



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences



ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN DEZENTRALER PV-STROMERZEUGUNG AUF DIE SPANNUNGSQUALITÄT IM NIEDERSPANNUNGSNETZ UND BEWERTUNG VON NETZSTÜTZUNGSMABNAHMEN

Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik
an der
Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Fakultät Life Sciences



1. Prüfer: Prof. Dr. Carsten Frank (HAW Hamburg)
2. Prüfer: Dipl.-Ing. Tom Genth (Schleswig-Holstein Netz GmbH)

29. DEZEMBER 2025

CEDRIC SCHWARZ

Matrikelnummer: [REDACTED]

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
1. Einleitung.....	1
2. Grundlagen der Photovoltaik	2
2.1. Aufbau einer Photovoltaik-Anlage	3
2.2. Einflussgrößen.....	4
2.3. Der Wechselrichter als Systemkomponente	5
2.4. Batteriespeicher und Netzintegration	6
2.5. Netzanschluss und Übergabepunkt.....	7
3. Stromnetzstrukturen	10
3.1. Physikalische Grundlagen	10
3.2. Aufbauarten von Niederspannungsnetzen	11
3.3. Netzstrukturen bei der SH-Netz GmbH	14
3.4. Trafostationen	15
3.5. Leistungsbilanzierung.....	16
3.6. Begrenzende Faktoren des Stromnetzes.....	18
4. Einleitung zu den Netzstützungsmaßnahmen	20
4.1. Klassifikation der Netzstützungsmaßnahmen	21
4.1.1. Anlagenbezogene Maßnahmen	21
4.1.2. Netzseitige Maßnahmen	23
4.1.3. Betriebs- und IT-basierte Maßnahmen.....	25
4.1.4. Innovative / Forschungsnahe Ansätze.....	27
4.2. Bewertungskriterien für Netzstützungsmaßnahmen.....	29
4.2.1. Bewertungsparameter und Gewichtung.....	29
4.2.2. Technische Wirksamkeit	30
4.2.3. Wirtschaftlichkeit	31
4.2.4. Regulatorische und normative Anforderungen	32
4.2.5. Umsetzbarkeit im Niederspannungsnetz	32
4.2.6. Skalierbarkeit.....	33
4.2.7. Daten- und Digitalisierungsanforderungen	34
4.2.8. Zusammenfassung der Bewertungskriterien	34

5. Gesamtbewertung der Netzstützungsmaßnahmen.....	35
5.1. Bewertung der Netzstützungsmaßnahmen	35
5.1.1. Technische Wirksamkeit	36
5.1.2. Wirtschaftlichkeit	38
5.1.3. Umsetzbarkeit	39
5.1.4. Digitalisierungsanforderungen	40
5.2. Gesamtauswertung und Rangfolge der Netzstützungsmaßnahmen	42
5.2.1. Zusammenführung der Bewertungskriterien	42
5.2.2. Vergleichende Einordnung der Maßnahmen	42
6. Fazit und Handlungsempfehlung für die SH-Netz GmbH	43
Literaturverzeichnis	45
Anhang	50
A-1 Eidesstaatliche Erklärung und Veröffentlichungserklärung Student oder Studentin	50
A-2 Expertengespräch Schleswig-Holstein Netz GmbH	51

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
ADMS	Advanced Distribution Management System (Erweitertes Netzleitsystem)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DERMS	Distributed Energy Resource Management System (Managementsystem für dezentrale Energieressourcen)
DSM	Nachfrageseitiges Lastmanagement (Demand Side Management)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Electric Vehicle (Elektrofahrzeug)
KI	Künstliche Intelligenz
LV	Low Voltage (Niederspannung)
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage	8
Abbildung 2: Aufbau eines Strahlennetzes (links) und eines Ringnetzes (rechts)	13
Abbildung 3: a) Einfaches Maschennetz, mit einer Versorgungsquelle b) Erweitertes Maschennetz mit mehreren Versorgungsquellen	14

1. Einleitung

Der globale Klimawandel stellt eine der zentralen ökologischen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar. Seine Auswirkungen – darunter zunehmende Temperaturmittelwerte, vermehrte Extremwetterereignisse, der Rückgang von Biodiversität sowie die Veränderung hydrologischer Kreisläufe – beeinflussen sowohl natürliche Ökosysteme als auch wirtschaftliche und soziale Strukturen. (Calvin *u. a.*, 2023) Die Dringlichkeit politischer und technologischer Maßnahmen ergibt sich aus der klaren Korrelation zwischen anthropogenen Treibhausgasemissionen und der beobachteten Erwärmung seit Beginn der Industrialisierung. (Örtl, 2020)

Als strategische Antwort verfolgt Deutschland das Ziel, die Emissionen durch eine umfassende Energiewende zu reduzieren. Diese umfasst insbesondere die Transformation der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie, welche heute überwiegend auf fossilen Energieträgern beruhen. (Huneke, Hartz und Zackariat, 2025) Der Stromsektor nimmt hierbei eine besondere Rolle ein, da die Elektrifizierung weiterer Sektoren – etwa Elektromobilität oder Wärmepumpen – eine deutliche Steigerung der Stromnachfrage erwarten lässt. Gleichzeitig steigt der Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich, wodurch der konventionelle Kraftwerkspark zunehmend ersetzt wird. (Huneke, Hartz und Zackariat, 2025)

Photovoltaik (PV) ist mittlerweile eine der tragenden Technologien im deutschen Energiesystem. Sie zeichnet sich durch hohe Skalierbarkeit, relativ kurze Planungs- und Bauzeiten sowie einen stetigen Rückgang der spezifischen Kosten aus. (Wirth, 2025) Aktueller und prognostizierter PV-Zubau führen jedoch zu wachsenden technischen Herausforderungen im Verteilnetz, da PV überwiegend dezentral und direkt im Niederspannungsnetz (0,4 kV) einspeist. Besonders relevant sind dabei Überspannungen, Rückspeisungen in vorgelagerte Netzebenen, Unsymmetrien und die Einhaltung der Spannungsqualität gemäß normativen Vorgaben. (VDE, 2018)

Für Schleswig-Holstein als eines der wind- und sonnenreichsten Bundesländer Deutschlands ist der Ausbau erneuerbarer Energien bereits heute stark fortgeschritten. Die Schleswig-Holstein Netz GmbH (SH-Netz GmbH) betreibt das größte Verteilnetz im

Bundesland und sieht sich aufgrund der geografischen und strukturellen Gegebenheiten mit einer überdurchschnittlichen PV-Einspeisung konfrontiert. Der resultierende Ausbaubedarf im Niederspannungsnetz ist beträchtlich und erfordert effiziente technische und betriebliche Strategien, um die Integrationsfähigkeit weiter zu erhöhen. (Schleswig-Holstein Netz, 2024)

Vor diesem Hintergrund gewinnt die Frage an Bedeutung, welche Netzstützungsmaßnahmen – sowohl netzseitig als auch anlagenseitig – zur Verfügung stehen, um die technischen Begrenzungen der PV-Einspeisung zu reduzieren und die Netzstabilität im Niederspannungsnetz zu gewährleisten. Die vorliegende Arbeit analysiert hierzu den aktuellen Forschungs- und Technologiestand anhand eines systematischen Literatur-Reviews und bewertet die identifizierten Lösungsansätze hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf das Netzgebiet der SH-Netz GmbH.

Ziel der Arbeit ist es, technische Herausforderungen der PV-Integration zu identifizieren, Netzstützungsmaßnahmen systematisch darzustellen und deren Wirksamkeit sowie praktische Anwendbarkeit für das Niederspannungsnetz zu bewerten. Dies legt zugleich die Grundlage für eine fachlich fundierte Einschätzung, welche Maßnahmen zur Stützung des Netzbetriebs bei weiterwachsender PV-Einspeisung kurz-, mittel- und langfristig sinnvoll sind.

2. Grundlagen der Photovoltaik

In diesem Abschnitt werden der Aufbau und die Funktionsweise eines Photovoltaiksystems mit seinen Komponenten erklärt. Durch die Grundlage ist es möglich ein tieferes Verständnis über Netzstützungsmaßnahmen zu erhalten. Zunächst wird der Aufbau der Anlage einschließlich der zugehörigen Komponenten erläutert. Anschließend werden verschiedene Einflussfaktoren dargestellt, die den Ertrag und die Funktionsweise der Anlage maßgeblich beeinflussen. Darauf aufbauend werden der Wechselrichter und der Batteriespeicher beschrieben, da sie eine zentrale Rolle im Gesamtsystem der Photovoltaikanlage einnehmen. Abschließend wird die Anbindung an das Stromnetz betrachtet, wobei die relevanten Rahmenbedingungen für den Netzanschluss sowie der Übergabepunkt definiert werden.

2.1. Aufbau einer Photovoltaik-Anlage

Nach Mertens (2022) erfolgt die Umwandlung von Sonneneinstrahlung in Strom durch den photovoltaischen Effekt in Solarzellen. Die Photovoltaik ermöglicht dabei die direkte emissionsfreie Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie. Dabei werden im ersten Schritt die Photonen der Sonnenstrahlung in den meisten Fällen von Halbleitermaterialien absorbiert. Ist die vorhandene Energie der Photonen ausreichend, werden Elektronen aus den Halbleiterkristallbindungen gelöst. Dadurch entsteht jeweils ein freies Elektron-Loch-Paar. Anschließend werden die Elektronen-Loch-Paare durch das elektrische Feld des pn-Übergangs voneinander getrennt. Die eigentliche Stromerzeugung entsteht durch die Beförderung der Elektronen zur n-Seite (Emitter) und der Löcher zur p-Seite (Basis). Das Resultat ist ein gerichteter elektrischer Strom.

Laut Mertens (2022) ist der Grundbaustein jeder Photovoltaikanlage die erwähnte Solarzelle. Durch Verschaltung mehrerer Zellen entstehen die sogenannten Module. Diese können in Reihe oder parallelgeschaltet werden. Grundsätzlich werden Zellen in Reihe geschaltet. Diese Reihenschaltung hat zur Folge, dass sich die einzelnen Zellen in Reihe zueinander befinden und die Zellspannungen sich addieren. Nachteil ist das die an erster Stelle stehende Zelle, den fließenden Strom für alle anderen Zellen bestimmt. Gemäß Mertens (2022) sind bei Verschattungen oder Ausfällen alle Zellen betroffen. Aus diesem Grund werden Bypassdioden eingesetzt. Sie ermöglichen die Umgehung von verschatteten Modulen und sichern das System vor einem Rückflussstrom und Hotspots. Der Zusammenschluss von Modulen wird als String bezeichnet, diese werden ebenfalls zum Schutz vor Kurz- oder Erdschlüssen mit Stringsicherungen versehen.

Nach Mertens (2022) ist die gesamte PV-Anlage mit den Generatoranschlusskasten verbunden. Dieser beinhaltet den DC-Trenner zum Abkoppeln einzelner Strings, Varistoren zum Schutz gegen Überspannungen wie beispielsweise Gewitter, die Stringsicherungen und den DC-Hauptschalter. Letzteres wird benötigt, um den Solargenerator sicher vom Wechselrichter trennen zu können. Nach der Fachliteratur gilt der Wechselrichter als eine wichtige Komponente der netzgekoppelten Anlage und wandelt die vorliegende Gleichspannung in eine Wechselspannung um. (Mertens, 2022) Des Weiteren geht aus der Literatur hervor, dass bei kleinen Anlagen die Komponenten

des Generatoranschlusskasten oftmals vollständig im Wechselrichter integriert sind. (Mertens, 2022)

2.2. Einflussgrößen

Neben dem Aufbau eines PV-Systems spielen bestimmte Einflussgrößen eine wichtige Rolle für den Wirkungsgrad der Anlage. Hierzu zählen unter anderem Verschattungen aber auch die Sonneneinstrahlung, Temperatur und die Ausrichtung. Sie beeinflussen maßgeblich den Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad η gibt laut Literatur an, wie viel von der auf eine Fläche eingestrahlten Strahlung in elektrische Leistung umgewandelt werden kann. (Mertens, 2022)

Dabei fungiert die Sonneneinstrahlung als primäre Energiequelle. Mertens (2022) zeigt auf, dass ihre Stärke und spektrale Zusammensetzung die elektrische Leistung signifikant beeinflusst. Durch den Anstieg der Bestrahlungsstärke steigt gleichzeitig auch der theoretische Kurzschlussstrom linear an. Aus diesem physikalischen Zusammenhang von Strahlung und Leistung lässt sich auf Grundlage der Fachliteratur die Aussage treffen, dass eine Verdopplung der Einstrahlung zu einer Verdoppelung des fließenden Stromes führt. Während die Leerlaufspannung lediglich mit dem natürlichen Logarithmus der Bestrahlungsstärke ansteigt. Beide Größen stehen proportional zum Wirkungsgrad der Zelle. (Mertens, 2022)

Anders sieht es mit der Änderung der Temperatur aus. Steigt die Temperatur an, erhöht sich der Sättigungsstrom I_s , da die Leerlaufspannung direkt mit dem Sättigungsstrom I_s verknüpft ist, sinkt auf Grund von umgekehrter Proportionalität die Leerlaufspannung. Der Kurzschlussstrom wiederum steigt minimal an, jedoch überwiegt der Spannungsabfall deutlich und es kommt zu einer Reduzierung des Wirkungsgrades. (Mertens, 2022)

Der Einfluss von Verschattungen führt durch die Reihenschaltung der einzelnen Zellen, zu einer Beeinträchtigung der Leistungsabgabe. Die Literatur zeigt, dass aus der Beeinflussung eine große Abhängigkeit aller Zellen des Moduls von einer Zelle resultiert. Zusätzlich entstehen durch einzelne Verschattungen sogenannte Hot-Spots, die zu

einem Anstieg der Leistung einer Zelle führen. Dieser Anstieg geht mit einem extremen Temperaturanstieg einher und kann zur Zerstörung der Zelle führen. (Mertens, 2022)

Die letzten Einflussgrößen sind die Ausrichtungen und Neigungen einer PV-Anlage. Sie bestimmen maßgeblich den Energieertrag. Die Globalstrahlung setzt sich zusammen aus der diffusen und direkten Strahlung. Letztere besitzt eine deutlich höhere Intensität pro Fläche, macht aber in Deutschland einen prozentual kleineren Anteil aus als die diffuse Strahlung. Um den optimalen Ertrag zu erzielen, bedarf es beispielsweise am Standort Berlin einer Ausrichtung nach Süden bei einer Dachneigung von 35°. (Mertens, 2022)

2.3. Der Wechselrichter als Systemkomponente

Eine wichtige Komponente des PV-Gesamtsystems ist der Wechselrichter. Die Hauptfunktion besteht darin, den erzeugten Gleichstrom der Solaranlage umzuwandeln in einen Wechselstrom. (Mertens, 2022)

Darüber hinaus ist das Maximum Power Point Tracking (MPP-Tracking) eine wichtige Funktion, hierbei handelt es sich um die Überwachung des sogenannten Maximum Power Point, an dem die PV-Anlage ihre maximale Leistung hat. (Quaschnig, 2024) Für die Realisierung des Tracking ist nach Quaschnig (2024) die Verwendung eines Gleichspannungswandler nötig, der für eine Unabhängigkeit zwischen Verbraucher- und Solargeneratorspannung sorgt. Durch kontinuierliches Anpassen der Spannung kann die MPP-Spannung eingestellt werden. Dies ist notwendig, da die optimale Betriebsspannung des Solargenerators mit der Temperatur und der Bestrahlungsstärke schwankt.

Neben dem Leistungstracking dienen die Wechselrichter der Steuerung von Wirk- und Blindleistung. (Quaschnig, 2024) Mertens (2022) beschreibt die Wirkleistung als jenen Teil der elektrischen Leistung, der tatsächlich in eine nutzbare Energieform umgewandelt wird. Somit stehen das MPP-Tracking und der Wirkungsgrad des Wechselrichters in direkter Verbindung zur Wirkleistung. Die Blindleistung kann vom Wechselrichter aufgenommen oder abgegeben werden. Sie ist im Gegensatz zur Wirkleistung keine Leistung die direkt umgesetzt wird, vielmehr pendelt sie umgangssprachlich zwischen dem Netzknoten des Versorgungsnetzes und dem Wechselrichter hin und her. Ihre Aufgabe ist es durch induktive und kapazitive Blindleistung, die Netzspannung zu

stabilisieren. Durch die induktive Blindleistung kann bei Überspannungen die Spannung reduziert werden. Die kapazitive Blindleistung hingegen kann bei zu wenig Spannung die Spannung erhöhen. Beide Effekte werden durch eine Phasenverschiebung des resultierenden Stromes, der aktiv vom Wechselrichter gesteuert wird, hervorgerufen. (Mertens, 2022)

Die Fachliteratur weist darauf hin, dass für eine netzstabile Einspeisung der Wechselrichter frequenzstützende Maßnahmen ergreifen muss, um die vorliegende Netzfrequenz nicht zu beeinflussen. Man unterscheidet zwischen einer steigenden Netzfrequenz (Überfrequenz), in den meisten Fällen hervorgerufen durch ein Überangebot an elektrischer Leistung und einer sinkenden Netzfrequenz, oft hervorgerufen durch ein Defizit an Leistung. Durch lineare Erhöhung oder Senkung der Leistung am Wechselrichter kann diesen Effekten entgegengewirkt werden. (Quaschnig, 2024)

2.4. Batteriespeicher und Netzintegration

Batteriespeicher sind ein wichtiger Bestandteil von PV-Systemen, da sie einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Ihre Aufgabe besteht darin, die erzeugte elektrische Energie des Solargenerators zu speichern und diese bei Bedarf wieder abzugeben. (Quaschnig, 2024) Aus der Literatur von Mertens (2022) geht hervor, dass bei vereinfachten und kleineren PV-Systemen der Speicher durch eine DC-Kopplung oder eine AC-Kopplung verwirklicht werden kann. Die DC-Kopplung setzt die Batterie vor den Wechselrichter und verbindet den Speicher über einen DC/DC-Wandler sowie einen Laderegler mit dem PV-Generator. Hingegen setzt die AC-Kopplung hinter dem Wechselrichter an und wandelt die Wechselspannung wieder in Gleichspannung um, auch hier kommt ein Laderegler zum Einsatz.

Ergänzend dazu beschreibt Quaschnig (2024), dass der Laderegler eine große Rolle im Lademanagement spielt. Dabei dient er zur Regulierung der Ladung und begrenzt den Spannungsbereich. Ebenso trägt er dazu bei, die Batterie vor Überladung und Tiefenentladung zu schützen sowie bei Überschreitung der Grenzspannung den Lade- oder Entladevorgang zu unterbrechen.

Darüber hinaus erläutert Mertens (2022), dass Batteriespeicher der Speicherung von überschüssiger Energie dienen, die durch den momentanen Eigenverbrauch nicht genutzt werden kann. Dabei gleicht sie die unstetige PV-Erzeugung aus, die durch mangelnde Bestrahlungsstärke in der Nacht und in den Morgenstunden auftritt. Da die verbrauchte Leistung oftmals in den Abendstunden große Werte annimmt, setzen die Batteriespeicher in diesen Zeitpunkten an und geben ihre gespeicherte Leistung ab. Durch dieses Verfahren ermöglichen die Speicher einen höheren Autarkiegrad und reduzieren den aus dem Netz bezogenen Strom signifikant.

Die Eigenverbrauchsrate ist ein wichtiger Indikator. Dieser beschreibt welcher Anteil der lokal erzeugten elektrischen Energie direkt oder zeitversetzt vor Ort selbst genutzt wird und nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird. (Nousedilis u. a., 2021)

Neben den Vorteilen für Verbraucher bringen Speichersysteme weitere Möglichkeiten für die Netzstabilisierung mit sich. In diesem Zusammenhang zeigt Mertens (2022), dass das sogenannte Peak-Shaving ein Prozess ist, bei dem der Batteriespeicher durch strategisch angesetzte Lade- und Entladezeitpunkte auftretende Einspeise- und Bezugsspitzen glättet. Durch die Begrenzung der maximalen Netzaustauschleistung, wird erst bei Überschreitung einer bestimmten Einspeiseleistung die Batterie geladen. Dadurch werden Erzeugungsspitzen geglättet. Andersrum reagiert der Speicher durch die Entladung auf Bezugsspitzen, durch Abgabe von Leistung wird der benötigte Bezugsstrom deutlich reduziert. Beide Reaktionen haben zur Folge, dass die Netzaustauschleistung einen geglätteten, mit geringen Peaks versehenen Verlauf aufweist.

2.5. Netzanschluss und Übergabepunkt

Im folgenden Kapitel soll es um den Netzanschluss und den Übergabepunkt gehen. Neben den Bauteilen der Solaranlage, die auf der Verbraucherseite liegen, muss der Netzanschluss und Übergabepunkt an den Netzbetreiber berücksichtigt werden. Aus der Einleitung ging hervor, dass das Stromnetz durch einen Netzbetreiber betrieben und geregelt wird. Es soll auf das Zusammenspiel von Anlagenbetreiber und Netzbetreiber genauer eingegangen werden.

Zu Beginn soll das Aufbaukonzept einer mit dem netzgekoppelten PV-Anlage mit Batteriespeicher nähergebracht werden. Bei Betrachtung der Abbildung 1 ist zu erkennen,

dass eine AC-Kopplung und somit zwei Wechselrichter vorhanden sind. Die Netztrennstelle soll in diesem Fall nicht weiter betrachtet werden. Sie kann genutzt werden, um die PV-Anlage vom Netz zu entkoppeln und einen Inselbetrieb zu ermöglichen. (Mertens, 2022) Zur bereits bekannten AC-Kopplung kommt ein Zweirichtungszähler, er dient der Aufzeichnung des bezogenen und eingespeisten Stroms. Dieser befindet sich in den meisten Fällen in einem Zählerschrank, welcher zugleich die Niederspannungsschaltanlage enthält. (Quaschnig, 2024) Die Schaltanlage dient der Verteilung und Absicherung der Anlage gegen thermische Überlastströme und Kurzschlussströme. (Schwab, 2022) Als Übergabepunkt wird der Hausanschlusskasten festgelegt, dort ist die Stelle an der die Hauptstromversorgung, die vom Niederspannungsnetz zugeführt wird, in das Gebäude eintritt. (Marenbach, Jäger und Nelles, 2020)

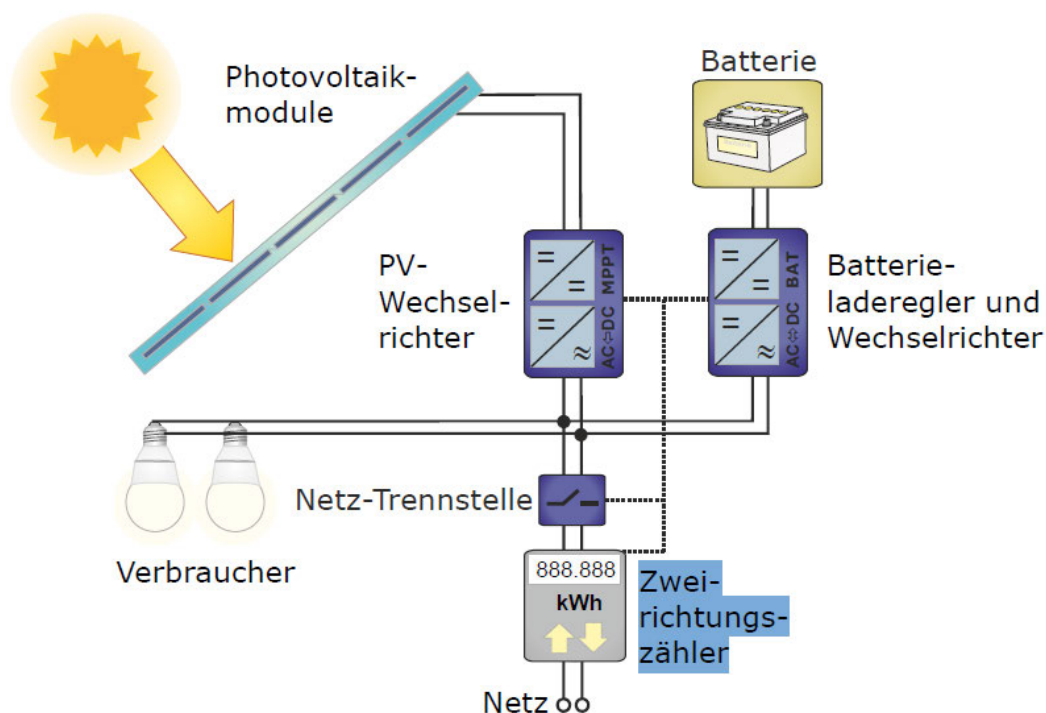


Abbildung 1: Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage

Quelle: (Quaschnig, 2024)

Um ein Zusammenspiel zwischen Netzstabilität und Erzeugung zu ermöglichen, müssen technische Vorgaben gelten. Dabei legt der Verteilnetzbetreiber über Normen die technischen Anschlussbedingungen und -regeln fest. (Schwab, 2022)

Die VDE AR-N 4105 legt die technischen Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz fest. Begleitend gilt die VDE-AR-N 4100, welche die technischen Anschlussregeln in der Niederspannung festlegt. Zusammen bilden sie den Rahmen, in dem sich eine PV-Anlage bewegen darf. (VDE, 2018)

Die Netzbetreiber sind durch das erneuerbare Energie Gesetz (EEG) verpflichtet, den aus PV und anderen erneuerbaren Energien erzeugten Strom vorrangig und zu gesetzlich vorgeschriebenen Einspeisevergütungen abzunehmen. (EEG §§ 11 Abs. 1, 19 Abs. 1) Zudem besteht das Hauptaufgabenfeld eines Netzbetreibers nach Marenbach (2020) aus der Netzbereitstellung, dem -anschluss und der -sicherheit. Im Kontext der PV-Einspeisung, wehren sie Frequenz- und Spannungsprobleme durch auftretende Leistungseinspeisung ab. Darüber hinaus beschreibt Schwab (2022), dass der Netzbetreiber im Zusammenspiel mit der Blindleistungsbereitstellung der Wechselrichter die Spannungs- und Blindleistungsregelung durchführt.

Neben den zentralen Aufgabenfelder zeigen die Expertengespräche mit der Schleswig-Holstein Netz GmbH (2025), das Verteilnetzbetreiber einen technisch-wirtschaftlichen günstigen Netzverknüpfungspunkt ermitteln müssen, an dem die Übergabe ans Netz erfolgen kann. Hinzu kommt die Prüfung der Netzverträglichkeit, die Planung und Durchführung von Netzausbau/-verstärkungen sowie die Bereitstellung von Antragsformularen für Erzeugungsanlagen.

Zum Abschluss sollen die Anforderungen des Netzbetreiber an die Erzeugungsanlagen näher erläutert werden. Hierzu gehört die VDE AR-N 4105, die als „technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ bezeichnet wird. (VDE, 2018) Durch Regulierung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen, können Frequenzabweichungen reduziert werden. In Deutschland beträgt die vorliegende Netzfrequenz 50 Hz. (Schwab, 2022) Die Norm VDE-AR-N 4105 (2018-11) schreibt bei einem Frequenzanstieg vor, dass bei einer Frequenz von 50,2 Hz eine frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion erfolgen muss. Pro verändernde Frequenz muss eine Wirkleistungsreduzierung von 40% erfolgen. Bei einem Wert von 51,5 Hz erfolgt eine Trennung der Erzeugungs- und Speicheranlagen

vom Netz. Simultan kann die Ladeleistung des Speichers erhöht werden, grundsätzlich nur so dass keine Gefahr der Überladung besteht. Bei einer Unterfrequenz von 49.8 Hz beginnt die frequenzabhängige Wirkleistungssteigerung, der Gradient entspricht dem der Wirkleistungsreduzierung. Bei einer Frequenz von $< 47,5$ Hz sind Erzeugungsanlagen und Speicher vom Netz zu nehmen.

3. Stromnetzstrukturen

Im folgenden Kapitel werden die Strukturen, physikalischen Größen und begrenzenden Faktoren eines Stromnetzes und im Spezifischen die Netzstrukturen der Schleswig-Holstein Netz GmbH aufgezeigt. Diese sind wichtig, um ein Verständnis über die Netzstützungsmaßnahmen zu erhalten. Zu Beginn sollen allgemeinere Themen wie die physikalischen Grundlagen und die verschiedenen Aufbauarten von Niederspannungsnetzen behandelt werden. Anschließend werden die Netzstrukturen der SH-Netz GmbH näher erläutert. Ergänzend zu den allgemeinen Strukturen wird die Trafostation als zentrale Netzkomponente erläutert. Für das bessere Verständnis werden abschließend die unterschiedlichen Leistungsarten und die begrenzenden Faktoren eines Stromnetzes aufgezeigt.

3.1. Physikalische Grundlagen

Für ein besseres Verständnis wird das vorliegende Niederspannungsnetz genauer betrachtet. Dabei sollen Kenndaten und der typische Aufbau der Niederspannungsnetz erklärt werden.

Nach Marenbach (2020) ist das Niederspannungsnetz durch zwei Hauptspannungsniveaus definiert, diese sich aus dem zugrundeliegenden Drehstromsystem ergeben. Hierzu gehört die Nennspannung mit einem Wert von 400 V. Die Nennspannung bezieht sich auf die verkettete Spannung, also die Spannung zwischen den drei Außenleitern L1, L2, L3. Die Spannung, die für Haushaltsgeräte und Steckdosen üblich ist, liegt zwischen einem Außenleiter und dem Neutraleiter (N). Dieser Wert beträgt in Deutschland 230 V.

Die Spannungsqualität ist ein wichtiges Kriterium, um diese zu gewährleisten, müssen vorgeschriebene Spannungstoleranzen eingehalten werden, es gilt für das Niederspannungsnetz $230\text{V}/400\text{V} \pm 10\%$. (Marenbach, Jäger und Nelles, 2020)

Im Niederspannungsnetz liegt grundsätzlich ein Vierleiternetz vor, bestehend aus den drei Außenleitern und dem Neutraleiter. Dieser wird benötigt, um die übliche Wechselspannung von 230V für die Verbraucher bereitzustellen. (Marenbach, Jäger und Nelles, 2020)

Die Bereitstellung erfolgt nach der Fachliteratur am Übergabepunkt, welcher sich am Hausanschlusskasten befindet. Vom Hausanschlusskasten verläuft ein Erdkabel zum nächstgelegenen Kabelverteilerschrank. Er fungiert als Netzknotenpunkt für mehrere Verbraucher, typischerweise zwischen 4 bis 8 Verbraucher. Durch Sicherungen werden die einzelnen Niederspannungskabel selektiv geschützt. Dies ermöglicht bei auftretendem Fehlerfall nur den betroffenen Abschnitt abtrennen zu können. Die Versorgung des Kabelverteilerschranks erfolgt durch die Ortsnetzstation. Diese ist ein zentrales und unverzichtbares Bindeglied in der Verteilung der elektrischen Energie. Ihre Hauptfunktion ist die Kopplung des Mittelspannungsnetzes mit dem Niederspannungsnetz, um die Versorgung der Endabnehmer zu gewährleisten. (Schwab, 2022)

3.2. Aufbauarten von Niederspannungsnetzen

Neben den Kenngrößen eines Niederspannungsnetzes und deren Bauteile zur Versorgungsgewährleistung, weisen die Versorgungsnetze unterschiedliche Topologien auf. Im folgenden Kapitel sollen die unterschiedlichen Topologien mit ihren Vor- und Nachteilen aufgezeigt werden.

Schwab (2022) erläutert, dass die Struktur eines Netzes als Topologie bezeichnet wird. Dabei gibt sie an wie die Knoten und Zweige eines Netzes miteinander verknüpft sind. Für das Niederspannungsnetz in Ortsnetzen finden drei Topologien Anwendung. Hierzu gehören die Strahlennetze, Ringnetze und die Maschennetze. Typischerweise tritt in Ortsnetzen eine dieser Varianten auf, gelegentlich auch als Kombination verschiedener Topologien.

Das Strahlennetz ist in Abbildung 2 a zu sehen. Nach Darstellung von Schwab (2022) besteht das Strahlennetz aus einem Einspeisungspunkt, dieser ist grundsätzlich die Transformatorstation. Diese wiederum vermittelt dann zwischen der Mittelspannungs- und der Niederspannungsebene. Vom Einspeisepunkt verlaufen die Versorgungsleitungen strahlenförmig zu den Kabelverteilerschränken und weiter zu den Verbrauchern. Strahlungsnetze bringen den Vorteil mit sich, dass ein geringer Planungsaufwand vonnöten ist und sie durch ihre Übersichtlichkeit, auftretende Netzfehler schnell erkennen lassen. Zudem sind die Anforderungen an den Netzschutz gering.

In diesem Zusammenhang zeigt Marenbach (2020), dass der einfache Aufbau auch Nachteile mit sich bringt. Bei Auftreten eines Kurzschlusses, wird die Versorgung für alle am Strang hängenden Verbraucher unterbrochen. Des Weiteren lassen sich durch zunehmende Abstände vom Einspeisepunkt gleichzeitige Leitungs- und Spannungsverluste nicht vermeiden.

Das Ringnetz ist rechts in Abbildung 2 zu sehen. Auf Grundlage der Ausführungen von Schwab (2022) lässt sich der Aufbau des Strahlennetzes erklären. Diese Netztopologie greift das Prinzip des Strahlennetzes auf und bildet aus einzelnen Strängen einen Ring. Durch eine eingebaute Trennstelle ist es möglich sogenannte Halbringe zu bilden. Diese ermöglichen dann eine Separierung des betroffenen Strahles, somit kann der unbetroffene Abschnitt weiter versorgt werden. Als Resultat steigt die Versorgungssicherheit zugleich aber auch der Anspruch an die Qualifikation des Wartungspersonals.

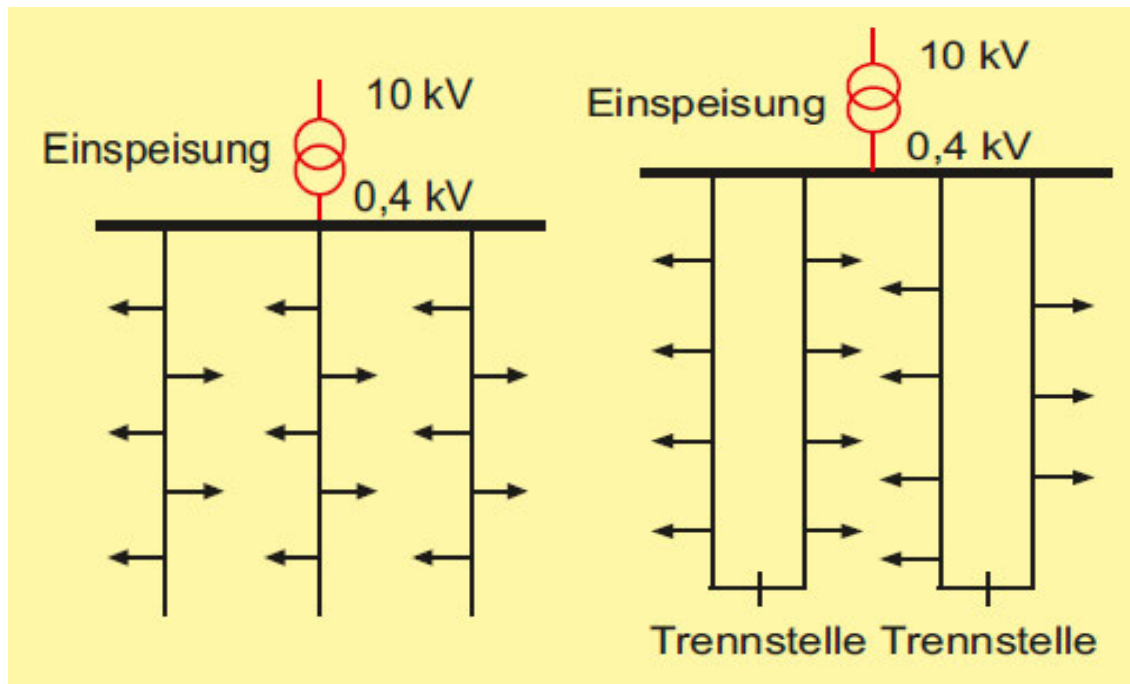


Abbildung 2: Aufbau eines Strahlennetzes (links) und eines Ringnetzes (rechts)

Quelle: Schwab (2022)

Die letzte Variante ist in Abbildung 3 zu sehen. Nach Schwab (2022) baut das Maschennetz auf dem Ringnetz auf und erweitert die Versorgung durch weitere Verknüpfungen der einzelnen Stränge miteinander. Dadurch werden Knoten und Verzweigungen mehrfach versorgt und die Versorgungssicherheit steigt. Mittels Sicherungen werden kleine Bereiche gebildet, die bei Netzfehlern den betreffenden Abschnitt verkleinern. Dabei unterscheidet man zwischen einem einfach eingespeisten und mehrfach eingespeisten Maschennetz (siehe Abbildung 3 b). Die mehrfache Einspeisung bietet eine höhere Versorgungssicherheit, da bei Ausfall des Trafos, die Versorgung durch Reservetransformatoren gewährleistet werden kann. (Schwab, 2022)

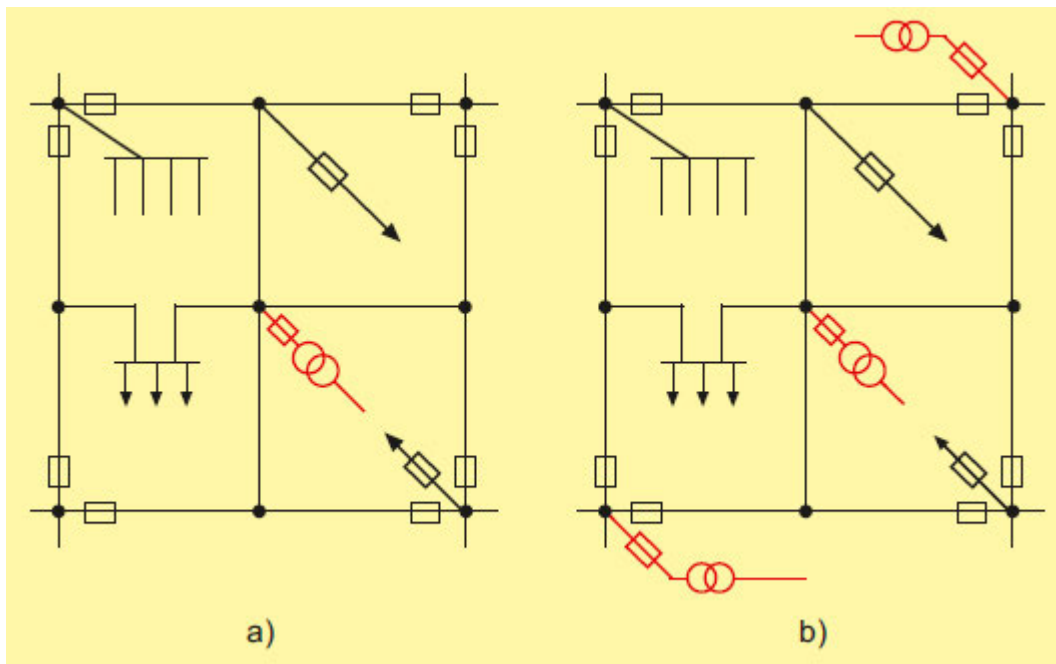


Abbildung 3: a) Einfaches Maschennetz, mit einer Versorgungsquelle b) Erweitertes Maschennetz mit mehreren Versorgungsquellen

Quelle: Schwab (2022)

3.3. Netzstrukturen bei der SH-Netz GmbH

Aufgrund der hohen Lastdichte und der Anforderungen an hohe Zuverlässigkeit werden oft Maschennetze oder geschlossene Ringnetze in städtischen Gebieten bevorzugt, da diese eine bessere Spannungshaltung, geringere Verluste und höhere Versorgungszuverlässigkeit bieten. Hingegen weisen ländliche Gebiete eine deutlich geringere Lastdichte auf, aufgrund ihrer einfachen und übersichtlichen Betriebsweise kommen die Strahlennetze am häufigsten vor. (Schwab, 2022)

Aus dem Expertengespräch (2025) geht hervor, dass es sich beim Netzgebiet der SH-Netz überwiegend, um ein ländlich geprägtes Versorgungsgebiet handelt, welches als strahlenförmige Netzstruktur betrieben wird. Um eine höhere Versorgungssicherheit zu gewährleisten, besteht die Netztopologie jedoch aus einem ringförmigen Netz. Durch eine Trennstelle sind die Netzabschnitte voneinander getrennt, können aber bei einem Ausfall miteinander verbunden werden. Abschließend lässt sich nach dem Expertengespräch (2025) festhalten, dass die ländlichen und städtischen Netzgebiete die gleiche Struktur besitzen. Es handelt sich um ein strahlenförmig betriebenes Versorgungsgebiet, welches durch die Trennstelle, eine Ringtopologie aufweist.

Der Aufbau der Netze und die unterschiedlichen Lastdichten spielen bei der PV-Integration und Spannungsregelung eine zentrale Rolle. In Bezug zu der Schleswig-Holstein Netz GmbH bringt die stark ländlich geprägte Struktur in Kombination mit vereinzelt städtischen Gebieten große Herausforderungen mit sich. Ländliche Gebiete sind oft dünn besiedelt und weisen tendenziell eine höhere installierte PV-Leistung pro Einwohner auf. (Wirth, 2025) Zusätzlich sind durch das in den meisten Fällen vorhandene Strahlennetz, geringere Versorgungssicherheiten gegeben (Schwab, 2022). Das hat der Literatur zur Folge, dass durch lokale Häufungen von Anlagen in dünn besiedelten Gebieten eine stellenweise Verstärkung des Netzes und der Trafostation erforderlich ist. (Schwab, 2022) Zu berücksichtigen ist das in ländlichen Räumen Schleswig-Holsteins ein hohes Angebot an Windstrom vorhanden ist, welche im Zusammenspiel mit PV-Anlagen, Engpässe im Verteilungs- und Übertragungsnetz verursachen. (Wirth, 2025) Um diese Herausforderungen zu bewältigen und die Netzkapazitäten optimal auszunutzen, ist eine gezielte Digitalisierung der Verteilnetze nötig, um die Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit und Prognostizierbarkeit der Energieflüsse zu verbessern. (Huneke, Hartz und Zackariat, 2025)

3.4. Trafostationen

Die Digitalisierung ist ein wichtiger Schritt für die Bewältigung der Netzengpässe. Aus diesem Grund soll im folgenden Kapitel, die Ortsnetzstation genauer betrachtet werden. Sie ist Dreh- und Angelpunkt der Netz- und Energieflusssteuerung. Im Zuge der Energiewende entwickeln sich die Ortsnetzstationen zu intelligenten Ortsnetzstationen weiter, diese ermöglichen es durch Fernsteuerung die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. Des Weiteren lassen sich durch Informations- und Kommunikationstechnik, bessere und weit aus umfangreicheren Daten über das Niederspannungsnetz sammeln und erfassen. Dies spielt eine große Rolle für die zukünftig steigende PV-Einspeisung und dessen Einfluss auf die Netzstabilität. (Schwab, 2022)

Die starke Veränderung der Ortsnetzstationen erfolgt in der Sekundärtechnik. Sie besteht aus den klassischen Strom- und Spannungswandlern. Ihre Aufgabe besteht darin die vorhandenen hohen Primärströme und -spannungen (Mittelspannung 10 KV, Netz der SH-Netz, Ströme unbekannt) von der Messeinrichtung fernzuhalten und eine Potenzialfreiheit des Messkreises zu gewährleisten. Des Weiteren sollen die vorhandenen Primärströme und -spannungen auf eine genormte niedrigere Sekundärgröße gebracht werden. In den

meisten Fällen beträgt die Messkreisspannung 100V und der Sekundärstrom 1 A oder 5 A. Zusätzlich dienen sie durch Trennung des Primärkreises vom Sekundärkreis als Schutz für die Messeinrichtung. (Marenbach, Jäger und Nelles, 2020)

Im nächsten Schritt treffen die genormten Größen dann auf den Messumformer. Hier erfolgt eine weitere Aufbereitung der eingehenden Sekundärströme und -spannungen. Dabei wird durch eine Signaltransformation ein definiertes, genormtes Ausgangssignal erzeugt, welches durch die Prozessrechner in verwertbare Informationen umgewandelt werden kann. Zu den neu gewonnenen Informationen gehören der Effektivwert der Spannung und des Stromes sowie die Spannungsfrequenz, die Schein-, Wirk- und Blindleistung und der Leistungsfaktor. (Marenbach, Jäger und Nelles, 2020)

Im Zuge der Digitalisierung werden die vorrangegangenen Bauteile ersetzt. Hier kommen z.B. anstatt von Strom- und Spannungswandler kompakte leistungsarme Sensoren zum Einsatz, dadurch können die gleichen Informationen zur Signalverarbeitung verwendet werden. (Schwab, 2022)

Durch Ergänzung von intelligenten Messsystemen, können Daten aus dem vor- und nachgelagerten Netz sowie von angeschlossenen Endverbrauchern (z.B. Smart Homes) an eine zentrale Leitstelle weitergegeben werden. (Schwab, 2022) Hinzu kommen Abgangsmessungen, also die Messung von abgehenden Leitungen, die wiederum Transparenz über die Netzauslastung in allen Netzebenen herstellt. (Huneke, Hartz und Zackariat, 2025) Die hohe Transparenz der Abgänge in einer Ortsnetzstation ist vor allem eine direkte Folge und Notwendigkeit, die sich aus der erhöhten dezentralen Einspeisung – insbesondere von Photovoltaik- und den damit verbundenen Herausforderungen bei der Netzauslastung ergibt. (Schwab, 2022)

3.5. Leistungsbilanzierung

Für die Bewertung des Netzzustands in Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken ist die Leistungsbilanzierung von zentraler Bedeutung. Dabei werden aus den erfassten Messgrößen – typischerweise Effektivwerte von Spannung und Strom – weitere Leistungsgrößen wie Wirk-, Blind- und Scheinleistung sowie der Phasenwinkel abgeleitet. Diese Kenngrößen bilden die Grundlage für die Beurteilung von Netzauslastung, Spannungsqualität und Blindleistungsbedarf. (Marenbach, Jäger und Nelles, 2020)

Spannungs- und Stromwandler reduzieren die primärseitigen Messgrößen auf genormte Sekundärwerte, etwa 100 V und 1 A bzw. 5 A. Durch Messumformer oder digitale Sensorik werden daraus verwertbare Signale erzeugt, die von Prozessrechnern oder Schutzgeräten ausgewertet werden. Die Messsysteme liefern insbesondere:

- Effektivwerte von Strom und Spannung
- Frequenz
- Wirkleistung P
- Blindleistung Q
- Scheinleistung S
- Leistungsfaktor $\cos(\phi)$

Diese Größen geben Aufschluss über Energieflussrichtung, Auslastung der Betriebsmittel und Spannungsqualität. (Schwab, 2022)

Da Strom und Spannung im 50-Hz-Netz zeitlich sinusförmig verlaufen, werden Effektivwerte verwendet, um die tatsächliche thermische bzw. elektrische Beanspruchung eines Leiters oder Betriebsmittels zu bestimmen. Der Effektivwert beschreibt jene Gleichstromgröße, die eine äquivalente Leistung umsetzen würde. Dadurch lassen sich alle weiteren Leistungsgrößen eindeutig bestimmen. (Quaschnig, 2024)

Die elektrische Leistung im Wechselstromsystem wird durch drei Größen beschrieben:

- Wirkleistung P – überträgt tatsächlich nutzbare Energie
- Blindleistung Q – entsteht durch induktive oder kapazitive Lasten und pendelt zwischen Quelle und Verbraucher
- Scheinleistung S – resultierende Gesamtleistung, die das Netz bereitstellen muss

Die Beziehung zwischen den Größen wird im Leistungs-dreieck dargestellt:

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Der Leistungsfaktor $\cos(\phi)$ ist ein zentrales Qualitätsmaß und beschreibt den Anteil der Wirkleistung an der Scheinleistung. (Quaschnig, 2024)

Dabei beschreibt der Phasenwinkel ϕ die Beziehung zwischen Spannung und Strom und ist gleichzeitig der Winkel im Leistungs-dreieck zwischen der Wirkleistung P und der Scheinleistung S . (Schwab, 2022)

Ein hoher Blindleistungsanteil führt dabei zu höheren Strömen, erhöhten Leitungs- und Trafoverlusten sowie einer größeren thermischen Belastung der Betriebsmittel. (Schwab, 2022) Dies ist insbesondere im Niederspannungsnetz relevant, da hier PV-Anlagen durch ihre Wechselrichter sowohl Wirkleistung einspeisen als auch Blindleistung bereitstellen oder aufnehmen können. (Mertens, 2022)

Die Leistungsbilanzierung erfüllt mehrere Funktionen:

- Bewertung der Auslastung von Leitungen und Transformatoren (über S)
- Analyse der Spannungsqualität (über Q und ϕ)
- Identifikation von Netzzuständen, die zu Spannungsanhebungen oder Unterspannungen führen
- Erkennen unsymmetrischer Belastungen, insbesondere bei einphasigen PV-Anlagen
- Grundlage für Blindleistungsmanagement und Netzstützungsmaßnahmen

Für die Integration großer Mengen dezentraler PV-Erzeugung ist die Kenntnis dieser Zusammenhänge essenziell. Hohe Wirkleistungsflüsse können zu Spannungsanhebungen führen, während ungünstige Blindleistungsverhältnisse die Netzstabilität beeinträchtigen. Moderne Wechselrichter können durch gezielte Blindleistungsbereitstellung zur Stabilisierung beitragen. (Schwab, 2022)

3.6. Begrenzende Faktoren des Stromnetzes

Ein wichtiger Faktor für das Stromnetz ist die Aufnahmekapazität auch als Hosting-Capacity bezeichnet. Nach der Literatur von Abad und Ma (2021) wird die Aufnahmekapazität definiert als die maximale Photovoltaik-Leistung, die in einem

Verteilnetz installiert werden kann, ohne dass Netzverstärkungen erforderlich sind und technische Grenzwerte verletzt werden.

Zu den begrenzenden Faktoren gehören:

- Spannungshaltung,
- Leitungs-/Trafolast und
- Unsymmetrie

Die dominierende Begrenzungsgröße im Niederspannungsnetz ist die Einhaltung der zulässigen Spannung, da die PV-Einspeisung einen entgegengesetzten Leistungsfluss erzeugt. Das bedeutet die Leistung fließt nicht mehr vom Ortsnetztransformator zum Verbraucher, sondern in umgekehrter Richtung. Dabei spielen die Impedanz und die Effektivwerte eine wichtige Rolle. (Schwab, 2022) Der Spannungsanstieg ergibt sich dabei unmittelbar aus der Leistungsimpedanz des Netzes:

$$\Delta U = Z * I = (R + jX) * I_{eff}$$

Da die zulässigen Spannungsänderungen gemäß Norm nur begrenzt sind, kann der PV-Wechselrichter bei hoher Spannung die Einspeiseleistung nicht weiter erhöhen und muss abregeln. Die Spannungshaltung stellt damit die primäre und häufig zuerst wirksame Begrenzung der PV-Integration dar. (Marenbach, Jäger und Nelles, 2020)

Das Verhältnis von ohmschen Widerstand R und Reaktanz X wird auch R/X-Verhältnis genannt. Das R/X-Verhältnis ist ein zentrales Verhaltensmerkmal von Verteilnetzen. Es beeinflusst, ob Spannungsänderungen überwiegend durch Wirkleistung oder durch Blindleistung verursacht werden, insbesondere bei hoher dezentraler Einspeisung. (Abad und Ma, 2021)

Der zweite fundamentale Limitierungsfaktor betrifft die thermische Belastbarkeit von Leitungen und Transformatoren. Jede elektrische Leitung kann nur einen maximal zulässigen Dauerstrom führen, bevor thermische Grenzwerte überschritten werden. Der Strom berechnet sich aus der Scheinleistung:

$$I = \frac{S}{U}$$

Daraus folgt, dass sowohl Wirkleistung als auch Blindleistung die Netzbelastung erhöhen. PV-Einspeisung kann zu Rückstrom in Richtung des Ortsnetztransformators führen. Da Transformatoren und Niederspannungskabel in der Regel auf Lastbetrieb und nicht auf umfangreiche Einspeisung ausgelegt sind, kann dies zur Überlastung führen. (Schwab, 2022)

Ein weiterer begrenzender Faktor ist die Unsymmetrie durch einphasige PV-Anlagen. Niederspannungsnetze sind dreiphasige Systeme, deren Komponenten idealerweise symmetrisch belastet werden. Dabei sprechen wir über die Phasen L1, L2 und L3. Wird Leistung jedoch einphasig eingespeist, entstehen asymmetrische Ströme und Spannungen.

Diese Anteile verursachen:

- Ungleiche Phasenspannungen
- Zusätzliche Verluste

Grundsätzlich werden die Leitungen und Betriebsmittel primär auf symmetrische Ströme ausgelegt. Dadurch belasten Unsymmetrien die Betriebsmittel stärker. Infolgedessen begrenzen Netzbetreiber häufig die maximal erlaubte einphasige Einspeiseleistung. (Schwab, 2022)

4. Einleitung zu den Netzstützungsmaßnahmen

Aus vorherigen Kapiteln geht hervor, dass die zunehmende PV-Integration eine Verschiebung der Lastflüsse sowie eine Belastung bestehender Netzinfrastrukturen und Betriebsmitteln zur Folge hat. Zur Bewältigung dieser Herausforderungen existiert eine Vielzahl technischer, infrastruktureller und betrieblich-organisatorischer Lösungsansätze.

Ziel dieses Kapitels ist es daher, die verschiedenen Kompensationslösungen zu klassifizieren, technisch zu erläutern und im Hinblick auf ihre Wirksamkeit für das Niederspannungsnetz der SH-Netz zu bewerten. Das Kapitel 4.1 gibt einen systematischen Überblick über vorhandene Maßnahmen. Die Bewertungsmethode dieser Arbeit und die dazugehörigen Kriterien werden in Kapitel 4.2 betrachtet, um eine

Bewertungsgrundlage zu schaffen, mit der im spezifischen Kontext der SH-Netz GmbH eine Gesamtbewertung vorgenommen werden kann.

4.1. Klassifikation der Netzstützungsmaßnahmen

Die zunehmende Integration dezentraler Photovoltaikanlagen führt im Niederspannungsnetz zu Netzengpässen, die gezielte technische und betriebliche Maßnahmen erforderlich machen. Um diese systematisch analysieren und bewerten zu können, ist eine klare Klassifikation der verfügbaren Kompensationslösungen notwendig. Grundsätzlich lassen sich die Maßnahmen in drei Gruppen einteilen: anlagenbezogene, netzseitige sowie betriebs- und IT-basierte Maßnahmen. Diese Struktur orientiert sich sowohl am aktuellen Stand der Forschung als auch an der Systematik moderner Verteilnetzplanung. (Schwab, 2022)

4.1.1. Anlagenbezogene Maßnahmen

Anlagenbezogene Maßnahmen adressieren die technischen Möglichkeiten der Erzeugungsanlagen selbst. Moderne PV-Wechselrichter verfügen über umfangreiche Regelungsfunktionen, die zur Spannungsstützung und Blindleistungsbereitstellung genutzt werden, können. Zudem sind Batteriespeicher in der Lage, Lastspitzen zu reduzieren und Rückspeisungen zu mindern. (Schwab, 2022)

Im Folgenden sollen die anlagenbezogenen Maßnahmen näher beschrieben werden. Hierzu gehören:

- Blindleistungsbereitstellung / Q(U)-Regelung durch Wechselrichter
- Spannungsabhängige Wirkleistungsreduzierung (P(U)-Regelung)
- Batteriespeicher (Peak-Shaving, Eigenverbrauchsoptimierung, Netzdienstleistung)
- Unsymmetriebegrenzung bei einphasiger Einspeisung

Die Blindleistungsbereitstellung, bekannt als Q(U)-Regelung oder Volt-Var-Steuerung (VVC), ist eine Steuerungsfunktion, die in Wechselrichtern von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) implementiert wird, um die Spannung in Verteilungsnetzen zu regulieren. Die Q(U)-Regelung erfolgt durch Messung der lokalen Spannung am Netzanschlusspunkt. (Darbali-Zamora, 2023) Bei Überspannung absorbiert der Wechselrichter induktive

Blindleistung eine Spannungssenkung ist die Folge. Hingegen wird bei Unterspannungen kapazitive Blindleistung eingespeist und die Spannung steigt. (Ismeil u. a., 2023) Im Bereich der sogenannten Totzone (Deadband) erfolgt keine Regelung, um unnötige Regelaktivitäten zu vermeiden. Die Totzone beschreibt somit einen Bereich in dem die Q(U)-Regelung keine Blindleistung erzeugt. (Luo und Shi, 2020)

Eine weitere Möglichkeit zur Netzstabilisierung ist die Reduzierung der Wirkleistung. Über die sogenannte P(U)-Regelung wird durch die Messung der Netzspannung, bei einer Überschreitung der vorgegeben Spannungsschwellwerte und Ausschöpfung der Blindleistungskapazität, die Wirkleistung reduziert. Sie dient somit der Spannungsregulierung bei Überspannungen und ist im Wechselrichter implementiert. (Gerdroodbari, Razzaghi und Shahnian, 2021) Der Unterschied zur Q(U)-Regelung besteht in der Kontrollgröße. Bei der P(U)-Regelung wird die Wirkleistung direkt reduziert, in den meisten Fällen wird das MPPT gestoppt und stattdessen eine Spannung referenziert, die der gedrosselten Wirkleistung entspricht. Dieser Prozess wird auch zunehmend als „flexible power point tracking“ bezeichnet. (Bi und Sun, 2025) Hingegen wird bei der Q(U)-Regelung nur die Blindleistung reguliert, während die Wirkleistung unverändert bleibt. (Darbali-Zamora, 2023) Beide Verfahren sind durch die maximale Scheinleistung des Wechselrichters begrenzt. (Gerdroodbari, Razzaghi und Shahnian, 2021) Die Blindleistungs- und Wirkleistungsregulierung werden durch vorgegebene charakteristische Kurven definiert. Diese Kurven zeigen auf, mit welcher Sensitivität der Wechselrichter auf Spannungsverletzungen reagiert. (Darbali-Zamora, 2023)

Neben der Regulierung durch Wechselrichter sind Batteriespeicher ein wichtiger Akteur zur Sicherung der Spannungsstabilität in Niederspannungsnetzen. Dabei ermöglichen sie durch die Eigenverbrauchsoptimierung eine Reduzierung des Netzbezugs und der Netzauslastung am Netzanschlusspunkt. (Mertens, 2022) Zusätzlich tragen sie durch das Peak-Shaving einen großen Teil zur effizienten Minderung von Überspannungen und Netzüberlastungen bei. (Gerdroodbari, Razzaghi und Shahnian, 2021) Durch die lokale Speicherung der Energie, wird gleichzeitig der Leistungsrückfluss (Reverse Power Flow, RPF) und die thermische Belastung reduziert. Das Resultat ist eine deutliche Steigerung der Eigenverbrauchsrate. (Mertens, 2022) Darüber hinaus kann eine Optimierung des Peak-Shaving durch dynamische Steuerungsstrategien erfolgen. Hierzu werden bei

geringen Überschussraten, geringe Laderaten angesetzt, um die Kapazitäten der Speicher für die Spitzenbestrahlungszeiten zu erhöhen. Ebenso wird die Entladungsrate bei geringem Bedarf reduziert, um mehr Energie in Spitzenverbrauchszeiten zu besitzen. (Nousdilis *u. a.*, 2021)

Im Bereich der Niederspannung treten häufig einphasige Wechselrichter auf. Das bedeutet die Einspeisung ins Netz erfolgt über eine Phase. Folglich ergibt sich eine ungleichmäßige Belastung der Phasen, worauf das Netz mit einer unausgewogenen Spannungsverteilung reagiert. Daraus ergibt sich eine Spannungsunsymmetrie und zugleich eine Reduzierung der Spannungsqualität. (Girigoudar *u. a.*, 2023)

4.1.2. Netzseitige Maßnahmen

Netzseitige Maßnahmen erweitern oder verstärken das physische Netz, um höhere Einspeiseleistungen aufnehmen zu können. Hier stehen bauliche und technische Anpassungen der Netzstruktur im Vordergrund. (Schwab, 2022)

Relevante netzseitige Netzstützungsmaßnahmen sind die Folgenden:

- Klassische Netzverstärkung (Hard-Reinforcement)
- Netzoptimierung durch Netzformen (Ring-, Strahlen-, Maschennetze)
- Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (RONT)

Die klassische Netzverstärkung ist eine Maßnahme, welche eine physische oder strukturelle Modifikation von Netzwerkressourcen beinhaltet. Ziel ist die Steigerung der Aufnahmekapazität. (Waswa, Chihota und Bekker, 2023) Zu den klassischen Netzverstärkungen gehören unter anderem die Verstärkung von Leitungsabschnitten und der Anstieg des Spannungsniveaus.

Die Verstärkung von Leitungsabschnitten ist eine Methode, bei der die vorliegenden Leiter ersetzt werden durch größere und qualitativ bessere Leiter. Dieser Prozess wird oft angewendet, wenn Leitungen nahe ihrer thermischen Belastungsgrenze betrieben werden. Dabei zielt die Leiterquerschnittsvergrößerung darauf ab, den vorliegenden Leiterwiderstand zu reduzieren, da sich die Querschnittveränderung umgekehrt proportional zum Widerstand verhält. Das Resultat ist eine Erhöhung der Aufnahmekapazität, thermische Entlastung und eine Reduzierung des

Spannungsabfalles. Dadurch kann eine Einhaltung der Spannungstoleranzen gewährleistet werden. (Sadiq und Antar, 2024)

Die Spannungserhöhung ist eine effektive Methode zur Verringerung von Verlusten in Verteilnetzsystemen. Dabei wird die vorliegende Spannung auf einen höheren Wert geändert, um höhere Spannungsebenen so weit wie möglich zum Endverbraucher zu tragen. Dabei sollen die Niederspannungsleitungen verkürzt werden, um die hohe auftretende Verlustleistung bei Übertragung zu reduzieren. Eine Verringerung der Verlustleistung ermöglicht den Austausch von großen Transformatoren durch kleinere. Ziel dieser Methode ist es die Leistungsverluste durch kleinere Ströme deutlich zu reduzieren, da sich die Verlustleistung proportional zum Quadrat des Stromes verhält. (Sadiq und Antar, 2024)

Eine weitere Maßnahme ist die Netzoptimierung durch Netzformen. Die Netzoptimierung durch Anpassung der Netzform bedeutet, dass die Topologie eines Niederspannungsnetzes gezielt verändert wird, um Stromflusswege zu verbessern, Impedanzen zu reduzieren, und kritische Spannungsanhebungen oder -abfälle zu vermeiden. (Sadiq und Antar, 2024)

Die Netzrekonfiguration ist ein wichtiger Bestandteil der Netzoptimierung. Sie zielt darauf ab die Netztopologie durch bestimmte Schalter so zu verändern, dass ungleiche Belastungen von Abgängen auf mehrere Abschnitte aufgeteilt werden können. Somit sind die Abgänge der Trafostation durch Schalter miteinander verbunden und können auftretende Überlastungen in Teilgebieten gleichmäßig verteilen. Folglich können Teilgebiete, die eine hohe Einspeiseleistung aufweisen und somit auch eine hohe Abschnittsbelastung erzeugen, durch neue Verschaltungen entlastet werden. (Sadiq und Antar, 2024)

Der Dreh und Angelpunkt eines Niederspannungsnetzes sind die Ortsnetztransformatoren. (Schwab, 2022) Durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen ergeben sich neue Optionen zur Netzoptimierung. Regelbare Ortsnetzstationen stabilisieren das Spannungsprofil, indem sie Über- und Unterspannungen schnell und präzise ausgleichen und die Spannung in allen drei Phasen unabhängig regeln. Sie reagieren deutlich schneller als konventionelle, nicht regelbare Transformatoren. In diesem Zusammenhang können sie auf schnell wechselnde

Einspeisebedingungen antworten. Dadurch werden Spannungsprobleme in PV-reichen Niederspannungsnetzen effektiv reduziert und die Netzqualität insgesamt verbessert. (Gao u. a., 2024)

4.1.3. Betriebs- und IT-basierte Maßnahmen

Durch den Einsatz digitaler Mess- und Regeltechnik können Netzbetreiber Netzzustände genauer überwachen und frühzeitig eingreifen. Diese Maßnahmen gewinnen durch Smart-Meter-Rollout, Digitalisierung und automatisierte Netzführung zunehmend an Bedeutung. (Wenderoth, Umpfenbach und Heilmaier, 2025)

Zu den relevanten Maßnahmen gehören:

- Netzmonitoring (Echtzeitdaten aus Ortsnetzstationen und Smart Metern)
- Prognosegestützte Netzführung
- Automatisierte Netzberechnung (Netzzustandsschätzung)
- Laststeuerung (Lastverschiebung)
- Flexibilitätsmanagement über Energiemanagementsysteme

Netzmonitoring bezeichnet die kontinuierliche Erfassung und Analyse von Netzdaten, um den Zustand und die Leistungsfähigkeit von Verteilnetzen zu bewerten. (Strezoski u. a., 2022) Durch Smart Meter und Messsysteme in Ortsnetzstationen erhalten Netzbetreiber nahezu in Echtzeit Informationen über Spannungen, Lasten und Einspeisungen. (Miao u. a., 2022) Diese Daten erhöhen die Beobachtbarkeit des Netzes erheblich und ermöglichen ein präzises Situationsbewusstsein bis hin zu den Geräten am Netzrand. (Strezoski u. a., 2022) Netzmonitoring wird eingesetzt, um Betriebsprobleme frühzeitig zu erkennen, die Netztopologie zu verifizieren und die Integration dezentraler Energieressourcen wie PV-Anlagen zu optimieren. (Miao u. a., 2022)

Die Netzführung moderner Verteilnetze stützt sich zunehmend auf Messdaten und Prognosen, um den Betrieb bei hoher Durchdringung dezentraler Energieressourcen besser zu unterstützen. Durch die Kombination von zeitnahen Messdaten und Vorhersagen erhalten Netzbetreiber ein erweitertes Situationsbewusstsein über den aktuellen und zukünftigen Netzzustand, insbesondere im Niederspannungsbereich. Zentrale Leitsysteme wie das Advanced Distribution Management System (ADMS) und das Distributed Energy Resource Management System (DERMS) übernehmen dabei

unterschiedliche Aufgaben. Während ADMS klassische Netzbetriebsfunktionen wie Schaltkoordination, Spannungsregelung und Fehlerlokalisierung bereitstellt, ermöglicht DERMS die gezielte Koordination und Steuerung dezentraler Energieressourcen. (Strezoski *u. a.*, 2022)

Durch die gemeinsame Nutzung von ADMS und DERMS können Netzengpässe frühzeitig erkannt und geeignete Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Hierzu zählt insbesondere die koordinierte Nutzung von PV-Anlagen, Speichern und weiteren DERs zur Unterstützung des Netzbetriebs. (Stefani *u. a.*, 2022) Messdaten aus Smart Metern ermöglichen zusätzlich eine bessere Kenntnis der tatsächlichen Netzstruktur und unterstützen die Verifikation der Niederspannungstopologie. (Miao *u. a.*, 2022)

Die automatisierte Netzberechnung umfasst rechnergestützte Verfahren wie Netzzustandsschätzung und digitale Netzmodelle, mit denen Verteilnetzbetreiber den aktuellen Netzzustand analysieren können. Dabei werden Messdaten aus dem Netz genutzt, um Spannungen, Ströme und Auslastungen auch in Netzbereichen abzuschätzen, in denen keine direkten Messungen vorhanden sind. (Strezoski *u. a.*, 2022) Diese rechnergestützten Modelle bilden die Grundlage für fortgeschrittene Analyseverfahren, die sowohl den Netzbetrieb als auch planerische Fragestellungen unterstützen. Wahrscheinlichkeitsbasierte Methoden, wie sie bei Hosting-Capacity-Analysen eingesetzt werden, berücksichtigen dabei Unsicherheiten von Last- und Einspeiseverläufen und erlauben eine realistischere Bewertung der Netzbelastbarkeit. (Chihota und Bekker, 2022)

Die Ergebnisse automatisierter Netzberechnungen können sowohl im operativen Betrieb als auch in der Netzplanung genutzt werden und unterstützen fundierte Entscheidungen zu Netzausbau und Investitionen. (Strezoski *u. a.*, 2022)

Die Laststeuerung bezeichnet Maßnahmen, mit denen elektrische Lasten primär auf der Verbraucherseite beeinflusst werden. Ziel ist es, den Stromverbrauch zeitlich zu verschieben oder zu reduzieren, um Lastspitzen zu vermeiden und Netzengpässe zu verringern. (Stefani *u. a.*, 2022) Der Schwerpunkt liegt dabei ausschließlich auf der Steuerung des Verbrauchsverhaltens von Kunden, während Erzeugungsanlagen und Energiespeicher nicht aktiv in die Koordination einbezogen werden. (Strezoski *u. a.*, 2022)

Flexibilitätsmanagement beschreibt die koordinierte Nutzung dezentraler Energieressourcen wie Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen und steuerbaren Lasten. (Stefani *u. a.*, 2022)) Zentrale Leitsysteme wie das Advanced Distribution Management System (ADMS) übernehmen dabei klassische Aufgaben des Netzbetriebs, darunter die Überwachung des Netzzustands, Schaltkoordination sowie Spannungs- und Lastflussregelung. Das Distributed Energy Resource Management System (DERMS) ergänzt diese Funktionen durch die gezielte Koordination und Steuerung dezentraler Energieressourcen, insbesondere bei hoher Durchdringung von Erzeugungsanlagen, Speichern und weiteren flexiblen Verbrauchern. (Strezoski *u. a.*, 2022) Durch die Kombination von ADMS und DERMS können Mess- und Betriebsdaten genutzt werden, um Netzbelastungen zu bewerten und verfügbare Flexibilitäten netzorientiert einzusetzen, beispielsweise zur Spannungsregelung oder zur Entlastung überlasteter Netzabschnitte. (Stefani *u. a.*, 2022; Strezoski *u. a.*, 2022) Die Einbindung von Aggregatoren ermöglicht es zudem, auch eine große Anzahl kleiner, hinter dem Zähler installierter Anlagen gemeinsam zu koordinieren, etwa über Smart-Inverter-Funktionen oder den gezielten Einsatz von Batteriespeichern. (Strezoski *u. a.*, 2022)

4.1.4. Innovative / Forschungsnahe Ansätze

Innovative Netzstützungsmaßnahmen befinden sich in der Entwicklung oder sind erst in Pilotprojekten im Einsatz. Diese Ansätze erweitern klassische Maßnahmen um intelligente Regelungsstrategien. (Schwab, 2022)

Hierzu gehören unter anderem:

- Volt-VAR-Optimierung mittels KI
- Vehicle-to-Grid (V2G) / Bidirektionales Laden
- Community-Batteriespeicher („Neighbourhood Storage“)

Bei der KI-gestützten Volt-VAR-Optimierung wird künstliche Intelligenz eingesetzt, um die Spannungsregelung in Verteilnetzen zu optimieren. Mithilfe von Deep Reinforcement Learning lernt ein Modell, wie Blindleistung von dezentralen Wechselrichtern so eingestellt werden kann, dass Spannungsabweichungen reduziert werden. Als Eingangsgrößen nutzt das Verfahren Messinformationen wie Spannungen, Lasten und Einspeisungen im Netz. Im Unterschied zu klassischen Volt-VAR-Verfahren sind keine

festen Regelkennlinien oder detaillierte Netzmodelle erforderlich, da die optimale Steuerstrategie durch maschinelles Lernen ermittelt wird. Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt weiterhin über leistungselektronische Komponenten wie PV-Wechselrichter, während das KI-Modell die entsprechenden Sollwerte vorgibt. (Li *u. a.*, 2021)

Elektrofahrzeuge können in modernen Gleichstrom-Verteilnetzen über spezielle Ladepunkte in das lokale Energiesystem eingebunden werden. Diese Ladepunkte sind über bidirektionale DC/DC-Wandler mit dem DC-Netz gekoppelt und ermöglichen sowohl das Laden der Fahrzeugbatterie als auch die Rückspeisung von Energie aus dem Fahrzeug. (Xuan *u. a.*, 2021) Durch diese bidirektionale Ladefähigkeit können Elektrofahrzeuge als flexible Energieressourcen genutzt werden. Sie können bei einem lokalen Energieüberschuss geladen werden und bei erhöhtem Leistungsbedarf zeitweise Energie an das DC-Netz zurückgeben. (Khalid *u. a.*, 2021)

Im Power-Sharing-Modell für LVDC-Mikronetze sind EV-Ladepunkte an einen bidirektionalen DC-Netzbereich angebunden, der sowohl mit dem öffentlichen AC-Netz als auch mit dem lokalen DC-System verbunden ist. Dadurch kann die Ladeleistung aus unterschiedlichen Energiequellen bereitgestellt werden und der lokale Energieausgleich im Gebäude unterstützt werden. Die Kombination aus bidirektionalen Ladepunkten und einem DC-basierten Power-Sharing-Konzept ermöglicht somit eine flexible Nutzung von Elektrofahrzeugen zur Unterstützung des lokalen Netzbetriebs. (Moscatiello *u. a.*, 2023)

Community-Batterien sind gemeinsame Speichersysteme, die über DC/DC-Wandler an ein lokales Gleichstromnetz angebunden sind und ausschließlich mit der Energie einer gemeinsamen Photovoltaikanlage geladen werden. Sie speichern überschüssige PV-Energie, die nicht unmittelbar von den Haushalten oder gemeinschaftlichen Diensten genutzt wird, und stellen diese zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung. Durch die lokale Zwischenspeicherung wird der Eigenverbrauch der erzeugten Energie erhöht und die Einspeisung überschüssiger Leistung in das öffentliche AC-Netz verringert. Dadurch trägt das Speichersystem zu einem ausgeglicheneren Betrieb des lokalen Energiesystems bei und unterstützt eine stabile Versorgung innerhalb der Energiegemeinschaft. (Moscatiello *u. a.*, 2023)

Die in diesem Abschnitt dargestellten Maßnahmen befinden sich überwiegend im Forschungs- oder Pilotstadium und sind derzeit nicht Bestandteil des regulären Netzbetriebs. Sie werden daher nicht in die Bewertung einbezogen, dienen jedoch der Einordnung zukünftiger Entwicklungspfade.

4.2. Bewertungskriterien für Netzstützungsmaßnahmen

Mit der zunehmenden Integration von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz steigen sowohl die technischen Anforderungen an die Spannungshaltung als auch die ökonomischen Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber. (Schwab, 2022) Da verschiedene Netzstützungsmaßnahmen unterschiedliche Stärken und Risiken besitzen, ist eine systematische und transparente Bewertung erforderlich. (Ebadi u. a., 2024)

Für die SH-Netz GmbH ist die Auswahl effektiver Maßnahmen besonders kritisch, da große Teile des Netzgebietes ländlich geprägt sind und somit lange Strahlennetze bei gleichzeitig stark wachsender PV-Einspeisung vorliegen. (Schleswig-Holstein Netz GmbH, 2025) In diesem Kapitel soll ein eigenes Bewertungssystem auf Grundlage der vorliegenden Literatur aufgestellt werden. Dadurch lassen sich die klassifizierten Maßnahmen aus Kapitel 4.1 bewerten. Dabei stellt das Bewertungssystem sicher, dass sowohl technische als auch wirtschaftliche und regulatorische Anforderungen berücksichtigt werden.

4.2.1. Bewertungsparameter und Gewichtung

Die Bewertung der Netzstützungsmaßnahmen erfolgt mithilfe einer Multikriterienanalyse, da die betrachteten Bewertungskriterien teilweise konkurrierende Zielgrößen darstellen, wie beispielsweise technische Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit. Der Einsatz von mehrkriterieller Entscheidungsansätze ist in der wissenschaftlichen Literatur für Entscheidungsprobleme im Verteilnetzbetrieb mit hoher PV-Durchdringung etabliert. (Ebadi u. a., 2024)

Die Auswahl der Bewertungskriterien orientiert sich an den in der Literatur häufig verwendeten technischen und ökonomischen Kenngrößen sowie an den betrieblichen Anforderungen der Schleswig-Holstein Netz GmbH. Aus der Fachliteratur lässt sich ableiten, dass die technische Wirksamkeit als primäres Kriterium herangezogen wird da sie die Grundlage darstellt, dass eine Maßnahme überhaupt einen Beitrag zu

netztechnischen Herausforderungen beitragen kann. (Abad und Ma, 2021; Verma und Padhy, 2022) Auf dieser Basis rückt im zweiten Schritt die Wirtschaftlichkeit in den Fokus. In diesem Zusammenhang lässt sich anhand der Literatur schlussfolgern, dass technische Maßnahmen im Verteilnetz zwar wirksam sein können, ihre Umsetzung jedoch nur erfolgen kann, wenn sie mit vertretbaren Investitions- und Betriebskosten verbunden ist. (Cebrian u. a., 2024; Ebadi u. a., 2024) Darauf aufbauend zeigen Javed u.a. (2021), dass die Umsetzbarkeit berücksichtigt werden muss. Dabei geht hervor, dass selbst technisch und wirtschaftlich vorteilhafte Lösungen in der Praxis scheitern können, wenn ihre Realisierung mit hohem operativem oder genehmigungsrechtlichem Aufwand verbunden ist.

Das abschließende Kriterium ist die Digitalisierungsanforderung. Zwar wird der Einsatz von Kommunikations- und Datensystemen als wesentliche Voraussetzung für den zukünftigen Netzbetrieb identifiziert, jedoch nehmen sie einen unterstützenden Charakter an und dienen der effizienten Umsetzung von technisch wirksamen Maßnahmen. (Shahid u. a., 2021)

Anhand der abgeleiteten Kriterien ergibt sich eine subjektive, auf Literatur stützende Rangfolge:

1. technische Wirksamkeit
2. Wirtschaftlichkeit
3. Umsetzbarkeit
4. Digitalisierungsanforderung

4.2.2. Technische Wirksamkeit

Die technische Wirksamkeit beschreibt, in welchem Umfang eine Netzstützungsmaßnahme dazu beiträgt, die technischen Betriebsgrenzen von Niederspannungsnetzen bei hoher Photovoltaik-Durchdringung einzuhalten. Zentrale Bewertungsgrößen sind dabei insbesondere Spannungsabweichungen, thermische Belastungen von Betriebsmitteln sowie die maximal zulässige Photovoltaik-Aufnahmekapazität des Netzes. (Abad und Ma, 2021)

In der wissenschaftlichen Literatur wird Überspannung infolge hoher Einspeiseleistungen als die dominierende technische Einschränkung in Niederspannungsnetzen identifiziert.

(Haque *u. a.*, 2020) Diese Spannungsgrenzverletzungen begrenzen unmittelbar die Photovoltaik-Hosting-Capacity und treten insbesondere in radialen Netzen mit hohem R/X-Verhältnis auf. (Haque *u. a.*, 2020; Abad und Ma, 2021) Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass Niederspannungsnetze häufig unsymmetrisch betrieben werden. Die technische Wirksamkeit von Netzstützungsmaßnahmen umfasst daher auch deren Beitrag zur Reduktion unsymmetrischer Betriebszustände. (Haque *u. a.*, 2020) Die Bewertung der technischen Wirksamkeit erfolgt anhand folgender Aspekte:

- Reduktion von Spannungsgrenzverletzungen
- Erhöhung der PV-Aufnahmekapazität
- Verbesserung der Spannungsqualität
- Begrenzung der Auslastung von Leitungen und Transformatoren
- Reduktion von Unsymmetrien im Netzbetrieb

4.2.3. Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Bewertung der Netzstützungsmaßnahmen basiert auf Kosten-Nutzen-Überlegungen, da Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung zu einem effizienten Einsatz finanzieller Mittel verpflichtet sind (EnWG § 21a; ARegV, §1, §4). Aufgrund der starken projekt- und technologiespezifischen Unterschiede von Investitions- und Betriebskosten erfolgt die Bewertung nicht auf Basis detaillierter Kostenschätzungen, sondern qualitativ. In der Literatur wird gezeigt, dass wirtschaftliche Effekte der Integration von Photovoltaikanlagen stark von netz- und standortspezifischen Randbedingungen abhängen, wodurch vergleichende Bewertungsansätze gegenüber exakten Kostenansätzen besser geeignet sind. (Cebrian *u. a.*, 2024) Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt anhand der folgenden typischen Kostentreiber, die für Netzbetreiber maßgeblich sind:

- Investitionskosten (CAPEX)
- Betriebs- und Wartungskosten (OPEX)
- Erforderliche bauliche Eingriffe
- Lebensdauer und Ersatzinvestitionen

Dabei wird berücksichtigt, dass verschiedene Kostenarten im Rahmen der Anreizregulierung unterschiedlich wirksam werden. Maßnahmen mit geringem Investitions- und baulichem Aufwand können daher wirtschaftliche Vorteile bieten, sofern sie einen vergleichbaren Beitrag zur Netzqualität leisten. (Bundesministerium der Justiz und Bundesamt für Justiz, 2023; Cebrian *u. a.*, 2024)

4.2.4. Regulatorische und normative Anforderungen

Das Bewertungskriterium regulatorische und normative Anforderungen beschreibt, inwieweit eine Netzstützungsmaßnahme mit den geltenden gesetzlichen und normativen Vorgaben vereinbar ist. Ziel der Bewertung ist es, die rechtliche Zulässigkeit und die praktische Umsetzbarkeit im regulierten Netzbetrieb systematisch zu berücksichtigen (EnWG, § 21a; EEG § 8 Abs. 1).

Die Bewertung basiert auf den in Deutschland gültigen gesetzlichen Regelungen sowie auf technischen Regelwerken. Maßgeblich sind insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz und das Erneuerbare-Energien-Gesetz als rechtlicher Rahmen sowie die technischen Anschlussregeln der VDE-Anwendungsregeln für Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen im Niederspannungsnetz. (VDE, 2018; Bundesnetzagentur, 2025)

Im Rahmen der Bewertung wird unterschieden, ob eine Maßnahme bereits eindeutig normativ geregelt und regulatorisch etabliert ist oder ob zusätzliche regulatorische Anforderungen bestehen. Maßnahmen mit klar definierten normativen Vorgaben und gesicherter rechtlicher Einordnung werden dabei höher bewertet als solche, deren regulatorische Ausgestaltung noch nicht vollständig abgeschlossen ist. (Bundesnetzagentur, 2025) Die Bewertung betrachtet die Maßnahmen unabhängig von ihrer konkreten technischen Ausgestaltung und dient ausschließlich dazu, ihre regulatorischen Rahmenbedingungen innerhalb der Multikriterienanalyse einzuordnen.

4.2.5. Umsetzbarkeit im Niederspannungsnetz

Das Bewertungskriterium Umsetzbarkeit beschreibt, wie einfach eine Netzstützungsmaßnahme in bestehende Netzstrukturen und betriebliche Prozesse integriert werden kann. Dabei steht nicht die technische Wirksamkeit, sondern der erforderliche organisatorische, betriebliche und technische Aufwand im Vordergrund. (Schwab, 2022; Ebadi *u. a.*, 2024) Die Bewertung der Umsetzbarkeit berücksichtigt

insbesondere den Installationsaufwand, die Komplexität der Umsetzung, die Wartbarkeit sowie die Anforderungen an die betriebliche Organisation. Diese Aspekte sind entscheidend für die praktische Einführung neuer Maßnahmen im Verteilnetzbetrieb und werden auch in der Literatur zur operativen Bewertung von Netzmaßnahmen herangezogen. (Schwab, 2022; Ebadi *u. a.*, 2024)

Maßnahmen, die ohne umfangreiche bauliche Eingriffe umgesetzt werden können und sich in bestehende Betriebsprozesse integrieren lassen, weisen in der Regel eine höhere Umsetzbarkeit auf. Demgegenüber erfordern Maßnahmen mit zusätzlichem Anlagenbedarf oder erweiterten Schutz- und Betriebskonzepten häufig einen erhöhten organisatorischen und betrieblichen Aufwand. (Javed *u. a.*, 2021)

Die Umsetzbarkeit wird im Rahmen der Multikriterienanalyse unabhängig von der konkreten Maßnahme bewertet und dient der systematischen Berücksichtigung betrieblicher und organisatorischer Randbedingungen.

Die SH-Netz GmbH verfügt über ein großes, räumlich ausgedehntes Netzgebiet mit vielen Trafostationen und Verteilerpunkten. Maßnahmen mit geringem Personal- und Installationsaufwand sind daher strategisch attraktiver, da bauliche Eingriffe einen deutlich höheren Ressourceneinsatz erfordern.

4.2.6. Skalierbarkeit

Das Bewertungskriterium Skalierbarkeit beschreibt, inwieweit eine Netzstützungsmaßnahme auf unterschiedliche Netze und eine zunehmende Anzahl von Anlagen übertragbar ist. Bewertet wird, ob eine Maßnahme auch bei steigender Photovoltaik-Durchdringung ohne grundlegende Anpassungen eingesetzt werden kann. (Norbu *u. a.*, 2021; Verma und Padhy, 2022)

Die Bewertung berücksichtigt, ob eine Maßnahme modular erweiterbar ist, in standardisierte Systeme integriert werden kann und bei wachsender Systemgröße beherrschbar bleibt. In der Literatur wird Skalierbarkeit insbesondere im Zusammenhang mit der Übertragbarkeit von Konzepten auf größere Systeme und eine steigende Anzahl von Beteiligten betrachtet. (Norbu *u. a.*, 2021) Ergänzend wird die Zukunftsfähigkeit berücksichtigt. Sie beschreibt, ob eine Maßnahme mit langfristigen Entwicklungen im Energiesystem vereinbar ist. Dabei werden technologische Weiterentwicklungen,

zunehmende Systemstandardisierung sowie steigende Anforderungen an den Netzbetrieb berücksichtigt. Studien zu aktiven Verteilnetzen zeigen, dass mitwachsender Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen auch die Anforderungen an skalierbare Betriebs- und Steuerungskonzepte steigen. (Verma und Padhy, 2022)

Die Skalierbarkeit wird im Rahmen der Multikriterienanalyse unabhängig von einzelnen Maßnahmen bewertet und dient der systematischen Berücksichtigung langfristiger und systemischer Randbedingungen.

4.2.7. Daten- und Digitalisierungsanforderungen

Das Bewertungskriterium Digitalisierungsanforderungen beschreibt, welcher Aufwand an Mess-, Kommunikations- und Steuerungstechnik für die Umsetzung einer Netzstützungsmaßnahme erforderlich ist. Bewertet wird, wie hoch der notwendige Digitalisierungsgrad im Netzbetrieb ist.

In der Literatur wird gezeigt, dass viele moderne netzstützende Funktionen auf zeitnahen Messdaten und einer zuverlässigen Datenübertragung beruhen. Insbesondere koordinierte und datenbasierte Steuerungsansätze setzen eine ausreichende Messstelleninfrastruktur sowie eine Anbindung an Betriebs- und Leitsysteme voraus. (Shahid *u. a.*, 2021) Untersuchungen zur Nutzung von Smart-Meter-Daten im Niederspannungsnetz verdeutlichen, dass eine genaue Kenntnis des Netzstatus eine zentrale Voraussetzung für digitale Regelungs- und Steuerungskonzepte darstellt. (Guo *u. a.*, 2025)

Die Digitalisierungsanforderungen werden im Rahmen der Multikriterienanalyse unabhängig von einzelnen Maßnahmen bewertet und dienen der systematischen Berücksichtigung des erforderlichen digitalen Aufwands.

4.2.8. Zusammenfassung der Bewertungskriterien

Das entwickelte Bewertungssystem ermöglicht eine vergleichbare Bewertung der untersuchten Netzstützungsmaßnahmen auf Basis einheitlicher Kriterien. Die Auswahl und Rangfolge der Kriterien orientieren sich sowohl an der wissenschaftlichen Literatur als auch an den praktischen Anforderungen des Verteilnetzbetriebs.

Die technische Wirksamkeit weist das höchste Gewicht auf, da sie maßgeblich die Photovoltaik-Hosting-Capacity bestimmt und damit die Anschlussmöglichkeiten weiterer PV-Anlagen beeinflusst. In der Literatur wird gezeigt, dass die Integration zusätzlicher Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz primär durch technische Randbedingungen begrenzt ist. (Abad und Ma, 2021)

Die Wirtschaftlichkeit ist ebenfalls hoch gewichtet, da Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung zu einem effizienten Einsatz finanzieller Mittel verpflichtet sind. Entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen und Effizienzanforderungen werden im Netzmonitoringbericht der Bundesnetzagentur beschrieben (Bundesnetzagentur, 2025)

Die weiteren Bewertungskriterien berücksichtigen betriebliche, regulatorische und systemische Aspekte, die für die praktische Anwendbarkeit von Netzstützungsmaßnahmen relevant sind. Dazu zählen insbesondere die Umsetzbarkeit im Netzbetrieb, die Skalierbarkeit, die Einhaltung regulatorischer Vorgaben sowie der erforderliche Digitalisierungsaufwand.

5. Gesamtbewertung der Netzstützungsmaßnahmen

In diesem Abschnitt wird die aus dem Kapitel 4.2 hervorgehende Bewertungsmethode für die in Kapitel 4.1 klassifizierten Maßnahmen angewendet. Ziel ist es, die Netzstützungsmaßnahmen anhand der definierten Kriterien zu bewerten und durch eine Zusammenführung der Ergebnisse eine Gesamtbewertung durchzuführen.

5.1. Bewertung der Netzstützungsmaßnahmen

Im Folgenden werden die identifizierten Netzstützungsmaßnahmen anhand der in Kapitel 4.2 entwickelten Bewertungsmethodik systematisch bewertet. Um die Übersichtlichkeit zu gewährleisten und den Umfang der Arbeit zu begrenzen, wird die Bewertung auf ausgewählte, für das Niederspannungsnetz relevante Maßnahmen beschränkt. Die Bewertung erfolgt kriteriumsweise im Rahmen einer Multikriterienanalyse. Dabei wird jeweils ein Bewertungskriterium für alle betrachteten Maßnahmen angewendet, bevor das nächste Kriterium herangezogen wird. Die Reihenfolge der Bewertung orientiert sich an der festgelegten Rangfolge der Kriterien und beginnt mit der technischen Wirksamkeit.

Die Kriterien Skalierbarkeit sowie normative und regulatorische Anforderungen werden nicht als eigenständige Bewertungskategorien behandelt, sondern in das Kriterium Umsetzbarkeit integriert. Diese Aspekte beeinflussen maßgeblich den praktischen Implementierungsaufwand einer Maßnahme und stehen in engem Zusammenhang mit organisatorischen, technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Durch diese Zusammenführung wird eine konsistente Bewertungsstruktur geschaffen und eine doppelte Berücksichtigung in der Gesamtbewertung vermieden.

5.1.1. Technische Wirksamkeit

Maßnahmen zur Wirkleistungsbegrenzung nach P(U)-Kennlinien sowie zur Unsymmetriebegrenzung werden als unterstützende Varianten anlagenbezogener Eingriffe zusammengefasst, da sie ähnliche Zielgrößen adressieren, jedoch eine geringere Flexibilität aufweisen.

Die Blindleistungsbereitstellung über Q(U)-Kennlinien stellt eine technisch wirksame Maßnahme zur lokalen Spannungsstabilisierung dar. Durch die spannungsabhängige Aufnahme oder Abgabe von Blindleistung kann insbesondere in radial aufgebauten Niederspannungsnetzen der Spannungsanstieg begrenzt werden. Die Wirksamkeit ist lokal hoch, jedoch räumlich begrenzt und abhängig von der Anzahl gleichzeitig regelnder Anlagen. (Luo und Shi, 2020; Darbali-Zamora, 2023)

Batteriespeicher auf Anlagenseite ermöglichen eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Einspeisung und wirken sowohl auf Spannungsspitzen als auch auf thermische Belastungen. (Nousdilis *u. a.*, 2021) Sie weisen ein hohes technisches Potenzial auf, dessen tatsächliche Wirksamkeit jedoch stark von der Dimensionierung und der Betriebsstrategie abhängt. (Nousdilis *u. a.*, 2021; Ismeil *u. a.*, 2023)

Wirkleistungsbegrenzungen nach P(U)-Kennlinien sowie Maßnahmen zur Unsymmetriebegrenzung leisten einen ergänzenden Beitrag zur Stabilisierung des Niederspannungsnetzes. Während P(U)-Regelungen Spannungsspitzen unmittelbar begrenzen, adressieren Unsymmetriebegrenzungen insbesondere qualitative Aspekte der Spannungsversorgung. Ihre technische Wirksamkeit ist im Vergleich zu Q(U)-Regelungen und Batteriespeichern geringer und stark netzabhängig. (Girigoudar *u. a.*, 2023; Bi und Sun, 2025) Insgesamt zeigen innerhalb der anlagenbezogenen Maßnahmen

Blindleistungsregelungen und Batteriespeicher die höchste technische Wirksamkeit, während P(U)-Regelungen und Unsymmetriebegrenzungen als unterstützende Maßnahmen einzuordnen sind.

Bei den netzseitigen Maßnahmen liegt der Fokus auf regelbaren Ortsnetztransformatoren, da diese eine netzweite Spannungsregelung ermöglichen und für strukturelle Spannungsprobleme besonders relevant sind. (Abad und Ma, 2021) Klassische Netzverstärkungsmaßnahmen werden ergänzend berücksichtigt, da sie zwar eine hohe technische Wirksamkeit besitzen, jedoch primär langfristige und investitionsintensive Lösungen darstellen. (Gao u. a., 2024)

Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) ermöglichen eine aktive Anpassung der Netzspannung durch Veränderung der Übersetzung zwischen Mittel- und Niederspannungsebene. (Abad und Ma, 2021) Dadurch kann das Spannungsniveau im gesamten angeschlossenen Niederspannungsnetz stabilisiert werden, selbst bei hoher und räumlich ungleich verteilter Photovoltaikeinspeisung. Die technische Wirksamkeit ist hoch, da RONT unabhängig vom Verhalten einzelner Anlagen wirken und sowohl Überspannungen als auch Unterspannungen ausgleichen können. (Gao u. a., 2024) Insbesondere in Netzen mit strukturellen Spannungsproblemen stellen sie eine robuste Lösung dar. Einschränkend ist anzumerken, dass RONT primär das Spannungsniveau beeinflussen und thermische Engpässe in Leitungen nur indirekt adressieren. (Ghiani, Di Gregorio und Hoppert, 2023)

Klassische Netzverstärkungsmaßnahmen, wie der Austausch von Leitungen oder die Erhöhung der Transformatorleistung, beseitigen netztechnische Engpässe dauerhaft. Sie adressieren sowohl Spannungsprobleme als auch Überlastungen von Betriebsmitteln und sind unabhängig vom zeitlichen Einspeiseverhalten wirksam. (Waswa, Chihota und Bekker, 2023) Ihre technische Wirksamkeit ist daher als hoch einzustufen. Gleichzeitig fehlt diesen Maßnahmen eine aktive Regelungsfähigkeit, sodass sie nicht flexibel auf kurzfristige Schwankungen der Einspeisung reagieren können. (Sadiq und Antar, 2024)

Im Vergleich zeigen regelbare Ortsnetztransformatoren eine hohe technische Wirksamkeit zur netzweiten Spannungsstabilisierung, während Netzverstärkungsmaßnahmen eine statische Lösung darstellen. Beide Maßnahmen ergänzen sich technisch, adressieren jedoch unterschiedliche Aspekte der

Netzproblematik. (Ghiani, Di Gregorio und Hoppert, 2023; Waswa, Chihota und Bekker, 2023)

Im Bereich der betriebs- und IT-basierten Maßnahmen werden Flexibilitätsmanagementansätze betrachtet, die steuerbare Lasten, dezentrale Speicher und Elektrofahrzeuge bündeln. Einzelne Ausprägungen wie die Laststeuerung (Demand Side Management) oder Smart Charging werden dabei nicht separat analysiert, sondern als Teil eines integrierten Flexibilitätskonzepts verstanden. (Strezoski *u. a.*, 2022)

Zentrale Ansätze sind Flexibilitätsmanagementsysteme, die steuerbare Lasten, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge bündeln und netzorientiert einsetzen. (Strezoski *u. a.*, 2022) Durch zeitliche Verschiebung von Lasten oder Einspeisung können sowohl Spannungsspitzen als auch thermische Engpässe reduziert werden. (Stefani *u. a.*, 2022) Die technische Wirksamkeit ist dabei grundsätzlich hoch, da mehrere Flexibilitätsquellen kombiniert werden können und sowohl lokal als auch netzübergreifend gewirkt werden kann. (Abad und Ma, 2021)

Gleichzeitig ist die tatsächliche Wirksamkeit stark von der Durchdringung mit steuerbaren Komponenten abhängig. In Netzen mit geringer Anzahl aktiv steuerbarer Anlagen bleibt der Effekt häufig punktuell. (Chihota und Bekker, 2022) Zudem wirken betriebs- und IT-basierte Maßnahmen primär indirekt, da sie keine physikalische Netzstruktur verändern, sondern bestehende Freiheitsgrade nutzen. (Abad und Ma, 2021)

Im Vergleich zu anlagen- und netzseitigen Maßnahmen weisen betriebs- und IT-basierte Ansätze ein hohes theoretisches Wirksamkeitspotenzial auf, das jedoch erst bei ausreichender Systemdurchdringung und zuverlässiger Kommunikation vollständig ausgeschöpft werden kann. (Strezoski *u. a.*, 2022)

5.1.2. Wirtschaftlichkeit

Anlagenbezogene Maßnahmen, insbesondere Blindleistungsregelungen über Photovoltaik-Wechselrichter, zeichnen sich durch einen geringen zusätzlichen Investitionsbedarf aus, da die erforderliche Leistungselektronik in der Regel bereits vorhanden ist. (Luo und Shi, 2020) Der wirtschaftliche Aufwand beschränkt sich häufig auf Konfiguration und Parametrierung, während laufende Betriebskosten gering sind. (Ismeil *u. a.*, 2023) Batteriespeicher auf Anlagenseite erfordern hingegen zusätzliche

Investitionen in Speicherhardware sowie ein Energiemanagementsystem. (Nousdilis *u. a.*, 2021) Trotz ihres hohen technischen Potenzials ist ihre Wirtschaftlichkeit daher stark von der Dimensionierung und der Nutzungsintensität abhängig. (Norbu *u. a.*, 2021)

Netzseitige Maßnahmen wie regelbare Ortsnetztransformatoren erfordern signifikante Investitionen in Netzbetriebsmittel, bieten jedoch eine langfristige und robuste Lösung für strukturelle Netzprobleme. (Gao *u. a.*, 2024) Klassische Netzverstärkungsmaßnahmen sind mit hohen Investitionskosten verbunden, wirken jedoch dauerhaft und unabhängig von betrieblichen Randbedingungen. Aus wirtschaftlicher Sicht stellen sie kapitalintensive, aber nachhaltige Maßnahmen dar. (Waswa, Chihota und Bekker, 2023) Betriebs- und IT-basierte Maßnahmen nutzen vorhandene Flexibilität und Infrastruktur, erfordern jedoch Investitionen in IT-Systeme, Kommunikationsschnittstellen und Betriebskonzepte. (Stefani *u. a.*, 2022) Die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen hängt stark von der Anzahl angebundener Anlagen sowie von der Möglichkeit ab, mehrere Anwendungsfälle gleichzeitig zu bedienen. Bei ausreichender Systemdurchdringung können Skaleneffekte erzielt werden, während bei geringer Durchdringung die Wirtschaftlichkeit eingeschränkt bleibt. (Stefani *u. a.*, 2022; Strezoski *u. a.*, 2022)

Insgesamt weisen anlagenbezogene Maßnahmen mit geringer Hardwareintensität die günstigste Kostenstruktur auf, während netzseitige Maßnahmen durch hohe Anfangsinvestitionen gekennzeichnet sind. Betriebs- und IT-basierte Maßnahmen nehmen eine Zwischenposition ein, deren Wirtschaftlichkeit stark von der Skalierung und Systemintegration abhängt.

5.1.3. Umsetzbarkeit

Die Umsetzbarkeit der betrachteten Netzstützungsmaßnahmen beschreibt den praktischen Aufwand ihrer Einführung im Netzbetrieb eines Verteilnetzbetreibers. Neben der technischen Verfügbarkeit spielen dabei regulatorische Rahmenbedingungen, organisatorische Anforderungen sowie die Abhängigkeit von externen Akteuren eine zentrale Rolle.

Anlagenbezogene Maßnahmen wie die Blindleistungsbereitstellung über Q(U)-Kennlinien weisen eine hohe Umsetzbarkeit auf, da die erforderliche Technik in modernen

Photovoltaik-Wechselrichtern bereits integriert ist. (Darbali-Zamora, 2023) Die Umsetzung erfolgt überwiegend durch Parametrierung im Rahmen des Netzanschlusses und ist mit geringen organisatorischen Anpassungen verbunden. (Gerdroodbari, Razzaghi und Shahnian, 2021) Batteriespeicher auf Anlagenseite sind technisch verfügbar, ihre Umsetzung erfordert jedoch zusätzliche Hardware sowie Abstimmungen mit Anlagenbetreibern, was die Umsetzbarkeit im Vergleich einschränkt. (Nousdilil u. a., 2021) Netzseitige Maßnahmen wie regelbare Ortsnetztransformatoren sind technisch ausgereift und normativ etabliert, erfordern jedoch gezielte Investitionen in die Netzinfrastruktur. (Gao u. a., 2024) Die Umsetzung ist an konkrete Standorte gebunden und mit Planungs- und Genehmigungsprozessen verbunden. Klassische Netzverstärkungsmaßnahmen sind ebenfalls gut umsetzbar, gehen jedoch mit längeren Realisierungszeiträumen einher, da sie bauliche Eingriffe und teilweise umfangreiche Genehmigungsverfahren erfordern. (Waswa, Chihota und Bekker, 2023; Sadiq und Antar, 2024)

Betriebs- und IT-basierte Maßnahmen setzen eine funktionierende Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur voraus. (Stefani u. a., 2022) Ihre Umsetzbarkeit hängt stark vom Digitalisierungsgrad des Netzes sowie von der Anzahl aktiv steuerbarer Anlagen ab. (Strezoski u. a., 2022) Zusätzlich ist eine enge Koordination mit Marktteilnehmern und Endkunden erforderlich. (Strezoski u. a., 2022) Ohne flächendeckende IT-Systeme und standardisierte Schnittstellen ist die kurzfristige Umsetzung nur eingeschränkt möglich. (Stefani u. a., 2022)

Insgesamt weisen anlagenbezogene Maßnahmen die höchste Umsetzbarkeit auf, da sie mit geringem organisatorischem und technischem Aufwand realisiert werden können. Netzseitige Maßnahmen sind mittelfristig gut umsetzbar, während betriebs- und IT-basierte Ansätze eine höhere organisatorische und technische Komplexität aufweisen.

5.1.4. Digitalisierungsanforderungen

Die Digitalisierungs- und IT-Anforderungen beschreiben die benötigte Informations-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur, die für den Einsatz der betrachteten Netzstützungsmaßnahmen erforderlich ist. Bewertet wird dabei nicht die technische Wirksamkeit oder Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen, sondern ausschließlich deren

Abhängigkeit von digitalen Systemen, Datenverfügbarkeit und IT-Integration im Netzbetrieb eines Verteilnetzbetreibers. (Shahid *u. a.*, 2021)

Anlagenbezogene Maßnahmen wie die Blindleistungsbereitstellung über Q(U)-Kennlinien weisen geringe Digitalisierungsanforderungen auf. (Luo und Shi, 2020) Die Regelung erfolgt lokal im Wechselrichter auf Basis gemessener Spannungswerte und erfordert keine kontinuierliche Kommunikation mit dem Netzbetreiber. (Darbali-Zamora, 2023) Auch Maßnahmen wie P(U)-Regelungen oder Unsymmetriebegrenzungen können weitgehend autonom umgesetzt werden. (Gerdroodbari, Razzaghi und Shahnian, 2021) Batteriespeicher auf Anlagenseite benötigen zwar ein lokales Energiemanagementsystem, sind jedoch nicht zwingend auf eine zentrale IT-Anbindung angewiesen. (Nousdilis *u. a.*, 2021)

Netzseitige Maßnahmen, insbesondere regelbare Ortsnetztransformatoren, erfordern eine begrenzte IT-Integration zur Überwachung und Steuerung der Spannungsregelung. Die notwendige Kommunikationsinfrastruktur ist jedoch einfach aufgebaut und beschränkt sich auf einzelne Netzknoten. (Gao *u. a.*, 2024) Klassische Netzverstärkungsmaßnahmen kommen ohne zusätzliche IT-Systeme aus und weisen daher sehr geringe Digitalisierungsanforderungen auf. (Waswa, Chihota und Bekker, 2023)

Betriebs- und IT-basierte Maßnahmen stellen die höchsten Anforderungen an digitale Infrastruktur. (Stefani *u. a.*, 2022) Flexibilitätsmanagementsysteme setzen eine kontinuierliche Erfassung von Netz- und Betriebsdaten, eine zuverlässige Kommunikation mit dezentralen Anlagen sowie zentrale Steuerungs- und Auswertungsplattformen voraus. (Shahid *u. a.*, 2021; Stefani *u. a.*, 2022) Zudem sind standardisierte Schnittstellen und hohe Datenqualität erforderlich, um eine netzorientierte Steuerung zu ermöglichen. (Shahid *u. a.*, 2021) Ohne eine entsprechende IT-Architektur ist die Umsetzung dieser Maßnahmen nur eingeschränkt möglich. (Stefani *u. a.*, 2022)

Insgesamt weisen anlagen- und netzseitige Maßnahmen geringe bis moderate Digitalisierungsanforderungen auf, während betriebs- und IT-basierte Ansätze stark von einem hohen Digitalisierungsgrad des Verteilnetzes abhängen.

5.2. Gesamtauswertung und Rangfolge der Netzstützungsmaßnahmen

Im Folgenden wird die Gesamtauswertung durchgeführt. Ziel ist es die einzelnen betrachteten Kriterien zusammenzuführen, um eine vergleichende Einordnung der Maßnahmen zu ermöglichen.

5.2.1. Zusammenführung der Bewertungskriterien

Die Bewertung der Netzstützungsmaßnahmen erfolgte anhand der vier Kriterien technische Wirksamkeit, Wirtschaftlichkeit, Umsetzbarkeit sowie Digitalisierungs- und IT-Anforderungen. Ziel der Gesamtauswertung ist es, die unterschiedlichen Maßnahmenkategorien vergleichend einzuordnen und ihre Eignung für den Einsatz im Niederspannungsnetz eines Verteilnetzbetreibers abzuleiten.

Die technische Wirksamkeit beschreibt dabei das Potenzial einer Maßnahme zur Reduktion netztechnischer Engpässe, während die Wirtschaftlichkeit den qualitativen Kostenaufwand aus Sicht des Netzbetreibers berücksichtigt. Die Umsetzbarkeit fasst technische, organisatorische sowie normative Rahmenbedingungen zusammen. Ergänzend wurden die Digitalisierungs- und IT-Anforderungen betrachtet, um den notwendigen Grad an Datenverfügbarkeit und Steuerungsinfrastruktur einzuordnen.

5.2.2. Vergleichende Einordnung der Maßnahmen

Anlagenbezogene Maßnahmen, insbesondere die Blindleistungsbereitstellung über Q(U)-Kennlinien, zeigen in der Gesamtschau eine hohe Eignung. Sie verbinden eine gute technische Wirksamkeit mit geringen Investitions- und Digitalisierungsanforderungen sowie einer hohen Umsetzbarkeit. Batteriespeicher auf Anlagenseite weisen zwar ein hohes technisches Potenzial auf, schneiden jedoch aufgrund höherer Kosten und zusätzlicher Hardwareanforderungen insgesamt schwächer ab.

Netzseitige Maßnahmen wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Netzverstärkungen erreichen eine sehr hohe technische Wirksamkeit. Ihre Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit sind jedoch durch hohe Investitionskosten und längere Realisierungszeiträume eingeschränkt. Sie eignen sich insbesondere für Netze mit strukturellen Engpässen, sind jedoch weniger flexibel gegenüber kurzfristigen Einspeiseschwankungen.

Betriebs- und IT-basierte Maßnahmen weisen ein hohes theoretisches Wirksamkeitspotenzial auf, sind jedoch stark von der vorhandenen Digitalisierungsinfrastruktur und der Durchdringung mit steuerbaren Anlagen abhängig. Hohe Anforderungen an IT-Systeme, Kommunikation und Koordination führen zu einer insgesamt geringeren Bewertung, insbesondere für eine kurzfristige Umsetzung im Niederspannungsnetz.

Auf Basis der Gesamtauswertung ergibt sich folgende Rangfolge der betrachteten Maßnahmen:

1. Blindleistungsbereitstellung über Q(U)-Kennlinien
2. Regelbare Ortsnetztransformatoren
3. Klassische Netzverstärkungsmaßnahmen
4. Batteriespeicher auf Anlagenseite
5. Betriebs- und IT-basierte Flexibilitätsmaßnahmen

Diese Rangfolge spiegelt die Kombination aus technischer Wirksamkeit, praktischer Umsetzbarkeit und wirtschaftlicher Einordnung wider und ist speziell auf die Rahmenbedingungen eines Verteilnetzbetreibers ausgerichtet.

6. Fazit und Handlungsempfehlung für die SH-Netz GmbH

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass die Integration von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz mit zunehmender Einspeisung zu erheblichen netztechnischen Herausforderungen führt. Mit den aus den Kapitel 2 und 3 hervorgehenden netzbetreiberspezifischen Anforderungen und Strukturen lassen sich die auftretenden Hürden insbesondere im Bereich der Spannungshaltung und der thermischen Belastung von Betriebsmitteln ableiten. Zur Bewältigung dieser Herausforderungen steht dem Netzbetreiber ein breites Spektrum an Netzstützungsmaßnahmen zur Verfügung, die sich hinsichtlich Wirksamkeit, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit deutlich unterscheiden.

Die Analyse aus Kapitel 5 verdeutlicht, dass keine einzelne Maßnahme alle Herausforderungen gleichermaßen adressieren kann. Vielmehr ist eine abgestufte Kombination aus kurzfristig umsetzbaren und langfristig wirksamen Maßnahmen erforderlich. Aus den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit lassen sich Handlungsempfehlungen aussprechen. Es ergeben sich folgende Handlungsempfehlungen: Priorisierung anlagenbezogener Maßnahmen, gezielter Einsatz netztechnischer Maßnahmen und schrittweiser Ausbau von betriebs- und IT-basiert Maßnahmen.

Die Priorisierung von anlagenbezogenen Maßnahmen wie die Blindleistungsregelungen über Q(U)-Kennlinien sollte weiterhin als primäre Maßnahme eingesetzt werden, da sie mit geringem Aufwand eine wirksame Spannungsstabilisierung ermöglicht und normativ etabliert ist.

Des Weiteren ist ein gezielter Einsatz netzseitiger Maßnahmen erforderlich. Dabei sollten regelbare Ortsnetztransformatoren insbesondere in Netzen mit strukturellen Spannungsproblemen eingesetzt werden. Netzverstärkungen bleiben unverzichtbar, sollten jedoch gezielt und langfristig geplant werden.

Hinzu kommt der schrittweise Ausbau betriebs- und IT-basierter Ansätze. Flexibilitätsmanagementsysteme bieten langfristig ein hohes Potenzial, sollten jedoch parallel zum Ausbau der Digitalisierungsinfrastruktur weiterentwickelt werden. Kurzfristig ist ihr Einsatz auf Pilotprojekte zu beschränken. Die effektivste Strategie liegt in der Kombination verschiedener Maßnahmen, abgestimmt auf die jeweilige Netzstruktur und Einspeisesituation.

Zukünftige Entwicklungen, insbesondere im Bereich der Digitalisierung und der regulatorischen Weiterentwicklung, werden die Bedeutung betriebs- und IT-basierter EEG ist daher erforderlich, um den steigenden Anforderungen durch die Energiewende gerecht zu werden.

Literaturverzeichnis

Abad, M.S.S. und Ma, J. (2021) „Photovoltaic Hosting Capacity Sensitivity to Active Distribution Network Management“, *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(1), S. 107–117. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3007997>.

Bi, Q. und Sun, K. (2025) „Active Power Control Method for Voltage Support with Three-phase Series PV Inverter in Low-Voltage Distribution Networks“, in *2025 IEEE Energy Conversion Congress & Exposition Asia (ECCE-Asia). 2025 IEEE Energy Conversion Congress & Exposition Asia (ECCE-Asia)*, S. 1–5. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/ECCE-Asia63110.2025.11111964>.

Bundesministerium der Justiz und Bundesamt für Justiz (2023) *ARegV - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis*. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/> (Zugegriffen: 22. Dezember 2025).

Bundesnetzagentur (2025). „Monitoringbericht 2025 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB“. Verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf> (Zugriff: 28. Dezember 2025)

Bundesrepublik Deutschland (2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023). Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE000204311 (Zugriff: 28. Dezember 2025)

Bundesrepublik Deutschland (2005). Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005). Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/ (Zugriff: 28. Dezember 2025)

Calvin, K. u. a. (2023) *IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland*. First. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Verfügbar unter: <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>.

Cebrian, J.C. u. a. (2024) „Methodology to Estimate the Financial Impacts of the Integration of PV Generators in Distribution Systems on Voltage Sags and Energy Losses“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 39(2), S. 1233–1246. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2024.3358999>.

Chihota, M.J. und Bekker, B. (2022) „Exploring the Sensitivity of Hosting Capacity Evaluations to Various Simulation Characteristics“, in *2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). 2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, S. 1–6. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/UPEC55022.2022.9917972>.

Darbali-Zamora, R. (2023) „Development of a Dynamic Photovoltaic Inverter Model with Grid-Support Capabilities for Power System Integration Analysis“, in *2023 IEEE 50th*

Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2023 IEEE 50th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), S. 1–8. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/PVSC48320.2023.10360064>.

Ebadi, R. u. a. (2024) „Multi-Criteria Decision Making in Optimal Operation Problem of Unbalanced Distribution Networks Integrated With Photovoltaic Units“, *IEEE Access*, 12, S. 79481–79495. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3394868>.

Gao, X. u. a. (2024) „A Review of Voltage Control Studies on Low Voltage Distribution Networks Containing High Penetration Distributed Photovoltaics“, *Energies*, 17(13), S. 3058. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.3390/en17133058>.

Gerdroodbari, Y.Z., Razzaghi, R. und Shahnian, F. (2021) „Decentralized Control Strategy to Improve Fairness in Active Power Curtailment of PV Inverters in Low-Voltage Distribution Networks“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(4), S. 2282–2292. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2021.3088873>.

Ghiani, E., Di Gregorio, R. und Hoppert, S. (2023) „Planning and Operation of an Intelligent Power Electronics Series Voltage Regulator for PV-Rich Distribution Feeders“, *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 10, S. 363–372. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/OAJPE.2023.3238854>.

Girigoudar, K. u. a. (2023) „Integration of Centralized and Distributed Methods to Mitigate Voltage Unbalance Using Solar Inverters“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 14(3), S. 2034–2046. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3214192>.

Guo, L. u. a. (2025) „Topology and Parameter Identification of Three-Phase Low-Voltage Distribution Network and Voltage Control Strategy Based on User Smart Meter Measurements: A Data-Driven Approach“, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 74, S. 1–13. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TIM.2025.3585219>.

Haque, M.M. u. a. (2020) „A UPFC for Voltage Regulation in LV Distribution Feeders With a DC-Link Ripple Voltage Suppression Technique“, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(6), S. 6857–6870. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TIA.2020.3023068>.

Huneke, F., Hartz, K. und Zackariat, M. (2025) *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024*. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (Zugegriffen: 7. November 2025).

Ismeil, M.A. u. a. (2023) „Improved Inverter Control Techniques in Terms of Hosting Capacity for Solar Photovoltaic Energy With Battery Energy Storage System“, *IEEE Access*, 11, S. 140161–140173. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3340035>.

Javed, A.H. u. a. (2021) „Review of Operational Challenges and Solutions for DER Integration with Distribution Networks“, in *2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). 2021 56th International Universities Power Engineering*

Conference (UPEC), S. 1–6. Verfügbar unter:
<https://doi.org/10.1109/UPEC50034.2021.9548198>.

Khalid, M.R. u. a. (2021) „A Comprehensive Review on Structural Topologies, Power Levels, Energy Storage Systems, and Standards for Electric Vehicle Charging Stations and Their Impacts on Grid“, *IEEE Access*, 9, S. 128069–128094. Verfügbar unter:
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3112189>.

Li, W. u. a. (2021) „Deep Reinforcement Learning Based Continuous Volt-Var Optimization in Power Distribution Systems with Renewable Energy Resources“, in *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*. *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, S. 682–686. Verfügbar unter:
<https://doi.org/10.1109/iSPEC53008.2021.9735939>.

Luo, K. und Shi, W. (2020) „Comparison of Voltage Control by Inverters for Improving the PV Penetration in Low Voltage Networks“, *IEEE Access*, 8, S. 161488–161497. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3021079>.

Marenbach, R., Jäger, J. und Nelles, D. (2020) *Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1007/978-3-658-29492-2>

Miao, X. u. a. (2022) „Topology Identification in LV Distribution Network Based on SAE and Modified DBSCAN“, in *2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*. *2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*, S. 934–940. Verfügbar unter:
<https://doi.org/10.1109/ICPSAsia55496.2022.9949696>.

Moscatiello, C. u. a. (2023) „A New Proposal for Power Sharing in LVDC Energy Community Microgrids“, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 59(4), S. 4951–4963. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TIA.2023.3274102>.

Norbu, S. u. a. (2021) „Modeling Economic Sharing of Joint Assets in Community Energy Projects Under LV Network Constraints“, *IEEE Access*, 9, S. 112019–112042. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3103480>.

Nousdilil, A.I. u. a. (2021) „An Exponential Droop Control Strategy for Distributed Energy Storage Systems Integrated With Photovoltaics“, *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4), S. 3317–3328. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3045619>.

Örtl, E. (2020) *Folgen des globalen Klimawandels für Deutschland - Abschlussbericht*. Umweltbundesamt. Verfügbar unter:
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/folgen-des-globalen-klimawandels-fuer-deutschland-0> (Zugegriffen: 5. November 2025).

Quaschnig, V. (2024) *Regenerative Energiesysteme*. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG. Verfügbar unter: <https://www.hanser-elibrary.com/doi/epdf/10.3139/9783446478398> (Zugegriffen: 25. Dezember 2025).

Sadiq, E.H. und Antar, R.K. (2024) „Minimizing Power Losses in Distribution Networks: A Comprehensive Review“, *Chinese Journal of Electrical Engineering*, 10(4), S. 20–36. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.23919/CJEE.2024.000093>.

Schleswig-Holstein Netz (2024) *Jahresbericht 2023/2024*. Verfügbar unter: https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Kommunen-Partner/Kommunen/sh-netz_jahresbericht_2023-2024_1_0124_web.pdf (Zugegriffen: 26. November 2025).

Schwab, A.J. (2022) *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. Berlin, Heidelberg: Springer. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-64774-5>.

Shahid, K. u. a. (2021) „On the Use of Common Information Model for Smart Grid Applications — A Conceptual Approach“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(6), S. 5060–5072. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3095896>.

Stefani, I. u. a. (2022) „Grid optimization using DER grid support functions“, in *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), S. 1–5. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960464>.

Strezoski, L. u. a. (2022) „Integration of Utility Distributed Energy Resource Management System and Aggregators for Evolving Distribution System Operators“, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 10(2), S. 277–285. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.35833/MPCE.2021.000667>.

VDE (2018) „VDE-AR-N 4105(11-2018): Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“. VDE Verlag.

Verma, R. „Optimal Power Flow Based DR in Active Distribution Network With Reactive Power Control“, *IEEE Systems Journal*, 16(3), S. 3522–3530. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/JSYST.2021.3106397>.

Waswa, L., Chihota, M.J. und Bekker, B. (2023) „Toward Optimal Active Distribution Network Planning: A Critical Review of Conductor Size Selection Methods“, *IEEE Access*, 11, S. 144812–144830. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3344489>.

Wenderoth, F., Umpfenbach, K. und Heilmaier, P. (2025) *dena-Verteilnetzstudie II*. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/dena-verteilnetzstudie-ii/> (Zugegriffen: 25. Dezember 2025).

Wirth, H. (2025) *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland - Fraunhofer ISE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html> (Zugegriffen: 2. Dezember 2025).

Xuan, Y. u. a. (2021) „A Novel Three-Level CLLC Resonant DC–DC Converter for Bidirectional EV Charger in DC Microgrids“, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 68(3), S. 2334–2344. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1109/TIE.2020.2972446>.

Anhang

A-1 Eidesstaatliche Erklärung und Veröffentlichungserklärung Student oder Studentin

Fakultät Life Sciences
Prüfungsausschuss



Eidesstaatliche Erklärung und Veröffentlichungserklärung Student oder Studentin

Analyse der Auswirkungen dezentraler PV-Stromerzeugung auf die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz und Bewertung von Netzstützungsmaßnahmen.

Eidesstaatliche Erklärung Student oder Studentin

verfasst von: Herr **Schwarz** Cedric

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit mit dem o.a. formulierten Titel ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.
Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Datum: 29.12.2025

Unterschrift: [Redacted]

Cedric Schwarz

Erklärung zur Veröffentlichung des Studenten oder der Studentin

Ich bin mit der Online-Veröffentlichung der oben genannten Abschlussarbeit auf dem Dokumentenserver der HAW Hamburg **nicht einverstanden**.



Mit meiner Unterschrift bestätige ich obige Angaben und dass ich die Rechtliche Grundlagen zur Veröffentlichung von Abschlussarbeiten der HAW Hamburg zur Kenntnis genommen habe und akzeptiere. Zu finden im Downloadbereich Fakultätsservicebüro Life Sciences, dort unter den Downloads des jeweiligen Studiengangs.

Datum: 29.12.2025

Unterschrift: [Redacted]

Cedric Schwarz

Dr. rer. oec. Barbara Hoffmann, Barbara Hoffmann, Barbara Hoffmann

Schwarz, Cedric,

251 07 50

Prüfakte_Abschlussarbeit_alle Studiengänge_S.2

Umwelttechnik Bachelor 20191 vers. 01.25

A-2 Expertengespräch Schleswig-Holstein Netz GmbH

Allgemeine Angaben

Unternehmen: Schleswig-Holstein Netz GmbH

Funktion des Gesprächspartners:

Mitarbeiter 1: Netzinstandhaltung Nieder- und Mittelspannungsnetz

Mitarbeiter 2: Einspeiseabteilung

Datum des Gesprächs: 16.12.2025

Art des Gesprächs: persönliches Gespräch

Dauer: ca. 30 Minuten

Anonymisierung:

Die Aussagen wurden anonymisiert dokumentiert, um die Vertraulichkeit der Mitarbeitenden zu gewährleisten.

1. Ziel des Gesprächs

Ziel des Gesprächs war es, praxisnahe Einschätzungen zur Integration von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz sowie die vorliegenden Netzstrukturen. Die Aussagen dienen der qualitativen Ergänzung der literaturbasierten Analyse im Rahmen der Bachelorarbeit.

2. Thematische Gesprächsinhalte und Kernaussagen

2.1 Aktuelle Situation im Niederspannungsnetz

- Unterschiede zwischen ländlichen und städtischen Netzstrukturen
- Wahrnehmung der Auswirkungen zunehmender PV-Einspeisung
- Beschreibung der aktuellen Herausforderungen im Niederspannungsnetz

Kernaussagen:

- Das Schleswig-Holstein weist einen hohen Anteil an ländlichen Gebieten auf. Laut SH-Netz sind Verteilnetze der SH Netz GmbH überwiegend als radial betriebene Ringnetze ausgeführt. Im Normalbetrieb werden die angeschlossenen Teilgebiete

jeweils von einer Trafostation versorgt, während benachbarte Stationen über offene Trennstellen gekoppelt sind. Diese Struktur ermöglicht im Störungs- oder Wartungsfall eine Umschaltung der Versorgung und erhöht somit die Versorgungssicherheit, ohne den erhöhten Schutz- und Betriebsaufwand eines Maschennetzes.

- Diese Strukturen sind zum Großteil im gesamten Netz vorhanden. Auch die Städte weisen die gleiche Struktur auf. Obwohl die Maschenstruktur eine höhere Versorgungssicherheit aufweist, ist die Findung der Problemstelle bei Störungs- und Fehlerfällen deutlich schwieriger.

Wahrnehmung der Auswirkungen zunehmender PV-Einspeisung?

- Es kommt heute zunehmend zu Rückspeisungen in Richtung der Ortsnetztransformatoren. Wodurch die Auslastung der Ortsnetztransformatoren stark zugenommen hat.
- Aus diesem Grund kommt es zu vielen Netzprüfungen und Anschlussbewertungen, die nicht nur in ihrer Anzahl mehr werden, sondern auch in ihrer Komplexität. Das macht die Ermittlung eines geeigneten Netzverknüpfungspunkts, der die technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkte berücksichtigt, schwieriger.
- Zusätzlich bringen die hohen Belastungen viele Netzverstärkungsmaßnahmen mit sich bis hin zur Netzerweiterung.
- Das hohe Aufkommen von PV-Anlagen führt auch zu einem großen bürokratischen Aufkommen. Die letzten Jahre lag eine große Nachfrage vor, wodurch eine hohe Auslastung der Bearbeitungskapazitäten entstand. Dies wirkte sich auch auf die Bearbeitungszeiten von Anträgen aus.

Beschreibung der aktuellen Herausforderungen im Niederspannungsnetz?

- Durch den hohen Anteil an ländlichen Gebieten. Liegen auch begrenzte Netzreserven vor. Hier kommt es dann wieder zur Überlastung von Leitungen oder Transformatoren.
- Hoher zeitlicher und ressourcenintensiver Aufwand bei Genehmigungsverfahren, Materialverfügbarkeit und Baukapazitäten.

- Da sich das Netz weiterentwickelt und zunehmend dynamischer wird sind die Anforderungen an die Überwachung, Dokumentation und Koordination deutlich gestiegen.

Die Aussagen aus dem Expertengespräch bestätigen zentrale Ergebnisse der Arbeit und zeigen die aus den Kapiteln 2 und 3 hervorgehenden Strukturen und Herausforderungen für das Niederspannungsnetz. Sie zeigen darüber hinaus auch noch unterschiedliche auftretende Probleme im Bereich der Bürokratie.

3. Hinweise zur Verwendung

- Das Protokoll dient als **qualitative Ergänzung** zur Literatur
- Keine wörtlichen Zitate, sondern **inhaltliche Zusammenfassung**
- Verwendung im Text als:
(Schleswig-Holstein, 2025)