeugungsanlagen
			
mit lokaler Spannungsregelung und abgesetzter Messung	mit Spannungsregelung auf alle Smart-Meter Spannungsmesswerte	koordinierter Betrieb von SSA	Einspeisemanagement
Blindleistungskompensationseinrichtungen	Erzeugungsanlagen		
			
Blindleistung nach einer Q(U)-Kennlinie	Blindleistung nach der cosφ-Kennlinie	Blindleistung nach der cosφ(P)-Kennlinie	Blindleistung nach der Q(U)-Kennlinie

Tabelle 3.3: Entscheidungsmatrix

[illegible]

3.4 Verfahren 3: Entscheidungsflussdiagramm

3.4.1 Handhabung des Entscheidungsflussdiagramms

Das Entscheidungsflussdiagramm leitet Schritt für Schritt zur Auswahl geeigneter „spannungsstabilisierender Applikationen“. Dazu ist ein Lastflussberechnungsprogramm notwendig. Alternativ können anerkannte Verfahren zur Abschätzung der Spannung mit vereinfachten Rechnungen angewandt werden (siehe Abschnitt 8.5). Das Entscheidungsflussdiagramm enthält zwei Hauptzweige, je nachdem ob das „Spannungsproblem“ in einem oder mehreren Strängen auftritt. Abbildung 3.5 zeigt die Struktur des Entscheidungsflussdiagramms.

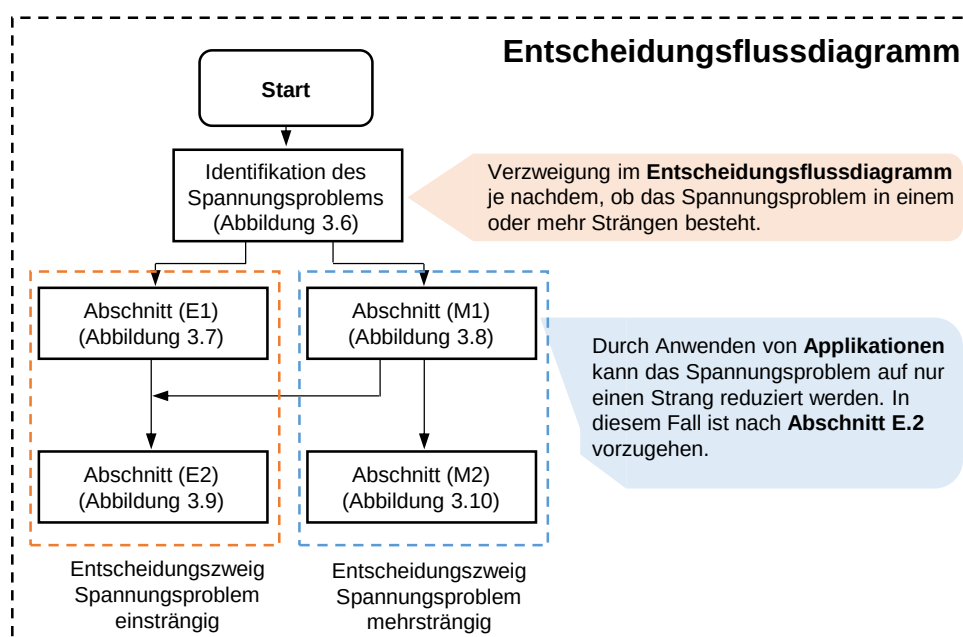


Abbildung 3.5: Struktur des Entscheidungsflussdiagramms

Das Einspeisemanagement (ESM) der Erzeugungsanlagen (EZA) wird im Entscheidungsflussdiagramm lediglich als Alternative zum Netzausbau bei einspeisebedingten Überlastproblemen berücksichtigt. Es kann grundsätzlich alle einspeisebedingten „Spannungsprobleme“ sowie Überlastprobleme beheben, nicht jedoch Unterspannungsprobleme. Hinzu kommen Probleme bei der Umsetzung bzgl. der Strategie und der Erfassung der abgeregelten Energiemengen sowie eine umfangreiche Dokumentations- und Meldepflicht, die zusätzlichen administrativen Aufwand verursacht und den Einsatz erschwert.

Sollte in Zukunft der Gesetzgeber für die NS-Ebene ein statisches ESM vorsehen, d.h. eine dauerhafte Begrenzung der Erzeugungsleistung auf z.B. 70 % der Generatorleistung, ähnlich wie es bereits für das Wirkleistungsmanagement gegen netzkritische Zustände von EZA im Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2017 [5] vorgesehen ist, kann dies sehr einfach durch

entsprechende Anpassung der Erzeugungsleistungen bei der Anwendung des Entscheidungsflussdiagramms berücksichtigt werden.

3.4.2 Anwendung des Entscheidungsflussdiagramms

Das Entscheidungsflussdiagramm beginnt mit der Identifikation des „Spannungsproblems“, siehe Abbildung 3.6. Die Abschnitte E1 und M1 werden separat in Abbildung 3.7 und Abbildung 3.8 dargestellt.

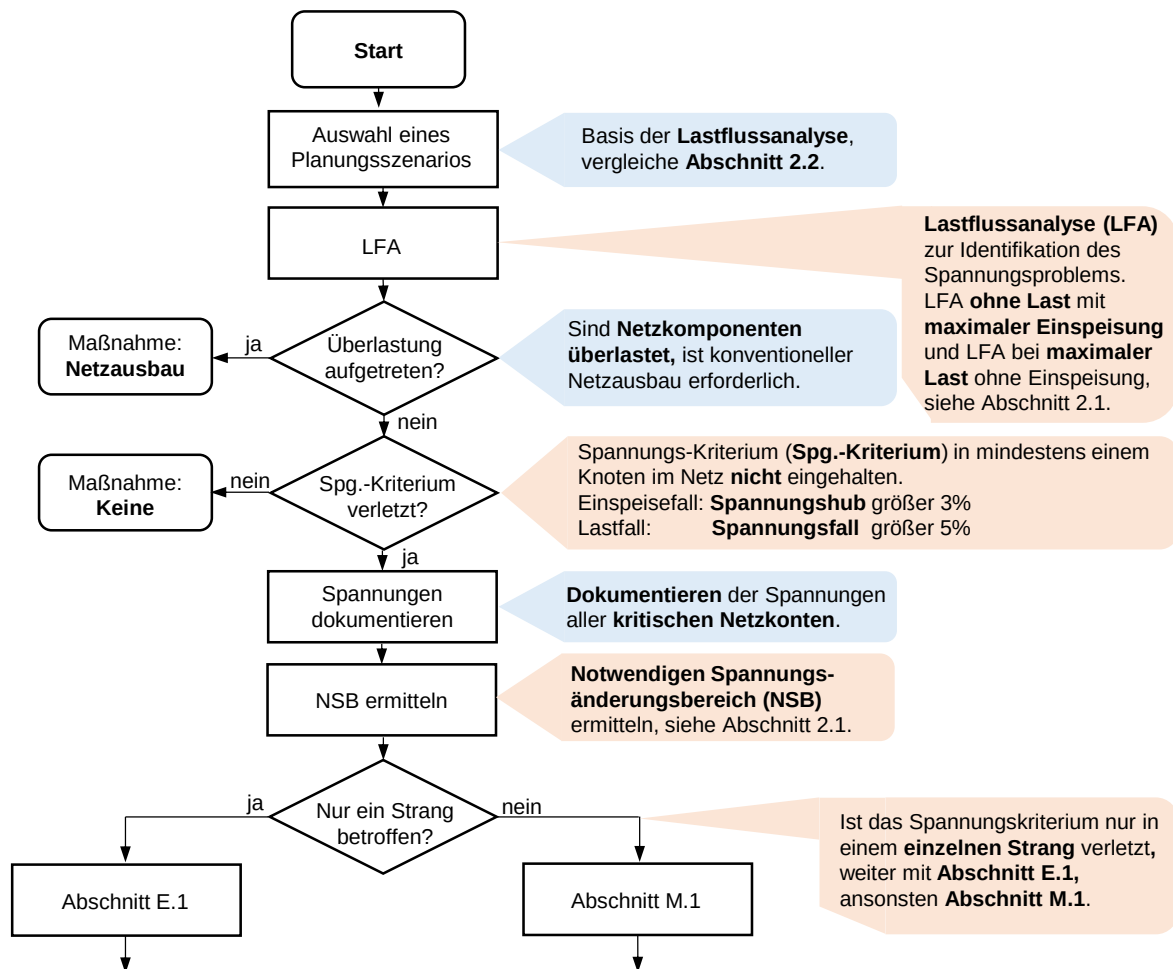


Abbildung 3.6: Identifikation des „Spannungsproblems“

Bemerkung 3.1 (Lastflussanalyse)

Die Lastflussanalyse wird auf der Basis des zu wählenden Planungsszenarios durchgeführt. Sowohl der Last- als auch der Einspeisefall müssen berücksichtigt werden. Die Lastflussanalyse kann mit Hilfe eines Lastflussberechnungsprogramms oder vereinfachter Formeln erfolgen (siehe Abschnitt 8.5).

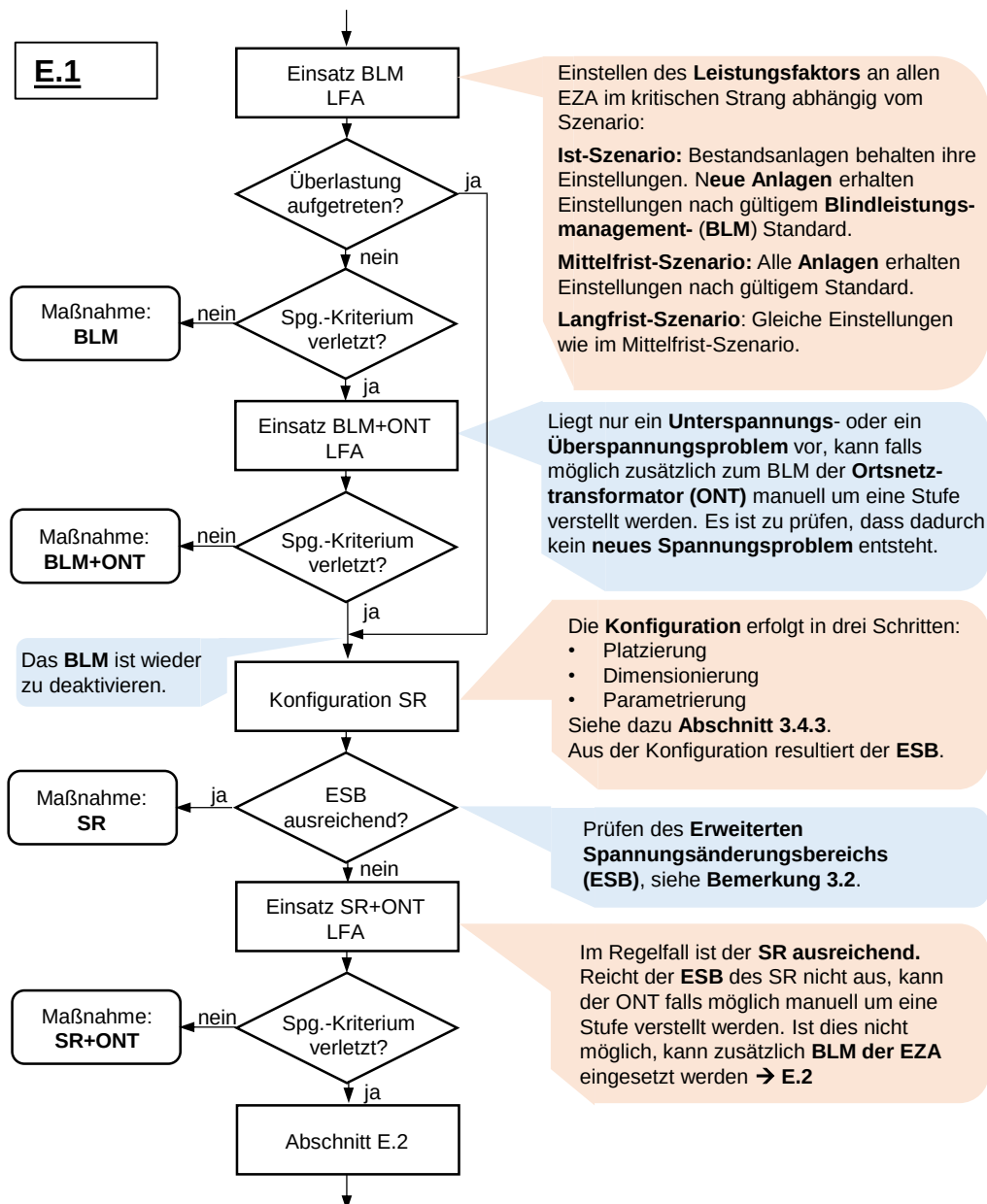


Abbildung 3.7: Entscheidungsflussdiagramm Abschnitt E.1

Bemerkung 3.2 (zu ESB prüfen)

Aus der Konfiguration des rONT bzw. des SR ergibt sich der „Erweiterte Spannungsänderungsbereich“ (ESB). Zur Überprüfung ist keine Lastflussanalyse (LFA) erforderlich. Ist der ESB größer als der „Notwendige Spannungsänderungsbereich“ (NSB), gilt das ESB als ausreichend. Zu beachten ist, dass der ESB maßgeblich durch die Auswahl der „Regelstrategie“ und der Reglerparameter bestimmt wird.

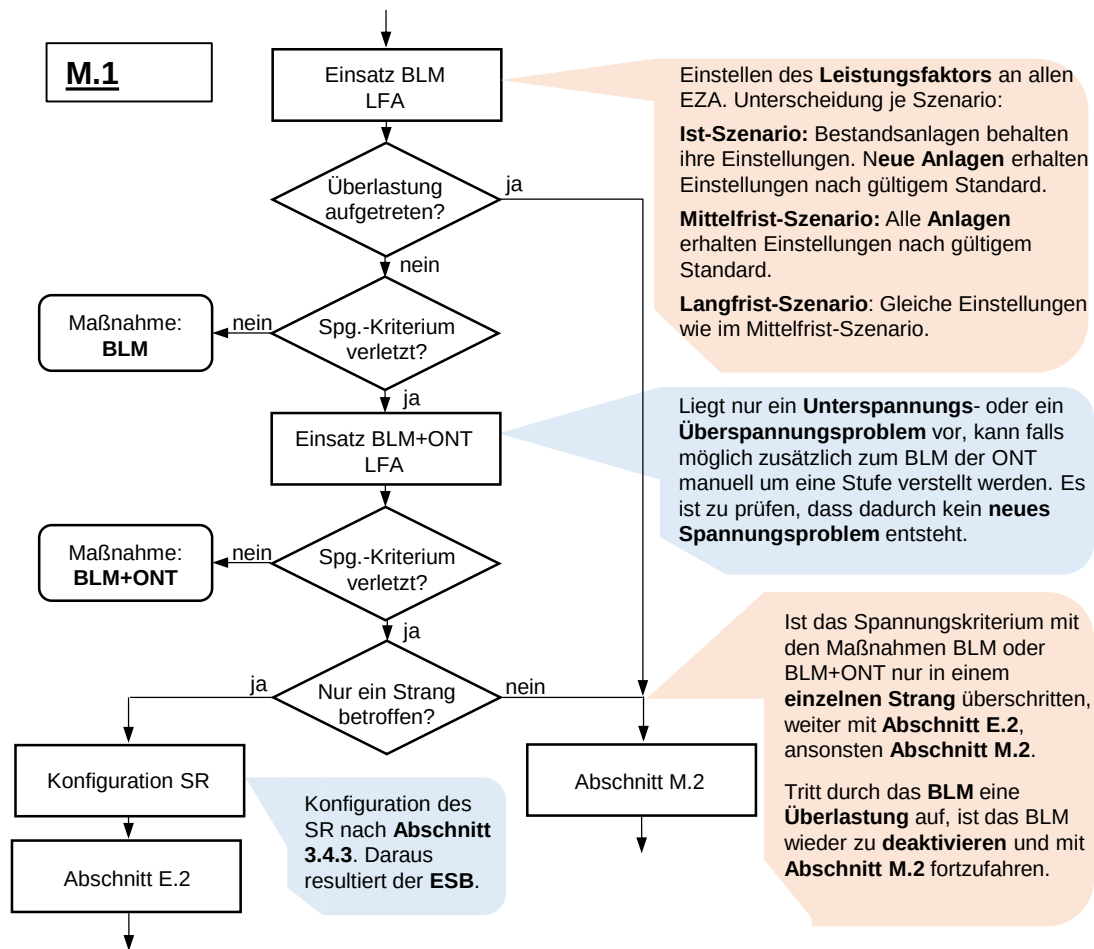


Abbildung 3.8: Entscheidungsflussdiagramm Abschnitt M.1

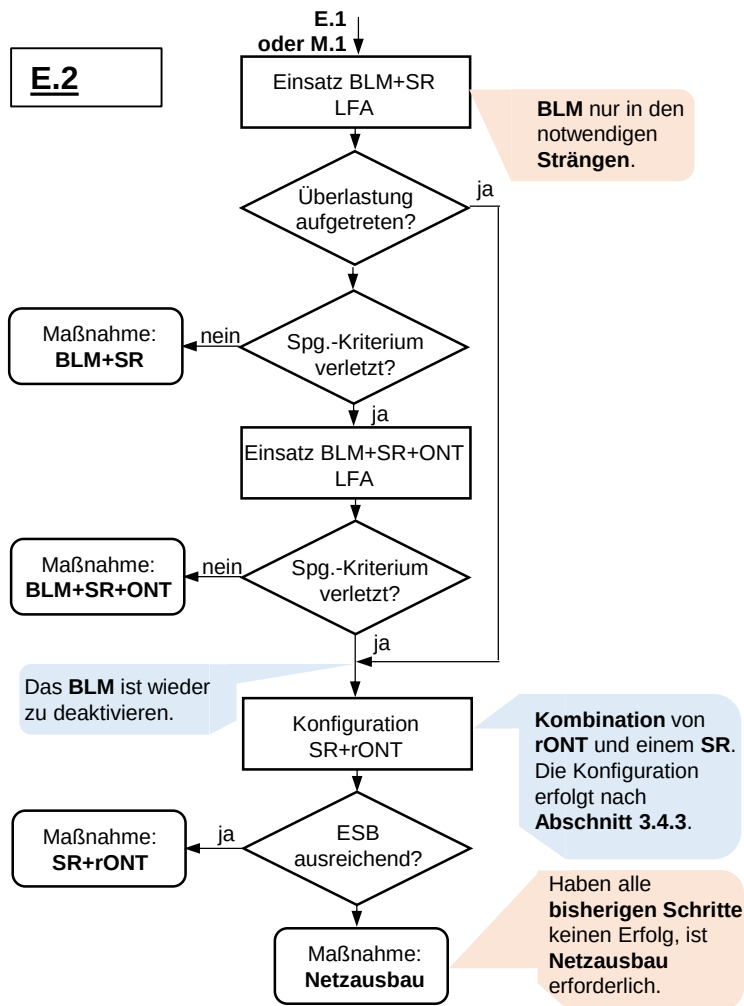


Abbildung 3.9: Entscheidungsflussdiagramm Abschnitt E.2

Bemerkung 3.3 (zu Maßnahme Netzausbau)

Wird bei der Lastflussanalyse eine mögliche Überlastung von Netzkomponenten festgestellt, ist konventioneller Netzausbau notwendig. Dieser Ausbau sollte nach netzbetreiberinternen Planungsgrundsätzen erfolgen. Alternativ kann bei ausschließlicher einspeisebedingter Überlast das Einspeisemanagement von Erzeugungsanlagen eingesetzt werden.

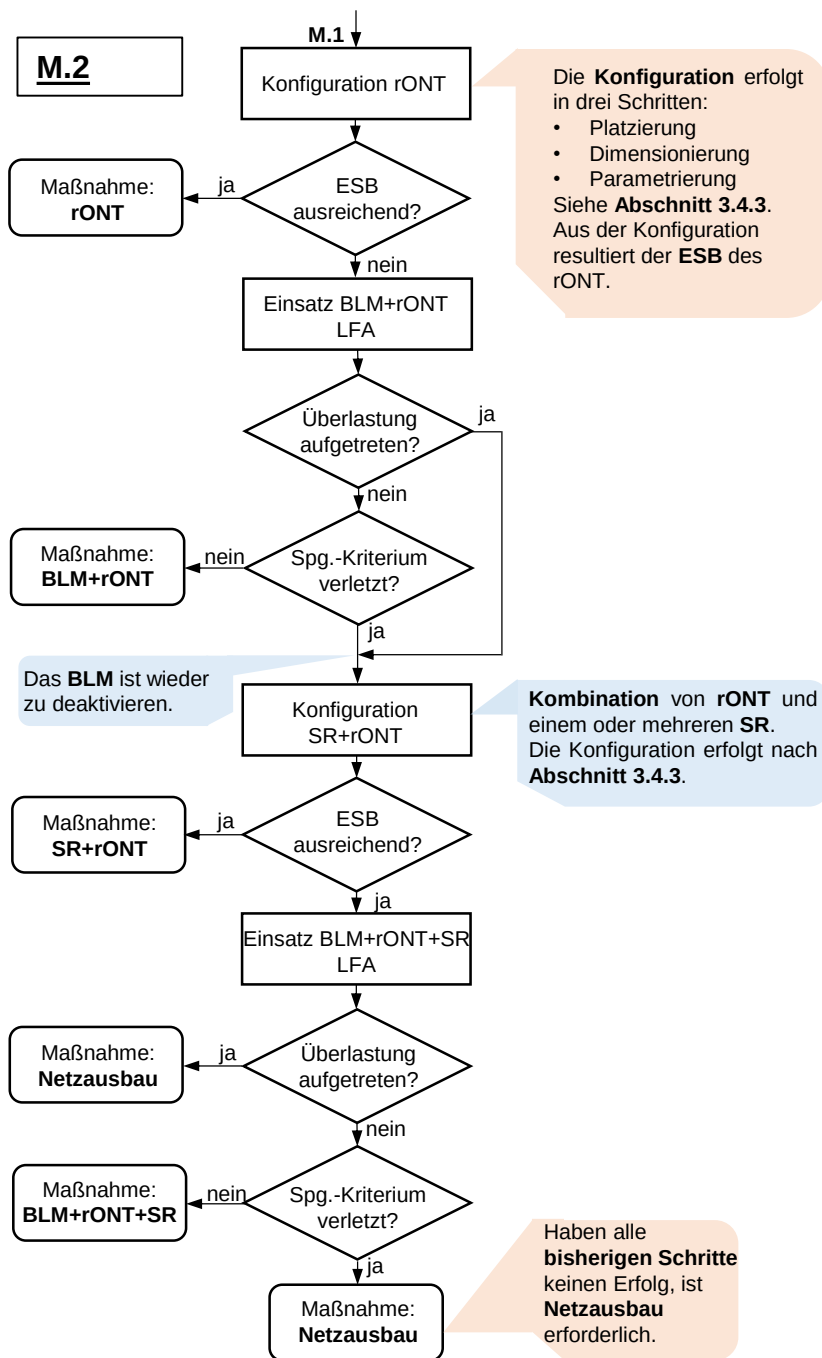


Abbildung 3.10: Entscheidungsflussdiagramm Abschnitt M.2

3.4.3 Konfiguration der spannungsstabilisierenden Applikationen

- **Platzierung**

Die Platzierung des regelbaren Ortsnetztransformators sowie der Erzeugungsanlagen ist gegeben und kann nicht geändert werden.

Der Strangregler muss platziert werden. Dazu müssen lokale Gegebenheiten berücksichtigt werden, wie das Vorhandensein einer ausreichenden Fläche und die Eigentumsverhältnisse. In Abschnitt 5.1.1 wird ein Verfahren zur Platzierung des SR beschrieben.

Bei Einsatz einer Blindleistungskompensationseinrichtung ist die Wirksamkeit der Reaktanz zwischen der Anlage und der Ortsnetzstation entscheidend, der Netzanschluss sollte möglichst am Ende des kritischen Stranges erfolgen. Die endgültige Entscheidung wird anhand der gegebenen Platz- und Eigentumsverhältnisse getroffen.

- **Dimensionierung**

Die Dimensionierung der Längsregler legt die mögliche „Regelbandbreite“ (RBB) fest und richtet sich nach dem „Notwendigen Spannungsänderungsbereich“ (NSB), siehe Definition 3.1. Die gewählte RBB muss größer sein als der NSB. Die RBB wird durch die Stufenspannung (Spannungsänderung je Stufe) sowie die Anzahl der Stufen festgelegt. Bei dem rONT liegt die Stufenspannung i.d.R zwischen 1 % U_n und 3 % U_n , die Stufenanzahl je nach Hersteller zwischen 3 und 9 möglichen Stufen [6, p. 19].

Der praktisch nutzbare Anteil der RBB ist von der „Regelstrategie“ abhängig (siehe Tabelle 3.4), insbesondere gilt dies für den rONT. Unabhängig von der Regelstrategie kann beim SR für viele Anwendungsfälle der ESB gleich dem RBB gesetzt werden, da dieser dezentral im Netz installiert wird und nur ein „Spannungsprobleme“ in einem Strang beheben muss. Der Unterschied zwischen RBB und ESB wird im Beispiel 3.1 verdeutlicht.

Definition 3.1 („Regelbandbreite“)

Die „Regelbandbreite“ (RBB) ergibt sich direkt aus der Parametrierung und ist die maximale Spannungsänderung, welche der Längsregler bewirken kann. Diese kann berechnet werden mit der Anzahl der schaltbaren Stufen mal der Stufenspannung.

„Regelbandbreite“ = Anzahl der schaltbaren Stufen mal Stufenspannung

Beispiel 3.1 (Unterschied zwischen RBB und ESB)

Gegenüber der „Regelbandbreite“ ist der „Erweiterte Spannungsänderungsbereich“ der Spannungsbereich, welcher in der Praxis bei der Netzplanung verwendet werden kann. Ein regelbarer Ortsnetztransformator mit einer lokalen Spannungsregelung bei festem Regelungssollwert mit einer Stufenspannung von $2,5 \% U_n$ und ± 4 Stufen hat eine „Regelbandbreite“ von $\pm 10 \% U_n$. Der erzielbare „Erweiterte Spannungsänderungsbereich“ (ESB) beträgt jedoch $7,5 \% U_n$, wenn der Sollwert $99,5 \% U_n$ und das Regelungstoleranzband $\pm 2 \% U_n$ betragen.

Demgegenüber steht bei gleicher Dimensionierung aber unter Verwendung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung die volle „Regelbandbreite“ $\Delta U_{RBB} = \pm 10 \% U_n$ plus den Spannungsänderungsbereich nach konventioneller Planung ($+3 \% U_n / -5 \% U_n$) als ESB zur Verfügung.

Für Details zur Auswahl der „Regelstrategie“ und der Bestimmung des erreichbaren ESB wird auf Kapitel 4 verwiesen, nachfolgend wird in Tabelle 3.4 der maximale ESB des rONT für verschiedene „Regelstrategien“ gezeigt. Hierbei muss immer gelten, dass der ESB kleiner gleich der RBB ist. Des Weiteren wurde eine Stufenspannung von $2,5 \% U_n$ angenommen; Stufenspannungen oberhalb dieses Wertes würden bezüglich Flicker relevanter und erfordern bei gleichzeitig hoher Anzahl von Stufen (± 4) mehr Aufwand in der Netzplanung, da die RBB größer als der zulässige Spannungsgrenzwertbereich von $\pm 10 \% U_n$ ist. Die Angaben in Tabelle 3.4 werden in Abbildung 3.11 grafisch dargestellt.

Tabelle 3.4: Maximaler „Erweiterter Spannungsänderungsbereich“ für verschiedene „Regelstrategien“ eines rONT mit $\Delta U_{RBB} = \pm 10 \% U_n$

Regelstrategie	Maximaler ESB
Lokale Spannungsregelung (U_{lokal})*	$15 \% U_n$, z.B. $\pm 7,5 \% U_n$
Lokale Spannungsregelung mit abhängiger Sollwertvorgabe (U, P_{lokal})*	$20 \% U_n$, z.B. $\pm 10 \% U_n$
Spannungsregelung mit abgesetzter Messung / Koordinierter Betrieb**	$28 \% U_n$, z.B. $+13 \% U_n - (-15 \% U_n)$

*bei Standardparametrierung, siehe 5.3

**Spannungsänderungsbereich nach konventioneller Planung $-3 \% / +5 \% U_n$ plus dem ΔU_{RBB}

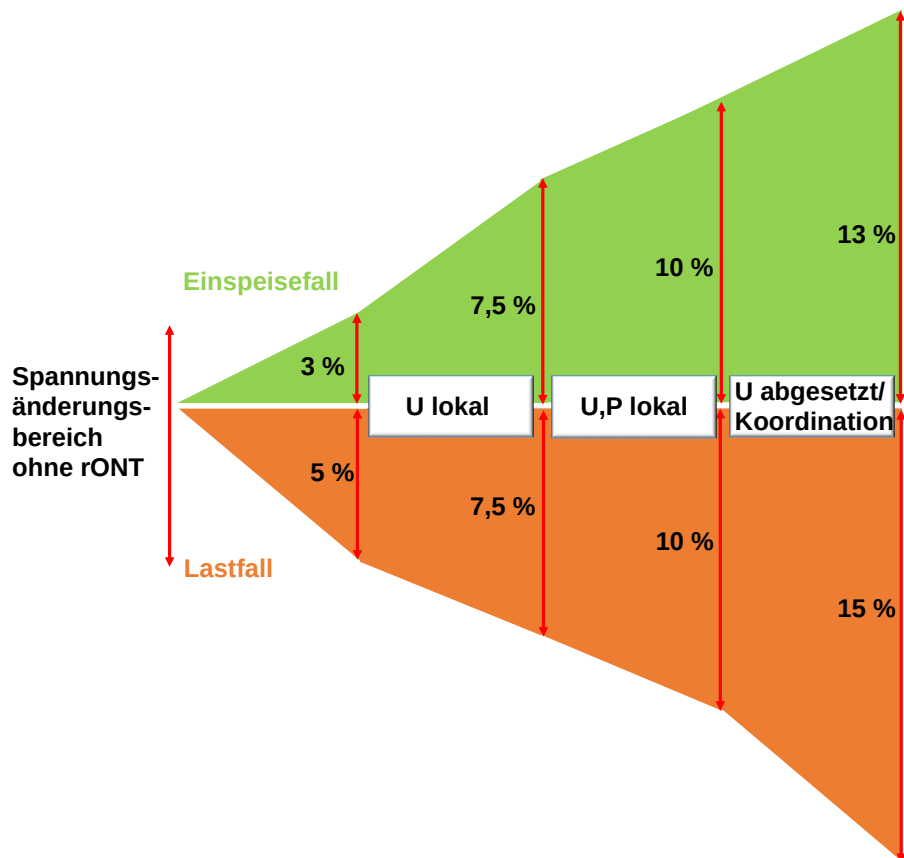
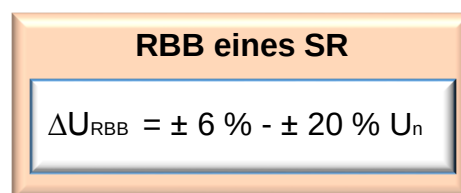


Abbildung 3.11: Maximaler ESB für verschiedene „Regelstrategien“ eines rONT

Je nach Hersteller ist bei Einsatz eines SR eine RBB von $\Delta U_{RBB} = \pm 6 \%$ bis $\pm 20 \% U_n$ im betroffenen Strang möglich. Die Höhe des „Erweiterten Spannungsänderungsbereichs“ ist hierbei jedoch vom Einbauort und der vorliegenden Netzstruktur abhängig. Der SR kann aber im Allgemeinen einen wesentlich höheren ESB für einen Strang bereitstellen als ein regelbarer Ortsnetztransformator.



- **Parametrierung**

Die Parametrierung erfolgt nach der Auswahl einer „Regelstrategie“. Erst eine korrekte Parametrierung garantiert die Funktionsfähigkeit der Applikation. An dieser Stelle wird auf die beschriebenen Verfahren zur Auswahl der „Regelstrategie“ in Abschnitt 4.1 und der Parametrierung in Abschnitt 5.1 verwiesen.

4 Auswahl der Regelstrategie und der Informations- und Kommunikationstechnik

4.1 Auswahl der Regelstrategie

4.1.1 Allgemeines

Aus dem vorherigen Schritt 2 des Leitfadens kann bereits durch den Kosten-Nutzen Vergleich eine „Applikation“ mit „Regelstrategie“ hervorgegangen sein. Die optimale Auswahl der „Regelstrategie“ ist jedoch abhängig von den besonderen Gegebenheiten des betrachteten Netzes sowie der individuellen Präferenz des VNB. Des Weiteren gibt es nach der Auswahl der „Regelstrategie“ verschiedene Möglichkeiten der Umsetzung. Entsprechende Hinweise zur Auswahl der Informations- und Kommunikationstechnik werden im Abschnitt 4.2 gegeben.

Abbildung 4.1 zeigt einen vereinfachten Vergleich der Eigenschaften von Regelstrategiekategorien. Bei vielen Netzen ist jede „Regelstrategie“ aus einer der drei Regelstrategiekategorien geeignet, mit der passenden „Applikation“ die Spannung in den geforderten Grenzwerten zu halten, insbesondere wenn keine hohe zusätzliche Aufnahmekapazität von EZA benötigt wird.

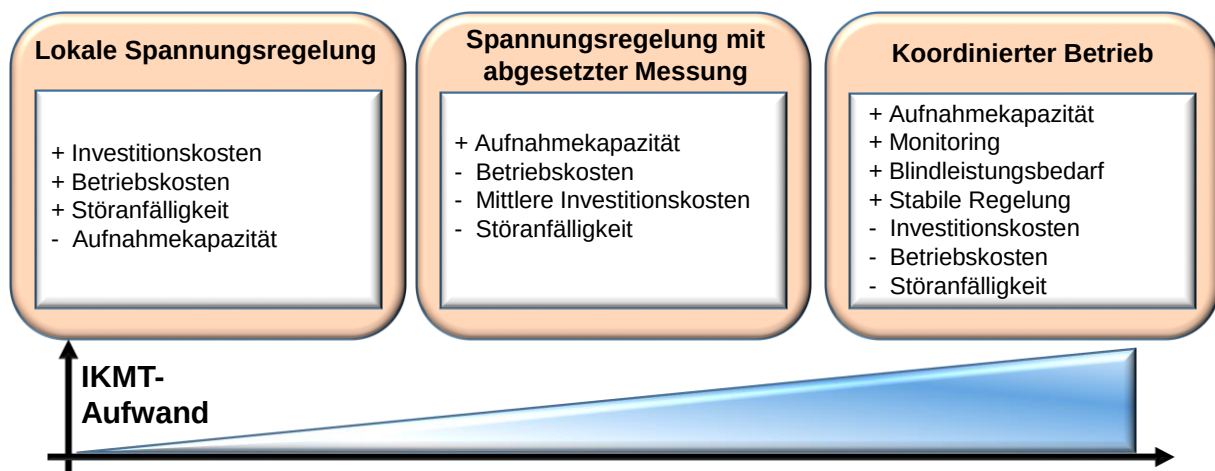


Abbildung 4.1: Vergleich der Regelstrategiekategorien nach IKMT-Aufwand

Eine **lokale Spannungsregelung** bedeutet, dass die „Applikation“ eine Regeleinheit enthält und durch diese gesteuert wird. Ohne den Einsatz von Kommunikationstechnik werden nur Messwerte lokal an der „Applikation“ erfasst (z.B. Spannung, Strom oder Leistung) und in die Regelung miteinbezogen. Die eigentlich zu regelnden Größen, d.h. die Spannung an den „kritischen Knoten“, werden nicht erfasst. Aus diesem Grund muss ein Sicherheitsfaktor im Regelungstoleranzband einkalkuliert werden. Dadurch kann unter Umständen nicht der volle theoretisch mögliche Spannungsänderungsbereich („Regelbandbreite“) genutzt werden. Der Verzicht auf den Einsatz von Kommunikationstechnik zeigt sich jedoch in geringeren Investitionskosten, Betriebskosten und geringerer Störanfälligkeit.

Spannungsregelung mit **abgesetzter Messung** bedeutet, dass die Regeleinheit der „Applikation“ nicht nur auf lokale Messwerte sondern auch auf Messwerte von im Netz verbauten Sensoren (abgesetzte Messung) regelt. Es kann theoretisch der volle Bereich der „Regelbandbreite“ verwendet werden, da direkt auf die zu regelnden Größen geregelt wird. Dazu müssen alle Spannungen von „kritischen Knoten“ messtechnisch erfasst werden, was zusätzliche Mess- und Kommunikationstechnik erforderlich macht. Werden nicht alle „kritischen Knoten“ messtechnisch erfasst, muss dies bei der Parametrierung der Regeleinheit durch einen Sicherheitsfaktor im Regelungstoleranzband berücksichtigt werden.

Beim **koordinierten Betrieb** erfolgt die Regelung aller teilnehmenden „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) über eine externe, zentrale Regeleinheit. Es werden sowohl lokale Messungen aus der Ortsnetzstation als auch abgesetzte Messung verwendet. Alle teilnehmenden SSA müssen kommunikativ angebunden sein. Je nach Produkt kann es durch nicht standardisierte Schnittstellen bei der kommunikativen Anbindung zu einem nicht unerheblichen Mehraufwand bei der Softwareentwicklung kommen. Durch die Koordination der SSA können unerwartete Wechselwirkungen, z.B. ein gegeneinander Regeln der SSA, ausgeschlossen werden. Des Weiteren kann mit der kommunikativen Einbindung der EZA in das System ein verbessertes Blindleistungsmanagement (BLM) oder ein Einspeisemanagement erfolgen. Mit dem verbesserten BLM kann sichergestellt werden, dass nur dann Blindleistung bezogen wird, wenn es erforderlich ist und alle anderen Maßnahmen bereits ausgeschöpft sind.

4.1.2 Längsregelnde Applikationen

Aus der Vielzahl möglicher „Regelstrategien“ für längsregelnde „Applikationen“ werden im weiteren Verlauf lediglich drei „Regelstrategien“ berücksichtigt, die sich als besonders geeignet erwiesen haben: Die lokale Spannungsregelung (U_{lokal}), die lokale Spannungsregelung mit abhängiger Sollwertvorgabe oder Schätzung der Spannung an kritischen Knoten (U, P_{lokal} bzw. U, I_{lokal}) und die Spannungsregelung mit abgesetzter Messung ($U_{\text{abgesetzt}}$). Diese sind im Kosten-Nutzen Vergleich am besten bewertet worden (siehe Tabelle 3.3: Entscheidungsmatrix). Abbildung 4.2 zeigt ein Flussdiagramm zur Auswahl der passenden „Regelstrategie“, wenn in Schritt 2 des Leitfadens eine längsregelnde „Applikation“ ausgewählt wurde. Ein „Spannungsproblem“ wird vorausgesetzt.

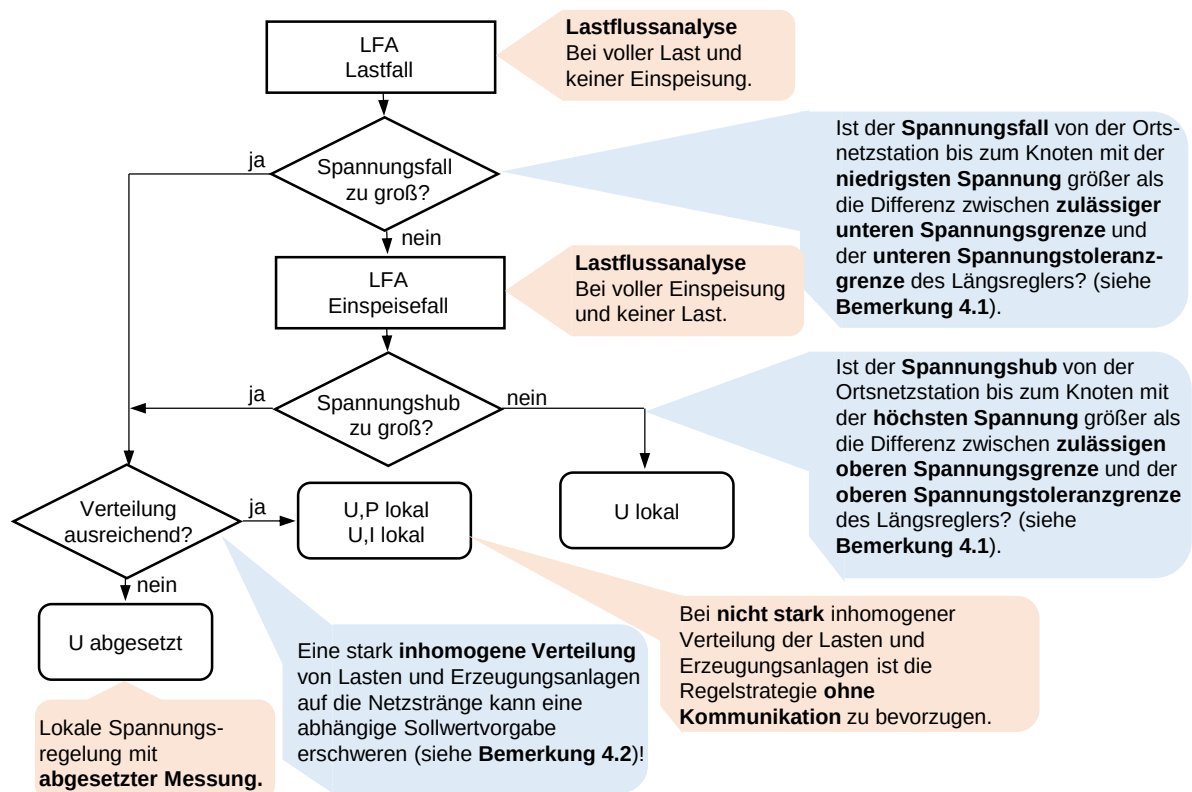


Abbildung 4.2: Auswahl der „Regelstrategie“ der Längsregler

Bemerkung 4.1 (zur Spannungsdifferenz)

Ist die Spannungsdifferenz von der Ortsnetzstation bis zum Knoten mit der höchsten/niedrigsten Spannung größer als die Differenz zwischen den zulässigen Spannungsgrenzen (+9 %/ -10 %) und der Regelungstoleranzgrenzen des Längsreglers?

Beispiel zum Spannungshub: Eine Lastflussanalyse (LFA) ergibt eine höchste Spannung im Netz von 106 % U_n . Die LFA wurde bei maximaler Einspeisung, keiner Last und bei Nennspannung des Mittelspannungsnetzes durchgeführt. Da sich Erzeugungsanlagen im NS-Netz bereits ab einer Spannung von 109 % U_n vom Netz trennen können, ist diese Spannung als obere Spannungsgrenze zu gewährleisten. Der einzusetzende rONT hat folgende Parameter:

- Regelungssollwert von 99,5 % U_n
- Regelungstoleranzband von ± 2 % U_n
- Obere Regelungstoleranzgrenze von 101,5 % U_n und untere Regelungstoleranzgrenze von 97,5 % U_n

Die Differenz zwischen der zulässigen oberen Spannungsgrenze und der oberen Regelungstoleranzgrenze beträgt 7,5 % U_n . Der durch die Einspeisung verursachte Spannungshub ist mit 6 % kleiner als 7,5 % U_n , somit kann der regelbare Ortsnetztransformator mit der Standard Sammelschienenspannungsregelung „**U lokal**“ verwendet werden.

Bemerkung 4.2 (zu inhomogener Verteilung von Lasten und Erzeugungsanlagen)

Ist in einem Ortsnetz mit mehreren Netzsträngen der Großteil der Lasten in anderen Strängen als die Erzeugungsanlagen angeschlossen, dann kann von einer inhomogenen Verteilung gesprochen werden. Ein Extrembeispiel zur Verständlichkeit: Alle Lasten in zwei Netzsträngen, alle Erzeugungsanlagen in zwei anderen Netzsträngen.

Eine Auslegung der Reglerparameter für eine wirkleistungs- bzw. stromabhängige Regelung bei einer solchen inhomogenen Verteilung ist schwierig, da kritische Zustände nicht immer eindeutig identifiziert werden können. Ein weiteres Extrembeispiel zur Verständlichkeit: Hohe Last in den zwei Laststrängen, hohe Einspeisung in den Einspeisesträngen, der Wirkleistungsfluss über den Transformator ist positiv (in Summe mehr Last als Erzeugungsleistung), jedoch gibt es im Einspeisestrand eine Spannungsgrenzwertverletzung.

Bei stark inhomogener Verteilung der Lasten und Erzeugungsanlagen (siehe Bemerkung 4.2) hat eine Spannungsregelung mit abgesetzter Messung Vorteile gegenüber der „Regelstrategie“ mit wirkleistungs- bzw. stromabhängiger Sollwertvorgabe. Die Spannungen der kritischen Knoten können direkt gemessen werden, eine Abschätzung ist nicht erforderlich.

4.1.3 Blindleistungsquellen und Wirkleistungsmanagement

In diesem Abschnitt werden Hinweise zur Bestimmung der „Regelstrategie“ beim Blindleistungsmanagement (BLM) von Erzeugungsanlagen (EZA) gegeben. „Regelstrategien“ für Blindleistungskompensationseinrichtungen und das Einspeisemanagement der Erzeugungsanlagen werden nicht behandelt (siehe Bemerkung 4.3).

Bemerkung 4.3 (zu Blindleistungskompensationseinrichtungen und Einspeisemanagement)

Die Blindleistungskompensationseinrichtungen werden i.d.R. nur spannungsabhängig geregelt, d.h. durch eine $Q(U)$ -Regelung. Beim Einspeisemanagement existieren zwar unterschiedliche Verfahren, in diesem Dokument wird aber nur die pauschale Abregelung aller Erzeugungsanlagen berücksichtigt, siehe hierzu [7].

Bei der Auswahl einer der drei „Regelstrategien“ zum Blindleistungsmanagement (BLM) der EZA sind vor allem zwei Aspekte zu berücksichtigen: Die Wirksamkeit gegen „Spannungsprobleme“ und die zusätzlich benötigte Blindleistung.

Das BLM bei fest eingestelltem $\cos\varphi$ hat über die Zeit einen wesentlich höheren Blindleistungsbedarf gegenüber der einspeiseabhängigen $\cos\varphi(P)$ -Regelung, bei gleichzeitig

relativ kleinem Nutzen zur Spannungssenkung (siehe Tabelle 3.3: Entscheidungsmatrix). Aus diesem Grund wird nur eine Empfehlung entweder für die $\cos\phi(P)$ -Regelung oder die $Q(U)$ -Regelung gegeben.

Die $Q(U)$ -Regelung kann zu einer signifikanten Verringerung des Blindleistungsbedarfs gegenüber der $\cos\phi(P)$ -Regelung führen, da nur Blindleistung bezogen wird, wenn eine hohe Spannung vorliegt. Dies ist oft auch abhängig von dem Spannungsbetrag der Mittelspannungsebene. Die direkte Spannungsregelung führt jedoch auch dazu, dass der praktisch nutzbare maximale Blindleistungsbezug vom Installationsort der EZA abhängig ist. Die EZA misst und regelt lediglich die Spannung an ihrem Anschlusspunkt. Eine EZA, welche relativ nahe am Stranganfang installiert ist, misst womöglich eine Spannung die unterhalb der Regelungstoleranzgrenze liegt, während am Ende des Stranges bereits die Spannungsgrenzen überschritten werden. Diese EZA würde keinen Beitrag zur Spannungshaltung leisten. In abgeschwächter Form gilt dies auch für EZA, die weiter in Richtung Strangende installiert sind. Diese Beschränkung stellt für viele NS-Netze kein Hindernis dar, die $Q(U)$ -Regelung einzusetzen, da der größte spannungssenkende Effekt mit der Leitungslänge steigt und auch der Spannungshub aus der MS-Ebene berücksichtigt werden kann. Dennoch muss die Beschränkung berücksichtigt werden.

Demgegenüber kann die $\cos\phi(P)$ -Regelung relativ einfach bei der Lastflussanalyse berücksichtigt werden, da bei voller Einspeisung auch der volle Blindleistungsbezug angenommen werden kann. Dies gilt auch für die $Q(U)$ -Regelung, wenn bei einer Lastflussanalyse (volle Einspeisung, keine Last, kein Blindleistungsmanagement) die maximale Spannungsanhebung im Netz kleiner $4\% U_n$ beträgt und die Kennlinie der Regelung auf $106\% U_n$ für maximalen Blindleistungsbezug eingestellt wird. Dies bedeutet, dass bei einer maximalen Spannung von $106\% U_n$ auf der Mittelspannungsebene der volle Blindleistungsbezug an allen Erzeugungsanlagen gegeben ist. Falls die Spannung höher als $104\% U_n$ ist, muss das „Spannungsproblem“ genauer analysiert werden, z.B. durch Einsatz von spannungsabhängigen Modellen in der Lastflussberechnung. Alternativ kann immer die $\cos\phi(P)$ -Regelung verwendet werden. Abbildung 4.3 veranschaulicht diesen Zusammenhang durch ein Flussdiagramm.

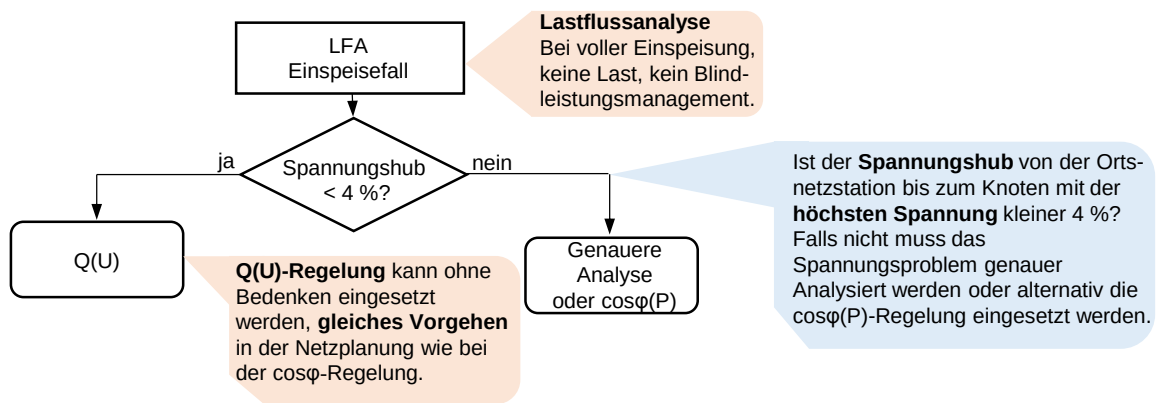


Abbildung 4.3: Auswahl der „Regelstrategie“ zum Blindleistungsmanagement der EZA

4.1.4 Kombination von spannungsstabilisierenden Applikationen

Bei der Kombination von „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) müssen hinsichtlich der einzusetzenden „Regelstrategien“ einige Punkte beachtet werden:

- Um Wechselwirkungen zu vermeiden, sind kleine Zeitkonstanten / Verzögerungszeiten bei den SSA zu vermeiden.
- Die Kombinationen von längsregelnden SSA mit wirkleistungs- oder stromabhängiger Spannungsregelung und Q(U)-geregelten EZA sind zu vermeiden, da in diesem Fall zwei Regelungssysteme gegeneinander wirken.
- Bei der Kombination rONT (Regelstrategie: Spannungsregelung mit abgesetzter Messung) und SR (Regelstrategie: Lokaler Spannungsregelung) kann es je nach Parametrierung zu einem gegeneinander wirken der Regelungssysteme kommen und ist nicht zu empfehlen. Dies gilt jedoch nur, wenn ein Messpunkt im Wirkungsbereich des Strangspannungsreglers liegt.
- Eine Kombination aus längsregelnder „Applikation“ und Blindleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen hat sich selbst in extremen Fällen als ausreichend erwiesen.
- Die Berücksichtigung einer Kombination aus einer längsregelnden „Applikation“ mit dem Einspeisemanagement von Erzeugungsanlagen ist deshalb nicht notwendig.

Wird eine Kombination von SSA eingesetzt, ist auch die „Regelstrategie“ eines koordinierten Betriebs über eine zentrale Regeleinheit möglich. Diese Lösung ist für Netzbetreiber geeignet, die großen Wert auf die Minimierung des Blindleistungsbezugs von Erzeugungsanlagen legen. Des Weiteren können mögliche Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Regelungssystemen durch die Koordinierung verhindert werden.

Das Regelkonzept einer koordinierten Regelung kann je nach Anbieter variieren. Im Anhang wird ein mögliches Konzept vorgestellt (siehe Abschnitt 8.1.7).

4.1.5 Zusammenfassung

Tabelle 4.1 zeigt die Eigenschaften der einzelnen „Regelstrategien“ in einer Übersicht. Die Wirtschaftlichkeit der „Regelstrategien“, die eine Kommunikationsinfrastruktur benötigen, ist davon gegebenenfalls abhängig, ob eine solche Kommunikationsinfrastruktur bereits besteht oder ausschließlich für diesen Zweck implementiert werden muss. Im Zuge des gesetzlich vorgeschriebenen Smart-Meter Rollouts kann mittelfristig von einer flächendeckenden Verfügbarkeit von Kommunikationsinfrastrukturen ausgegangen werden.

Tabelle 4.1: Eigenschaften der „Regelstrategien“

Längsregelnde Applikationen	
Regelstrategie	Eigenschaften
Lokale Spannungsregelung	• Nahezu ausschließliche Ausregelung der Spannungsänderung der Mittelspannung. • Keine zusätzlichen Komponenten notwendig. • ESB in vielen Fällen ausreichend.
Lokale Spannungsregelung bei abhängiger Sollwertvorgabe oder abhängiger Zusatzspannung	• Theoretisch kann die volle RBB genutzt werden. • Praktisch abhängig von den Gegebenheiten und der Parametrierung. • Zum Teil muss ein hoher Sicherheitsfaktor einkalkuliert werden.
Lokale Spannungsregelung bei einstrahlungsabhängiger Sollwertvorgabe	• Reagiert nur sensitiv auf den Einspeisefall. • Bezüglich des Lastfalls analoge Wirkung zur lokalen Spannungsregelung. • Wegen Ungenauigkeiten bei der Messung muss ein relativ hoher Sicherheitsfaktor einkalkuliert werden. • Existiert nur als Konzept nicht als Produkt.
Spannungsregelung mit abgesetzter Messung	• Theoretisch kann die volle RBB genutzt werden. • Geeignet für Netze mit stark inhomogener Verteilung der Lasten und EZA. • Kommunikationsnetz erforderlich. • Problematisch: Sensoren zur abgesetzten Messung nicht standardisiert.
Koordinierter Betrieb	• Theoretisch kann die volle RBB genutzt werden. • Keine Wechselwirkung möglich. • Geeignet zum Einbinden eines BLM oder ESM. • Kommunikationsnetz erforderlich. • Problematisch: Nicht standardisierte Kommunikationsschnittstellen der SSA • Problematisch: Keine standardisierten Produkte.
Blindleistungsmanagement der EZA	
Regelstrategie	Eigenschaften
$\cos\varphi$	• Sicherstes Verfahren, Blindleistung immer proportional zur Wirkleistung. • Hoher Blindleistungsbedarf.
$\cos\varphi(P)$	• Sicheres Verfahren. • Weniger Blindleistungsbedarf als bei festem $\cos\varphi$.
$Q(U)$	• Auch wirksam bei Unterspannungsproblemen. • Weniger Blindleistungsbedarf. • Mehr Aufwand in der Netzplanung.

4.2 Auswahl der Informations- und Kommunikationstechnik

4.2.1 IKT-Technologien für netzdienliche Anwendungen

Kommunikationsnetze für intelligente Stromnetze werden zukünftig als hybride Systeme aufgebaut sein. Kombinationen unterschiedlicher Technologien, die möglichst langlebig sind und standardisierte Protokolle unterstützen, sind hier zu bevorzugen. Eine weitere Voraussetzung für die Nutzbarkeit einer Technologie ist im verfügbaren Niveau der Datensicherheit und des Datenschutzes zu sehen.

Als standardisiertes Übertragungsprotokoll in intelligenten Netzen empfiehlt sich das weltweit etablierte TCP/IP-Protokoll. Basierend auf dem TCP/IP-Protokoll ist es möglich, aus verschiedenen IKT-Technologien „hybride Kommunikationsnetze“ aufzubauen. Der Wechsel von Kommunikationsmedien ist beispielsweise bei der Kommunikation zwischen Strangregler und Leitwarte problemlos möglich. Außerdem sind ausreichend standardisierte Sicherheitstechnologien verfügbar, um die zu übertragenden Daten z.B. vor unbefugtem Zugriff oder Manipulation zu schützen.

Beim Einsatz von IKT-Technologien zur Steuerung von „spannungsstabilisierenden Applikationen“ in Verteilnetzen ist zusätzlich die Verfügbarkeit der Kommunikation bzw. die Möglichkeit der Schaffung redundanter Kommunikationsstrukturen von großer Bedeutung. Auch diese Anforderungen können durch den Aufbau hybrider Kommunikationsnetze (siehe Definition 4.1) erfüllt werden.

Definition 4.1 („Hybride Kommunikationsnetze“)

„Hybride Kommunikationsnetze“ sind Kommunikationsnetze, für die verschiedene Kommunikationsmedien (drahtlose, drahtgebundene, stromleitungsgebundene) je nach Verfügbarkeit und wirtschaftlicher bzw. technischer Realisierbarkeit kombiniert werden, um eine Kommunikationsinfrastruktur aufzubauen, über die durchgängig mit einem einheitlichen Protokoll kommuniziert werden kann.

Bemerkung 4.1 (zu Kommunikationstechnik im Netzbetrieb)

Hinsichtlich der Anwendung von Kommunikationstechnik für regelungstechnische Zwecke ist zu beachten, dass i.d.R. nicht die gleichen Maßstäbe an Zuverlässigkeit wie im Industriebereich gesetzt werden können. Mit Ausnahme einer eigenen Kommunikationsverbindung über z.B. Glasfaserkabel, ist die Zuverlässigkeit von äußeren Umständen abhängig. Diese können zu kurzzeitigen Ausfällen einzelner Datensätze führen.

4.2.2 Anforderungen an die IKT-Technologien

Bei der Auswahl geeigneter IKMT-Technologien ist es wichtig in einem ersten Schritt die Anforderungen der zu implementierenden SSA zu betrachten. Je nach Anwendung gibt es erhebliche Unterschiede, welche Informationen zu welchem Zweck an welchen Ort kommuniziert werden soll. Neben der festzulegenden „Regelstrategie“, die bestimmte Anforderungen festlegt, ist es auch erforderlich, möglicherweise vorhandene oder geplante andere Anwendungen zu betrachten, die eine IKT-Infrastruktur benötigen. Hierfür sind beispielsweise zu nennen:

- Smart Metering
- Lastmanagement
- Dezentrale Energieerzeugung/ -speicherung
- Elektromobilität

Eine Hauptanforderung an die einzusetzende IKMT-Technologie ist die Möglichkeit, über ein hybrides Kommunikationsnetz alle Anwendungen basierend auf der TCP/IP-Protokollfamilie ansprechen zu können. Die Kommunikation mit Hilfe des TCP/IP-Protokolls hat sich weltweit bei der Internet-Kommunikation bewährt und bietet somit eine sichere Basis für die Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten. Grundlage der Kommunikationsinfrastruktur sollte das standardisierte OSI-7-Schichten-Modell sein (siehe Abbildung 4.4). Außerdem sollte bereits beim grundsätzlichen Aufbau des Kommunikationsnetzes die Verwendung vorhandener Standards bevorzugt werden. Solche sind beispielsweise die Zeitsynchronisierung der Anwendungen (*Network Time Protocol*), die Möglichkeit Softwareupdates per *File Transfer Protocol* (FTP) einzuspielen oder die Möglichkeit, die Kommunikation auf einem Medium mit Hilfe von *Virtual Private Network* (VPN) in unterschiedliche logische Netze aufteilen zu können. Weiterhin müssen die Protokoll-Standards der einzusetzenden Anwendungen berücksichtigt werden (z.B. IEC 61850, Modbus-TCP).

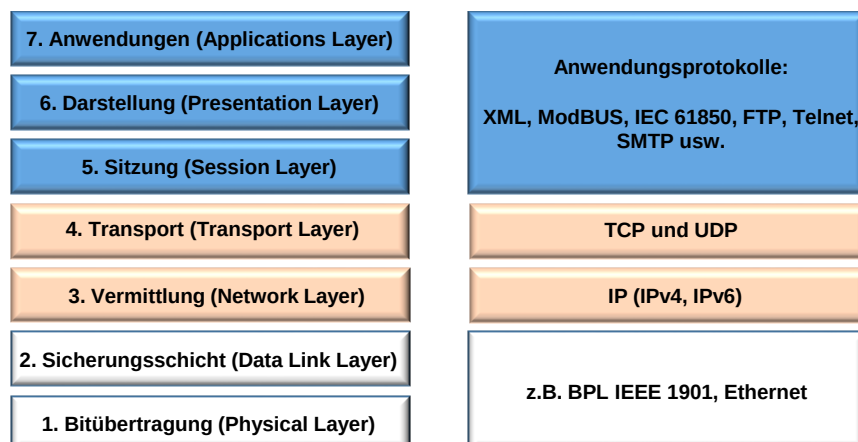


Abbildung 4.4 OSI-Schichtenmodell

Jede der einzusetzenden Anwendungen stellt unterschiedliche Anforderungen an die IKT-Infrastruktur, die sich aber in einigen Grundparametern gleichen:

- Bandbreite
- Latenzzeiten
- Verfügbarkeit (Zuverlässigkeit)
- Sicherheit (Datensicherheit und Datenschutz)

Sobald von diesen Grundparametern gesprochen wird, ist es wichtig, diese in Kontext mit der Anwendung zu setzen. Grundvoraussetzung für die Kommunikation in intelligenten Netzen ist eine breitbandige, bidirektionale und echtzeitfähige Datenübertragung. Für die Betrachtung der für die gewählte „Regelstrategie“ erforderlichen Bandbreite und Latenzzeiten ist folgende Vorgehensweise sinnvoll: In einem ersten Schritt muss das zu verwendende Kommunikationsprotokoll festgelegt werden. Für die Berechnung der erforderlichen Bandbreite sind dann u.a. die Anzahl der zu steuernden Anlagen bzw. auszulesenden Messpunkte, der Datenumfang pro Messung bzw. pro Steuerbefehl, der erforderliche Übertragungszyklus sowie die maximale Übertragungszeit festzulegen. Aus den Vorgaben kann dann ein Bandbreitenbedarf für die gewünschte Anwendung berechnet werden. Bei der Planung von Kommunikationssystemen für intelligente Verteilnetze sind, wie oben bereits erwähnt, auch Anforderungen möglicher zusätzlicher Anwendungen zu berücksichtigen.

Die Verfügbarkeit einer ausreichenden Bandbreite ist Grundvoraussetzung für die weiteren Grundparameter Latenzzeiten, Zuverlässigkeit und vor allem Sicherheit. Ein hohes Maß an Sicherheit bei der Datenübertragung, der Schutz vor Manipulation, der Schutz des technischen Betriebes und auch der Schutz der Privatsphäre der Nutzer ist Voraussetzung für die Akzeptanz und Nutzbarkeit der Anwendungen in intelligenten Stromnetzen. Dabei ist die Einhaltung aller geltenden Datenschutzbestimmung sowie Erfüllung der Anforderungen eines Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS) von zentraler Bedeutung. Hierfür stehen verschiedene auf TCP/IP basierende Verschlüsselungstechnologien zur Verfügung.

Bei der Planung von hybriden Kommunikationsnetzen müssen für die unterschiedlichen Einsatzbereiche unterschiedliche Anforderungen z.B. hinsichtlich Bandbreite, Verfügbarkeit und Skalierbarkeit berücksichtigt werden. Grundsätzlich sind die Anforderungen der „Backbone“-Anbindung des lokalen Netzes bzw. der Verbindung des lokalen Netzes mit der Netzleitstelle und die Anforderungen an das lokale Kommunikationsnetz unterschiedlich zu bewerten. Insbesondere sollten bei der Planung von Kommunikationsnetzen für Smart-Grids die vorhandene Kommunikationsinfrastruktur berücksichtigt werden.

4.2.3 Vergleich der unterschiedlichen Kommunikationstechnologien

Es stehen verschiedene Kommunikationsansätze und -technologien zur Verfügung, um die Datenübertragung für die gewählten „Regelstrategien“ zu ermöglichen. Hierbei kann zwischen

drahtgebundenen und drahtlosen Technologien sowie Technologien zur Übertragung über das Stromnetz unterschieden werden.

Die wichtigsten drahtgebundenen Technologien sind:

- DSL (Digital Subscriber Line)
- TV-Kabelnetze
- Glasfasernetze

Die wichtigsten drahtlosen Technologien sind:

- GPRS/GSM
- UMTS/HSDPA
- LTE
- CDMA
- Satellite

Die wichtigsten Technologien zur Datenübertragung über das Stromnetz sind:

- Schmalband-Powerline-Systeme (PLC Systeme)
- Breitband-Powerline-Systeme (BPL Systeme)

Verweis

Die einzelnen Kommunikationstechnologien werden im Anhang in Abschnitt 8.4 beschrieben.

In Tabelle 4.2 sind die verschiedenen Anforderungen der einzelnen Technologien gegenüber und deren Erfüllungsgrad dargestellt:

Tabelle 4.2: Kommunikationstechnologien im Vergleich (technische Anforderungen) [8] [9] [10].

	Stromnetz		Drahtlos					Drahtgebunden		
	BPL	PLC	GPRS	UMTS	LTE	CDMA	Sat	DSL	TV-Kabel	Glas-faser
Örtl. Verfügbarkeit beim Betriebsmittel	●	●	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐
Echtzeit	●	◐	○	◐	●	●	◐	●	●	●
Skalierbarkeit/ Bandbreite	●	◐	○	◐	●	●	◐	●	●	●
Leichte Implementierung	●	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐
TCP/IP- und TLS-Fähigkeit	●	○	◐	●	●	●	◐	●	●	●
Sicherheit & Kontrolle	●	◐	◐	◐	●	●	◐	●	●	●

● Voll erfüllt ○ Nicht erfüllt

4.2.4 Kommunikations- und Netzstrukturen

Die Auswahl der Informations- und Kommunikationstechnik ist nicht nur von den Eigenschaften des eingesetzten Kommunikationsmediums abhängig, sondern ebenso von den besonderen Gegebenheiten des Stromnetzes, u.a. der Netzstruktur.

Differenziert betrachtet ergeben sich nach ländlichen und städtischen Netzgebieten andere Netzstrukturen bzw. dadurch andere empfehlenswerte Kommunikationsstrukturen. Ländliche Netze besitzen ausgeprägte Netzstrukturen, welche längere Stranglängen in der Mittel- und Niederspannung aufweisen. Bei städtischen Netzen werden ausgehend von der dichten Bebauung (Mehrfamilienwohnhäuser) die Stranglängen kürzer.

Wie in Abschnitt 4.2.3 erwähnt kann zwischen drahtloser, drahtgebundener und stromnetzgebundener Kommunikationstechnologie unterschieden werden.

Die **drahtlose** Kommunikationstechnik (bspw. über DSL) ist unabhängig zu der Netzstruktur des Verteilnetzbetreibers (VNB). Dies ist von Vorteil, da die Netzstruktur keinen Einfluss auf die Übertragungsfähigkeit der Daten hat. Nachteilig ist die potentielle Auswirkung von Versorgungsunterbrechungen auf zu steuernden / überwachenden Netzbereiche, welche nicht von der Versorgungsunterbrechung betroffen sind (z.B. entfernte Netzbereiche). Des Weiteren läuft der Übertragungspfad mittels drahtloser Kommunikationstechnik lediglich über den Provider, eine Einflussnahme durch den VNB ist nicht möglich. In städtischen Verteilnetzen ist eine hohe örtliche Verfügbarkeit zu erwarten. Die zu verwendende Kommunikationsstruktur in ländliche Gebiete ist stark abhängig von den lokal vorhandenen Provider, d.h. dass unter Umständen mehrere Provider miteinbezogen und mehrere Techniken zur Kommunikation eingesetzt werden müssen. Bei der Nutzung fremder Infrastruktur entsteht zusätzlicher Aufwand durch die Einbeziehung in das nach §11 (1a) EnWG geforderte Informationssicherheitsmanagement (ISMS). Die drahtlose Kommunikationstechnik als fremde Infrastruktur ist bezüglich Ihrer Wirtschaftlichkeit, örtlichen Verfügbarkeit, Entstörzeiten (bspw. *Mean Time Between Failures* (MTBF)), Sicherheit und Zuverlässigkeit zu bewerten.

Bei selbstaufgebauten und betriebenen **drahtgebundenen** oder **stromnetzgebundenen** Kommunikationsnetzwerken ist die Einflussnahme des VNB uneingeschränkt, dieser muss jedoch sämtliche Kosten für Installation, Betrieb und Wartung bereithalten. Er muss auch entsprechende Mitarbeiter vorhalten. Auch die aus der Reparatur einer Störung gegebenen Entstörzeiten bestimmt der VNB selbstständig. Bei sehr ländlichen Gebieten mit weit ausgedehnten Netzstrukturen und unter Verwendung stromgebundener Kommunikationstechnik sind Schmalband-Powerline-Systeme wegen den höheren Reichweiten den Breitband-Powerline-Systeme vorzuziehen.

Abbildung 4.5 zeigt den Informationsfluss zweier unterschiedlicher Kommunikationsstrukturen bei unterschiedlichen Betreibern. Bei dem VNB als Kommunikationsnetzbetreiber können die

Messdaten und Informationen direkt vor Ort bewertet und verarbeitet werden, während diese bei einem Provider über dessen Netzwerk aus Sicherheitsgründen zur Netzleitstelle übermittelt werden müssen. Von der Netzleitstelle werden die Informationen und auch Steuerbefehle zu den Stationen weitergeleitet.

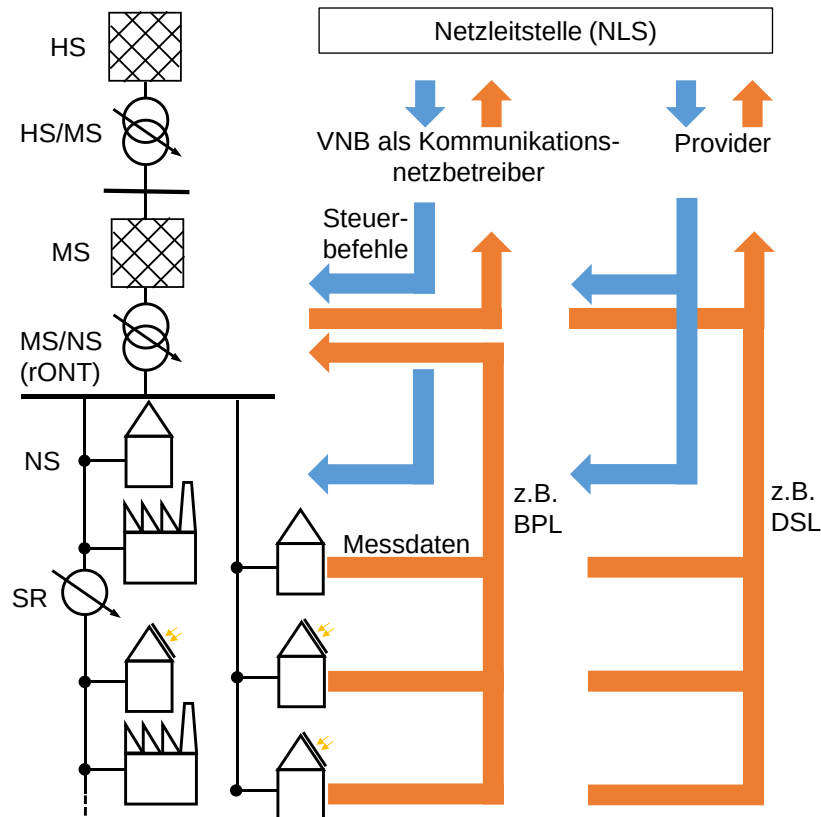


Abbildung 4.5: Informationsfluss zweier Kommunikationsstrukturen

Alternativ eignet sich ein Aufbau der IKT für die „Regelstrategie“ der „spannungsstabilisierenden Applikationen“ gemeinsam mit dem Aufbau der IKT für iMSys (intelligente Messsysteme) zu einem mehrfunktionalen Kommunikationsnetz (Abschnitt 4.2.2). Die erforderliche (zu gewährleistende) Übertragungsgeschwindigkeit wird eine entscheidende Rolle zur Auswahl der IKT beitragen.

5 Installation und Implementierung

5.1 Hinweise zur Installation der spannungsstabilisierenden Applikationen

5.1.1 Positionierungsstrategie eines Strangspannungsreglers

Die Position des Strangreglers im Netz ist ein entscheidender Punkt für die Wirksamkeit dieser „Applikation“. In jedem Fall muss gewährleistet sein, dass die Spannung auf der Primärseite (Anschluss Richtung ONS) unter Berücksichtigung gängiger Netzplanungskriterien (siehe Abschnitt 2.1) immer innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen liegt.

Hierzu ist eine Lastflussberechnung oder eine vereinfachte Rechnung (siehe Abschnitt 8.5) notwendig, um zulässige Positionen zu identifizieren. Das Vorgehen ist analog zur Detektion von „Spannungsproblemen“ aus Kapitel 2. Es sind die Knoten im kritischen Strang zu identifizieren, welche im Einspeisefall eine Spannung kleiner 103 % U_n und im Lastfall eine Spannung größer 95 % U_n aufweisen. Das BLM der EZA muss hierbei deaktiviert sein bzw. die Blindleistung der EZA muss auf null gesetzt werden. Abbildung 5.1 veranschaulicht das Vorgehen, wobei der im Netz markierte Bereich mögliche Positionen für den Einbau eines Strangspannungsreglers kennzeichnet. Das untere Diagramm zeigt den Spannungsverlauf über den Strang einmal im Last- und einmal im Einspeisefall. Während im Einspeisefall ein Netzplanungskriterium bei ca. der Hälfte des Stranges verletzt wurde, wird im Lastfall über den gesamten Strang kein Netzplanungskriterium verletzt.

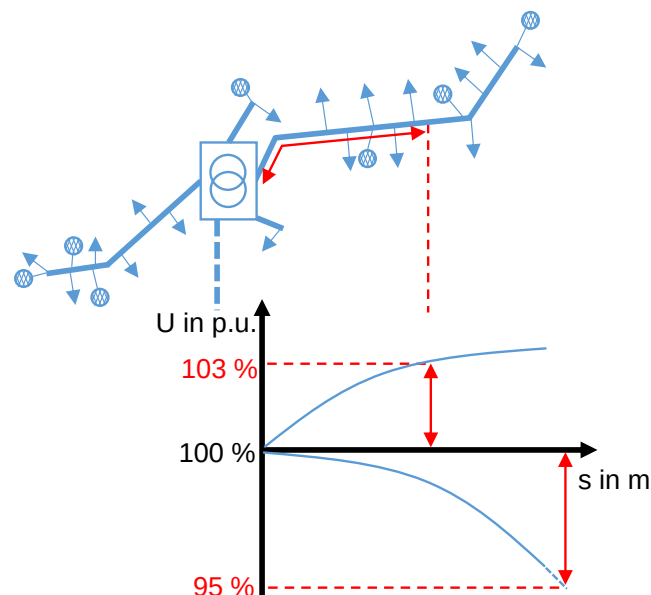


Abbildung 5.1: Identifikation der Position eines SR

Nach der Identifikation der möglichen Positionen erfolgt die Auswahl der endgültigen Position nach bautechnischen Aspekten sowie nach den Gegebenheiten der Eigentumsverhältnisse.

Bei mehreren geeigneten Positionen ist die von der Ortsnetzstation am weitesten entfernte Position zu wählen.

5.1.2 Bautechnische Aspekte

Bautechnische Aspekte sind in erster Linie ein räumliches Problem bei der Installation neuer Komponenten im Netz. Probleme können auftreten durch:

- Eine für den rONT zu kleine Ortsnetzstation.
- Keine freie Fläche für die Installation eines SR.

Ist eine bestehende Ortsnetzstation zu klein für den etwas größeren regelbaren Ortsnetztransformator, so würde eine Installation einen zusätzlichen personellen und finanziellen Mehraufwand bedeuten. Hier sind andere Maßnahmen vorzuziehen oder der finanzielle Mehraufwand in der Planung miteinzubeziehen.

Ebenso kann ein bautechnisches Problem den Einsatz von „spannungsstabilisierenden Applikationen“ bevorteilen, z.B. wenn für den konventionellen Netzausbau eine wichtige Straße für längere Zeit gesperrt werden müsste.

5.1.3 Ablauf und Organisation bei der Installation

Der regelbare Ortsnetztransformator ist von seinen Abmessungen i.d.R. nicht größer als ein konventioneller Transformator. Der zusätzliche Platzbedarf des rONT ist kalkulierbar. Die Montage des rONT weist wenige Unterschiede zum geläufigen Ablauf eines Austausches eines regulären, konventionellen Transformators auf. Hinzu kommt die Installation der kompakten Regeleinheit. Lediglich bei sehr kompakten Stationsgebäuden könnte die Unterbringung der Regeleinheit des rONT zu Platzproblemen führen. Alternative wäre es möglich, die Regeleinheit in ein separates GFK-Gehäuse außerhalb des Stationsgebäudes einzubauen. Die Inbetriebnahme der Regeleinrichtung kann zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen. Bis dahin kann der rONT auf Schalterstellung manuell in einer bestimmten Stufe betrieben werden.

Zur Installation des SR sind die Arbeitsschritte aus Abbildung 5.2 zu befolgen. Diese sind vergleichbar mit den Arbeitsschritten zur Installation eines Kabelverteilerschranks.

Vor der erstmaligen Inbetriebnahme kann die Netzversorgung mittels Bypass-Betrieb sichergestellt werden. Nach erfolgreicher Inbetriebnahme regelt der SR an Hand der eingestellten Parameter automatisch. Die Reglerparameter können vor Ort eingegeben werden. Zur Installation des SR werden Maschinen wie Bagger, LKW und Kran benötigt.



Abbildung 5.2: Ablauf der Installation des Strangreglers

5.2 Hinweise zur Installation und Implementierung der IKMT

5.2.1 Identifizierung von kritischen Knoten

Sollen abgesetzte Messwerte erfasst werden, sind Messgeräte an den passenden Stellen im Netz zu installieren. Die dafür besten Stellen im Netz sind die bezüglich der Spannung „kritischen Knoten“ (siehe Definition 2.1). Die Identifizierung der „kritischen Knoten“ erfolgt durch rechnerische Analyse des Netzzustands bei verschiedenen Einspeise- und Lastsituationen. Es sollten Knoten identifiziert werden, bei welchen in zu erwartenden Einspeise- und Lastsituationen die zulässigen Grenzwerte überschritten werden. Hierbei sind nur die Knoten von Interesse, in welchen bei den verschiedenen Situationen die extremsten Spannungen auftreten (siehe Beispiel 5.1).

Beispiel 5.1 („kritische Netzknoten“)

Eine große Erzeugungsanlage ist am Ende eines Strangs im Netz angeschlossen. Obwohl im Extremfall, d.h. bei maximaler Einspeisung und minimaler Last, auch andere Knoten im Strang eine unzulässige Spannung aufweisen, ist für diese Situation lediglich der letzte Knoten von Interesse und als kritischer Knoten zu deklarieren, da in den anderen Knoten nur dann eine unzulässige Spannung anliegt, wenn bei dem kritischen Knoten die Grenze bereits überschritten wurde. Liegt in der Mitte des Stranges ein Sondervertragskunde mit einer sehr hohen Last, so kann dieser Knoten ebenfalls als kritischer Knoten deklariert werden, da im Extremfall möglicherweise eine unzulässig niedrige Spannung anliegen kann.

Zur Identifikation dieser „kritischen Knoten“ ist in vielen Fällen die Analyse von drei Einspeise- und Lastsituationen ausreichend (vergleiche Abbildung 5.3). In Netzen mit vielen

Sondervertragskunden oder besonderen netzspezifischen Gegebenheiten sind weitere zu analysieren.

- Einspeisefall, maximale Einspeisung und keine Last.
- Lastfall, maximale Last und keine Einspeisung.
- Einspeisefall plus Lastfall, maximale Einspeisung und maximale Last.

Diese Einspeise- und Lastsituationen werden in der Lastflussberechnung mit den in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Verfahren untersucht. Die jeweiligen Knoten mit der höchsten Spannungsänderung je Strang und Situation werden als netzkritische Stränge deklariert.

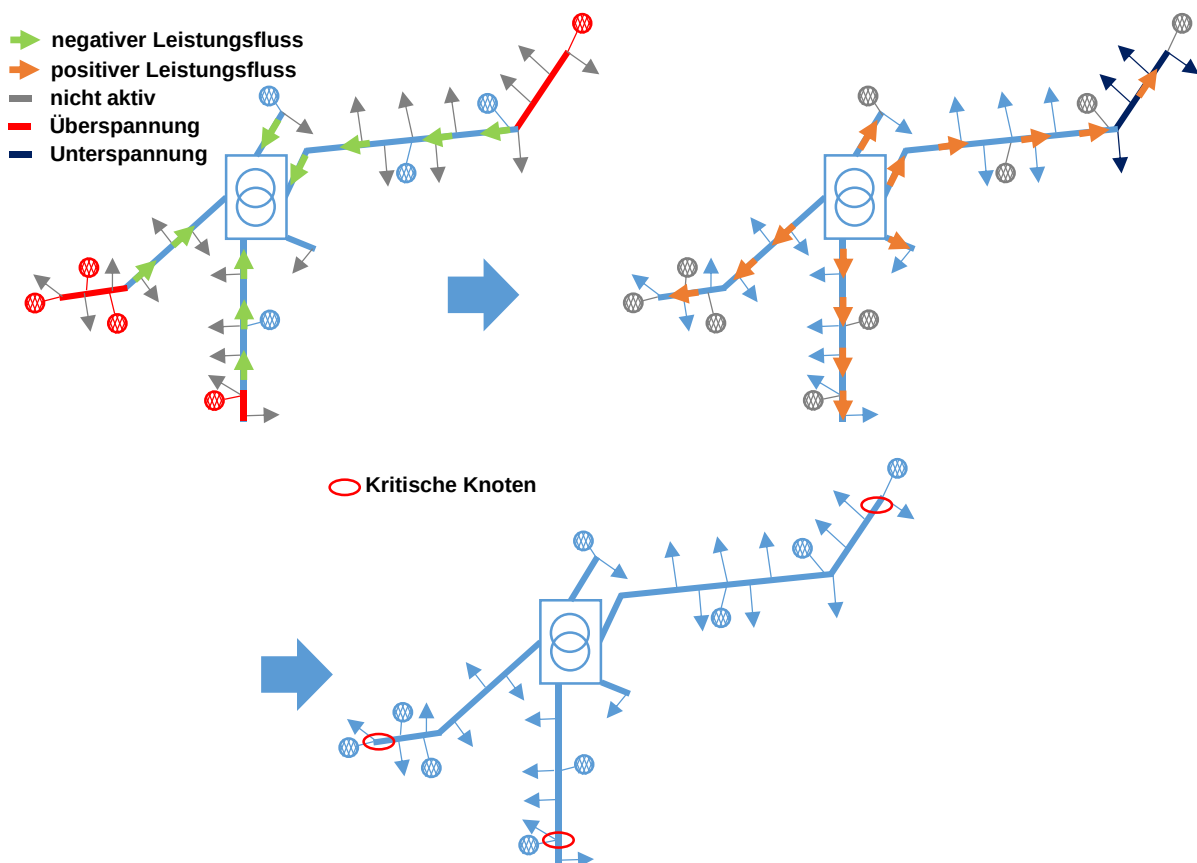


Abbildung 5.3: Bestimmen der „kritischen Knoten“ (unten) durch den Einspeise- (links oben) und Lastfall (rechts oben)

5.2.2 Platzbedarf

Frühere Ortsnetzstationen wurden als Turmstation, gemauerte Station oder als große Fertigbetonstation ausgeführt, diese weisen genügend freie Flächen für eine Installation von IKMT auf. Seit einigen Jahren werden zur Reduktion der Kosten und des Flächenbedarfs kompakte Ortsnetzstationen verwendet. Die Prüfung der zur Verfügung stehenden freien Flächen zur Installation der IKMT ist vorab ratsam, gegebenenfalls ist in diesen kompakten Ortsnetzstationen nicht ausreichend Platz für eine „Backbone“-Anbindung (Definition 8.5) sowie anderes IKMT-Material vorhanden. Eine gegebenenfalls notwendige Antenne kann i.d.R. außen an einer Turmstation befestigt werden. Bei anderen Stationstypen wird eine entsprechende Unterkonstruktion benötigt.

5.2.3 Aufbau hybrider Kommunikationsnetze

Wie bereits im Abschnitt 4.2.2 dargestellt, ist beim Aufbau hybrider Kommunikationsnetze darauf zu achten, dass alle „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) mit Hilfe des TCP/IP-Protokolls angesprochen werden können. Vor Beginn des Aufbaus ist es sinnvoll, die Anforderungen der einzelnen Anwendungen insbesondere hinsichtlich der Verfügbarkeit von Netzwerkdiensten (wie z.B. DHCP oder NTP) oder Sicherheitsaspekten (z.B. VPN-Tunnel) genau zu analysieren.

Abgeleitet von den Anforderungen der Anwendungen sowie den örtlichen Gegebenheiten (wie z.B. Verfügbarkeit von bereits bestehenden Kommunikationsnetzen oder -anbindungen) muss ein Sicherheitskonzept erstellt werden. Der Netzbetreiber ist nach §11 (1a) des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichtet, einen angemessenen Schutz gegen Bedrohungen der Telekommunikations- und elektronischen Datenverarbeitungssysteme, die der Netzsteuerung dienen, sicherzustellen. Die Forderungen des Gesetzgebers wurden durch die Bundesnetzagentur im zugehörigen IT-Sicherheitskatalog präzisiert. Eine Grundforderung des IT-Sicherheitskatalogs ist die Einführung eines Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS) durch den Netzbetreiber, das mindestens den Anforderungen der DIN ISO/IEC 27001 entspricht. Entsprechend dem Ansatz in der DIN ISO/IEC 27001 ist vor Aufbau eines neuen bzw. vor Erweiterung eines bestehenden Kommunikationsnetzes eine Risikoanalyse durchzuführen. Aus den Ergebnissen der Risikoanalyse sind dann Anforderungen an die Absicherung des Kommunikationsnetzes hinsichtlich der Schutzziele Vertraulichkeit, Integrität, Verfügbarkeit und Authentizität der Kommunikation zu definieren und in den Planungsansatz zu übernehmen.

Abschließend ist dann ein IP-Konzept für das aufzubauende Netz zu erstellen. Hierbei müssen sowohl die Anforderungen der SSA als auch die Anforderungen, die aus dem Sicherheitskonzept resultieren, mit einfließen. Beim IP-Konzept sind insbesondere auch vorhandene Kommunikationsstrukturen zu beachten.

5.2.4 Monitoring und Steuerung

Eine große Bedeutung beim Aufbau von Kommunikationsnetzen kommt dem Monitoring bzw. der Steuerung des Kommunikationssystems zu. Gerade in der Phase der Inbetriebnahme ist eine permanente Überwachungsmöglichkeit der Kommunikationsmittel sehr wichtig. Alle Kommunikationsmittel bzw. Endpunkte sollten durch standardisierte Protokolle und Tools, wie z.B. SNMP oder Ping-Tools überwacht werden können. Zur Überwachung der Kommunikationsendpunkte bieten sich viele verschiedene Netzwerküberwachungstools an. Unter anderem stehen auch einige OpenSource-Anwendungen, wie z.B. Zabbix oder Nagios zur Verfügung.

Einzelne Anbieter von Kommunikationslösungen bieten eigene Netzwerkmanagementsysteme (NMS) zur komfortablen und einfachen Überwachung sowie Administration der Kommunikationsnetze an (z.B. NMS für Breitband-Powerline-Systeme der PPC AG).

5.3 Hinweise zur Ermittlung der Reglerparameter

5.3.1 Blindleistungsquellen

Reglerparameter bezüglich dem BLM der EZA werden bereits teilweise durch die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [11] vorgegeben. Vorgraben zu Parametrierung der Q(U)-Regelung stehen z.Z. noch zur Diskussion. In Tabelle 5.1 werden für die Kennlinie Standardparameter vorgeschlagen; Abbildung 5.4 verdeutlicht den Einsatz der gemachten Angaben. Es ist zu beachten, dass nur unter Einhaltung von $\Delta U_o \leq \pm 6 \% U_n$ das in Abschnitt 4.1.3 beschriebene Verfahren der vereinfachten Berücksichtigung der Q(U)-Regelung in der Lastflussrechnung angewendet werden darf.

Tabelle 5.1: Standardparameter zur Q(U)-Kennlinie der Erzeugungsanlagen

Standardparameter Q(U)-Kennlinie	
Oberer U-Grenze ΔU_o	$\pm 6 \% U_n$
Unterer U-Grenze ΔU_u	$\pm 3 \% U_n$
Zeitkonstante	$> 5 \text{ s}$

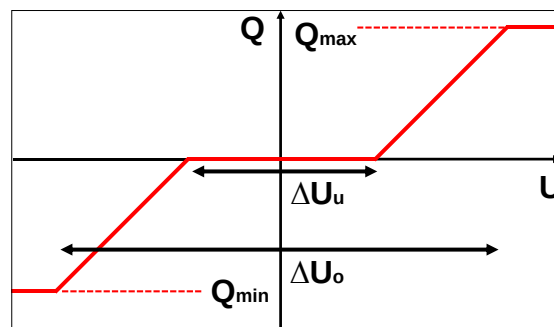


Abbildung 5.4: Q(U)-Kennlinie

Für die Reglerparameter der Blindleistungskompensationseinrichtungen können die Reglerparameter der EZA mit Q(U)-Regelung übernommen werden.

5.3.2 Längsregelnde Applikationen

5.3.2.1 Lokale Spannungsregelung

Die relevanten Reglerparameter sind:

- Regelungssollwert
- Regelungstoleranzband
- Zeitverhalten/Totzeit
- Schwelle zur schnellen Runter- und Hochstufung.

Der Regelungssollwert sollte in Abhängigkeit des „Spannungsproblems“ ausgewählt werden. Liegt primär ein Überspannungsproblem vor, sollte der Regelungssollwert kleiner $100 \% U_n$ gewählt werden. Dadurch kann ein höherer Spannungshub zugelassen werden.

Das Regelungstoleranzband muss größer sein als die Stufenspannung. In der Praxis hat sich ein Verhältnis von Regelungstoleranzband zu Stufenspannung zwischen 1,6 und 2 bewährt,

bspw. ein Regelungstoleranzband von $\pm 2 \% U_n$ bei einer Stufenspannung von $2,5 \% U_n$ (Verhältnis von 1,6) oder bei einer Stufenspannung von $2^\circ \% U_n$ (Verhältnis von 2).

Bezüglich des Zeitverhaltens bzw. der Totzeit, in der eine unzulässige Spannung dauerhaft anliegen muss bevor eine Stufenschaltung erfolgt, hat sich in der Praxis ein Wert $T_{\text{tot}} = 10 \text{ s} - 25 \text{ s}$ bewährt. Je länger die Totzeit, desto geringer ist die Anzahl der Schalthandlungen, desto länger können jedoch Verletzungen des Regelungstoleranzbandes anliegen. Bei einem Strangspannungsregler kann auch eine kleinere Totzeit gewählt werden.

Standard Totzeit

$T_{\text{tot}} = 10 \text{ s} - 25 \text{ s}$

Tabelle 5.2 gibt Standardparameter für den rONT und SR bei lokaler Spannungsregelung an. Die Schwelle zur schnellen Runter- und Hochstufung gibt die Spannungsgrenzen an, bei welcher aus Sicherheitsgründen eine sofortige Stufenschaltung erfolgen soll.

Tabelle 5.2: Standardparameter für rONT und SR bei lokaler Spannungsregelung

Standardparameter rONT		Standardparameter SR	
Regelungstoleranzband	$\pm 2 \% U_n$	Regelungstoleranzband	$\pm 2 \% U_n$
Regelungssollwert	$99,5 \% U_n$	Regelungssollwert	$100 \% U_n$
Totzeit/Zeitverhalten	15 s	Totzeit/Zeitverhalten	5 s
Schwelle schnelle Runterstufung	$95 \% U_n$	Schwelle schnelle Runterstufung	$96 \% U_n$
Schwelle schnelle Hochstufung	$103 \% U_n$	Schwelle schnelle Hochstufung	$104 \% U_n$

5.3.2.2 Lokale Spannungsregelung und Schätzung der Spannung an kritischen Knoten

Gegenüber den Reglerparametern bei der lokalen Spannungsregelung, kann das **Regelungstoleranzband (RTB)** auf $\pm 4 \%$ erhöht werden.

RTB bei Schätzung der Spannung an kritischen Knoten

$\Delta U_{\text{RTB}} = \pm 4 \% U_n$

5.3.2.3 Lokale Spannungsregelung mit abhängiger Sollwertvorgabe

Für die wirkleistungs- oder stromabhängige Sollwertvorgabe müssen zusätzlich zu den Reglerparametern der lokalen Spannungsregelung weitere Parameter ergänzt werden (siehe

Abschnitt 8.1.2). Standardparameter für einen regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) mit wirkleistungs- oder stromabhängiger Sollwertvorgabe sind der Tabelle 5.3 zu entnehmen.

Tabelle 5.3: Standardparameter für rONT bei lokaler Spannungsregelung mit abhängiger Sollwertvorgabe (siehe U-P/I-Kennlinie in Abbildung 8.2)

Standardparameter rONT			
Regelungstoleranzband	$\pm 2\% U_n$	Obere RSW-Grenze	102,5% U_n
Regelungssollwert	99,5 % U_n	Untere RSW-Grenze	97,5 % U_n
Totzeit/Zeitverhalten	15 s	Obere P/I-Grenze	40 % S_r
Schwelle schnelle Runterstufung	95 % U_n	Untere P/I-Grenze	- 40 % S_r
Schwelle schnelle Hochstufung	103 % U_n	RSW = 100 %	P/I = 0 % S_r

5.3.2.4 Spannungsregelung mit abgesetzter Messung

Die Parametrierung ist davon abhängig, ob alle kritischen Knoten identifiziert werden konnten und wie ausgeprägt die Ausstattung dieser Knoten mit Messsystemen ist. Werden nicht alle „kritischen Knoten“ messtechnisch erfasst, muss bei der Planung ein Sicherheitsfaktor mit einkalkuliert werden, d.h. es ist ein kleineres Regelungstoleranzband zu parametrieren. Tabelle 5.4 gibt Standardwerte zur Parametrierung von rONT und SR bei Spannungsregelung mit abgesetzter Messung vor.

Tabelle 5.4: Standardparameter für rONT und SR bei Spannungsregelung mit abgesetzter Messung

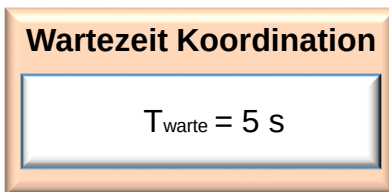
Standardparameter rONT		Standardparameter SR	
Regelungstoleranzband	$\pm 7\% U_n$	Regelungstoleranzband	$\pm 6\% U_n$
Regelungssollwert	100 % U_n	Regelungssollwert	100 % U_n
Totzeit/Zeitverhalten	15 s	Totzeit/Zeitverhalten	5 s
Schwelle schnelle Runterstufung	91 % U_n	Schwelle schnelle Runterstufung	91 % U_n
Schwelle schnelle Hochstufung	109 % U_n	Schwelle schnelle Hochstufung	109 % U_n

Es gilt zu beachten, dass ein zu enges Regelungstoleranzband zu Zielkonflikten bei der Stufenschaltung führen kann, wenn eine Stufenschaltung aufgrund einer Spannung in einem Knoten zu einer Regelungstoleranzbandverletzung in einem anderen Knoten führen würde.

5.3.3 Koordinierter Betrieb

Die Eingangsdaten des koordinierten Betriebs sind identisch mit denen der abgesetzten Messung. Die Parameter der längsregelnden „Applikationen“ entsprechen darum den Parametrierungen zur abgesetzten Messung aus Abschnitt 5.3.2.4. Der koordinierte Betrieb sieht eine verzögerte Aktivierung des BLM der Erzeugungsanlagen vor, wenn der rONT und der SR die Spannung eines Stranges nicht im Regelungstoleranzbereich halten können. Als

guter Kompromiss zwischen der Unterdrückung von Einschwingvorgängen sowie einer schnellen Ausregelung der Spannung hat sich eine Wartezeit zwischen der Aktivierung zweier EZA von $T_{\text{warte}} = 5 \text{ s}$ gezeigt.



Bemerkung 5.1 (zum Koordinierten Betrieb)

Der zentrale, koordinierte Betrieb ist keine standardisierte „Regelstrategie“, hier können sich die verschiedenen Produkte und deren mögliche Reglerparameter auf dem Markt zum Teil unterscheiden. Es können weitere Vorgaben von Reglerparametern notwendig sein, hier ist den Angaben und Empfehlungen der Hersteller zu folgen.

6 Betrieb

6.1 Hinweise zum Betrieb der spannungsstabilisierenden Applikationen

Bei dem **regelbaren Ortsnetztransformator** (rONT) handelt es sich um einen herkömmlichen Transformator mit zusätzlichem unter Last schaltbarer Stufenschalter. Die Wartung des Stufenschalters kann zusammen mit der Wartung des Transformators vorgenommen werden. Eine Verkürzung der netzbetreibereigenen Wartungsintervalle für Ortsnetztransformatoren ist nicht notwendig. Empfohlen wird ein Wartungsintervall von 5 Jahren.

Das Wartungsintervall des **Strangreglers** (SR) entspricht generell dem eines Kabelverteilerschranks. Dabei sind die Schraubverbindungen nachzuziehen und die generelle Funktionalität zu überprüfen. In Abhängigkeit von Einsatz- und Umgebungsbedingung kann das Wartungsintervall variieren. Empfohlen wird ein Wartungsintervall von 5 Jahren.

Bei dem Einsatz einer Netzersatzanlage sollte die Regelung des rONT und des SR ausgeschaltet werden.

Erzeugungsanlagen (EZA) sind Kundenanlagen und unterliegen nicht der Zuständigkeit des Netzbetreibers. Zu beachten gilt, dass Erzeugungsanlagen teilweise ausgetauscht werden können, ohne dass der Netzbetreiber Kenntnis davon erhält. Möglicherweise gibt es dadurch Änderungen am vorher eingestellten Blindleistungsmanagement oder der Kommunikationsschnittstelle.

Für den Betrieb der „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) kann der VNB für die Niederspannungsebene ein Monitoring System implementieren. Aufgaben eines Monitoring System sind die Funktionsüberwachung der Netzkomponenten sowie des Netzzustands und die Einbindung vorhandener Workforce Management Systeme bspw. für Wartung und Störungsbehebung. Mögliche Funktionsstörungen bei den SSA können somit erkannt und zeitnah behoben werden.

6.2 Hinweise zum Betrieb der IKT-Komponenten

Für den Betrieb der IKT-Komponenten ist der Einsatz eines Netzwerkmonitoring- bzw. Netzwerküberwachungstools sinnvoll, wie es bereits im Abschnitt 5.2 beim Aufbau des IKT-Netzes beschrieben wurde. Mit Hilfe des Netzwerküberwachungstools können Störungen in der Kommunikationsinfrastruktur direkt erkannt werden. Durch die schnelle Erkennung von Störungen ist auch die Behebung von Störungen schneller möglich.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Aktualität der Firmware der IKT-Komponenten. Hierfür bieten die unterschiedlichen Hersteller verschiedene Tools an, um Firmware-Updates per Remote-Zugriff durchführen zu können. Je nach Hersteller kann die Überwachung des aktuellen Standes der Firmware der Komponenten auch über das Netzwerkmanagementtool erfolgen.

Eine regelmäßige Vor-Ort-Wartung der IKT-Komponenten ist nicht erforderlich.

6.3 Maßnahmen bei Erweiterung oder Umbau des Netzes

Bei Erweiterung des Netzes muss die Funktionalität der SSA gewährleistet bleiben. Je nach verwendeter „Regelstrategie“ und der Änderung im Netz können Parameteränderungen oder auch die Installation zusätzlicher Komponenten wie z.B. neuer Messsysteme notwendig werden. Abbildung 6.1 zeigt in Form eines Flussdiagramms die zu beachtenden Punkte.

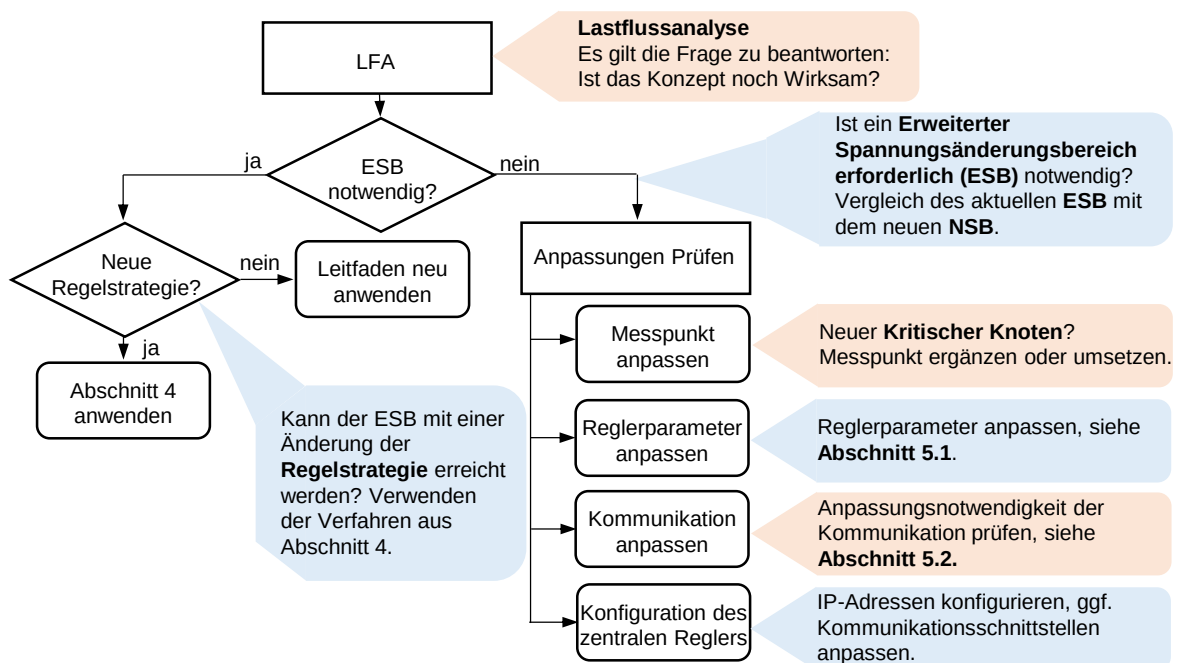


Abbildung 6.1: Flussdiagramm bei Erweiterung des Netzes

6.4 Allgemeine technische und wirtschaftliche Hinweise

Hinsichtlich technischem und wirtschaftlichem Nutzen, sollten die folgenden Aspekte in der Netzplanung mit berücksichtigt werden:

- Die generelle Ausstattung von Erzeugungsanlagen mit lokal agierendem Blindleistungsmanagement führt zu einem erheblichen zusätzlichen Blindleistungsbedarf in allen Netzebenen, insbesondere in der Verteilnetzebene. In Zukunft könnten von der Transport- oder der Übertragungsnetzebene konsequentere Forderungen bezüglich des einzuhaltenden Blindleistungshaushalts erfolgen. Hierauf sollte bei der ganzheitlichen Planung eines Verteilnetzes geachtet werden.

- Die Akzeptanz der Bevölkerung bei konventionellem Netzausbau ist ein weiterer Aspekt, welcher nicht konkret mit Kosten bewertet werden kann. Die Sperrung einer wichtigen Straße in einer Kommune kann zu einem Imageverlust des lokalen Netzbetreibers führen, insbesondere wenn ein konkurrierender Versorger hier mit Alternativen werben kann.
- Mit dem Smart-Meter *Rollout* steht in Zukunft eine Kommunikationsinfrastruktur und Messtechnik im Netz zur Verfügung. Die Digitalisierung wird voranschreiten. Auch wenn die Verwendung einer koordinierten Regelung durch ein zentrales Steuerungssystem (in der ONS) im Kosten-Nutzen Vergleich aktuell i.d.R. schlechter abschneidet, kann ein solches System relativ einfach für zukünftige Aufgaben erweitert werden, z.B. dezentrale Laststeuerung.
- In manchen Regionen innerhalb Deutschlands sind die NS-Netze noch als Freileitungssysteme ausgeführt. Es ist zu erwarten, dass bei Notwendigkeit von Investitionen eine Verkabelung des Netzes erfolgt. In diesem Zuge kann eine klassische Netzverstärkung erfolgen (größere Leitungsquerschnitte, parallele Systeme), welche die gestiegenen Anforderungen berücksichtigt. Hier ist zur Überbrückung der Zeit eine Zwischenlösung (Blindleistungsmanagement) angebracht.
- Zukünftige Erweiterungen im Netz sollten die Auswahl neuer SSA mit beeinflussen. Sind Lasterweiterungen zu erwarten (z.B. durch E-Mobilität oder Sondervertragskunden) oder ist ein Zubau von EZA wahrscheinlich, beeinflusst dies den Entscheidungsprozess. Allgemein wird der Lastfluss im Netz durch Erweiterungen erhöht und macht tendenziell einen Netzausbau erforderlich. Es muss davon ausgegangen werden, dass EZA nach Ablauf der kalkulierten Betriebsjahre durch Retrofit-Maßnahmen in ihrer Generatorleistung erhöht werden. Dies trifft insbesondere bei PV-Anlagen zu, deren Wirkungsgrade von Beginn der EEG-Einspeisevergütung im Jahr 2000 bis heute stetig gestiegen sind. Zusätzlich zu Neuanlagen ist somit durch die Erweiterungen von Bestandsanlagen in den nächsten 15 Jahren mit einer wesentlich höheren dezentralen Elektrizitätserzeugung zu planen.
- Kosten für die IKT sowie Steuer- und Regeltechnik lassen sich bei der BNetzA geltend, zu beachten ist die Dauer der Abschreibung auf 8 Jahre mit der erwarteten Lebensdauer von rund 15 Jahren.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsches Institut für Normung , *DIN EN 50160*, Beuth-Verlag, 2011.
- [2] H. Rui, „Target-oriented Planning for Electric Distribution Grids with Smart Grid Metrics,“ Shaker Verlag, Aachen, 2016.
- [3] A. Slupinski, U. Prause und M. Maximini, „Maximale Spannung im Netz zuverlässig abschätzen,“ *etz elektrotechnik & automation*, pp. 20-23, S2 2014.
- [4] W. Kaufmann, Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, Berlin: VDE-Verlag, 1995.
- [5] Gesetz, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG)*, 2017.
- [6] FNN, „Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb,“ VDE, Berlin, 2016.
- [7] Bundesnetzagentur, „[www.bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3),“ 2014. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3. [Zugriff am 12.06.2017].
- [8] C. Aichele und O. Doleski, *Smart Meter Rollout, Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler*, Bonn: Springer-Verlag, 2012.
- [9] VDE, *VDE-Positionspapier "Kommunikationsnetz für das Smart Grid"*, Berlin: VDE-Verlag, 2015.
- [10] Ernst & Young GmbH, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler,“ 2013.
- [11] VDE-AR-N-4105, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Berlin: VDE-Verlag, 2011.
- [12] FNN, „FNN-Hinweis "Spitzenkappung - mehr Flexibilität in der Netzplanung",“ VDE-Verlag, Berlin, 2017.
- [13] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, *Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*, Berlin, 2013.

- [14] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, *Das Smart Metering Gateway: Sicherheit für intelligente Netze*, Bonn, 2015.
- [15] H. Rui und e. al., „Guidelines for the Integration of Voltage Control Applications.“ in *ETG Kongress*, Bonn, 2015.
- [16] P. Zayer, „Auf dem Weg zum Smart Grid: Steuern über das intelligente Messsystem,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen Online Sommerspecial 2017*, 2017.
- [17] C. Köhler-Schulte, *Smart-Metering: Geschäftsmodelle und Handlungsoptionen, Prozesse und Technologien, Rollout, Rechtsgrundlagen*, Berlin: KS-Energy-Verlag, 2015.

8 Anhang

8.1 Spannungsstabilisierende Applikationen

8.1.1 Allgemein

Als „Applikation“ werden in diesem Dokument Komponenten, Anwendungen und Maßnahmen bezeichnet, welche aktiv die Spannung im Netz beeinflussen können (Definition 1.1). Mit dem Begriff „spannungsstabilisierend“ wird der steuernde oder regelnde Einfluss einer „Applikation“ zur Gewährleistung der Spannungsqualität in Bezug auf langsame Spannungsänderungen bezeichnet (Definition 1.2).

Im Allgemeinen ist auch die Kombination von mehreren „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA) möglich. Bedingt durch die VDE-AR-N 4105 sind Erzeugungsanlagen mit der Erstinbetriebnahme nach dem Jahr 2012 bereits mit einem Blindleistungsmanagement ausgestattet. Somit existieren in heutigen Netzen bereits mehrfach Kombinationen aus Blindleistungsquellen und/oder Längsreglern zur Spannungsstabilisierung.

Mit dem Einsatz von Informations-, Kommunikations- und Messtechnik (IKMT) lassen sich Kombinationen von SSA auch koordiniert betreiben, wodurch sich ungewollte Interaktionen zwischen den SSA vermeiden lassen. Insbesondere die Koordination des Blindleistungsmanagements der EZA kann den notwendigen Blindleistungsbedarf signifikant gegenüber einer lokalen „Regelstrategie“ senken.

In den folgenden Abschnitten werden die in diesem Dokument betrachteten SSA und „Regelstrategien“ beschrieben. Die betrachteten Funktionsweisen und „Regelstrategien“ orientieren sich an den heute kommerziell erhältlichen Produkten sowie an Konzepten aus der Forschung.

8.1.2 Regelbarer Ortsnetztransformator

8.1.2.1 Allgemein

Bei dem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) handelt es sich um einen MS/NS-Ortsnetztransformator mit Stufenschalter, vergleichbar mit der etablierten Technik der Umspanntransformatoren mit Laststufenschalter. Der Stufenschalter wird über eine interne Regeleinheit gesteuert; bei Erhöhung der Stufe steigt das Übersetzungsverhältnis und die Spannung auf der Niederspannungsseite sinkt um die eingestellte feste Stufenspannung, z.B. um 2,5 % U_n . Die Ausführungsformen des Stufenschalters können je nach Hersteller variieren [6].

Tabelle 8.1 zeigt eine Übersicht zu den üblichen konfigurierbaren Parametern. Je nach „Regelstrategie“ können weitere Reglerparameter hinzukommen.

Tabelle 8.1: Parameter des rONT

Reglerparameter	Dimensionierungsparameter
Regelungstoleranzband (RTB)	Regelbandbreite (RBB)
Regelungssollwert (RSW)	Stufenspannung (SSP)
Totzeit/Zeitverhalten (T_{tot})	Bemessungsleistung

Des Weiteren sind folgende „Regelstrategien“ bereits heute in Produkten verfügbar:

- Regelung auf die niederspannungsseitige Sammelschienenspannung bei fester Sollwertvorgabe.
- Regelung auf die niederspannungsseitige Sammelschienenspannung bei wirkleistungsabhängiger oder stromabhängiger Sollwertvorgabe.
- Regelung auf abgesetzte Spannungsmesswerte.

Regelziel ist bei allen Regelkonzepten die Einhaltung eines Regelungstoleranzbands bzw. eines Spannungsbereiches um die Nennspannung.

8.1.2.2 Lokale Spannungsregelung

Die Regelung auf die **niederspannungsseitige Sammelschienenspannung (U_{lokal})** ist die einfachste und bisher meist eingesetzte „Regelstrategie“. In erster Linie wird hierbei die Spannungsänderung aus der Mittelspannung ausgeregelt und durch einen fest vorgegebenen Regelungssollwert (RSW) die niederspannungsseitige Sammelschienenspannung des Transformators in einem Regelungstoleranzband (RTB) gehalten. Der Wirkleistungsfluss durch den Transformator hat nur einen geringen Einfluss auf den Spannungsfall über den Transformator, d.h. bei dieser „Regelstrategie“ wird kaum auf die Einspeise- oder Lastsituation reagiert. Dennoch ermöglicht diese „Regelstrategie“ eine hohe Installation neuer Erzeugungsanlagen, d.h. der Spannungsänderungsbereich kann signifikant gegenüber den in der VDE-AR-N 4105 gemachten Angaben erweitert werden. Ein Vorteil ist, dass auf zusätzliche Messtechnik und generell Kommunikationstechnik verzichtet werden kann.

Abbildung 8.1 veranschaulicht diese „Regelstrategie“. Die Regelung reagiert zeitverzögert, d.h. dass bspw. eine Überspannung eine Zeit T_{tot} anstehen muss, bevor eine Stufung um eine Stufenspannung (SSP) durchgeführt wird.

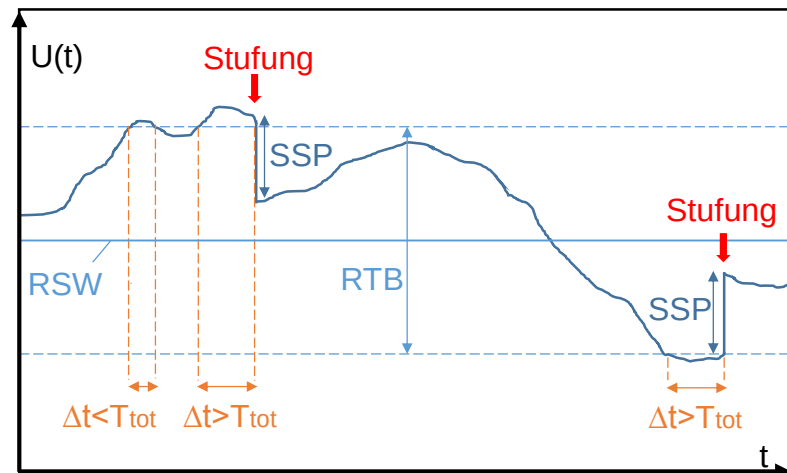
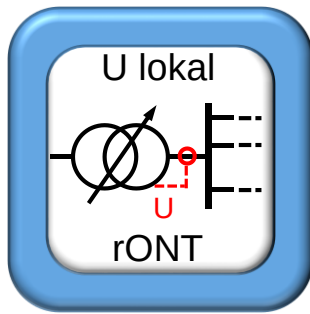


Abbildung 8.1: Lokale Sammelschienenspannungsregelung

8.1.2.3 Lokale Spannungsregelung mit abhängiger Sollwertvorgabe

Bei der **wirkleistungsabhängigen bzw. stromabhängigen Sollwertvorgabe** (U, P bzw. U/I_{lokal}) wird abhängig vom Wirkleistungsfluss bzw. vom Strom über den Transformator auf Basis einer Kennlinie der Regelungssollwert (RSW) verändert (siehe Abbildung 8.2, oben). Mit dem Regelungssollwert ändern sich auch die Regelungstoleranzgrenzen (siehe Abbildung 8.2, unten). Damit lassen sich die anzunehmenden Spannungsverhältnisse an den kritischen Knoten in die Regelung miteinbeziehen, d.h. die Regelung reagiert sensibler auf die aktuelle Einspeise- und Lastsituation. Da eine Strommessung im regelbaren Ortsnetztransformator i.d.R. integriert ist, wird bei dieser „Regelstrategie“ keine zusätzliche Messtechnik und Kommunikationstechnik notwendig. Zu beachten ist, dass nur der Wirkleistungsfluss bzw. Strom über den Transformator erfasst wird und die wirkliche Einspeise- und Lastsituation sich dadurch nur bedingt abbilden lässt. So können in einem Strang eine hohe Einspeiseleistung und ein Spannungshub vorliegen, während in einem anderen Strang eine hohe Last und ein Spannungsfall vorhanden sind. Der eine Strang würde den anderen Strang teilweise versorgen, was durch die Messung des Wirkleistungsflusses bzw. Stromes durch den Transformator aber nicht erkennbar ist. Dies muss bei der Bestimmung des „Erweiterten Spannungsänderungsbereiches“ berücksichtigt werden.

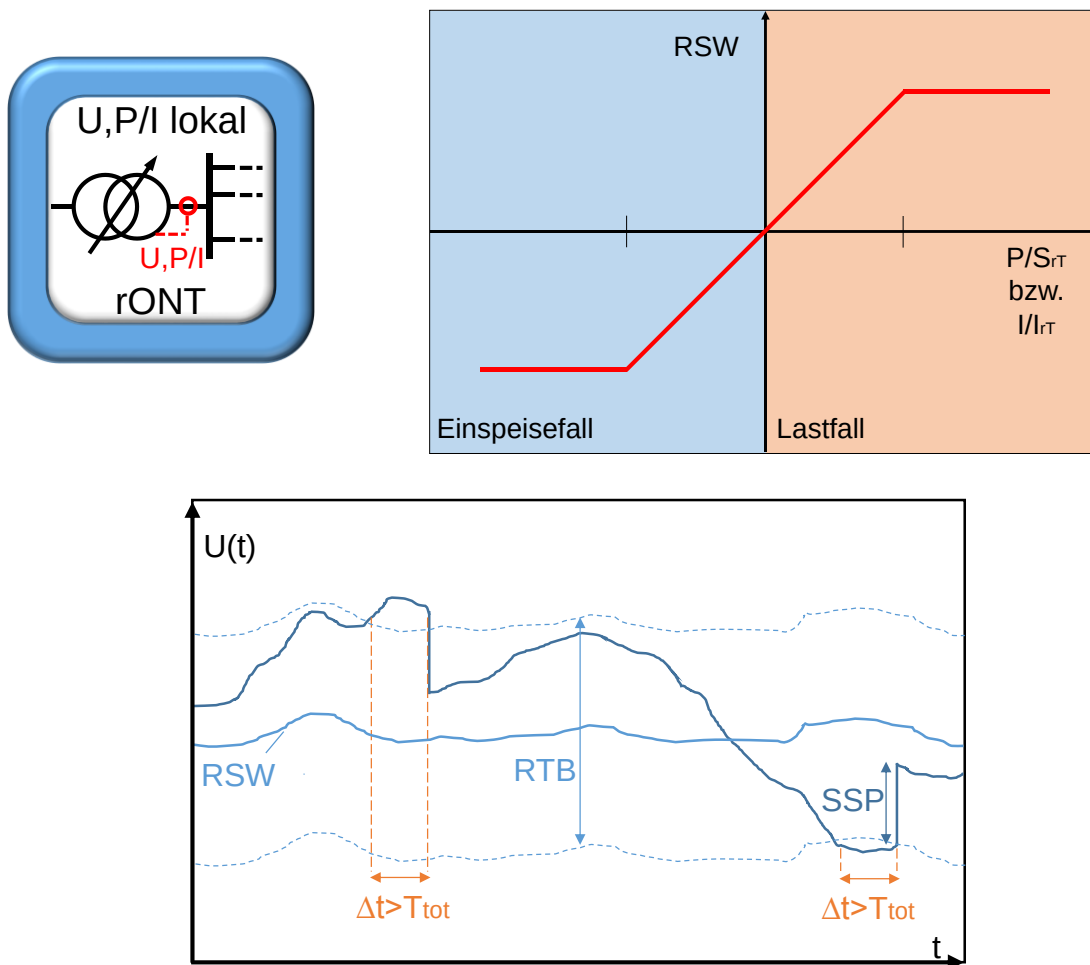


Abbildung 8.2: Abhängige Sollwertvorgabe (rechts oben), beispielhafter Ablauf der Regelung

8.1.2.4 Lokale Spannungsregelung mit Schätzung der Spannung an kritischen Knoten

Um ungleiche Situationen in verschiedenen Strängen zu erkennen, kann auch der Wirkleistungsfluss bzw. der Strom jedes Stranges gemessen (**U, P/I alle**) und damit die Spannung an den „kritischen Knoten“ jedes Stranges abgeschätzt werden. Für eine Referenzwirkleistung P_{referenz} oder einen Referenzstrom I_{referenz} eines Stranges muss im Vorfeld ein resultierender Referenzspannungshub $\Delta U_{\text{referenz}}$ ermittelt werden. Diese Referenzwerte werden im Betrieb genutzt, um die Spannung am „kritischen Knoten“ unter Verwendung der aktuellen lokalen Messwerte über folgende Gleichung zu schätzen:

$$U_{\text{geschätzt}} = U_{\text{aktuell}} + P_{\text{aktuell}} \frac{\Delta U_{\text{referenz}}}{P_{\text{referenz}}} = U_{\text{aktuell}} + U_{\text{zusatz}}$$

bzw.

$$U_{\text{geschätzt}} = U_{\text{aktuell}} + I_{\text{aktuell}} \frac{\Delta U_{\text{referenz}}}{I_{\text{referenz}}} = U_{\text{aktuell}} + U_{\text{zusatz}}$$

Abbildung 8.3 veranschaulicht das Prinzip dieser „Regelstrategie“. Es wird vereinfacht eine rechteckförmige Wirkleistung bzw. einen rechteckförmigen Strom angenommen. Der Sollwert

und damit auch die Regelungstoleranzgrenzen variieren mit der Zeit. Es gilt zu beachten, dass die U,P-Regelung bzw. U,I-Regelung aller Abgänge bisher lediglich als Konzept existiert und zurzeit in keinem Produkt standardmäßig integriert ist.

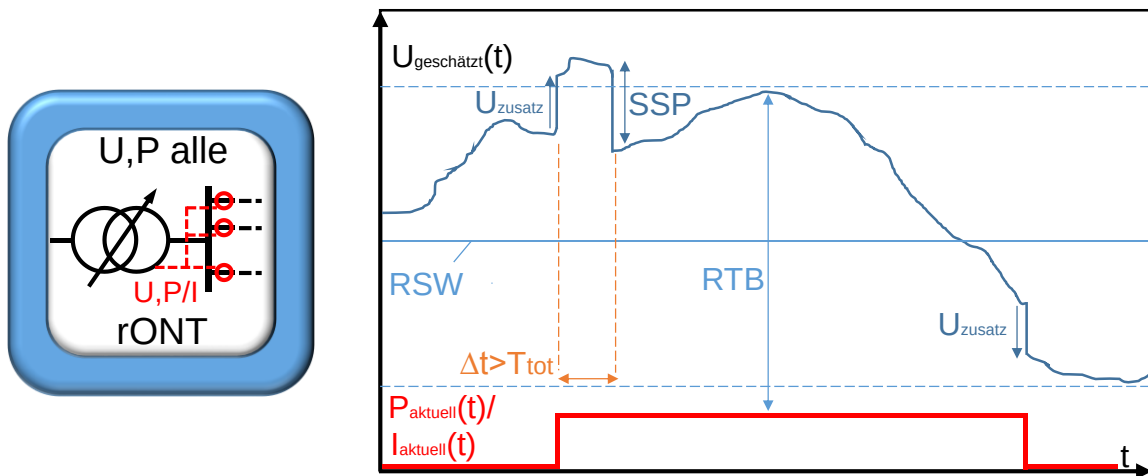


Abbildung 8.3: Wirkleistungs- bzw. stromabhängige Spannungsregelung mehrerer Stränge

8.1.2.5 Lokale Spannungsregelung mit einstrahlungsabhängiger Schätzung der Spannung an kritischen Knoten

Statt der Verwendung von Wirkleistung oder Strom zur Abschätzung der Spannung in den „kritischen Knoten“ kann auch die lokale solare Einstrahlung genutzt werden. Mittels eines Globalstrahlungsmessgeräts kann die aktuelle Einspeisung der PV-Anlagen und damit auch die Spannung im Netz abgeschätzt werden (**U,E lokal**). Für eine Referenzeinstrahlung E_{referenz} muss im Vorfeld ein resultierender Referenzspannungshub $\Delta U_{\text{referenz}}$ ermittelt werden. Diese Referenzwerte werden im Betrieb genutzt, um die Spannung am „kritischen Knoten“ unter Verwendung der aktuellen lokalen Messdaten über folgende Gleichung zu schätzen:

$$U_{\text{geschätzt}} = U_{\text{aktuell}} + E_{\text{aktuell}} \frac{\Delta U_{\text{referenz}}}{E_{\text{referenz}}} = U_{\text{aktuell}} + U_{\text{zusatz}}$$

Abbildung 8.4 soll die einstrahlungsabhängige Regelung veranschaulichen. Es wird vereinfacht eine rechteckförmigen Einstrahlung angenommen. Die geschätzte Spannung ändert sich schlagartig um eine Zusatzspannung. Es gilt zu beachten, dass die Spannungsregelung unter Verwendung von Einstrahlungsmessungen lediglich als Konzept existiert und zurzeit nicht als Produkt erhältlich ist.

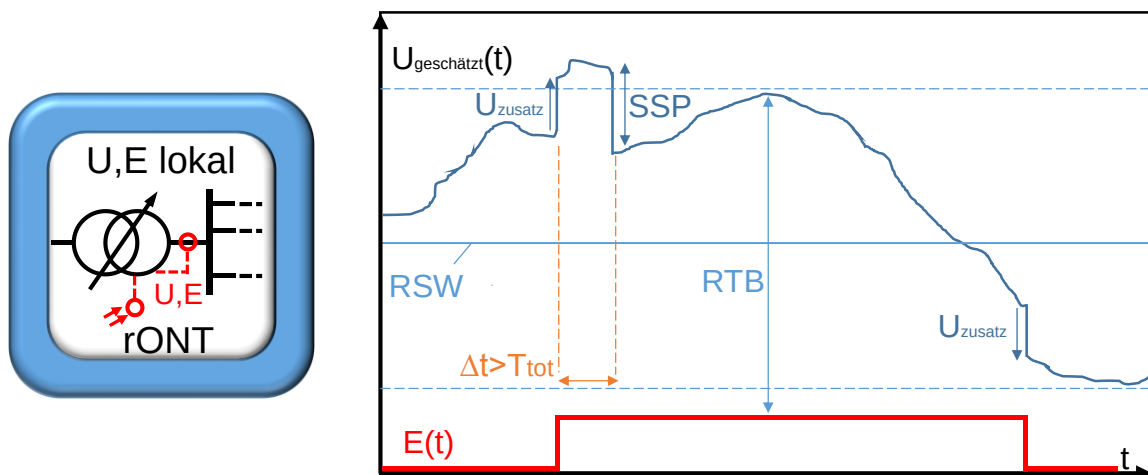


Abbildung 8.4: Einstrahlungsabhängige Spannungsregelung

8.1.2.6 Spannungsregelung mit abgesetzter Messung

Mit der abgesetzten Messung von Spannungswerten der „kritischen Knoten“ im Netz kann direkt auf die kritischen Größen geregelt werden. Das Regelungstoleranzband kann darum entsprechend breit gewählt werden. In diesem Dokument werden zwei Varianten der abgesetzten Messung unterschieden, zum einen die Spannungsmessung weniger ausgewählter Messgeräte lokal wie auch im Netz (**U abgesetzt**) und zum anderen die Nutzung von Smart-Meter Spannungsmesswerten als Grundlage der Spannungsregelung (**U Smart-Meter (SM) alle**). Es gilt zu beachten, dass die abgesetzte Spannungsregelung mittels Smart-Meter lediglich als Konzept existiert und zurzeit nicht als Produkt erhältlich ist (siehe hierzu Abschnitt 8.4). Abbildung 8.5 zeigt ein Beispiel zur Umsetzung einer abgesetzten Messung.

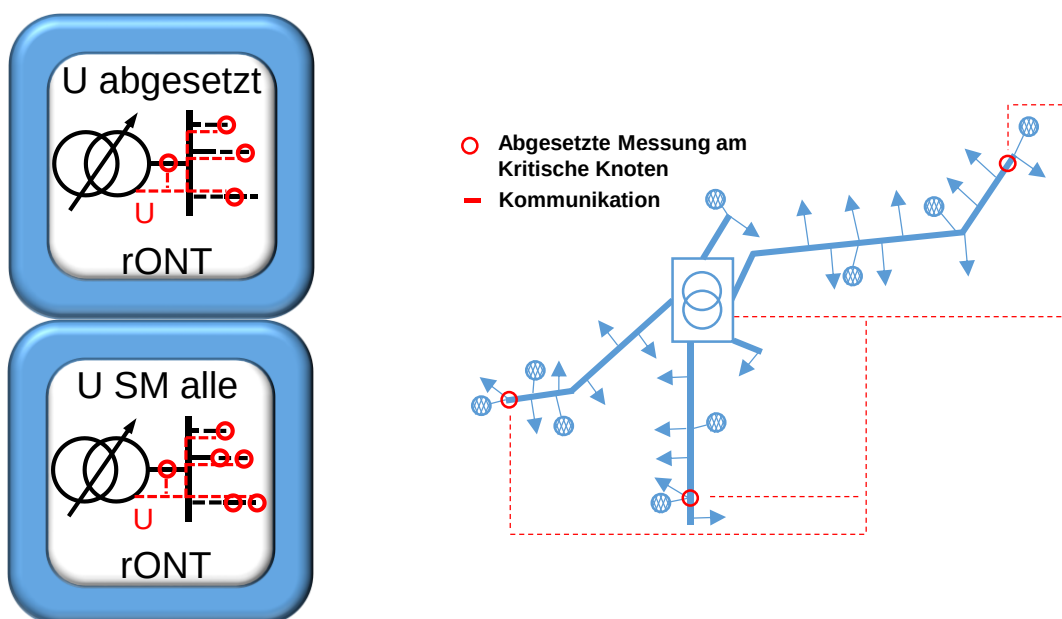


Abbildung 8.5: „Regelstrategie“ der abgesetzten Spannungsregelung

8.1.3 Strangspannungsregler

Der Strangspannungsregler (SR) basiert auf dem Funktionsprinzip eines Spannungslängsreglers. Dabei wird längs der Leitung eine Zusatzspannung eingeprägt. Der SR wird i.d.R. in einem Strang installiert. Abhängig vom Hersteller kann die Spannung der Ausgangsspannung kontinuierlich durch den Einsatz von Leistungselektronik oder in Stufen durch Zu- und Abschalten von mehreren kleinen Transformatoren mit ausgewähltem Übersetzungsverhältnis geändert werden. Die Transformatoren können wesentlich kleiner dimensioniert werden.

In der Regel sind SR so ausgeführt, dass diese die Spannungen aller drei Außenleiter separat voneinander regeln können. Dadurch können unsymmetrische Spannungsverhältnisse ausgeglichen werden.

Zu beachten ist, dass ein SR eine zusätzliche Komponente im Netz darstellt, mit einer eigenen Ausfallwahrscheinlichkeit und einem eigenen Wartungsaufwand.

Die Parameter und die „Regelstrategien“ sind vergleichbar mit denen des rONT (Tabelle 8.1). Gegenüber dem rONT entfallen lediglich die „Regelstrategien“ **U,P alle** und **U SM alle**, wobei auch die Schätzung der Spannung eines „kritischen Knotens“ nach dem Prinzip aus Abschnitt 8.1.2.4 statt der lokalen Spannungsregelung mit abhängiger Sollwertvorgabe genutzt werden kann. Abbildung 8.6 zeigt noch einmal die Wirkleistungs- bzw. stromabhängige Spannungsregelung aus Abschnitt 8.1.2.4 in Bezug auf einen Strang.

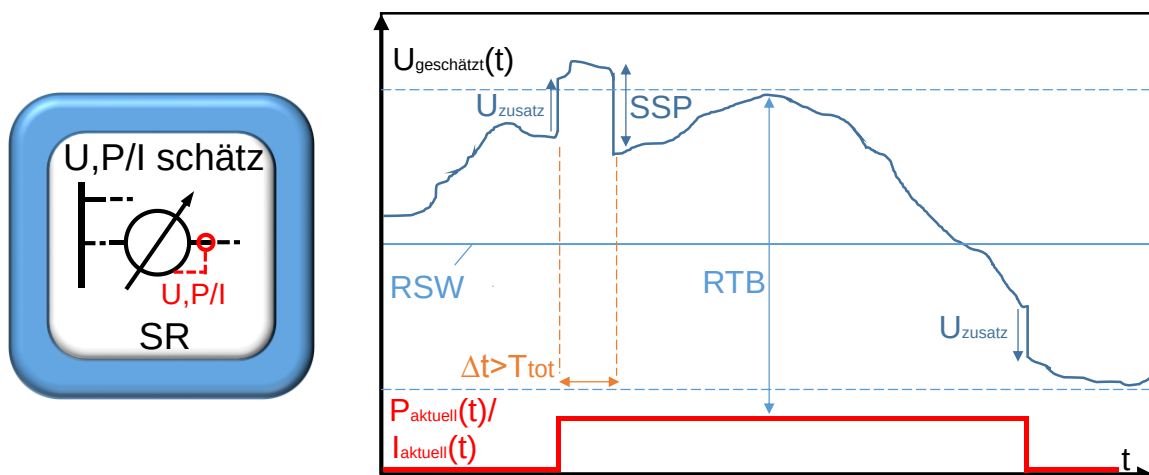


Abbildung 8.6: Wirkleistungs- bzw. stromabhängige Spannungsregelung eines Strangs

Auf der linken Seite der Abbildung 8.7 ist ein Strangspannungsregler mit einer Leistung von 250 kVA dargestellt, direkt daneben im Querformat befindet sich ein Standard Kabelverteilerschrank. Die Abmessungen variieren mit der Leistungsklasse und dem Hersteller. Die Tabelle rechts in Abbildung 8.7 gibt für gebräuchliche Leistungsklassen Anhalts Werte für die Abmessungen.



Maße je nach Leistungsklasse	
22 kVA – 100 kVA	
Breite	20 cm – 113 cm
Tiefe	20 cm – 63 cm
Höhe	82 cm – 135 cm
110 kVA – 300 kVA	
Breite	114 cm – 180 cm
Tiefe	40 cm – 78 cm
Höhe	110 cm – 170 cm
315 kVA – 630 kVA	
Breite	140 cm – 160 cm
Tiefe	40 cm – 80 cm
Höhe	140 cm – 200 cm

Abbildung 8.7: Abbild (links, 250 kVA) und Abmessungen (rechts) eines Strangreglers

8.1.4 Blindleistungskompensationseinrichtungen

Blindleistungskompensationseinrichtungen (BKE) sind Komponenten zur Optimierung des Blindleistungsflusses im Netz und können entweder klassisch aus passiven Komponenten (Schalter, Kondensatoren, Spulen) oder aus Leistungselektronik bestehen. Je nach Ausführung wird Blindleistung dann in diskreten Stufen oder kontinuierlich dem Netz zu- oder abgeführt.

Bemerkung 8.1 („Blindleistung“)

Dieses Dokument verwendet den Begriff „Blindleistung“ für die induktive Blindleistung nach dem Verbraucherzählpfeilsystem. Der Bezug von „Blindleistung“ entspricht der Belastung durch einen induktiven Verbraucher.

Im NS-Netz werden BKE im Bereich der Gewerbe und Industrie eingesetzt, um vordringlich „Blindleistung“ zu kompensieren. Damit können heutige Bestandsanlagen in den meisten Fällen dem Netz nur „Blindleistung“ zuführen und somit lediglich zur Spannungsanhebung genutzt werden.

Blindleistungskompensationseinrichtungen speziell zur Spannungshaltung im NS-Netz gibt es nur wenige am Markt. Diese sind mit leistungselektronischen Stelleinrichtungen und einer kontinuierlichen und spannungsabhängigen Blindleistungsregelung (Q(U)-Regelung) ausgeführt.

Neben den wenigen am Markt erhältlichen, speziell zur Spannungshaltung im NS-Netz entwickelten BKE gibt es eine Vielzahl von Anbietern von aktiven Kompensationseinrichtungen für den Industriebereich. Diese werden dort zur Verbesserung der Spannungsqualität eingesetzt, d.h. neben Blindleistungskompensation auch die Kompensation von

Oberschwingungen, Flicker und Unsymmetrien. Gegenüber dem Blindleistungsmanagement der Erzeugungsanlagen können somit auch weitere Kriterien der Spannungsqualität verbessert werden. Mit einer Anpassung des Gehäuses könnte eine solche Anlage auch im Netz eingesetzt werden. Das Gehäuse sollte hierbei mindestens die Schutzklasse IP 44 oder IP54 nach internationalem Standard aufweisen.

Bemerkung 8.2 (zu Blindleistungsquellen)

Soll die Blindleistungskompensationseinrichtung lediglich zur Spannungsstabilisierung eingesetzt werden, sollte zuvor die kosteneffizientere Erweiterung des Blindleistungsstellbereichs bei den Erzeugungsanlagen geprüft werden. Möglicherweise ist bereits die erweiterte Einstellung des Blindleistungsstellbereichs von EZA auf $\cos\varphi = 0,85$ ausreichend, um die Spannungsgrenzen einzuhalten.

8.1.5 Blindleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen

Erzeugungsanlagen (EZA) müssen nach der VDE-AR-N 4105 ab einer Anschlussleistung von größer 3,68 kVA ein Blindleistungsmanagement betreiben. In diesem Dokument werden drei anerkannte Regelkonzepte zum Blindleistungsmanagement (BLM) berücksichtigt.

- Fest eingestellter Leistungsfaktor ($\cos\varphi$).
- Steuerung des Leistungsfaktors ($\cos\varphi$) in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung ($\cos\varphi(P)$ -Regelung).
- Regelung der Spannung mittels Blindleistungsmanagement unter Verwendung einer Spannungs-Blindleistungskennlinie ($Q(U)$ -Regelung).

Der fest eingestellte Leistungsfaktor (**$\cos\varphi$**) sowie die **$\cos\varphi(P)$** -Regelung werden in der aktuellen Fassung der VDE-AR-N 4105 empfohlen und sind eine angewandte Technik im Niederspannungsbereich. Sie sind hinsichtlich der Vermeidung einer Spannungsanhebung die sichere Variante, da im Extremszenario mit voller Einspeisung aller EZA auch von allen EZA die maximale „Blindleistung“ bezogen wird. Die EZA beziehen hierbei jedoch auch „Blindleistung“, wenn keine Spannungsbandverletzung vorliegt.

Bei der **$Q(U)$** -Regelung ist der Regelkreis geschlossen, d.h. die aktuelle Spannung geht in die Regelung mit ein und „Blindleistung“ wird nur in Abhängigkeit einer Spannungs-Blindleistungskennlinie bezogen. Bei Standardparametrierung der $Q(U)$ -Kennlinie aller EZA und räumlich verteilter Installation von EZA muss beachtet werden, dass bei einigen EZA der Blindleistungsstellbereich nicht vollständig genutzt wird, da die Spannung an den Anschlusspunkten keine kritischen Werte annimmt. Gegenüber der $\cos\varphi(P)$ -Regelung kann hierbei die spannungshaltende Wirkung geringer ausfallen. Mit der Verwendung der $Q(U)$ -Regelung kann jedoch auch Unterspannungsproblemen entgegengewirkt werden, da

spannungsabhängig auch „Blindleistung“ dem Netz zugeführt werden kann. Abbildung 8.8 zeigt die drei Kennlinienarten.

Das Blindleistungsmanagement (BLM) der Erzeugungsanlagen wird in diesem Leitfaden nur bei Neuanlagen als mögliche Maßnahme betrachtet. Bestandsanlagen bleiben unberührt. Den Netzbetreibern bleibt bei Neuanlagen die Entscheidung zu treffen, ob diese Anlagen lokales Blindleistungsmanagement betreiben sollen oder diese Option deaktiviert werden soll.

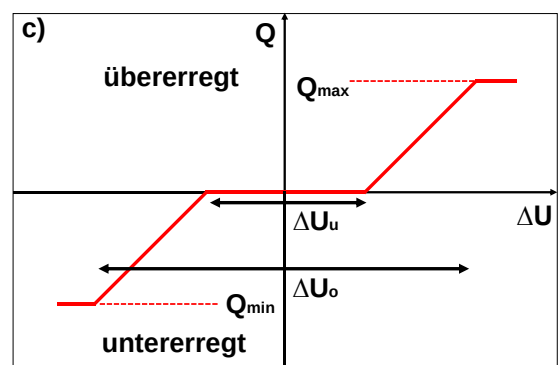
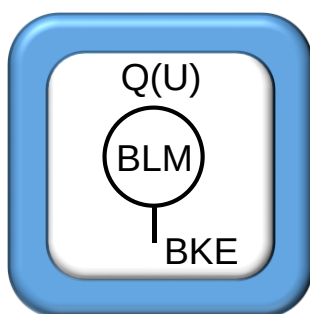
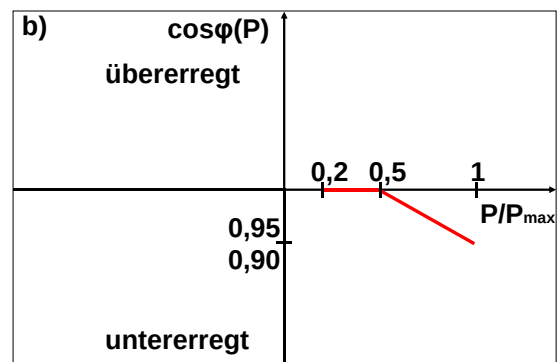
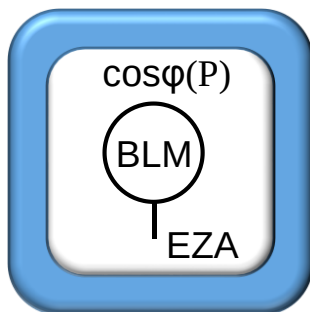
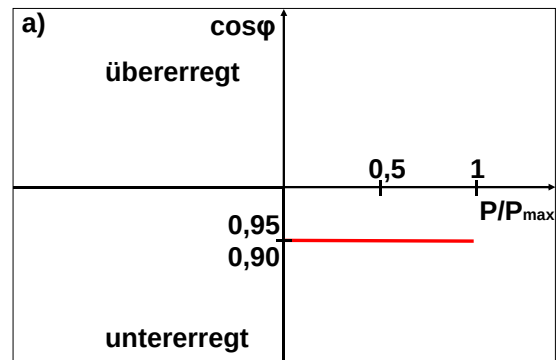
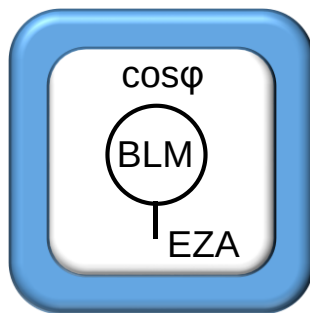


Abbildung 8.8: Kennlinien: a) $\cos\varphi$ -Kennlinie, b) $\cos\varphi(P)$ nach VDE-AR-N 4105, c) $Q(U)$ -Kennlinie

8.1.6 Einspeisemanagement von Erzeugungsanlagen

Das Einspeisemanagement von EEG geförderten EZA, auch dynamische Leistungsbegrenzung oder Spitzenkappung genannt, kann durch Abregelung von Erzeugungsleistung einspeisungsbedingte „Spannungsprobleme“ wie auch Überlastungen beheben. Der Betreiber der betroffenen EZA ist für die nicht verkaufte Energie zu

entschädigen. Bis zu einer Abregelung von 1 % der möglichen Jahresenergie in einem Jahr müssen lediglich 95 % des Preises der nicht verkauften Energie erstattet werden. Darüber hinaus sind 100 % zu entrichten. Hierbei ist zu beachten, dass die gesetzliche Regelung vorsieht, dass maximal 3 % der möglichen Jahresenergie einer EZA abgeregelt werden soll. Wird mehr Energie abgeregelt, sind Sonderregeln zu beachten. Zur Einhaltung und Abrechnung sieht der Gesetzgeber umfangreiche Dokumentations- und Meldepflichten vor.

Ein standardisiertes Verfahren und Umsetzung des Wirkleistungsmanagements in der Netzplanung ist z.Z. nicht gegeben. Der FNN hat hierzu einen technischen Hinweis veröffentlicht [12] und die Bundesnetzagentur stellt ein Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement zur Verfügung [7]. Der Netzzustand muss mit Hilfe von Informations-, Kommunikations- und Messtechnik überwacht werden und bei Detektion einer Grenzwertverletzung die betroffenen EZA abgeregelt werden.

Die Netzplanung bei ausschließlichem Einsatz von Einspeisemanagement ist nicht einfach durchzuführen. Die Kosten dieser „Applikation“ sind stark abhängig von der abgeregelten Energiemenge. Ist die Belastung eines Netzes sehr groß, besteht nicht nur die Gefahr, dass mehr als 3 % der Jahresenergie abgeregelt werden muss, sondern auch dass die Verwendung des Wirkleistungsmanagements unwirtschaftlich wird.

Des Weiteren ist das Einspeisemanagement nur zur Behebung einspeisungsbedingter „Spannungsprobleme“ oder Überlastungen geeignet, eine Spannungsbanderweiterung für den Lastfall ist damit nicht möglich.

Die statische Leistungsbegrenzung von PV-Anlagen auf 70 % als Maßnahme wird in diesem Dokument nicht behandelt, die Rahmenbedingungen hierfür sind bereits durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz vorgegeben.

Bemerkung 8.3 (zu Entschädigungszahlungen)

Die Bundesnetzagentur hat zur Berechnung der Entschädigungszahlungen in Ihrem Dokument [7] verschiedene Verfahren angegeben. Offen ist, wie die Entschädigung der Anlagenbetreiber bei Überschusseinspeisung erfolgen soll. Diese müssten voraussichtlich pauschal mit der Höhe des eigenen Stromtarifs bezahlt werden oder es müsste eine detaillierte Auswertung der Smart-Meter Daten erfolgen, um zwischen Überschusseinspeisung und Eigenverbrauch zu unterscheiden.

Des Weiteren ist bezüglich der Entschädigungszahlungen die statische Leistungsbegrenzung kritisch zu betrachten, da das Dokument der Bundesnetzagentur [7] hierzu keinen Angaben macht.

8.1.7 Koordinierter Betrieb der spannungsstabilisierenden Applikationen

Es gibt viele Möglichkeiten einer übergeordneten Regelung für einen koordinierten Betrieb umzusetzen. Diese unterscheiden sich in der Menge der benötigten Informationen aus dem Netz, den Algorithmen der Regelung sowie in Anzahl und Art der zu regelnden „spannungsstabilisierenden Applikationen“ (SSA). Im Folgenden wird ein einfaches Regelkonzept zum koordinierten Betrieb vorgestellt, welches auch zur Erstellung der Entscheidungsmatrix herangezogen wurde. Auf komplizierte Verfahren und Algorithmen wurde bewusst verzichtet.

Das Regelkonzept sieht eine hierarchische Koordination mit drei Ebenen vor, mit dem rONT in der ersten, dem SR in der zweiten und dem BLM in der dritten Ebene. Abbildung 8.9 veranschaulicht das Konzept. Der linke Teil des Flussdiagramms in Abbildung 8.9 zeigt den generellen Ablauf. Die Eingangsdaten sind die Messwerte der abgesetzten Messung. SSA in der Ebene 2 und 3 werden für jeden Strang einzeln betrachtet. In der Ebene 3 werden in jedem Strang auch mehrere SSA an unterschiedlichen Positionen betrachtet. Ausgangsdaten sind die Steuerbefehle an die SSA

Der rechte Teil des Flussdiagramms zeigt den Ablauf für jede „Applikation“. Eine Aktion einer Applikation kann nur erfolgen, wenn eine oder mehrere gemessene Spannungen außerhalb des Regelungstoleranzbandes liegen (Spannungsproblem?). Ist dies nicht der Fall beginnt der Zyklus mit dem Lesen der Eingangsdaten von neuem. Existiert keine „Applikation“ in einer Ebene oder einer Position (Existenz Kontrolle), wird für jeden Strang die nächste Ebene aktiviert. Das gleiche gilt auch, wenn die „Applikation“ nicht agieren kann (Aktions Kontrolle). Dies ist bei rONT oder Strangregler der Fall, wenn der maximale Stellbereich erreicht wurde oder eine Stufung zu einer Verletzung des Regelungstoleranzbands in einem anderen Knoten führen würde. Aktionen erfolgen zeitverzögert, d.h. nur wenn ein „Spannungsproblem“ eine ausreichende Zeit vorliegt, wird eine Aktion durchgeführt.

Ebene 3 unterscheidet sich von den anderen Ebenen, da in einem Strang mehrere EZA mit BLM existieren können und das BLM auch wieder deaktiviert werden muss. Das BLM der EZA wird nacheinander und zeitverzögert aktiviert, angefangen mit der von der ONS weitestferntesten EZA eines Stranges. Ein aktiviertes BLM wird wieder deaktiviert, wenn sich alle gemessenen Spannungen in einem enger umfassten Toleranzband befinden.

Mit dieser „Regelstrategie“ kann der Einsatz von „Blindleistung“ reduziert werden. Des Weiteren zeichnet sie sich durch eine gute Regelstabilität aus.

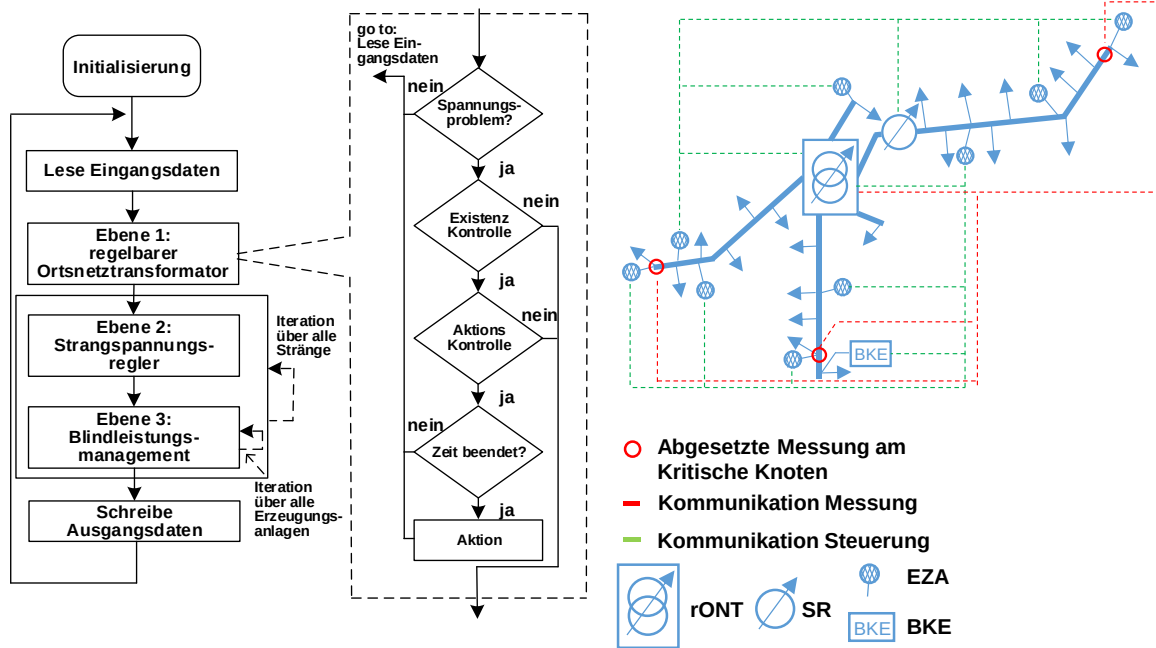


Abbildung 8.9: Ein Konzept zum koordinierten Betrieb

8.1.8 Zusammenstellung

Zusammenfassend wird in Tabelle 8.2 ein Vergleich der SSA nach ihren technischen Anforderungen gegeben. Die Bewertungskriterien wurden sehr einfach gehalten, darum dient diese Tabelle lediglich als hilfreiche Übersicht.

Tabelle 8.2: SSA im Vergleich (technische Anforderungen)

	BLM $\cos\phi(P)$	BLM Q(U)	ESM	BKE	SR	rONT
Wirksam gegen Unterspannung	○	◐	○	◐	●	●
Wirksam gegen Überspannung	◐	◐	●	◐	●	●
Wirksam gegen Überlast	○	◐	◐	◐	○	○
Wirksam gegen Unsymmetrie	○	○	○	●	●	○
Wirksam gegen Harmonische	○	○	○	●	○	○
Wirksam gegen Flicker	○	○	○	●	○	○
Blindleistungs- bedarf	◐	◐	◐	○	●	●
Kommunikative Anbindbarkeit*	◐	◐	◐	◐	●	●

*Unter der Kategorie „Kommunikative Anbindbarkeit“ wird die Eigenschaft der SSA bewertet, über Informations- und Kommunikationstechnik mit der „Applikation“ zu interagieren. Wichtig sind hierbei die unterstützten Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle gängiger Produkte.

8.2 Klassifizierung der Netze

8.2.1 Allgemein

Die Klassifizierung eines Netzes erfolgt durch die Zuordnung des Netzes zu einer „Netzkategorie“ (Definition 8.1). Nachfolgend wird auf die einzelnen Netzkonfigurationen der Netzklassifizierung eingegangen.

Definition 8.1 („Netzkategorie“)

Reale Netze können näherungsweise vordefinierten „Netzkategorien“ zugeordnet werden. Die „Netzkategorien“ unterscheiden sich in den folgenden Netzkonfigurationen: Siedlungstyp, Netzausdehnung, Leitungstechnologie, Durchdringung von EZA und Verteilung der EZA.

8.2.2 Siedlungstyp und Netzstruktur

Es können die folgenden Siedlungstypen und dazugehörigen Netzstrukturen unterschieden werden, welchen auch unterschiedlichen Integrationspotenzialen von PV-Anlagen zugeordnet werden können (siehe auch [2]):

- Ländlich geprägte Gebiete
 - Streusiedlung
 - Streusiedlung mit Hausclustern
 - Straßendorf
 - Kreuzdorf
 - Niederdichte Ein- oder Zweifamiliensiedlung
- Vorstädtisch geprägt Gebiete
 - Hochdichte Ein- oder Zweifamiliensiedlung
 - Doppelhaussiedlung
 - Reihenhaussiedlung
- Städtisch geprägte Gebiete
 - Zeilenbebauung
 - Blockbebauung
 - Historische Altstadt

In den ländlichen Gebieten ist die höchste installierte Leistung von Erzeugungsanlagen vorhanden und weiterer Zubau ist zu erwarten. Zugleich haben diese Gebiete die tendenziell schlechtere Netzstruktur. Daraus resultiert ein Handlungsbedarf für Verteilnetzbetreiber, weshalb der Fokus des Leitfadens auf den ländlich geprägten Gebieten liegt. Städtisch geprägte Gebiete werden nicht betrachtet, da dort die Netzstruktur allgemein gut ist (zum Teil vermaschte Netze) und der zukünftige Zubau von Erzeugungsanlagen wie auch der aktuelle Stand der installierten Erzeugungsanlagen von den Autoren als gering gegenüber den Lasten eingestuft wird.

Nachfolgend werden die Netzstrukturen zu dem Siedlungstyp der ländlich geprägten Gebieten gezeigt:

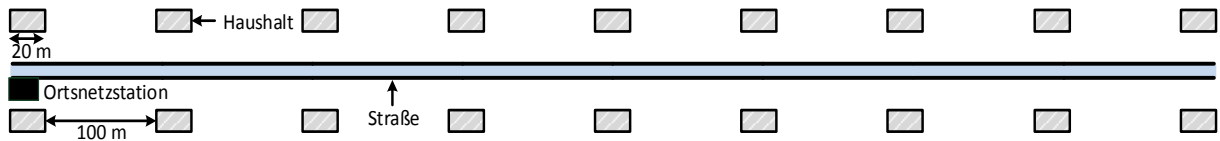


Abbildung 8.10: Streusiedlung

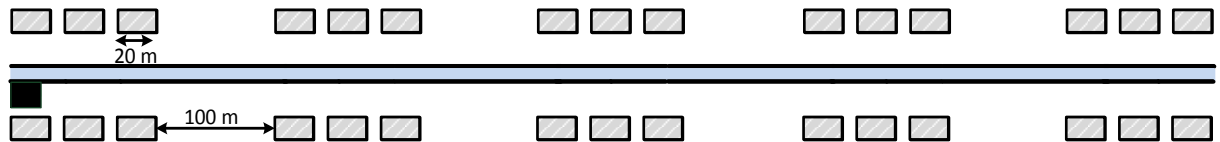


Abbildung 8.11: Streusiedlung mit Hausclustern

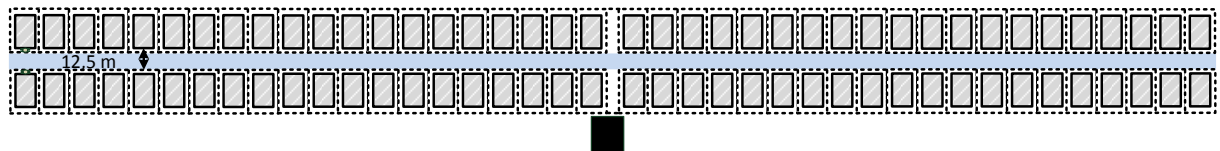


Abbildung 8.12: Straßendorf

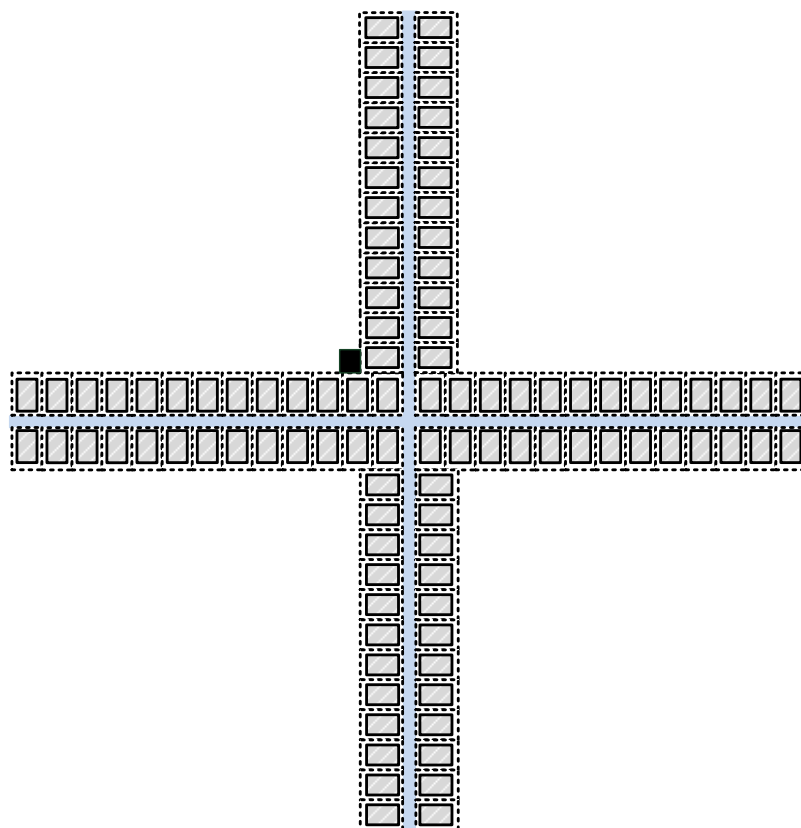


Abbildung 8.13: Kreuzdorf

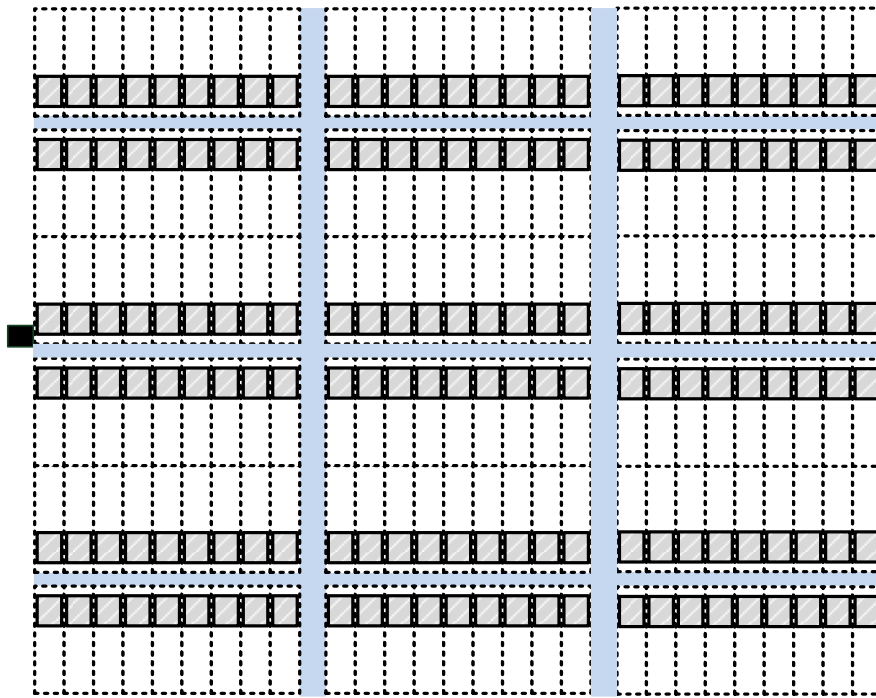


Abbildung 8.14: Niederdichte Ein- oder Zweifamiliensiedlung

Tabelle 8.3: Siedlungsnetzdaten

	Spannung	Trafo [kVA]	Freileitung [mm ²]	Kabel [mm ²]	HA [mm ²]	Anzahl HA
Streusiedlung	20 kV / 0,4 kV	100	FAL 4x70	-	FAL 4*25	18
geteilte Hausgruppen						30
Straßendorf						80
Kreuzdorf		250	-	NAYY 4*150	NAYY 4*35	80
			FAL 4x70	-	FAL 4*25	100
			-	NAYY 4*150	NAYY 4*35	100
Niederdichte Ein- oder Zweifamilienhaus- siedlung		400	FAL 4x70	-	FAL 4*25	162
	-		NAYY 4*150	NAYY 4*35	162	

8.2.3 Durchdringung und Verteilung der Erzeugungsanlagen

Bei den Verteilungsarten von EZA muss unterschieden werden zwischen:

- Homogener Verteilung
- Inhomogener Verteilung

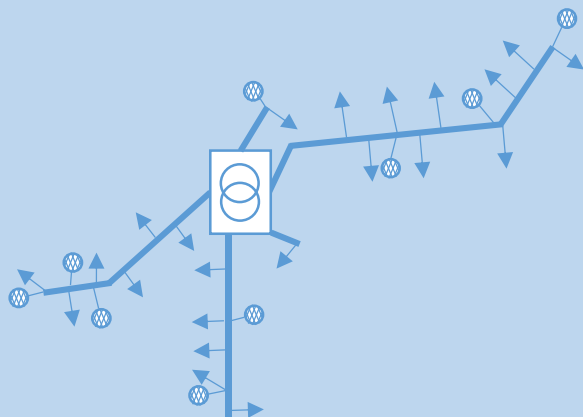
Eine homogene (gleichmäßige) Verteilung von EZA auf alle Stränge eines Ortsnetzes führt zu ähnlichen Spannungsverhältnissen in diesen Strängen. Bei einer inhomogenen Verteilung von EZA, d.h. bei höherer Belastung einzelner Stränge, kann es zu hohen Abweichungen der Spannung zwischen den kritischen Knoten der verschiedenen Stränge kommen. Entscheidend ist hierbei die „Durchdringung“ der Netze mit PV-Anlagen.

Definition 8.2 („Durchdringung“)

Im Folgenden wird das Verhältnis der Summe der angeschlossenen Erzeugungsleistung zur Anzahl von Hausanschlüssen mit einer festen Leistung je Hausanschluss als „Durchdringung“ bezeichnet. Als mittlerer Wert der Leistung einer PV-Erzeugungsanlage kann 9,2 kW angesetzt werden.

Beispiel:

$$\text{Durchdringung} = \frac{\text{Summe der installierten Erzeugungsleistung}}{\text{Anzahl Hausanschlüsse} \cdot 9,2 \text{ kW}} \cdot 100 \%$$



- Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung von 54 kVA.
- 21 Hausanschlüsse.

Daraus folgt eine „Durchdringung“ von ca. 28 %.

Je höher die „Durchdringung“ und je ausgeprägter die Verteilung der EZA in einem Netz, desto anspruchsvoller wird die Auswahl geeigneter SSA.

Bei homogener Verteilung der EZA und mäßiger „Durchdringung“, kann das Blindleistungsmanagement der EZA bereits ausreichen, um die Spannung in den geforderten Grenzen zu halten. Bei hoher „Durchdringung“ empfiehlt sich der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators unter Umständen auch in Kombination mit dem Blindleistungsmanagement der EZA.

In stark inhomogenen Netzen kann der ausschließliche Einsatz von Blindleistungsquellen zu einer Überlastung der Kabel bzw. Leitungen der betroffenen Stränge führen, da der Blindleistungsbezug der EZA den Lastfluss erhöht. Für einzelne stark belastete Stränge empfiehlt sich der Einsatz eines Strangspannungsreglers.

8.2.4 Leitungen

Die Leitungstechnologie ist ein entscheidender Faktor bei Auswahl geeigneter „spannungsstabilisierender Applikationen“ (SSA). Zu unterscheiden sind hier Freileitungs- und Kabelsysteme, diese unterscheiden sich in ihrem R/X Verhältnis der Impedanz. Freileitungsnetze besitzen gegenüber Kabelnetzen eine relativ hohe Reaktanz, wobei die Beeinflussung der Spannung durch ein Blindleistungsmanagement mehrheitlich von der Reaktanz bestimmt wird.

In vielen NS-Netzen mit Freileitungssystem entscheiden sich die Netzbetreibergesellschaften aus Zuverlässigkeitsaspekten für den Wechsel in ein Kabelsystem, oftmals verbunden mit einer Erschließung des Breitbandkabelnetzes im betroffenen Netzgebiet. Ein möglicher Umbau des Systems in der Zukunft sollte bei der Auswahl der „Applikationen“ mit berücksichtigt werden, insbesondere da im Zuge des Umbaus Kabelsysteme mit größerem Querschnitt eingesetzt werden können. Kurzfristige „spannungsstabilisierende“ Maßnahmen wie z.B. das Blindleistungsmanagement der EZA sind in diesem Fall zu bevorzugen.

8.2.5 Kurzschlussleistung und Netzausdehnung

Zur Bewertung von Netzurückwirkungen wird i.a. die „Netzkurzschlussleistung“ S_{kQ} (Definition 8.3) am Netzverknüpfungspunkt (NVP) herangezogen. Zur Klassifizierung eines Ortsnetzes hinsichtlich seiner Kurzschlussleistung und Belastung durch EZA wird das „Leistungsverhältnis“ R_{sce} verwendet (Definition 8.4).

Definition 8.3 („Netzkurzschlussleistung“)

Die Netzkurzschlussleistung ist eine Kenngröße zur Bewertung der Netzimpedanz. Netzurückwirkungen sind in Netzen mit einer hohen Kurzschlussleistung geringer als in Netzen mit niedriger Kurzschlussleistung bei gleicher Störemission.

Definition 8.4 („Leistungsverhältnis“)

Ist das Verhältnis aus der „Netzkurzschlussleistung“ S_{kQ} an den Niederspannungsklemmen des Ortsnetztransformators zur aktuell installierten Erzeugungsleistung $P_{inst,EZA,akt}$ plus zukünftig einzuplanender Erzeugungsleistung $P_{inst,EZA,zuk}$:

$$R_{sce} = \frac{S_{kQ}}{P_{inst,EZA,akt} + P_{inst,EZA,zuk}}$$

$$S_{kQ} \approx \frac{S_{r,T}}{u_k}$$

Beispiel: $S_{r,T} = 400 \text{ kVA}$, $u_k'' = 4 \%$, $P_{\text{Inst,EZA,akt}} = 250 \text{ kW}$, $P_{\text{Inst,EZA,zuk}} = 80 \text{ kVA}$

$$S_{kQ} \approx \frac{400 \text{ kVA}}{0,04} = 10 \text{ MVA} \quad R_{\text{sce}} = \frac{10 \text{ MVA}}{250 \text{ kVA} + 80 \text{ kVA}} = 30,3$$

Ist die Kurzschlussleistung des NVP nicht bekannt, so kann in guter Näherung auch die Kurzschlussleistung des Ortsnetztransformators verwendet werden.

Mit zunehmender Netzausdehnung erhöht sich die Netzimpedanz an den Enden der entsprechenden Netzstränge, dadurch steigt die resultierende Spannungsänderung bei gleichbleibendem Wirk- und Blindleistungsfluss. Zur Bewertung der Netzausdehnung wird die durchschnittliche Länge der Netzstränge in Meter verwendet. Als Extremfallbetrachtung kann statt der durchschnittlichen Länge der Netzstränge der längste Strang verwendet werden. Aus Abbildung 8.15 folgt eine maximale Ausdehnung von 300 m.

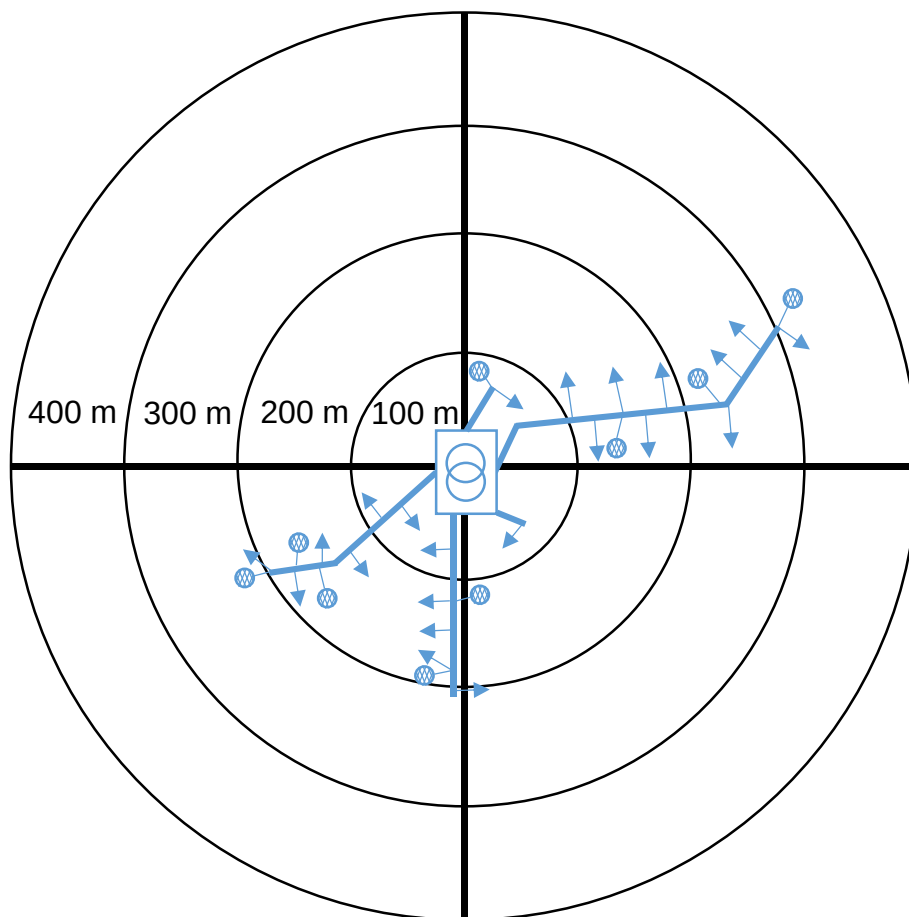


Abbildung 8.15: Beispiel zur Bestimmung der Netzausdehnung

8.3 Kommunikationstechnologien

8.3.1 Drahtgebundene Technologien

8.3.1.1 DSL (Digital Subscriber Line)

Die DSL-Technologie nutzt die bereits für die analoge Telefonie verlegten Kupferadern als Kommunikationsmedium. Die DSL-Technologie ermöglicht die IP-Datenkommunikation mit hohen Übertragungsraten von 1 Mbit/s bis 50 Mbit/s. Bei vorhandener VDSL2-Infrastruktur sind sogar Datenübertragungsraten bis zu 100 Mbit/s möglich. Die vorhandene Bandbreite ist stark abhängig von der Entfernung zum nächsten Knotenpunkt, der mit einem *Digital Subscriber Line Access Multiplexer* (DSLAM) ausgestattet ist. In Ballungsgebieten und Städten ist die grundsätzliche Verfügbarkeit sehr hoch. Gerade in ländlichen Gebieten ist die Versorgung mit DSL teilweise noch sehr lückenhaft.

DSL erfüllt die technischen Anforderungen an die Kommunikationstechnologie in intelligenten Netzen hinsichtlich IP-Fähigkeit, verfügbarer Bandbreite und Nutzbarkeit von Verschlüsselungstechnologien. Einschränkungen gibt es allerdings mit der Verfügbarkeit des DSL-Anschlusses am für netzdienliche SSA erforderlichen Einsatzort. DSL-Anschlüsse werden häufig nur in Kellern von Häusern bereitgestellt. In den Hauskellern ist es von den baulichen Gegebenheiten abhängig, ob der DSL-Anschluss in der Nähe von Zählern bzw. in der Nähe der Wechselrichter zur Verfügung steht. Für die Bereitstellung eines DSL-Anschlusses in Straßenverteilern oder Trafostationen sind meist größere bauliche Anpassungen zu erwarten. Zusätzlich ist bei der Nutzung von DSL-Anschlüssen in Häusern eine vertragliche Vereinbarung mit dem Hauseigentümer individuell zu prüfen.

Bei der DSL Technologie wird unterschieden in asynchrone und synchrone Varianten. Bei der asynchronen Variante sind die Datenübertragungsraten für *Upstream* und *Downstream* unterschiedlich.

8.3.1.2 TV-Kabelnetz

Das ursprünglich nur für die Versorgung mit Kabel-TV aufgebaute TV-Kabelnetz ist inzwischen bei den meisten Kabelnetzbetreibern für die Versorgung mit Breitband-Internet ausgebaut. Die üblicherweise verfügbare Bandbreite liegt dabei häufig höher als bei den DSL-Anschlüssen.

Die TV-Kabelnetze erfüllen ähnlich wie DSL die technischen Anforderungen für intelligente Netze. Genauso wie bei DSL gibt es wiederum Einschränkungen hinsichtlich der Verfügbarkeit am erforderlichen Einsatzort. Der Kabel-TV-Hausübergabepunkt liegt häufig nicht in der Nähe der Zähler bzw. des Wechselrichters. Für den Anschluss von Straßenverteilern und Trafostationen an das TV-Kabelnetz sind meistens größere bauliche Arbeiten erforderlich. Durch die Eigentümerstruktur von TV-Kabelnetzen sind in vielen Fällen vertragliche Vereinbarungen mit mehreren Betreibern erforderlich, da die einzelnen Netzebenen teilweise

von unterschiedlichen Unternehmen betrieben werden. Dies hätte einen deutlich höheren Verwaltungsaufwand zur Folge.

8.3.1.3 Glasfasernetz

Glasfasernetze stellen die Hauptverbindungen im heutigen internationalen Kommunikationsnetz dar. Die Datenübertragung in Glasfasernetzen erfolgt über codierte Lichtsignale. In Glasfasernetzen lassen sich im Gegensatz zu den kupferbasierten Übertragungstechnologien deutlich höhere Datenübertragungsraten von bis zu 40 Gbit/s realisieren. Außerdem ist eine Übertragung über sehr weite Strecken möglich, die sich durch sehr geringe Verluste und ihre Unempfindlichkeit gegenüber elektromagnetischen Einflüssen auszeichnet. Glasfasernetze sind das ideale Medium, um große Datenmengen über weite Entfernungen zu übertragen.

Hinsichtlich IP-Fähigkeit, Latenzzeiten, verfügbarer Bandbreite und Einsetzbarkeit von Verschlüsselungstechnologien erfüllen Glasfasernetze alle Anforderungen der Kommunikation in intelligenten Netzen.

Glasfasernetze sind allerdings aktuell nur in sehr beschränktem Umfang in der Fläche vorhanden. Zukünftig soll die Verfügbarkeit aber deutlich erhöht werden.

Für den Anschluss von Straßenverteilern und Trafostationen sind in vielen Fällen bauliche Anpassungen erforderlich. Durch die relativ hohen Kosten für den Anschluss einzelner Messpunkte eignen sich Glasfasernetze eher zur „Backbone“-Anbindung (siehe Definition 8.5) eines lokalen Netzes.

Definition 8.5 („Backbone“)

„Backbone“ (engl. Rückgrat) bezeichnet ein Hochleistungskommunikationsnetz, das die Hauptstruktur eines Kommunikationsnetzes bildet und mit dem die Subnetz-Strukturen verbunden werden. Um die benötigten hohen Datenübertragungsraten sicherzustellen, wird zum Aufbau von Backbone-Netzen häufig ein Glasfasernetz genutzt.

Einige Verteilnetzbetreiber verlegen bei Umbaumaßnahmen, z.B. bei Verkabelung eines Ortsnetzes, gleichzeitig Glasfaserleitungen zu den betroffenen Haushalten. Rein als Kommunikationsmedium für die Smart-Meter, einer Netzzustandsüberwachung oder einer Netzregelung ist ein solches Glasfasernetz sehr überdimensioniert und aus wirtschaftlicher Sicht nicht zu empfehlen. Wird aber dem Netzkunden über das Glasfasernetz eine schnelle Internetverbindung bereitgestellt, gibt es hier ein neues Geschäftsmodell für den Verteilnetzbetreiber. Das Kommunikationsnetz befindet sich dann im Besitz des Netzbetreibers, was den Einsatz für netzdienliche Zwecke erleichtert. Ein Glasfasernetz parallel zum Stromnetz ist die technisch optimale Lösung.

8.3.2 Drahtlose Technologien

8.3.2.1 GPRS/GSM

Über die vorhandenen GSM (Global System for Mobile Communications)-Mobilfunknetze können mit Hilfe von GPRS (General Packet Radio Service) Daten übertragen werden. Diese Kommunikationstechnik wird heute häufig zur Auslesung von Einzelzählern im industriellen Bereich eingesetzt. Diese Zähler werden dazu mit einer SIM-Karte ausgestattet und können dann die Zählerdaten an den Messdienstleister übertragen. Die theoretische Übertragungsgeschwindigkeit mit GPRS liegt bei maximaler Ausnutzung der Übertragungskapazität bei maximal 220 kbit/s, wobei die in der Praxis erreichte Bandbreite meist deutlich niedriger liegen. So können bei Messungen Datenübertragungsraten von wenigen kbit/s bei gleichzeitig sehr hohen Latenzzeiten beobachtet werden.

Grundsätzlich erfüllt die GPRS-Datenübertragung die Anforderungen hinsichtlich IP-Fähigkeit und Verschlüsselungsfähigkeit. Allerdings müssen gegebenenfalls durch die genannten Einschränkungen bei der Bandbreite und den Latenzzeiten durchaus Abstriche gemacht werden.

Die Verfügbarkeit des GSM-Netzes in Deutschland ist sehr hoch, allerdings sind durch die sehr hohe Auslastung des GSM-Netzes auch in dieser Hinsicht Einschränkungen zu erwarten. Bedingt durch die genutzten Übertragungsfrequenzen (900 MHz-Bereich und 1800 MHz-Bereich) ist die Anbindung von Mess- und Steuerpunkten in Gebäudekellern nur sehr eingeschränkt realisierbar. Hier wäre zwar die Installation von Außenantennen möglich, was allerdings zusätzliche Kosten durch Installation verursachen und vertragliche Vereinbarungen mit dem Gebäudeeigentümer erforderlich machen würde.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Nutzung von GPRS über GSM-Netze abhängig von der gewählten „Regelstrategie“ unter Umständen nur sehr eingeschränkt für die erforderliche Kommunikation für SSA anwendbar ist.

8.3.2.2 UMTS/HSDPA

UMTS (Universal Mobile Telecommunications System) stellt eine Weiterentwicklung der Datenübertragung im Mobilfunknetz dar. In Deutschland werden dazu Frequenzbänder im 2100 MHz-Band genutzt. Mit UMTS in der Basisvariante sind Datenübertragungsraten bis zu 384 kbit/s - und damit deutlich mehr als bei GPRS – möglich. Bei der Nutzung von HSDPA (*High Speed Downlink Packet Access*) bzw. HSUPA (*High Speed Uplink Packet Access*) sind sogar Übertragungsraten von 42,2 Mbit/s im Downlink und 5,8 Mbit/s im Uplink erreichbar.

Durch die hohe verfügbare Bandbreite und die volle IP-Fähigkeit erfüllt UMTS/HSDPA die technischen Anforderungen einer Datenkommunikation für intelligente Netze. Da die genutzten Frequenzen noch höher liegen als bei GPRS ist die Verfügbarkeit in Gebäudekellern

noch eingeschränkter, so dass hier die gleichen Einschränkungen gelten wie bei GPRS. Die Flächenabdeckung des UMTS-Netzes in Deutschland ist verglichen mit dem GSM-Netz relativ gering. Auf Grund der Verfügbarkeit des Nachfolgestandards LTE wird inzwischen mehr in den Ausbau des LTE-Netzes investiert.

8.3.2.3 LTE

LTE (Long Term Evolution) ist ein Mobilfunkstandard der vierten Generation und ermöglicht eine weitere Steigerung der Datenübertragungsrate gegenüber HSDPA auf bis zu 100 Mbit/s im Downlink und bis zu 50 Mbit/s im Uplink. In Deutschland werden für LTE Frequenzbänder in drei unterschiedlichen Bändern genutzt: 800 MHz-, 1800 MHz- und 2600 MHz-Band.

Mit LTE sind wesentlich niedrigere Latenzzeiten als bei GPRS oder UMTS realisierbar und auch alle anderen technischen Anforderungen hinsichtlich IP-Fähigkeit und Verschlüsselungsfähigkeit werden durch LTE erfüllt.

Für die Verfügbarkeit in Gebäudekellern sowie die Netzabdeckung in Deutschland gelten die gleichen Einschränkungen wie bei GPRS und UMTS. Wie bei allen anderen bisher genannten drahtlosen Technologien ist für die Kommunikation über LTE für jedes Kommunikationsgerät (Mess- oder Steuergerät) innerhalb eines Regelsystems eine SIM-Karte erforderlich, die monatliche Kosten verursacht.

Aktuell wird eine Bereitstellung von Frequenzen für LTE im 450 MHz-Band diskutiert. Die Nutzung des 450 MHz-Bandes hätte eine deutlich größere Reichweite und eine bessere Verfügbarkeit in Gebäudekellern zur Folge.

8.3.2.4 CDMA

CDMA (Code Division Multiple Access), eigentlich CDMA 2000, ist eine Mobilfunk-Übertragungstechnik, die genauso wie UMTS ein Codemultiplexverfahren verwendet. CDMA 2000 wird international hauptsächlich zur Machine2Machine-Kommunikation eingesetzt und arbeitet im 450-MHz Band. Mit CDMA 2000 sind Datenübertragungsraten von bis zu 3 Mbit/s im Downlink und bis zu 1,5 Mbit/s im Uplink erreichbar.

Die Technologie erfüllt die technischen Anforderungen an Kommunikationsnetze für intelligente Netze, ist in Deutschland bisher allerdings nicht verfügbar. Wie oben bereits erwähnt, wird in Deutschland aktuell die Nutzung des 450-MHz-Bandes diskutiert. Eine Entwicklung ist hier aber noch nicht absehbar.

8.3.2.5 Satellit

Die Nutzung von satellitengestützter Kommunikation als Kommunikationsinfrastruktur für intelligente Netze ist auf Grund mehrerer Faktoren nur sehr eingeschränkt denkbar. Wegen der großen Entfernung zwischen Erdstation und Satellit ergeben sich sehr lange Latenzzeiten, die eine Kommunikation in Echtzeit in Frage stellen. Außerdem ist die satellitengestützte

Kommunikation stark abhängig von meteorologischen Einflüssen. Schlechte Witterungsverhältnisse können sogar zu einem Abbruch der Verbindung führen. Hinzu kommen die vergleichsweise hohen Kosten für die Ausrüstung der Kommunikationspunkte.

Als einziger Vorteil gegenüber den anderen Technologien ist die hohe Flächenverfügbarkeit zu nennen.

8.3.3 Datenübertragung über das Stromnetz

8.3.3.1 Schmalband-Powerline (PLC)⁴

Mit der Schmalband-Powerline-Technik (PLC) können Daten über Nieder- und Mittelspannungsnetze der Energieversorger übertragen werden. Diese Technologie nutzt fünf CENELEC-Bänder im Frequenzbereich zwischen 3 kHz und 148,5 kHz, deren Nutzung in EN 50065 festgelegt ist. Das unbezeichnete Frequenzband zwischen 3 kHz und 9 kHz sowie das CENELEC-Band A zwischen 9 kHz und 95 kHz sind ausschließlich für die Nutzung durch Energieversorger vorgesehen. Die CENELEC-Bänder B, C und D zwischen 95 kHz und 148,5 kHz sind allgemein für private Kommunikationsdienste vorzugsweise innerhalb von Gebäuden freigegeben. Außerdem ist eine PLC-Technik (G3-PLC) im 150 – 500 kHz-Band verfügbar.

Die Kommunikationsinfrastruktur entspricht bei PLC dem vorhandenen Stromnetz. Die Schmalband-Powerline-Technik benötigt einen zentralen Datenkonzentrator, von dem aus die Kommunikationspunkte im Stromnetz strahlenförmig angesprochen werden.

Der große Vorteil dieser Technologie ist Verfügbarkeit der Datenkommunikation an allen Punkten im Stromnetz, die besonders für die Umsetzung von SSA interessant sind (Straßenverteiler, Trafostationen, Gebäudekeller, Wechselrichter usw.). Durch die verwendeten hohen Pegel können große Reichweiten erreicht werden. Es ist allerdings nur eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung zwischen dem Datenkonzentrator und dem PLC-Modem möglich. Eine Verstärkung des Signals durch Repeater ist nicht vorgesehen.

Der große Nachteil der Schmalband-Powerline-Technik ist die verfügbare Bandbreite. Diese liegt bei PLC aktuell bei maximal 33,4 kbit/s, wobei in der Praxis eher Datenübertragungsraten von 2 kbit/s bis 10 kbit/s erreicht werden. Durch Nutzung der PRIME (*PoweRline Intelligent Metering Evolution*)-Technologie wird die theoretisch erreichbare Bandbreite auf 128 kbit/s gesteigert. Auf Grund der sehr geringen verfügbaren Bandbreite und sehr hoher Latenzzeiten ist die Echtzeitfähigkeit stark eingeschränkt. Auch bei G3-PLC wird die verfügbare Nettodatenrate mit lediglich 30 – 50 kBit/s angegeben. Für SSA, die kürzere Abfragezyklen erfordern, ist diese Technologie nur sehr bedingt einsetzbar.

⁴ Siehe auch [15]

8.3.3.2 Breitband-Powerline (BPL)

Auch die Breitband-Powerline-Technik (BPL) ermöglicht die Datenübertragung über Nieder- und Mittelspannungsnetze von Energieversorgern. Für die BPL-Technik steht im Gegensatz zur PLC-Technik ein sehr breites Frequenzband im Bereich von 1 MHz und 30 MHz zur Verfügung. Durch das große verfügbare Frequenzband ist eine sehr robuste Datenübertragung mit großer Bandbreite möglich. Im praktischen Betrieb können Datenübertragungsraten von bis zu 30 Mbit/s (symmetrisch) erreicht werden.

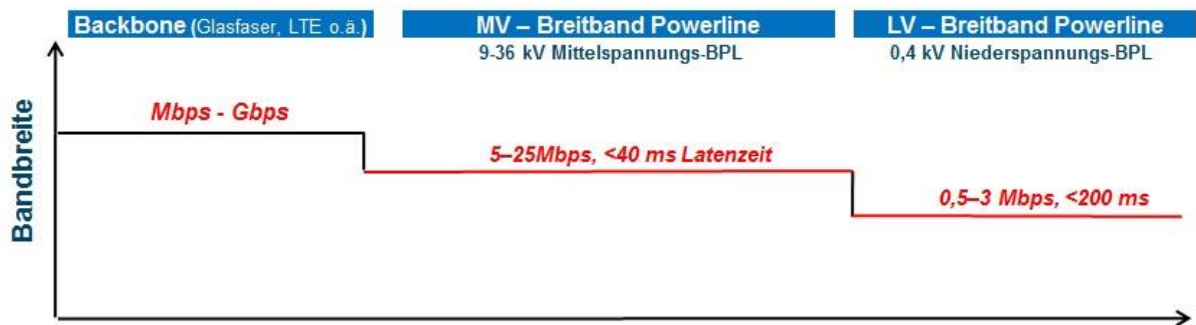


Abbildung 8.16: Bandbreite von BPL-Lösungen

Das BPL-System nutzt das vorhandene Stromnetz als Kommunikationsmedium und kann sowohl auf dem Nieder- als auch auf dem Mittelspannungsnetz eingesetzt werden. Im NS-Netz wird ausgehend von einem *Headend*, das mit dem IP-Backbone des Energieversorgers verbunden ist, die BPL-Grundstruktur aufgebaut. Mit Hilfe von Repeatern, die vorzugsweise in die vorhandenen Netzknoten (Straßenverteiler oder Trafostationen) eingebaut werden, entsteht eine dem Stromnetz entsprechende vermaschte TCP/IP-fähige Kommunikationsinfrastruktur. Durch permanente Überprüfung der einzelnen Verbindungen zwischen den Geräten wird innerhalb der Maschenstruktur jeweils die beste Verbindung gewählt, wodurch eine hohe Robustheit gegenüber Störungen im Stromnetz und damit eine hohe Verfügbarkeit der Infrastruktur erreicht wird. Durch die Möglichkeit des Einsatzes von Repeatern kann die gegenüber dem Schmalband-PLC geringere Reichweite zwischen einzelnen Geräten im Netz ausgeglichen werden.

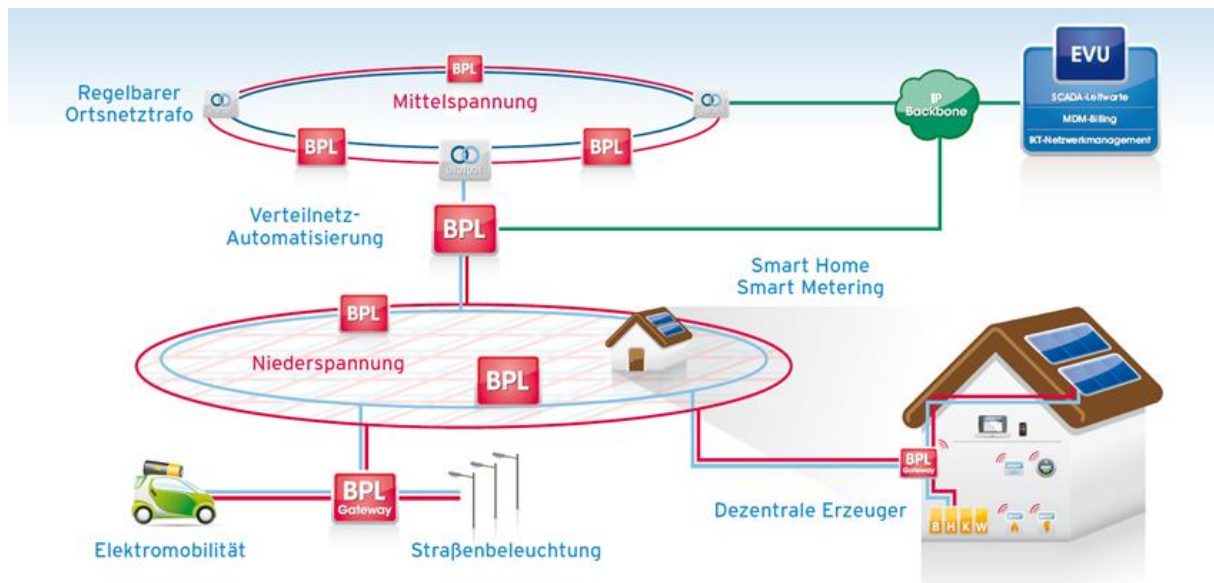


Abbildung 8.17: BPL- Netz im Überblick

Durch die hohe verfügbare Bandbreite erfüllt die BPL-Technologie alle technischen Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur für intelligente Netze. Insofern ist auch eine parallele Nutzung verschiedener netzdienlicher Anwendungen (z.B. Smart Metering und SSA) über dasselbe BPL-Netz möglich.

Zusätzlich verfügt BPL über alle bei Schmalband-Powerline genannten Vorteile hinsichtlich der Verfügbarkeit an für netzdienliche SSA relevanten Punkten im Stromnetz. Durch die Nutzung des eigenen Stromnetzes als Kommunikationsmedium ist der Energieversorger bzw. Netzbetreiber unabhängig von externen Kommunikationsanbietern und hat kommunikativ direkten Zugriff auf seine Betriebsmittel.

8.4 Nutzung von intelligenten Messsystemen (iMSys) für netzdienliche Anwendungen⁵

Mit dem „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ wurde der flächendeckende *Rollout* von intelligenten Messsystemen (iMSys) beschlossen. Die iMSys können auch zur Erhebung netzdienlicher Messwerte genutzt werden.

Zentraler Baustein eines iMSys ist das *Smart-Meter-Gateway* (SMGW), das die Messdaten von den angeschlossenen Zählern empfängt, speichert und diese für Marktteure aufbereitet.

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat die Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit für das SMGW in zwei Schutzprofilen und der Technischen Richtlinie TR-03109 [13] definiert und sichert so einen einheitlichen technischen Sicherheitsstandard beim Einsatz der iMSys [14].

Neben der kompletten Verschlüsselung aller Kommunikationsverbindungen ist die konsequente Trennung der an das SMGW angeschlossenen Netze ein zentraler Bestandteil der funktionalen Systemarchitektur.

Die Messeinrichtungen werden über das Lokale Metrologische Netz (Local Metrological Network - LMN) an das SMGW angebunden. Im Heimnetz (*Home Area Network* – HAN) des Letztverbrauchers stellt das SMGW dem Letztverbraucher bzw. dem Servicetechniker Daten zur Verfügung. Außerdem ist im HAN die Steuerung von angeschlossenen Geräten und Anlagen (z.B. PV-Anlagen, Wärmepumpen o.ä.) über die CLS (*Controllable Local Systems*) – Schnittstelle vorgesehen. Die Kommunikation mit dem Gateway-Administrator und den externen Marktteilnehmern (z.B. Netzbetreiber) erfolgt über die WAN (*Wide Area Network*) – Schnittstelle.

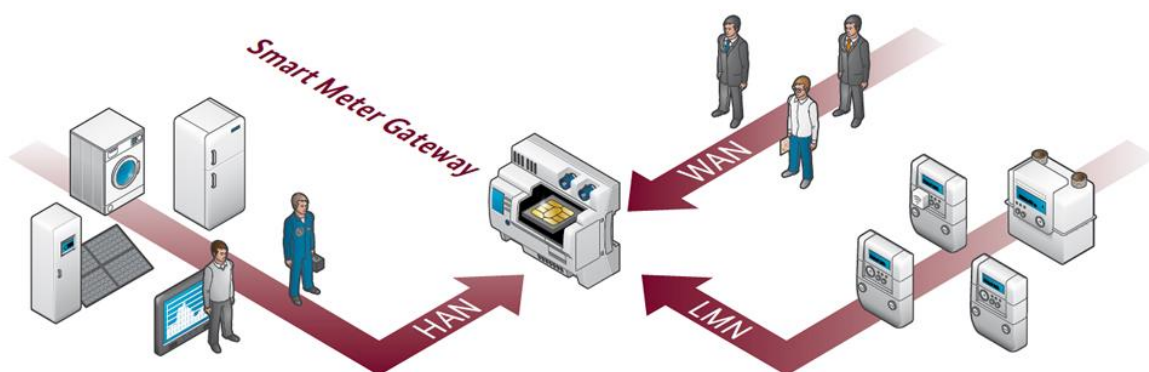


Abbildung 8.18: Schnittstellen des Smart-Meter-Gateways (Quelle: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik [14])

⁵ Siehe auch [14]

Das SMGW kann über die WAN-Schnittstelle ausschließlich durch den Gateway-Administrator konfiguriert werden. Bei der Konfiguration werden dem SMGW die auszuführenden Tarifierungsfälle und die zugehörigen Parameter übermittelt. Außerdem wird bei der Konfiguration festgelegt, welche Daten an welchen Marktteilnehmer übermittelt werden dürfen bzw. welcher externe Marktteilnehmer mit dem SMGW kommunizieren darf. Der Aufbau einer Kommunikationsverbindung wird grundsätzlich vom SMGW selbst initiiert. Einzige Ausnahme ist die Kommunikationsaufnahme des Gateway-Administrators zum SMGW mit Hilfe eines *Wake-Up*-Pakets zur Administration des SMGW.

In der Technischen Richtlinie sind für das SMGW verschiedene Tarifierungsfälle (TAF) definiert, mit Hilfe derer die Zählerdaten externen Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden können. Im TAF 10 wird der Abruf von Netzzustandsdaten durch berechnete Marktteilnehmer (z.B. Netzbetreiber) beschrieben. Der Anwendungsfall ist insbesondere vorgesehen, um den Netzbetreibern zu ermöglichen, den Zustand ihrer Netze zu beurteilen. So können bestimmte Messwerte des Zählers entweder periodisch abgefragt und an den Netzbetreiber gesendet werden oder Informationen des Zählers beim Eintritt bestimmter Ereignisse (z.B. Über- oder Unterschreiten von Schwellwerten) an den Netzbetreiber gesendet werden.

Bei der Nutzung der durch den TAF 10 bereitgestellten Daten für Regelzwecke muss einerseits die mögliche und die erforderliche Auslesefrequenz gegenüber gestellt werden. Andererseits ist zu beachten, dass bei der Auslesung der Daten über das SMGW die Kommunikationsnetze des Regelsystems und des Smart Metering Systems zusammengeführt werden müssen. Hierbei sind die möglichen Konsequenzen bezüglich der IT-Sicherheit zu berücksichtigen. Nicht zuletzt muss geklärt werden, ob das SMGW die Daten in einem vom Regelsystem lesbaren Datenformat zur Verfügung stellt.

8.5 Vereinfachte Rechnung

Hat der Verteilnetzbetreiber (VNB) keinen Zugang zu einem Lastflussberechnungsprogramm, kann eine Abschätzung des Spannungsfalls bzw. des Spannungshubs mit den folgenden Gleichungen erfolgen (siehe auch DIN VDE 0100-520 2012:06 Anhang G):

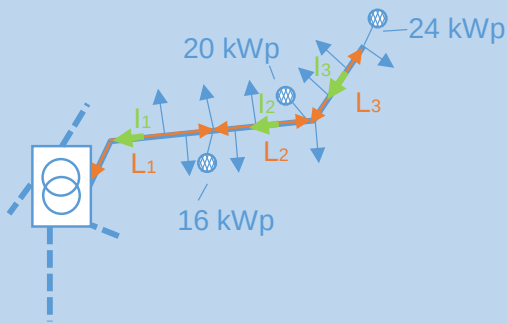
$$\Delta U = (R_L \cdot \cos\varphi + X_L \cdot \sin\varphi) \cdot I$$

oder bei Vernachlässigung des Blindleistungsanteils

$$\Delta U = R_L \cdot I \cdot \cos\varphi$$

Beispiel 8.1 (Vereinfachte Rechnung)

Beispiel zur Berechnung des Spannungshubs verursacht durch die eingespeiste Leistung von mehreren Erzeugungsanlagen. Die Berechnung des Spannungsfalls verursacht durch die Lasten kann analog erfolgen.



- NYYA 5x150mm²
- Gesamtlänge: 350 m
L₁: 150 m, L₂: 100 m, L₃: 100 m
- $X'_L = 0,1 \, \Omega/\text{km}$, $R'_L = 0,2 \, \Omega/\text{km}$
- $\cos\varphi = 0,9$
- EZA dreiphasig

$$\text{mit } I = \frac{P_{\text{inst}}}{3 \cdot U_{(1)n}} \text{ folgt } I_3 = \frac{24 \text{ kW}}{3 \cdot 230 \text{ V}}, I_2 = \frac{20 \text{ kW}}{3 \cdot 230 \text{ V}} + I_3, I_1 = \frac{16 \text{ kW}}{3 \cdot 230 \text{ V}} + I_3 + I_2$$

unter Vernachlässigung der Blindleistungsanteils folgt:

$$\Delta U = I_1 \cdot L_1 \cdot R'_L \cos\varphi + I_2 \cdot L_2 \cdot R'_L \cos\varphi + I_3 \cdot L_3 \cdot R'_L \cos\varphi \approx 5 \text{ V}$$

8.6 Kalkulationstabelle

Tabelle 8.4: Kalkulationstabelle Investitionskosten (CapEx)

Investitionskosten (CapEx)		
Applikation	Position	Kosten
Regelbarer Ortsnetztransformator	Anschaffung ($S_r = 400 \text{ kVA}$)	24.000 €
	Transport und Aufbau	700 €
	Elektromontage	800 €
	Summe:	25.500 €
Strom-/Wirkleistungs-abhängige Sollwertvorgabe	Stromwandler + Implementierung	1.500 €
	Freischalten des Modus	250 €
	Summe:	1.750 €
Koordination	Freischalten des Modus	250 €
Strangspannungsregler	Anschaffung ($S_r = 250 \text{ kVA}$)	18.000 €
	Anschaffung je kVA	2.380 € + 80 €/kVA
	Tiefbau	1.000 €
	Transport und Aufbau	700 €
	Elektromontage	800 €
	Summe:	20.500 €
Strom-/Wirkleistungs-abhängige Sollwertvorgabe	Freischalten des Modus	500 €
Koordination	Freischalten des Modus	250 €

Leistungselektronische Blindleistungs-kompensationseinrichtung	Anschaffung ($S_r = 75 \text{ kVA}$)	10.000 €
	Tiefbau	1.000 €
	Elektromontage	500 €
	Summe:	11.500 €
Abgesetzte Messung	Messsystem ohne vorhandene IKT-Infrastruktur je Anlage	2.500 €
	Messsystem bei vorhandene IKT-Infrastruktur je Anlage	400 €
Koordination	Regeleinheit („Plug-and-Play“)	1.000 €
	Regeleinheit + Softwareanpassung	2.000 €
	Kommunikative Anbindung der Erzeugungsanlagen je Anlage	650 €
	Messsystem ohne vorhandene IKT-Infrastruktur je Anlage	2.500 €
	Messsystem bei vorhandene IKT-Infrastruktur je Anlage	400 €
Einstrahlungsmessgerät	Anschaffung und Implementierung	2.000 €

Tabelle 8.5: Kalkulationstabelle Investitionskosten (OpEx)

Operative Kosten (OpEx)		
Applikation	Position	Kosten
Regelbarer Ortsnetztransformator	Wartung	1 %
Strangspannungsregler	Wartung	1 %
Leistungselektronische Blindleistungs-kompensationseinrichtung	Wartung	1 %
	Netzverluste durch Blindleistung	0,003 € pro kWh
Blindleistungsmanagement der Erzeugungsanlagen	Netzverluste durch Blindleistung	0,003 € pro kWh
Strom-/Wirkleistungs-abhängige Sollwertvorgabe	Wartung	1 %
Abgesetzte Messung	Mess- und Kommunikationstechnik je Anlage	1 %
Koordination	Mess- und Kommunikationstechnik je Anlage	1 %
	Regler	1 %
Einstrahlungsmessgerät	Wartung	1 %

8.7 Definitionen

Definition 1.1 („Applikation“)

Als „Applikation“ werden in diesem Dokument Komponenten, Anwendungen und Maßnahmen bezeichnet, welche aktiv die Spannung im Netz beeinflussen können.

Definition 1.2 („spannungsstabilisierend“)

Mit dem Begriff „spannungsstabilisierend“ wird der steuernde oder regelnde Einfluss einer „Applikation“ zur Gewährleistung der Spannungsqualität in Bezug auf langsame Spannungsänderungen bezeichnet.

Definition 1.3 („Spannungsproblem“)

Ein Netz weist ein „Spannungsproblem“ auf, wenn unter zulässigen Randbedingungen (z.B. Spannungsbetrag an den Mittelspannungsklemmen der Ortsnetztransformatoren) sowie bei zu erwartenden Einspeise- und Lastsituationen, an irgendeiner Stelle im Netz Unter- oder Überspannung nach den Verträglichkeitspegeln zur langsamen Spannungsänderung der DIN EN 50160 [1] auftritt: „Unter normalen Betriebsbedingungen mit der Ausnahme von Intervallen mit Unterbrechungen sollten Änderungen der Versorgungsspannung $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n nicht überschreiten⁶“. Ein Spannungsproblem kann sehr individuell sein, z.B. lediglich begrenzt auf eine Überspannung eines einzelnen Stranges.

Definition 1.4 („Spannungsänderungsbereich“)

Als Spannungsänderungsbereich wird unter den in der VDE AR-N 4105 genannten Bedingungen die maximal zulässige Spannungserhöhung aufgrund der Erzeugungseinheiten plus die maximal zulässige Spannungsabsenkung aufgrund der Lasten bezeichnet. Dabei gelten für die Spannungsabsenkung und die Spannungserhöhung analoge Bedingungen.

Definition 1.5 („Erweiterter Spannungsänderungsbereich“)

Wird der Spannungsänderungsbereich nicht eingehalten sind Maßnahmen erforderlich. Durch den Einsatz „spannungsstabilisierender Applikationen“ kann der Spannungsänderungsbereich zum „Erweiterten Spannungsänderungsbereich“ (ESB) erweitert werden.

⁶ DIN EN 50160:2010, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Definition 1.6 („Notwendiger Spannungsänderungsbereich“)

Analog wird für ein bestimmtes Planungsszenario ein „Notwendiger Spannungsänderungsbereich“ (NSB) benötigt, um mit der gegebenen Last- und Erzeugerstruktur die Grenzwerte einzuhalten.

Definition 1.7 („Regelstrategie“)

Als „Regelstrategie“ werden im folgenden Steuerungs- oder Regelungsverfahren von SSA und Kombinationen von SSA bezeichnet. Diese unterscheiden sich in der verwendeten IKMT und in dem erreichbaren Spannungsänderungsbereich.

Definition 2.1 („kritische Knoten“)

„Kritische Knoten“ sind Netzknoten, bei welchen im Betrieb die größten Spannungsprobleme auftreten.

Achtung: Je nach Tages oder Jahreszeit können dies andere Knoten im Netz sein, siehe auch Abschnitt 5.2.1, Identifizierung von kritischen Knoten“.

Definition 3.1 („Regelbandbreite“)

Die „Regelbandbreite“ (RBB) ergibt sich direkt aus der Parametrierung und ist die maximale Spannungsänderung welche der Längsregler bewirken kann. Diese kann berechnet werden mit der Anzahl der schaltbaren Stufen mal der Stufenspannung.

„Regelbandbreite“ = Anzahl der schaltbaren Stufen mal Stufenspannung

Definition 4.1 („Hybride Kommunikationsnetze“)

„Hybride Kommunikationsnetze“ sind Kommunikationsnetze, für die verschiedene Kommunikationsmedien (drahtlose, drahtgebundene, stromleitungsgebundene) je nach Verfügbarkeit und wirtschaftlicher bzw. technischer Realisierbarkeit kombiniert werden, um eine Kommunikationsinfrastruktur aufzubauen, über die durchgängig mit einem einheitlichen Protokoll kommuniziert werden kann.

Definition 8.1 („Netzklasse“)

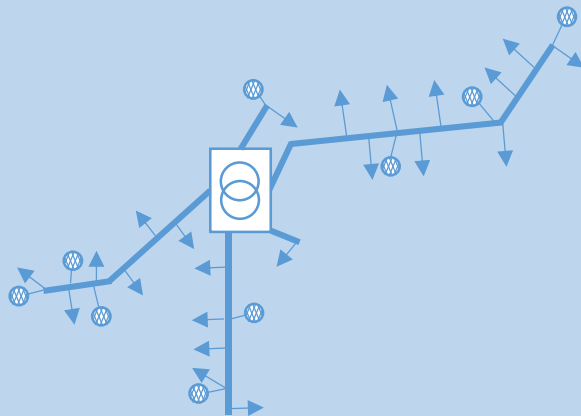
Reale Netze können näherungsweise vordefinierten „Netzklassen“ zugeordnet werden. Die „Netzklassen“ unterscheiden sich in verschiedenen Netzkonfigurationen wie z.B. Siedlungstyp oder Verteilung der EZA.

Definition 8.2 („Durchdringung“)

Im Folgenden wird das Verhältnis der Summe der angeschlossenen Erzeugungsleistung zur Anzahl von Hausanschlüssen mit einer festen Leistung je Hausanschluss als „Durchdringung“ bezeichnet. Als mittlerer Wert der Leistung einer PV-Erzeugungsanlage kann 9,2 kW angesetzt werden.

Beispiel:

$$\text{Durchdringung} = \frac{\text{Summe der installierten Erzeugungsleistung}}{\text{Anzahl Hausanschlüsse} \cdot 9,2 \text{ kW}} \cdot 100 \%$$



- Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung von 54 kVA.
- 21 Hausanschlüsse.

Daraus folgt eine „Durchdringung“ von ca. 28 %.

Definition 8.3 („Netzkurzschlussleistung“)

Die Netzkurzschlussleistung ist eine Kenngröße zur Bewertung der Netzimpedanz. Netzurückwirkungen sind in Netzen mit einer hohen Kurzschlussleistung geringer als in Netzen mit niedriger Kurzschlussleistung bei gleicher Störemission.

Definition 8.4 („Leistungsverhältnis“)

Ist das Verhältnis aus der „Netzkurzschlussleistung“ S_{kQ} an den Niederspannungsklemmen des Ortsnetztransformators zur aktuell installierten Erzeugungsleistung $P_{\text{inst,EZA,akt}}$ plus zukünftig einzuplanender Erzeugungsleistung $P_{\text{inst,EZA,zuk}}$:

$$R_{\text{sce}} = \frac{S_{kQ}}{P_{\text{inst,EZA,akt}} + P_{\text{inst,EZA,zuk}}}$$

$$S_{kQ} \approx \frac{S_{r,T}}{u_k}$$

Beispiel: $S_{r,T} = 400 \text{ kVA}$, $u_k' = 4 \%$, $P_{\text{Inst,EZA,akt}} = 250 \text{ kW}$, $P_{\text{Inst,EZA,zuk}} = 80 \text{ kVA}$

$$S_{kQ} \approx \frac{400 \text{ kVA}}{0,04} = 10 \text{ MVA} \quad R_{\text{sce}} = \frac{10 \text{ MVA}}{250 \text{ kVA} + 80 \text{ kVA}} = 30,3$$

Definition 8.5 („Backbone“)

„Backbone“ (engl. Rückgrat) bezeichnet ein Hochleistungskommunikationsnetz, das die Hauptstruktur eines Kommunikationsnetzes bildet und mit dem die Subnetz-Strukturen verbunden werden. Um die benötigten hohen Datenübertragungsraten sicherzustellen, wird zum Aufbau von Backbone-Netzen häufig ein Glasfasernetz genutzt.