

Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen

Von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)**

genehmigte Dissertation

vorgelegt von
Tobias Kornrumpf
aus Unna

Referent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

Tag der mündlichen Prüfung: 1. Februar 2019

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20190220-103325-6

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20190220-103325-6>]

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen
Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Impressum:

Kornrumpf, Tobias:

Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen

Neue Energie aus Wuppertal, Band 22

Copyright: © 2019 Tobias Kornrumpf

Druck und Verlag: epubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

Bildquelle: Hans Blossey, www.luftbild-blossey.de

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal entstanden. Ich möchte mich an dieser Stelle bei den vielen Personen bedanken, die mich in dieser Zeit unterstützt haben.

Mein besonderer Dank gilt Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, der die Arbeit mit viel Engagement betreut hat. Der intensive fachliche Austausch und seine richtungsweisenden Ratschläge haben maßgeblich zum Gelingen der Arbeit beigetragen. Zudem war die Zusammenarbeit an der Universität sehr abwechslungsreich und hat mir viel Freude bereitet.

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner, Inhaber des Lehrstuhls für Elektroenergieversorgung an der Technischen Universität Dresden, danke ich für das Interesse an meiner Arbeit und die freundliche Übernahme des Korreferats.

Des Weiteren möchte ich mich bei allen Kolleginnen und Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für die gute Zusammenarbeit bedanken. Neben der fachlichen Hilfe bedanke ich mich insbesondere auch für die persönliche Unterstützung und die vielen lustigen Momente im Büroalltag. Auch wenn die Wege sich trennen, bin ich mir sicher, dass die entstandenen Freundschaften aus dieser intensiven Zeit bestehen bleiben.

Weiterhin danke ich allen meinen Freunden aus Unna, Leipzig, Köln und Bochum, die mich während der letzten Jahre begleitet und unterstützt haben. Danke, dass ihr immer da seid.

Der größte Dank gilt allerdings meiner Familie. Herzlichen Dank für euer Vertrauen, euren Rat und eure uneingeschränkte Unterstützung. Nichts bedeutet mir mehr.

Wuppertal, im Februar 2019

Tobias Kornrumpf

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung.....	1
1.1	Entwicklungen und Herausforderungen im Verteilnetz.....	1
1.2	Ziele der Arbeit.....	3
1.3	Stand der Wissenschaft.....	4
1.4	Einordnung und Aufbau der Arbeit.....	6
2	Flexibilität im Mittelspannungsnetz.....	9
2.1	Definitionen.....	9
2.2	Flexibilitätsoptionen.....	9
2.2.1	Dezentrale Erzeugungsanlagen.....	10
2.2.2	Flexible Lasten.....	11
2.2.3	Speichersysteme.....	11
2.2.4	Eingebettete Flexibilitätsoptionen.....	12
2.3	Anwendungsfälle.....	13
2.3.1	Eigenversorgungsoptimierung.....	13
2.3.2	Spitzenlastmanagement.....	14
2.3.3	Spotmarkt-Trading.....	15
2.3.4	Frequenzhaltung.....	16
2.3.5	Bilanzkreismanagement.....	17
2.3.6	Spannungshaltung und Betriebsmittelentlastung.....	18
2.3.7	Versorgungswiederaufbau.....	18
2.3.8	Kategorisierung, Kombinationen und Konfliktpotentiale.....	19
2.4	Flexibilitätskenngrößen.....	21
3	Rahmenbedingungen und Anforderungen.....	23
3.1	Perspektive eines Anlagenbetreibers.....	23
3.1.1	Identifikation von Flexibilitätsoptionen am Beispiel Kläranlage.....	23
3.1.2	Wirtschaftliche und energierechtliche Rahmenbedingungen.....	29
3.2	Perspektive eines Netzbetreibers.....	32
3.2.1	Zustandsgrößen und Grenzwerte.....	33

3.2.2	Problemidentifikation.....	35
3.2.3	Technische Voraussetzungen	39
3.2.4	Wirtschaftliche Voraussetzungen	40
3.2.5	Regulatorische Rahmenbedingungen	41
3.3	Anforderungen an die Modellbildung	42
3.3.1	Anforderungen Anlagenmodell	43
3.3.2	Anforderungen Netzmodell	44
3.3.3	Methodische Anforderungen	44
4	Modelle und Methoden	45
4.1	Anlagenmodellierung und -optimierung	45
4.1.1	Power Nodes Modeling Framework.....	46
4.1.2	Erweitertes Power Node Modell	47
4.1.3	Modellierung von eingebetteten Flexibilitätsoptionen	49
4.1.4	Formulierung des Optimierungsproblems	50
4.2	Netzmodellierung und -berechnung	55
4.2.1	Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen.....	57
4.2.2	Aufteilung der Netzkapazität.....	61
4.2.3	Netzkapazitätskorridor	65
4.3	Gesamtmethode	68
4.3.1	Übersicht	68
4.3.2	Initialisierung, Datenaufbereitung und Szenarientwicklung.....	69
4.3.3	Bewertungsverfahren.....	69
4.3.4	Einsatz alternativer Anlagenmodelle.....	71
4.3.5	Grenzen der Modelle und Methoden.....	72
5	Anwendung auf reale Mittelspannungsnetze.....	75
5.1	Netze und Versorgungsaufgaben.....	75
5.1.1	Vorstellung der Netzgebiete	75
5.1.2	Szenarien der Versorgungsaufgabe	77
5.1.3	Parametrierung der Netzmodelle	79

5.1.4	Identifikation kritischer Netzbereiche	79
5.1.5	Identifikation relevanter Flexibilitätsoptionen	81
5.1.6	Parametrierung der Anlagenmodelle.....	83
5.2	Quantitative Analyse und Bewertung	88
5.2.1	Netzkapazitätsgrenzen und Flexibilitätsbedarf	88
5.2.2	Anlagenbetrieb und Flexibilitätsbereitstellung	96
5.2.3	Handlungsoptionen des Netzbetreibers	104
5.3	Sensitivitätsanalyse	108
5.3.1	Wetterabhängigkeit	108
5.3.2	Ortsabhängigkeit	113
6	Grundsätzliche Erkenntnisse	117
6.1	Netzplanung und Netzbetrieb von Mittelspannungsnetzen.....	117
6.2	Flexibilitätsbereitstellung durch Mittelspannungsanlagen.....	120
6.3	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	121
6.4	Reflexion der Methode.....	123
7	Zusammenfassung und Ausblick	125
8	Verzeichnisse	129
8.1	Literaturverzeichnis.....	129
8.2	Publikationen des Autors	137
8.3	Abkürzungen.....	139
8.4	Formelzeichen und Symbole.....	140
9	Anhang	147
9.1	Kostenannahmen Netzausbauoptionen	147
9.2	Beispiel zur Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen	148
9.3	Parameter der Anlagenmodelle	149
9.4	Opportunitätskosten 2025	157
9.5	Mengengerüst der Planungsvarianten	157

1 Einführung

1.1 Entwicklungen und Herausforderungen im Verteilnetz

Die globalen Auswirkungen des Klimawandels, die Risiken der Kernenergienutzung und die begrenzte Verfügbarkeit fossiler Energieträger begründen die Notwendigkeit und den politischen Willen, die Energieversorgung in Deutschland langfristig umzubauen [1]. Die grundlegenden Ziele sind die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % - 95 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu reduzieren [2], alle deutschen Kernkraftwerke bis Ende 2022 abzuschalten [3] und gleichzeitig die im Energiewirtschaftsgesetz formulierte, grundsätzliche Forderung, „[...] eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas [...]“ [4], sicherzustellen. Hierfür ist ein tiefgreifender Transformationsprozess der über viele Jahrzehnte gewachsenen Strukturen des Energieversorgungssystems erforderlich, für den sich mehrere Kernaufgaben identifizieren lassen:

- Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien
- Steigerung der Energieeffizienz
- Zeitliche Flexibilisierung des Energiebedarfs
- Ausbau und Integration zusätzlicher Speichertechnologien
- Substitution fossiler Energieträger in allen Energiesektoren durch eine verstärkte Sektorenkopplung

Zur Bewältigung dieser Aufgaben müssen insbesondere die bestehenden Infrastrukturen aus- und umgebaut werden. Gleichzeitig sind aber auch Anpassungen in den Marktstrukturen, im Ordnungsrahmen und in den Informations- und Kommunikationssystemen erforderlich, um einen möglichst effizienten Umbau des Gesamtsystems zu erreichen [5][6]. Eine wesentliche Eigenschaft des fortschreitenden Prozesses ist die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen und der Anschluss neuer Lasten und Speicher im Verteilnetz. Das heutige Stromverteilsnetz rückt dadurch in den Fokus des Transformationsprozesses und entwickelt sich zunehmend zur fundamentalen Drehscheibe der Energieversorgung.

Die installierte Leistung der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Erzeugungsanlagen betrug Ende 2016 rund 100 GW. Davon wurde 94 % der installierten Leistung an die Verteilnetzebenen (Hoch-, Mittel-, und Niederspannung (HS, MS, NS)) angeschlossen [7]. Abgesehen von einigen Offshore-Windparks, die an das Übertragungsnetz angebunden werden, wird sich diese Entwicklung aufgrund der spezifischen Leistungsklassen zukünftig fortsetzen und die bundesweiten Erzeugungskapazitäten weiter dezentralisieren.

Dies führt insbesondere in lastschwachen, ländlichen Netzgebieten häufig zu lokalen Netzengpässen. Die Kosten für den erforderlichen konventionellen Netzausbau auf Verteilnetzebene in Deutschland werden in [8] je nach Szenario mit 27,5 - 42,5 Mrd. € bis zum Jahr 2035 abgeschätzt. Mit 23,3 - 48,9 Mrd. € bis zum Jahr 2032 kommt [9] zu Ergebnissen in der gleichen Größenordnung. Dabei sind die heutigen Ausbauziele für Erneuerbare Energien [10] voraussichtlich nicht ambitioniert genug, um die Klimaziele tatsächlich zu erreichen [5][11]. Gleichmaßen wird erwartet, dass auch die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Batteriespeichern und sonstigen neuen Technologien zu lokalen, lastbedingten Engpässen im Stromnetz führen kann [12][13][14]. Unter Berücksichtigung aller Entwicklungen werden in verschiedenen Szenarien zur Erreichung der Klimaziele bis zum Jahr 2050 die Mehrkosten für den Umbau des Verteilnetzes insgesamt auf 146 - 253 Mrd. € beziffert [5].

Eine mögliche Alternative, um konventionellen Netzausbau zu vermeiden, ist die Beeinflussung der Betriebsweisen flexibler Anlagen auf Basis des Netzzustandes mithilfe von Netzautomatisierungssystemen [15][16]. Die Einführung des Einspeisemanagements für Erneuerbare Energien (EE) und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) mit dem Strommarktgesetz 2016 liefert ein Beispiel dafür, wie Netzbetreiber einspeisebedingte Netzengpässe durch betriebliche Flexibilität (temporäre Abregelung der Einspeisung) auflösen können [17]. Das Netz muss dann nicht mehr für extreme, sehr selten auftretende Netznutzungssituationen dimensioniert werden. Stattdessen wird durch operative Zugriffsmöglichkeiten auf flexible Anlagen eine effizientere Auslastung der bestehenden Netzkapazitäten ermöglicht. Die konsequente Weiterentwicklung des Einspeisemanagements ist die Einbindung von flexiblen Lasten und Speichertechnologien in ein betriebliches Engpassmanagement. Hierdurch kann die Menge der abgeregelten und damit ungenutzten Energie reduziert werden [18]. Des Weiteren kann durch die Nutzung von flexiblen Lasten und Speichertechnologien auch ein neuer Umgang mit lastbedingten Engpässen etabliert werden. Insgesamt eröffnen sich weitere Freiheitsgrade zur Minimierung des Netzausbaubedarfs und der damit verbundenen Kosten.

Mit den technologischen und strukturellen Änderungen im Energieversorgungssystem gehen aber auch Änderungen in der Ausgestaltung der Energiemärkte und der dortigen Handelsabläufe einher. Die zunehmende Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung führt u. a. zu steigenden Handelsvolumina auf den Spotmärkten [19] und somit zu einem zunehmend kurzfristigen Handel von elektrischer Energie. Die Entwicklung und Einführung dynamischer Strompreise für Letztverbraucher [20] und die Einbindung von dezentralen Anlagen in Virtuelle Kraftwerke [21] überführen diese marktseitigen Entwicklungen in ein angepasstes Betriebsverhalten von Anlagen im Verteilnetz. Eine rein marktorientierte Betriebsweise, ohne Berücksichtigung des lokalen Netzzustandes, kann aber dazu führen, dass sich das Betriebsverhalten von Anlagen zunehmend synchronisiert und es dadurch zu einer deutlich höheren Gleichzeitigkeit der elektrischen Last und somit zu lokalen Überlastungen des Netzes kommt [22].

Der Schlüsselbegriff bei all diesen Entwicklungen lautet Flexibilität. Aus Sicht des Netzbetreibers kann die Flexibilität von Netznutzern sowohl die Ursache als auch die Lösung von Netzproblemen sein. Aus Sicht eines Anlagenbetreibers kann der netzdienliche Einsatz von Flexibilität als zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit ebenfalls einen Vorteil darstellen. Andererseits können sich begrenzte Netzkapazitäten auch negativ auf die sonstigen Vermarktungsmöglichkeiten auswirken. Um die vorhandenen Flexibilitätsoptionen möglichst effizient und im Sinne des Gesamtsystems zu nutzen, müssen Synergien der einzelnen Anwendungsfelder identifiziert und Konfliktpotentiale aufgelöst werden. Dieses grundsätzliche Ziel ist allerdings mit einer Vielzahl von ungeklärten technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und organisatorischen Fragestellungen verbunden.

1.2 Ziele der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Verfahrens zur Bewertung der Wechselwirkungen zwischen netz- und marktorientierten Anwendungen für Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen. Das Verfahren soll dabei den unterschiedlichen Perspektiven, die sich aus den heutigen Strukturen und Rollen im Energieversorgungssystem ergeben, Rechnung tragen. Durch die Anwendung auf konkrete Fallbeispiele soll das Verfahren zur Gewinnung grundsätzlicher Erkenntnisse für die Planung und den Betrieb von Mittelspannungsnetzen, die Flexibilitätsoptionen durch Anlagenbetreiber und die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens beitragen. Hierzu sollen reale Mittelspannungsnetze und die angeschlossenen Anlagen zur Bereitstellung von Flexibilität modelliert und deren Betriebsweisen durch geeignete Simulationsverfahren analysiert werden.

Die Arbeit soll mithilfe der entwickelten Modelle und Verfahren einen Beitrag zur Beantwortung folgender aktueller Fragestellungen zum Zusammenspiel von Netz und Markt beim Einsatz von Flexibilitätsoptionen leisten:

- Welche Ausprägungen hat der Flexibilitätsbedarf in Mittelspannungsnetzen und wie lässt er sich quantifizieren?
- Welche Anforderungen müssen erfüllt sein, damit sich Flexibilitätsoptionen in neuartige Netzbetriebskonzepte integrieren lassen?
- Wie kann der Vergleich neuartiger Netzbetriebskonzepte mit Handlungsalternativen im Rahmen der Netzplanung erfolgen?
- Welche Vor- und Nachteile ergeben sich für netzdienliche Flexibilitätskonzepte?
- Welche Auswirkungen haben begrenzte Netzkapazitäten auf marktorientierte Anwendungen und wie lassen sich diese berücksichtigen?
- Welche Hürden und Hemmnisse ergeben sich für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen durch den regulatorischen Rahmen?

Neben der Beantwortung der aufgeführten Fragestellungen, sollen durch die modellbasierte Analyse der Wechselwirkungen auch neue Fragestellungen abgeleitet werden, die es zur Erreichung des übergeordneten Ziels, einen möglichst effizienten Transformationsprozess des Energieversorgungssystems voranzutreiben, zu lösen gilt.

1.3 Stand der Wissenschaft

Das Themenfeld „Flexibilität im Energieversorgungssystem“ wird in der aktuellen Forschung sehr umfangreich aus verschiedenen Blickwinkeln und mit unterschiedlichen Schwerpunkten beleuchtet. Im Kontext dieser Arbeit gilt es insbesondere den aktuellen Forschungsstand bezüglich der Planung und des Betriebs von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen zu erfassen. Hinsichtlich der Modellierung und der Berechnungsverfahren ist es allerdings hilfreich, den Fokus von der Mittelspannungsebene zu lösen, da bereits viele hilfreiche Methoden für andere Anwendungsgebiete entwickelt wurden und sich zur Erreichung der aufgeführten Zielstellungen übertragen lassen.

Die Integration der Erneuerbaren Energien in die Verteilnetze hat in den letzten Jahren die Forschungsschwerpunkte im Bereich der Netztechnologien, der Netzplanung und des Netzbetriebs maßgeblich geprägt und für eine hohe Publikationsdichte gesorgt. In mehreren nationalen [8][9] und regionalen Verteilnetzstudien [23][24][25] wurde der Netzausbaubedarf nach konventionellen Planungsgrundsätzen zur Integration der Erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) berechnet und mit innovativen Netztechnologien und Maßnahmen verglichen. Die Kernaussage aller Studien ist dabei ähnlich: Die Integration der Erneuerbaren Energien auf Basis konventioneller Betriebsmittel und Planungsansätze führt zu hohen Netzausbaukosten, welche sich durch den Einsatz innovativer Netztechnologien und Planungsmethoden deutlich reduzieren lassen. In [26] wurde diese grundsätzliche Erkenntnis durch umfassende Analysen von realen Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen bestätigt. Die Studien weisen weiterhin auf eine inhomogene regionale Verteilung des Ausbaubedarfs (insbesondere zwischen städtischen und ländlichen Netzen) sowie netzspezifische Besonderheiten hin.

In [27] werden auf Basis vergleichender Planungen für ländliche Mittelspannungsnetze neue Planungsgrundsätze abgeleitet, die den Einsatz der innovativen Netztechnologien beinhalten. Zu den untersuchten innovativen Netztechnologien in der Mittelspannungsebene zählen u. a. regelbare Ortsnetztransformatoren, Einzelstrangregler und dezentrale Netzautomatisierungssysteme (Smart-Grid-Systeme). Letztere bilden die Grundlage für innovative Betriebskonzepte, wie z. B. ein zustandsbasiertes, dynamisches Einspeisemanagement. Alle betrachteten Optionen haben gemeinsam, dass sie entweder reine Netzbetriebsmittel in der Hoheit des Netzbetreibers sind oder der Zugriff auf eine Kundenanlage innerhalb eines klar definierten Rechtsrahmens erfolgt (Einspeisemanagement von EE-Anlagen). Ein allgemeingültiger, technologieneutraler und konsistenter rechtlicher Rahmen für die Einbindung von Flexibilitätsoptionen in

Netzbetriebskonzepte existiert allerdings noch nicht, so dass auch noch keine in der Praxis anerkannten Planungsgrundsätze existieren.

Dass die Berücksichtigung von steuerbaren Lasten in der Zielnetz- und Ausbauplanung von Mittelspannungsnetzen grundsätzlich zu Kostenvorteilen führen kann, wurde u. a. in [28][29][30] gezeigt. Die Arbeiten verweisen jedoch zugleich auf die starke Abhängigkeit von den lokalen Gegebenheiten der Netze und Versorgungsaufgaben, so dass sich noch keine Allgemeingültigkeit daraus ableiten lässt.

Die in [28] durchgeführten Zielnetzplanungen unter Berücksichtigung von steuerbaren Lasten erfolgen unter Anwendung eines metaheuristischen Optimierungsverfahrens auf Basis des Ameisenalgorithmus. In [29] wird ein weiteres Verfahren vorgestellt, um konventionelle Netzausbaumaßnahmen und Flexibilitätsoptionen integriert zu betrachten. Die Planungsaufgabe wird dabei als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem formuliert und mithilfe der Benders Dekomposition in ein Master- und ein Subproblem aufgeteilt. Durch die Anwendung der Optimierungsverfahren lässt sich zwar ein optimaler Mix aus konventionellem Netzausbau und Flexibilitätsoptionen bestimmen, allerdings wurden weitere Technologien, wie regelbare Ortsnetztransformatoren, Einzelstrangregler etc. noch nicht berücksichtigt.

Um Flexibilitätsoptionen grundsätzlich in Netzbetriebskonzepten berücksichtigen zu können, bedarf es entweder eines gesicherten Zugriffsrechtes des Netzbetreibers auf die flexiblen Anlagen oder es müssen Anreizsysteme geschaffen werden, die Anlagenbetreiber zu einer temporären Anpassung der Betriebsweise motivieren. Die Ausgestaltungsmöglichkeiten reichen dabei von bilateralen Verträgen über die Einführung unterschiedlicher Netznutzungsprodukte bis zum Aufbau von regionalen Flexibilitätsmärkten für die marktbasierende Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität [22][31][32]. Alle Konzepte, die auf eine freiwillige Partizipation der Anlagenbetreiber setzen, wie z. B. regionale Flexibilitätsmärkte, müssen so ausgestaltet sein, dass sie sowohl Vorteile für den Netzbetreiber als auch für den Anlagenbetreiber bieten.

In [30] werden die Auswirkungen der netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung auf die sonstigen Einsatz- und Vermarktungszwecke einer Flexibilitätsoption analysiert und monetär bewertet. Hierfür werden die Kosten für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz aus der Differenz der Deckungsbeiträge einer optimierten Fahrweise mit und ohne Netzrestriktionen bestimmt. Die Analyse zielt dabei insbesondere auf den Vergleich zwischen einzel- und aggregiert-vermarkteten Flexibilitätsoptionen sowie den Einfluss von Prognoseungenauigkeiten ab. Insgesamt kommt [30] ebenfalls zu dem Ergebnis, dass sich durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen die Kosten gegenüber dem konventionellen Netzausbau aber auch gegenüber dem Einspeisemanagement reduzieren lassen. Ein Vergleich zu weiteren Netzausbaualternativen erfolgt jedoch nicht.

Die Abbildung der Flexibilitätsoptionen erfolgt in [29] und [30] durch eine technologie-spezifische Modellierung einzelner Flexibilitätsoptionen und die Einsatzoptimierung für verschiedene Vermarktungsoptionen mithilfe der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung. Weitere Ansätze zur technologiespezifischen Modellierung und Einsatzoptimierung von dezentralen Flexibilitätsoptionen werden im Kontext von Microgrids vorgestellt [33][34][35]. Einen technologieneutralen Modellierungsansatz für die modulare Abbildung und Kombination von Flexibilitätsoptionen liefert dagegen [36] – allerdings erfolgt keine Anwendung hinsichtlich der Wechselwirkungen zwischen Verteilnetz und Markt.

Die netzseitigen Anforderungen und Restriktionen werden in [29] und [30] jeweils durch eine vereinfachte Sensitivitätsanalyse bestimmt. Dieser Ansatz liefert zwar eine schnelle Bestimmung der erforderlichen Leistungsänderungen an einem Netzknoten auf einen bestehenden Engpass, setzt durch die Linearisierung jedoch nur geringe Leistungsänderungen in der Nähe des aktuellen Arbeitspunktes voraus. Des Weiteren ist eine detaillierte Analyse der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten ohne einen bereits vorhandenen Engpass sowie die Aufteilung der insgesamt zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten auf unterschiedliche Netznutzer unter der Berücksichtigung der Abhängigkeiten von Strom- und Spannungswerten nicht oder nur mit begrenzter Aussagekraft möglich. Für eine tiefere Analyse des zeitlichen Verlaufs der Netzkapazitäten sowie der Häufigkeit, Dauer, Zeitpunkte und Intensität von Netzengpässen sind detaillierte Ansätze ebenfalls wünschenswert.

1.4 Einordnung und Aufbau der Arbeit

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Verfahren vorgestellt, mit dem sich die Wechselwirkungen zwischen netz- und marktorientierten Anwendungsfällen von Flexibilitätsoptionen aus verschiedenen Perspektiven analysieren lassen. Auf Basis der Anwendung in realen Mittelspannungsnetzen soll ein Beitrag zur Beantwortung der in Abschnitt 1.2 aufgeführten Fragestellungen geliefert werden, da diese im aktuellen Stand der Wissenschaft noch nicht abschließend beantwortet werden.

In Kapitel 2 der vorliegenden Arbeit wird zunächst grundsätzlich auf Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen eingegangen. Nach der Definition der zentralen Begrifflichkeiten wird ein Überblick über die aktuellen Technologien und Anlagen zur Bereitstellung von Flexibilität auf dieser Spannungsebene gegeben. Weiterhin werden Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität identifiziert und die Relevanz für die Mittelspannungsebene bewertet. Anschließend erfolgen die Kategorisierung der einzelnen Anwendungsfälle sowie die Beschreibung grundsätzlicher Konfliktpotentiale. Zusätzlich werden Kenngrößen zur Beschreibung und Quantifizierung von Flexibilität vorgestellt.

Die Analyse der Rahmenbedingungen für Netzbetriebskonzepte unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen erfolgt in Kapitel 3 und liefert die Anforderungen an die anschließende Modellbildung. Hierbei erfolgt die grundsätzliche Differenzierung zwischen der Perspektive des Netzbetreibers und der Perspektive des Anlagenbetreibers. Die Betrachtungen umfassen dabei sowohl technische, wirtschaftliche als auch rechtliche Rahmenbedingungen. Die Konkretisierung und Verdeutlichung der anlagenspezifischen Analysen erfolgt im Rahmen der Arbeit insbesondere am Beispiel von Kläranlagen. Kläranlagen sind typische Mittelspannungskunden, die in der Regel über flexible Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher verfügen. Weiterhin existieren sektorenübergreifende Abhängigkeiten (z. B. zwischen Strom- und Wärmeversorgung) und Potentiale für zusätzliche Technologien der Sektorenkopplung (z. B. Power-to-Gas-Anlagen) [III][VIII]. Kläranlagen eignen sich daher sehr gut als Beispiel für komplexe Mittelspannungsanlagen und sind darüber hinaus flächendeckend in Deutschland verbreitet.

Die ausführliche Vorstellung der entwickelten Modelle und Methoden erfolgt in Kapitel 4 und stellt den Kern dieser Arbeit dar. Auf Basis der identifizierten Anforderungen werden eigenständige Anlagen- und Netzmodelle entwickelt, die sich durch die Definition geeigneter Schnittstellenparameter koppeln lassen. Das Anlagenmodell dient dabei zur technologie- und sektorenübergreifenden Modellierung von komplexen Mittelspannungsanlagen, die über mehrere flexible und nicht flexible Anlagenbestandteile verfügen. Die Bestimmung der optimierten Betriebsweise erfolgt mit Hilfe der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung. Das Netzmodell dient zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufs der Netzauslastung, des netzseitigen Flexibilitätsbedarfs und der Zuteilung freier Netzkapazitäten auf einzelne Anlagen. Die Bestimmung der relevanten Netzgrößen erfolgt durch einen neuartigen Ansatz auf Basis einer Optimal-Power-Flow-Berechnung. Die Kopplung zwischen Netzmodell und Anlagenmodell erfolgt mit Hilfe des sogenannten Netzkapazitätskorridors, der ebenfalls im Rahmen der Arbeit vorgestellt wird.

In Kapitel 5 wird die Gesamtmethode auf zwei reale Mittelspannungsnetze der 10 kV- bzw. 20 kV-Spannungsebene angewandt. Es erfolgen umfangreiche quantitative und qualitative Analysen zu konkreten Flexibilitätsoptionen in realen Netzen. Die Bewertung erfolgt dabei stets aus der Perspektive des Netzbetreibers und des Anlagenbetreibers und umfasst sowohl technische als auch wirtschaftliche Auswertungen. Auf Basis der Berechnungs- und Analyseergebnisse werden in Kapitel 6 grundsätzliche Erkenntnisse in Bezug auf die in Abschnitt 1.2 aufgeworfenen Fragestellungen abgeleitet.

Zusammengefasst präsentiert die Arbeit sowohl einen generischen Modellierungsansatz für die modulare, technologie- und sektorenübergreifende Modellierung von komplexen Mittelspannungsanlagen unter Berücksichtigung von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen als auch ein neuartiges Optimal-Power-Flow basiertes Verfahren für die Berechnung und Aufteilung der vorhandenen Netzkapazitäten. Die getrennt berechneten Modelle

werden methodisch so miteinander verknüpft, dass auf Basis der Analyse realer Mittelspannungsnetze neue Erkenntnisse zu den Abhängigkeiten zwischen netz- und marktorientierten Flexibilitätsanwendungen in Mittelspannungsnetzen gewonnen werden. Insbesondere erfolgt eine umfangreiche Auswertung des Flexibilitätsbedarfs auf Mittelspannungsebene unter Einsatz neuer grafischer Darstellungsformen. Insgesamt liefert die Arbeit einen Beitrag zur zukünftigen Koordinierung von Netz und Markt im Sinne eines effizienten und zukunftsfähigen Energieversorgungssystems.

2 Flexibilität im Mittelspannungsnetz

2.1 Definitionen

Der Begriff *Flexibilität* wird im Zuge des Transformationsprozesses der Energieversorgung vielfach verwendet, da sich darunter fast alle Maßnahmen im Umgang mit der steigenden Volatilität des Gesamtsystems zusammenfassen lassen. Die Bundesnetzagentur übernimmt in [37] die Übersetzung der englischsprachigen Definition aus [38]:

„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.“

Im Kontext der Energieversorgung beschreibt Flexibilität somit die Fähigkeit einer technischen Anlage, die elektrische Leistungsaufnahme bzw. Leistungsabgabe für einen begrenzten Zeitraum anzupassen. Die Definition grenzt weiterhin die Ursache und den Zweck der Leistungsänderung ein. Flexibilität ist die Reaktion auf ein externes Signal mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energieversorgungssystem zu erbringen. D. h., die Ursache für die Leistungsänderungen wird durch Bedürfnisse des Netzes oder des Energiemarktes hervorgerufen. Darunter lassen sich neben klar definierten Dienstleistungsprodukten (z. B. Regelleistung zur Frequenzhaltung) auch Anwendungsfälle wie das Spitzenlastmanagement oder die Reaktion auf dynamische Strompreise verstehen. Die einzelnen Anwendungsfälle werden in Abschnitt 2.3 beschrieben.

Die Bereitstellung von Flexibilität kann prinzipiell durch einzelne oder aggregierte Erzeugungs-, Last- oder Speichertechnologien erfolgen. Übergreifend und technologieunabhängig werden diese als Flexibilitätsoptionen bezeichnet.

2.2 Flexibilitätsoptionen

In Mittelspannungsnetzen sind vielfältige technologische Flexibilitätsoptionen angeschlossen, die für verschiedene Anwendungsfälle eingesetzt werden können. Die Flexibilitätsoptionen umfassen dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA), flexible Lasten und Speichersysteme. Abgesehen von DEA, sind die aufgeführten Flexibilitätsoptionen oftmals keine unabhängigen, singulären Anlagen mit einem separaten Netzverknüpfungspunkt, sondern Teil einer aus mehreren Prozessen und Aggregaten bestehenden Mittelspannungsanlage. Darüber hinaus können aggregierte Flexibilitätsoptionen aus den unterlagerten Ortsnetzen (insbesondere Elektromobilität, Wärmepumpen und Haushaltsbatteriespeicher) ggf. eine relevante Auswirkung auf die Auslastung in der MS-Ebene entfalten.

2.2.1 Dezentrale Erzeugungsanlagen

In der Mittelspannungsebene sind dezentrale Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) auf Basis fossiler Energieträger angeschlossen. Des Weiteren verfügen einige Mittelspannungskunden mit besonderen Anforderungen an die Verfügbarkeit der Stromversorgung über dieselbetriebene Notstromaggregate (z. B. Krankenhäuser, Wasserversorgungsinfrastruktur etc.). Der Großteil der vorhandenen dezentralen Erzeugungskapazitäten in Mittelspannungsnetzen ist allerdings den EE-Anlagen zuzuordnen.

Deutschlandweit wurden bis zum Ende des Jahres 2016 EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 40 GW (bzw. 40 % der gesamten installierten EE-Leistung) an die MS-Ebene angeschlossen (vgl. Abbildung 1). Die restlichen 60 % der deutschlandweit installierten Leistung entfallen zu unterschiedlichen Teilen auf die Höchstspannungsebene (HöS), die Hochspannungsebene (HS), die Niederspannungsebene (NS) und die Umspannebenen (HöS/HS, HS/MS und MS/NS). Bei den Anlagen auf der MS-Ebene handelt es sich überwiegend um Windenergieanlagen (WEA), Photovoltaikanlagen (PVA) und Biomasseanlagen (BMA).

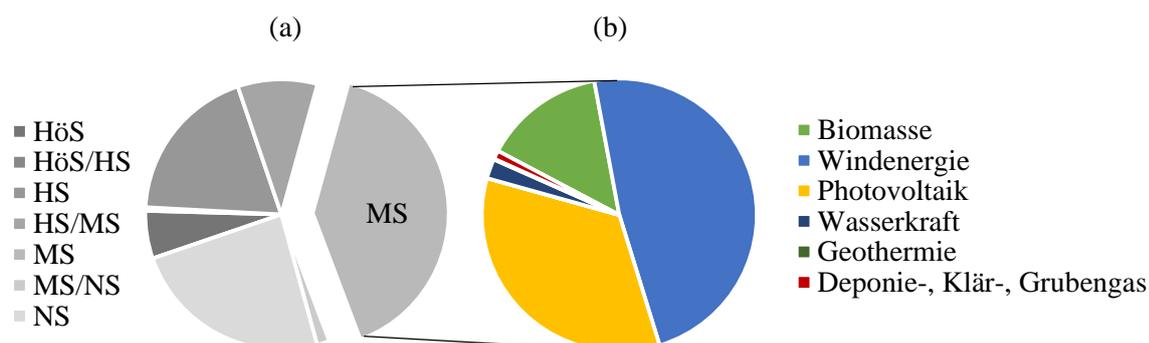


Abbildung 1: (a) Aufteilung der bundesweit installierten EE-Leistung auf die Spannungsebenen, (b) Aufteilung der installierten EE-Leistung in der MS-Ebene auf die Energieträger (Stand 2016) [7]

Die Flexibilität von DEA besteht darin, ausgehend vom jeweiligen Betriebspunkt, die Leistungsabgabe zu reduzieren (negative Flexibilität) bzw. zu steigern (positive Flexibilität). Dabei ist insbesondere zwischen dargebotsabhängigen und -unabhängigen Anlagen zu unterscheiden. DEA mit Brennstoffspeicher oder Gasnetzanschluss sind dargebotsunabhängig und können theoretisch sowohl positive als auch negative Flexibilität bereitstellen. Inwiefern dies betrieblich möglich ist und welche Auswirkungen dies hat, ist abhängig vom spezifischen Betriebskonzept und der eingesetzten Technologie (z. B. Restriktionen durch wärmegeführten Betrieb, Wirkungsgradverluste, etc.). Dargebotsabhängige WEA und PVA in Deutschland speisen in der Regel mit der maximal möglichen Leistung ins Netz ein. Im Rahmen des Einspeisemanagements ist somit nur eine Leistungsreduzierung mit dem damit einhergehenden Energieverlust möglich¹.

¹ In den Netzanschlussbedingungen in anderen Ländern (z. B. in Irland) existieren auch Anforderungen, dass WEA bei Nennfrequenz mit gedrosselter Leistung einspeisen müssen, um sich sowohl mit positiver als auch mit negativer Flexibilität an der Frequenzhaltung beteiligen zu können [39].

EE- und KWK-Anlagen in Mittelspannungsnetzen müssen bereits heute mit einer entsprechenden Fernwirktechnik ausgerüstet sein, damit sie im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber abgeregelt werden können, sofern die Netzkapazität im Anschlussnetz oder im vorgelagerten Netz unzureichend ist und alternative Maßnahmen keine ausreichende Wirkung erzielen [4][40][41].

2.2.2 Flexible Lasten

Zeit und Umfang des elektrischen Energiebezugs richten sich in erster Linie nach den zugrundeliegenden Bedürfnissen der versorgten Lasten. Nichtsdestoweniger, lassen sich bei einer Vielzahl von Prozessen Flexibilitätspotentiale identifizieren und durch gezielte Maßnahmen heben. Die lastseitige Flexibilität wird je nach Ausgestaltung des Anreizes bzw. des Steuerungssignals auch als Lastmanagement, Demand Side Management (DSM) oder Demand-Side-Response (DSR) bezeichnet [42]. In Mittelspannungsnetzen sind oftmals Industrie- und Gewerbebetriebe angesiedelt. Dort lassen sich zum einen Potentiale im Bereich der Hauptprozesse identifizieren (z. B. bei der Härtung oder Galvanisierung von Werkstücken). Zum anderen aber insbesondere auch bei den Nebenprozessen, wie z.B. der Bereitstellung von Prozesskälte und -wärme, der Druckluftzeugung oder der Klimatisierung und Belüftung [20][43].

Neben der Flexibilisierung bestehender Prozesse ist zukünftig auch mit einer zunehmenden Anzahl von Power-to-Heat (PtH)- und Power-to-Gas (PtG)-Anlagen auf allen Netzebenen zu rechnen [11]. Power-to-Heat ist ein Sammelbegriff für Technologien zur Wärmeerzeugung aus elektrischer Energie. Es handelt sich dabei insbesondere um Wärmepumpen, Elektrodenkessel und Widerstandsheizungen, oftmals in Kombination mit thermischen Speichern oder Wärmenetzanbindungen [44]. Power-to-Gas-Anlagen sind Elektrolyseanlagen zur Produktion von Wasserstoff ggf. mit nachgelagerter Methanisierung. Die eingesetzte elektrische Energie wird, abzüglich der Verluste, in gut speicherbare Gase gewandelt [45]. Die Begrifflichkeiten Power-to-Heat und Power-to-Gas werden insbesondere im Kontext der Sektorenkopplung verwendet. D. h. der sinnvolle Einsatz der Technologien erfolgt stets unter der Prämisse, dass die eingesetzte elektrische Energie auf Basis Erneuerbarer Energien erzeugt wird [III]. Die Rolle als zukünftige Flexibilitätsoptionen im Energieversorgungssystem zum Ausgleich von volatilen Erneuerbaren Energien geht somit bereits aus den verwendeten Begrifflichkeiten hervor.

2.2.3 Speichersysteme

Speichersysteme sind grundsätzlich ideale Flexibilitätsoptionen, da sie sowohl Leistung aufnehmen als auch abgeben können. Teilweise werden die Begriffe Speicher und Flexibilität sogar synonym verwendet. Die Bandbreite der Speichertechnologien ist dabei sehr groß. Neben elektrischen Speichern (Kondensatoren, Spulen), elektrochemischen Speichern (Blei-Säure-Batterien, Lithium-Batterien etc.), mechanischen Speichern (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher,

Schwungmassespeicher etc.) werden teilweise auch die im vorherigen Abschnitt aufgeführten Power-to-X-Konzepte als thermische und chemische Speichersysteme bezeichnet [45][46]. Eine umfassende Technologieübersicht liefert [45].

2.2.4 Eingebettete Flexibilitätsoptionen

Die einzelnen technologischen Flexibilitätsoptionen sind oftmals keine singulären Anlagen mit einem eigenen Netzverknüpfungspunkt, sondern sind eingebettet in die Prozesse und Aggregate von gewerblichen oder industriellen Mittelspannungsanlagen. Bei der Bereitstellung der Flexibilität müssen somit nicht nur technologiespezifische Restriktionen berücksichtigt werden, sondern auch die Auswirkungen auf die Betriebsweise der Gesamtanlage.

Abbildung 2 zeigt exemplarisch einzelne Aggregate einer Kläranlage. Es lassen sich Flexibilitätsoptionen sowohl im Bereich der elektrischen Lasten des Abwasserreinigungsprozesses, als auch unter den vorhandenen Erzeugungs- und Speichieranlagen (z. B. das Blockheizkraftwerk (BHKW)) identifizieren. Weiterhin geht aus dieser Abbildung auch hervor, dass diese teils sektorenübergreifenden Wechselwirkungen unterliegen. Diese müssen bei der Analyse der Flexibilitätsbereitstellung entsprechend berücksichtigt werden. Letztendlich ist nicht die Leistungsänderung eines Einzelaggregates entscheidend für die Bereitstellung von Flexibilität als Dienstleistung im Energieversorgungssystem, sondern der resultierende Leistungsfluss am Netzverknüpfungspunkt zur öffentlichen Netzinfrastruktur.

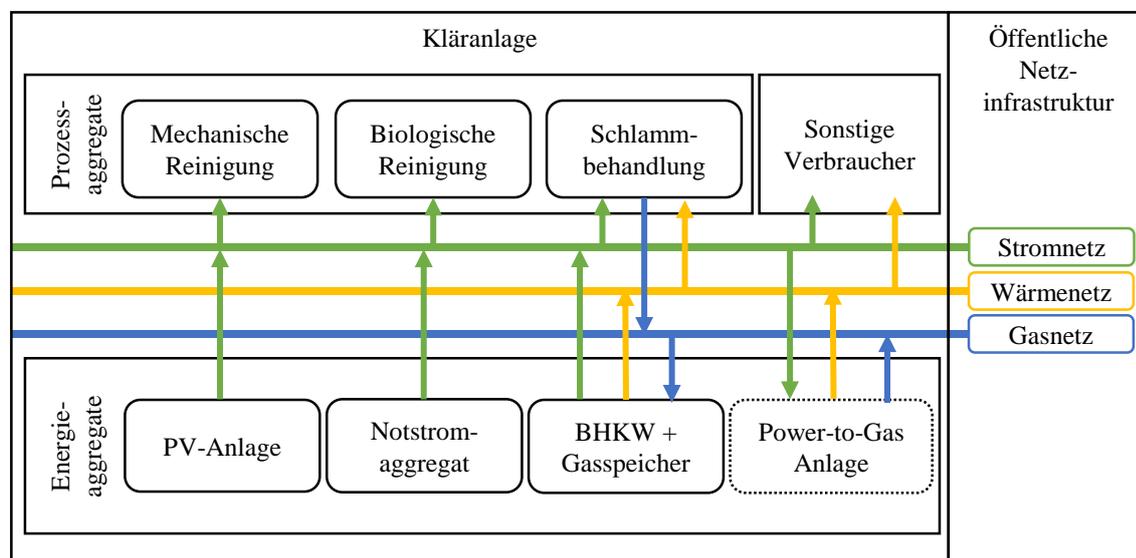


Abbildung 2: Eingebettete Flexibilitätsoptionen einer Kläranlage

Kläranlagen werden als Beispiel für komplexe Mittelspannungsanlagen mit eingebetteten Flexibilitätsoptionen im Laufe der Arbeit wiederkehrend behandelt. Für die nähere Beschreibung der einzelnen, dort vorhandenen Flexibilitätsoptionen sei daher auf Abschnitt 3.1.1. verwiesen.

2.3 Anwendungsfälle

Der Bedarf an Flexibilität äußert sich auf Basis des aktuellen Marktdesigns und der regulatorischen Rahmenbedingungen in mehreren Anwendungsfällen für Flexibilitätsoptionen. Hierzu gehören u. a. die Vermarktung von Regelleistung, Handelsgeschäfte am Spotmarkt, der Ausgleich von Bilanzkreisen oder ein Spitzenlastmanagement [47]. Der Flexibilitätseinsatz zur Spannungshaltung und Betriebsmittelentlastung im Verteilnetz wird zusammenfassend als netzdienlicher Anwendungsfall bezeichnet. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen stellt der Einsatz von Flexibilitätsoptionen zur Minimierung der Strombezugskosten durch eine optimierte Ausnutzung der Eigenversorgungspotentiale einen weiteren Anwendungsfall dar. Dieser basiert allerdings insbesondere auf der Vermeidung von Umlagen, Entgelten und Abgaben und kann nur bedingt als Dienstleistung im Energieversorgungssystem im Sinne der Flexibilitätsdefinition (vgl. Abschnitt 2.1) interpretiert werden. Nichtsdestoweniger stellt er eine wichtige Motivation für den Zubau weiterer Flexibilitätsoptionen (z. B. Batteriespeicher) und die Flexibilisierung bestehender Prozesse dar und muss daher berücksichtigt werden. Nachfolgend erfolgt die Beschreibung der einzelnen Anwendungsfälle.

2.3.1 Eigenversorgungsoptimierung

Die wirtschaftlich motivierte Eigenversorgungsoptimierung zielt auf eine Minimierung des Fremdbezugs aus dem öffentlichen Netz ab. Hierdurch werden die Kosten für die Energiebeschaffung reduziert, indem vor allem die Entgelte, Abgaben und Umlagen vermieden werden. Im Bereich der Mittelspannungskunden sind hierbei insbesondere die Eigenversorgung durch PV- und KWK-Anlagen zu nennen. Durch die Installation von zusätzlichen Speichersystemen kann der Eigenversorgungsanteil bei der Deckung des Strombedarfs weiter gesteigert werden.

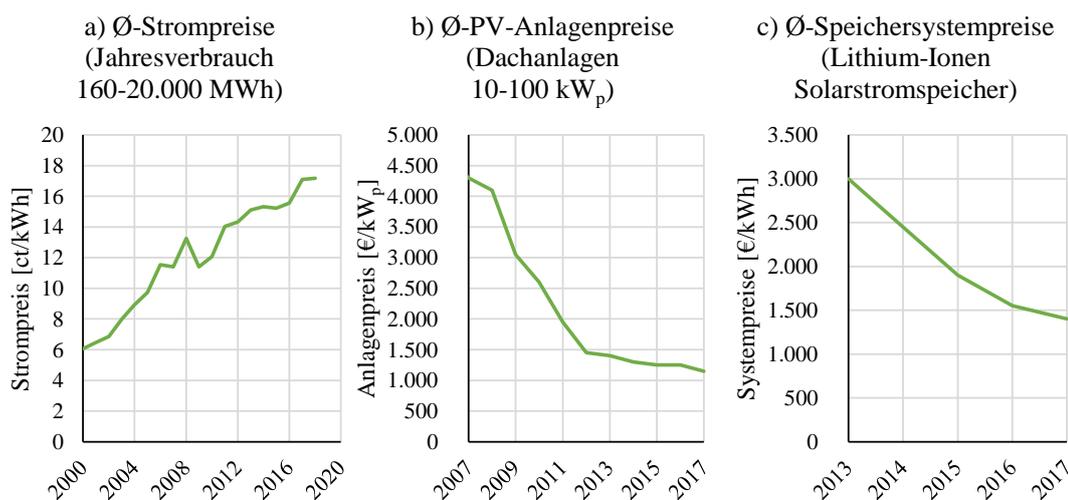


Abbildung 3: Preisentwicklungen der (a) Strompreise für Industriekunden, (b) PV-Anlagenpreise und (c) der Solarstromspeicher (eigene Darstellung auf Basis von [48][49][50])

Die Anreize zur Eigenversorgungsoptimierung nehmen einerseits durch steigende Strompreise für Letztverbraucher und andererseits durch fallende Investitionskosten für Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher deutlich zu (vgl. Abbildung 3).

Diese Entwicklung ist aktuell insbesondere bei Haushaltskunden in Niederspannungsnetzen zu beobachten. Die Kosten für Lithium-Ionen-Speichersysteme haben sich zwischen 2013 und 2017 um 50 % reduziert, so dass im Jahr 2016 bereits jede zweite PV-Neuinstallation mit einem Batteriespeicher ausgestattet wurde. Mitte 2017 waren in Deutschland bereits über 61.000 PV-Batteriespeicher mit einer Gesamtspeicherkapazität von 400 MWh installiert. Der zunehmende Erfolg von Haushaltsbatteriespeichern ist neben den Kostendegressionen für Speichersysteme insbesondere auf zusätzliche Förderprogramme sowie abnehmende Einspeisevergütungen zurückzuführen. [49]

Zukünftig kann dieser Anwendungsfall auch für Gewerbe- und Industriekunden attraktiv werden und die Anzahl der Batteriespeicher bei Mittelspannungskunden erhöhen.

2.3.2 Spitzenlastmanagement

Die Motivation für das Spitzenlastmanagement von Gewerbe- und Industriekunden ergibt sich aus der Netzentgeltsystematik für Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM), die bei einem Jahresenergiebedarf $E_{JB} > 100$ MWh verpflichtend ist [51]. Die Netzentgelte setzen sich für RLM Kunden aus einer Leistungspreiskomponente (LP) und einer Arbeitspreiskomponente (AP) zusammen. Das grundsätzliche Ziel der Netzentgeltsystematik ist, eine möglichst verursachergerechte Kostenverteilung unter den Netznutzern herzustellen [52]. Für Mittelspannungskunden ergibt sich daraus eine Preissystematik, die eine möglichst geringe Leistungsspitze bzw. einen möglichst gleichmäßigen Leistungsbezug und gleichzeitig einen sparsamen Umgang mit elektrischer Energie anreizt. [53]

Abbildung 4 zeigt exemplarisch die Abhängigkeit der Netzentgelte für Mittelspannungskunden vom Jahresenergiebedarf E_{JB} und von der Jahresleistungsspitze \hat{P}_{JB} . Die Steigung der Netzentgelte ist zudem abhängig von der Jahresbenutzungsdauer T_{JB} , die das Verhältnis von Jahresenergiebedarf zur Jahresleistungsspitze angibt. Aus der Abbildung wird deutlich, dass sich bei einem determinierten Jahresenergiebedarf die günstigsten Netzentgelte bei der höchsten Jahresbenutzungsdauer ($T_{JB} = 8.760$ h) bzw. kleinstmöglicher Leistungsspitze einstellen. Daraus resultiert die Motivation, Flexibilitätsoptionen möglichst zur Reduzierung der Leistungsspitzen einzusetzen.

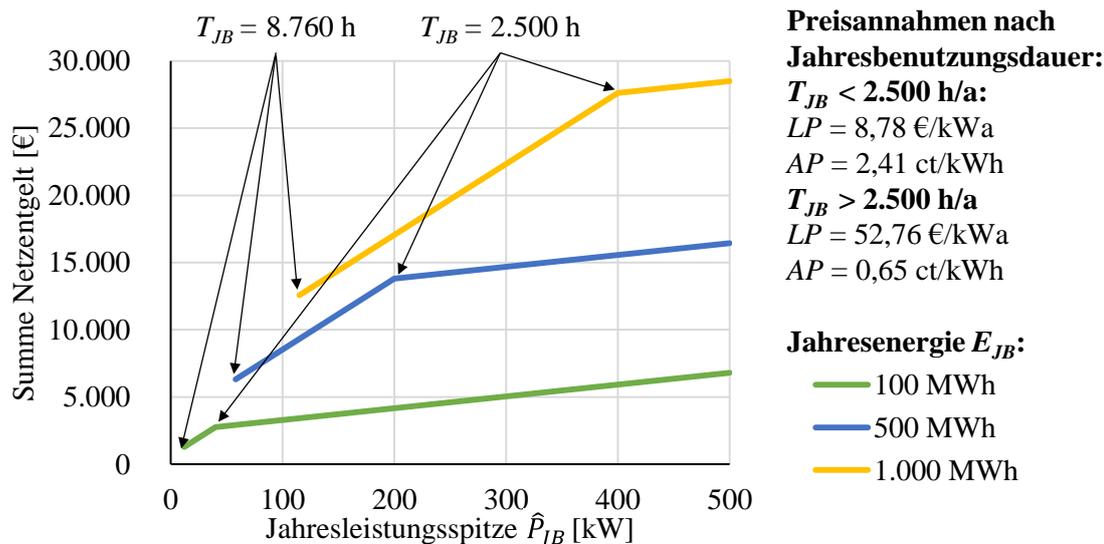


Abbildung 4: Netznutzungsentgelt in Abhängigkeit der Jahresenergie und der Jahresleistungsspitze für Mittelspannungskunden (eigene Darstellung auf Basis von [54])

Neben der Reduzierung der Jahresleistungsspitze innerhalb der regulären Netznutzungsverträge lässt sich mit Hilfe von Flexibilitätsoptionen gegebenenfalls eine Eingruppierung in die Sonderformen der Netznutzung nach §19 StromNEV erreichen [52]. Zum einen besteht die Möglichkeit ein individuelles Netzentgelt mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren, wenn die Jahreshöchstlast des Netznutzers signifikant von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen der Netzebene abweicht (atypische Netznutzung). Zum anderen besteht das Anrecht auf ein individuelles Netzentgelt, wenn bei einem Jahresenergiebedarf von $E_{JB} > 10$ GWh eine Jahresbenutzungsdauer von $T_{JB} > 7.000$ h erreicht wird (stromintensive Netznutzung) [52]. Individuelle Netzentgelte sind gegenüber den regulären Netzentgelten erheblich reduziert und bieten ein großes Einsparpotential.

2.3.3 Spotmarkt-Trading

Der kurzfristige Handel von elektrischer Energie erfolgt in Zentraleuropa überwiegend an der European Power Exchange (EPEX Spot) in Paris. An der EPEX Spot existieren mehrere Marktsegmente. Von Interesse sind hierbei insbesondere die Day-Ahead-Auktion, die Intraday-Auktion und der kontinuierliche Intraday-Handel. Die einzelnen Marktsegmente unterscheiden sich insbesondere in der Ausgestaltung der Kontrakte, den Handelszeiträumen, den Marktvolumina und den Preisbildungsmechanismen. Bei der Day-Ahead-Auktion werden Stundenprodukte bzw. mehrere Stunden als Blockprodukte gehandelt und beim Intraday-Handel (Auktion und kontinuierlicher Handel) Viertelstundenprodukte. Während die Day-Ahead-Auktion und die Intraday-Auktion am Vortag abgewickelt werden (12 Uhr bzw. 15 Uhr), ist der kontinuierliche Intraday-Handel bis fünf Minuten vor dem Erbringungszeitpunkt möglich (in der gleichen Regelzone). Zur Teilnahme sind ein Marktzugang und eine Händlergenehmigung erforderlich. Die aktuellen Markt- und Produkteregeln werden in [55] aufgeführt.

Abbildung 5 zeigt die Preisspannen für die Stundenprodukte am Day-Ahead-Markt in den Jahren 2014 bis 2017. Über alle Jahre betrachtet, liegt der Median bei 31 €/MWh und die Unterschiede zwischen den Jahren fallen relativ gering aus. Es lässt sich jedoch weiterhin erkennen, dass die Preise deutlichen Schwankungen unterliegen und sehr starke Extremwerte sowohl in positive als auch in negative Richtung existieren (Abbildung 54 in Anhang 9.3 zeigt exemplarisch den Jahresverlauf der Day-Ahead-Spotmarktpreise für 2014). Auf Basis von intelligenten Handelsstrategien lassen sich unter Einbeziehung von Flexibilitätsoptionen die Preisschwankungen nutzen, um zusätzliche Erlöse bei der Vermarktung von Energie bzw. geringere Kosten beim Einkauf zu erzielen.

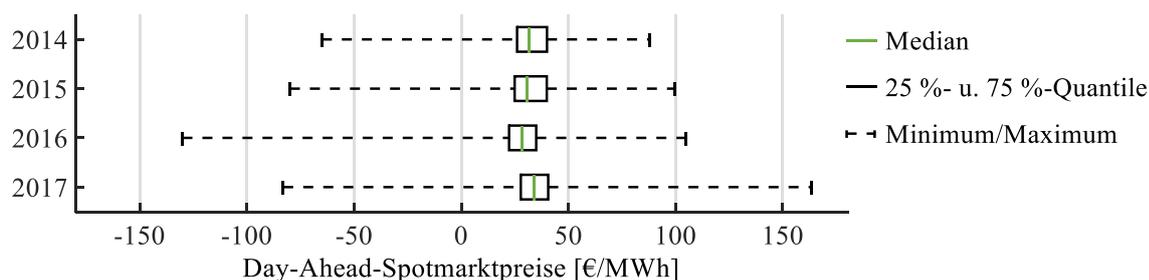


Abbildung 5: Preisspannen Day-Ahead-Spotmarkt 2014 – 2017 (Eigene Darstellung auf Basis von [56])

Über einen direkten Marktzugang verfügen aufgrund der Komplexität und der Kosten in der Regel nur Energieversorgungsunternehmen und Großindustriekunden. Energieversorger können allerdings die Handelsaktivitäten am Spotmarkt für ihre Kunden bündeln und in Form von dynamischen Strompreisen für Letztverbraucher weiterreichen [20].

Dynamische Strompreise ermöglichen somit eine wirtschaftliche Optimierung auf Basis der Volatilität des Börsenstrompreises für industrielle und gewerbliche Kunden ohne eigenen Marktzugang und Händlergenehmigung. Die Ausgestaltung solcher Tarifmodelle ist Gegenstand aktueller Marktentwicklungen in der Energiewirtschaft [57][58].

2.3.4 Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung im europäischen Verbundnetz erfolgt durch den Einsatz von Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der jeweiligen Regelzone. Die Regelleistung dient zum kurzfristigen Ausgleich von Differenzen zwischen Leistungsaufnahme und -abgabe im Gesamtsystem. Über den Regelleistungsmarkt werden Flexibilitätsoptionen zur Frequenzhaltung für drei Regelleistungsprodukte vorgehalten und abgerufen. Es werden die Produkte Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) unterschieden [59]. Die wesentlichen Produktmerkmale werden in Tabelle 1 zusammengefasst.

Die Bereitstellung von Regelleistung durch einzelne Mittelspannungsanlagen ist bei Erfüllung der Anforderungen grundsätzlich möglich. Die Herausforderungen für Mittelspannungsanlagen bestehen allerdings nicht nur in der Mindestgebotsgröße, sondern auch in den relativ langen

Produktzeitschreiben und Ausschreibungszeiträumen, für die ein möglicher Abruf sichergestellt werden muss (vgl. Tabelle 1). Diese erfordern eine hohe Planungssicherheit und erschweren die Kombination mit weiteren Anwendungsfällen für Flexibilitätsoptionen. In der Regel ist die Teilnahme für MS-Kunden nur als Teil eines Virtuellen Kraftwerkes (VK) möglich und sinnvoll, um die erforderlichen Mindestgebotsgrößen durch die Aggregation mehrerer Anlagen zu erreichen und den organisatorischen Aufwand für den einzelnen Anlagenbetreiber zu reduzieren. Des Weiteren wird das Ausfallrisiko einer Anlage durch das VK entsprechend abgesichert. Die höchsten Anforderungen liegen bei der Bereitstellung von PRL vor. Aggregierte DEA und Batteriespeicher können aufgrund ihrer dynamischen Eigenschaften aber bereits heute die Anforderungen zur Bereitstellung von PRL erfüllen [60].

Tabelle 1: Merkmale der Regelleistungsprodukte [61]

	PRL	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Produktzeitscheiben	keine	HT: Mo-Fr, 8-20 h, NT: restl. Zeitraum	6 x 4h Blöcke
Produktdifferenzierung	keine	positive SRL negative SRL	positive MRL negative MRL
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order		
Vergütung	Pay-as-bid		

2.3.5 Bilanzkreismanagement

Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiemengenkonto, um den Handel mit elektrischer Energie abzubilden. Durch das Bilanzkreismanagement stellt ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) einen ausgeglichenen Bilanzkreis sicher. Das bedeutet, dass die Entnahmen und Einspeisungen in den Bilanzkreis in jeder Viertelstunde (Messperiode) ausgeglichen sein müssen. Die resultierenden Fahrpläne muss der BKV dem ÜNB vor dem Zeitpunkt des Eintritts übermitteln. Aufgrund von Ungenauigkeiten bei Lastprognosen und EE-Einspeiseprognosen und unvorhergesehenen Ereignissen (z. B. Kraftwerksausfälle) kommt es jedoch stets zu Abweichungen innerhalb der Bilanzkreise. Die Abweichungen (Überdeckung oder Unterdeckungen) gleichen sich teilweise zwischen den Bilanzkreisen aus. Das verbleibende Ungleichgewicht wird durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen (vgl. Abschnitt 2.3.4) und die Kosten dafür auf die BKV umgelegt. Hierfür wird der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) regelzonenübergreifend berechnet und mit der Bilanzkreisabweichung multipliziert [62]. Hieraus können sowohl Ausgleichszahlungen des BKV an den ÜNB als auch umgekehrt resultieren.

BKV haben durch den geschlossenen Bilanzkreisvertrag die Verpflichtung Bilanzkreisabweichungen möglichst gering zu halten [63]. Die Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten

liefert hierfür auch einen entsprechenden finanziellen Anreiz. Falls der BKV über ausreichende Echtzeitinformationen seines Bilanzkreises verfügt, kann er den Ausgleich durch den rechtzeitigen Abruf von Flexibilitätsoptionen unterstützen. Diese Voraussetzung wird in der Praxis jedoch in der Regel nicht erfüllt. Der Fokus zur Steigerung der Bilanzkreistreue liegt vielmehr auf der Verbesserung der Prognosegüte für Einspeiser und Lasten.

2.3.6 Spannungshaltung und Betriebsmittelentlastung

Die gezielte, temporäre Leistungsänderung zur Einhaltung der Spannungsgrenzwerte und der thermischen Betriebsmittelauslastung für öffentliche Verteilungsnetze stellt den netzdienlichen Anwendungsfall für Flexibilitätsoptionen dar. Die netzdienliche Anwendung ermöglicht folglich die Reduzierung, Verzögerung oder Substitution des konventionellen Netzausbaus und ergänzt die technischen und betrieblichen Handlungsalternativen des Netzbetreibers. Zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs, der durch die Integration zusätzlicher DEA hervorgerufen wird, wurden die rechtlichen Möglichkeiten für das Einspeisemanagement geschaffen [4][40]. Die Einbindung weiterer Flexibilitätsoptionen kann das Einspeisemanagement ergänzen und den Energieverlust durch Abregelung reduzieren. Ebenso können lastbedingte Netzengpässe durch netzdienliches Verhalten vermieden werden.

Die Ausgestaltung eines geeigneten Anreiz- oder Entschädigungssystems für den netzdienlichen, technologieunabhängigen Einsatz von Flexibilitätsoptionen fehlt bisher, wird jedoch intensiv diskutiert [37]. Eine in der Diskussion befindliche Ausgestaltungsvariante ist beispielsweise der Aufbau von regionalen Flexibilitätsmärkten [32][IX][XIV]. Durch die Analysen im Rahmen dieser Arbeit soll ein Beitrag zu dieser Debatte geliefert werden. Die spezifischen Rahmenbedingungen und Anforderungen für diesen Anwendungsfall in Mittelspannungsnetzen werden ausführlich in Kapitel 3 behandelt.

2.3.7 Versorgungswiederaufbau

Die Systemdienstleistung des Versorgungswiederaufbaus nach einem großräumigen Stromausfall wird nach aktuellen Konzepten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber durch schwarzstartfähige Großkraftwerke erbracht. Eine Studie der Deutschen Energie-Agentur zur zukünftigen Entwicklung der Systemdienstleistungen kommt zu dem Ergebnis, dass auch mindestens bis zum Jahr 2030 noch ausreichende Kraftwerkskapazitäten für die Umsetzung der zentralen Netzwiederaufbaukonzepte zur Verfügung stehen und rät u. a. aus ökonomischen Gründen von dezentralen Konzepten ab [64]. Die temporäre Inselnetzversorgung bzw. der Versorgungswiederaufbau nach einem flächendeckenden Stromausfall stellt für Flexibilitätsoptionen in öffentlichen Mittelspannungsnetzen kurz- bis mittelfristig keinen realitätsnahen Anwendungsfall dar. Im Rahmen von innovativen Forschungsstudien zu neuartigen Inselnetzkonzepten spielt er jedoch mitunter eine Rolle [65][66].

2.3.8 Kategorisierung, Kombinationen und Konfliktpotentiale

Die Anwendungsfälle von Flexibilitätsoptionen sind vielfältig und erfordern die Einbeziehung unterschiedlicher Akteure. Im Idealfall können durch die Flexibilität einer Anlage mehrere Anwendungsfälle gleichzeitig bedient werden. In der Realität ist allerdings damit zu rechnen, dass die Anforderungen und Signale der Anwendungsfälle auch im Konflikt zueinander stehen können. Um die Wechselwirkungen und Konfliktpotentiale der zahlreichen Anwendungen systematisch analysieren zu können und daraus strukturierte Lösungsansätze abzuleiten, ist es sinnvoll, die Anwendungen zu kategorisieren.

In [67] wird zwischen den Kategorien *netzdienlich* (Netzdienstleistung für den Verteilnetzbetreiber), *systemdienlich* (Regelleistung für den Übertragungsnetzbetreiber) und *marktdienlich* (alle weiteren Einsatzmöglichkeiten) unterschieden. Die internen Anwendungsfälle, die sich nur auf den Anlagenbetreiber (Netznutzer) beziehen, wie z. B. die Eigenversorgungsoptimierung oder das Spitzenlastmanagement, werden hierdurch jedoch nicht sinnvoll eingeordnet. Alternativ wird in [22] in *nutzerbezogene*, *marktorientierte* und *netzdienliche* Anwendungen unterteilt. Die Systemdienstleistung Frequenzhaltung wird dort den marktorientierten Anwendungen zugeordnet, da sie durch die Regelleistungsmärkte organisiert wird. Dadurch wird allerdings die Regelleistungserbringung mit anderen Marktanwendungen gleichgestellt und verliert ihren besonderen, systemrelevanten Charakter.

Im Wesentlichen wird durch beide Kategorisierungen versucht, die Anwendungen hinsichtlich zweier Aspekte zu differenzieren. Zum einen erfolgt die Unterscheidung zwischen Netz- und Marktanwendungen im Sinne der Entflechtung der Energieversorgungsunternehmen. Diese Abgrenzung ist wichtig in Bezug auf die Rollen und Handlungsspielräume innerhalb der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen. Zum anderen wird hinsichtlich der örtlichen Anforderungen an die Flexibilität unterschieden. Dabei lässt sich in lokale (räumlich begrenzte) Anwendungen und globale (systemweite) Anwendungen unterscheiden. Diese Unterscheidung ist relevant bei der Analyse der Wechselwirkungen und der physikalischen Auswirkungen im Netz, insbesondere im Fall von divergierenden Anforderungen von Nutzer, Netz, Markt und Gesamtsystem.

Um sowohl eine Kategorie für anlagenorientierte Anwendungsfälle, gemäß [22], einzuführen, als auch die Systemrelevanz der Regelleistung, wie in [67] besonders hervorzuheben, werden im Rahmen dieser Arbeit vier Kategorien gebildet. Abbildung 6 zeigt eine Übersicht der aufgeführten Anwendungen und deren Kategorisierung.

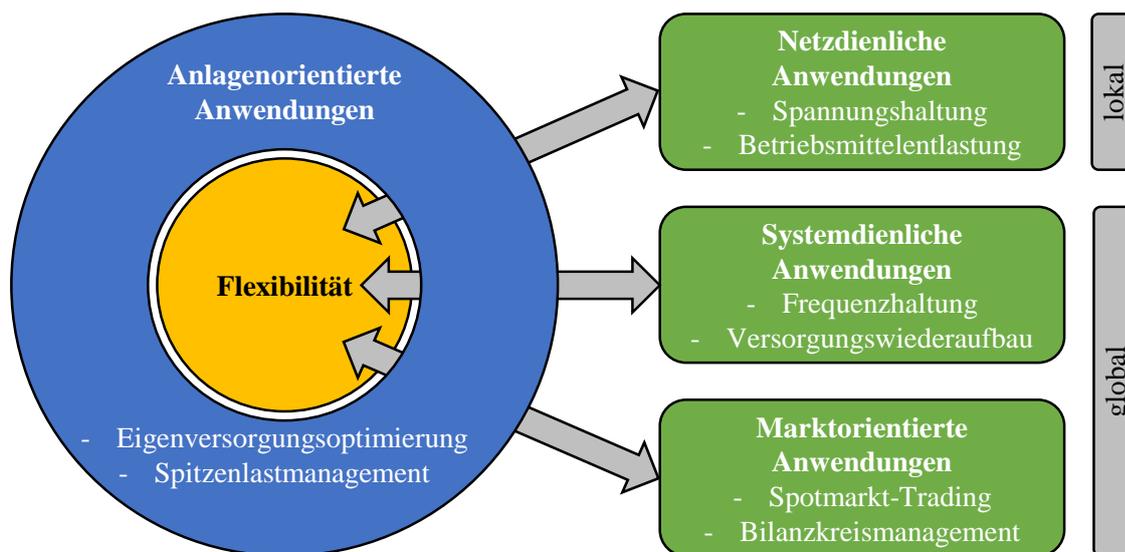


Abbildung 6: Kategorisierung der Anwendungsfälle

Die unterschiedlichen Anwendungen bzw. Anreize und Signale für einen Flexibilitätseinsatz unterliegen gegenseitigen Wechselwirkungen. In jedem Fall haben alle netzdienlichen, systemdienlichen und marktorientierten Anwendungsfälle, deren Signale durch externe Größen generiert werden, einen Einfluss auf die anlagenorientierten Anwendungsfälle. Weiterhin haben alle Anwendungsfälle auch einen direkten Einfluss auf die Netzauslastung und somit unmittelbar auf die netzdienlichen Anwendungsfälle.

Konflikte können insbesondere entstehen, wenn lokale Anwendungen eine zeitgleiche, gegenläufige Leistungsänderung erfordern als die globalen Marktsignale. Andererseits können durch eine gleichgerichtete Leistungsänderung gleichzeitig lokale wie auch globale Anforderungen bedient werden. Um eine Kombination aller Anwendungen zu ermöglichen und somit einen möglichst hohen Nutzen aus den einzelnen Flexibilitätsoptionen für die Anlage, das Verteilnetz, die Märkte und das Gesamtsystem zu ziehen, bedarf es eines konsistent ausgestalteten Ordnungsrahmens und klarer Zugriffs- bzw. Anwendungshierarchien.

Im Rahmen dieser Arbeit werden insbesondere die Wechselwirkungen zwischen den netzdienlichen Anwendungsfällen mit den anlagen- und marktorientierten Anwendungsfällen analysiert. Daraus sollen u. a. Lösungsansätze zur Vermeidung von Konflikten und zur Verbesserung der Kombinationsmöglichkeiten abgeleitet werden. Die systemdienlichen Anwendungsfälle genießen aufgrund ihrer Systemrelevanz bereits heute eine übergeordnete Priorität. Die Kombination mit netz- und marktorientierten Anwendungsfällen oder gar die temporäre Einschränkung der Bereitstellung von Systemdienstleistungen aufgrund von sonstigen Anwendungsfällen wird daher nicht betrachtet.

2.4 Flexibilitätskenngrößen

Die Analyse von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen erfordert die Einführung von Kenngrößen, um Flexibilität beschreiben und quantifizieren zu können. Ein universeller Ansatz zur Beschreibung betrieblicher Flexibilität wird in [69] auf der Basis von [70] beschrieben. Zur Analyse der vorhandenen und benötigten betrieblichen Flexibilität im Stromversorgungssystem erfolgt die Charakterisierung auf Basis von drei Größen, um die wesentlichen Fragen zur Flexibilität sowohl aus Sicht des Anbieters als auch aus Sicht des Nachfragers beantworten zu können:

Leistung	Welche Leistungsanpassung ist möglich/erforderlich?
Leistungsgradient	Wie schnell kann/muss eine Leistungsanpassung erfolgen?
Energie	Welche Energie kann aufgenommen/abgegeben werden?

Die Flexibilitätskenngrößen beziehen sich dabei auf eine Leistungsänderung bezüglich der geplanten bzw. prognostizierten Betriebsweise. Durch die Bestimmung der maximalen Leistung P_{Flex+}^{max} , des maximalen Leistungsgradienten G_{Flex+}^{max} und der maximalen Energie E_{Flex+}^{max} in positive Richtung sowie den entsprechenden minimalen Werte in negative Richtung (P_{Flex-}^{min} , G_{Flex-}^{min} , E_{Flex-}^{min}), lassen sich, ausgehend von der eigentlich geplanten Soll-Leistung P_0 , Grenzen für mögliche Arbeitspunkte einer Flexibilitätsoption für einen definierten Betrachtungszeitraum abgrenzen. Innerhalb dieses Grenzbereichs kann sich dann die eigentliche Flexibilitätsbereitstellung ($P_{Flex\pm}$, $G_{Flex\pm}$, $E_{Flex\pm}$) bewegen (vgl. Abbildung 7).

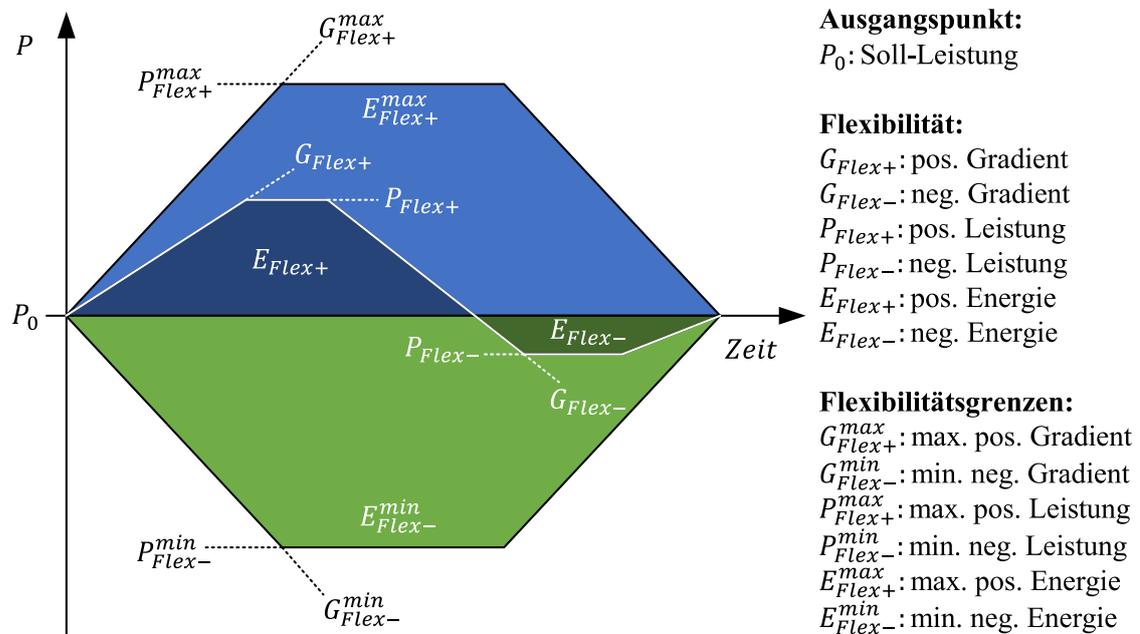


Abbildung 7: Flexibilitätskenngrößen in Anlehnung an [69]

Aus systemischer Sicht lässt sich der Bedarf und das Angebot an betrieblicher Flexibilität dadurch sehr anschaulich beschreiben, aggregieren und vergleichen (vgl. [69]), z. B. für die betriebliche

Planung der erforderlichen Flexibilität zum Ausgleich der systemweiten Leistungsbilanz in einem Betrachtungszeitraum.

Für die Analyse netzdienlicher Flexibilitätsanwendungen im Verteilnetz bzw. der Auswirkungen von marktorientierten Anwendungen auf das Verteilnetz ist der Ort, genauer gesagt der Netzverknüpfungspunkt, ein weiterer maßgeblicher Parameter zur Charakterisierung der Flexibilität. Darüber hinaus ergeben sich für alle Anwendungsfälle weitere Fragestellungen hinsichtlich der Häufigkeit, Zuverlässigkeit und Kosten/Erlöse, die sich jeweils aus Sicht des Anbieters als auch des Nachfragers stellen lassen:

Ort	Wo ist eine Leistungsanpassung möglich/erforderlich?
Häufigkeit	Wie häufig steht die Flexibilität zur Verfügung bzw. wie häufig wird sie benötigt?
Zuverlässigkeit	Wie zuverlässig steht die Flexibilität zur Verfügung bzw. wie zuverlässig wird sie benötigt?
Kosten/Erlöse	Welche Kosten/Erlöse entstehen durch den Einsatz der Flexibilität?

Abgesehen vom Ort, sind die aufgeführten Kenngrößen variabel und abhängig von den Anforderungen und Freiheitsgraden im Betrieb. Zur Ermittlung der Kenngrößen, müssen die Flexibilitätsoptionen daher mit ihren technischen und betrieblichen Restriktionen modelliert und berechnet werden.

Gleichermaßen muss die Nachfrageseite und hierbei insbesondere kritische lokale Netzzustände im Verteilnetz (Grenzwertverletzungen) in einen entsprechenden Flexibilitätsbedarf umgerechnet werden. D.h. es muss bestimmt werden, welche Leistungsanpassung wie häufig an welchem Ort erforderlich ist, damit alle Grenzwertverletzungen behoben werden können. Aus einer zeitlichen Analyse der erforderlichen Leistungsanpassungen lassen sich dann die weiteren Kenngrößen ableiten.

3 Rahmenbedingungen und Anforderungen

3.1 Perspektive eines Anlagenbetreibers

Die Bereitstellung von Flexibilität ist die Ausnutzung von inhärenten Speichermöglichkeiten und darf in erster Linie zu keiner Einschränkung des primären Betriebszwecks einer Anlage führen. Die Identifikation von Flexibilitätsoptionen auf komplexen Anlagen von Mittelspannungskunden erfordert eine systematische Analyse der vorhandenen Aggregate und Prozesse. Neben technischen und betrieblichen Restriktionen, ist es gleichermaßen erforderlich, die wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu betrachten.

Ein wesentliches Ziel dieser Arbeit ist es, Flexibilitätsoptionen nicht nur technologiespezifisch sondern als Teil einer Gesamtanlage zu betrachten. Um die Vorgehensweise möglichst konkret zu beschreiben, werden die Identifikation von heutigen und zukünftigen Flexibilitätsoptionen und die Analyse der Rahmenbedingungen daher am Beispiel von Kläranlagen vorgestellt. Kläranlagen sind typische Mittelspannungskunden und verfügen oftmals über Flexibilitätsoptionen in allen drei Gruppen: Erzeugungsanlagen, flexible Lasten und Speicher. Darüber hinaus lassen sich auf Kläranlagen sektorenübergreifende Anforderungen identifizieren (z. B. Deckung des Wärmebedarfs) sowie Potentiale für eine zunehmende Sektorenkopplung (z. B. Power-to-Gas) und zusätzliche Energiespeicher (z. B. Batteriespeicher). Während die betrieblichen Restriktionen insbesondere für lastseitige Flexibilitätsoptionen sehr individuell ausfallen, lassen sich viele technologiespezifische, wirtschaftliche und rechtliche Aspekte anschließend sehr gut auf andere Flexibilitätsoptionen übertragen.

3.1.1 Identifikation von Flexibilitätsoptionen am Beispiel Kläranlage

Kläranlagen werden in verschiedene Größenklassen (GK 1-5) anhand des Einwohnerwerts (EW) kategorisiert. Der Einwohnerwert ist die Summe aus Einwohnerzahl (EZ) und Einwohnergleichwert (EGW) und dient als Vergleichsgröße für die Schmutzfrachtbelastung von Abwässern [71]. Mit Hilfe des EGW lässt sich die Belastung durch gewerbliche Abwässer auf eine äquivalente Anzahl von Einwohnern (E) umrechnen, die eine vergleichbare Belastung durch häusliche Abwässer erzielen würden. Die Größenklasse einer Kläranlage ist ein wesentliches Maß für die Leistungsklassen der vorhandenen Aggregate und somit der zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotentiale. In [VI] wurden umfangreiche Analysen zu Flexibilitätsoptionen auf realen Kläranlagen in Deutschland mit unterschiedlichen Größenklassen veröffentlicht. Nachfolgend werden auszugsweise die im Rahmen dieser Arbeit relevanten Flexibilitätsoptionen für Kläranlagen der GK 4 (10.000 – 100.000 EW) vorgestellt.

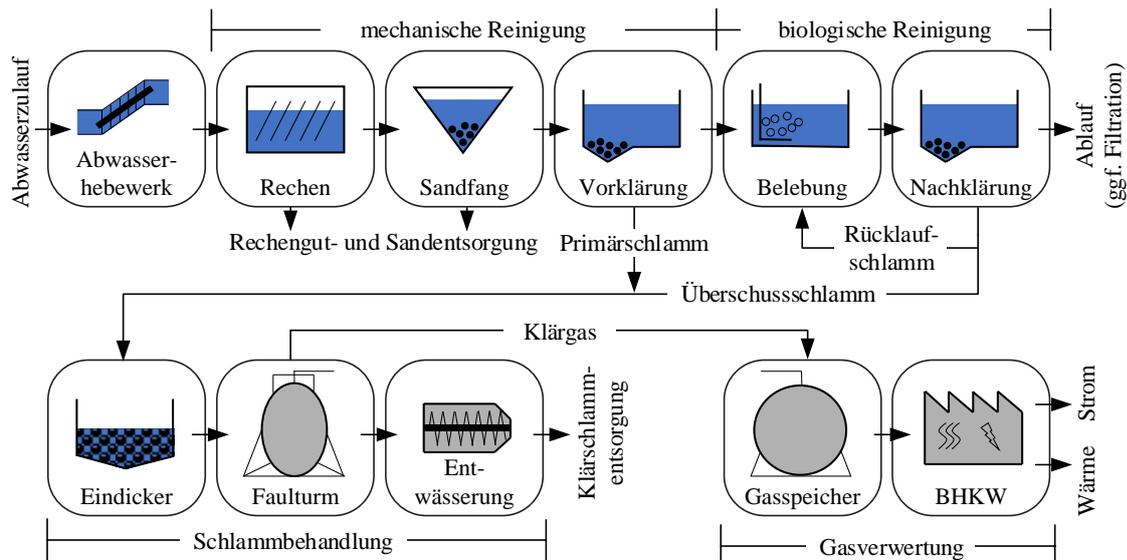


Abbildung 8: Prozesse auf der Kläranlage (eigene Darstellung in Anlehnung an [72] und [VI])

Die Prozessaggregate einer Kläranlage lassen sich in mehrere Gruppen unterteilen (vgl. Abbildung 8). Der Primärprozess einer Kläranlage ist die Abwasserreinigung, bestehend aus einer mechanischen Reinigung und einer biologischen Reinigung. Das an der Kläranlage ankommende Abwasser wird mit Hilfe des Abwasserhebwerkes der mechanischen Reinigung zugeführt. Grobe Verunreinigungen und Sand werden durch den Rechen und den Sandfang aus dem Abwasser abgeschieden. Im Vorklärbecken setzen sich weitere ungelöste Stoffe am Boden ab. Dieses Schlammgemisch wird als Primärschlamm (PS) bezeichnet, mit Räumern aus dem Becken entfernt und zur weiteren Abscheidung von Wasser in den Eindicker gepumpt. Anschließend durchfließt das Abwasser die belüfteten Belebungsbecken der biologischen Reinigung und wird danach in einem weiteren Becken zur Nachklärung gesammelt. Der sich dort absetzende Schlamm wird zum Teil als Rücklaufschlamm (RS) wieder in das Belebungsbecken gepumpt und zum Teil als Überschussschlamm (ÜSS) in den Eindicker abgeführt. Das gereinigte Abwasser durchläuft vor der Zuleitung in einen Fluss ggf. nochmals eine Filtration.

Die Prozesse der Schlammbehandlung sind weitestgehend vom Klärprozess entkoppelt. Nach der Eindickung des Klärschlammes wird dieser im Faulturm gesammelt und ausgefault. Anschließend wird dieser entwässert, getrocknet und entsorgt (Deponie oder Verbrennung). Teilweise erfolgt auch eine landwirtschaftliche Nutzung als Düngemittel. Das bei der Schlammfäulung entstehende Klärgas wird in einem Gasspeicher gesammelt und über das Blockheizkraftwerks (BHKW) für die Strom- und Wärmeproduktion verwertet.

3.1.1.1 Blockheizkraftwerk mit Gasspeicher

Eine verbreitete Flexibilitätsoption auf Kläranlagen mit anaerober Schlammstabilisierung (Klärgasproduktion im Faulturm) ist das mit Klärgas betriebene BHKW mit Gas-Otto-Motor. BHKW mit anderen Motorentypen oder Mikrogasturbinen sind auf Kläranlagen eher selten [73]. Das

BHKW dient der Eigenversorgung mit elektrischer Energie sowie der Beheizung des Faulturms und der Betriebsgebäude. Da das im Faulturm entstehende Klärgas nicht in die Atmosphäre freigesetzt werden darf und in jedem Fall energetisch genutzt werden soll, ist der Gasspeicher die Grundlage der Flexibilität. Durch die Zwischenspeicherung kann die Entstehung und die Verwertung des Klärgases zeitlich entkoppelt werden. Die zur Verfügung stehende Gasfackel dient in heutigen Energiekonzepten meist nur als Notfalleinrichtung und wird nicht als zusätzliche Flexibilitätsoption angesehen.

Die Auswertungen von 176 Kläranlagen der GK 4 in Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz aus [VI] hat ergeben, dass der Median der elektrischen BHKW-Leistung bei $\tilde{P}_{BHKW,el.} = 90$ kW und der Median des elektrischen Wirkungsgrades bei $\tilde{\eta}_{el} = 32$ % liegen (vgl. Abbildung 9). Aus Redundanzgründen sind oftmals zwei bzw. mehrere baugleiche Aggregate vorhanden. Der Median der vorhandenen Gasspeicherkapazitäten liegt bei $\tilde{V}_{KS} = 270$ m³. Bei einer angenommenen Klärgasproduktion von $\tilde{Q}_K = 26$ m³/h (Median) ergibt sich eine maximale Ausschaltdauer des BHKW von $T_{aus}^{max} = 10,4$ h. Weiterhin liegt, bei einem Gasverbrauch des BHKW von $\tilde{Q}_{BHKW} = 40$ m³/h (Median), die maximale Zuschaltdauer bei vollem Gasspeicher und ohne zusätzliche Gasproduktion bei $T_{zu}^{max} = 6,75$ h. Diese überschlägigen Abschätzungen zeigen bereits, dass deutliche Potentiale für eine flexible Klärgasverstromung vorhanden sind.

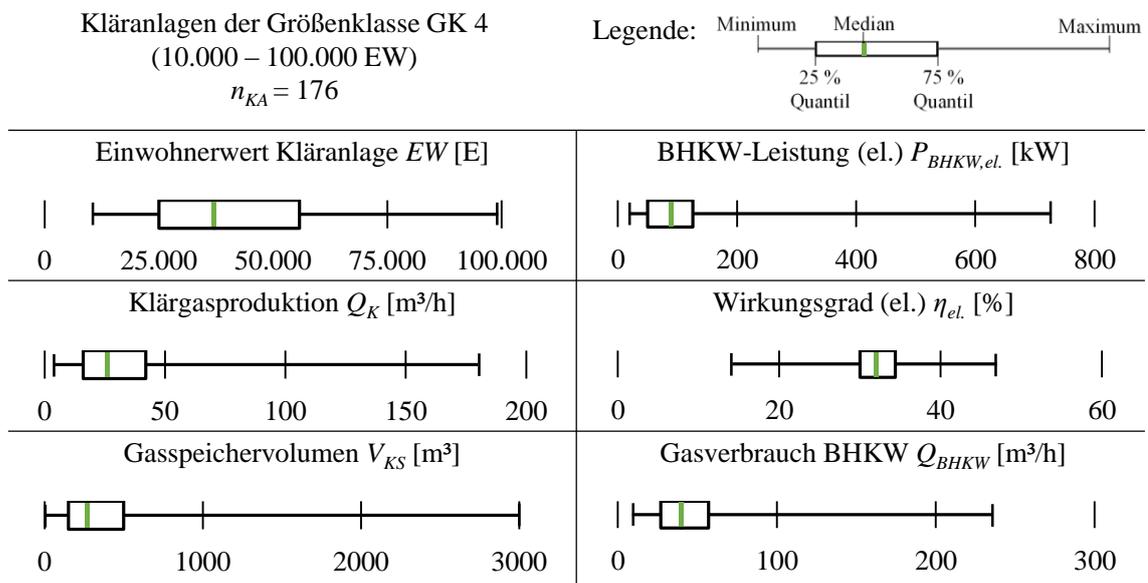


Abbildung 9: Kenngrößen für BHKW mit Gasspeicher auf Kläranlagen (eigene Darstellung nach [VI])

Die Nutzung der vorhandenen Potentiale wird durch mehrere Restriktionen des Kläranlagenbetriebs eingeschränkt:

- Deckung des Wärmebedarfs des Faulturms und der Gebäude durch das BHKW
- minimale/maximale Füllstände des Gasspeichers
- maximale Anzahl von Schaltzyklen der BHKW (Verschleiß)
- minimale Laufzeiten, minimale Ausschaltzeiten

Die Restriktionen sind vergleichsweise einfach zu überwachen, da es nur geringe bis keine Wechselwirkungen mit den sonstigen Prozessen auf der Anlage gibt. Sie müssen in der weiteren Analyse dennoch berücksichtigt werden.

3.1.1.2 Notstromaggregat

Eine weitere Flexibilitätsoption auf Seiten der Stromerzeugungsanlagen sind die, auf Kläranlagen oftmals vorhandenen, dieselbetriebenen Notstromaggregate (NSA). Im Falle eines Stromausfalls werden wichtige Prozesse auf der Kläranlage (Pumpen etc.) mit Hilfe des Notstromaggregates weiterbetrieben. Es muss in jedem Fall sichergestellt werden, dass für den Notfall ausreichende Kraftstoffreserven vorhanden sind und das Notstromaggregat einsatzfähig ist. Unter Beachtung dieser Einschränkungen bietet ein Notstromaggregat deutliche Flexibilitätspotentiale, da es im Normalbetrieb nicht verwendet wird. Es muss hierfür allerdings für den Netzparallelbetrieb geeignet sein (automatische Synchronisierung etc.).

Einheitliche Regeln zur Dimensionierung der Notstromaggregate und der Dieseltanks existieren nicht [VI], es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der gesamte Strombedarf der Anlage für mehrere Stunden gedeckt werden kann. Der Median der Bemessungsleistung der Notstromaggregate von 32 ausgewerteten Kläranlagen der GK 4 liegt bei $\tilde{S}_{r,NSA} = 323$ kVA [VI]. Weitere technische Einschränkungen ergeben sich, abgesehen von der Deckung des Wärmebedarfs, analog zum BHKW.

3.1.1.3 Flexible Lasten

Die Vielzahl an elektrischen Lasten auf einer Kläranlage lässt sich in mehrere Prozessgruppen zusammenfassen. Der Großteil des elektrischen Energiebedarfs (ca. 60 %) entfällt auf die biologische Reinigung (vgl. Abbildung 10) und dort insbesondere auf die Belüftung der Belebungsbecken. Während die Belüftungsaggregate nahezu kontinuierlich betrieben werden, erfolgen andere Prozesse diskontinuierlich. Der restliche Stromverbrauch teilt sich auf die Aggregate der mechanischen Reinigung (Rechen, Sandfang etc.), der Schlammbehandlung (Eindickung, Entwässerung etc.), der Infrastruktur (u. a. Beleuchtung, Labor und Lüftung) sowie sonstiger Aggregate (Abwasserhebewerk, Filtration etc.) auf.

Bei der Identifikation relevanter Flexibilitätsoptionen ist insbesondere der Blick auf die absoluten Leistungswerte der vorhandenen Aggregate entscheidend. Abbildung 10 zeigt auf Basis der ermittelten spezifischen Leistungen in [VI], die absoluten Leistungsbereiche für Aggregate auf Kläranlagen der GK 4. In der Darstellung ist ersichtlich, dass die größten Leistungspotentiale bei den Belüftungsaggregaten vorliegen (ca. 20 kW-180 kW). Alle weiteren Aggregate weisen deutlich geringere Leistungspotentiale auf.

In [VI] werden für alle aufgeführten Prozessaggregate auch die entsprechenden Restriktionen hinsichtlich der Flexibilität ermittelt. Diese können insbesondere für Prozessoptimierungen auf der Kläranlage interessant sein. Im Zusammenhang mit der Analyse von Leistungsflüssen in Mittelspannungsnetzen sind Aggregate mit einer Leistung kleiner als 50 kW im Sinne einer Aufwand-Nutzen-Abschätzung für eine spätere Modellierung allerdings zu vernachlässigen. Hinsichtlich einer Flexibilisierung verbleiben somit die Belüftungsaggregate als relevante Option.

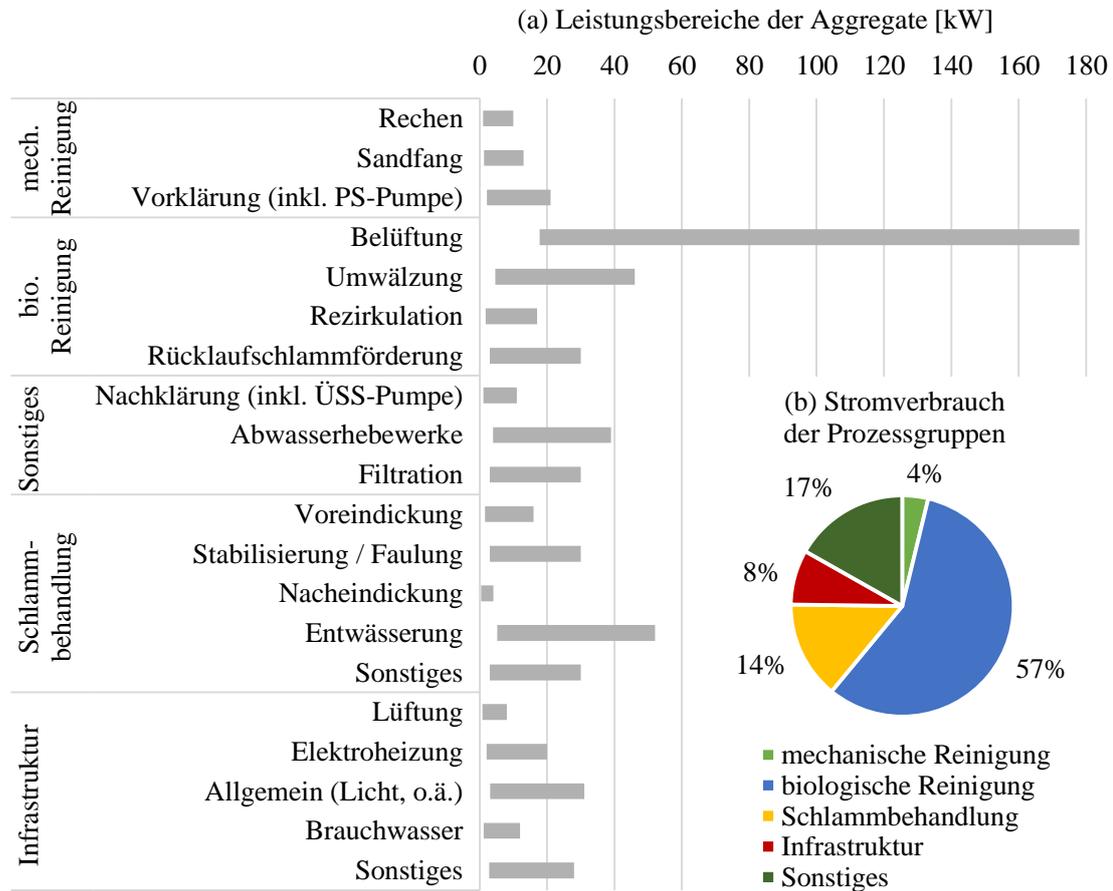


Abbildung 10: (a) Leistungsbereiche der Aggregate und (b) Aufteilung des Stromverbrauchs nach Prozessgruppen auf Kläranlagen der GK 4 (10.000-100.000 E) – (eigene Darstellung nach [VI])

Die Belüftung der Belebungsbecken erfolgt zur Gewährleistung der biologischen Abbauprozesse von Schadstoffen und unterliegt somit vergleichsweise komplexen Restriktionen. Der Belüftungsbedarf ist abhängig u. a. von der zugeführten Abwassermenge und deren Belastung mit Schadstoffen (Ammoniumgehalt, Nitratgehalt etc.). Die Grenzwerte hinsichtlich der Reinigungsleistung müssen dabei stets eingehalten werden. Des Weiteren darf es durch die Abschaltung der Belüftung nicht zur Sedimentierung der Abwasserbestandteile kommen. Auf Basis von Simulationen der biologischen Prozesse und Abschaltversuchen auf realen Kläranlagen werden in [74] maximale Abschalt Dauern von 60 Minuten, Mindestlaufzeiten nach einer Abschaltung von 15 Minuten sowie An- und Abfahrtszeiten von 60 Sekunden für die Belüftungsaggregate angegeben. Diese Werte können bei einer vereinfachten Modellierung für grundsätzliche Analysen genutzt werden.

3.1.1.4 Power-to-Gas-Anlagen

Kläranlagen eignen sich prinzipiell sehr gut als Standorte für Power-to-Gas-Anlagen, da viele der wichtigen Standortkriterien oftmals erfüllt sind. Es handelt sich dabei u. a. um Anschlussmöglichkeiten zum Strom- und Gasnetz, eine CO₂-Quelle für die Methanisierung, eine Wärmesenke zur Nutzung der Abwärme und die Einbindung in vorhandene Anlagen- und Leittechnik [I].

Technologisch lassen sich bei der Wasserelektrolyse drei grundsätzliche Verfahren unterscheiden: Alkalische Elektrolyse (AEL), Membran-Elektrolyse (PEMEL) und Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL). Die Gesamtwirkungsgrade bei der Erzeugung von Wasserstoff liegen zwischen 54 % - 79 % und mit zusätzlicher Methanisierung zwischen 49 % - 78 %. Weitere ausführliche technologische Beschreibungen lassen sich [45] entnehmen.

Die Dimensionierungen der Leistungsklassen zukünftiger Power-to-Gas-Anlagen sowie ggf. vorhandener Wasserstoffspeicher sind insbesondere vom Gasnutzungspfad und der erforderlichen Produktionsmenge abhängig. Neben der direkten Nutzung von Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen, ist hierbei insbesondere die Einspeisung in das Gasnetz von Belang. Die Beimischung von Wasserstoff in das heutige Erdgasnetz ist nur in begrenztem Umfang möglich. Während grundsätzlich eine Wasserstoffkonzentration von bis zu 10 Vol. % im Erdgasnetz zulässig ist, gelten in gewissen Netzbereichen mit komplexen Industrieprozessen, Erdgastankstellen oder Gasturbinen noch deutlich geringere Grenzwerte [75].

Durch eine nachgeschaltete Methanisierung des Wasserstoffes ist die Netzeinspeisung praktisch nur noch durch eine ausreichende Gasnachfrage (auch in den Sommermonaten) im entsprechenden Netzgebiet begrenzt.

3.1.1.5 Batteriespeicher

Während eine Kombination von PV-Anlage und Batteriespeicher in Einfamilienhäusern bereits heute eine zunehmende Beliebtheit erfährt, können Batterien bei weiterer Kostendegression zukünftig auch eine interessante Option für Gewerbe- und Industriekunden sein, um die Eigenversorgung zu optimieren. Batteriespeicher stellen die ideale Flexibilitätsoption dar, da zwischen Ladung- und Entladung sehr schnell gewechselt werden kann und nur vergleichsweise geringe Wirkungsgradverluste auftreten. Die wesentlichen technischen Restriktionen ergeben sich durch die zulässigen Lade- bzw. Entladeleistungen, die nutzbare Speicherkapazität und die Lebensdauer in Abhängigkeit der Anzahl an Ladezyklen.

Aktuelle Entwicklungen bei neuartigen Batteriespeicheranwendungen basieren insbesondere auf der Lithium-Technologie, da sie vergleichsweise hohe Wirkungsgrade erzielt und über die besten volumetrischen Energiedichten verfügt. Für eine umfassende Beschreibung dieser und weiterer Batterietechnologien sei ebenfalls auf [45] verwiesen.

3.1.2 Wirtschaftliche und energierechtliche Rahmenbedingungen

Die Bedeutung der Stromkosten nimmt durch steigenden Wettbewerbsdruck im Zuge der Globalisierung weiter zu, aber auch nicht-wettbewerblich ausgerichtete Einrichtungen (wie z. B. kommunale Abwasserentsorger) müssen auf steigende Stromkosten reagieren und effizient mit elektrischer Energie umgehen. Daher werden zunehmend Maßnahmen ergriffen, um die Stromkosten zu senken bzw. zusätzliche Erlöse zu generieren. Neben grundsätzlichen Effizienzmaßnahmen handelt es sich dabei insbesondere um die Installation zusätzlicher Eigenerzeugungsanlagen und Speicher.

Um die Möglichkeiten einer Bereitstellung von lokalen Netzdienstleistungen zu analysieren, dürfen die heutigen wirtschaftlichen Motivationen für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen nicht unberücksichtigt bleiben. Nachfolgend erfolgt die Zusammenstellung der wesentlichen wirtschaftlichen und energierechtlichen Rahmenbedingungen für Anlagenbetreiber, die im Bezug zur netzdienlichen Bereitstellung von Flexibilität stehen.

3.1.2.1 Stromkosten für Letztverbraucher der Mittelspannungsebene

Die Strompreise für Letztverbraucher setzen sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Neben den reinen Beschaffungs- und Vertriebskosten des Energieversorgers, müssen Letztverbraucher generell weitere Entgelte, Umlagen und Abgaben bezahlen. Aufgrund des relativen Anteils am Gesamtpreis sind hierbei insbesondere die Netznutzungsentgelte (NNE) und die EEG-Umlage hervorzuheben. Die weiteren Umlagen (KWKG-, Offshore-Haftungs- und §19 StromNEV-Umlage sowie die Umlage für abschaltbare Lasten) werden oftmals als netzentgeltbezogene Umlagen zusammengefasst, da sie gemeinsam mit den NNE auf den Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz erhoben werden.

Abbildung 11 zeigt die durchschnittliche Zusammensetzung des Strompreises für industrielle Mittelspannungskunden 2018. Insgesamt entfallen dabei rund 48 % des Strompreises auf Beschaffung, Netzentgelte und Vertrieb sowie 40 % auf die EEG-Umlagen. Der Rest setzt sich aus den netzentgeltbezogenen Umlagen, der Konzessionsabgabe und der Stromsteuer zusammen.

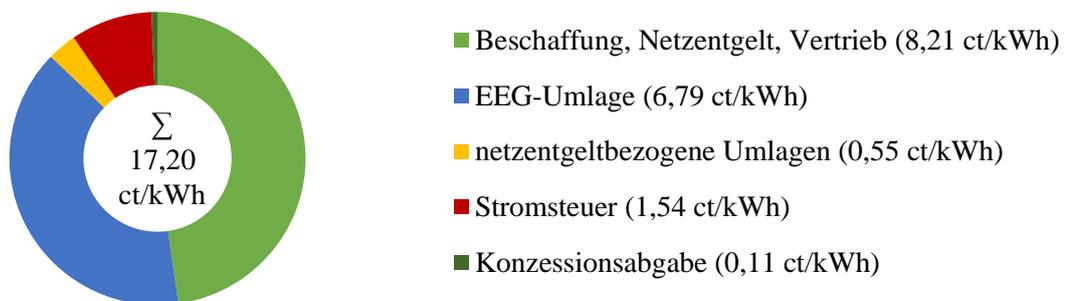


Abbildung 11: Durchschnittliche Strompreise für die Industrie 2018, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh mit mittelspannungsseitiger Versorgung (eigene Darstellung nach [48])

Eine wirtschaftliche Motivation zur Installation von Eigenversorgungsanlagen und zur heutigen Betriebsweise von vorhandenen Flexibilitätsoptionen liegt darin, den Fremdbezug (Jahresenergie und Leistungsspitze) möglichst zu minimieren (vgl. Abschnitt 2.3.1 und 2.3.2). Mit der Novelisierung des EEG 2014, muss bei neuen Erzeugungsanlagen die EEG-Umlage auch auf den Eigenversorgungsanteil gezahlt werden. Bestandsanlagen sind hiervon weitestgehend ausgenommen. Ebenso existieren Ausnahmefälle sowie reduzierte Umlagesätze für einige Anlagenklassen [40]. Bei der Analyse der netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung müssen die Einflüsse der einzelnen Strompreisbestandteile und deren unterschiedliche Erhebung entsprechend berücksichtigt werden.

3.1.2.2 Einspeisevergütungen für Erzeugungsanlagen

Neben der Vermeidung von Fremdbezug, ist der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen insbesondere auf finanzielle Förderungen zurückzuführen. Auf Basis des EEG [40] wird seit dem Jahr 2000 die Einspeisung von Strom auf Basis Erneuerbarer Energien durch eine feste Einspeisevergütung und einen Einspeisevorrang gegenüber konventionellen Kraftwerken gefördert. Im Laufe der Jahre wurde das Gesetz mehrfach novelliert und die garantierten Vergütungssätze auf die technologischen und marktseitigen Entwicklungen angepasst. Da die Einspeisevergütungen in der Regel für 20 Jahre ab der Inbetriebnahme garantiert werden, unterscheiden sich die Erlöse der Bestandsanlagen je Technologie, Leistungsklasse und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme deutlich.

Ein zweiter Fördermechanismus besteht seit 2002 für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen über das KWKG [41]. Ähnlich wie beim EEG werden KWK-Anlagen durch Zuschläge auf den eingespeisten Strom finanziell gefördert und die entstehenden Kosten auf die Allgemeinheit umgewälzt (vgl. Abbildung 11). Auch beim KWKG unterscheiden sich die konkreten Zulagen je nach Leistungsklasse der Anlage und Inbetriebnahme. Bei der Analyse von geförderten Erzeugungsanlagen müssen dementsprechend die jeweils zutreffenden Einspeisevergütungen und geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden.

3.1.2.3 Energierechtliche Einordnung von Energiespeichern

Neben den Investitionskosten für den Bau eines Energiespeichers, spielen die energierechtliche Einordnung und die damit verbundenen Belastungen mit Umlagen, Entgelten und Abgaben bei der Bewirtschaftung des Energiespeichers eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit und die Ausgestaltung der Geschäftsmodelle. Der Begriff Energiespeicher ist im aktuellen Rechtsrahmen weder eindeutig rechtlich definiert, noch findet sich die gesonderte Rolle des Speicherbetreibers im Energierecht. Eine kohärente, technologieübergreifende Beschreibung der Rahmenbedingungen für Energiespeicher ist somit kaum möglich.

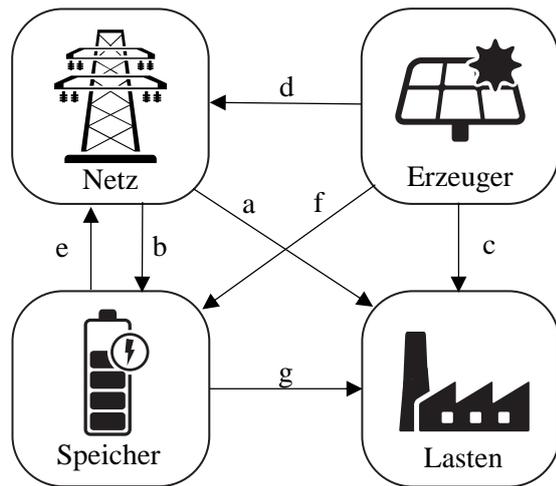
Energiespeicher werden je nach Betriebszustand als Letztverbraucher (Einspeicherung) oder Erzeuger (Ausspeicherung) betrachtet. Daraus leitet sich zunächst einmal ab, dass auch alle Umlagen, Entgelte und Abgaben, die für Letztverbraucher erhoben werden, ebenfalls für die Einspeicherung anfallen (vgl. Abschnitt 3.1.2.1). Allerdings existiert eine Vielzahl von technologie-spezifischen Ausnahmetatbeständen in verschiedenen Bereichen des Energierechts:

- Nach § 118 Abs. 6 EnWG werden Neuanlagen zur Speicherung von elektrischer Energie, die bis 2026 in Betrieb genommen werden, für 20 Jahre ab der Inbetriebnahme von den Netznutzungsentgelten befreit. Dies gilt nur für Speicher, die die elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz beziehen und zeitlich verzögert in dasselbe Netz zurückspeisen. Die Netzentgeltbefreiung gilt explizit auch für Power-to-Gas-Anlagen. Diese werden von der Rückspeisepflicht ausgenommen. Zusätzlich entfallen Einspeiseentgelte in das Gasnetz. Netzentgeltbezogene Umlagen (KWK-, Offshore-Haftungs-, AbLaV- und §19 StromNEV-Umlage) müssen trotz Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG, gezahlt werden. [4][76]
- Nach § 61k EEG entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage auf den eingespeicherten Strom, falls für den ausgespeicherten Strom die volle Umlage gezahlt wird. Dadurch soll eine Doppelbelastung mit der EEG-Umlage vermieden werden. Auf den Strombezug einer Power-to-Gas-Anlage fällt die volle EEG-Umlage an, außer das erzeugte Gas wird ausschließlich zur Rückverstromung mit Einspeisung in das Stromnetz verwendet. [40]
- Nach § 9 StromStG, wird Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird, von der Stromsteuer befreit. Nach § 12 StromStV gilt dies allerdings nur für den Stromverbrauch von Pumpspeicherkraftwerken sowie für Hilfsaggregate eines Kraftwerks. Der Strombezug von Elektrolyseanlagen wird nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes von der Stromsteuer befreit §9a StromStG. [77][78]

Die hier sehr kompakt aufgeführten rechtlichen Sonderregelungen bezüglich Energiespeichern stellen nur einen, für diese Arbeit relevanten, Auszug aus dem sehr komplexen und sich dynamisch ändernden Energiewirtschaftsrecht dar. Neben den jeweils aktuellen Gesetzes- und Verordnungstexten, sei für den interessierten Leser auf entsprechende Sekundärliteratur verwiesen (z. B. [79][80]).

3.1.2.4 Zusammenfassung möglicher Kosten- und Erlöspfade

Die energierechtlichen Rahmenbedingungen führen dazu, dass die elektrische Energie je nach Austauschpfad mit unterschiedlichen Kosten- und Erlösbestandteilen belegt wird. Neben der grundsätzlichen Unterscheidung verschiedener Nutzungspfade ergeben sich auch technologie-spezifische Besonderheiten. Abbildung 12 zeigt eine Übersicht möglicher Kosten- und Erlöspfade für komplexe Anlagen, die sowohl über Erzeuger, Lasten als auch Speicher verfügen.



Kosten- und Erlösbestandteile

- a) alle Kostenbestandteile (ggf. Befreiung von NNE, falls PtG-Anlage)
- b) alle Kostenbestandteile (ggf. Befreiung von NNE, falls Pfad (g) entfällt)
- c) EEG-Umlage (ggf. reduziert)
- d) Einspeisevergütung
- e) Einspeisevergütung
- f) EEG-Umlage (ggf. reduziert)
- g) neutral

Abbildung 12: Übersicht möglicher Kosten- und Erlöspfade

Die konkreten Werte der einzelnen Kosten- und Erlösbestandteile sind aufgrund der sehr spezifischen Rahmenbedingungen (Technologie, Leistungsklassen, Inbetriebnahme etc.) für jede Anlage individuell zu beziffern.

3.2 Perspektive eines Netzbetreibers

Betreiber von öffentlichen Mittelspannungsnetzen sind entsprechend §11 EnWG Abs. 1 dazu verpflichtet, „[...] ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben [...]“. Damit verbunden ist die Pflicht, Letztverbraucher, Erzeugungs- und Speicheranlagen zu angemessenen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an das Netz anzuschließen. [4]

Die regelmäßige Analyse und Überplanung der Netzinfrastruktur ist somit eine zentrale Aufgabe von Netzbetreibern, um ihre Versorgungsaufgabe möglichst effizient zu erfüllen. Die Überplanung von Netzen zur Ableitung von Investitionsentscheidungen besteht in der Regel aus mehreren Arbeitsschritten, welche die Datenaufbereitung, die Entwicklung von Zukunftsszenarien sowie die Ausarbeitung von mehreren Planungsvarianten zur anschließenden technischen und wirtschaftlichen Bewertung beinhalten. In herkömmlichen Ansätzen wird eine ausreichende Betriebsreserve eingeplant, so dass eine detaillierte Betriebssimulation praktisch entfallen kann. Für innovative Planungsvarianten, deren technische Zulässigkeit auch im Normalbetrieb durch betriebliche Maßnahmen (z. B. Einspeisemanagement) sichergestellt wird, müssen Bewertungsverfahren für die Betriebskonzepte sinnvoll in den Planungsprozess eingebettet werden. Mit Hilfe von detaillierten Betriebssimulationen kann die planerisch erforderliche Betriebsreserve reduziert und somit die Auslegung der Netze auf die tatsächlichen Anforderungen optimiert werden.

Die technischen Anforderungen, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb zu gewährleisten, werden in zahlreichen Normen und technischen Richtlinien definiert. Darüber hinaus sind wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen zu beachten, die die Auswahl der technischen

Lösungsoptionen zur Ertüchtigung der Netze für eine neue Versorgungsaufgabe beeinflussen. In den nachfolgenden Abschnitten werden die wesentlichen Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für die planerische Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen als Alternative zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen beschrieben und daraus die erforderlichen Anforderungen an die Modellbildung und Analyseverfahren abgeleitet.

3.2.1 Zustandsgrößen und Grenzwerte

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Normalbetrieb dient der Einhaltung der Spannungsgrenzen und der thermischen Belastungsgrenzen für Betriebsmittel, so dass die Knotenspannungen und die Zweigströme die relevanten Zustandsgrößen für die weitere Betrachtung darstellen.

3.2.1.1 Spannungshaltung

Die Anforderungen an die Spannungsqualität in öffentlichen Energieversorgungsnetzen werden in der DIN EN 50160 festgelegt. Diese sieht für die Mittelspannungsebene ein zulässiges Spannungsband um die Netznennspannung von $U_n \pm 10\%$ vor². Durch das anzuwendende Prüfverfahren gilt dieses Kriterium als erfüllt, wenn 99 % der 10-Minuten-Mittelwerte eines Wochenintervalls innerhalb der Grenzen von $U_n \pm 10\%$ liegen und kein Wert $U_n \pm 15\%$ überschreitet [81].

Da sich in Mittelspannungsnetzen in den seltensten Fällen ausschließlich Kundenanlagen befinden, müssen aufgrund des zumeist starren Übersetzungsverhältnisses der Ortsnetztransformatoren (Transformatoren zwischen MS- und NS-Ebene) auch die Grenzwerte für die Niederspannungsebene berücksichtigt werden. In der NS-Ebene soll die Versorgungsspannung ebenfalls innerhalb von $U_n \pm 10\%$ liegen. Damit diese Anforderung erfüllt wird, muss das zur Verfügung stehende Spannungsband auf die MS- und NS-Ebene aufgeteilt werden. Die Richtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) für Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz [82] und die Anwendungsregel des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) für Niederspannungsanlagen (VDE-AR-N4105) [83] liefern anerkannte Richtwerte für die Aufteilung hinsichtlich der oberen Spannungsgrenze während des Planungsprozesses. Darüber hinaus wird ein Teilbereich des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes durch das Toleranzband des HS/MS-Stufenschalters und den Spannungsfall über dem Ortsnetztransformator benötigt. Die Aufteilung des Spannungsbandes auf die Netzebenen unterliegt der planerischen Freiheit des Netzbetreibers, solange die geforderten Werte aus der DIN EN 50160 eingehalten werden. Abbildung 13 zeigt exemplarisch eine Möglichkeit zur

² DIN EN 50160 definiert das zulässige Spannungsband in der Mittelspannung eigentlich für die vereinbarte Versorgungsspannung U_c . Im Normalbetrieb und ohne gesonderte Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und den Netznutzern entspricht die vereinbarte Versorgungsspannung jedoch der Netznennspannung U_n .

planerischen Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes auf die MS- und NS-Ebene unter Berücksichtigung der zuvor genannten Aspekte. Der Sollwert des Spannungsreglers an der Sekundärseite des HS/MS-Transformators beträgt $U_{soll} = 102,5 \% \cdot U_n$ mit einer Regeltoleranz von $U_n \pm 1,5 \%$. Das restliche Spannungsband wird entsprechend der angegebenen Werte auf die einzelnen Netzbereiche verteilt, so dass insgesamt die Grenzen nach DIN EN 50160 nicht überschritten werden.

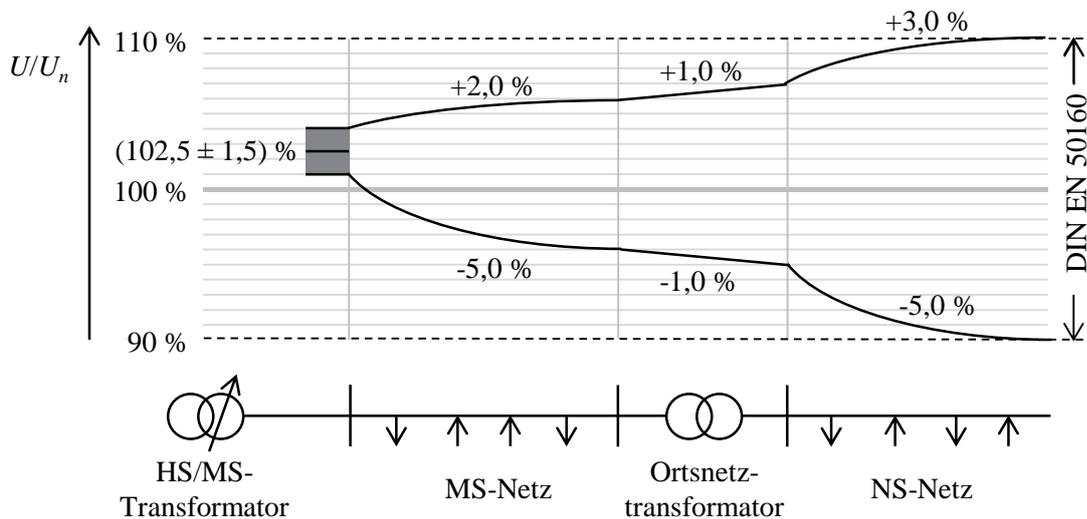


Abbildung 13: Exemplarische MS/NS-Spannungsbandaufteilung (in Anlehnung an [26])

Die Möglichkeit zur aktiven Beeinflussung der Netzspannung im Rahmen der Netzbetriebsführung ist in den meisten heutigen Mittel- und Niederspannungsnetzen nur durch den Stufensteller am HS/MS-Transformator gegeben. Dem Netzbetreiber stehen aber auch zunehmend innovative Technologien und Ansätze zur Beeinflussung der Netzspannung zur Verfügung (z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren oder die Blindleistungsregelung am Wechselrichter von DEA) [27][84]. Eine weitere Option ergibt sich durch die Netzzustandsüberwachung und die gezielte Beeinflussung des Wirkleistungsbezugs bzw. der Wirkleistungseinspeisung von Flexibilitätsoptionen.

3.2.1.2 Betriebsmittelbelastbarkeit

Das zweite wesentliche Auslegungskriterium im Rahmen der Netzplanung stellt die Strombelastbarkeit der Betriebsmittel dar. Eine dauerhafte bzw. häufige Überschreitung des thermischen Grenzstroms beschleunigt das Alterungsverhalten der Betriebsmittel und kann letztendlich zu schädigungsbedingten Ausfällen führen [85]. Als Betriebsmittel werden hierbei sämtliche Elemente der Primärtechnik (Transformatoren, Schaltanlagen, Kabel etc.) verstanden. Die Belastungsgrenzen sind abhängig vom Betriebsmitteltyp und den Bemessungskenngrößen (Bemessungsleistung S_r , Bemessungsstromstärke I_r etc.) und werden in spezifischen Produktdatenblättern und Normen beschrieben. DIN VDE 02760-1000 liefert beispielsweise die

Strombelastbarkeit für verschiedene Starkstromkabel [86]. Des Weiteren werden Umrechnungsfaktoren für Abweichungen von den Normbedingungen (z. B. Umgebungstemperatur, Bodenbeschaffenheit, Belastungsgrad etc.) angegeben.

3.2.1.3 Beeinflussung der Zustandsgrößen durch Flexibilität

Die Zustandsgrößen des Netzes lassen sich durch Leistungsänderungen an den Entnahme- und Einspeiseknoten direkt beeinflussen. Die Auswirkungen von Wirk- oder Blindleistungsänderung an einem Netzknoten auf die übrigen Knotenspannungen und die Betriebsmittelauslastungen im Netz sind neben der absoluten Höhe der Leistungsänderung auch abhängig von der Netzimpedanz. Weithin ist der Wirkungsbereich, praktisch betrachtet, räumlich beschränkt. Die Sammelschienenspannung im Umspannwerk kann durch die Regelung des Stufenstellers als nahezu konstant angenommen werden. Dadurch lässt sich für unvermaschte Netzstrukturen bzw. offenbetriebene MS-Halbringe in erster Näherung davon ausgehen, dass eine Flexibilitätsoption maximal Spannungsbandverletzungen innerhalb des Anschlussstranges beeinflussen kann. Auch bei Leitungsüberlastungen muss der NVP der Flexibilitätsoption geeignet gelegen sein, um einen Einfluss auf den Netzengpass zu haben. Im Falle von Transformatorüberlastungen im Umspannwerk besteht für alle über diesen Transformator versorgten Flexibilitätsoptionen die prinzipielle Möglichkeit der Beeinflussung. Grenzwertverletzungen im Netzgebiet können je nach Ort und Art somit nur durch eine eingeschränkte Anzahl von Flexibilitätsoptionen beeinflusst werden. Die Höhe des Einflusses wird auch als Sensitivität bezeichnet [87].

3.2.2 Problemidentifikation

3.2.2.1 Konventionelle Netzberechnung

Die Prüfung der Spannungsgrenzen nach DIN EN 50160 erfolgt in der konventionellen Netzplanung mit Hilfe von Leistungsflussberechnungen für die Worst-Case-Betriebspunkte. Es werden der Starklastfall und der maximale Einspeisefall überprüft [26]:

- Für den Starklastfall wird die maximale Last je Netzknoten (unter Berücksichtigung spezifischer Gleichzeitigkeitsfaktoren des Netzbetreibers) bei minimaler Einspeisung angenommen. Die Spannung am Transformator wird dabei auf den geringstmöglichen Wert im Rahmen der Regeltoleranz des Stufenschalters gesetzt.
- Der maximale Einspeisefall ist entsprechend durch die maximale Einspeisung je Netzknoten bei minimaler Last gekennzeichnet. Die Spannung am Transformator wird dabei auf den größtmöglichen Wert im Rahmen der Regeltoleranz des Stufenschalters gesetzt.

Werden im Rahmen der Netzberechnung Grenzwertverletzungen festgestellt, werden diese durch entsprechende Ausbaumaßnahmen behoben. Durch die Auslegung des Netzes für die Worst-

Case-Betriebspunkte werden alle dazwischenliegenden Betriebspunkte abgedeckt und eine Überwachung des Netzzustands ist nicht erforderlich. Es liegen jedoch oftmals umfangreiche Betriebsreserven vor, da die auslegungsrelevanten Extremfälle im Normalbetrieb nicht erreicht werden. Auf Basis von Erfahrungswerten und Literaturangaben, werden zusätzliche Skalierungsfaktoren verwendet, um unnötige Überdimensionierungen zu vermeiden [26].

Die Überprüfung der zulässigen Betriebsmittelauslastungen im Rahmen der konventionellen Netzplanung erfolgt analog zur Prüfung der Spannungsgrenzen mit Hilfe von Leistungsflussrechnungen für die Worst-Case-Betriebspunkte. Im Rahmen der Mittelspannungsplanung ist die Betriebsmittelauslastung auch für den ($n-1$)-Fall zu prüfen. Je nach individuellen Planungs- und Betriebsgrundsätzen des Netzbetreibers werden hierbei temporäre Überlastungen einzelner Betriebsmittel (z. B. $I/I_r < 120\%$) für die auslegungsrelevanten Belastungssituationen toleriert, da kurzzeitige Überlastungen nur geringe Auswirkungen auf die Lebensdauer des Betriebsmittels haben [88]. Die Eintrittswahrscheinlichkeit der auslegungsrelevanten Belastungssituation bei gleichzeitigem ($n-1$)-Fall ist relativ gering und eine kurzzeitige Überlastung ruft in der Regel keinen unmittelbaren Schaden hervor. Es handelt sich hierbei um eine unternehmensspezifische Risikoabwägung.

In der praktischen Umsetzung wird für offen-betriebene Mittelspannungsringe die auslegungsrelevante Belastungsgrenze im Normalbetrieb für den Starklastfall auf $I/I_r < 60\%$ reduziert. Eine ($n-1$)-sichere Auslegung für den maximalen Einspeisefall ist nicht erforderlich, da im Fehlerfall die Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden dürfen. Die zulässige Kabelauslastung wird entsprechend mit $I/I_r < 100\%$ angenommen. [26]

Der Einsatz von netzdienlichen Flexibilitätsoptionen mit Hilfe von Smart-Grid-Systemen eröffnet gegenüber der konventionellen Auslegung der Netze neue Möglichkeiten. Durch die Fähigkeit den Netzzustand permanent zu überwachen und durch geeignete Aktoren in kritischen Situationen darauf einzuwirken, kann die Sicherheitsreserve der Worst-Case-Planung reduziert und das Netz dadurch effizienter ausgelastet werden. Die Auslegung kann dann auf ein definiertes Niveau von Regelungseingriffen erfolgen (z. B. Abregelung von maximal 3 % der Jahresenergie im Falle des Einspeisemanagements).

Hinsichtlich der technischen Bewertung einer Lösungsoption stellt dies jedoch eine ganz neue Herausforderung dar. Es sind geeignete Eingangsdaten und Analysemethoden erforderlich, die es ermöglichen, die netzdienlichen Flexibilitätseinsätze hinsichtlich ihrer Verlässlichkeit und Häufigkeit zu bewerten. Im Vergleich zur konventionellen Netzplanung spielt hier insbesondere die zeitliche Dimension der Leistungsflüsse im Netz eine Rolle. Die Flexibilität von Lasten, Speichern und Erzeugungsanlagen unterliegt oftmals intertemporalen Abhängigkeiten (z. B.

Speicherfüllstände), so dass eine Betrachtung von einzelnen Netznutzungssituationen nicht ausreichend ist. Ein entsprechender Lösungsansatz ist die zeitreihenbasierte Netzberechnung, welcher im Rahmen dieser Arbeit verfolgt wird.

3.2.2.2 Zeitreihenbasierte Netzberechnung

Als zeitreihenbasierte Netzberechnung wird eine Folge von stationären Leistungsflussberechnungen für einen gewissen Zeitraum (z. B. Tag, Woche, Jahr) mit einer definierten zeitlichen Auflösung (z. B. viertelstündlich, stündlich etc.) bezeichnet. Eine grundsätzliche Herausforderung für die zeitreihenbasierte Netzberechnung liegt in der Zusammenstellung geeigneter und realitätsnaher Eingangsdaten. In der Regel verfügen Netzbetreiber aktuell über folgende Messwerte bzw. Messzeitreihen:

- Messzeitreihen der Transformatoren und Abgangsfelder im Umspannwerk (P , Q oder I)
- RLM-Messungen von Gewerbe- und Industriekunden
- RLM-Messungen von (leistungsstarken) dezentralen Erzeugungsanlagen
- Schleppeizerwerte der Ortsnetzstationen

Knotenscharfe Wirk- und Blindleistungszeitreihen, wie sie für die zeitreihenbasierte Netzberechnung benötigt werden, liegen somit im Normalfall nicht vor, sondern müssen synthetisch generiert werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Kombination aus synthetischen und gemessenen Zeitreihen verwendet. Die Einspeisezeitreihen für Windenergie-, Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse- und KWK-Anlagen basieren auf realen Messdaten, die entsprechend der Bemessungsleistung skaliert werden. Die Lastzeitreihen der Gewerbe- und Industriekunden lassen sich ebenfalls direkt aus den Messwerten ableiten. Schwieriger gestaltet sich die Synthese von Lastzeitreihen für nicht RLM-Kunden bzw. für den aggregierten Lastverlauf der einzelnen Ortsnetze.

Ein energiewirtschaftlicher Ansatz zur Erzeugung synthetischer Lastprofile für Lasten ohne registrierende Lastgangmessung (RLM) sind Standardlastprofile (SLP). SLP werden für Bilanzierungszwecke genutzt und bilden ein durchschnittliches Jahreslastprofil in viertelstündiger Auflösung von unterschiedlichen Verbrauchergruppen (Haushalte, Gewerbebetriebe, Landwirtschaft etc.) nach. Die heute üblicherweise verwendeten SLP basieren auf einer Arbeit für den Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) [89] und werden oftmals unternehmens-, technologie- und regionsspezifisch angepasst und erweitert. Da die SLP auf statistischen Daten basieren, steigt die Güte mit der Anzahl der betrachteten Kunden. Um SLP auch für die zeitreihenbasierte Netzberechnung von Mittelspannungsnetzen zu verwenden, muss geprüft werden, inwiefern sich dadurch realitätsnahe Lastverläufe ergeben.

Hierfür wurde für ein reales Mittelspannungsnetz ein Vergleich zwischen einem synthetischen Summenprofil, bestehend aus allen RLM-Messungen und ausgerollten SLP-Profilen innerhalb

eines Umspannwerkbezirks, und den Messwerten im Umspannwerk (UW) durchgeführt. Als Datengrundlage dienen 119 RLM-Lastzeitreihen, 15 RLM-Einspeisezeitreihen sowie die Zuordnung von 12.330 SLP-Zählpunkten zu den Mittelspannungsknoten inklusive der Jahresenergien je Profiltyp, um diese entsprechend ausrollen zu können. Es werden die auf [89] basierenden SLP des örtlichen Netzbetreibers verwendet. Von der gesamten Jahresenergie der SLP-Kunden in Höhe von 43,7 GWh entfallen 64 % auf das Haushaltsprofil (H0), 18 % auf Gewerbeprofile (G0-G6), 13 % auf Speicherheizungsprofile (SP1, SP2), 3 % auf Landwirtschaftsprofile (L0-L2) sowie 2 % auf Sonstige (B0, P0).

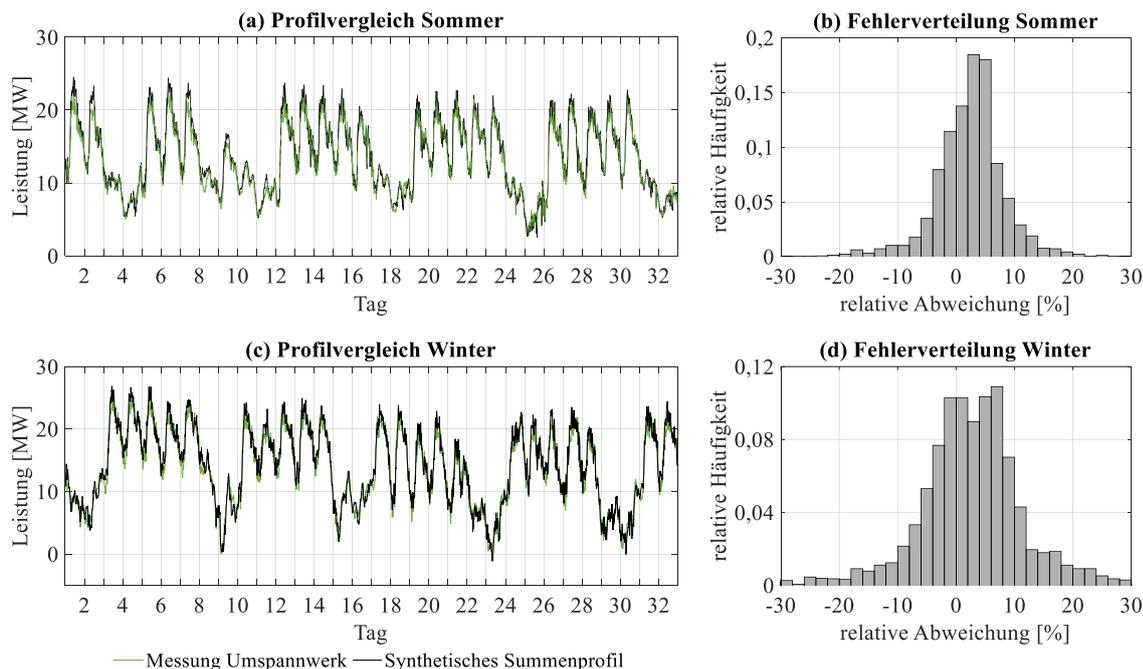


Abbildung 14: Vergleich zwischen Messwerten und synthetischen Profilen: (a) Profilvergleich eines Sommermonats, (b) Fehlerverteilung im Sommermonat, (c) Profilvergleich eines Wintermonats, (d) Fehlerverteilung im Wintermonat

Abbildung 14 zeigt den Vergleich des synthetisch generierten Summenprofils für den UW-Bezirk mit der Messung im UW jeweils für einen Sommermonat (a) und einen Wintermonat (c). Des Weiteren wird die relative Abweichung zwischen den Messwerten und dem synthetischen Profil während dieser Zeiträume dargestellt (b, d). Die relativen Abweichungen im Wintermonat fallen etwas höher als im Sommermonat aus, da mehr Leistungswerte im Bereich des Nullpunkts auftreten und somit auch kleinere absolute Abweichungen einen höheren relativen Fehler verursachen. In Anbetracht der Tatsache, dass Netzverluste in diesem Vergleich noch nicht berücksichtigt sind und ungemessene PV-Anlagen durch ein gemeinsames Referenzprofil angenähert wurden, lässt sich bereits eine sehr gute Übereinstimmung der Verläufe feststellen. Die relativen Abweichungen sind in erster Näherung normalverteilt und liegen überwiegend zwischen $\pm 10\%$.

Im Rahmen der zeitreihenbasierten Netzberechnung lassen sich somit durch die Kombination aus entsprechend skalierten Messzeitreihen und Standardlastprofilen realitätsnahe Leistungsflusssituationen generieren. Zukünftig können diese synthetischen Profile durch die Einbeziehung zusätzlicher Smart-Meter-Daten weiter verbessert werden.

3.2.3 Technische Voraussetzungen

3.2.3.1 Netzzustandsüberwachung

Eine technische Grundvoraussetzung für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen in innovativen Netzbetriebskonzepten ist die Kenntnis über den aktuellen Netzzustand und die Möglichkeit auf dessen Basis Steuerungs- und Regelungsbefehle an die Flexibilitätsoptionen zu senden. Für die Beobachtbarkeit der Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen „unterhalb“ des HS/MS-Umspannwerkes bestand aufgrund der konventionellen planerischen Dimensionierung bisher kein Bedarf, da dabei stets eine ausreichende Betriebsreserve eingeplant wurde. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien wurde die Entwicklung dezentraler Netzautomatisierungssysteme vorangetrieben, so dass marktreife Produkte inzwischen zur Verfügung stehen und zunehmend eingesetzt werden [90].

Um Betriebskonzepte mit dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen umzusetzen, ist es erforderlich, die Netze zu ertüchtigen. Bereits vorhandene sowie ggf. zusätzliche Sensoren müssen durch eine geeignete Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) in eine zentrale Steuerungseinheit eingebunden werden. Die Fernsteuerbarkeit von DEA ist bereits ab einer Leistung von 100 kW nachzuweisen [40]. Zur Einbindung weiterer Flexibilitätsoptionen ist gegebenenfalls noch die Installation zusätzlicher Aktorik (ergänzende Hardware zum Empfang und zur Umsetzung der Regelungsbefehle) nötig.

Heutige Smart-Grid-Systeme basieren auf unterschiedlichen Mess-, Berechnungs-, Steuerungs- und Kommunikationskonzepten. Die Weiterentwicklung der technischen Systeme ist nicht Gegenstand der Arbeit. Vielmehr wird vorausgesetzt, dass die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im MS-Netz technisch umsetzbar ist.

3.2.3.2 Netzzustandsprognose

Die Entwicklung bisheriger Smart-Grid-Systeme zielte insbesondere auf das Einspeisemanagement von DEA ab. Da die kurzzeitige Abregelung von einzelnen Photovoltaik- oder Windenergieanlagen in der Regel keinen signifikanten Einfluss auf weitere Prozesse oder Kundenanforderungen hat, erfolgen die Eingriffe auf Basis des aktuellen Netzzustandes. Um weitere Flexibilitätsoptionen für den netzdienlichen Einsatz integrieren zu können, wird es jedoch ggf. erforderlich, den Bedarf an Flexibilität mit zeitlichem Vorlauf an den Anlagenbetreiber zu

melden, damit dieser seine Prozessabläufe entsprechend anpassen kann. Hierfür sind Netzzustandsprognosen auf Verteilnetzebene unabdingbar.

Die hierfür erforderlichen Prognosealgorithmen für Mittel- und Niederspannungsnetze sind Gegenstand aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Eine Schwierigkeit besteht in der Variabilität des Lastverhaltens von relativ kleinen Aggregationsgruppen (z. B. einer Ortsnetzstation) [91]. Es können jedoch bereits praktikable Ergebnisse für Kurzzeitprognosen über mehrere Stunden erzielt werden [91][92]. Mit fortlaufender Entwicklung kann davon ausgegangen werden, dass Netzzustandsprognosen in ausreichender Genauigkeit zur Verfügung stehen werden. Die grundsätzlichen Betrachtungen in dieser Arbeit erfolgen daher auf Basis der Annahme einer perfekten Prognosegüte.

3.2.4 Wirtschaftliche Voraussetzungen

Um für den Netzbetreiber attraktiv zu sein, muss der Einsatz netzdienlicher Flexibilitätsoptionen einen Kostenvorteil gegenüber den Handlungsalternativen aufweisen. Im Rahmen eines Planungsprozesses werden daher stets mehrere technisch zulässige Planungsvarianten kostengünstig bewertet und verglichen. Neben dem konventionellen Netzausbau sollten auch weitere innovative Technologieoptionen, wie z. B. Einzelstrangregler oder regelbare Ortsnetztransformatoren in den Vergleich aufgenommen werden. Die unterschiedlichen Varianten müssen dann hinsichtlich Ihrer Investitions- und Betriebskosten bewertet werden. Um einen aussagekräftigen Vergleich zu erreichen, müssen die unterschiedlichen mittleren Lebensdauern der einzelnen Komponenten sowie zu erwartende Kostenentwicklungen ebenfalls berücksichtigt werden. Die Kostenbewertung von Handlungsoptionen ist ein integraler Bestandteil der Netzplanung. Aktuelle, durch Netzbetreiber und Hersteller validierte Kostenannahmen für konventionelle und innovative Betriebsmittel werden u. a. in [22] und [26] sowie in Tabelle 11 (Anhang 9.1) aufgeführt.

Ein wichtiger Bestandteil der Betriebskosten hinsichtlich der Bewertung von Flexibilitätsoptionen sind die anfallenden Entschädigungs- bzw. Vergütungszahlungen des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber. Im Rahmen des Einspeisemanagements werden die betroffenen Anlagenbetreiber für die entgangenen Einnahmen entschädigt. Diese Entschädigungszahlungen richten sich nach den Einspeisevergütungen im Rahmen der Förderung durch das EEG und decken die Opportunitätskosten des Anlagenbetreibers. Die praktische Anwendung zur Ermittlung der Ausfallenergie und der dafür zu leistenden Entschädigungszahlungen wird in [93] durch die Bundesnetzagentur spezifiziert. Die Opportunitätskosten setzen sich aus den entgangenen Einnahmen (für die Ausfallenergie) sowie den zusätzlichen Aufwendungen abzüglich der ersparten Aufwendungen zusammen. Zusätzliche und ersparte Aufwendungen sind insbesondere Brennstoffkosten und Bilanzkreisabweichungen durch das Einspeisemanagement. Auch hier sind technologie- und vermarktungsspezifische Unterschiede zu beachten [93].

Der Opportunitätskostenansatz zur Bestimmung der erforderlichen Mindestentschädigung kann auch für weitere Flexibilitätsoptionen (z. B. flexible Lasten oder Speicher) verwendet werden. Im Gegensatz zu DEA kann die Bestimmung dieser Kosten jedoch deutlich komplizierter ausfallen, da beispielsweise die Kosten für die Verschiebung von Produktionsabläufen bewertet werden müssen.

3.2.5 Regulatorische Rahmenbedingungen

Im aktuellen regulatorischen Rahmen für Mittelspannungsnetzbetreiber wird der Einsatz von netzdienlichen Flexibilitätsoptionen nur im Sinne des Einspeisemanagements von EE- und KWK-Anlagen spezifiziert. Ein technologieübergreifender Rechtsrahmen für Betriebskonzepte unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen existiert dagegen nicht [22].

Die rechtliche Grundlage zur Anwendung des Einspeisemanagements als Netzsicherheitsmaßnahme zur Entlastung von Netzengpässen basiert auf § 13 Abs. 2, 3 S. 3 und § 14 Abs. 1 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i. V. m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG [4][40][41]. Auf dieser Basis dürfen EE- und KWK Anlagen abgeregelt werden, falls Netzengpässe nicht durch andere geeignete Maßnahmen (z. B. durch Abregelung konventioneller Kraftwerke) betrieblich behoben werden können. Falls es zu einer Abregelung kommt, müssen die Anlagenbetreiber durch den für den Netzengpass verantwortlichen Netzbetreiber entschädigt werden [93]. Die Berücksichtigung des Einspeisemanagements in der Netzplanung wird durch §11 Abs. 2 EnWG legitimiert [4]. Die maximale Abregelung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen darf bis zu 3 % der Jahresenergie betragen (Spitzenkappung) und muss entschädigt werden. Sofern das Einspeisemanagement erforderlich war und der Netzbetreiber die Maßnahme nicht zu vertreten hat, können die Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung der Netzentgelte angesetzt werden.

Bezüglich lastseitiger Engpässe existiert eine Regelung nach §14a EnWG welche besagt, dass Verteilnetzbetreiber ihren angeschlossenen Niederspannungskunden ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen haben, wenn sie im Gegenzug ein Zugriffsrecht für den netzdienlichen Einsatz von steuerbaren Verbrauchern mit separatem Zählpunkt erhalten [4]. Diese Regelung lässt sich beispielsweise für elektrische Heizsysteme oder Elektrofahrzeuge anwenden. Durch die explizite Einschränkung auf die Niederspannungsebene ist eine Anwendung auf Flexibilitätsoptionen in der Mittelspannungsebene nicht möglich.

Neben den beiden vorgestellten rechtlichen Grundlagen, die die netzdienliche Steuerung von Flexibilitätsoptionen durch den Verteilnetzbetreiber für eingeschränkte Bereiche ermöglichen, existiert eine Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen, die die praktische Umsetzung hemmen (vgl. [22]). Zudem fehlt insbesondere die rechtliche Grundlage, Entschädigungszahlungen oder Vergütungen für eine Flexibilitätsdienstleistung auch an Betreiber von Speichern und flexiblen Lasten zu zahlen [37].

Des Weiteren fehlen die betriebswirtschaftlichen Anreize für Netzbetreiber den Einsatz der erforderlichen Netzautomatisierungssysteme zu forcieren, da sich die Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber nach dem Sachanlagevermögen der betriebsnotwendigen Anlagen richtet [94]. Hier entstehen in der Regel Vorteile für konventionelle Netzausbaumaßnahmen, gegenüber dem Einsatz von Automatisierungstechnik zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen mit einem geringeren Investitionskostenanteil [95].

3.3 Anforderungen an die Modellbildung

Die Analyse der Rahmenbedingungen aus den unterschiedlichen Perspektiven zeigt, dass für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen zurzeit kein klar definierter Ordnungsrahmen existiert. Vielmehr ist es erforderlich, die Interdependenzen zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern bei der Umsetzung von netzdienlichen Flexibilitätskonzepten zu analysieren und daraus Implikationen für die zielführende Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen abzuleiten.

Als Kernelement der Untersuchung wird ein Modell zur Simulation des Betriebsverhaltens von Flexibilitätsoptionen und deren Auswirkungen auf das Netz unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen und Anwendungsfälle benötigt. Aus physikalischer Sicht bilden alle Anlagen in einem Netzgebiet und das Netz selbst ein Gesamtsystem, in dem jede Leistungsänderung einer Anlage einen unmittelbaren Einfluss auf die Netzzustandsgrößen im Netzgebiet hat. Der Betrachtungsbereich lässt sich zwar räumlich sinnvoll einschränken, aber die grundsätzlichen, direkten Abhängigkeiten bleiben bestehen. Die physikalischen Gegebenheiten legen daher eine geschlossene Systemmodellierung nahe, die entsprechende Wechselwirkungen inhärent abbildet und einzelne Anlagen hinsichtlich eines Gesamtoptimums berücksichtigt.

Der energiewirtschaftliche Rahmen spricht allerdings gegen einen solchen Ansatz. Während jede Kundenanlage seit jeher andere Ziele als der Netzbetreiber verfolgt, gilt dies spätestens seit der Entflechtung von integrierten Energieversorgungsunternehmen auch für Erzeugungsanlagen. Eine eindeutige, übergreifende Zielfunktion von Anlagen- und Netzbetreibern existiert somit nicht. Stattdessen kann postuliert werden, dass sowohl Netzbetreiber als auch Anlagenbetreiber bestrebt sind, ihre Betriebsweise innerhalb der jeweils an den Schnittstellen vereinbarten Nebenbedingungen zu optimieren.

Die Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die Abbildung der unterschiedlichen Zielfunktionen von Anlagen- und Netzbetreibern spielt bei der Analyse der Interdependenzen eine wichtigere Rolle als die Bestimmung eines theoretischen Optimums durch die detaillierte Modellierung der physikalischen Zusammenhänge. Hieraus leitet sich die Wahl einer getrennten Modellierung und Optimierung von Anlagen und Netz ab, die über definierte Schnittstellenparameter miteinander gekoppelt werden müssen. (vgl. Abbildung 15).

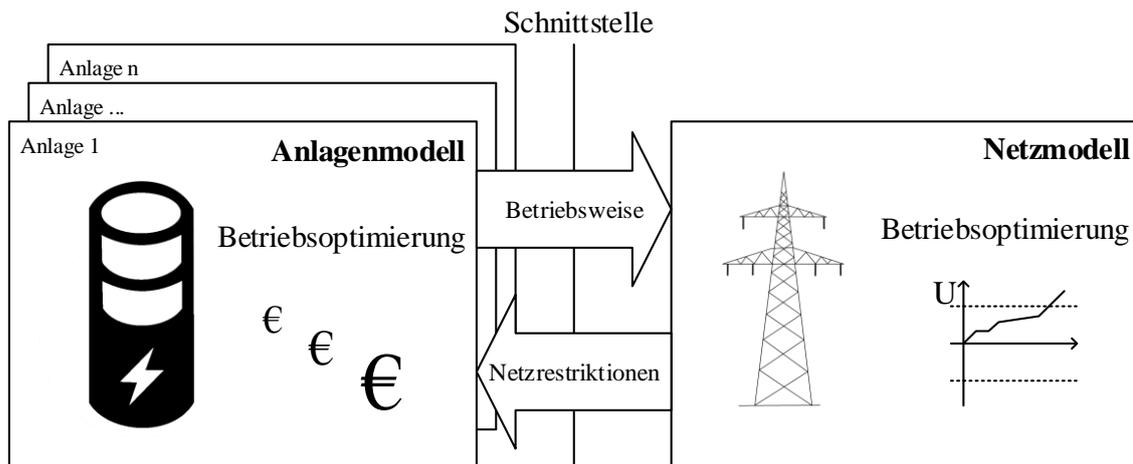


Abbildung 15: Aufteilung in getrennte Modelle

Neben der Wahl des grundsätzlichen Modellaufbaus, lassen sich aus den beschriebenen Rahmenbedingungen weitere Anforderungen an das Anlagenmodell, das Netzmodell und das Zusammenspiel der Modelle ableiten. Unter anderem muss die Schnittstelle zwischen den Modellen so ausgestaltet werden, dass es sowohl möglich ist die Betriebsweise der Anlagen in der Netzberechnung zu berücksichtigen, als auch ggf. vorhandene Netzrestriktionen in der Anlagenoptimierung. Die Anforderungen werden nachfolgend zusammengefasst.

3.3.1 Anforderungen Anlagenmodell

Das Anlagenmodell muss mindestens die nachfolgend aufgeführten Anforderungen erfüllen:

- Um die unterschiedlichen Technologien aus dem Bereich der Erzeugungsanlagen, der Speicher und der flexiblen Lasten möglichst mit einem einheitlichen Modell abzubilden, ist es erforderlich, die Detailtiefe der Modellierung durch geeignete Vereinfachungen auf die wesentlichen Parameter zu beschränken (Leistungsgrenzen, Füllstände etc.).
- Innerhalb einer Anlage können Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zwischen einzelnen Flexibilitätsoptionen und nicht-flexiblen Aggregaten bzw. Prozessen vorliegen. Neben dem Stromsektor können diese auch die Sektoren Wärme und Gas betreffen. Das Modell muss daher sektorenübergreifende Aspekte berücksichtigen können.
- Das Modell sollte modular aufgebaut sein, um eine Verschaltung von verschiedenen Flexibilitätsoptionen auf einer Anlage abbilden zu können.
- Das Modell muss eine betriebswirtschaftliche Optimierung der Flexibilitätsoptionen über frei parametrierbare Zeiträume an der Schnittstelle zur öffentlichen Versorgung ermöglichen. Darüber hinaus muss die Möglichkeit bestehen, einzelne Kosten- und Erlösbestandteile auch Teilbereichen der Anlage zuzuordnen (z. B. wird die EEG-Umlage auch teilweise für die Eigenversorgung erhoben und nicht nur auf den Bezug am Netzverknüpfungspunkt). Es müssen dabei sowohl mengenbasierte Arbeitspreise als auch Leistungspreise in der Optimierungsfunktion abbildbar sein.

3.3.2 Anforderungen Netzmodell

Das Netzmodell muss mindestens die nachfolgend aufgeführten Anforderungen erfüllen:

- Es muss frei und schnell parametrierbar sein. Die Berechnungsalgorithmen müssen für alle Nennspannungen und Netztopologien der Mittelspannungsebene geeignet sein.
- Die Berechnung der stationären Netzzustände muss über längere Zeiträume und nicht nur über einzelne Zeitpunkte möglich sein (zeitreihenbasierte Netzberechnung).
- Sowohl Spannungsbandverletzungen als auch Betriebsmittelauslastungen müssen in entsprechende Flexibilitätsbedarfe (erforderliche Wirkleistungsänderungen) an den Netzverknüpfungspunkten der Flexibilitätsoptionen umgerechnet werden können.
- Es muss möglich sein, sowohl singuläre als auch multiple Flexibilitätsoptionen sowie deren Sensitivität auf die Netzprobleme berücksichtigen zu können.

3.3.3 Methodische Anforderungen

Neben den Anforderungen an die Teilmodelle, lassen sich auch weitere Anforderungen für die Gesamtmethode ableiten:

- Beim Zusammenspiel der Modelle muss beachtet werden, dass die Deckung eines Flexibilitätsbedarfs nicht nur zu einer zeitlichen Verschiebung der Grenzwertverletzung innerhalb des Betrachtungszeitraumes führt, sondern das Netzproblem durch den Einsatz der Flexibilitätsoptionen insgesamt gelöst wird. Falls keine ausreichende Flexibilität zur Verfügung steht, muss die Berechnung dennoch konvergieren und die zusätzlich erforderliche Flexibilität ausweisen.
- Die zeitliche Auflösung sollte in beiden Modellen frei parametrierbar sein. Als gemeinsame Auflösung in Bezug auf Netz- und Marktdaten bietet sich insbesondere eine viertelstündliche Auflösung an.
- Die Ergebnisse der Betriebssimulationen durch das Anlagen- und das Netzmodell müssen geeignet in die nachgelagerten Bewertungsmodelle für den technischen und wirtschaftlichen Vergleich mit den Handlungsalternativen eingebettet werden. So sollte es beispielsweise möglich sein, die Opportunitätskosten einer Anlage für die Erbringung von netzdienlicher Flexibilität bestimmen zu können, um diese mit den Kosten für die Abregelung von EE-Anlagen vergleichen zu können.

4 Modelle und Methoden

Die Analyse der Rahmenbedingungen für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen und den daraus abgeleiteten Anforderungen an die Modellbildung zeigen, dass es sinnvoll ist, das Netz und die Anlagen mit Flexibilitätsoptionen in getrennten Modellen abzubilden. Dabei muss es sowohl möglich sein, jedes Modell für entkoppelte Analysen individuell benutzen zu können, als auch entsprechende Schnittstellen vorzusehen, um die Wechselwirkungen zwischen den Anlagen und dem Netz gesamtheitlich bewerten zu können.

In den nachfolgenden Abschnitten wird zunächst ein generisches Anlagenmodell mit den dazugehörigen Optimierungsmethoden vorgestellt. Anschließend werden das Netzmodell und die Netzberechnungsmethoden beschrieben. Die beiden Modelle stellen die Kernelemente der Untersuchung dar. Abschließend wird die Einbettung beider Modelle in die Gesamtmethode zur Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen vorgestellt. Neben der Verknüpfung beider Modelle umfasst diese sowohl vorbereitende Schritte zur Parametrierung der Modelle als auch nachbereitende Schritte zur Ergebnisbewertung.

4.1 Anlagenmodellierung und -optimierung

Der grundsätzliche Ablauf zur Modellierung der Anlagen und zur Bestimmung des betriebswirtschaftlich optimalen Einsatzes der vorhandenen Flexibilitätsoptionen lässt sich in drei Hauptaufgaben gliedern (siehe Abbildung 16).



Abbildung 16: Ablauf der Anlagenmodellierung und Optimierung

Die Zusammenstellung der erforderlichen Daten und die Analyse der Rahmenbedingungen für die relevanten Anlagen wurde bereits in Abschnitt 3.1 beschrieben. Auf Basis der ausgearbeiteten Rahmenbedingungen und Anforderungen erfolgt die Modellbildung, deren zentralen Aspekte in diesem Abschnitt vorgestellt werden. Anschließend wird auf die Formulierung und die Lösung des Optimierungsproblems eingegangen. Die Ergebnisanalyse erfolgt dann für konkrete Anlagen in Kapitel 5 im Zusammenspiel mit den netzseitigen Restriktionen.

Ein wesentliches Ziel bei der Modellierung der Anlagen ist es, unterschiedliche Technologien durch gezielte Vereinfachungen und Linearisierungen mit einem generischen Modellierungsansatz abbilden zu können, um somit den Modellierungsaufwand insgesamt zu reduzieren. Gleichzeitig müssen alle relevanten Restriktionen für die Analyse der Flexibilität ausreichende Berücksichtigung finden.

4.1.1 Power Nodes Modeling Framework

Die Modellierung der Anlagen erfolgt auf Basis des Power Nodes Modeling Framework, das erstmals in [36] vorgestellt wurde. Die Idee des Modellierungsrahmens ist es, die physikalischen Zusammenhänge unterschiedlicher Technologien soweit zu abstrahieren, dass sich verschiedene Anlagen eines Energieversorgungssystems mit ihren jeweiligen technischen und betrieblichen Restriktionen durch die unterschiedliche Parametrierung eines einheitlichen Modells (dem sogenannten Power Node) abbilden lassen [36]. Durch die Abbildung der Regelbarkeit einzelner relevanter Stellgrößen und der wesentlichen Randbedingungen wie z. B. Speicherfüllstände, Verluste und externe Einflüsse eignet sich dieses Modell insbesondere auch zur Analyse der betrieblichen Freiheitsgrade und somit der Flexibilität von Anlagen [68][69].

Der Power Node Ansatz bildet eine Zwischenebene zwischen den externen (Umwelt-)Prozessen der Energiebereitstellung bzw. des Energiebedarfs und der Interaktion mit dem Netz. Die Energiezufuhr kann beispielsweise Solarstrahlung oder Windenergie sein, aber auch die Bereitstellung von festen, flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen. Gleichmaßen kann der Energiebedarf für unterschiedliche Energieformen definiert werden. Alle Aspekte der Energiespeicherung, der Energiewandlung und der dabei entstehenden Verluste werden in der zentralen Modelldomäne, dem Power Node abgebildet (vgl. Abbildung 17).

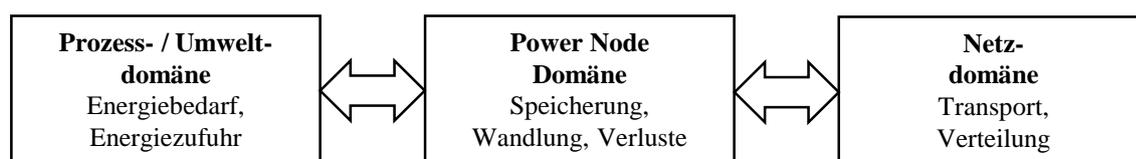


Abbildung 17: Modelldomänen des Power Node Ansatzes

Der Energieaustausch zwischen der Power Node Domäne und der Netzdomäne ist im Basismodell nur für das Stromnetz vorgesehen. Zur Berücksichtigung von sektorenkoppelnden Technologien und den Restriktionen des leitungsgebundenen Austausches von Gas und Wärme mit den jeweiligen Netzen, muss das Basismodell jedoch um zusätzliche Schnittstellen zu Netzen anderer Sektoren erweitert werden. Die Grundlagen des ursprünglichen Power Nodes Modeling Framework werden umfassend in der genannten Literatur beschrieben. Die weitere Beschreibung erfolgt daher direkt inklusive der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellerweiterungen.

4.1.2 Erweitertes Power Node Modell

Die Modellierung einer Anlage erfolgt durch einen oder mehrere erweiterte Power Nodes (EPN). Der Modellaufbau wird zunächst für einen einzelnen EPN beschrieben, anschließend wird auf die Verknüpfung mehrerer EPN eingegangen. Die verwendeten Formelzeichen heben den generischen Ansatz des Modells hervor, in der Regel handelt es sich hierbei um Energiegrößen bzw. Leistungsgrößen. Im Sinne der Nachvollziehbarkeit werden die Formelzeichen der einzelnen Parameter aus [36] größtenteils übernommen.

Abbildung 18 zeigt die Darstellung eines einzelnen EPN l aus der Menge aller EPN L mit der eine Anlage modelliert wird und dessen Austauschparameter mit der Prozess-/Umwelt domäne sowie der Netzdomäne (Sammelschienen). Der allgemeine EPN wird durch seine Speicherkapazität C_l und den normierten Füllstand x_l charakterisiert. An der Schnittstelle zur Prozess-/Umwelt domäne beschreibt der Parameter ξ_l die Energiezufuhr ($\xi_l > 0$) bzw. den Energiebedarf ($\xi_l < 0$). Falls die zugeführte Energie nicht aufgenommen werden kann oder soll, besteht die Möglichkeit der Abregelung ($w_l > 0$). Falls ein Energiebedarf nicht gedeckt werden kann oder soll gilt Entsprechendes ($w_l < 0$). Die internen Verluste des Speichers (z. B. durch Selbstentladung) werden durch den Parameter v_l beschrieben und sind stets positiv definiert ($v_l \geq 0$). [36]

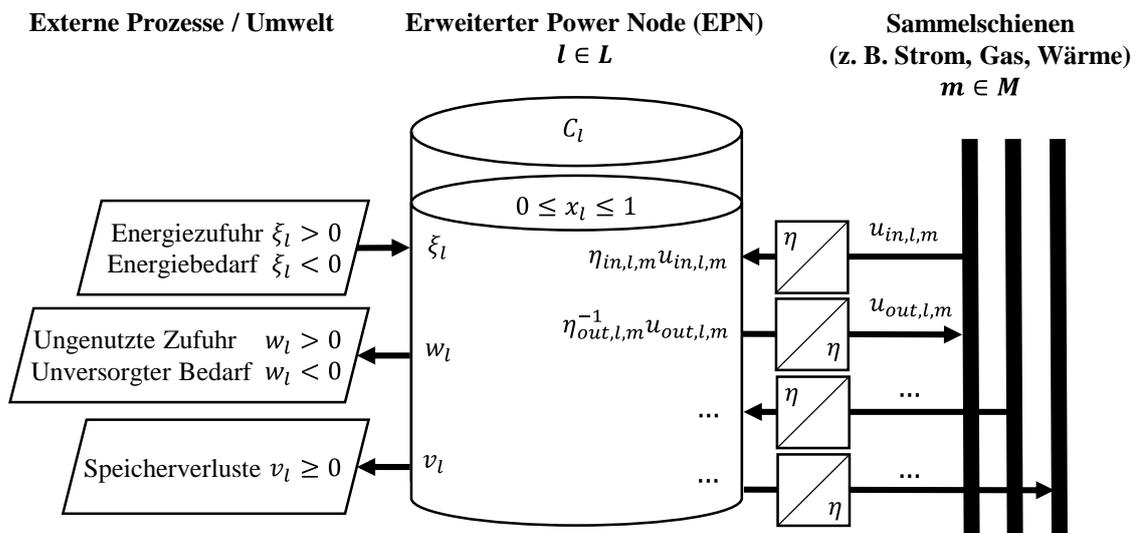


Abbildung 18: Erweitertes Power Node Modell (Darstellung in Anlehnung an [36])

In der Netzdomäne können als Erweiterung des Basismodells $m \in M$ Sammelschienen für die unterschiedlichen Sektoren (z. B. Strom, Gas und Wärme) oder auch für mehrere Anschlüsse des gleichen Sektors (z. B. Strom 1, Strom 2) definiert werden. Auf Basis der ersten Variante lassen sich beispielsweise die gleichzeitige Strom- und Wärmeauskopplung von KWK-Anlagen abbilden. Die zweite Variante ist insbesondere für die eine spätere, differenzierte Zuordnung von Preiskomponenten auf unterschiedlichen Austauschpfaden relevant (z. B. reduzierte EEG-Umlage auf Eigenversorgung vs. keine EEG-Umlage auf Netzeinspeisung).

Der Energieaustausch mit der Netzdomäne erfolgt über die Parameter $u_{in,l,m}$ (Bezug aus dem Netz) und $u_{out,l,m}$ (Einspeisung in das Netz). Die Wirkungsgrade und somit die Verluste bei den Wandlungsprozessen werden durch die entsprechende Produktbildung mit $\eta_{in,l,m}$ und $\eta_{out,l,m}$ erfasst. An dieser Stelle ist es wichtig festzuhalten, dass die Verbindungen eines einzelnen EPN zu den Sammelschienen nicht gleichbedeutend mit den Netzverknüpfungspunkten zu den öffentlichen Netzen (Strom, Gas, Wärme) sein müssen, sondern grundsätzlich auch anlageninterne Verknüpfungspunkte sein können. Die Verbindung zum öffentlichen Netz wird dann durch die Verschaltung mit weiteren EPN hergestellt (siehe Abschnitt 4.1.3).

Die mathematische Beschreibung des EPN erfolgt durch seine Energiebilanzgleichung und einige allgemeine Nebenbedingungen. Die Energiebilanzgleichung (4.1) setzt sich aus der Füllstandsänderung innerhalb des EPN sowie der vorzeichenrichtigen Summe aller Energieflüsse in und aus dem EPN zusammen. Die Gleichung muss in der zeitdiskreten Form für jeden Zeitschritt k der Gesamtheit aller Zeitschritte K des Betrachtungszeitraums erfüllt sein.

$$C_l(x_{k,l} - x_{k-1,l}) = \sum_{m=1}^M \left(\eta_{in,k,l,m} u_{in,k,l,m} - \frac{u_{out,k,l,m}}{\eta_{out,k,l,m}} \right) + \xi_{k,l} - w_{k,l} - v_{k,l} \quad (4.1)$$

so dass,

- (a) $0 \leq x_{k,l}^{min} \leq x_{k,l} \leq x_{k,l}^{max} \leq 1$
 - (b) $0 \leq u_{out,k,l,m}^{min} \leq u_{out,k,l,m} \leq u_{out,k,l,m}^{max}$
 - (c) $0 \leq u_{in,k,l,m}^{min} \leq u_{in,k,l,m} \leq u_{in,k,l,m}^{max}$
 - (d) $0 \leq \xi_{k,l} \cdot w_{k,l}$
 - (e) $0 \leq v_{k,l}$
 - (f) $0 \leq |\xi_{k,l}| - |w_{k,l}|$
- $\forall l \in L, \forall m \in M, \forall k \in K$

Die allgemeinen Nebenbedingungen berücksichtigen: (a) den minimalen und maximalen normierten Füllstand (x_l^{min}, x_l^{max}), (b) die Grenzen der möglichen Netzeinspeisung ($u_{out,l,m}^{min}, u_{out,l,m}^{max}$), (c) die Grenzen des möglichen Netzbezugs ($u_{in,l,m}^{min}, u_{in,l,m}^{max}$) und (d-e) die Vorzeichendefinitionen für die Parameter ξ_l , w_l und v_l . Des Weiteren kann gemäß der Nebenbedingung (f) maximal die Energie abgeregelt werden, die zur Verfügung steht bzw. nur der Energiebedarf ungedeckt bleiben, der auch existiert. Alle Parameter können grundsätzlich variabel oder konstant, abhängig oder unabhängig sowie linear oder nichtlinear sein. Im Rahmen dieser Arbeit werden allerdings nur gemischt-ganzzahlige lineare Betrachtungen durchgeführt, so dass nichtlineare Zusammenhänge bei der Modellbildung geeignet vereinfacht werden müssen.

Bei der Parametrierung des Modells für spezifische Anlagen reduziert sich oftmals die Anzahl der relevanten Parameter und führt zu einer Vereinfachung der allgemeinen Bilanzgleichung (4.1). So entfällt beispielsweise der Speicherterm inklusive der Speicherverluste für Anlagen ohne Speicherfähigkeit ($C_l = 0$, $v_l = 0$). Für reine Erzeugungsanlagen entfällt der Netzbezug ($u_{in,l,m} = 0$) und für reine Lasten die Netzeinspeisung ($u_{out,l,m} = 0$) [36].

Weitere technische Restriktionen, wie z. B. Mindestlaufzeiten, Leistungsstufen oder die Koppelung von Strom- und Wärmeerzeugung, können durch weitere Nebenbedingungen einfach ergänzt werden. Das Basismodell lässt sich somit auch schnell erweitern. Relevante zusätzliche Nebenbedingungen für die Formulierung des Optimierungsproblems werden in Abschnitt 4.1.4 beschrieben.

Entsprechend der Modellierungsanforderungen dieser Arbeit lassen sich konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen, flexible und unflexible Lasten sowie Speichersysteme mit einem ausreichenden Detaillierungsgrad durch das allgemeine Modell abbilden. Einfache Anlagen mit einem alleinigen Netzverknüpfungspunkt (z. B. Windenergieanlagen) lassen sich, im Rahmen des benötigten Detaillierungsgrads, mit Hilfe eines einzelnen EPN vollständig beschreiben. Das Betriebsverhalten komplexerer Anlagen, bestehend aus mehreren Flexibilitätsoptionen und unflexiblen Prozessen (z. B. eine Kläranlage mit einer BHKW-Eigenversorgung für Strom und Wärme), lässt sich durch die Verknüpfung mehrerer EPN über gemeinsame Sammelschienen simulieren und übergreifend optimieren.

4.1.3 Modellierung von eingebetteten Flexibilitätsoptionen

Mit Hilfe des EPN-Modells lässt sich die Flexibilität von unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen sehr gut untersuchen. Im Sinne der energiewirtschaftlichen Optimierung ist jedoch oftmals nicht die Flexibilität einer einzelnen technischen Einheit entscheidend sondern das aggregierte Verhalten am Netzverknüpfungspunkt (NVP) zum öffentlichen Netz. Zur Modellierung von komplexeren Anlagen, die aus mehreren technischen Einheiten und eingebetteten Flexibilitätsoptionen bestehen, müssen daher mehrere EPN parametrisiert und über die Sammelschienen verschaltet werden.

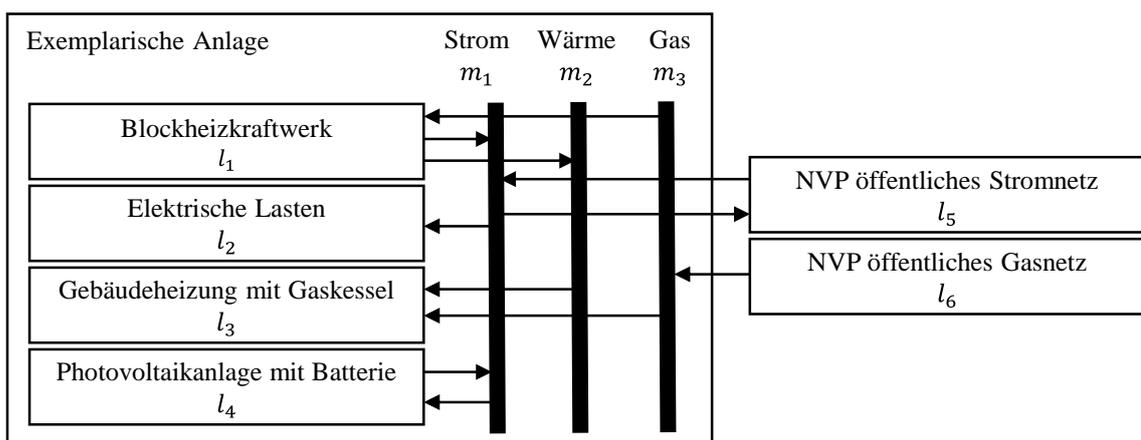


Abbildung 19: Beispiel für die Aggregation mehrerer technischer Einheiten einer Anlage

Abbildung 19 zeigt eine exemplarische Aggregation von mehreren technischen Einheiten zu einer Gesamtanlage. Auf der Anlage muss sowohl ein Strom- als auch ein Wärmebedarf gedeckt werden. Hierzu verfügt die Anlage über ein gasbefeuertes Blockheizkraftwerk, einen Gaskessel sowie

eine Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher. Insgesamt werden vier EPN zur Modellierung der gesamten Anlage verwendet. Des Weiteren werden die Bezugs- und Einspeisemöglichkeiten über die NVP zum öffentlichen Strom- und Gasnetz mit Hilfe von zwei weiteren EPN abgebildet. Die Energiebilanzgleichung gemäß (4.1) muss für jeden EPN $l \in L$ und jeden Zeitschritt $k \in K$ aufgestellt werden. Zusätzlich muss für jede Sammelschiene $m \in M$ und jeden Zeitschritt $k \in K$ ebenfalls eine Bilanzgleichung aufgestellt werden (vgl. (4.2)).

$$\sum_{l=1}^L (u_{in,k,l,m} - u_{out,k,l,m}) = 0 \quad \forall m \in M, \forall k \in K \quad (4.2)$$

Mehrere Flexibilitätsoptionen, die für die Analyse relevant sind, lassen sich mit diesem Ansatz detailliert als einzelne EPN darstellen. Gleichmaßen können unflexible Prozesse zusammengefasst und ebenfalls unter Verwendung des EPN-Modells ohne weiteren Aufwand in der Gesamtoptimierung berücksichtigt werden.

4.1.4 Formulierung des Optimierungsproblems

Der optimale Einsatz der Flexibilitätsoptionen einer Anlage lässt sich mit Hilfe von mathematischen Optimierungsverfahren für einzelne oder kombinierte Anwendungsfälle bestimmen. Mathematische Optimierungsprobleme bestehen aus einer Zielfunktion in Abhängigkeit von Optimierungs- und Zustandsvariablen. Der zulässige Lösungsraum wird durch Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen eingeschränkt [96]. Im konkreten Anwendungsfall treten sowohl kontinuierliche als auch diskrete Variablen auf. Die Formulierung erfolgt daher in der Problemklasse der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsprobleme, welche eine hohe Praxisrelevanz u. a. in der Energieversorgung haben [97]. Die Zielfunktion und die Nebenbedingungen des spezifischen Optimierungsproblems für die in dieser Arbeit betrachteten Anlagen werden nachfolgend beschrieben.

4.1.4.1 Zielfunktion

Die Zielfunktion zur Berechnung der betriebswirtschaftlich optimalen Anlagenfahrpläne innerhalb der Nebenbedingungen entspricht einer Kostenminimierung für Lasten bzw. einer Erlösmaximierung für Einspeiser. Typische Kostenpositionen sind Brennstoff- und Energiekosten, Steuern, Umlagen, Entgelte sowie Pönalen für ein spezifisches Verhalten. Gleichmaßen ergeben sich Erlösmöglichkeiten auf unterschiedlichen Märkten durch feste Einspeisevergütungen oder durch sonstige Vergütungen für die Flexibilitätsanwendungen.

Generell muss zwischen Leistungspreisen und Arbeitspreisen oder allgemeiner formuliert zwischen einmaligen und mengenabhängigen Preisbestandteilen differenziert werden. Mit Blick auf den zuvor vorgestellten Modellaufbau unterliegen die verschiedenen Pfade des Energie-

austauschs unterschiedlichen Preisbestandteilen. Im Rahmen der allgemeinen Definition der Zielfunktion werden alle Parameter, die einen Energieaustausch mit der Prozess- oder Netzdomäne ermöglichen, in die Zielfunktion aufgenommen (siehe Gleichung (4.3)).

$$\min_{\xi, w, v, u_{in}, u_{out}} \left[\begin{aligned} & \sum_{l=1}^L (\hat{c}_{\xi, l} \hat{\xi}_l + \hat{c}_{w, l} \hat{w}_l + \hat{c}_{v, l} \hat{v}_l) \\ & + \sum_{l=1}^L \left(\sum_{m=1}^M (\hat{c}_{u_{in}, l, m} \hat{u}_{in, l, m} + \hat{c}_{u_{out}, l, m} \hat{u}_{out, l, m}) \right) \\ & + \sum_{k=1}^K \left(\sum_{l=1}^L (c_{\xi, k, l} \xi_{k, l} + c_{w, k, l} w_{k, l} + c_{v, k, l} v_{k, l}) \right) \\ & + \sum_{k=1}^K \left(\sum_{l=1}^L \left(\sum_{m=1}^M (c_{u_{in}, k, l, m} u_{in, k, l, m} + c_{u_{out}, k, l, m} u_{out, k, l, m}) \right) \right) \end{aligned} \right] \quad (4.3)$$

Die Parameter $\hat{\xi}_p, \hat{w}_l, \hat{v}_l, \hat{u}_{in, l, m}$ und $\hat{u}_{out, l, m}$ kennzeichnen die jeweiligen Spitzenwerte innerhalb des Betrachtungszeitraums. Der Faktor \hat{c} kennzeichnet die einmalige Preiskomponente (z. B. den Leistungspreis) und c_k die für den Zeitschritt k spezifische, mengenbezogene Preiskomponente (z. B. den Arbeitspreis). Die allgemeine Zielfunktion (4.3) führt zur Minimierung der Gesamtsumme der einmaligen und mengenbezogenen Kosten für alle Austauschpfade aller EPN über alle Zeitschritte des Betrachtungszeitraums. Erlösbestandteile werden als negative Kosten betrachtet und somit entsprechend maximiert. In der spezifischen Anwendung vereinfacht sich die Zielfunktion in der Regel, da nicht jeder Austauschpfad für Energie mit einer oder beiden Preiskomponenten belegt wird.

4.1.4.2 Allgemeine Nebenbedingungen

Die in den Abschnitten 4.1.2 und 4.1.3 definierten Gleichungen und Ungleichungen zur mathematischen Beschreibung der Modellabhängigkeiten lassen sich unmittelbar als Nebenbedingungen des Optimierungsproblems verwenden. Sie decken bereits einen Großteil der untersuchungsrelevanten Anlageneigenschaften ab, wie z. B. minimale und maximale Leistungsgrenzen, Speicherfüllstände, Wirkungsgrade und Verluste.

Eine wesentliche Anforderung an die Modellierung ist die Schnittstelle des Anlagenmodells zum Netzmodell. Als Schnittstellenparameter werden die zeitvarianten Netzkapazitätsgrenzen am Netzverknüpfungspunkt einer Anlage an das öffentliche Stromnetz definiert. Die Netzkapazitätsgrenzen bilden sowohl die zulässigen als auch die erforderlichen Leistungsänderungen aufgrund von Netzrestriktionen ab. Eine ausführliche Erläuterung zur Bestimmung der Netzkapazitätsgrenzen erfolgt in Abschnitt 4.2.

Da, wie bereits in Abbildung 19 dargestellt, der Anschluss an das öffentliche Netz ebenfalls mit Hilfe eines EPN modelliert wird, erfolgt die Berücksichtigung der Netzkapazitätsgrenze für den Parameter $\zeta_{l=NVP}$ des Netzverknüpfungs-EPN:

$$\xi_{k,l=NVP}^{min} \leq \xi_{k,l=NVP} \leq \xi_{k,l=NVP}^{max} \quad \forall k \in K \quad (4.4)$$

Diese Vorgehensweise eignet sich gleichermaßen für die Abbildungen von Netzrestriktionen im Gasnetz. Diese können beispielsweise durch begrenzte Gastransportkapazitäten oder durch die Beimischungsgrenzwerte für Wasserstoff und sonstige Gasbestandteile vorliegen.

Über die allgemeinen Nebenbedingungen hinaus, können für bestimmte Flexibilitätsoptionen zusätzliche technische oder betriebliche Restriktionen vorliegen, die noch nicht über das EPN-Basismodell abgebildet werden.

4.1.4.3 Zusätzliche Nebenbedingungen

Im Rahmen dieser Arbeit werden mehrere zusätzliche Nebenbedingungen für die Modellierung von Erzeugungsanlagen und hierbei insbesondere von KWK-Anlagen benötigt. Zum einen muss die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme als Nebenbedingung formuliert werden und zum anderen existieren weitere Einschränkungen wie z. B. Mindestlaufzeiten, minimale Ausschalt Dauern oder diskrete Leistungsstufen. Hierfür werden zusätzliche binäre Variablen zur Erfassung des aktuellen Betriebszustandes (ein/aus) sowie Indikatorvariablen für Einschalt- und Ausschaltvorgänge benötigt. Die entsprechenden Ansätze zur Formulierung der zusätzlichen Nebenbedingungen für KWK-Anlagen lassen sich aus den umfangreichen Veröffentlichungen im Bereich der Kraftwerkseinsatzoptimierung übernehmen (z. B. [98][99][100]).

Der aktuelle Betriebszustand wird als binäre Variable $b_{on,k,l,m}$ in den Nebenbedingungen bezüglich der Leistungsgrenzen aus (4.1)(b) in (4.5) ergänzt [99].

$$b_{on,k,l,m} u_{out,k,l,m}^{min} \leq u_{out,k,l,m} \leq b_{on,k,l,m} u_{out,k,l,m}^{max} \quad \forall l \in L, \forall m \in M, \forall k \in K \quad (4.5)$$

Falls die entsprechende Anlage in einem Zeitschritt läuft, nimmt die binäre Variable des Betriebszustandes für diesen Zeitschritt den Wert 1 an, ansonsten den Wert 0. Ob ein Einschaltvorgang stattgefunden hat, lässt sich aus der Differenz der Betriebszustände von zwei aufeinanderfolgenden Zeitschritten bestimmen (siehe Gl. (4.6)). Auf die gleiche Weise lassen sich Ausschaltvorgänge identifizieren (siehe Gl. (4.7)). Es werden hierfür die zusätzlichen binären Variablen für Einschaltvorgänge $b_{up,k,l,m}$ und Ausschaltvorgänge $b_{down,k,l,m}$ eingeführt, die bei einem Einschalt- bzw. Ausschalt ereignis jeweils den Wert 1 annehmen.

$$b_{up,k,l,m} = b_{on,k,l,m} - b_{on,k-1,l,m} \quad \forall l \in L, \forall m \in M, \forall k \in K \quad (4.6)$$

$$b_{down,k,l,m} = b_{on,k-1,l,m} - b_{on,k,l,m} \quad \forall l \in L, \forall m \in M, \forall k \in K \quad (4.7)$$

Die Einhaltung der Mindestbetriebsdauer $K_{on,l,m}^{min}$ muss nach einem Einschaltvorgang sichergestellt werden. Hierfür wird Nebenbedingung (4.8) ergänzt [99]. Der Betriebszustand einer Anlage wird

nach einem Einschaltvorgang für die erforderliche Anzahl an Zeitschritten zur Einhaltung der Mindestbetriebsdauer auf den Wert 1 gesetzt.

$$\sum_{o=k}^{k+K_{on,l,m}^{min}-1} b_{on,o,l,m} \geq K_{on,l,m}^{min} b_{up,k,l,m} \quad \forall l \in L, \forall m \in M, \forall k \in K \quad (4.8)$$

Die Einhaltung der Mindeststillstandsdauer $K_{off,l,m}^{min}$ muss nach einem Ausschaltvorgang sichergestellt werden. Analog zu (4.8) wird hierfür die Nebenbedingung (4.9) ergänzt [99]. Der Betriebszustand einer Anlage wird nach einem Ausschaltvorgang für die erforderliche Anzahl an Zeitschritten zur Einhaltung der Mindeststillstandsdauer auf den Wert 0 gesetzt.

$$\sum_{o=k}^{k+K_{off,l,m}^{min}-1} (1 - b_{on,o,l,m}) \geq K_{off,l,m}^{min} b_{down,k,l,m} \quad \forall l \in L, \forall m \in M, \forall k \in K \quad (4.9)$$

Die binären Zustandsvariablen der Stromerzeugung $b_{on,k,l,m=el.}$ und Wärmeerzeugung $b_{on,k,l,m=th.}$ werden für KWK-Anlagen durch zusätzliche Nebenbedingungen gekoppelt (4.10). Hierdurch wird sichergestellt, dass die Strom- und Wärmeerzeugung einer KWK-Anlage nicht unabhängig voneinander optimiert werden. Das Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung wird aus den Bemessungsgrößen der Anlage bestimmt und über den gesamten Leistungsbereich als konstant angenommen.

$$b_{on,k,l,m=el.} - b_{on,k,l,m=th.} = 0 \quad \forall l \in L, \forall k \in K \quad (4.10)$$

Des Weiteren lässt sich die Leistung von Erzeugungsanlagen oftmals nicht kontinuierlich sondern nur in diskreten Leistungsstufen regeln. Die Menge Γ umfasst alle möglichen Leistungsstufen γ bezogen auf die Bemessungsleistung (z. B. vier diskrete Leistungsstufen: 0%, 25 %, 50 % und 100 % der Bemessungsleistung), so dass als weitere Restriktion gilt:

$$u_{out,k,l,m} = \gamma_{l,m} u_{out,l,m}^{max} \quad \text{mit } \gamma_{l,m} \in \Gamma_{l,m}, \quad \forall l \in L, \forall k \in K \quad (4.11)$$

Auf die gleiche Weise lassen sich Nebenbedingungen für den Parameter w_l definieren, um diskrete Stufen der Abregelung von Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

Da die bisherige Formulierung des Optimierungsproblems in der Regel dazu führt, dass alle Speicher zum Ende des Betrachtungszeitraums leer gefahren werden, wird als zusätzliche Nebenbedingung ergänzt, dass der Füllstand des letzten Zeitschrittes k_{end} mindestens dem Anfangsfüllstand aus Zeitschritt k_{start} des Betrachtungszeitraums entsprechen muss (4.12).

$$x_{k_{end},l} \geq x_{k_{start},l} \quad \forall l \in L \quad (4.12)$$

Das bestehende Modell lässt sich flexibel um zusätzliche Restriktionen erweitern.

4.1.4.4 Segmentierung des Optimierungsproblems

Die Länge des Betrachtungszeitraums für die Optimierung kann beliebig festgelegt werden. Bei der Wahl eines längeren Betrachtungszeitraums K (z. B. ein Jahr) empfiehlt es sich jedoch das Gesamtproblem in d_n Optimierungssegmente zu unterteilen (z. B. einzelne Tage). Durch die Segmentierung des Optimierungsproblems erhält man zwar nicht mehr das globale Optimum für den Gesamtzeitraum, allerdings ist die Annahme, einen viertelstundenscharfen Jahresfahrplan für eine Anlage im Voraus festlegen zu können, auch abwegig. Die Prognosegüte für die einzelnen Eingangsparameter nimmt mit zunehmender Länge des Betrachtungshorizontes massiv ab.

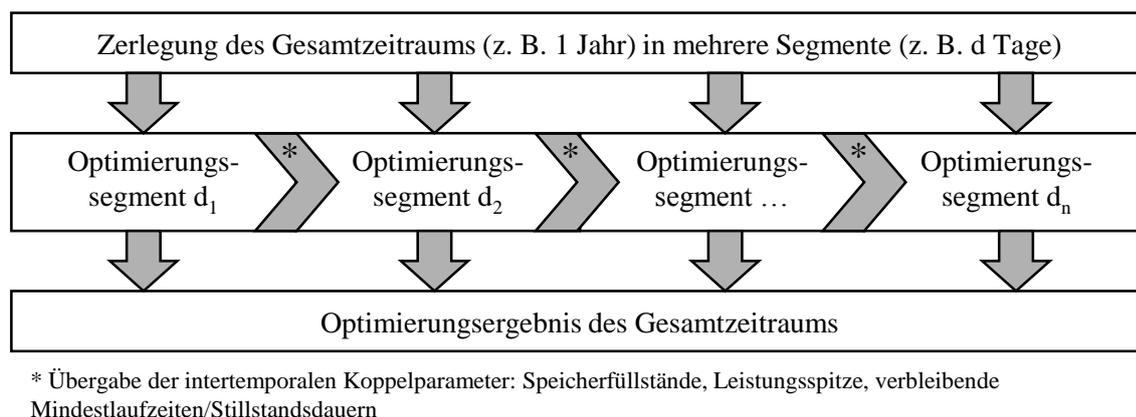


Abbildung 20: Segmentierung des Optimierungsproblems

Abbildung 20 verdeutlicht die prinzipielle Vorgehensweise bei der Segmentierung des Optimierungsproblems. Die Aufstellung der Gleichungssysteme für jedes Segment erfolgt analog zur zuvor vorgestellten Aufstellung für den gesamten Betrachtungszeitraum. Die dadurch erzeugten Teilprobleme werden sequenziell gelöst und anschließend zu einem Gesamtergebnis zusammengeführt. Es ist allerdings darauf zu achten, dass für einzelne Parameter intertemporale Abhängigkeiten zwischen den Segmenten vorliegen. Die relevanten Parameter (Speicherfüllstände, bisherige Leistungsspitze, verbleibende Mindestlaufzeiten bzw. Stillstandsdauern) werden daher von Segment zu Segment übergeben und bei der Optimierung berücksichtigt.

4.1.4.5 Lösung des Optimierungsproblems

Die Aufstellung der Zielfunktion und der Gleichungs- bzw. Ungleichungssysteme der Nebenbedingungen des Optimierungsproblems bzw. der einzelnen Optimierungssegmente erfolgt stets für die allgemeingültigen Gleichungen des EPN-Modells und kann somit automatisiert erfolgen. Die nicht relevanten Parameter werden bei der Parametrierung des Modells auf null gesetzt und entfallen somit bei der Lösung des Problems.

Bei dem aufgestellten Optimierungsproblem handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Programm (GGLP). Zur Lösung von GGLP-Optimierungen existieren eine Vielzahl von

kommerziellen und nicht kommerziellen Solvern, die oftmals Kombinationen von unterschiedlichen Lösungsverfahren (z. B. Branch-and-Bound oder das Schnittebenenverfahren) einsetzen, um das globale Optimum in einer annehmbaren Berechnungszeit zu bestimmen. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt die programmiertechnische Umsetzung in Matlab. Mit Hilfe der Toolbox YALMIP [101] wird das formulierte Optimierungsproblem in die erforderlichen Gleichungssysteme transformiert, um die matrix-orientierte Schnittstelle zwischen Matlab und dem Solver zu verwenden. Als Solver wird der GUROBI OPTIMIZER [102] verwendet.

4.2 Netzmodellierung und -berechnung

Die Berechnung der Netzzustände im Rahmen der Netzbetriebssimulation erfolgt mit Hilfe eines Netzmodells für stationäre, symmetrische Leistungsflussberechnungen. Die Verbindungen der einzelnen Netzknoten werden mit den zugehörigen Impedanzen für das zu betrachtende Netzgebiet modelliert. Für jeden Netzknoten werden Einspeise- und Lastwerte für alle unflexiblen, nicht innerhalb der Anlagenoptimierung abgebildeten Einspeiser und Lasten zugeordnet. Mit Hilfe des Newton-Raphson-Verfahrens lassen sich für das vollständig parametrisierte Netzmodell die Netzzustände, bestehend aus Spannungsbeträgen, Spannungswinkeln und Betriebsmittelauslastungen, eindeutig bestimmen und auf Grenzwertverletzungen prüfen [103]. Die Berechnung einer zeitlichen Folge von stationären Netzzuständen wird als zeitreihenbasierte Leistungsflussberechnung bezeichnet.

Die Ergebnisse der zeitreihenbasierten Leistungsflussberechnung geben allerdings noch keine unmittelbare Information darüber, welche zusätzliche Leistung an ausgewählten Netzknoten noch entnommen bzw. eingespeist werden kann, ohne dass es zu einer Grenzwertverletzung kommt bzw. welche Leistungsänderung im Falle einer vorliegenden Grenzwertverletzung erforderlich ist, um diese aufzuheben. Diese Leistungswerte werden im Rahmen dieser Arbeit als Netzkapazitätsgrenzen bezeichnet.

Abbildung 21 zeigt eine schematische Darstellung der zu berechnenden Netzkapazitätsgrenzen. Der netzverträgliche Betriebsbereich für eine Anlage am berechneten Netzverknüpfungspunkt (d. h. der Bereich in dem es durch eine Leistungsänderung der Anlage zu keiner Grenzwertverletzung im Netz kommt) ist grün dargestellt. Der unzulässige Betriebsbereich wird rot dargestellt. Schneidet einer der beiden Grenzverläufe die Abszisse, so liegt bereits eine Grenzwertverletzung im Netz vor (verursacht durch die sonstigen Einspeiser und Lasten im Netzbereich). Der Wert der entsprechenden Netzkapazitätsgrenze gibt dann den netzdienlichen Flexibilitätsbedarf zur Behebung der Grenzwertverletzung an. Leistungswerte innerhalb der grauen Bereiche sind somit zwar grundsätzlich netzdienlich, Grenzwertverletzungen werden allerdings nur dann vollständig vermieden, wenn der resultierende Leistungswert zwischen der oberen und unteren Netzkapazitätsgrenze liegt. Mit anderen Worten: Solange der Lastgang einer

Anlage am berechneten Netzverknüpfungspunkt zu jedem Zeitpunkt innerhalb des grün dargestellten Bereichs liegt, kommt es zu keiner Grenzwertverletzung im Netz. Die Netzkapazitätsgrenzen sind die erforderlichen Schnittstellenparameter, um Netzrestriktionen in der Anlagenoptimierung zu berücksichtigen (siehe Gl. (4.4)). Der zeitliche Verlauf der Netzkapazitätsgrenzen wird im Folgenden auch als Netzkapazitätskorridor bezeichnet.

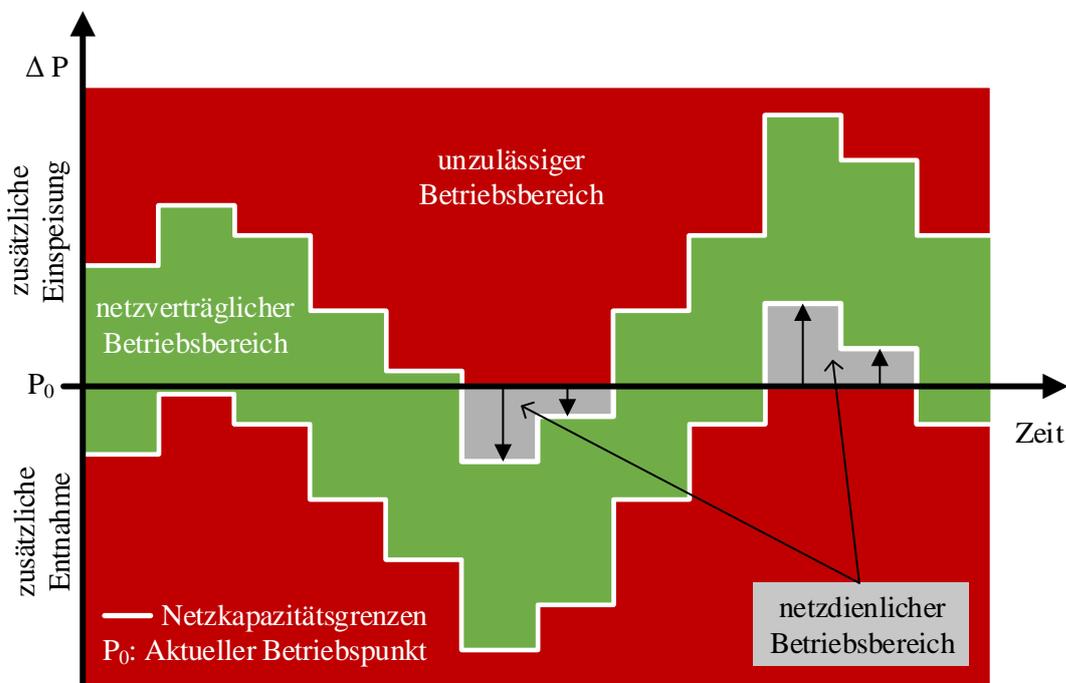


Abbildung 21: Schematische Darstellung des Netzkapazitätskorridors

Aus den Gleichungssystemen für die Leistungsflussberechnung von elektrischen Netzen geht der nichtlineare Zusammenhang von Leistungen und Spannungen bzw. Strömen hervor [103]. Um aus den vorhandenen Netzzustandsgrößen (Ströme und Spannungen) die entsprechenden Netzkapazitätsgrenzen zu ermitteln, bedarf es daher entweder einer vereinfachten Berechnung durch eine einmalige Linearisierung (vgl. [30]) oder einer aufwendigeren Berechnung durch Iterationsverfahren. Der Nachteil der Linearisierung liegt darin, dass sie nur für geringe Leistungsänderungen in der Nähe des Arbeitspunktes zulässig ist, da der Fehler bei größeren Leistungsänderungen zunimmt [104]. Da die Netzkapazitätsgrenzen aber mitunter deutlich vom jeweiligen Arbeitspunkt abweichen können und die Rechenzeit keine maßgebliche Restriktion darstellt, wird in dieser Arbeit ein neuartiger Ansatz für ein Iterationsverfahren zur Bestimmung der Netzkapazitätsgrenzen vorgestellt.

Die Grenzen der Netzkapazität unter Berücksichtigung aller relevanten Netzparameter werden mit Hilfe eines Optimal-Power-Flow Verfahrens bestimmt. Die verbleibende Netzkapazität für eine einzelne Anlage kann für jede Leistungsflusssituation exakt bestimmt werden. Im Falle von mehreren Anlagen in einem Netzgebiet muss, aufgrund der gegenseitigen Beeinflussung, die verbleibende Netzkapazität nach zuvor definierten Regeln aufgeteilt werden. Nachfolgend werden

zunächst die Grundlagen und die Anwendung des OPF-Verfahrens zur Bestimmung der Netzkapazitätsgrenzen beschrieben. Anschließend wird die Anwendung innerhalb eines Algorithmus zur Bestimmung einer diskriminierungsfrei aufgeteilten Netzkapazität auf mehrere Anlagen vorgestellt.

4.2.1 Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen

4.2.1.1 Hintergrund der Optimal-Power-Flow Verfahren

Das grundsätzliche Ziel von Optimal-Power-Flow Verfahren besteht darin, optimale stationäre Betriebszustände unter Einhaltung aller physikalischen Restriktionen zu bestimmen. Hierfür werden unter anderem die Leistungsflussgleichungen und die Netzrestriktionen als Nebenbedingungen eines nichtlinearen mathematischen Optimierungsproblems formuliert. [105]

Eine klassische Zielfunktion des OPF-Verfahrens ist die Bestimmung des kostenminimalen Einsatzes von mehreren Kraftwerkseinspeisungen. Hierbei werden die Wirk- und Blindleistungsabgabe der Generatoren sowie die Spannungsbeträge und Spannungswinkel der Netzknoten als Steuer- bzw. Zustandsvariablen beschrieben und entsprechende Kostenfunktionen hinterlegt. Die Leistungsflussgleichungen werden als Gleichheitsbedingungen und die Auslastungsgrenzen der Betriebsmittel als Ungleichheitsbedingungen beschrieben. Des Weiteren werden obere und untere Grenzen für die Steuer- und Zustandsvariablen (Spannungsbeträge, Spannungswinkel etc.) definiert. [106]

Durch Anpassung der Zielfunktion und durch zusätzliche Nebenbedingungen lassen sich weitere Fragestellungen mit Hilfe von OPF-Verfahren untersuchen (z. B. Minimierung der Netzverluste oder Maximierung der betrieblichen Reserve). Diese Anwendungsfälle beziehen sich jedoch zu meist auf Höchst- und Hochspannungsnetze [107].

Die grundsätzlichen OPF-Berechnungsfunktionalitäten sind in vielen Netzberechnungsprogrammen bereits vorhanden, allerdings müssen sie für die Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen abweichend interpretiert und die Modelle dementsprechend parametrisiert werden. Aufgrund der umfangreichen Modifikationsmöglichkeiten wird für die Netzberechnungen in dieser Arbeit das Softwarepaket MATPOWER [108] verwendet. Der mathematische Hintergrund zur Aufstellung der erforderlichen Netzwerkgleichungen wird ausführlich in [108] dokumentiert, so dass an dieser Stelle lediglich auf die AC-OPF-Formulierung und die darauf aufbauenden Modifikationen zur Ermittlung der Netzkapazitätsgrenzen eingegangen wird.

Die Zielfunktion (4.13) des Standard AC-OPF ist die Minimierung der Gesamtkosten für die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen $p_{g,i}$ und $q_{g,i}$ aus insgesamt $i = 1..n_g$ Generatoren, die in einem Netz, bestehend aus n_b Knoten und n_{br} Zweigen, verteilt sind. Dabei kann jede Generator-einspeisung individuellen Kostenfunktionen $f_{p,i}$ bzw. $f_{q,i}$ unterliegen.

$$\min_{\mathbf{u}, \boldsymbol{\theta}, \mathbf{p}_g, \mathbf{q}_g} \sum_{i=1}^{n_g} f_{P,i}(p_{g,i}) + f_{Q,i}(q_{g,i}) \quad (4.13)$$

so dass,

$$\begin{aligned} \text{(a)} \quad & \mathbf{p}_N(\mathbf{u}, \boldsymbol{\theta}) + \mathbf{p}_d - \mathbf{p}_g = \mathbf{0} \\ \text{(b)} \quad & \mathbf{q}_N(\mathbf{u}, \boldsymbol{\theta}) + \mathbf{q}_d - \mathbf{q}_g = \mathbf{0} \\ \text{(c)} \quad & |\mathbf{i}(\mathbf{u}, \boldsymbol{\theta})| - \mathbf{i}^{max} \leq \mathbf{0} \\ \text{(d)} \quad & \vartheta_i^{ref} \leq \vartheta_i \leq \vartheta_i^{ref} \quad i = i_{ref} \\ \text{(e)} \quad & u_i^{min} \leq u_i \leq u_i^{max} \quad i = 1..n_b \\ \text{(f)} \quad & p_{g,i}^{min} \leq p_{g,i} \leq p_{g,i}^{max} \quad i = 1..n_g \\ \text{(g)} \quad & q_{g,i}^{min} \leq q_{g,i} \leq q_{g,i}^{max} \quad i = 1..n_g \end{aligned}$$

Der Lösungsbereich wird durch mehrere Nebenbedingungen eingeschränkt. Es müssen die Leistungsbilanzen der Generatoreinspeisung ($\mathbf{p}_g, \mathbf{q}_g$) mit den Netzlasten ($\mathbf{p}_d, \mathbf{q}_d$) und den Leistungsflüssen im Netz ($\mathbf{p}_N, \mathbf{q}_N$) jeweils ausgeglichen sein (a-b). Durch die vektorielle Schreibweise gelten die Nebenbedingungen (a-b) für die Leistungsbilanzen an allen n_b Knoten. Die maximale Strombelastung aller n_{br} Zweigelemente darf nicht überschritten werden (c), der Spannungswinkel am Bilanzknoten muss den vorgegebenen Wert einhalten (d) und die Spannungsgrenzen der übrigen Netzknoten müssen innerhalb des zulässigen Bereichs bleiben (e). Darüber hinaus kann die Wirk- und Blindleistungsabgabe nur innerhalb der Betriebsgrenzen der Generatoren erfolgen (f-g).

4.2.1.2 Anwendung des Optimal-Power-Flow Verfahrens

Um die bestehende Standardformulierung des OPF-Problems direkt zur Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen einsetzen zu können, werden mehrere Größen entgegen ihrer ursprünglichen Bedeutung interpretiert. Die ursprünglichen „Netzlasten“ ($\mathbf{p}_d, \mathbf{q}_d$) werden sowohl zur Abbildung von unflexiblen Lasten als auch von unflexiblen Einspeisungen genutzt. Einspeisungen werden entsprechend mit einem negativen Vorzeichen versehen.

Der Bilanzknoten am Netzverknüpfungspunkt zur überlagerten Netzebene wird mit einem „Generator“ versehen. Am NVP einer flexiblen Anlage bzw. einem Netzknoten für den die Netzkapazitätsgrenzen bestimmt werden sollen, wird ebenfalls ein „Generator“ hinzugefügt. Die Parameter der „Generatoren“ werden so gesetzt, dass mit Hilfe der Optimierung die maximal mögliche bzw. minimal nötige Wirkleistungsänderung der Flex-Generatoren bestimmt werden kann, um die Netzrestriktionen gerade noch einzuhalten. Das eigentliche Ergebnis der Zielfunktion (die Gesamtkosten) wird anschließend nicht weiter berücksichtigt. Die erforderlichen Modellanpassungen werden in Abbildung 22 exemplarisch dargestellt.

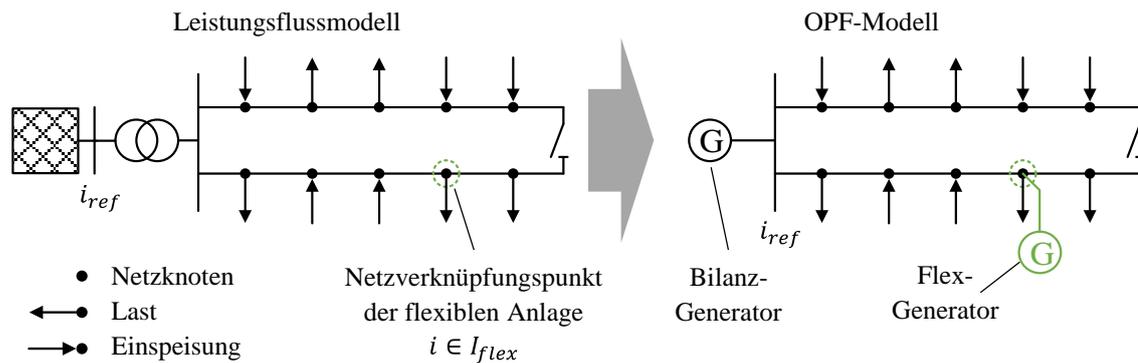


Abbildung 22: Modellanpassungen zur OPF-Berechnung

Der Bilanzgenerator kann im Rahmen der Parametrierung des OPF-Modells zunächst unbegrenzt Wirk- und Blindleistung aufnehmen bzw. abgeben (4.14)-(4.15). Des Weiteren werden mit (4.16) die Kostenterme in der Zielfunktion für den Bilanzgenerator am Bilanzknoten i_{ref} auf null gesetzt.

$$-\infty \leq p_{g,i} \leq \infty \quad i = i_{ref} \quad (4.14)$$

$$-\infty \leq q_{g,i} \leq \infty \quad i = i_{ref} \quad (4.15)$$

$$f_{P,i_{ref}}(p_{g,i}) = f_{Q,i}(q_{g,i}) = 0 \quad i = i_{ref} \quad (4.16)$$

Zur Bestimmung der oberen und unteren Netzkapazitätsgrenze werden die Wirkleistungsgrenzen und die Kostenfunktion für den sogenannten Flex-Generator unterschiedlich parametriert. Dabei ist es ebenfalls von Bedeutung, ob in der Ausgangssituation bereits eine Grenzwertverletzung vorliegt oder nicht und ob diese einspeisebedingt oder lastbedingt hervorgerufen wird. Insgesamt müssen bei der Parametrierung der Flex-Generatoren sechs grundsätzliche Fälle unterschieden werden, welche in Tabelle 2 zusammengefasst und anschließend erläutert werden. Der Faktor α stellt die Steigung einer positiven, linearen Kostenfunktion dar.

Tabelle 2: Anpassung der Berechnungsparameter

$\forall i \in I_{flex}$ $\alpha > 0$		Berechnungsziel	
		Obere Netzkapazitätsgrenze	Untere Netzkapazitätsgrenze
Grenzwertverletzung in Ausgangssituation?	Nein	$0 \leq p_{g,i} \leq \infty$ $f_{P,i}(p_{g,i}) = -\alpha \cdot p_{g,i}$	$-\infty \leq p_{g,i} \leq 0$ $f_{P,i}(p_{g,i}) = \alpha \cdot p_{g,i}$
	Ja (einspeisebedingt)	$-\infty \leq p_{g,i} \leq 0$ $f_{P,i}(p_{g,i}) = -\alpha \cdot p_{g,i}$	$-\infty \leq p_{g,i} \leq 0$ $f_{P,i}(p_{g,i}) = \alpha \cdot p_{g,i}$
	Ja (lastbedingt)	$0 \leq p_{g,i} \leq \infty$ $f_{P,i}(p_{g,i}) = -\alpha \cdot p_{g,i}$	$0 \leq p_{g,i} \leq \infty$ $f_{P,i}(p_{g,i}) = \alpha \cdot p_{g,i}$

Soll beispielsweise die obere Netzkapazitätsgrenze berechnet werden, so ist zunächst zu prüfen, ob es bereits ohne den Einfluss des Flex-Generators zu einer Grenzwertverletzung im Netz kommt. Grenzwertverletzungen in der Ausgangssituation können durch die unflexiblen Lasten

und Einspeiser hervorgerufen werden. Falls keine Grenzwertverletzung vorliegt, so ist am NVP des Flex-Generators eine zusätzliche, netzverträgliche Einspeisung möglich (vgl. Abbildung 21). Der zulässige Leistungsbereich des Flex-Generators ist somit positiv (zusätzliche Einspeisung) und der Faktor α wird mit einem negativen Vorzeichen versehen (negativer Kostenterm). Im Zuge der OPF-Berechnung wird dadurch die Leistung $p_{g,i}$ unter Berücksichtigung der Restriktionen des Netzes maximiert und somit die obere Netzkapazitätsgrenze für den netzverträglichen Betriebsbereich bestimmt. Falls hingegen eine einspeisebedingte Grenzwertverletzung in der Ausgangssituation vorliegt, so ist der zulässige Leistungsbereich des Flex-Generators sowie das Vorzeichen des Faktors α negativ (zusätzliche Entnahme und negativer Kostenterm). Durch die OPF-Berechnung wird nun der minimal erforderliche, netzdienliche Leistungsbezug bestimmt, um alle Restriktion des Netzes einzuhalten (vgl. Abbildung 21). Falls eine lastbedingte Grenzwertverletzung in der Ausgangssituation vorliegt, so erfolgt die Parametrierung analog zum Fall ohne Grenzwertverletzung. Die Parametrierung bei der Bestimmung der unteren Netzkapazitätsgrenze erfolgt für die einzelnen Fälle entsprechend invers.

Die Grenzen der Blindleistungsbereitstellung sowie der zugehörige Kostenterm werden für die Parametrierung der allgemeinen OPF-Gleichungen nach (4.13) für alle Fälle gemäß (4.17) und (4.18) festgelegt. Die eigentliche Verknüpfung von Blind- und Wirkleistungsaussteuerung erfolgt mit einer zusätzlichen Nebenbedingung (4.19), die einen konstanten Leistungsfaktor $\cos(\varphi_{g,i})$ abbildet.

$$-\infty \leq q_{g,i} \leq \infty \quad \forall i \in I_{flex} \quad (4.17)$$

$$f_{Q,i}(q_{g,i}) = 0 \quad \forall i \in I_{flex} \quad (4.18)$$

$$q_{g,i} - p_{g,i} \tan(\varphi_{g,i}) = 0 \quad \forall i \in I_{flex} \quad (4.19)$$

Durch die Modellanpassungen gemäß Abbildung 22 wird der Bilanzgenerator direkt an die MS-Sammelschiene des Umspannwerks gesetzt. Dieser Ansatz ist für Mittelspannungsnetze zweckmäßig, da die Sammelschienenspannung durch den Stufensteller des HS/MS-Transformators in der Regel auf einen konstanten Sollwert geregelt wird. Der Sollwert der Spannungsregelung wird somit als Spannungswert des Bilanzknotens definiert. Dadurch entfällt der HS/MS-Transformator als Netzelement und somit auch die Berücksichtigung hinsichtlich der Betriebsmittelauslastung gemäß (4.13)(c). Da die Einhaltung der maximalen Transformatorauslastung $S_{Tr,i}^{max}$ jedoch eine wesentliche Rolle bei der Vermeidung von Netzengpässen ausmacht, werden die Belastungsgrenzen als zusätzliche nichtlineare Nebenbedingungen für die Wirk- und Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme des Bilanzgenerators hinzugefügt.

$$h_{Tr}(p_{g,i}, q_{g,i}) = \sqrt{(p_{g,i})^2 + (q_{g,i})^2} - S_{Tr,i}^{max} \leq 0 \quad i = i_{ref} \quad (4.20)$$

Zur Lösung des nichtlinearen OPF-Problems wird ein Solver verwendet, der ein Innere-Punkte-Verfahren verwendet [109]. Damit die zusätzliche nichtlineare Nebenbedingung (4.20) bei der OPF-Berechnung berücksichtigt werden kann, ist es erforderlich die Jacobi-Matrix mit den ersten partiellen Ableitungen und die Hesse-Matrix mit den zweiten partiellen Ableitungen zu der ursprünglichen OPF-Formulierung aus [108] in der Netzberechnungssoftware zu hinterlegen. Die Jacobi-Matrix $\mathbf{J}_{h_{Tr}}$ für Gleichung (4.20) lautet:

$$\mathbf{J}_{h_{Tr}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_{Tr}}{\partial p_{g,i}} & \frac{\partial h_{Tr}}{\partial q_{g,i}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{p_{g,i}}{\sqrt{(p_{g,i})^2 + (q_{g,i})^2}} & \frac{q_{g,i}}{\sqrt{(p_{g,i})^2 + (q_{g,i})^2}} \end{bmatrix} \quad i = i_{ref} \quad (4.21)$$

Die entsprechende Hesse-Matrix $\mathbf{H}_{h_{Tr}}$ zeigt Gleichung (4.22):

$$\mathbf{H}_{h_{Tr}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 h_{Tr}}{\partial p_{g,i}^2} & \frac{\partial^2 h_{Tr}}{\partial p_{g,i} \partial q_{g,i}} \\ \frac{\partial^2 h_{Tr}}{\partial q_{g,i} \partial p_{g,i}} & \frac{\partial^2 h_{Tr}}{\partial q_{g,i}^2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{q_{g,i}^2}{\left(\left(p_{g,i}\right)^2 + \left(q_{g,i}\right)^2\right)^{\frac{3}{2}}} & \frac{-p_{g,i}q_{g,i}}{\left(\left(p_{g,i}\right)^2 + \left(q_{g,i}\right)^2\right)^{\frac{3}{2}}} \\ \frac{-p_{g,i}q_{g,i}}{\left(\left(p_{g,i}\right)^2 + \left(q_{g,i}\right)^2\right)^{\frac{3}{2}}} & \frac{p_{g,i}^2}{\left(\left(p_{g,i}\right)^2 + \left(q_{g,i}\right)^2\right)^{\frac{3}{2}}} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Durch das auf diese Weise parametrisierte OPF-Modell lassen sich die Netzkapazitätsgrenzen für einen beliebigen Netzverknüpfungspunkt im Netz unter Berücksichtigung aller Knotenspannungen sowie aller Betriebsmittelauslastungen eindeutig bestimmen. Die Beschreibung des Berechnungsalgorithmus zur Bestimmung des Netzkapazitätskorridors erfolgt in Abschnitt 4.2.3. Zuvor werden jedoch noch einige prinzipielle Überlegungen zur Aufteilung der Netzkapazität auf mehrere Netzverknüpfungspunkte beschrieben.

4.2.2 Aufteilung der Netzkapazität

4.2.2.1 Herausforderungen bei mehreren Netzverknüpfungspunkten

Während die Berechnung der verbleibenden Netzkapazität für einen einzigen Netzverknüpfungspunkt ein eindeutiges Ergebnis liefert, unterliegt die Bestimmung der Netzkapazität für mehrere Netzverknüpfungspunkte innerhalb eines Netzgebietes mitunter starken Wechselwirkungen. Die vorhandene Netzkapazität muss daher auf mehrere Netzverknüpfungspunkte aufgeteilt werden. Hierfür muss zunächst zugeordnet werden, welche Netzverknüpfungspunkte sich gegenseitig maßgeblich beeinflussen und anschließend festgelegt werden in welchem Verhältnis die Aufteilung der verbleibenden Netzkapazität bzw. des Flexibilitätsbedarfs erfolgen soll.

Abbildung 23 zeigt in Analogie zu Abbildung 22 die Modellanpassungen zur OPF-Berechnung für einen offen-betriebenen MS-Ring, diesmal mit mehreren Netzverknüpfungspunkten für flexible Anlagen je Abgang. Die hinzugefügten Flex-Generatoren der einzelnen Netzverknüpfungspunkte haben aufgrund ihrer Position einen unterschiedlichen Einfluss auf die begrenzenden

Knotenspannungen oder Betriebsmittelauslastungen. Bei einer Parametrierung der Modelle gemäß Tabelle 2 würden für jeden Flex-Generator die gleiche Kostenfunktion und die gleichen Betriebsgrenzen hinterlegt. Im Falle einer bestehenden Grenzwertverletzung würde die Lösung des Netzproblems durch den diesbezüglich sensitivsten Flex-Generator ermittelt werden. Falls keine Grenzwertverletzung vorliegt, würden die Flex-Generatoren mit dem geringsten Einfluss auf den letztendlich begrenzenden Parameter, welcher im Vorhinein nicht bekannt ist, maximal angesteuert. In beiden Fällen kommt es zu keiner definierten Aufteilung der Netzkapazität bzw. des Flexibilitätsbedarfs auf mehrere Flex-Generatoren innerhalb eines zusammenhängenden Netzgebietes, da dies bezüglich der hinterlegten Kostenfunktionen mathematisch nicht optimal wäre.

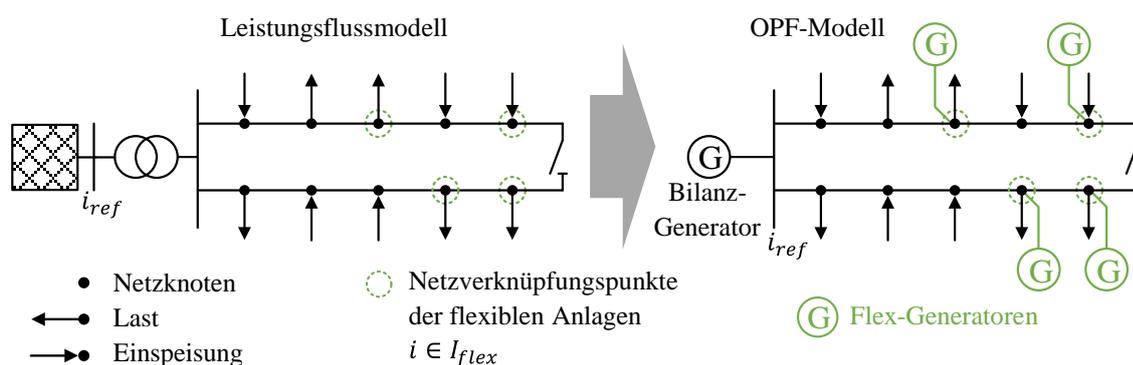


Abbildung 23: Offener MS-Ring mit mehreren Netzverknüpfungspunkten für Flexibilitätsoptionen

Insbesondere für die Aufteilung der Netzkapazität für den engpassfreien Fall ist ein solches Verhalten jedoch weder diskriminierungsfrei noch zweckmäßig. Vielmehr soll die verbleibende Netzkapazität nach zuvor definierten Kriterien aufgeteilt werden. Deshalb wird nachfolgend ein Algorithmus vorgestellt, mit dem die Netzkapazitätskorridore für mehrere Flex-Generatoren berechnet werden können. Die Aufteilung der Netzkapazität erfolgt hierbei mit Hilfe einer sensitivitätsbasierten Gruppenbildung.

4.2.2.2 Sensitivitätsbasierte Gruppenbildung

Eine grundsätzliche Möglichkeit zur Aufteilung der vorhandenen Netzkapazität besteht darin, diese gleichmäßig auf alle Netzverknüpfungspunkte zu verteilen. Mit dieser Vorgehensweise würden zwar alle gleich und somit diskriminierungsfrei behandelt, allerdings würden dadurch auch Anlagen eingeschränkt, die keinen Einfluss auf einen Engpass haben bzw. diesen auch nicht auflösen können. Es ist daher sinnvoll, die Flex-Generatoren entsprechend ihrer Einflussmöglichkeiten auf die Netzzustände zu gruppieren. Da die begrenzenden Knotenspannungen oder Betriebsmittelauslastungen je nach Leistungsflusssituation variieren können, erfolgt die Gruppenbildung dynamisch innerhalb eines iterativen Verfahrens. Bei der Bildung der Gruppen sind vier verschiedene Netzzustände in den Einflussbereichen der Flex-Generatoren zu unterscheiden:

1. Überlastung des HS/MS-Transformators
2. Spannungsbandverletzung
3. Leitungsüberlastung
4. Keine Grenzwertverletzung

Ausgehend von den Berechnungsergebnissen einer vorausgegangenen LF- bzw. OPF-Berechnung werden die Netzzustände hinsichtlich der Transformatorauslastungen, der Leitungsauslastungen und der Knotenspannungen überprüft. Falls es zu einer Überlastung des HS/MS-Transformators im Umspannwerk gemäß Gl. (4.20) kommt, haben alle über den Transformator versorgten Anlagen einen Einfluss auf den Engpass. Daher werden alle Optimierungsvariablen $p_{g,i}$ der Flex-Generatoren in einer Gruppe G_T zusammengefasst.

$$G_T = \{p_{g,i} \mid \forall i \in I_{flex}\} \quad (4.23)$$

Im Falle von Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen erfolgt die Gruppenbildung auf Basis einer vereinfachten Sensitivitätsanalyse. Hierzu wird die Sensitivitätsmatrix \underline{S} verwendet. Die komplexe Sensitivitätsmatrix beschreibt den Einfluss einer komplexen Stromänderung auf die komplexen Spannungsänderungen an den Netzknoten und entspricht der invertierten Knotenpunkt-Admittanzmatrix \underline{Y}^{-1} [87]:

$$\underline{S} = \underline{Y}^{-1} = \begin{bmatrix} \underline{S}_{11} & \cdots & \underline{S}_{1n_b} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{S}_{n_b 1} & \cdots & \underline{S}_{n_b n_b} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Die Sensitivität einer Leistungsänderung am Knoten $i \in \{1..n_b\}$ auf eine Spannungsbandverletzung an einem Knoten $j \in \{1..n_b\}$ lässt sich direkt aus den Einträgen der Sensitivitätsmatrix (4.24) ablesen [95]. Zur Gruppenbildung werden die Optimierungsvariablen der Flex-Generatoren zu einer Gruppe G_U zusammengefasst, deren Sensitivität gegenüber einer Spannungsbandverletzung größer ist, als eine festzulegende Grenzsensitivität $s_{lim,U}$. Hierbei ist eine Betrachtung der Beträge ausreichend:

$$G_U = \{p_{g,i} \mid \forall i \in I_{flex} : s_{ij} > s_{lim,U}\} \quad (4.25)$$

Dadurch, dass die MS-Sammelschiene im Umspannwerk als Bilanzknoten mit konstanter Referenzspannung definiert wird, sind die Spannungssensitivitäten im Rahmen der Modellbildung abgangsscharf entkoppelt. D.h. eine Leistungsänderung in einem Abgang führt zu keiner Spannungsänderung in einem anderen Abgang. Damit alle Flex-Generatoren innerhalb eines Abgangs im Falle einer Spannungsbandverletzung einer gemeinsamen Gruppe zugeordnet werden, kann eine Grenzsensitivität $s_{lim,U} = 0$ festgelegt werden. Falls die Transformatorimpedanz für Netze ohne geregelte Sammelschienen-Spannung im OPF-Modell abgebildet wird (z. B. bei der Anwendung für Niederspannungsnetze) und der Bilanzknoten somit an der Primärseite des

Transformators liegt, muss die Grenzsensitivität größer als die Transformatorimpedanz sein ($s_{lim,U} > Z_{Tr}$), damit im Rahmen der Gruppenbildung eine abgangsspezifische Unterscheidung erfolgt [87].

Bezüglich einer Leitungsüberlastung lässt sich die Gruppe G_L ebenfalls mit Hilfe der Sensitivitätsmatrix bilden. Hierzu müssen die Differenzen der Sensitivitäten einer Leistungsänderung am Knoten i auf den Anfangsknoten a und Endknoten b einer überlasteten Leitung analysiert werden [95]. Die Sensitivitäten von Knoten mit und ohne praktischen Einfluss auf eine Leitungsüberlastung unterscheiden sich um mehrere Größenordnungen. Die Festlegung der Grenzsensitivität $s_{lim,l}$ erfolgt daher anhand numerischer Kriterien für das betrachtete Netzgebiet.

$$G_L = \{p_{g,i} \mid \forall i \in I_{flex} : s_{ia} - s_{ib} > s_{lim,l}\} \quad (4.26)$$

Alle verbleibenden Flex-Generatoren, die keinen Einfluss auf eine Grenzwertverletzung haben, werden ebenfalls einer Gruppe zugeordnet.

$$G_R = \{p_{g,i} \mid \forall i \notin G_T, G_U, G_L\} \quad (4.27)$$

Es kann prinzipiell davon ausgegangen werden, dass die Auswirkungen von Grenzwertverletzungen kritischer sind, wenn sie größere Netzbereiche betreffen. Je größer der betroffene Netzbereich, desto höher ist tendenziell auch die Anzahl der Flex-Generatoren mit einem relevanten Einfluss auf die Grenzwertverletzung. Falls Flex-Generatoren aufgrund von mehreren Grenzwertverletzungen auch mehreren Gruppen zugeordnet werden, verbleiben sie daher in der Gruppe mit der höchsten Anzahl an Elementen und werden aus allen anderen entfernt. Somit ist jeder Flex-Generator eindeutig einer Gruppe zugeordnet.

Abschließend werden zusätzliche Nebenbedingungen generiert, um das Verhalten der Flex-Generatoren innerhalb der Gruppen im Rahmen der OPF-Berechnung zu koppeln. Für eine gleichmäßige Aufteilung der Netzkapazität innerhalb einer Gruppe müssen die Wirkleistungsvariablen $p_{g,i}$ aller Flex-Generatoren den gleichen Wert annehmen. Dies wird durch zusätzliche Gleichheitsbedingungen realisiert. Alternativ lässt sich durch zusätzliche Verteilungsfaktoren λ_i innerhalb der Gleichheitsbedingungen eine abweichende relative Aufteilung zwischen den einzelnen Flex-Generatoren einer Gruppe vorab definieren. Die Verteilungsfaktoren sind dabei prinzipiell frei parametrierbar. Im Rahmen der Arbeit wird der diskriminierungsfreie Ansatz $\lambda_i = 1 \forall i \in I_{flex}$ verfolgt.

Der Ablauf der sensitivitätsbasierten Gruppenbildung wird mit Hilfe von Abbildung 24 nochmals grafisch zusammengefasst.

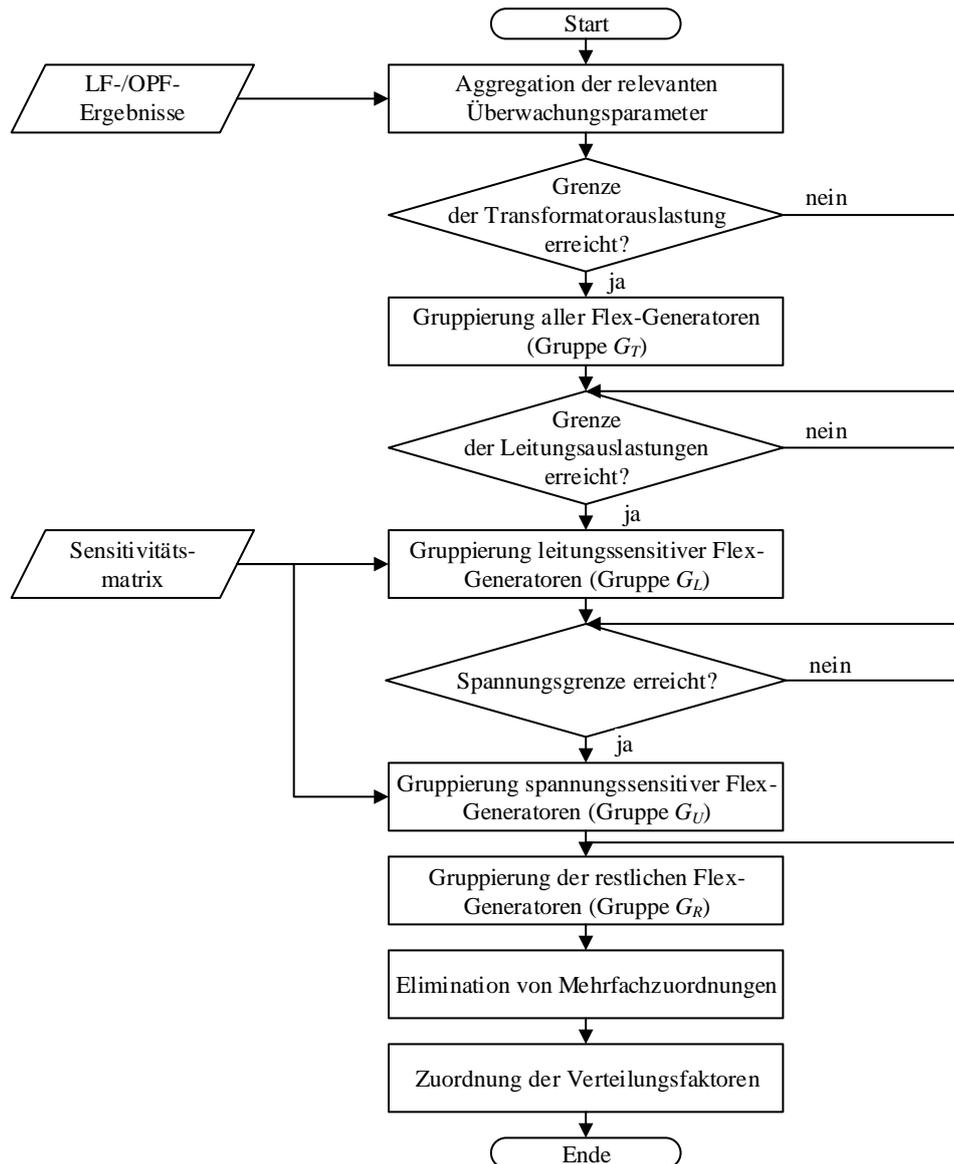


Abbildung 24: Ablaufdiagramm sensitivitätsbasierte Gruppenbildung

4.2.3 Netzkapazitätskorridor

Zur Berechnung der Netzkapazitätskorridore für einen oder mehrere Netzverknüpfungspunkte von flexiblen Anlagen werden die vorgestellten Verfahren zur Berechnung und Aufteilung der Netzkapazität in einen übergeordneten Algorithmus eingebunden. Dabei erfolgt die Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen sequenziell für jeden Zeitschritt und ggf. iterativ für mehrere Flex-Generatoren in einem Netzgebiet. Eine Übersicht zum Algorithmus liefert Abbildung 25.

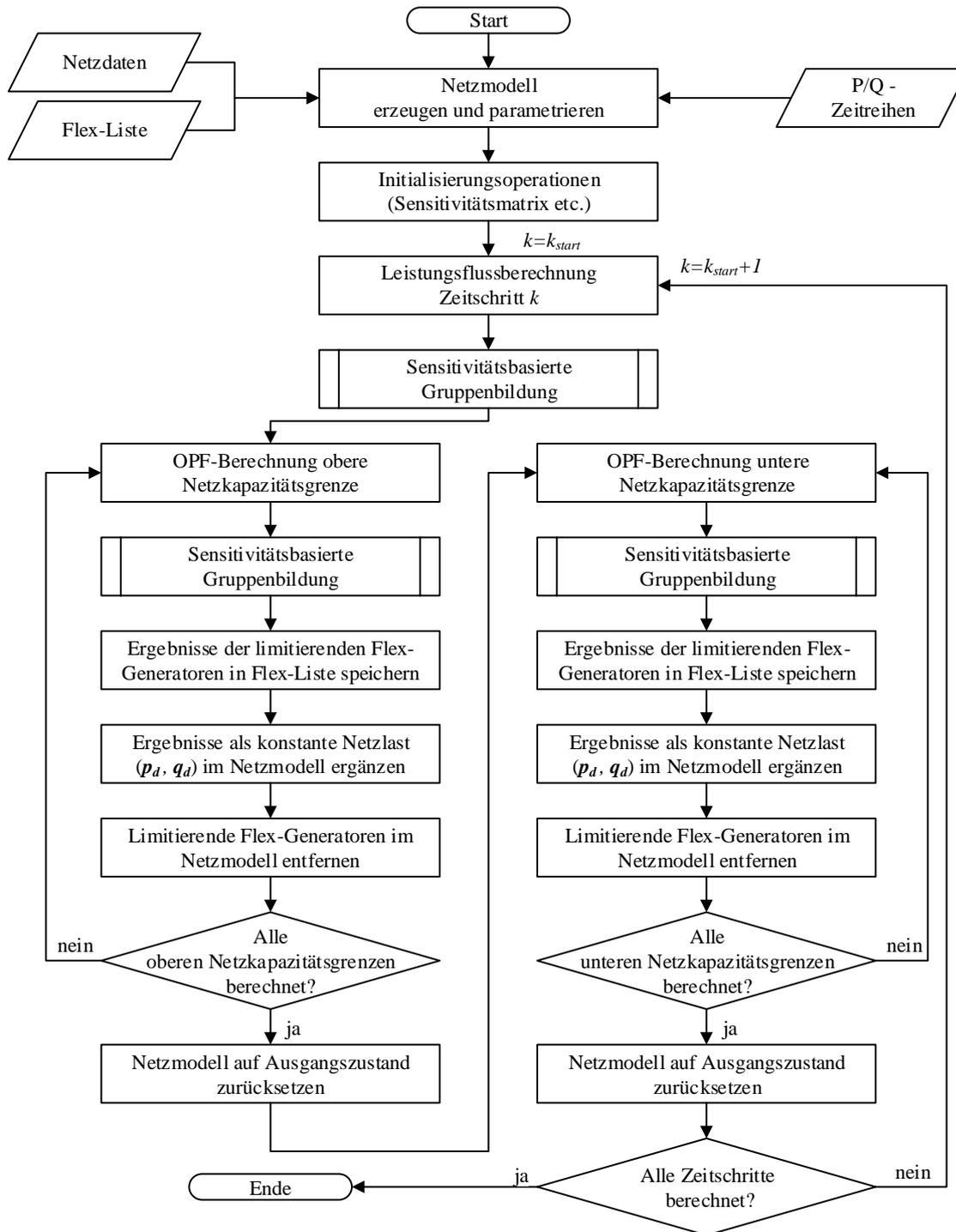


Abbildung 25: Ablaufdiagramm Netzkapazitätskorridor

Das Netzmodell wird aus den vorhandenen Netzdaten und den Informationen zu den flexiblen Anlagen (Netzverknüpfungspunkte etc.) erzeugt und mit den zusätzlich generierten Wirk- und Blindleistungszeitreihen der unflexiblen Einspeiser und Lasten parametriert. Alle unflexiblen Einspeisungen und Lasten werden als positive und negative „Lasten“ im Sinne der Standard OPF-Formulierung (vgl. Abschnitt 4.2.1.1) modelliert. Es kann sich dabei um Leistungszeitreihen von Ortsnetzstationen und grundsätzlich unflexiblen MS-Anlagen handeln, aber auch um Leistungszeitreihen von unflexiblen Teilprozessen des Anlagenmodells aus Abschnitt 4.1. Bei der späteren

Kopplung der Modelle ist lediglich darauf zu achten, welche Anteile der resultierenden Leistungszeitreihe einer Anlage bei der Bestimmung der Netzkapazitätsgrenzen bereits berücksichtigt wurden (siehe P_0 in Abbildung 21). Im Anschluss an die Parametrierung des Netzmodells mit den unflexiblen Wirk- und Blindleistungszeitreihen werden alle Initialisierungsoperationen ausgeführt, die unabhängig vom jeweiligen Zeitschritt k sind, wie z. B. das Aufstellen der Sensitivitätsmatrix.

Zu Beginn des zeitreihenbasierten Berechnungsablaufs wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt. Die Ergebnisse werden im Rahmen der sensitivitätsbasierten Gruppenbildung zunächst auf Grenzwertverletzung geprüft und die vorhandenen Flex-Generatoren entsprechend ihres Einflussbereichs in Gruppen zusammengefasst (vgl. Abschnitt 4.2.2.2). Anschließend werden die Flex-Generatoren gemäß Tabelle 2 parametriert.

Ausgehend vom Netzzustand, der sich durch die unflexiblen Lasten und Einspeiser einstellt, wird zunächst die obere Netzkapazitätsgrenze für alle Flex-Generatoren durch OPF-Berechnungen bestimmt. Da die Netzkapazitätsgrenzen gemäß der sensitivitätsbasierten Gruppenbildung nicht unbedingt für alle Flex-Generatoren gleich ausfallen (vgl. Abschnitt 4.2.2.2), sind hierfür ggf. mehrere Iterationen erforderlich. Die Ergebnisse jeder OPF-Berechnung werden hinsichtlich der Sensitivitäten der einzelnen Flex-Generatoren auf die begrenzenden Netzparameter geprüft. Die Leistungswerte aller Flex-Generatoren, die durch die OPF-Berechnung ihre obere Netzkapazitätsgrenze gemäß der in Abschnitt 4.2.2.2 definierten Kriterien erreicht haben, werden gespeichert und die entsprechenden Flex-Generatoren aus dem Netzmodell entfernt. Damit der Einfluss auf die Netzauslastung in der nächsten Iteration für die verbleibenden Flex-Generatoren dennoch berücksichtigt wird, werden die Leistungswerte als konstante „Lasten“ ($p_{d,i}$, $q_{d,i}$) im Netzmodell hinzugefügt. Falls die obere Netzkapazitätsgrenze noch nicht für alle vorhandenen Flex-Generatoren bestimmt wurde, erfolgt eine weitere Iteration. Nach jedem Iterationsschritt reduziert sich somit die Anzahl der verbleibenden Flex-Generatoren, bis die oberen Netzkapazitätsgrenzen für alle Flex-Generatoren bestimmt wurden. Nach der Berechnung aller oberen Netzkapazitätsgrenzen wird die Berechnung der unteren Netzkapazitätsgrenzen durchgeführt. Der Ablauf erfolgt grundsätzlich analog, lediglich die Parametrierung der Flex-Generatoren wird gemäß Tabelle 2 angepasst. Der beschriebene Ablauf wird in Abbildung 53 in Anhang 9.2 anhand eines einfachen Beispiels für die Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen an mehreren Netzverknüpfungspunkten nochmals grafisch veranschaulicht.

Der Berechnungsablauf wird ab der Leistungsflussberechnung des Ausgangszustandes für alle Zeitschritte $k \in K$ des gesamten Betrachtungszeitraums wiederholt (vgl. Abbildung 25). Da die Berechnungen für jeden Zeitschritt unabhängig sind, lässt sich der Algorithmus sehr gut parallelisieren. Die Berechnungszeit reduziert sich bei einer steigenden Anzahl von Prozessorkernen damit deutlich.

4.3 Gesamtmethode

4.3.1 Übersicht

Die Gesamtmethode bildet die Vorgehensweise zur Analyse und Bewertung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes aus Anlagen- und Netzperspektive ab. Die in den vorherigen Abschnitten vorgestellten Modelle und Berechnungsverfahren bilden den automatisierten Kern der Gesamtmethode (Netzmodell und Anlagenmodelle). Sie müssen jedoch noch entsprechend zwischen den Verfahren zur Aufbereitung der Eingangsdaten und den Verfahren zur Auswertung der Ergebnisse eingebettet werden. Eine Übersicht zur Gesamtmethode liefert Abbildung 26.

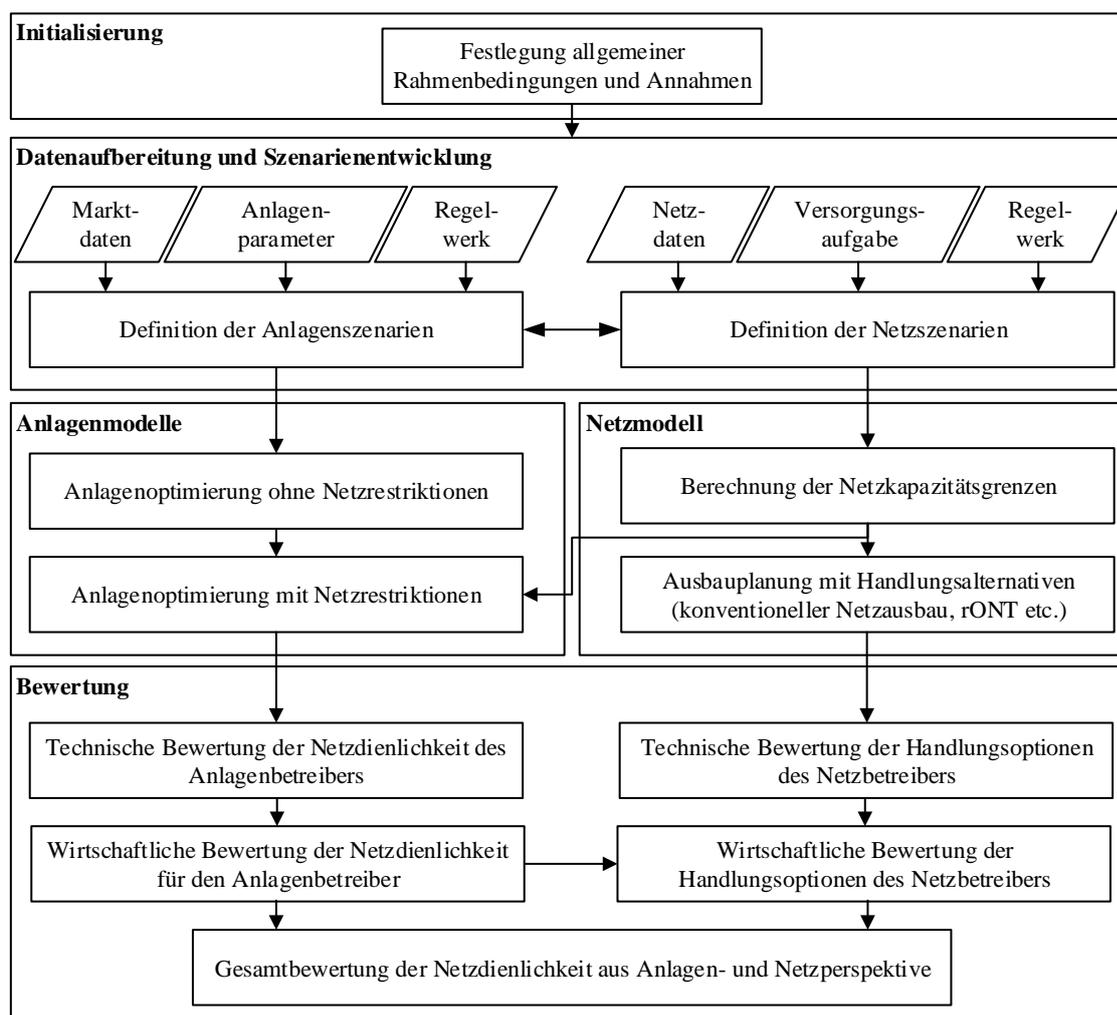


Abbildung 26: Übersicht zur Gesamtmethode

Zu Beginn der Analyse werden allgemeine, modellübergreifende Rahmenbedingungen und Annahmen festgelegt, damit eine konsistente Szenarientwicklung und anschließende Modellparametrierung erfolgen kann. Dies umfasst die Auswahl des zu untersuchenden Netzgebietes mit den dort vorhandenen Anlagen und die Festlegung des zeitlichen Horizontes inklusive der zu betrachtenden Stützjahre. Auf Basis der allgemeinen Festlegungen werden die erforderlichen

Netz-, Anlagen-, Markt- und Regelwerksdaten aufbereitet und spezifische Szenarien entwickelt. Auf Basis der Szenarien erfolgt anschließend die Parametrierung der Modelle.

Mit dem parametrierten Netzmodell erfolgt die Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen an den Netzverknüpfungspunkten der relevanten Anlagen, ohne den Einfluss der Flexibilitätsoptionen zu berücksichtigen. Parallel wird eine Anlagenoptimierung ohne die Berücksichtigung von Netzrestriktionen durchgeführt. Auf diese Weise erhält man den marktorientierten Fahrplan der Anlage mit den zugehörigen Kosten bzw. Erlösen. Anschließend erfolgt die Prüfung, ob durch den Anlagenfahrplan Überschreitungen der Netzkapazitätsgrenzen verursacht werden. Falls hierbei keine Grenzwertverletzungen auftreten, sind auch keine Anpassungen der Anlagenfahrpläne erforderlich. Falls es zu Grenzwertverletzungen kommt, wird die Anlagenoptimierung unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen wiederholt. Durch die Vorgabe des Netzkapazitätskorridors wird sichergestellt, dass die Grenzwertverletzungen tatsächlich behoben und nicht nur zeitlich verschoben werden. Weitere Iterationen sind daher nicht erforderlich.

Im Zuge der Bewertung lassen sich die Kosten für die netzdienliche Anlagenfahrweise aus der Differenz der beiden Anlagenoptimierungen bestimmen. Diese werden wiederum in der netzseitigen Kostenbewertung berücksichtigt. Darüber hinaus werden die technischen Auswirkungen für den Anlagen- und Netzbetreiber bewertet. Auf Basis der Auswertungen lassen sich schließlich technische und wirtschaftliche Aussagen zum netzdienlichen Anlageneinsatz aus Sicht des Anlagen- und des Netzbetreibers ableiten und mit den Handlungsalternativen vergleichen.

4.3.2 Initialisierung, Datenaufbereitung und Szenarientwicklung

Die Festlegung grundsätzlicher Annahmen sowie die Datenaufbereitung und Szenarientwicklung sind integrale Bestandteile jeder Planungsaufgabe. Die getroffenen Annahmen und die entwickelten Szenarien werden in Kapitel 5 anhand der untersuchten realen Mittelspannungsnetze vorgestellt. Die Methode zur Szenarientwicklung und Regionalisierung basiert auf der Vorgehensweise in [26].

4.3.3 Bewertungsverfahren

Im Rahmen der technischen Bewertung wird der Flexibilitätsbedarf des Netzes hinsichtlich der relevanten, in Abschnitt 2.3.8 beschriebenen, Flexibilitätskenngrößen (Leistung, Energie, Ortsabhängigkeit, Auftrittshäufigkeit) mit Hilfe unterschiedlicher Darstellungsformen anschaulich ausgewertet (siehe Kapitel 5). Anschließend wird bewertet, inwiefern der netzdienliche Bedarf durch die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen gedeckt werden kann.

Für alle technisch zulässigen Varianten stellen letztendlich die entstehenden Kosten die entscheidende Vergleichsgröße für die Gesamtbewertung dar, da alle Konzepte zur Einbindung netzdienlicher Flexibilitätsoptionen, die auf einer freiwilligen Partizipation basieren, ökonomische

Vorteile für die beteiligten Akteure beinhalten oder zumindest kostenneutral ausfallen müssen. Die Vorgehensweise zur Kostenbewertung wird nachfolgend detaillierter beschrieben.

4.3.3.1 Opportunitätskosten des Anlagenbetreibers

Aus Sicht des Anlagenbetreibers entsteht durch das netzverträgliche bzw. netzdienliche Verhalten (vgl. Abbildung 21) eine Abweichung vom eigentlichen, betriebswirtschaftlich-optimierten Anlagenfahrplan. Die Differenz der Gesamtkosten mit Netzrestriktionen $K_{mit\ NR}$ und ohne Netzrestriktionen $K_{ohne\ NR}$ für den vollständigen Betrachtungszeitraum stellt die Gesamtkosten K_{opp} für die Opportunität des Anlagenbetreibers bei der Berücksichtigung von Netzrestriktionen dar (4.28).

$$K_{opp} = K_{mit\ NR} - K_{ohne\ NR} \quad (4.28)$$

Die Opportunitätskosten können als Mindestbetrag interpretiert werden, die der Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zahlen muss, damit die Netzdienlichkeit keine negativen wirtschaftlichen Folgen hat. Darüber hinausgehende Zahlungen können eine deutlich höhere Anreizwirkung entfalten, allerdings sind sie letztendlich vollständig abhängig von der Ausgestaltung des jeweiligen Anreizkonzeptes und können nicht unabhängig davon beziffert werden.

4.3.3.2 Kostenbewertung des Netzbetreibers³

Die wirtschaftliche Bewertung der unterschiedlichen Handlungsoptionen (Netzausbauvarianten) des Netzbetreibers muss für verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Einflüssen auf die Kostenbestandteile vergleichbar erfolgen. Hierfür werden die Investitionen in zusätzliche Primärtechnik, Sekundärtechnik und Kommunikationssysteme anhand der Nettobarwerte im Basisjahr verglichen. Die ermittelten Opportunitätskosten des Anlagenbetreibers fließen dabei als jährliche Entschädigungszahlungen in die Kostenbewertung des Netzbetreibers ein.

Die Preisentwicklungen der unterschiedlichen Betriebsmittel wurden unter Berücksichtigung von Herstellerangaben und Literaturwerten bestimmt. Darüber hinaus wurden insbesondere für neue Technologien (dezentrale Netzautomatisierung (DNA), Einzelstrangregler (ESR) und regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)) individuelle techno-ökonomische Modelle verwendet, die sowohl Technologiesprünge als auch sinkende Herstellungskosten durch höhere Stückzahlen berücksichtigen [26]. Die Preisannahmen wurden durch Praxiserfahrungen und Einschätzungen mehrerer Netzbetreiber validiert. Die allgemeine Inflation wurde in die Eingangsdaten nicht eingerechnet, so dass eine unabhängige Betrachtung möglich ist. Die Investitionskosten für die

³ Der nachfolgende Abschnitt wurde bereits in [V] und [VI] veröffentlicht. Zur besseren Einbindung wurden geringfügige Anpassungen vorgenommen.

unterschiedlichen Technologien sowie die Lebensdauern, Betriebskosten und Preisentwicklungen werden in [26] aufgeführt.

In die wirtschaftliche Bewertung fließen alle Investitionsmaßnahmen (CAPEX) ein, die aufgrund der Szenarien der Versorgungsaufgabe erforderlich werden. In den Planungsvarianten erfolgt der Ausbau für mehrere Stützjahre $t \in T_{Stütz}$. Wann eine Investition zwischen zwei Stützjahren tatsächlich erfolgen muss, hängt von der Entwicklung der Versorgungsaufgabe innerhalb dieses Zeitraums ab und lässt sich durch die diskreten Betrachtungszeitpunkte nicht exakt abbilden. Die Ausbaumaßnahme muss allerdings spätestens zum relevanten Stützjahr umgesetzt sein, um den Anforderungen des Szenarios gerecht zu werden. Aufgrund der erforderlichen Vorlaufzeit für Planung, Projektierung und Umsetzung aller Maßnahmen werden die Investitionsjahre jeweils zwei Jahre früher angesetzt. Der Betrachtungszeitraum wird durch das Basisjahr t_{Basis} und das Zieljahr t_{Ziel} eingeschränkt. Es wird eine zyklische Erneuerung entsprechend der typischen Lebensdauern von bestimmten Betriebsmitteln angenommen. Ebenso werden die jährlich anfallenden Betriebskosten (OPEX) bis zum Zieljahr betrachtet. Hierzu zählen auch die Entschädigungszahlungen für netzdienliche Flexibilitätsoptionen. Zwischen den berechneten Stützjahren werden die Kosten für die Entschädigungszahlungen linear interpoliert. Die Restwerte RW der Investitionen im Zieljahr fließen als Gutschrift in den Barwert BW des Basisjahrs ein. Der Kalkulationszinssatz wird auf Basis der Vorgaben aus der Anreizregulierungsverordnung, in der auch eine Aufteilung nach Eigen- und Fremdkapital berücksichtigt wird, auf $z = 4,4\%$ festgelegt [94]. Durch die Diskontierung auf das Basisjahr werden die unterschiedlichen Investitionsjahre in den Planungsvarianten vergleichbar anhand der Nettobarwerte (vgl. (4.29)).

$$BW_{t_{Basis}} = \sum_{t=t_{Basis}}^{t_{Ziel}} \left(\frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+z)^{t-t_{Basis}}} \right) - \frac{RW_{t_{Ziel}}}{(1+z)^{t_{Ziel}-t_{Basis}}} \quad (4.29)$$

Die konkreten Kostenannahmen für die wirtschaftlichen Bewertungen im Rahmen dieser Arbeit werden im Anhang 9.1 aufgeführt. Kosten für die zyklische Erneuerung des Bestandsnetzes werden in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt, da dieser Ausbaubedarf unabhängig von den Szenarien des EE-Ausbaus anfällt.

4.3.4 Einsatz alternativer Anlagenmodelle

Der modulare Aufbau der Gesamtmethode eignet sich auch für die Einbindung alternativer Anlagenmodelle, die ggf. einzelne Aspekte komplexer Prozesse genauer abbilden können, als das in Abschnitt 4.1 vorgestellte generische Optimierungsmodell. Die im Netzmodell berechneten Netzkapazitätsgrenzen lassen sich als zusätzliche Betriebsrestriktion in bestehenden Anlagenmodellen integrieren und ermöglichen somit eine einfache Möglichkeit zur Berücksichtigung lokaler Netzrestriktionen im Anlagenbetrieb. Diese Option wurde für die Analysen in mehreren wissenschaftlichen Publikationen genutzt [V][VI][VII][X].

4.3.5 Grenzen der Modelle und Methoden

Die Aufteilung des physikalischen Gesamtsystems, bestehend aus Netzinfrastruktur und Anlagen, in zwei separate Modelle, erfolgt aus den in Abschnitt 3.3 aufgeführten Gründen. Diese grundsätzliche Trennung sowie die Vereinfachungen innerhalb der Modelle grenzen die Aussagekraft auf spezifische Untersuchungsfragen ein. Die wesentlichen Vereinfachungen innerhalb der Modelle sowie bei deren Einbindung in die Gesamtmethode werden daher nachfolgend diskutiert.

Bei der Modellierung der Anlagen wurde ein Ansatz gewählt, der Flexibilitätsoptionen technologieübergreifend mit einem einheitlichen Modell abbildet. Mit dieser Allgemeingültigkeit gehen gleichzeitig Vereinfachungen bei der Modellierung realer Anlagen einher. Insbesondere die Linearisierung von nichtlinearen Prozessen und Größen (Speicherverluste, Teillastwirkungsgrade etc.) führt zu Abweichungen des Modells vom realen Betriebsverhalten einer Anlage. Eine weitere Einschränkung des Anlagenmodells ergibt sich durch den grundsätzlichen Ansatz, das Betriebsverhalten durch die Lösung eines mathematischen Optimierungsproblems zu bestimmen. Der Anlagenbetreiber wird dabei als Homo Oeconomicus verstanden. Mit diesem Ansatz erhält man zwar die optimale Betriebsweise innerhalb der Nebenbedingungen, jedoch vernachlässigt dieser Ansatz eine vom mathematischen Optimum abweichende Einflussnahme des Anlagenbetreibers durch sonstige, nicht-monetäre, Beweggründe. Die tatsächlichen Flexibilitätspotentiale werden dadurch tendenziell leicht überschätzt.

Des Weiteren erfolgt für jede Anlage eine eigenständige Optimierung. Es findet keine übergreifende Optimierung von mehreren Anlagen innerhalb eines Anlagenpools (z. B. eines Virtuellen Kraftwerks) statt. Hierfür wäre die Abbildung eines vollständigen Anlagenpools bzw. eines Bilanzkreises erforderlich. Diese lassen sich jedoch nicht sinnvoll auf einzelne Mittelspannungsnetze begrenzen. Auch wenn das Anlagenmodell prinzipiell geeignet ist, um mehrere Anlagen gemeinsam zu optimieren, übersteigt die erforderliche Abbildung der Einflüsse auf deutschlandweit verteilte Anlagen in einem realistischen Anlagenpool eines Virtuellen Kraftwerks den Betrachtungsbereich dieser Arbeit.

Die Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen unterliegt ebenfalls gewissen Vereinfachungen. Die Netzkapazitätsgrenzen sind Grenzwerte für die Einspeisung und Entnahme von Wirkleistung unter der Annahme eines konstanten Leistungsfaktors. Die Auswirkungen eines vorgelagerten, netzdienlichen Blindleistungsmanagements im Falle von Grenzwertverletzungen werden dadurch nicht berücksichtigt. Des Weiteren wird bei der Modellierung des Netzes die Kenntnis aller passiven (nicht-flexiblen) Einspeisungen und Entnahmen vorausgesetzt. Die Qualität der verwendeten Zeitreihen als Eingangsdaten hat einen starken Einfluss auf die Qualität der Ergebnisse (vgl. Abbildung 14). In der Realität ergeben sich diesbezüglich natürlich weitere Fragen hinsichtlich der Genauigkeit einer Netzzustandsschätzung und der Netzzustandsprognose. Weiterhin wird

auch für die Anlagenoptimierung von perfekten Prognosen für die erforderlichen Eingangsparameter ausgegangen, welche unter realen Gegebenheiten nicht erreicht werden.

Der methodische Ansatz zur Aufteilung der Netzkapazität auf mehrere Anlagen folgt der Annahme, dass alle Flexibilitätsoptionen die insgesamt zur Verfügung stehende Netzkapazität auch stets gleichzeitig maximal ausnutzen wollen. Dies ist zum einen dadurch begründet, dass globale Marktsignale die gleichen Anreize für mehrere Flexibilitätsoptionen innerhalb eines Netzgebietes liefern und es somit zu einer erhöhten Gleichzeitigkeit von flexiblen Anlagen kommt. Zum anderen folgt es der gängigen Worst-Case-Logik der Netzplanung. Falls jedoch nicht alle Anlagen den Netzkapazitätskorridor vollständig ausschöpfen können (z. B. aufgrund interner Restriktionen), werden andere Anlagen innerhalb des Netzgebietes unnötig stark eingeschränkt.

Zusätzlich zu den modellspezifischen Unsicherheiten, existieren natürlich auch die allgemeinen Unsicherheiten bei der Planung von Netzen für zukünftige Versorgungsaufgaben. Die Entwicklung der Versorgungsaufgabe unterliegt vielfältigen Einflüssen. Die zukünftigen Anforderungen an die Netze lassen sich daher nicht genau prognostizieren sondern lediglich im Rahmen von Szenarien untersuchen. Insgesamt müssen die Grenzen, Vereinfachungen und Annahmen der Methoden und Modelle sowohl bei der Bewertung der Ergebnisse als auch bei der Prüfung von weiteren Anwendungsmöglichkeiten stets berücksichtigt werden.

Die aufgeführten Grenzen der Modelle und Methoden zeigen bereits ein weiteres Verbesserungspotential für Folgeuntersuchungen auf. Nichtsdestoweniger lassen sich die in der Zielstellung der Arbeit formulierten Fragestellungen auf Basis der entwickelten Ansätze mit hinreichender Genauigkeit untersuchen.

5 Anwendung auf reale Mittelspannungsnetze

In diesem Kapitel wird die zuvor vorgestellte Gesamtmethode auf zwei reale Mittelspannungsnetze in Deutschland angewandt. Es werden zunächst die ausgewählten Netzgebiete sowie die Szenarien zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe vorgestellt. Anschließend werden die für eine Detailanalyse interessanten Netzbereiche sowie die dort vorhandenen Flexibilitätsoptionen identifiziert. Auf Basis der ausgewählten Anlagen- und Netzkonstellationen wird die Parametrierung der einzelnen Modelle vorgestellt.

Anschließend erfolgen die quantitativen Analysen und die Bewertungen der Ergebnisse. Hierbei wird zunächst auf die Entwicklung der Netzkapazität und den netzdienlichen Flexibilitätsbedarf zur Behebung von Grenzwertverletzungen eingegangen. Des Weiteren werden die Auswirkungen der netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung auf den Betrieb und die Energieversorgungskosten der Anlagen betrachtet. Die daraus abgeleiteten Opportunitätskosten fließen dann in die wirtschaftliche Bewertung der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung ein. Auf Basis von zusätzlich ausgearbeiteten Planungsvarianten werden dann die Handlungsoptionen des Netzbetreibers miteinander verglichen. Abschließend werden zur Validierung der gewonnenen Erkenntnisse die Einflüsse unterschiedlicher Wetterjahre sowie die Ortsabhängigkeit durch ergänzende Sensitivitätsanalysen untersucht.

5.1 Netze und Versorgungsaufgaben

5.1.1 Vorstellung der Netzgebiete

5.1.1.1 Netzgebiet A

Im ersten betrachteten Netzgebiet (Netzgebiet A) werden auf einer Fläche von 54 km² ca. 24.000 Einwohner mit elektrischer Energie versorgt. Im Versorgungsgebiet lassen sich sowohl dicht besiedelte, städtische Bereiche als auch dünn besiedelte ländliche Bereiche identifizieren (Abbildung 27). Des Weiteren sind mehrere mittelständische Industrie- und Gewerbebetriebe im Versorgungsgebiet angesiedelt. Das 10 kV-Netz hat eine Gesamtlänge von 142 km mit einem Verkabelungsgrad von 89 % und wird aus drei Umspannwerken (UW) gespeist. Die beiden Umspannwerke in den Außenbezirken (UW 2 und UW 3) versorgen zusätzlich das angrenzende Netzgebiet eines benachbarten Netzbetreibers. Die HS/MS-Transformatoren in den drei Umspannwerken haben eine Bemessungsleistung von $S_{r,Tr} = 45$ MVA (UW1), $S_{r,Tr} = 40$ MVA (UW2) und $S_{r,Tr} = 30$ MVA (UW3) und sind aus Redundanzgründen jeweils doppelt ausgeführt. Die Netztopologie ist überwiegend als offen-betriebenes Ringnetz ausgeführt. Wie für historisch gewachsene Netze üblich, finden sich allerdings auch einzelne Stich-, Dreibein- und Gegenstationsstrukturen.

Es werden 67 Mittelspannungskunden mit einer jährlichen Entnahme $E_{JB} > 100$ MWh/a sowie rund 180 Ortsnetzstationen versorgt. Weiterhin existieren drei Windenergieanlagen mit einer summierten installierten Leistung von $P_{WEA} = 11,5$ MW, drei Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von $P_{WKA} = 1,8$ MW sowie PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt $P_{PV} = 3,6$ MW. Die PV-Leistung verteilt sich abgesehen von zwei großen MS-Anlagen überwiegend auf eine Vielzahl kleinerer Dachanlagen in der Niederspannungsebene.

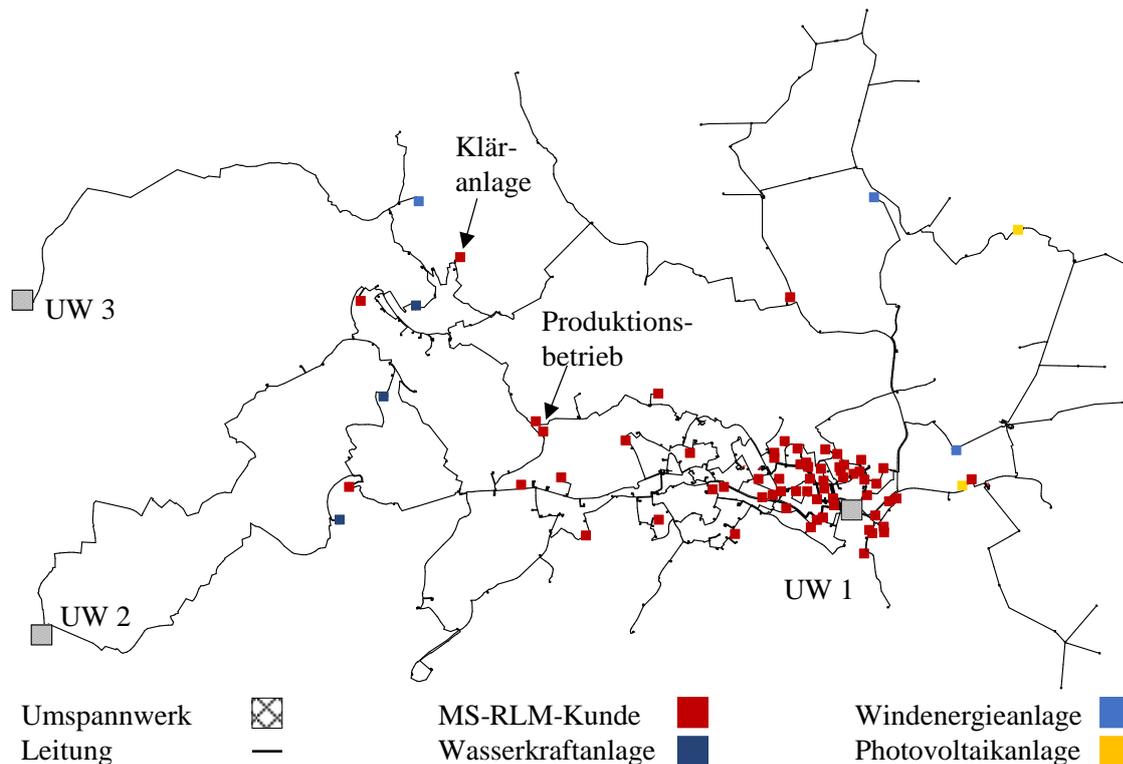


Abbildung 27: Topologie des 10 kV-Mittelspannungsnetzes (Netzgebiet A)

5.1.1.2 Netzgebiet B

Das zweite betrachtete Netzgebiet (Netzgebiet B) ist ein Mittelspannungsnetz mit einer Nennspannung von $U_n = 20$ kV im ländlichen Raum. Das Versorgungsgebiet umfasst eine Fläche von ca. 115 km² mit 12.500 Einwohnern, die sich auf einzelne kleinere Ortschaften und mehrere Bauernhöfe verteilen. Die Gesamtlänge des Netzes beträgt ca. 125 km mit einem Verkabelungsgrad von 60 %. Ähnlich wie in Netzgebiet A lassen sich, neben den offen-betriebenen Ringstrukturen, auch weitere topologische Elemente (Stich- und Gegenstationseinbindung) identifizieren (vgl. Abbildung 28). Die Anbindung an das Hochspannungsnetz erfolgt über einen Transformator mit einer Bemessungsleistung von $S_{r,Tr} = 40$ MVA und einen Reservetransformator mit $S_{r,Tr} = 16$ MVA, der die $(n-1)$ -sichere Versorgung für die Lasten sicherstellt, jedoch keine $(n-1)$ -sichere Anbindung der bereits vorhandenen DEA ermöglicht.

Die überwiegende Anzahl der Netznutzer sind Haushaltskunden sowie einige gewerbliche und landwirtschaftliche Betriebe, die sich auf insgesamt 140 Ortsnetzstationen (ONS) verteilen. Das

Netzgebiet B ist bereits heute durch die installierte Photovoltaikleistung in Höhe von $P_{PV} = 31,4$ MW sowie durch Biomasseanlagen ($P_{BMA} = 3,9$ MW) geprägt. Wasserkraftanlagen spielen mit insgesamt $P_{WKA} = 60$ kW eine untergeordnete Rolle und Windenergieanlagen sind nicht vorhanden.

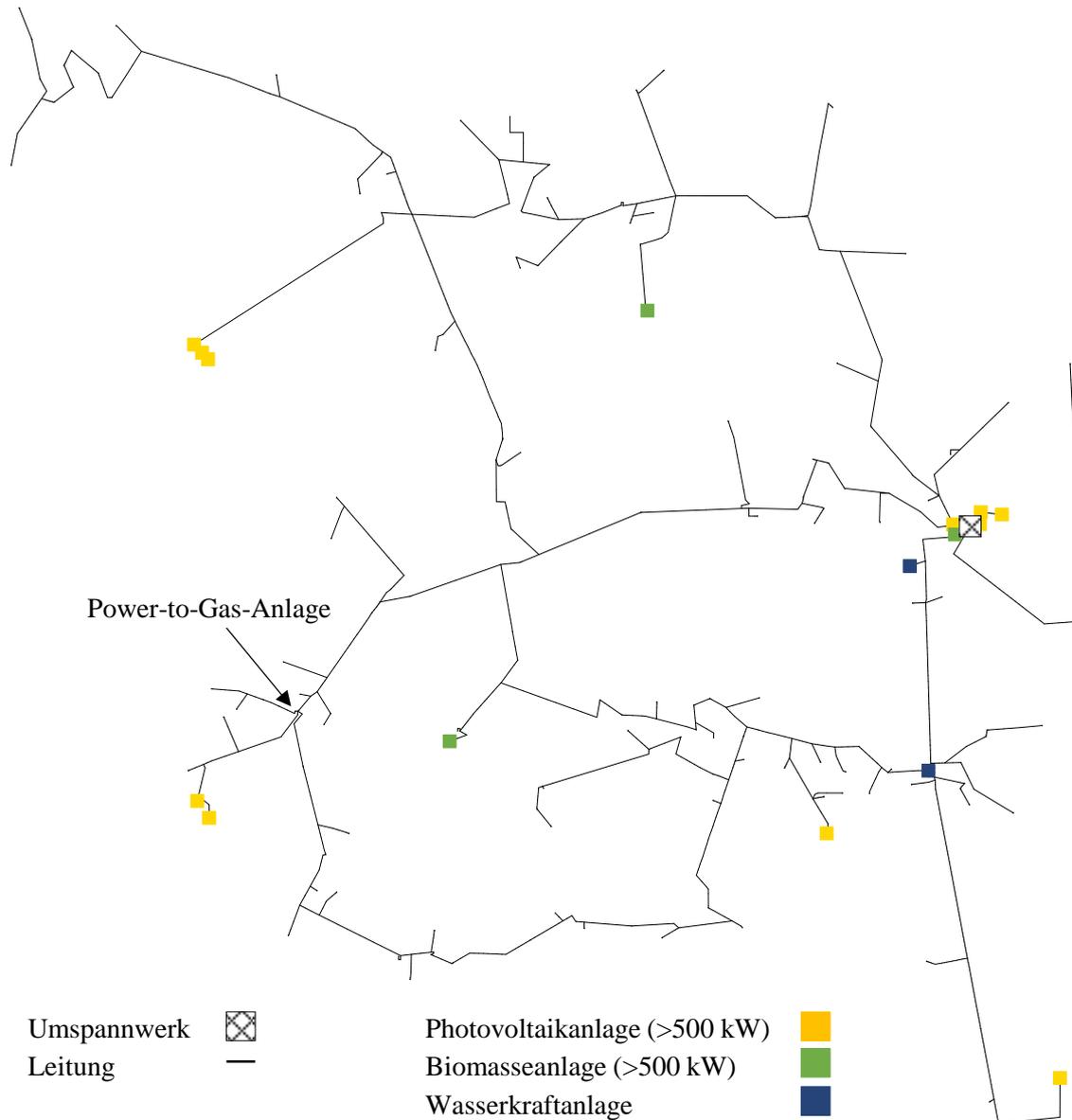


Abbildung 28: Topologie des 20 kV-Mittelspannungsnetzes (Netzgebiet B)

5.1.2 Szenarien der Versorgungsaufgabe

Um die zukünftigen Anforderungen an die Netze bestimmen zu können, werden Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Versorgungsaufgabe abgeleitet. Der Betrachtungshorizont reicht bis zum Jahr 2035 mit einer zusätzlichen Betrachtung für das Stützjahr 2025. Die wesentliche Herausforderung für beide Netzgebiete liegt dabei in der Integration der Erneuerbaren Energien.

In einem Top-down-Verfahren werden zunächst deutschlandweite Ausbauszenarien auf das Versorgungsgebiet regionalisiert. Um die Ausbaupotentiale für Wind-, PV-, Wasserkraft- und Biomasse-Anlagen auf die einzelnen Bereiche im Netz zu verteilen, wird in einem zweiten Schritt eine Bottom-up-Analyse der Potentiale im Netzgebiet (Windvorrangflächen, PV-Dachflächenpotentiale etc.) durchgeführt. Hierdurch lassen sich mögliche Netzverknüpfungspunkte für diskrete Anlagen auf Basis der lokalen Gegebenheiten ermitteln. Die Szenarientwicklung und Regionalisierung wird für Netzgebiet A in [VI] detailliert beschrieben.

Abbildung 29 zeigt die Ausbauszenarien für die dezentralen Erzeugungsanlagen in den Netzgebieten, welche in der NS- und MS-Ebene angeschlossen werden. Der Ausbau in Netzgebiet A wird dominiert durch Windenergieanlagen und verteilte Dachflächenphotovoltaik. In Netzgebiet B kommt es, aufgrund restriktiver Abstandsregelungen für den Bau von Windenergieanlagen, insbesondere zu einem weiteren Zubau von Photovoltaikanlagen. Die Potentiale für die weiteren Erzeugungstechnologien sind jeweils verhältnismäßig gering und können überwiegend durch Repowering-Maßnahmen bestehender Anlagen realisiert werden.

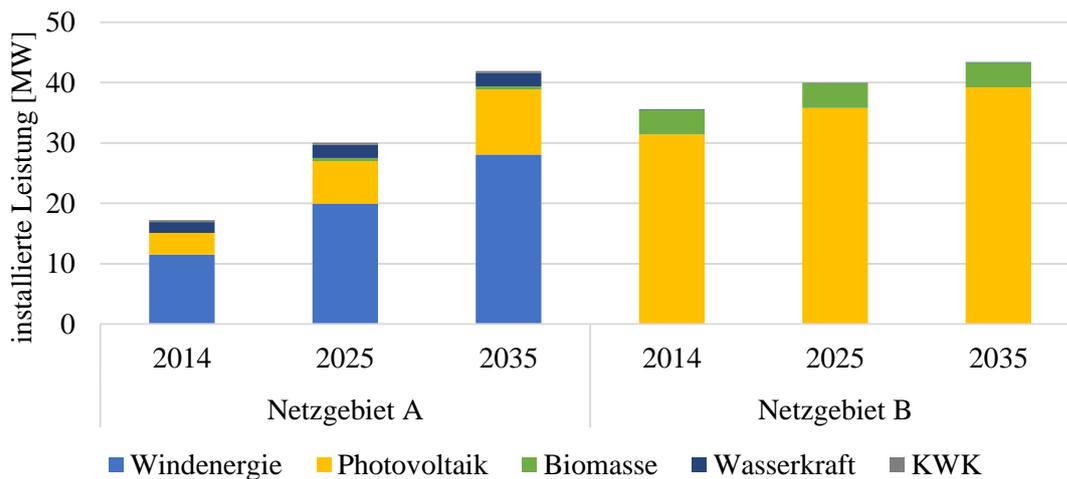


Abbildung 29: Szenarien für den Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen in der NS- und MS-Ebene

Bei der allgemeinen Lastentwicklung wird von zwei gegenläufigen Trends ausgegangen. Zum einen werden bestehende elektrische Anwendungen immer effizienter und benötigen weniger Energie und zum anderen führt eine zunehmende Elektrifizierung von Prozessen und Anwendungen (u. a. auch die zunehmende Elektromobilität) zu einer allgemeinen Steigerung des elektrischen Energiebedarfs [110]. Im Rahmen dieser Arbeit wird für den Betrachtungszeitraum und die ausgewählten Netzgebiete von zwei sich kompensierenden Entwicklungen ausgegangen, so dass keine Änderung der allgemeinen Lasten zwischen den Stützjahren hinsichtlich der Netzplanung angenommen wird. Der punktuelle Zubau zusätzlicher Lasten mit einem NVP in der Mittelspannungsebene (z. B. Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher) wird im Rahmen der Anlagenszenarien betrachtet.

5.1.3 Parametrierung der Netzmodelle

Die in Abbildung 27 und Abbildung 28 dargestellten Netze werden unter Berücksichtigung der jeweils verwendeten Kabel- und Freileitungstypen und der Schaltzustände im Normalbetrieb in einem Netzberechnungsprogramm modelliert. Die Einstellung der Spannungswerte an den Sammelschienen der Umspannwerke und die Festlegung der einzuhaltenden Grenzwerte erfolgt auf Basis der spezifischen Planungsprämissen, mit denen die Netze ausgelegt wurden.

Der Spannungsregler im Umspannwerk wird nicht explizit abgebildet, sondern die Sammelschienenspannung in Höhe des konstanten Sollwertes angenommen. Die Toleranz des Stufensalters wird stattdessen von den Ober- und Untergrenzen des zulässigen Spannungsbands für die Mittelspannung abgezogen. Die maximal zulässige Leitungsauslastung $I/I_r = 100\%$ bzw. die maximal zulässige Transformatorauslastung $S/S_r = 100\%$ wird mit Blick auf die obere Netzkapazitätsgrenze (Grenze für zusätzliche DEA-Einspeisung) festgelegt, die im Rahmen der Analyse von besonderer Relevanz ist. Für die Einbindung von DEA ist keine $(n-1)$ -sichere Netzplanung erforderlich (vgl. Abschnitt 3.2.2.1), so dass keine weitere Reserve für eine Umschaltung im Fehlerfall eingeplant werden muss. Die Grenzwerte und Annahmen für die Netzgebiete A und B werden in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: Grenzwerte und Annahmen

	Netzgebiet A	Netzgebiet B
Sollwert Sammelschienenspannung (U_{soll})	103 %	101 %
Toleranz Stufenschalter UW-Trafo	+/- 1 %	+/- 1 %
Zulässiges Spannungsband MS (U/U_n)	96 % - 106 %	95 % - 106 %
Maximale Leitungsauslastung (I/I_r)	100 %	100 %
Maximale Transformatorauslastung (S/S_r)	100 %	100 %

Die zeitreihenbasierte Netzberechnung erfolgt in viertelstündlicher Auflösung für den Betrachtungszeitraum eines vollständigen Jahres. Somit können sowohl tageszeitliche, wochentagsabhängige als auch saisonale Unterschiede in der Netzauslastung identifiziert werden. Die Datenbasis und Annahmen zur Erzeugung der knotenscharfen verwendeten Wirk- und Blindleistungszeitreihen für die Parametrierung der Netzmodelle wird in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Datenbasis und Annahmen der verwendeten Zeitreihen

	Wirkleistungszeitreihe	Blindleistungszeitreihe
Mittelspannungskunden (Lasten)	RLM-Messzeitreihen	$\cos(\varphi) = 0,95_{ind}$
Ortsnetzstationen (Lasten)	Standardlastprofile (skaliert)	$\cos(\varphi) = 0,95_{ind}$
Erzeugungsanlage (Einspeiser)	RLM-Messzeitreihen (skaliert)	$\cos(\varphi) = 0,95_{ind}$

Weitere Ausführungen zur Güte der verwendeten Zeitreihen finden sich in Abschnitt 3.2.2.2.

5.1.4 Identifikation kritischer Netzbereiche

Um den Modellierungs- und Berechnungsaufwand für die detaillierte Analyse der relevanten Flexibilitätsoptionen einzugrenzen, werden im Rahmen einer Voranalyse zunächst relevante

Netzbereiche und dort vorhandene Flexibilitätsoptionen identifiziert. Hierfür werden auf Basis der Worst-Case-Betriebspunkte für beide Netzgebiete und jedes Stützjahr Netzbereiche ermittelt, in denen es zu Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen kommen kann.

Die Bestimmung der auslegungsrelevanten Betriebspunkte hat per Definition einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis der Netzplanung. Bei der konventionellen Netzplanung werden auf Basis der vorhandenen Messwerte (UW-Messungen, einzelne RLM-Messungen und Schleppzeigerwerte an den Ortsnetzstationen), sowie spezifischer Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF), die maximale Last bei minimaler Einspeisung (Starklastfall) sowie die maximale Einspeisung bei minimaler Last (Starkeinspeisefall) als Worst-Case-Betriebspunkte ermittelt. Die zeitreihenbasierte Netzberechnung basiert hingegen auf synthetisch erzeugten, knotenscharfen Last- und Einspeisezeitreihen, die im Rahmen dieser Arbeit auf Basis von Messwerten und Standardlastprofilen generiert werden (vgl. Abschnitt 3.2.2.2). Es stellt sich somit zunächst die Frage, welche auslegungsrelevanten Betriebspunkte sich aus den erzeugten Zeitreihen für eine konventionelle Netzberechnung ableiten lassen und für welchen Betrachtungsbereich die ermittelten Betriebspunkte auslegungsrelevant sind.

Im Falle der untersuchten Netzgebiete und der entwickelten Szenarien ist insbesondere der Starkeinspeisefall von Interesse. Exemplarisch werden die Jahreszeitreihen aller Netzknoten in Netzgebiet A für das Stützjahr 2035 hinsichtlich der folgenden Betriebspunkte ausgewertet:

- Zeitgleicher, knotenscharfer Starkeinspeisefall (Zeitpunkt mit höchster Einspeisung bzw. geringster Last für jeden Netzknoten)
- Zeitgleicher abgangsscharfer Starkeinspeisefall (Zeitpunkt mit höchster Summenrückspeisung bzw. geringster Last eines Abgangs)
- Zeitgleicher, abgangsübergreifender Starkeinspeisefall (Zeitpunkt mit höchster Summenrückspeisung bzw. geringster Last des gesamten Netzgebietes)

Es wird jeweils eine Netzberechnung für die ermittelten Betriebspunkte durchgeführt. Der Ergebnisvergleich erfolgt anhand der Residuallast im Netzgebiet (Summe aller Lasten abzüglich der Summe aller Einspeisungen) und der resultierenden Grenzwertverletzungen in Tabelle 5.

Tabelle 5: Residuallast und Grenzwertverletzungen im Netzgebiet A in Abhängigkeit der Methode zur Bestimmung des Betriebspunktes Starkeinspeisung

	zeitgleich, knotenscharf	zeitgleich, abgangsscharf	zeitgleich, abgangsübergreifend
Residuallast im Netzgebiet [MW]	-35,9	-30,9	-18,8
Knoten mit Spannungsbandverletzungen	62	26	24
Überlastete Leitungslänge [km]	1,98	0	0
Anzahl betroffener Abgänge	4	2	2

Tabelle 5 zeigt, dass sich die Residuallast im Netzgebiet und die resultierenden Grenzwertverletzungen je nach Methode zur Bestimmung des Starkeinspeisefalls deutlich unterscheiden. Bei

dem zeitungleichen, knotenscharfen Starkeinspeisefall handelt es sich um den theoretischen Worst-Case-Betriebspunkt, unter der Annahme, dass die maximale Rückspeisung gleichzeitig an allen Knoten eintritt. Falls keine weiteren Informationen zur Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Last vorliegen, müsste man diesen Betriebspunkt im Rahmen einer konventionellen Netzplanung als auslegungsrelevant betrachten. Der weitere Vergleich zeigt jedoch, dass dieser theoretische Worst-Case-Betriebspunkt aufgrund der Ungleichzeitigkeit im tatsächlichen Jahresverlauf nicht auftritt. Die Anzahl der Knoten mit einer Spannungsbandverletzung reduziert sich um 58 % bei der Anpassung des auslegungsrelevanten Betriebspunktes auf den Worst-Case der tatsächlich auftretenden Leistungsflusssituationen (zeitgleich, abgangsscharf). Ebenso reduziert sich die Länge der überlasteten Leitungen um 100 %. Insgesamt treten Grenzwertverletzungen nur in zwei anstatt vier Abgängen auf. Die zeitgleiche, abgangsübergreifende maximale Rückspeisung ist die tatsächlich auftretende Belastung zur Auslegung der Transformatoren für den Rückspeisefall. In diesem Beispiel kommt es jedoch in keinem der Fälle zu Einschränkungen hinsichtlich der Transformatorauslastung.

Der Vergleich der Ergebnisse zeigt bereits einen wesentlichen Vorteil bei der zeitreihenbasierten Auslegung von Netzen, die über eine Netzzustandsüberwachung verfügen. Trotz guter Gleichzeitigkeitsfaktoren muss bei der konventionellen Netzplanung immer eine Sicherheitsreserve gegenüber den tatsächlich auftretenden Netzzuständen eingeplant werden, da eine Beeinflussung während des Betriebs nicht mehr möglich ist. Hierdurch werden Netze für Betriebspunkte ausgebaut, die in der Realität ggf. niemals auftreten. Bei der planerischen Auslegung mit Netzzustandsüberwachung und Zugriff auf Flexibilitätsoptionen, kann die Auslegung auf Basis der tatsächlich auftretenden Betriebszustände erfolgen, da die Sicherheitsreserve in die betriebliche Zugriffsmöglichkeit verschoben wird. Letztendlich wird der Netzausbaubedarf bereits dadurch reduziert, dass die Netzzustände überwacht werden und die Option von Regelungseingriffen besteht, selbst wenn diese nicht genutzt werden muss.

5.1.5 Identifikation relevanter Flexibilitätsoptionen

Aus der Voranalyse der Netzgebiete A und B gehen drei Netzbereiche mit Grenzwertverletzungen hervor, die für die Detailanalyse des netzdienlichen Einsatzes von Flexibilitätsoptionen von besonderer Relevanz sind. Davon liegen zwei kritische Netzbereiche in Netzgebiet A und ein kritischer Netzbereich in Netzgebiet B.

5.1.5.1 Netzbereich 1

Der erste kritische Netzbereich (NB 1) in Abbildung 30 liegt in Netzgebiet A und wird durch das UW 3 versorgt (vgl. Abbildung 27). Es kommt zu Verletzungen des Spannungsbandes in den Stützjahren 2025 und 2035, die hauptsächlich durch den Anschluss einer Windenergieanlage mit

$P_{WEA} = 2$ MW verursacht werden. Des Weiteren werden 13 Ortsnetzstationen mit einer zunehmenden Anzahl von PV-Anlagen sowie eine Kläranlage als Mittelspannungskunde versorgt. Abgesehen vom Einspeisemanagement der Windenergieanlage (NVP 2), stellt die Kläranlage (NVP 9) die einzige relevante Flexibilitätsoption mit Einfluss auf die Spannungsbandverletzungen in diesem Netzbereich dar und wird in der nachfolgenden Analyse detailliert betrachtet.

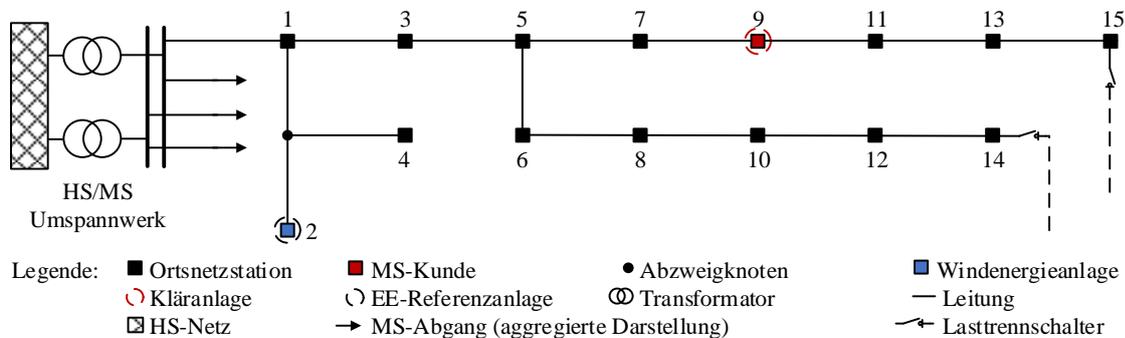


Abbildung 30: Kritischer Netzbereich 1 (Netzgebiet A)

5.1.5.2 Netzbereich 2

Der zweite kritische Netzbereich (NB 2) in Abbildung 31 liegt ebenfalls in Netzgebiet A und wird durch das UW 1 versorgt (vgl. Abbildung 27). Auch hier wird 2025 zunächst eine WEA mit $P_{WEA} = 2$ MW an NVP 12 angeschlossen und im Stützjahr 2035 erhöht sich die installierte Leistung durch eine weitere WEA auf $P_{WEA} = 4$ MW. Während im Stützjahr 2025 noch keine Grenzwertverletzungen auftreten, kommt es im Betrachtungsjahr 2035 zu Spannungsbandverletzungen im Netzbereich.

In diesem Netzbereich existieren fünf RLM-Mittelspannungskunden, darunter eine Bankfiliale, ein Supermarkt sowie drei mittelständische Produktionsbetriebe. Es wird angenommen, dass einer der Produktionsbetriebe bis zum Jahr 2035 eine Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher zur Optimierung der Eigenversorgung sowie zur Reduzierung der Leistungsspitze auf dem Betriebsgelände ergänzt. Dieser Produktionsbetrieb verfügt somit über ein relevantes Flexibilitätspotential und wird in der Analyse detailliert betrachtet. Der Netzverknüpfungspunkt wird in Abbildung 31 entsprechend hervorgehoben (NVP 15).

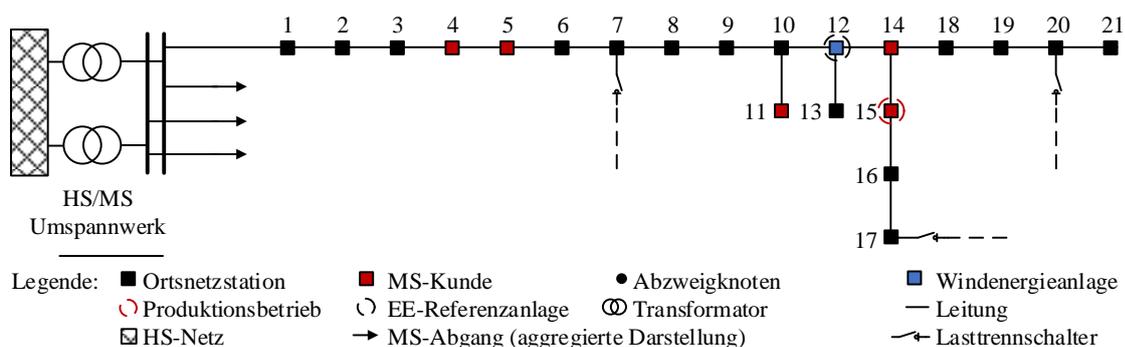


Abbildung 31: Kritischer Netzbereich 2 (Netzgebiet A)

5.1.5.3 Netzbereich 3

Der dritte kritische Netzbereich (NB 3) in Abbildung 32 befindet sich in Netzgebiet B. Durch den weiteren Zubau von Photovoltaikanlagen kommt es zu zeitweiligen Leitungsüberlastungen zwischen NVP 20 und 25 sowie zu vereinzelt Spannungsbandverletzungen ab dem Stützjahr 2025. In diesem Netzbereich befinden sich im Basisjahr außer den angeschlossenen DEA keine unmittelbaren Mittelspannungskunden mit bereits vorhandenen Flexibilitätsoptionen. Es wird jedoch angenommen, dass bis zum Betrachtungsjahr 2035 eine Power-to-Gas-Anlage zur Produktion von Wasserstoff für die Busse des öffentlichen Personennahverkehrs in das Netz integriert wird. Der Netzverknüpfungspunkt der PtG-Anlage ist in Abbildung 32 eingetragen (NVP 29).

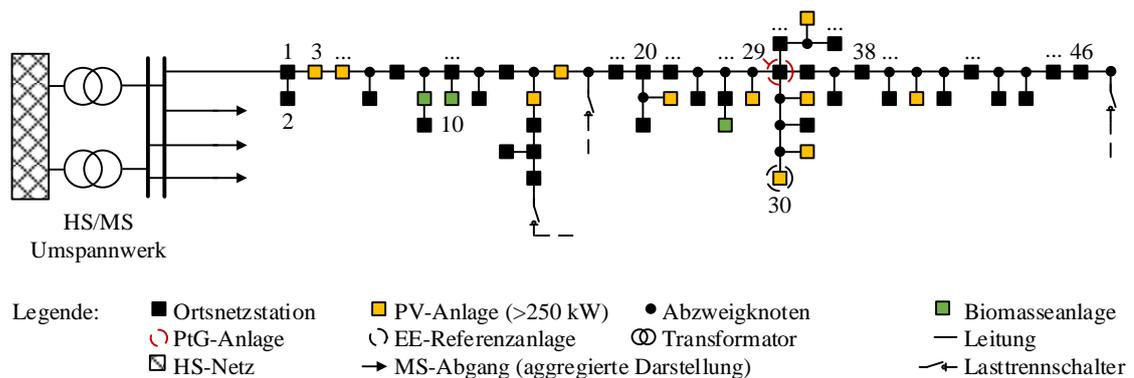


Abbildung 32: Kritischer Netzbereich 3 (Netzgebiet B)

5.1.6 Parametrierung der Anlagenmodelle

Im Rahmen der Detailanalyse werden drei Mittelspannungsanlagen in drei unterschiedlichen Netzbereichen betrachtet:

- Kläranlage mit BHKW und Klärgasspeicher (Netzbereich 1)
- Mittelständischer Produktionsbetrieb mit Photovoltaikanlage und Batteriespeicher (Netzbereich 2)
- Power-to-Gas-Anlage zur Versorgung von Wasserstoffbussen (Netzbereich 3)

Nachfolgend wird die Parametrierung der Anlagenmodelle beschrieben. Dabei wird die Beschreibung auf die wichtigsten technischen Kenngrößen der Anlagen reduziert. Anschließend wird auf die Preisparametrierung der Anlagen und die Optimierungsvarianten eingegangen. Die vollständige Parametrierung der Anlagenmodelle wird in tabellarischer Form im Anhang 9.3 aufgeführt.

5.1.6.1 Kläranlage mit BHKW und Klärgasspeicher

Die in NB 1 angeschlossene Kläranlage hat eine Ausbaugröße von 58.000 EW (GK 4) und verfügt über eine Klärschlammfäulung zur Gasproduktion, einen Klärgasspeicher und ein Blockheizkraftwerk zur Eigenversorgung mit elektrischer Energie und Wärme sowie ein Notstromaggregat.

Zudem ist die Kläranlage an das öffentliche Strom- und Gasnetz angeschlossen. Die gesamte Kläranlage wird mit Hilfe von sechs verschalteten EPN modelliert (vgl. Abbildung 33).

Kläranlage

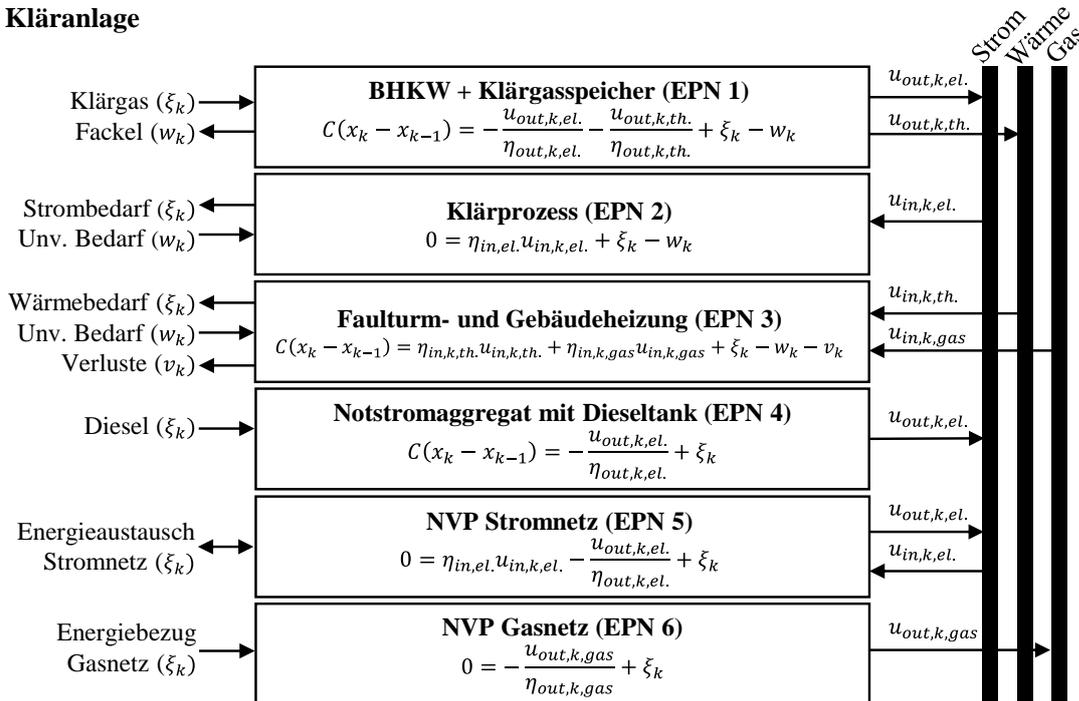


Abbildung 33: Aufbau des Kläranlagenmodells

Der erste EPN wird zur Abbildung des BHKW und des Klärgasspeichers verwendet. Die Klärgasproduktion wird durch eine reale Messzeitreihe abgebildet mit einer mittleren Produktion von $\bar{Q}_K = 36,6 \text{ m}^3/\text{h}$. Der Gasspeicher hat ein Gesamtvolumen von $V_{KS} = 700 \text{ m}^3$ mit einem nutzbaren Speicherbereich zwischen 10 % – 90 % des Gesamtvolumens. Im Notfall kann das fortlaufend produzierte Methan durch eine Fackel kontrolliert abgebrannt werden. Das Blockheizkraftwerk hat eine elektrische Leistung von $P_{BHKW,el.} = 160 \text{ kW}$ bzw. eine thermische Leistung von $P_{BHKW,th.} = 216 \text{ kW}$ bei einem Wirkungsgrad von $\eta_{el.} = 0,37$ bzw. $\eta_{th.} = 0,5$. Um die Anzahl der Schaltzyklen pro Tag aus Verschleißgründen zu begrenzen, werden minimale Zuschaltdauern und minimale Ausschaltdauern von jeweils $T_{zu}^{min} = T_{aus}^{min} = 2 \text{ h}$ festgelegt. Die Strom- und Wärmeauskopplung wird durch die Verbindung mit den Sammelschienen „Strom“ und „Wärme“ realisiert.

Als zweiter EPN wird der Klärprozess modelliert. Der elektrische Energiebedarf des Klärprozesses in Höhe von $E_{JB,el.} = 1,6 \text{ GWh/a}$ wird ebenfalls durch reale Messwerte abgebildet und zunächst als unflexibel betrachtet. Die Jahresleistungsspitze beträgt $\hat{P}_{JB} = 313 \text{ kW}$. Die Deckung des Bedarfs erfolgt durch den Energiebezug über die Sammelschiene „Strom“.

Der dritte EPN umfasst die Faulturm- und Gebäudeheizung. Der Wärmebedarf in Höhe von $E_{JB,th.} = 1,1 \text{ GWh/a}$ zuzüglich der Wärmeverluste entfällt mit 92 % auf die Beheizung des Faulturms. Der restliche Wärmebedarf entsteht durch die Beheizung der Betriebsgebäude. Die temperaturabhängigen Unterschiede werden durch die verwendete Jahreszeitreihe abgebildet und als

thermische Speicherkapazität wird vereinfacht der durchschnittliche Tageswärmebedarf des Faulturns in Höhe von $\bar{E}_{FT,th} = 2.650 \text{ kWh/d}$ angenommen. Die Deckung des Wärmebedarfs erfolgt durch das BHKW sowie durch einen zusätzlichen Gaskessel mit einer Wärmeleistung von $P_{GK,th} = 500 \text{ kW}$.

Des Weiteren verfügt die Kläranlage über ein dieselbetriebenes Notstromaggregat, welches über den vierten EPN modelliert wird. Das Notstromaggregat hat eine elektrische Leistung von $P_{NSA} = 500 \text{ kW}$ sowie einen Dieseltank mit einem Speichervolumen von $V_{DS} = 1.000 \text{ l}$. Die Zuschaltung des Notstromaggregats wird lediglich für netzdienliche Zwecke erlaubt. Eine Betriebsoptimierung für marktorientierte Zwecke erfolgt nicht, da die Vorhaltung ausreichender Kraftstoffreserven für einen Stromausfall eine übergeordnete Priorität hat.

Die Netzverknüpfungspunkte zum öffentlichen Strom- und Gasnetz werden über EPN 5 und EPN 6 modelliert. Tabelle 13, Tabelle 14 und Tabelle 15 in Anhang 9.3 zeigen die vollständige Zuordnung der Anlagenparameter im EPN-Modell.

5.1.6.2 Produktionsbetrieb mit PV-Anlage und Batteriespeicher

Die zweite modellierte Anlage ist ein mittelständisches Unternehmen im Bereich der Metallverarbeitung mit einem elektrischen Energiebedarf von $E_{JB} = 250 \text{ MWh/a}$ und einer Jahresleistungsspitze von $\hat{P}_{JB} = 425 \text{ kW}$. Des Weiteren befindet sich eine Photovoltaik-Anlage auf dem Dach der Produktionshalle mit einer installierten Leistung von $P_{PV} = 100 \text{ kW}$. Zur Optimierung der Eigenversorgung sowie zur Reduzierung der Lastspitze wird zusätzlich ein Batteriespeicher mit einer maximalen Ladeleistung von $P_{BAT} = 300 \text{ kW}$ und einer Speicherkapazität von $E_{BAT} = 600 \text{ kWh}$ errichtet. Die Modellierung der Anlage mit Hilfe des Power Nodes Ansatzes zeigt Abbildung 34. Es werden insgesamt vier EPN zur Modellierung der PV-Anlage, des Batteriespeichers, des Produktionsprozesses und des NVP zum Stromnetz verwendet.

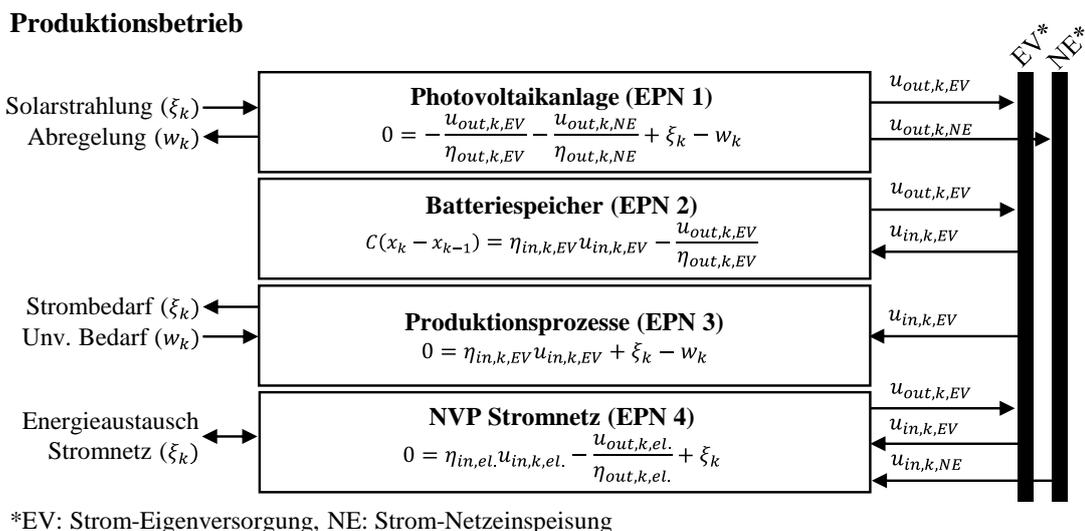


Abbildung 34: Aufbau des Produktionsbetriebsmodells

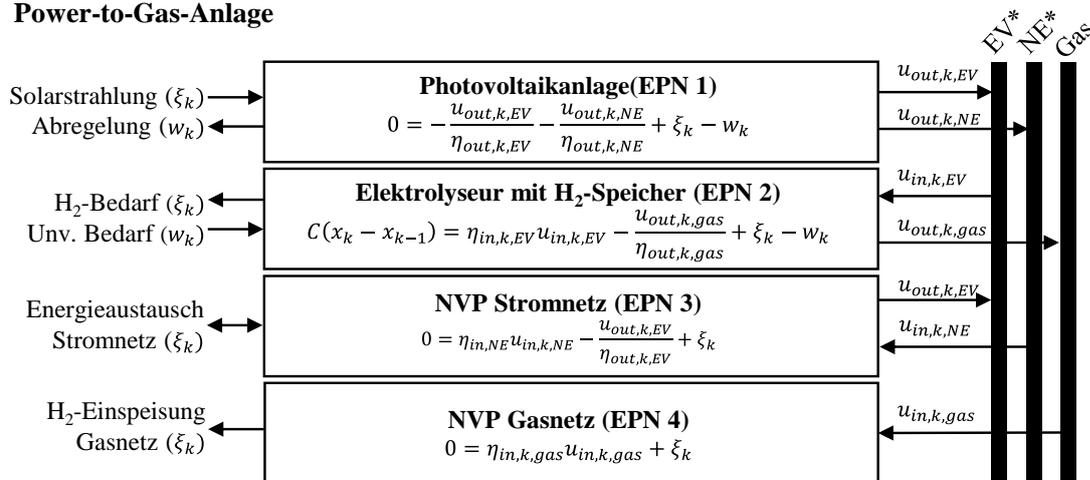
Die Sammelschienen werden in diesem Anlagenmodell nicht für verschiedene Energieträger sondern für die unterschiedliche regulatorische Behandlung des PV-Stroms zur Eigenversorgung und zur Netzeinspeisung verwendet. Während für die Einspeisung der PV-Anlage auf die Sammelschiene NE (Strom-Netzeinspeisung) keine EEG-Umlage anfällt, wird auf den Anteil des Stroms, der auf die Sammelschiene EV (Strom-Eigenversorgung) eingespeist wird, eine (reduzierte) EEG-Umlage fällig. Die Zuordnung der Anlagenparameter zum EPN Modell zeigen Tabelle 16 und Tabelle 17 (Anhang 9.3).

5.1.6.3 Power-to-Gas-Anlage für Wasserstoffbusse

Die dritte betrachtete Anlage wird in Netzbereich 3 errichtet. Es handelt sich um eine Power-to-Gas-Anlage zur Produktion von Wasserstoff für die Busflotte des öffentlichen Personennahverkehrs. Insgesamt müssen mehrere Wasserstoffbusse täglich betankt werden. Der durchschnittliche tägliche Wasserstoffbedarf beträgt $Q_{H_2} = 1.560 \text{ m}^3/\text{d}$. Die PtG-Anlage hat eine Leistung von $P_{PtG} = 600 \text{ kW}$ und verfügt über einen Wasserstoffspeicher ($V_{H_2} = 2400 \text{ m}^3$). Darüber hinaus besteht die Möglichkeit den produzierten Wasserstoff auch in das Erdgasnetz einzuspeisen. Zusätzlich existiert eine PV-Anlage mit $P_{PV} = 100 \text{ kW}$ auf dem Dach des Betriebshofs.

Abbildung 35 zeigt den Aufbau des entsprechenden Modells durch vier EPN. Der erste EPN bildet die PVA nach und der zweite den Elektrolyseur mit dem Wasserstoffspeicher. Wie bereits im vorherigen Abschnitt erläutert, erfolgt auch hier eine Unterscheidung zwischen der Netzeinspeisung und Eigenversorgung durch die PVA mit Hilfe von zwei separate Sammelschienen. Zusätzlich existiert eine Sammelschiene für die Gasnetzeinspeisung der Power-to-Gas-Anlage. EPN 3 und EPN 4 bilden wiederum den Anschluss zum Strom- und Gasnetz ab. Die vollständige Parametrierung des EPN-Modells wird in Tabelle 18 und Tabelle 19 (Anhang 9.3) zusammengefasst.

Power-to-Gas-Anlage



*EV: Strom-Eigenversorgung, NE: Strom-Netzeinspeisung

Abbildung 35: Aufbau des PtG-Anlagenmodells

5.1.6.4 Preisparametrierung

Die einzelnen Preisbestandteile für den Energieaustausch mit dem Strom- und Gasnetz sowie die Preise für Brennstoffe werden für alle drei Anlagen ebenfalls auf Basis der heutigen Rahmenbedingungen in den Modellen hinterlegt.

Grundsätzlich wird angenommen, dass für den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz alle Umlagen, Entgelte und Abgaben anfallen (vgl. Abschnitt 3.1.2.1). Anlagenspezifische Besonderheiten ergeben sich bei den Netznutzungsentgelten. Die Jahresbenutzungsdauer der Kläranlage liegt oberhalb der 2.500 h Grenze und die des Produktionsbetriebs unterhalb dieser Grenze. Die Leistungs- und Arbeitspreise für die Netznutzung unterscheiden sich somit für die beiden Anlagen (vgl. Abbildung 4). Die PtG-Anlage wird aufgrund einer technologiespezifischen Sonderregelung vollständig von den NNE befreit (vgl. Abschnitt 3.1.2.3). Des Weiteren wird für die Eigenversorgung des Produktionsbetriebs und der PtG-Anlage durch die jeweils vorhandenen PVA eine reduzierte EEG-Umlage fällig. Für die Kläranlage entfällt die EEG-Umlage auf die Eigenversorgung aufgrund einer Bestandsregelung vollständig.

Die zukünftigen Preise für die Strombeschaffung (ohne Umlagen, Entgelte und Abgaben) und die Einspeisevergütungen orientieren sich an den Börsenpreisen. Es werden unterschiedliche Varianten für dynamische und statische Strompreise berücksichtigt. Die Basis für die dynamischen Strompreise bilden historische Day-Ahead-Spotmarktpreise. Der statische Strompreis wird aus Gründen der Vergleichbarkeit entsprechend daraus abgeleitet (Mittelwertbildung). Die resultierenden Optimierungsvarianten werden im folgenden Abschnitt 5.1.6.5 näher erläutert.

Die sonstigen Preise für den Gasnetzbezug, die Gasnetzeinspeisung, Diesel, Klärgas etc. leiten sich ebenfalls aus heutigen Gegebenheiten ab. Alle Preisparameter werden detailliert in Tabelle 12 (Anhang 9.3) aufgeführt.

5.1.6.5 Optimierungsvarianten für den Anlagenbetrieb

Das Ziel der Optimierung des jeweiligen Anlagenbetriebs ist die Bestimmung der kostenoptimalen Betriebsweise unter Berücksichtigung aller Kostenbestandteile (vgl. Abschnitt 4.1). Die Auswirkungen der netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung auf den Anlagenbetrieb und die Energieversorgungskosten werden auf Basis von verschiedenen Betriebsoptimierungsvarianten ermittelt und bewertet. Aus den Ergebnissen lassen sich schließlich die Opportunitätskosten des Anlagenbetreibers für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität ableiten. Die Grundlage bildet hierbei der Vergleich der Basisvarianten V1-V4, die eine Jahresoptimierung für statische und dynamische Strompreise sowie mit und ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen umfassen (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6: Basisvarianten der Anlagenoptimierung

		Netzrestriktionen	
		ohne	mit
Strompreis	statisch	Variante V1	Variante V3
	dynamisch	Variante V2	Variante V4

Neben der Bestimmung der Opportunitätskosten werden dadurch zusätzliche Vergleiche zwischen statischen und dynamischen Strompreisen ermöglicht. Der Gesamtbetrachtungszeitraum von einem Jahr wird in 365 Tagesoptimierungen segmentiert (vgl. Abschnitt 4.1.4.4). Die Optimierung erfolgt unter der Annahme einer perfekten Prognosegüte für den jeweiligen Tageszeitraum.

5.2 Quantitative Analyse und Bewertung

5.2.1 Netzkapazitätsgrenzen und Flexibilitätsbedarf

5.2.1.1 Entwicklungen in Abhängigkeit des EE-Ausbaus

Die zeitreihenbasierte Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen wird jeweils für die vollständigen Netzgebiete A und B mit einer viertelstündlichen Auflösung für den gesamten Jahresverlauf durchgeführt. Wie bereits in der Voranalyse festgestellt wurde, kommt es auf Basis der Szenarien der Versorgungsaufgabe in insgesamt drei Netzbereichen zu Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen, die im Wesentlichen durch die dort angeschlossenen MS-Erzeugungsanlagen verursacht werden. Bei der Analyse der Netzkapazitätsgrenzen und des Flexibilitätsbedarfs wird in jedem Netzbereich eine MS-Erzeugungsanlage als EE-Referenzanlage bestimmt, um als Vergleichsgröße zu den anderen Flexibilitätsoptionen zu fungieren.

Abbildung 36 zeigt die Netzkapazitätsgrenzen für die Netzverknüpfungspunkte der EE-Referenzanlagen in den drei kritischen Netzbereichen (vgl. Abbildung 30, Abbildung 31 und Abbildung 32). Jeder Balken zeigt in aggregierter Darstellungsform die Netzkapazitätsgrenzen für die 35.040 Leistungsflusssituationen (Anzahl der Viertelstunden) des berechneten Jahres.

Unter Berücksichtigung aller Knotenspannungen und aller Betriebsmittelauslastungen ist eine zusätzliche Einspeisung und Entnahme ausgehend von der jeweils vorliegenden Leistungsflusssituation innerhalb der grünen Bereiche zu jedem Zeitpunkt netzverträglich. Die gelben Bereiche zeigen jeweils den Schwankungsbereich der Netzkapazitätsgrenzen im Jahresverlauf, d. h. temporär ist eine zusätzliche Einspeisung oder Entnahme innerhalb des gelben Bereichs netzverträglich. Leistungsänderungen über die gelben Bereiche hinaus (rote Bereiche), würden zu jedem Zeitpunkt des Jahres zu einer Verletzung der zulässigen Grenzwerte führen. Falls die obere Netzkapazitätsgrenze negativ wird bzw. die untere Netzkapazitätsgrenze positiv wird, wird durch die bereits vorliegende Leistungsflusssituation eine Grenzwertverletzung hervorgerufen. D. h. der Wert der Netzkapazitätsgrenze entspricht der erforderlichen Leistungsänderung zur Behebung der

Grenzwertverletzung (temporärer netzdienlicher Flexibilitätsbedarf). Diese Bereiche werden grau hervorgehoben.

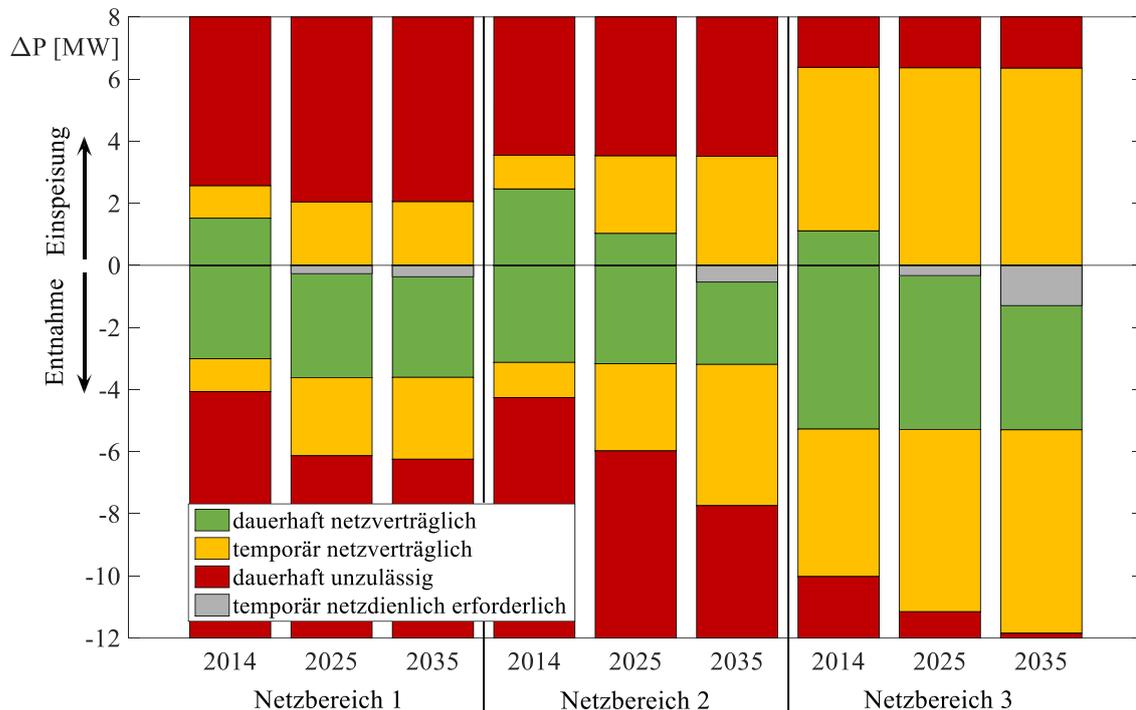


Abbildung 36: Netzkapazitätsgrenzen am Netzverknüpfungspunkt der EE-Referenzanlagen nach Netzbereichen und simulierten Jahren

In Abbildung 36 lässt sich somit erkennen, dass es im Basisjahr 2014 in keinem der Netzbereiche zu Grenzwertverletzungen kommt. Durch den weiteren Zubau der EE-Anlagen treten in Netzbereich 1 und 3 ab dem Jahr 2025 Grenzwertverletzungen auf und in Netzbereich 2 ab dem Jahr 2035. Des Weiteren lässt sich erkennen, dass die Schwankungsbreite der Netzkapazitätsgrenzen (gelben Bereiche) in allen Netzbereichen im Verlauf der berechneten Stützjahre deutlich zunimmt. Die dauerhaft netzverträglichen Bereiche (grüne Bereiche) gehen entsprechend zurück. Dies lässt sich direkt auf die Volatilität der zunehmenden EE-Einspeisung zurückführen.

5.2.1.2 Häufigkeit und Zeitpunkte von Grenzwertverletzungen

Ein maßgeblicher Vorteil der zeitreihenbasierten Netzberechnung gegenüber der Betrachtung einzelner Betriebspunkte ist die Möglichkeit, Aussagen bezüglich der Häufigkeit von Grenzwertverletzungen sowie der tages- und jahreszeitlichen Charakteristiken treffen zu können. Abbildung 37 zeigt die Viertelstunden mit Grenzwertverletzung sowie deren Anteil an allen Viertelstundenwerten eines Jahres in den Netzbereichen 1-3 für die EE-Ausbauszenarien des Stützjahres 2035.

Der Vergleich zeigt deutlich, dass die Betriebszustände, für die das Netz letztendlich ausgebaut werden müsste, nur sehr selten eintreten. In allen drei Fällen liegt der Anteil von kritischen Viertelstunden nur bei rund 1 % aller Viertelstundenwerte eines gesamten Jahres. Weiterhin lassen sich unterschiedliche Charakteristiken bei den Zeiten feststellen. Die Grenzwertverletzungen in

den Netzbereichen 1 und 2 sind geprägt durch die Einspeisespitzen der Windenergieanlagen und treten im Jahresverlauf zu jeder Tageszeit auf. Tendenziell lässt sich eine höhere Dichte der von Grenzwertverletzungen in den Herbst- und Wintermonaten identifizieren, nichtsdestoweniger kommen diese vereinzelt auch in den Sommermonaten vor. In Netzbereich 3 hingegen, lässt sich eine klare PV-Charakteristik erkennen. Grenzwertverletzungen treten durch die PV-Einspeisung nur zwischen März und Oktober sowie nur zwischen 10-15 Uhr auf.

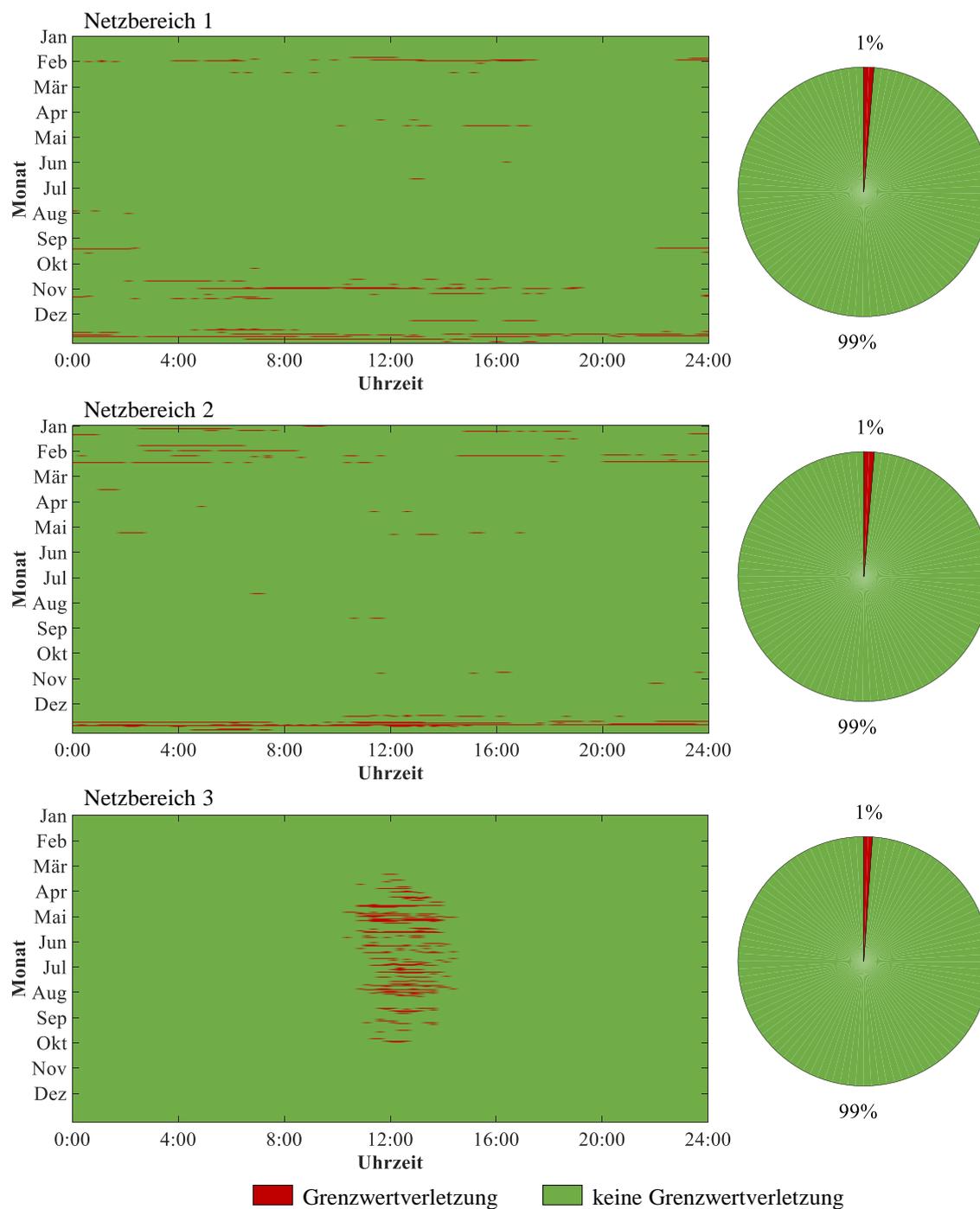


Abbildung 37: Zeitpunkte und Häufigkeiten von Grenzwertverletzung in den Netzbereichen 1 - 3 im Jahr 2035 (Darstellung aller Viertelstundenwerte eines Jahres)

5.2.1.3 Quantifizierung des Flexibilitätsbedarfs

Die maßgebliche Kenngröße des netzseitigen Flexibilitätsbedarfs ist die erforderliche Leistungsanpassung an einem spezifischen Netzknoten zur Behebung einer Grenzwertverletzung im Netz. Ebenfalls sind die Dauer eines zusammenhängenden Bedarfs und die sensitivitätsbedingten Unterschiede je nach Netzverknüpfungspunkt einer Flexibilitätsoption (örtliche Abhängigkeit) von Interesse. Aus dem zeitlichen Verlauf der notwendigen Leistungsanpassungen lassen sich darüber hinaus die aufzunehmenden oder abzugebenden Energiemengen zur Deckung eines Flexibilitätsbedarfs bestimmen (vgl. Abschnitt 2.1). Diese sind insbesondere bei der Betrachtung von Flexibilitätsoptionen mit begrenzten Speicherkapazitäten relevant.

Die in Abbildung 37 dargestellten Grenzwertverletzungen für das Jahr 2035 lassen sich zu 116 (NB 1), 99 (NB 2) bzw. 146 (NB 3) zusammenhängenden Zeiträumen aggregieren. Als zusammenhängender Zeitraum wird eine Folge von Zeitschritten vom Beginn bis zum Ende von Grenzwertverletzungen verstanden. Die maximale Dauer der zusammenhängenden Zeiträume unterscheidet sich in den betrachteten Netzbereichen. In den windgeprägten Netzbereichen 1 und 2 treten mit $T_{Flex}^{max} = 9,5$ h bzw. $T_{Flex}^{max} = 17,25$ h durchaus längere zusammenhängende Phasen mit einem Flexibilitätsbedarf auf. In dem PV-geprägten Netzbereich 3 beträgt die maximale Dauer $T_{Flex}^{max} = 3,25$ h. Die Mittelwerte der Dauer liegen für alle Netzbereiche allerdings zwischen $\bar{T}_{Flex} = 0,65$ h und $\bar{T}_{Flex} = 1,17$ h und sind somit relativ kurz (vgl. Tabelle 7). Die leichte Reduzierung der maximalen und mittleren Dauer im Stützjahr 2035 gegenüber dem Stützjahr 2025 in Netzbereich 1 ist auf die unterschiedlichen Einspeisezeitreihen der betrachteten Wetterjahre zurückzuführen.

Tabelle 7: Anzahl und Dauer zusammenhängender Grenzwertverletzungen

		Netzbereich 1			Netzbereich 2			Netzbereich 3		
		2014	2025	2035	2014	2025	2035	2014	2025	2035
	Anzahl	-	61	116	-	-	99	-	5	146
Dauer	Min.	-	0,25	0,25	-	-	0,25	-	0,25	0,25
	Max.	-	9,5	7,5	-	-	17,25	-	0,25	3,25
	Mittel	-	1,07	0,97	-	-	1,17	-	0,25	0,65

Die maximal erforderliche Leistungsanpassung sowie die insgesamt aufzunehmende Energie je Flexibilitätsbedarf wird in Abbildung 38 für alle drei Netzbereiche dargestellt. Die Kenngrößen eines Flexibilitätsbedarfs beziehen sich stets auf einen zusammenhängenden Zeitraum mit Grenzwertverletzungen. Da es sich um einspeisebedingte Grenzwertverletzungen handelt, muss entweder die Einspeisung reduziert oder die Last erhöht werden (negatives Vorzeichen). Jeder Flexibilitätsbedarf wird als ein Punkt in dem Streudiagramm dargestellt. Zusätzlich werden die Unterschiede des Flexibilitätsbedarfs je nach Netzverknüpfungspunkt der Flexibilitätsoption dargestellt. In Grau wird stets der Flexibilitätsbedarf am Netzverknüpfungspunkt der EE-Referenzanlage im MS-Netz dargestellt (Einspeisemanagement). Die schwarzen Kreise zeigen den

Flexibilitätsbedarf für die Behebung der gleichen Grenzwertverletzungen am Netzverknüpfungspunkt der zuvor vorgestellten Flexibilitätsoptionen.

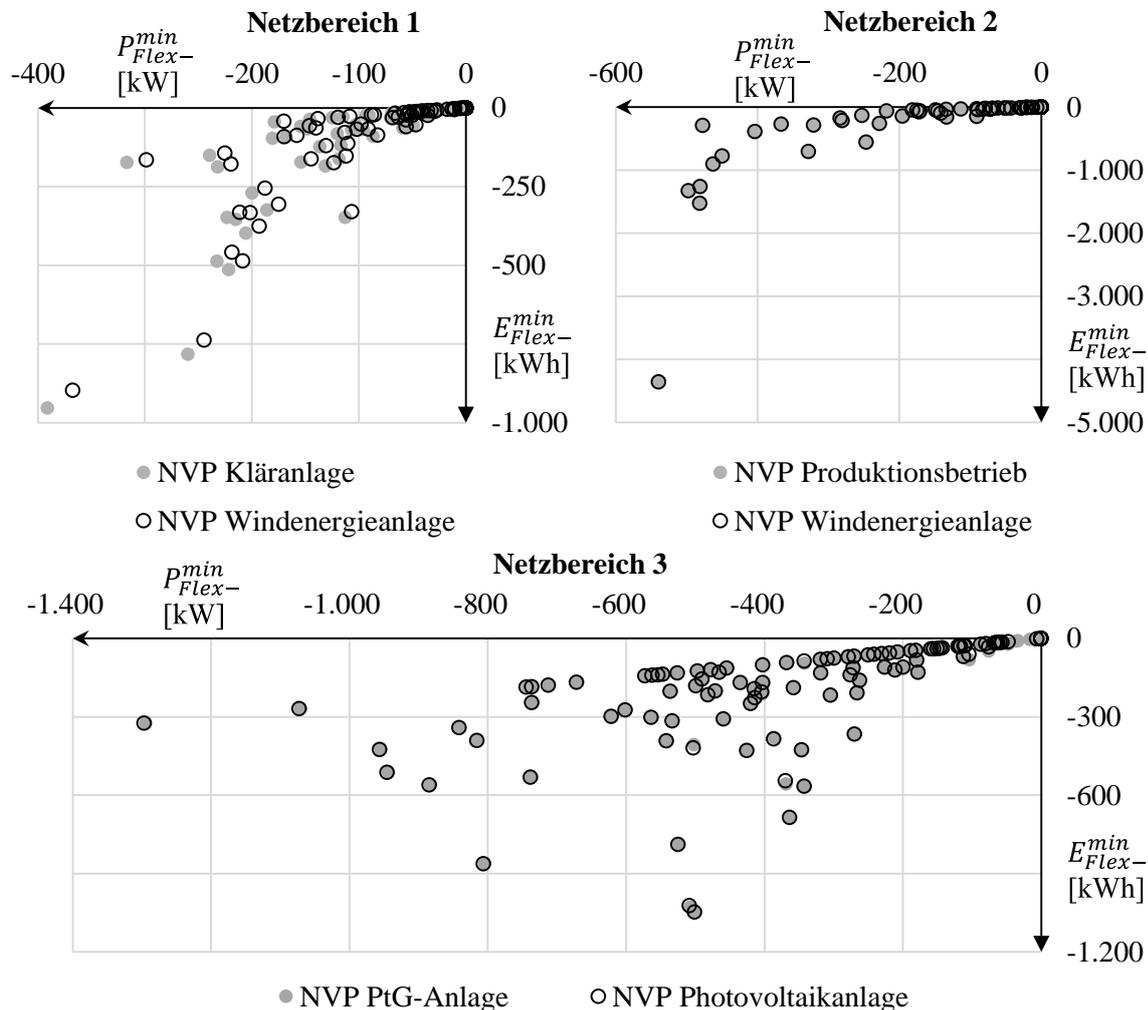


Abbildung 38: Leistungs-Energie-Diagramm des Flexibilitätsbedarfs nach Netzverknüpfungspunkten

Abbildung 38 zeigt zunächst einmal, dass der Flexibilitätsbedarf an den unterschiedlichen Netzverknüpfungspunkten sehr ähnlich ausgeprägt ist und eine Substitution somit prinzipiell möglich und sinnvoll ist. Am NVP der Kläranlage erhöht sich die erforderliche maximale Leistungsanpassung gegenüber dem NVP der WEA im Durchschnitt um 5,25 %. Die Unterschiede in Netzbereich 2 und 3 sind deutlich geringer. Am NVP des Produktionsbetriebs in Netzbereich 2 reduziert sich die mittlere erforderliche Leistungsanpassung geringfügig um 0,15 % und in Netzbereich 3 steigt sie am NVP der PtG-Anlage um 0,15 % leicht an. Je nach Sensitivität einer Flexibilitätsoption auf die kritischste Knotenspannung bzw. die kritische Betriebsmittelauslastung können sich die Leistungs- und Energieanforderungen an eine Flexibilitätsoption somit reduzieren oder erhöhen.

Absolut betrachtet muss am NVP der Kläranlage temporär mindestens ein zusätzlicher Leistungsbezug von $P_{Flex-}^{min} = -400$ kW und eine zusätzliche Energieaufnahme von $E_{Flex-}^{min} = -1.000$ kWh erreicht werden können, um alle Grenzwertverletzungen alleine zu beheben. Der Großteil der

Flexibilitätsbedarfe hat jedoch deutlich geringe Leistungs- und Energieanforderungen. Der durchschnittliche Flexibilitätsbedarf liegt bei $\bar{P}_{Flex}^{min} = -56$ kW und $\bar{E}_{Flex}^{min} = -63$ kWh. In Netzbereich 2 liegt der durchschnittliche Flexibilitätsbedarf bei $\bar{P}_{Flex}^{min} = -91$ kW und $\bar{E}_{Flex}^{min} = -147$ kWh und in Netzbereich 3 bei $\bar{P}_{Flex}^{min} = -359$ kW und $\bar{E}_{Flex}^{min} = -189$ kWh. Somit liegen auch hier die Durchschnittswerte deutlich unter den Extrempunkten (vgl. Abbildung 38).

Die Leistungsgradienten, die in Abschnitt 2.1 als weitere Flexibilitätskenngröße aufgeführt werden, haben bei der Betrachtung des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs im Verteilnetz eine untergeordnete Rolle. Zum einen ermöglichen die im Verteilnetz oftmals über Umrichter angeschlossenen Flexibilitätsoptionen sehr hohe Leistungsgradienten und zum anderen müssen zur Erfüllung eines netzseitigen Flexibilitätsbedarfs keine exakten Trajektorien nachgefahren werden (wie es zum Beispiel bei der Erbringung von Regelleistung erforderlich wäre), sondern es muss lediglich der Leistungsschwellenwert zum richtigen Zeitpunkt überschritten werden. Dafür kann der Abruf von Flexibilitätsoptionen mit restriktiven Leistungsgradienten auch vorzeitig gestartet werden. Nichtsdestoweniger können die Gradienten aus Berechnungsergebnissen ebenfalls abgeleitet werden.

5.2.1.4 Netzkapazitätsgrenzen

Die Kopplung des Anlagenmodells mit dem Netzmodell erfolgt, wie in Kapitel 4 beschrieben, durch die Zeitreihen der Netzkapazitätsgrenzen, dem sogenannten Netzkapazitätskorridor. Abbildung 39 zeigt exemplarisch den Tagesverlauf des Netzkapazitätskorridors für die NVP der Kläranlage, des Produktionsbetriebs und der PtG-Anlage in den Netzbereichen 1-3. Die Darstellung zeigt die aggregierten Tagesverläufe für die 365 Tage des berechneten Jahres 2035. Analog zu Abbildung 36 stellen auch hier die gelben Bereiche die Schwankungsbreite der Netzkapazitätsgrenzen dar. Durch die zusätzlich eingetragenen Mediane und Perzentile wird nochmals unterstrichen, dass die Überschreitungen der Netzkapazitätsgrenzen zeitlich nur sehr selten auftreten und in den übrigen Zeiträumen deutliche Reserven vorliegen.

Die Netzkapazitätskorridore für die Netzbereiche 1 und 2 zeigen erneut, dass im Verlauf eines Jahres, ein Flexibilitätsbedarf zu nahezu jeder Tageszeit auftritt (graue Bereiche). Auch bei der Höhe des Leistungsbedarfs lassen sich keine signifikanten, tageszeitlichen Ausprägungen identifizieren. Für windgeprägte Netzgebiete kann festgehalten werden, dass es zwar selten aber prinzipiell zu jeder Tageszeit zu Grenzwertverletzungen kommen kann. Diese Eigenschaft muss bei der Ausgestaltung von netzdienlichen Flexibilitätskonzepten berücksichtigt werden.

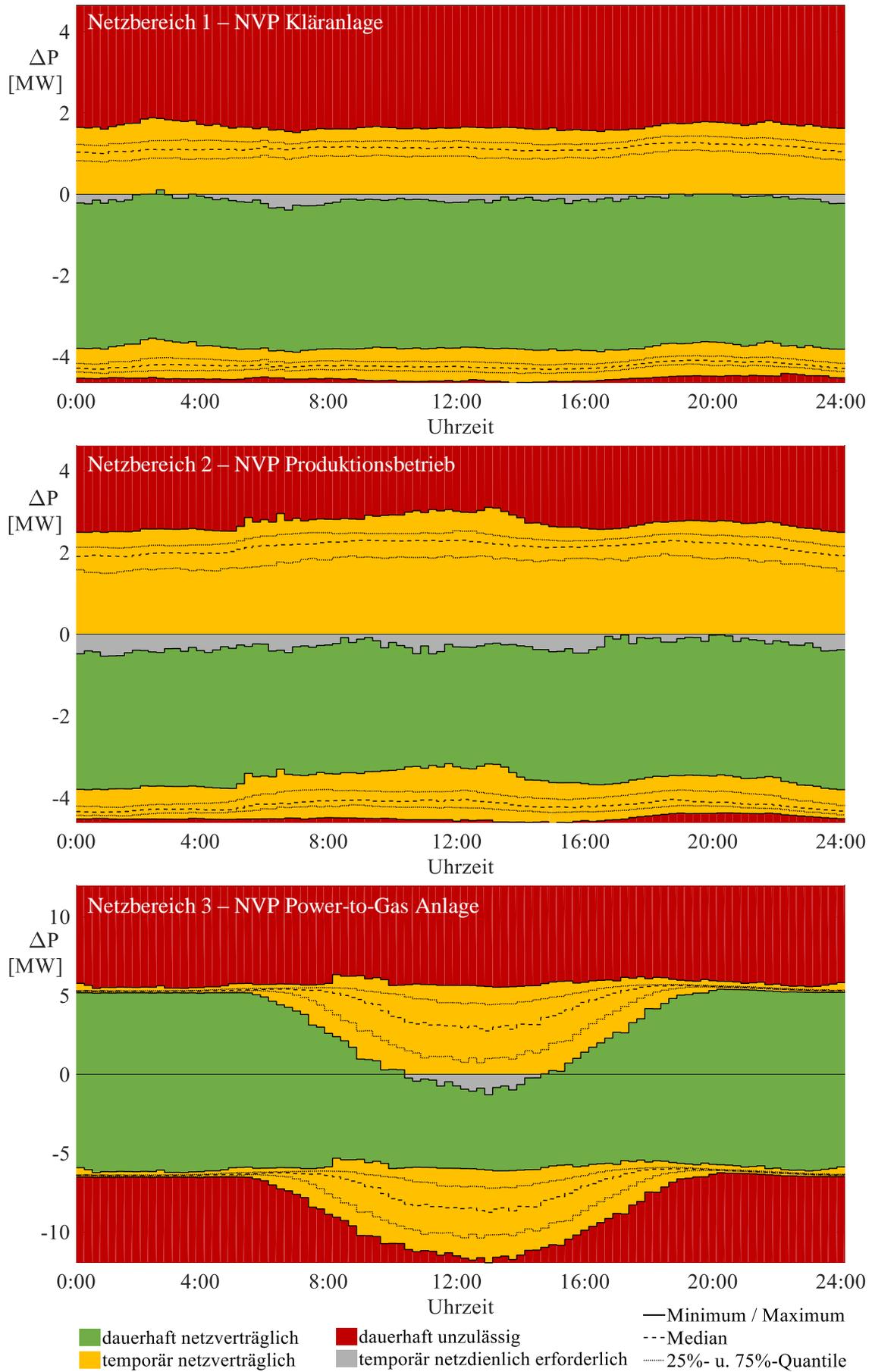


Abbildung 39: Netzkapazitätskorridore an den Netzverknüpfungspunkten der flexiblen Anlagen

In Netzbereich 3 lässt sich auch in dieser Abbildung die klare PV-Charakteristik erkennen, durch die vereinzelt Grenzwertverletzungen ausschließlich in der Mittagszeit entstehen können. Die Extrempunkte treten zwischen 12 und 14 Uhr auf. In den Abend-, Nacht- und Morgenstunden stehen jedoch im gesamten Jahresverlauf noch deutliche Netzkapazitäten in positiver und negativer Richtung zur Verfügung. Flexibilität wird in diesen Zeiträumen nicht für netzdienliche Zwecke benötigt und steht somit für alternative Anwendungsfälle zur Verfügung, ohne dass mit netzseitigen Einschränkungen gerechnet werden muss.

Als Planungskriterium für das Einspeisemanagement ist die Abregelung auf 3 % der Jahresenergie der EE-Einspeisung beschränkt. Die berechneten Netzkapazitätskorridore liefern eine einfache Möglichkeit, um die Steigerung der Netzanschlusskapazität durch Abregelung planerisch zu bewerten. An den berechneten Netzverknüpfungspunkten lassen sich die Einspeisezeitreihen von EE-Anlagen beliebig variieren, anschließend die Schnittpunkte mit den Netzkapazitätsgrenzen bestimmen und dadurch auch die erforderliche Abregelung ohne erneute Netzberechnung abschätzen.

Abbildung 40 zeigt exemplarisch die abgeregelte Jahresenergie in Abhängigkeit der installierten EE-Leistung für die drei betrachteten Netzbereiche bezogen auf die installierte Leistung, die bei der Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen für das Jahr 2035 zugrunde gelegt wurde. Die Darstellung verdeutlicht, dass die erforderliche Abregelung für die zuvor beschriebenen Fälle (100 % installierte EE-Leistung) deutlich unterhalb des zulässigen Planungsgrenzwertes von 3 % abgeregelter Energie liegt. Bei der Ausreizung des Planungsgrenzwertes, lässt sich die Netzanschlusskapazität um weitere 20-30 % der bereits vorhandenen installierten EE-Leistung erhöhen.

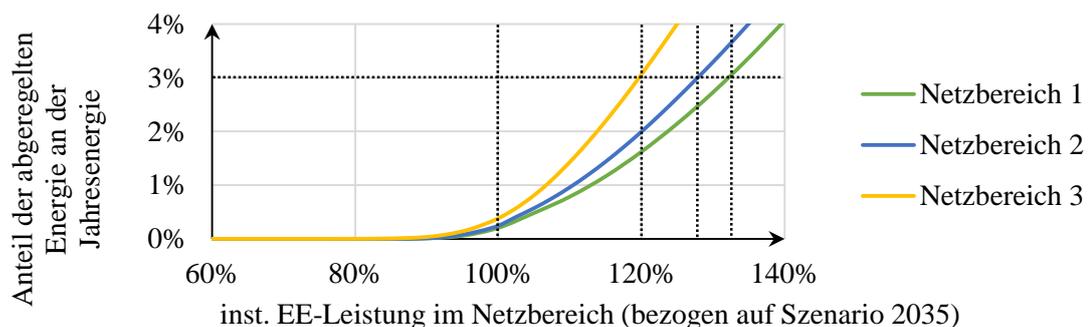


Abbildung 40: Abgeregelte Energie in Abhängigkeit der EE-Leistung (2035)

Die Darstellung unterstreicht die hohe Wirksamkeit des Einspeisemanagements mit dem eine seltene und geringe Abregelung mit einer deutlichen Steigerung der Netzanschlusskapazitäten einhergeht. Mit zunehmender installierter Leistung steigt die erforderliche Abregelung (oder der Abruf von weiteren Flexibilitätsoptionen) allerdings exponentiell an und verliert an Attraktivität gegenüber den Handlungsalternativen des Netzbetreibers.

5.2.2 Anlagenbetrieb und Flexibilitätsbereitstellung

5.2.2.1 Deckung des Flexibilitätsbedarfs

Während die Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen bei der grundsätzlichen Quantifizierung des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs in Abschnitt 5.2.1.3 zunächst noch unberücksichtigt geblieben ist, lässt sich nun auf Basis der Ergebnisse der Anlagenoptimierung ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen (Varianten V1 und V2) zunächst der resultierende Flexibilitätsbedarf bestimmen. Der Anlagenbetrieb wird folglich zunächst rein marktorientiert optimiert. Es zeigt sich, dass es in allen Szenarien sowohl bei der Optimierung für statische Strompreise als auch für dynamische Strompreise weiterhin zu Grenzwertverletzungen kommt (siehe Tabelle 8). Die Anzahl der Flexibilitätsbedarfe ist für Variante V2 in den Netzbereichen 1 und 3 etwas geringer als in Variante V1. In Netzbereich 2 ist dies umgekehrt.

Tabelle 8: Anzahl Flexibilitätsbedarfe

	Netzbereich 1		Netzbereich 2		Netzbereich 3	
	2025	2035	2025	2035	2025	2035
Variante V1 (statischer Strompreis)	19	53	-	99	3	152
Variante V2 (dynamischer Strompreis)	16	49	-	101	3	106

Der Vergleich zeigt zum einen, dass keine ausreichende Korrelation zwischen globalen Marktsignalen und lokalen Netzzuständen angenommen werden kann. Es treten sowohl Situationen auf, bei denen die Netzprobleme durch das Marktsignal reduziert werden, als auch Fälle, bei denen die Netzprobleme noch verstärkt werden. Zum anderen kann auch in Situationen mit gleichgerichteten Signalen nicht davon ausgegangen werden, dass der Marktpreis eine ausreichende Anreizwirkung entfaltet, um kritische Netzzustände zu vermeiden, da die statischen Entgelte, Umlagen und Steuern die Anreizwirkung des dynamischen Strompreises dämpfen.

Die Ergebnisse der Varianten V3 und V4 liefern die Resultate für die wirtschaftlich optimale Fahrweise unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen. Aufgrund der technischen und betrieblichen Anlagenrestriktionen kann dabei eine vollständige, eine teilweise oder keine Deckung des Flexibilitätsbedarfs auftreten. Bei der vollständigen Deckung ist die Anlage in der Lage das Netzproblem durch eine Anpassung der Betriebsweise eigenständig zu lösen. Im Falle einer teilweisen oder keiner Deckung, ist der Abruf weiterer Flexibilitätsoptionen (z. B. Einspeisemanagement der dezentralen Erzeugungsanlagen) erforderlich.

Abbildung 41 zeigt die Flexibilitätsbedarfsdeckung der drei Anlagen für Variante V4 (dynamischer Strompreis) im Betrachtungsjahr 2035. Die Darstellung zeigt, dass die Kläranlage 55 %, der Produktionsbetrieb mit Batteriespeicher 88 % und die PtG-Anlage 82 % aller auftretenden Flexibilitätsbedarfe vollständig decken können. Aufgrund der spezifischen Restriktionen kommt es allerdings auch vor, dass die Flexibilität der Anlagen nicht ausreichend ist. In der Abbildung

sind zusätzlich die technischen Potentialgrenzen der jeweiligen Flexibilitätsoptionen eingetragen. Während Bedarfe außerhalb der Potentialgrenzen grundsätzlich nicht vollständig gedeckt werden können, sind nur teilweise gedeckte und ungedeckte Bedarfe innerhalb der Potentialgrenzen auf sonstige betriebliche oder technische Restriktionen zurückzuführen.

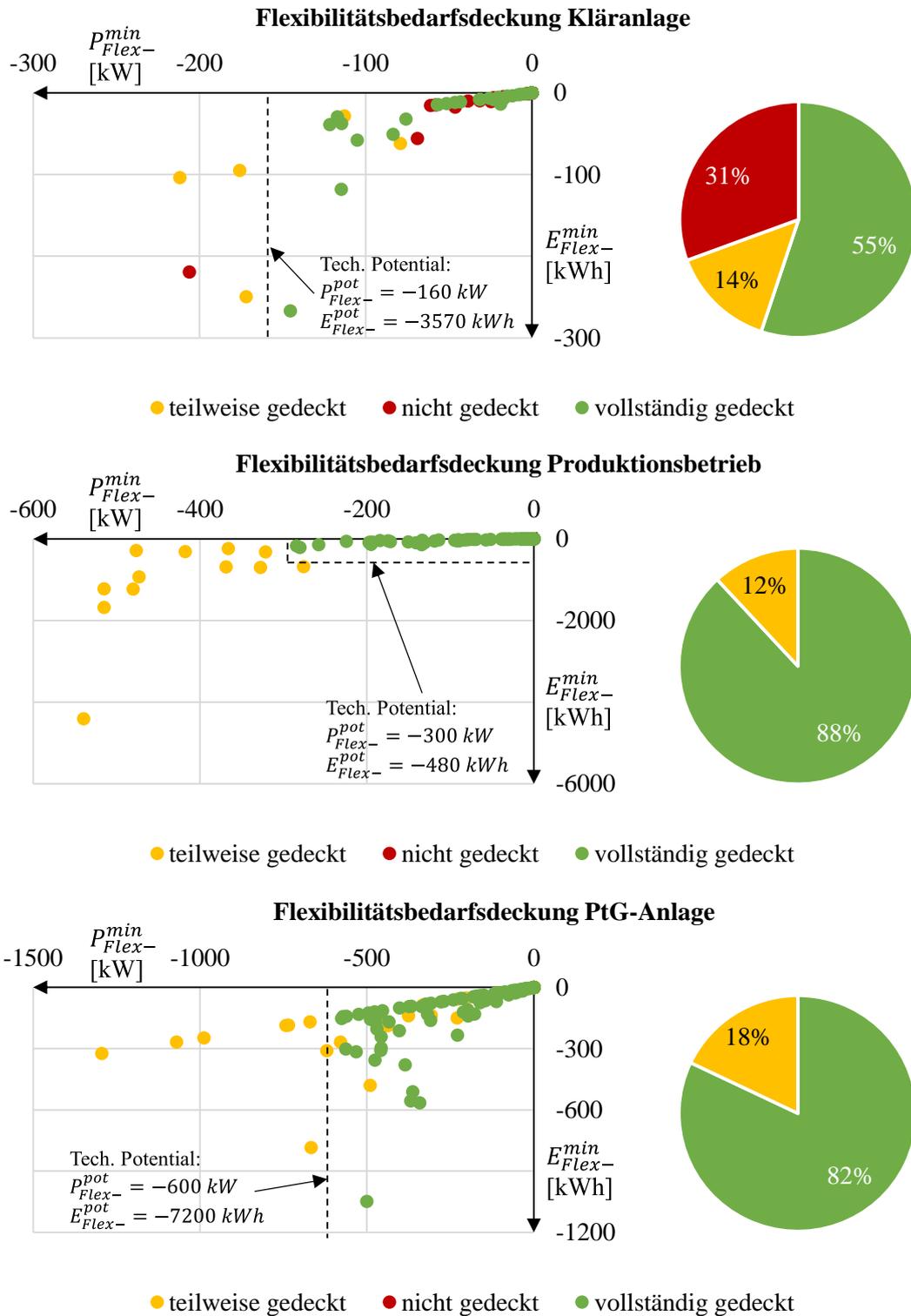


Abbildung 41: Deckung des Flexibilitätsbedarfs durch die Kläranlage, den Produktionsbetrieb und die PtG-Anlage im Stützjahr 2035 bei dynamischen Strompreisen (Variante V4)

Im Falle der Kläranlage liegt die netzdienliche Flexibilität in der Abschaltung des BHKW. Falls dieses bereits ausgeschaltet ist, während es zu einer Grenzwertverletzung kommt, kann es folglich auch keinen positiven Beitrag leisten. Dies ist für 31 % der Bedarfe der Fall. Allerdings verfügt die Kläranlage aus Redundanzgründen noch über zusätzliche Belüftungsaggregate, die als weitere Lasten kurzzeitig zugeschaltet werden können. Da es bei der Belüftung der Belebungsbecken allerdings komplexe biologische Zusammenhänge und Abhängigkeiten gibt, wurde diese Flexibilitätsoption nicht in die wirtschaftliche Anlagenoptimierung aufgenommen. Unter der Annahme, dass eine Überwachung der chemischen Prozessparameter vorhanden ist und die Möglichkeit der Zuschaltung zur Verfügung steht, kann die Kläranlage den Flexibilitätsbedarf hinsichtlich der Leistungs- und Energieanforderung vollständig bedienen.

Der Produktionsbetrieb, dessen Flexibilität in der Betriebsweise des Batteriespeichers steckt, kann alle Bedarfe innerhalb der technischen Potentialgrenzen bedienen. Alle Bedarfe außerhalb der Potentialgrenzen können wenigstens teilweise gedeckt werden. Die hohe Flexibilität des Batteriespeichers durch die bidirektionalen Leistungsflüsse und die geringen betrieblichen Restriktionen lassen sich klar in den Ergebnissen erkennen.

Die PtG-Anlage kann ebenfalls einen Großteil der Flexibilitätsbedarfe innerhalb der technischen Potentiale vollständig bedienen. In einzelnen Fällen ist aufgrund der marktgesteuerten Betriebsweise und der Nebenbedingungen eine zusätzliche Leistungserhöhung nicht möglich, so dass nur eine teilweise Bedarfsdeckung erreicht werden kann.

Insgesamt lässt sich für alle Anlagen festhalten, dass die betriebliche Flexibilität in der Regel ausreichend ist, um einen Großteil der Grenzwertverletzungen im Netz zu vermeiden. In Abhängigkeit der technischen Potentiale ist es allerdings in allen Fällen erforderlich, die Flexibilität mehrerer Anlagen zu aggregieren, um alle Netzprobleme sicher lösen zu können. Im Falle von einspeisebedingten Grenzwertverletzungen steht dem Netzbetreiber hierzu immer das Einspeisemanagement als sichere Option zur Verfügung.

5.2.2.2 Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb

Aus den berechneten Optimierungsvarianten resultieren verschiedene Betriebsweisen der Flexibilitätsoptionen. Dies hat unter anderem einen Einfluss auf den Eigenversorgungsanteil, die Einspeisung in das öffentliche Netz, das Nutzungsverhältnis unterschiedlicher Energieträger oder die energetischen Verluste. Da sich die Nebenbedingungen aller Anlagen mitunter deutlich unterscheiden, ist ein allgemeiner Quervergleich aller Parameter nicht zielführend. In der folgenden Auswertung werden stattdessen für jedes Anlagenmodell die wesentlichen Aspekte hervorgehoben.

Das Kläranlagenmodell versucht in allen Optimierungsvarianten den Bezug des mit Umlagen, Entgelten und Abgaben belegten Stroms aus dem öffentlichen Stromnetz durch die Eigenversorgung mit dem Klärgas-BHKW zu minimieren. Neben der Reduzierung der bezogenen Energie spielt insbesondere die Minimierung der Leistungsspitze eine prägende Rolle. In Variante V1 (statischer Strompreis) werden lediglich 0,065 % des selbsterzeugten Stroms in das Netz eingespeist. In Variante V2 (dynamischer Strompreis) erhöht sich die Rückspeisung geringfügig auf 0,21 % des selbsterzeugten Stroms. Die zusätzliche Rückspeisung ist durch die Mindestlaufzeiten der BHKW begründet, da zur Vermeidung hoher Strompreise auch eine leichte Überdeckung des Eigenbedarfs in Kauf genommen wird. Die Netzdienlichkeit der Kläranlage in den Varianten V3 und V4 führt lediglich zu einer minimalen Steigerung des Stromnetzbezugs in Höhe von 0,02 % bzw. 0,03 % der Jahresenergie im Jahr 2035. Allerdings kommt es dadurch auch zu einer Erhöhung der Jahresleistungsspitze um 1,4 %. Unter der Annahme, dass alle Bedarfe durch die Zuschaltung der Belüftungsaggregate gedeckt werden (vgl. Abschnitt 5.2.2.1), steigert sich die Jahresleistungsspitze um sogar 35,8 %. Des Weiteren kommt es durch die abweichende Betriebsweise des BHKW zu einem leicht erhöhten Gasnetzbezug in Höhe von 0,17 % bzw. 0,19 % des Jahresbezugs.

Die Rahmenbedingungen für den Produktionsbetrieb mit PV-Anlage und Batteriespeicher führen ebenfalls dazu, dass eine Minimierung der Leistungsspitze und eine möglichst hohe Eigenversorgung durch die PV-Anlage angestrebt werden. In allen Varianten werden ca. 70 % der PV-Produktion direkt oder durch Zwischenspeicherung im Batteriespeicher für den Produktionsbetrieb genutzt und nur 30 % in das Stromnetz eingespeist. Die Betriebsweise des Batteriespeichers unterscheidet sich deutlich zwischen Variante V1 und V2. Während beim statischen Strompreis der Batteriespeicher lediglich zur Zwischenspeicherung des PV-Stroms genutzt wird, erfolgt in Variante V2 zusätzlich eine optimierte Speicherbewirtschaftung auf den dynamischen Strompreis. Dies ist allerdings auch mit einer Verdopplung der Vollladezyklen sowie der energetischen Speicherverluste verbunden. Unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen erhöht sich die netzbezogene Jahresenergie jeweils um 3 % in den Varianten V3 und V4 gegenüber den Varianten V1 und V2 ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen. Die zusätzlich aufgenommene Energie wird jedoch zeitlich versetzt wieder in das Netz zurückgespeist. Außerdem erhöht sich durch die Netzdienlichkeit die Jahresleistungsspitze massiv um 105 % gegenüber den Varianten V1 und V2.

Die Optimierung des dritten Anlagenmodells, bestehend aus PtG- und PV-Anlage, führt ebenfalls zu einer Maximierung der Eigenversorgung. Der erzeugte PV-Strom wird in den Varianten V1 und V2 vollständig für die Produktion von Wasserstoff genutzt und deckt rund 4 % des gesamten Energiebedarfs. Eine Minimierung der Leistungsspitze erfolgt nicht, da für die PtG-Anlage eine Netzentgeltbefreiung angenommen wurde (vgl. Abschnitt 3.1.2.3). Eine Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz erfolgt aufgrund des schlechten Kosten-Erlös-Verhältnisses in keiner

der Varianten. In den Varianten V3 und V4 wird vereinzelt zusätzlich die PV-Anlage abgeregelt, um den Netzbezug im Falle von Grenzwertverletzungen zu erhöhen. Es handelt sich hier jedoch jeweils lediglich um 0,7 % der Jahresenergie der PV-Anlage.

5.2.2.3 Auswirkungen auf die Energieversorgungskosten

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Optimierungsvarianten auf die einzelnen Kosten- und Erlösbestandteile lassen sich anlagenübergreifend vergleichen. Die Unterschiede zwischen den Anlagenoptimierungen mit und ohne Netzrestriktionen sind dabei von besonderem Interesse, da sich daraus die Opportunitätskosten einer Anlage für netzdienliches Verhalten ableiten lassen.

Darüber hinaus ermöglichen die Ergebnisse auch Aussagen bezüglich der monetären Einsparungen durch dynamische Strompreise für Letztverbraucher gegenüber statischen Strompreisen. Das Optimierungsergebnis für Variante V1 (statische Strompreise ohne Netzrestriktionen) dient jeweils für jedes Anlagenmodell als Referenzwert für den Vergleich der einzelnen Kostenbestandteile. Zusätzlich zu den drei Anlagenmodellen werden in den nachfolgenden Vergleichen die wirtschaftlichen Auswirkungen der netzdienlichen Zuschaltung der redundanten Belüftungsaggregate auf der Kläranlage gesondert dargestellt.

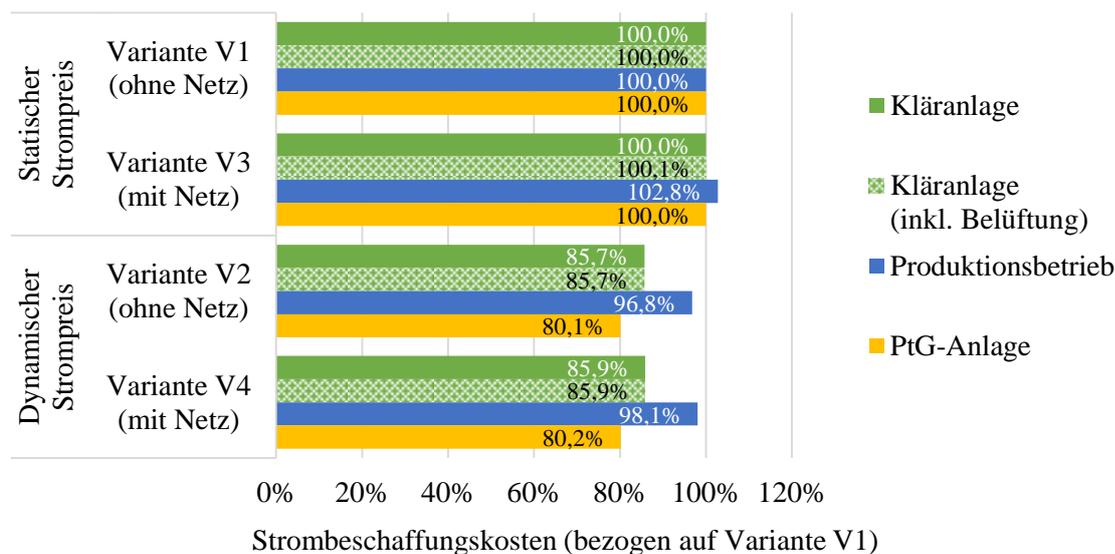


Abbildung 42: Variantenvergleich der Strombeschaffungskosten für das Jahr 2035

Abbildung 42 zeigt die reinen Strombeschaffungskosten (ohne Umlagen, Entgelte und Abgaben). Der Vergleich zwischen Variante V1 und V2 zeigt zunächst einmal, dass sich die Beschaffungskosten durch die Wahl eines dynamischen Strompreises und die Optimierung am Day-Ahead-Markt deutlich reduzieren lassen. Die Kläranlage erzielt Einsparungen in Höhe von 14,3 % und die PtG-Anlage i. H. v. 19,8 %. Die Einsparungen des Produktionsbetriebs fallen dagegen mit 3,2 % relativ gering aus. Dies ist dadurch begründet, dass der Jahresmittelwert des dynamischen Strompreises als statischer Referenzpreis angenommen wird. Der unflexible Strombedarf des Produktionsbetriebs liegt allerdings überwiegend in den Tagesstunden, in denen der dynamische

Strompreis in der Regel über dem Jahresmittelwert liegt. Ohne die Flexibilität des Batteriespeichers würde die Beschaffung zum dynamischen Strompreis somit sogar teurer als die Beschaffung zum hier angenommenen statischen Referenzpreis ausfallen.

Der Vergleich zwischen den Varianten V2 und V4 (ohne und mit Netzrestriktionen) bei dynamischem Strompreis zeigt sehr deutlich, dass die Berücksichtigung der Netzrestriktionen lediglich zu sehr geringfügigen Abweichungen vom Beschaffungsoptimum führt. Für die Kläranlage steigen die Beschaffungskosten um 0,2 %, für die PtG-Anlage um 0,1 % und für den Produktionsbetrieb um 1,3 %. Die vergleichsweise hohe Steigerung beim Produktionsbetrieb ist auf die grundsätzliche Zunahme des Energiebezugs aufgrund der abgeregelten Energie der zugehörigen PV-Anlage zurückzuführen. Dies lässt sich auch im Vergleich der Varianten V1 und V3 erkennen.

Ein zweiter wichtiger Kostenbestandteil sind die Netznutzungsentgelte bestehend aus einer Leistungspreis- und einer Arbeitspreiskomponente. Abbildung 43 zeigt die Summe der Netznutzungsentgelte für alle Varianten und Anlagen jeweils bezogen auf die Ergebnisse der Variante V1. Die Darstellung zeigt, dass es durch das netzdienliche Verhalten zu deutlichen Steigerungen der NNE kommen kann. Dies ist insbesondere durch die Erhöhung der Jahresleistungsspitze begründet. Während es für die Kläranlage durch die Abschaltung des BHKW zur Deckung des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs zu keiner Erhöhung der Leistungsspitze kommt, steigt bei der zusätzlichen Zuschaltung der Belüftungsaggregate die Summe der Netzentgelte um 25,8 % gegenüber Variante V1. Für den Produktionsbetrieb beträgt die Kostensteigerung sogar bis zu 30,8 %. Die PtG-Anlage ist aus diesem Vergleich ausgenommen, da in der Modellparametrierung eine Befreiung von den NNE angenommen wurde.

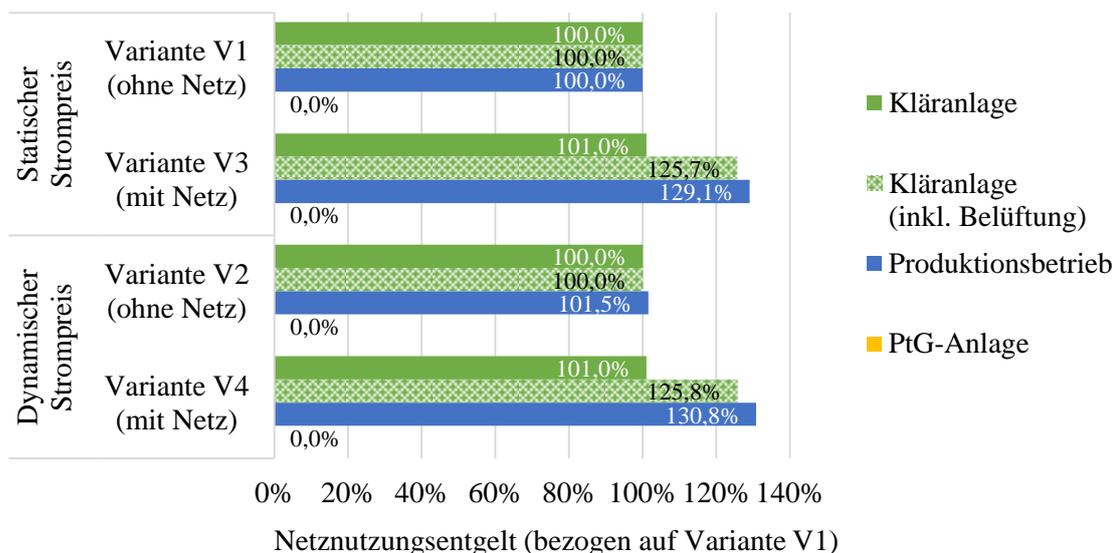


Abbildung 43: Variantenvergleich der Netznutzungsentgelte für das Jahr 2023

Neben den gezeigten Strombeschaffungskosten und den Netznutzungsentgelten, werden bei der Berechnung der Gesamtkosten der Energieversorgung einer Anlage die anfallenden Umlagen,

Entgelte und Steuern sowie die Kosten für die Gasversorgung berücksichtigt. Die Erlöse durch die Netzeinspeisung von Strom und Wasserstoff werden entsprechend gutgeschrieben.

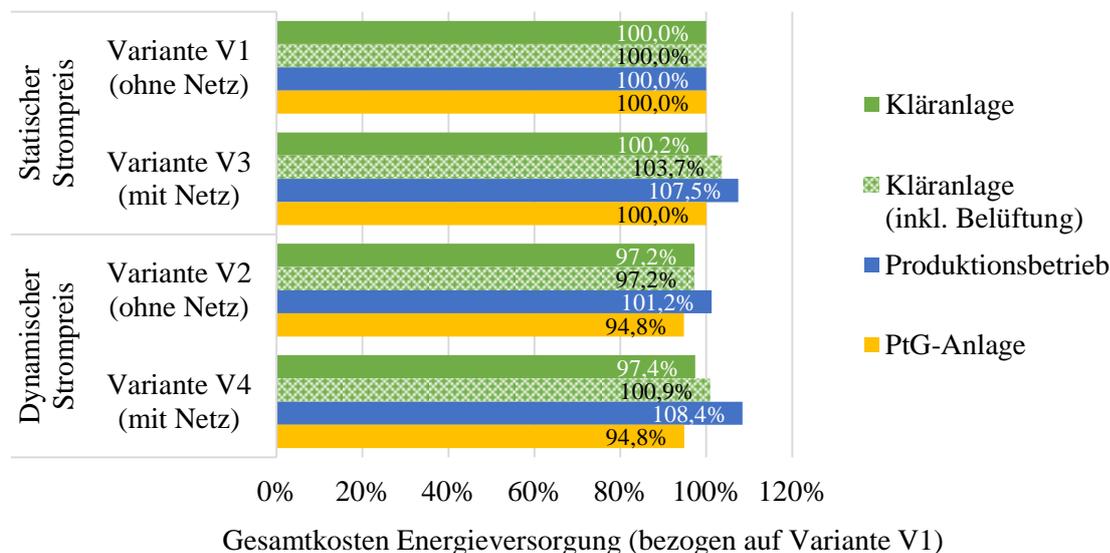


Abbildung 44: Variantenvergleich der Gesamtkosten für das Jahr 2035

Abbildung 44 zeigt den Vergleich der Gesamtkosten. Für die Kläranlage inkl. Belüftung entsteht eine Gesamtkostensteigerung von bis zu 3,7 %, für den Produktionsbetrieb von bis zu 7,5 % und für die PtG-Anlage von 0,04 % jeweils bezogen auf die Gesamtkosten aus Variante V1.

5.2.2.4 Bestimmung der Opportunitätskosten

Die Opportunitätskosten für die netzdienlichen Anpassungen des Anlagenbetriebs werden durch die Differenzbildung der ermittelten Kosten (und Erlöse) der Varianten V1 und V3 bzw. V2 und V4 bestimmt. Tabelle 9 zeigt die Ergebnisse jeweils aufgeschlüsselt nach den unterschiedlichen Kostenbestandteilen für das Jahr 2035. Neben den Strombeschaffungskosten und den Netzentgelten werden alle weiteren Kosten- und Erlösbestandteile (Umlagen, Abgaben, Einspeisevergütung etc.) unter der Position „Sonstige“ zusammengefasst. Die entsprechenden Werte für das Jahr 2025 werden in Tabelle 20 (Anhang 9.4) aufgeführt.

Tabelle 9: Zusammensetzung der jährlichen Opportunitätskosten für Netzdienlichkeit (2035)

		Kläranlage	Kläranlage (inkl. Belüftung)	Produktionsbetrieb	PtG-Anlage
Stat. Strompreis	Strombeschaffung	9 €/a	22 €/a	155 €/a	26 €/a
	Netzentgelte	213 €/a	5.439 €/a	1.615 €/a	- €/a
	Sonstige	58 €/a	96 €/a	302 €/a	52 €/a
	Gesamt	279 €/a	5.556 €/a	2.072 €/a	78 €/a
Dyn. Strompreis	Strombeschaffung	56 €/a	61 €/a	69 €/a	61 €/a
	Netzentgelte	212 €/a	5.438 €/a	1.624 €/a	- €/a
	Sonstige	46 €/a	84 €/a	311 €/a	52 €/a
	Gesamt	314 €/a	5.584 €/a	2.004 €/a	113 €/a

Auch wenn die absoluten Werte für die Opportunitätskosten aufgrund der Unsicherheiten des Betrachtungszeitraums sicherlich eine eingeschränkte Aussagekraft für das Betrachtungsjahr selbst haben, tragen die Werte in Tabelle 9 zu einer besseren Einordnung der Größenordnungen bei. Die wesentliche Ursache für die Steigerung der Gesamtkosten durch Netzdienlichkeit ist, wie bereits beschreiben, durch die Steigerung der NNE verursacht. Dies lässt sich insbesondere auch daran gut erkennen, dass die Netzdienlichkeit für die PtG-Anlage, trotz des insgesamt umfangreichsten Flexibilitätsbedarfs (Anzahl, Leistung und Energie) so gut wie keine Auswirkungen auf die Gesamtkosten hat, da hier keine NNE anfallen. Die weiteren Kostenbestandteile sind relativ gering und spielen vergleichsweise eine untergeordnete Rolle.

In Analogie zu den Entschädigungszahlungen für abgeregelte Energie an Betreiber von EE-Anlagen, werden die Opportunitätskosten ebenfalls auf die netzdienlich aufgenommene (bzw. abgeregelte) Energie bezogen. Als energiespezifische Opportunitätskosten ergeben sich die in Tabelle 10 aufgeführten Werte. Des Weiteren werden die energiespezifischen Opportunitätskosten ohne Leistungspreis (LP) angegeben. Dabei wurden die Opportunitätskosten um den Anteil der zusätzlichen, leistungsspezifischen NNE bereinigt.

Tabelle 10: Energiespezifische Opportunitätskosten für Netzdienlichkeit (Basis: dyn. Strompreise 2035)

	Energiespezifische Opportunitätskosten (Gesamt)	Energiespezifische Opportunitätskosten (ohne LP)
Kläranlage	0,25 €/kWh	0,08 €/kWh
Kläranlage (inkl. Belüftung)	3,34 €/kWh	0,09 €/kWh
Produktionsbetrieb	0,28 €/kWh	0,07 €/kWh
PtG-Anlage	0,01 €/kWh	0,01 €/kWh

Der Anteil der EEG-geförderten DEA mit fester Einspeisevergütung wird zukünftig sukzessiv abnehmen, so dass sich die Preise für die Entschädigung von abgeregelter Energie zunehmend an den Marktpreisen orientieren werden. Die tatsächlich anfallenden Entschädigungszahlungen variieren somit je nach Art und Errichtungszeitpunkt der betroffenen Anlagen. Als Annahme für strategische Planungen werden in [26] für den Zeitraum von 2025 bis 2050 Entschädigungspreise im Bereich von 0,06 - 0,14 €/kWh angegeben. Der Vergleich mit den gesamten Opportunitätskosten der Flexibilitätsoptionen in Tabelle 10 zeigt, dass die Kosten der Kläranlage und des Produktionsbetriebs deutlich über diesem Bereich liegen. Wohingegen die PtG-Anlage die Flexibilität im Vergleich zum Einspeisemanagement deutlich günstiger bereitstellen kann. Dies ist in erster Linie wieder auf die Befreiung der PtG-Anlage von den NNE zurückzuführen.

Vernachlässigt man die zusätzlichen Kosten durch den leistungsbezogenen Anteil der NNE, reduzieren sich die Opportunitätskosten wiederum deutlich und liegen für alle Anlagen im Bereich der Entschädigungszahlungen für das Einspeisemanagement. Im Gegensatz zum

Einspeisemanagement wird die Energie jedoch zusätzlich sinnvoll genutzt und somit die Wertschöpfung erhöht.

5.2.3 Handlungsoptionen des Netzbetreibers

Neben dem Einsatz netzdienlicher Flexibilitätsoptionen, stehen einem Netzbetreiber weitere konventionelle und innovative Handlungsoptionen zur Auflösung von Grenzwertverletzungen zur Verfügung. Die Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers erfolgt daher u. a. durch den Vergleich mit den Handlungsalternativen. Hierfür wurden für die drei Netzbereiche weitere Planungsvarianten ausgearbeitet:

- Variante „Kabel“: konventionelle Ausbauplanung durch die Verlegung neuer Kabel oder die Substitution von engpassbehafteten Freileitungen durch Kabel (Referenzvariante)
- Variante „rONT“: Ausbauplanung mit regelbaren Ortsnetzstationen
- Variante „ESR“: Ausbauplanung mit Einzelstrangreglern
- Variante „EinsMan“: Ausbauplanung mit dezentralem Netzautomatisierungssystem zum Einspeisemanagement von EE-Anlagen
- Variante „Flex“: Ausbauplanung mit dezentralem Netzautomatisierungssystem zur Ansteuerung der Flexibilitätsoptionen (Kläranlage, Produktionsbetrieb, PtG-Anlage)

Die einzelnen Planungsvarianten werden nachfolgend beschrieben und wirtschaftlich bewertet.

5.2.3.1 Beschreibung der Planungsvarianten

Als Referenzvariante für alle Planungen wird die heute übliche konventionelle Ausbauplanung verwendet (Variante „Kabel“). In den 10 kV-Netzbereichen 1 und 2 kommt es auf Basis der Szenarien zu Spannungsbandverletzungen. Die Integration der neuen EE-Anlagen erfolgt daher jeweils durch die Parallelverlegung eines zusätzlichen Kabels vom Umspannwerk bis zu einem sinnvollen Verknüpfungspunkt des betroffenen MS-Halbrings. Dieser wird aufgetrennt und die Versorgung der Netzstationen auf die beiden Leitungsabschnitte aufgeteilt. In NB 1 wird dabei die Verlegung von 5,5 km MS-Kabel (NA2XS2Y 3x1x240mm²) im Stützjahr 2025 und in NB 2 von 3,1 km im Stützjahr 2035 erforderlich. Des Weiteren ist neben einem zusätzlichen Lasttrennschalter am Verknüpfungspunkt auch die Ergänzung bzw. die Belegung eines zusätzlichen Abgangsfeldes im Umspannwerk erforderlich. In NB 3 erfolgt die zulässige Integration der EE-Anlagen durch die Verkabelung von engpassbehafteten Freileitungsabschnitten. Hierbei wird der Austausch von 1,1 km Freileitung im Jahr 2025 und weiteren 0,2 km im Jahr 2035 gegen entsprechende 20 kV-Kabel (NA2XS2Y 3x1x240mm²) erforderlich.

In der Planungsvariante „rONT“ werden alle konventionellen Ortsnetztransformatoren in Netzbereichen mit Spannungsbandverletzungen gegen regelbare Ortsnetztransformatoren ausgetauscht. Neben den positiven Eigenschaften für die Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen,

erlaubt der Einsatz von rONT auch die Berücksichtigung eines erweiterten Spannungsbandes bei der Auslegung der Mittelspannungsnetze, da keine starre Kopplung zwischen MS- und NS-Ebene mehr vorliegt. Somit steht das vollständige Spannungsband von $U_n \pm 10\%$ abzüglich der Regeltoleranz des HS/MS-Stufenstellers und unter Berücksichtigung der Sollwertvorgabe des Reglers (vgl. Abbildung 13) zur Auslegung des MS-Netzes zur Verfügung [26].

Es werden 13 rONT in NB 1 im Jahr 2025 und sieben rONT in NB 2 im Jahr 2035 zur Behebung der Spannungsbandverletzungen benötigt. Die Leistungsklassen werden entsprechend der Anforderung aus der NS-Ebene ermittelt. In NB 3 ist der Einsatz von rONT nicht sinnvoll, da der Netzausbaubedarf durch Leitungsüberlastungen hervorgerufen wird und der Einsatz von rONT diesbezüglich wirkungslos ist.

Auch der Einsatz von Einzelstrangreglern (Variante „ESR“) ist nur sinnvoll für die Behebung von Spannungsbandverletzungen und entfällt somit für NB 3. In NB 1 und 2 lassen sich die Grenzwertverletzungen jeweils mit dem Einbau eines ESR beheben. Die Positionierung des ESR bedarf der Abwägung zwischen dem Umfang des Wirkungsbereichs und der erforderlichen Leistungsauslegung des ESR. In den Planungsvarianten wird der ESR so platziert, dass gerade alle Netzstationen mit einer Spannungsbandverletzung beeinflusst werden können. Die Leistungsdimensionierung erfolgt vorausschauend für die Anforderungen im Jahr 2035. In NB 1 wird ein ESR mit einer Bemessungsleistung von $S_{r,ESR} = 3,2$ MVA im Jahr 2025 und in NB 2 mit $S_{r,ESR} = 4,5$ MVA im Jahr 2035 verwendet.

Die Variante „EinsMan“ umfasst das dynamische Einspeisemanagement von EE-Anlagen auf Basis eines dezentralen Netzautomatisierungssystems (DNA). Die Netzzustände werden durch das DNA-System kontinuierlich überwacht und im Falle von Grenzwertverletzungen werden einzelne EE-Anlagen abgeregelt. Hierfür ist in jedem Netzbereich der Einbau eines DNA-Systems, bestehend aus dem Grundsystem (Überwachungs- und Steuerungseinheit) und verteilten Sensoreinheiten, erforderlich. Zusätzlich müssen die entsprechenden Aktoren kommunikationstechnisch in das System eingebunden werden (z. B. über Funk- oder Powerline-Technologie). Die Anzahl der erforderlichen Sensoren für eine ausreichend genaue Netzzustandsschätzung lässt sich mit 20 % der Netzstationen in den betroffenen Abgängen abschätzen. Die abgeregelte Energie im Jahr 2035 beträgt $E_{ab} \approx 1.670$ kWh in NB 1, $E_{ab} \approx 15.030$ kWh in NB 2 und $E_{ab} \approx 19.950$ kWh in NB 3 und liegt damit jeweils unterhalb der planerisch zulässigen 3 %-Grenze.

Die Einordnung und Bewertung der in Abschnitt 5.1.6 bzw. 5.2.2 beschriebenen Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Netzbetreibers erfolgt in der Variante „Flex“. Die technischen Voraussetzungen entsprechen der Variante „EinsMan“, zuzüglich der Einbindung der entsprechenden Flexibilitätsoptionen in das DNA-System. In dieser Variante werden EE-Anlagen nur abgeregelt, falls die Flexibilitätsbereitstellung durch die Kläranlagen, den Produktionsbetrieb und die PtG-

Anlage nicht ausreichend oder nicht möglich ist und reduziert sich im Jahr 2035 somit auf $E_{ab} \approx 425$ kWh in NB 1, $E_{ab} \approx 7.850$ kWh in NB 2 und $E_{ab} \approx 1.200$ kWh in NB 3.

Eine tabellarische Darstellung aller erforderlichen Maßnahmen der einzelnen Planungsvarianten zeigt Tabelle 21 (Anhang 9.5).

5.2.3.2 Wirtschaftliche Bewertung

Alle ausgearbeiteten Planungsvarianten stellen technisch zulässige Handlungsoptionen des Netzbetreibers dar. Das wesentliche Bewertungskriterium der Varianten sind daher die damit einhergehenden Kosten. Für jede Variante wurden die Kosten nach der in 4.3.3.2 beschriebenen Methode und den im Anhang 9.1 aufgeführten Kostenannahmen als Barwerte für das Basisjahr berechnet.

Abbildung 45 zeigt einen kompakten Kostenvergleich aller Netzausbauoptionen für die drei Netzbereiche. Der konventionelle Netzausbau (Variante „Kabel“) stellt für jeden Netzbereich die Referenzgröße für den relativen Kostenvergleich dar. Zusätzlich werden die Gesamtkosten in Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) unterschieden. Die Entschädigungszahlung für die Opportunitätskosten der Flexibilitätsoptionen sowie Entschädigungszahlungen für die abgeregelte Energie von EE-Anlagen lassen sich grundsätzlich auch den Betriebskosten zuordnen, sie werden aber zur besseren Übersicht gesondert aufgeführt.

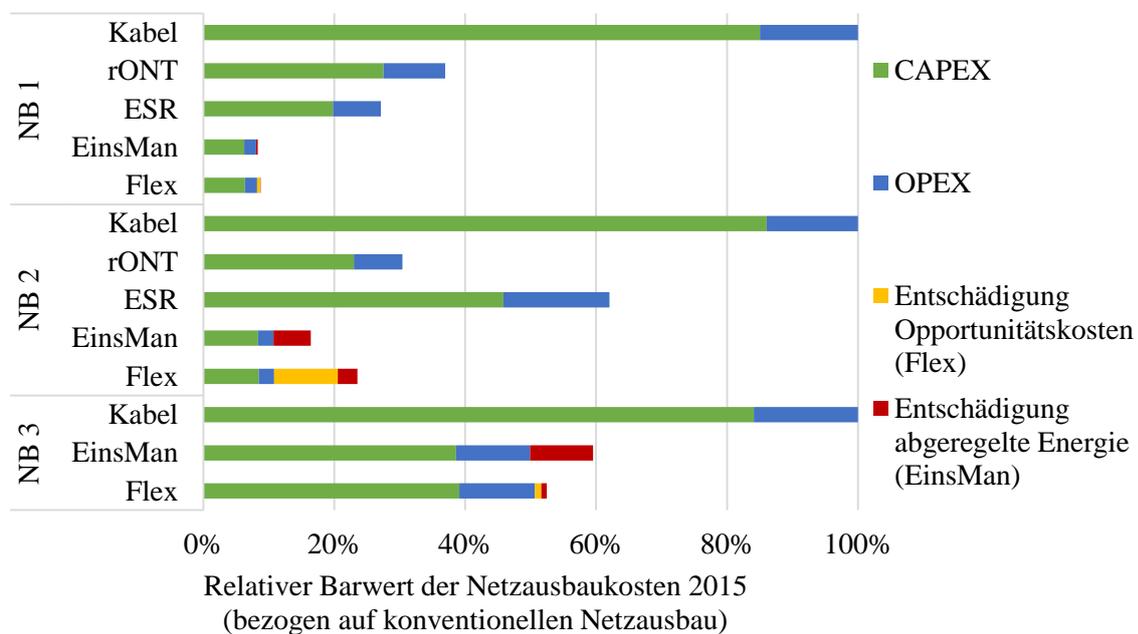


Abbildung 45: Kostenvergleich der Netzausbauoptionen (konventioneller Netzausbau je NB als Bezugsgröße)

Es zeigt sich, dass der konventionelle Netzausbau mit Kabeln in allen drei Netzbereichen die mit Abstand teuerste Variante darstellt. Durch alle alternativen Handlungsoptionen lassen sich die Kosten um bis zu 92 % aber mindestens um 48 % gegenüber dem konventionellen Ausbau reduzieren.

Falls nur Spannungsbandverletzungen auftreten und rein primärtechnische Lösungsoptionen von Interesse sind, sind der Einsatz von rONT und ESR ebenfalls interessante Alternativen. In Abhängigkeit der Anzahl der zu substituierenden Ortsnetztransformatoren und der erforderlichen Leistungsauslegung der Einzelstrangregler lassen sich auch mit diesen Varianten deutliche Einsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau erzielen. Nichtsdestoweniger fallen diese Varianten deutlich teurer als der Einsatz von netzdienlichen Flexibilitätsoptionen aus.

Die allgemeinen CAPEX und OPEX für die Varianten „EinsMan“ und „Flex“ fallen prinzipiell gleich aus, da die Installation eines Systems zur dezentralen Netzautomatisierung die technische Grundvoraussetzung für beide Varianten darstellt. Durch die unterschiedliche Anzahl an Aktoren, die in das System eingebunden werden müssen, kommt es jedoch zu geringfügigen Differenzen. Die eigentlichen Kostenunterschiede zwischen den Varianten „EinsMan“ und „Flex“ ergeben sich durch die anfallenden Entschädigungszahlungen. Bei der Variante „EinsMan“ muss die abgeregelte Energie entschädigt werden und in der Variante „Flex“ müssen mindestens die Opportunitätskosten der Flexibilitätsoptionen gedeckt werden. Die Kosten für die Entschädigungszahlungen für abgeregelte Energie in Abbildung 45 resultieren aus den technologiespezifischen Annahmen in Anhang 9.1. Die Entschädigungen der Flexibilitätsoptionen leiten sich aus den Ergebnissen der Anlagenoptimierung ab. Es werden zunächst die vollständigen Opportunitätskosten inklusive der Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte angesetzt (vgl. auch Tabelle 10). Abbildung 45 zeigt, dass die Varianten „EinsMan“ und „Flex“ stets günstiger ausfallen, als die sonstigen Handlungsoptionen des Netzbetreibers.

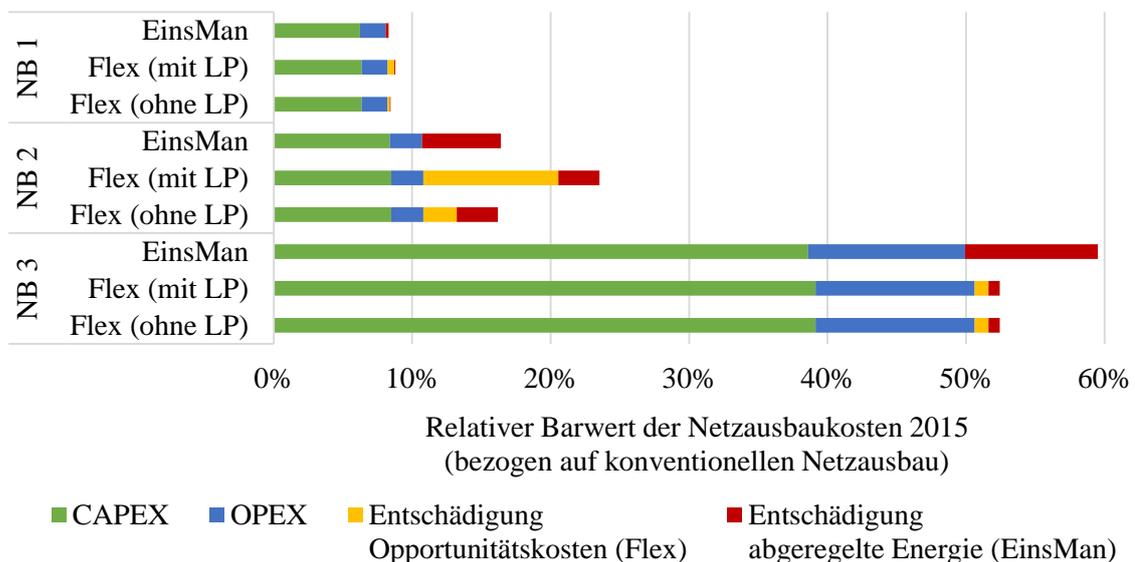


Abbildung 46: Kostenvergleich der Handlungsoptionen mit Flexibilitätseinsatz für Opportunitätskosten mit und ohne Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte.

Abbildung 46 ermöglicht einen besseren Vergleich zwischen den Varianten „EinsMan“ und „Flex“. Zusätzlich wird zur Variante „Flex“ eine weitere Subvariante eingeführt. Bei dieser Subvariante „Flex (ohne LP)“ bleiben die aufgrund des Leistungspreises entstehenden Opportunitätskosten unberücksichtigt.

In den Netzbereichen 1 und 2 liegen die Entschädigungszahlungen für die Opportunitätskosten der Flexibilitätsoptionen (Kläranlage und Produktionsbetrieb) aufgrund der in Abschnitt 5.2.2.4 beschriebenen Ursachen, über den Entschädigungszahlungen für abgeregelte Energie aus EE-Anlagen (vgl. auch Tabelle 10). Das dynamische Einspeisemanagement („EinsMan“) stellt somit in NB 1 und NB 2 die günstigste Handlungsoption dar, falls für die Flexibilitätsoptionen erhöhte Netznutzungsentgelte aufgrund der Leistungspreiskomponente anfallen. Ohne LP sind die Varianten „Flex“ und „EinsMan“ in beiden Netzbereichen gleichwertig. Die PtG-Anlage in NB 3 weist im Vergleich zu den anderen Flexibilitätsoptionen geringere Opportunitätskosten für die Bereitstellung der Netzdienstleistungen auf, was dazu führt, dass die Variante „Flex“ in NB 3 die kostengünstigste Option ist. Der Leistungspreis der NNE entfällt entsprechend der Rahmenbedingungen für PtG-Anlage in dieser Variante ohnehin. Im Vergleich zur Variante „EinsMan“ lassen sich deutliche Einsparungen erzielen.

5.3 Sensitivitätsanalyse

Die verwendeten Modelle sind abhängig von einer Vielzahl von Eingangsparametern, so dass es für die Überprüfung der bisherigen Erkenntnisse sinnvoll ist, eine zusätzliche Sensitivitätsanalyse durchzuführen. Die Aussagen zu den Wechselwirkungen zwischen Netz und Anlagen sind insbesondere abhängig vom Umfang der Netzrestriktionen. Diese sind wiederum direkt abhängig von der Versorgungsaufgabe und den Netzparametern, so dass letztendlich eine beliebige Anzahl an Parametervariationen für eine Sensitivitätsanalyse denkbar ist. Es hat sich jedoch gezeigt, dass in den untersuchten Netzbereichen, die einspeisebedingten Grenzwertverletzungen maßgeblich von einzelnen Mittelspannungsanlagen geprägt sind. Bei gegebener Netzstruktur und Versorgungsaufgabe stellt sich daher insbesondere die Frage, welche Auswirkungen die Wetterabhängigkeit der EE-Stromerzeugung auf den Flexibilitätsbedarf und somit auf die Gesamtergebnisse hat. Des Weiteren ist eine zusätzliche Analyse der Ortsabhängigkeit des Flexibilitätsbedarfs von Interesse, um den Einfluss des Netzverknüpfungspunktes einer Anlage auf die Ergebnisse einschätzen zu können.

5.3.1 Wetterabhängigkeit

5.3.1.1 Flexibilitätsbedarf

Im Rahmen der durchgeführten Jahressimulationen wurde ein spezifisches, historisches Wetterjahr untersucht. Während die Lastverläufe einer ausgeprägten Tageszeit-, Wochentags- und Jahreszeitperiodizität unterliegen, treten die Einspeisespitzen der Wind- und PV-Anlagen stochastisch verteilt auf und können auf unterschiedliche lokale Lastkonstellationen treffen.

Um die Auswirkungen dieser Zufallskomponente zu analysieren, werden die EE-Anlagen in den Netzgebieten mit unterschiedlichen Jahreszeitreihen parametrisiert und somit die Einspeisecharakteristik für fünf weitere Wetterjahre simuliert. Bei den verwendeten Einspeisezeitreihen handelt es sich um reale Messzeitreihen aus unterschiedlichen Jahren, die entsprechend der Anlagenleistungen skaliert wurden. Neben der zeitlichen Verteilung der Einspeisespitzen variiert somit auch die jährliche Volllaststundenzahl zwischen den Wetterjahren. Die Versorgungsaufgabe entspricht den Szenarien für das Stützjahr 2035. Die zuvor vorgestellten Ergebnisse für das Jahr 2035 dienen als Vergleichsgröße und werden in der folgenden Sensitivitätsanalyse als Ergebnisse des Basisjahres bezeichnet. Die Lastzeitreihen werden gegenüber dem Basisjahr nicht variiert. Abbildung 47 zeigt die aggregierte Darstellung des Flexibilitätsbedarfs für alle fünf zusätzlichen Wetterjahre im Vergleich zum Basisjahr in den drei Netzbereichen.

Es zeigt sich, dass die grundsätzliche Charakteristik der Flexibilitätsbedarfe für alle betrachteten Wetterjahre ähnlich ist. Vergleichsweise viele Bedarfe liegen im unteren Leistungs- und Energiebereich und jedes Wetterjahr verfügt über einzelne Ausreißer, die die Extremwerte des jährlichen Flexibilitätsbedarfs darstellen. Zwischen den Extremwerten treten in den einzelnen Wetterjahren jedoch mitunter deutliche Unterschiede auf. In Netzbereich 1 liegt der Extremwert des zusätzlichen Leistungsbedarfs um 64 % höher als im Basisjahr. Der Extremwert des Energiebedarfs ist sogar etwa dreimal so groß wie im Basisjahr. In Netzbereich 2 liegen der Betrag des maximalen Leistungsbedarfs um 43 % und der Betrag des maximalen Energiebedarfs um 123 % höher als im Basisjahr. In den beiden windgeprägten Netzbereichen werden diese Abweichungen durch die unterschiedliche Dauer von Starkwindereignissen und deren zeitlicher Überschneidung mit Schwachlastphasen in den einzelnen Wetterjahren hervorgerufen. Im PV-geprägten Netzbereich 3 liegen die Extremwerte des Leistungsbedarfs in allen Wetterjahren in einer vergleichbaren Größenordnung. Auch hier begründen sich die Unterschiede durch die unterschiedliche Überschneidung der PV-Einspeisung mit Schwachlastphasen.

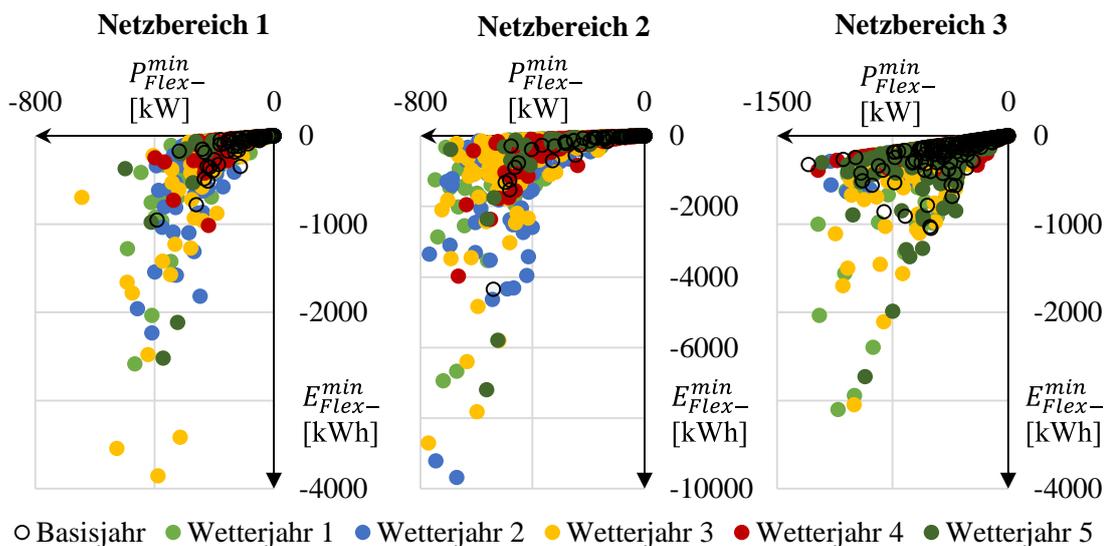


Abbildung 47: Ausprägung des Flexibilitätsbedarfs für mehrere Wetterjahre

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Flexibilitätsbedarfe des Basisjahres hinsichtlich der Leistungs- und Energiekenngößen im typischen Bereich liegen, aber nicht alle möglichen Extrempunkte umfasst.

Aus Abbildung 47 lässt sich bereits erkennen, dass die Anzahl der Flexibilitätsbedarfe mit einem verhältnismäßig geringen Leistungs- und Energiebedarf deutlich überwiegt. Um diesen Aspekt stärker hervorzuheben, zeigt Abbildung 48 die relative Häufigkeitsverteilung der Flexibilitätsbedarfe (zusammenhängende Zeiträume mit Grenzwertverletzungen im Netz) für alle Netzbereiche und Wetterjahre. Um die Ergebnisse der unterschiedlichen Netzbereiche vergleichen zu können, werden die Leistungs- und Energiewerte eines Flexibilitätsbedarfs auf den jeweiligen Maximalwert aller auftretenden Flexibilitätsbedarfe im entsprechenden Netzbereich normiert. Über alle Netzbereiche und Wetterjahre ergibt sich eine Grundgesamtheit von $n = 3.301$ Flexibilitätsbedarfen von denen über 40 % lediglich eine maximale Leistungsänderung und Energieaufnahme in Höhe von 10 % der im jeweiligen Netzbereich auftretenden Maximalwerte erfordern. Die Auftrittshäufigkeit von höheren Leistungswerten nimmt sukzessiv ab. Die Anforderung an eine höhere Energieaufnahme tritt grundsätzlich nur in Verbindung mit einer steigenden Leistungsanforderung auf und auch dann nur sehr selten.

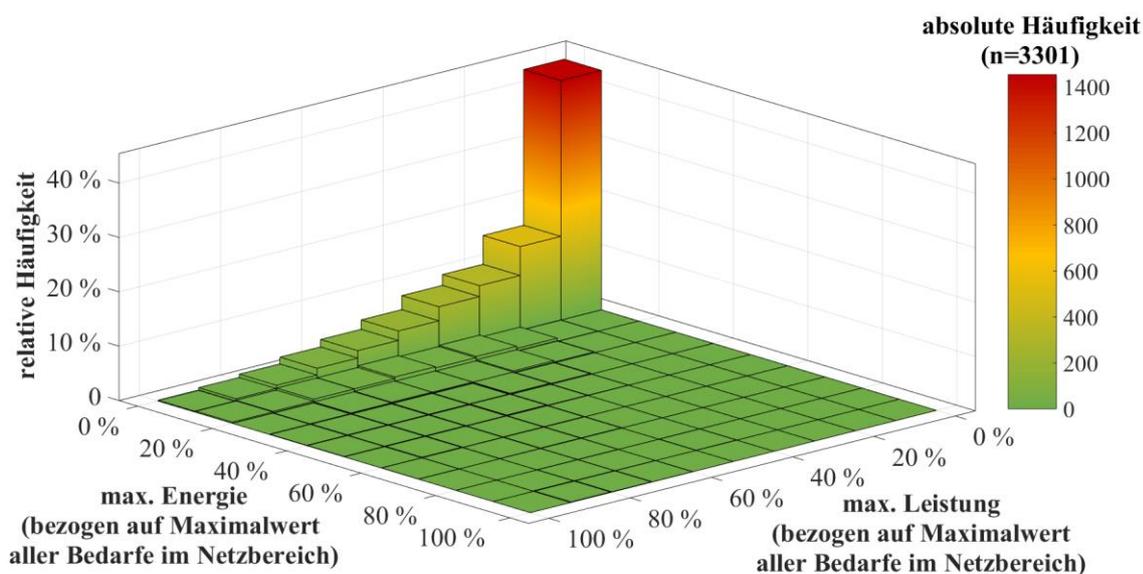


Abbildung 48: Häufigkeitsverteilung des Flexibilitätsbedarfs nach Leistung und Energie

Aus dieser Eigenschaft lässt sich ableiten, dass zusätzliche Flexibilitätsoptionen in einem Netzgebiet nicht zwangsläufig die Maximalanforderungen erfüllen müssen, um sinnvoll eingesetzt werden zu können. Auch wenn das technische Potential einer Flexibilitätsoption nicht jeden Bedarf decken kann, lässt sie sich sinnvoll mit weiteren Flexibilitätsoptionen (insbesondere mit dem Einspeisemanagement) kombinieren, um die Menge der abgeregelten EE-Einspeisung zu reduzieren.

5.3.1.2 Opportunitätskosten

Mit Hilfe der Netzkapazitätskorridore für die fünf zusätzlichen Wetterjahre lässt sich auch die Sensitivität der Ergebnisse für die Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität und den damit verbundenen Opportunitätskosten für unterschiedliche Bedarfsanforderungen analysieren. Die Optimierung der einzelnen Anlagen erfolgt im Rahmen der Sensitivitätsanalyse nur für dynamische Strompreise und das Stützjahr 2035 (Variante V4 gemäß Tabelle 6).

Abbildung 49 zeigt die aggregierten Ergebnisse der Bedarfsdeckung durch die Anlagen für die Flexibilitätsbedarfe des Basisjahres und aller fünf zusätzlichen Wetterjahre. Die Anteile der vollständig gedeckten Bedarfe geht für alle drei Anlagen gegenüber der Auswertung für das Basisjahr (Abbildung 41) leicht zurück. Nichtsdestoweniger bestätigen die zusätzlichen Berechnungen die grundsätzlichen Ergebnisse.

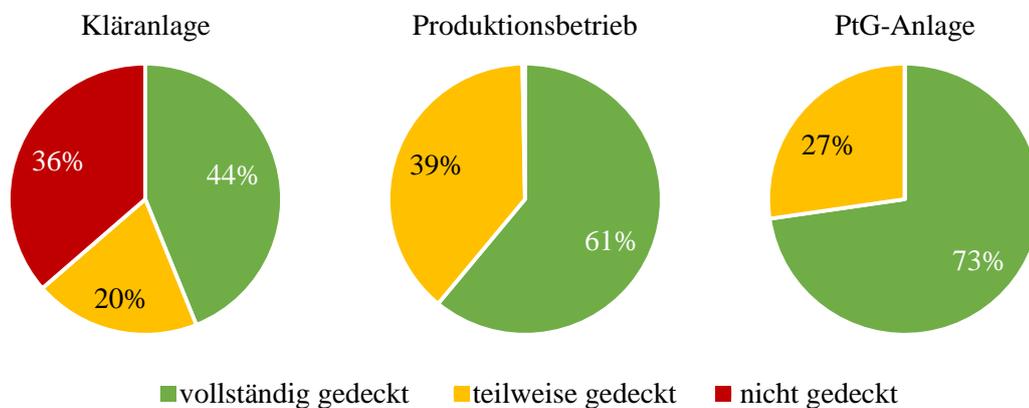


Abbildung 49: Deckung des Flexibilitätsbedarfs durch die Anlagen

Die Kläranlage kann für 36 % der Bedarfe keinen Beitrag liefern, da das BHKW bereits abgeschaltet ist. In den sonstigen Fällen können alle Anlagen mindestens einen netzdienlichen Teilbeitrag bereitstellen. Für die weiteren Auswertungen wird als zusätzliche Anlagenvariante wieder die Kläranlage inkl. Belüftung aufgenommen, bei der davon ausgegangen wird, dass der zusätzliche Flexibilitätsbedarf durch die temporäre Zuschaltung weiterer Belüftungsaggregate erfolgen kann (nähere Erläuterung in Abschnitt 5.2.2.1).

Die Opportunitätskosten für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität wurden in den bisherigen Betrachtungen insbesondere durch die Zunahme bei den Netznutzungsentgelten getrieben. Abbildung 50 zeigt die Jahresleistungsspitzen der Anlagen in den unterschiedlichen Wetterjahren. Die Jahresleistungsspitze der Kläranlage ist ohne die Zuschaltung der redundanten Belüftungsaggregate in allen Betrachtungen vergleichsweise konstant. Dies liegt daran, dass der Leistungsbezug der Kläranlage bereits im Normalbetrieb relativ gleichmäßig ist und durch die Flexibilität der BHKW nicht dauerhaft reduziert werden kann (ohne das BHKW läge die Jahresleistungsspitze bei $\hat{P}_{JB} = 313$ kW).

Durch die netzdienliche Zuschaltung der als Reserve vorgesehenen Belüftungsaggregate kommt es allerdings zu einer deutlichen Erhöhung der Jahresleistungsspitze gegenüber dem Normalbetrieb. Als Resultat der Modellannahmen entspricht diese jeweils der maximalen Leistung des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs eines Jahres und unterscheidet sich je Wetterjahr.

Die Auswirkungen der Netzdienlichkeit auf die Jahresleistungsspitze zeigen sich am deutlichsten für den Produktionsbetrieb. Während die Jahresleistungsspitze durch den Batteriespeicher im Normalbetrieb auf $\hat{P}_{JB} \approx 160$ kW reduziert werden kann, kommt es durch die Netzdienlichkeit zu einer Steigerung auf bis zu $\hat{P}_{JB} = 530$ kW. Die Unterschiede in den einzelnen Wetterjahren hängen mit dem Zusammentreffen des unflexiblen Lastanteils mit dem Flexibilitätsbedarf zusammen.

Da für die PtG-Anlage keine Netznutzungsentgelte anfallen, ist die Reduzierung der Jahresleistungsspitze auch kein Optimierungskriterium im Anlagenmodell. In allen Varianten entspricht daher die Jahresleistungsspitze $\hat{P}_{JB} = 600$ kW der maximalen Anlagenleistung. Die Differenz der Jahresleistungsspitzen mit und ohne Netzdienlichkeit lässt sich direkt mit dem Leistungspreis des Netzbetreibers multiplizieren, um die entsprechenden Auswirkungen auf die Opportunitätskosten monetär zu bewerten.

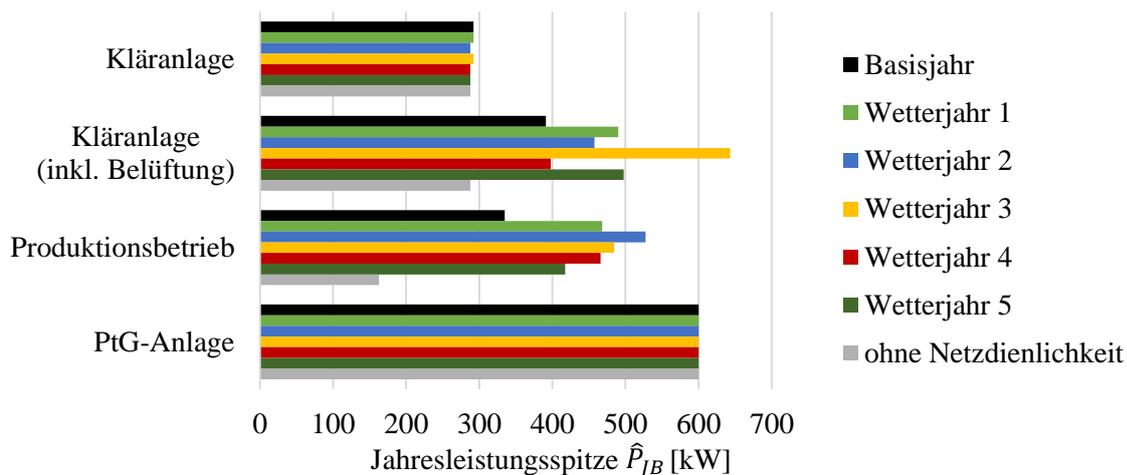


Abbildung 50: Auswirkungen der Netzdienlichkeit auf die Jahresleistungsspitze

Vernachlässigt man die Erhöhung der Leistungsspitzen, so lassen sich alle weiteren Kostenbestandteile wieder auf die netzdienlich aufgenommene Energie beziehen. Abbildung 51 zeigt die energiespezifischen Opportunitätskosten für alle Wetterjahre sowie die arithmetischen Mittelwerte über die Wetterjahre. Die Ergebnisse zeigen, dass die Opportunitätskosten mitunter deutlichen Schwankungen unterliegen. Dies ist auf die unterschiedlichen Zeitpunkte der Flexibilitätsbedarfe zurückzuführen und den damit verbundenen Marktpreisdifferenzen sowie zeitpunktabhängigen Unterschieden bei den sonstigen Nebenbedingungen (Wärmebedarf etc.). Diese Unterschiede sind bei der Kläranlage ausgeprägter, da die Flexibilitätsoptionen hier den vergleichsweise komplexesten Nebenbedingungen unterliegen. Die Flexibilitätsoptionen des Produktionsbetriebs und der PtG-Anlage unterliegen weniger restriktiven Nebenbedingungen, so dass auch hier die Schwankungen der Opportunitätskosten geringer ausfallen.

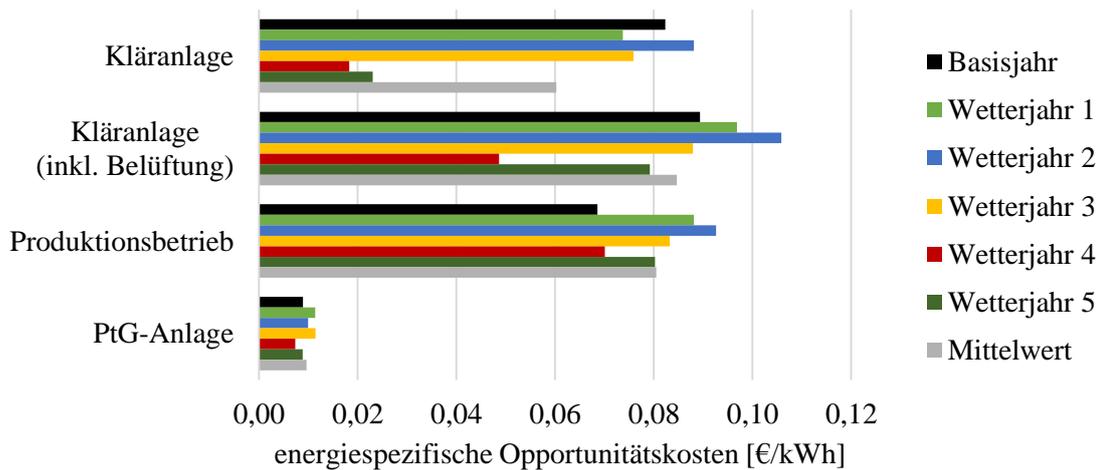


Abbildung 51: Vergleich der energiespezifischen Opportunitätskosten

Im Quervergleich weist insbesondere die PtG-Anlage die geringsten energiespezifischen Opportunitätskosten auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei der Flexibilität der PtG-Anlage um eine zeitliche Verschiebung der Last handelt, bei der allerdings in Summe stets der gleiche Energiebezug stattfindet. Die Opportunitätskosten entstehen im Wesentlichen nur durch die Marktpreisdifferenzen. Der Batteriespeicher des Produktionsbetriebs bezieht im netzdienlichen Betrieb stattdessen Energie, die anschließend teilweise wieder ins Netz zurückgespeist werden muss. Während für den Bezug neben den Marktpreisen auch die Umlagen und Abgaben zu zahlen sind, wird die Rückspeisung nur mit den Marktpreisen vergütet. Des Weiteren entstehen durch die zusätzlichen Ladezyklen auch zusätzliche Verluste. Bei der Kläranlage kommt es durch die netzdienliche Abregelung des BHKW auch zu einer leicht erhöhten, zeitverzögerten Netzzurückspeisung, die im Vergleich zur Eigenversorgung aufgrund der Umlagen und Abgaben einen geringeren Wert besitzt. Des Weiteren steigt der Gasnetzbezug zur Wärmeerzeugung leicht an.

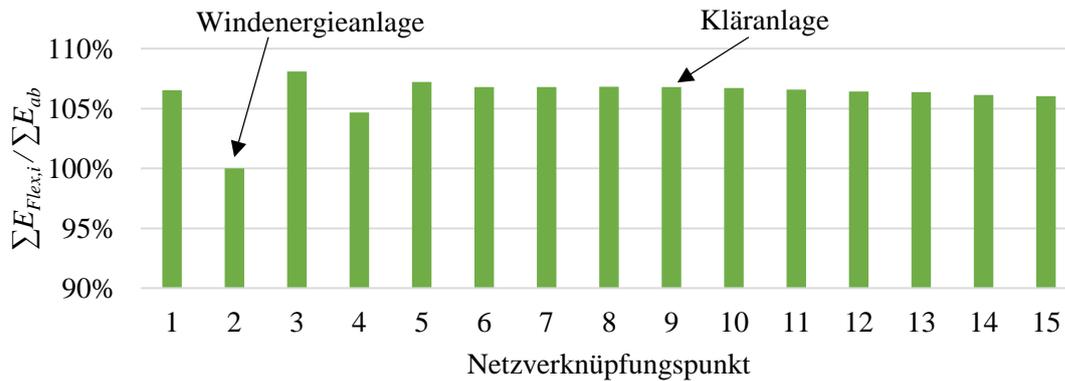
Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Mittelwerte der energiespezifischen Opportunitätskosten zwischen 0,01 - 0,09 €/kWh liegen und somit tendenziell unterhalb der Entschädigungszahlungen für die Abregelung von EE-Anlagen liegen (vgl. Abschnitt 5.2.2.4). Dies gilt allerdings nur, wenn das netzdienliche Verhalten nicht mit einer Steigerung der Netznutzungsentgelte aufgrund der erhöhten Jahresleistungsspitze verbunden ist.

5.3.2 Ortsabhängigkeit

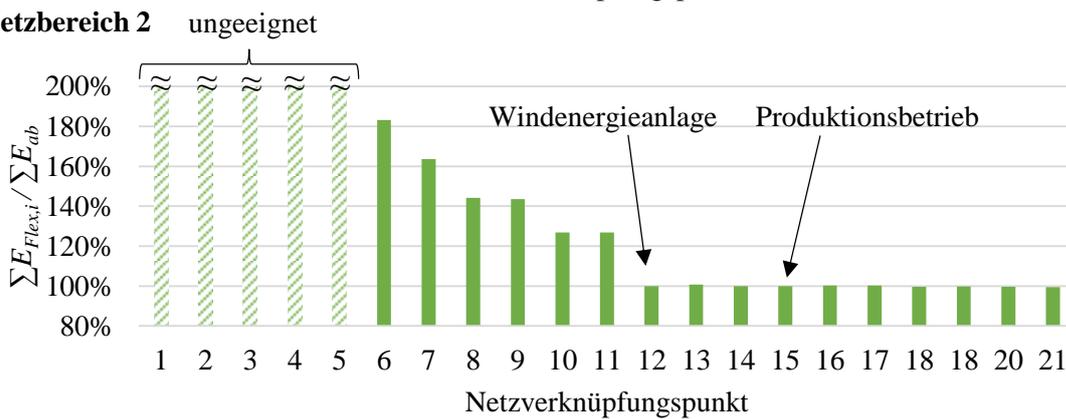
Ein weiterer relevanter Einfluss auf die Höhe des Flexibilitätsbedarfs ergibt sich aus der Sensitivität einer Leistungsänderung am Netzverknüpfungspunkt einer Anlage auf die kritische Knotenspannung bzw. Betriebsmittelauslastung im Netz. Die NVP der flexiblen Anlagen in den betrachteten Netzbereichen entsprechen den realen Gegebenheiten. Um den Einfluss der Ortsabhängigkeit näher zu betrachten, wird nachfolgend zusätzlich der Flexibilitätsbedarf an allen anderen NVP der Netzbereiche für das Basisjahr 2035 untersucht.

Der Vergleich erfolgt auf Basis der Jahressumme der zusätzlich aufzunehmenden Energie einer Flexibilitätsoption $\sum E_{Flex,i}$ an NVP i , bezogen auf die ansonsten abzuregelnde Jahresenergie $\sum E_{ab}$ am NVP der leistungsstärksten DEA im Netzbereich. Abbildung 52 zeigt die Ergebnisse für alle NVP in den Netzbereichen 1-3. Die Nummerierung entspricht den Darstellungen der Netzbereiche in Abbildung 30, Abbildung 31 und Abbildung 32. Die tatsächlichen Netzverknüpfungspunkte der DEA sowie der betrachteten flexiblen Anlagen sind gesondert hervorgehoben.

Netzbereich 1



Netzbereich 2



Netzbereich 3

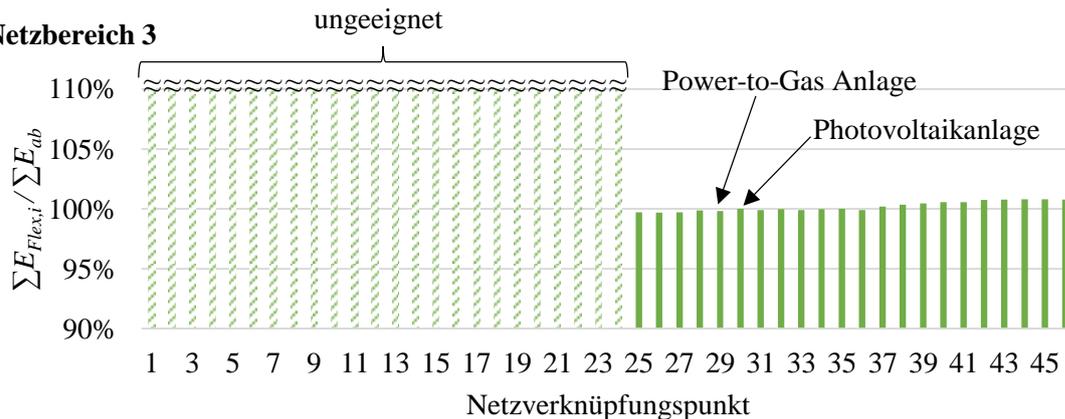


Abbildung 52: Aufzunehmende Jahresenergie je Netzverknüpfungspunkt im Verhältnis zur ansonsten abzuregelnden Jahresenergie der DEA in den Netzbereichen 1-3 für das Jahr 2035

Aus der Darstellung für Netzbereich 1 in Abbildung 52 geht hervor, dass sich die auftretenden Spannungsbandverletzungen durch eine zusätzliche Energieaufnahme an allen Netzknoten des Netzbereichs vermeiden lassen. Allerdings unterscheidet sich die erforderliche Jahresmenge aufgrund der unterschiedlichen Sensitivität (Wirkung) je Netzverknüpfungspunkt. Die geringste

Energieaufnahme ist am Netzverknüpfungspunkt der WEA (NVP 2) erforderlich. Abgesehen von NVP 3, der sich im direkten Umfeld der WEA befinden, ist die erforderliche Energieaufnahme um 6 % bis 8 % höher als am NVP der WEA (z. B. am NVP der Kläranlage).

Abbildung 52 zeigt die gleiche Auswertung für Netzbereich 2. Dort liegt der Fall vor, dass sich die auftretenden Spannungsbandverletzungen nicht von allen Netzverknüpfungspunkten des Netzbereiches sinnvoll beheben lassen. An NVP 1-5 wäre die erforderliche Energieaufnahme in der Jahressumme mindestens um Faktor 3 höher als am NVP der DEA. In einigen Fällen würde die Bereitstellung der erforderlichen Flexibilität zur Behebung der Spannungsbandverletzung wiederum zu einer Betriebsmittelüberlastung führen. NVP 1-5 werden daher als ungeeignet eingestuft. Andererseits haben Leistungsänderungen an den NVP, die vom Umspannwerk gesehen hinter der WEA liegen, nahezu die gleiche Sensitivität auf die auftretenden Grenzwertverletzungen. Die Abregelung der DEA kann durch Flexibilitätsoptionen an diesen NVP somit prinzipiell substituiert werden.

In Netzbereich 3 kommt es zu Leitungsüberlastungen zwischen NVP 20 und 25. Da es sich um rückspeisebedingte Überlastungen handelt, hat die Flexibilitätsoptionen an allen NVP, die vom Umspannwerk gesehen vor der überlasteten Leitung liegen (vgl. Abbildung 32), nahezu keinen Einfluss auf die Leitungsauslastung. Hinter der überlasteten Leitung ist die Sensitivität an allen NVP nahezu gleich. Auch hier lässt sich die Abregelung der DEA substituieren.

Aus der Betrachtung geht hervor, dass die Netzverknüpfungspunkte der untersuchten Kläranlage, des Produktionsbetriebs und der PtG-Anlagen, eine für den jeweiligen Netzbereich durchschnittliche Sensitivität auf die Grenzwertverletzungen aufweisen. Es existieren stets sowohl besser als auch schlechter geeignete NVP. Weiterhin zeigen die Berechnungen, dass innerhalb der Jahresimulation die Grenzwertverletzungen nahezu immer am gleichen Ort auftreten. Die Sensitivität und somit die Eignung einer Anlage unterliegt somit nur geringen Schwankungen.

Darüber hinaus lässt sich festhalten, dass die Anzahl der NVP, an denen eine vergleichbare Sensitivität auf einspeisebedingte Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen wie am NVP der problemtreibenden DEA vorliegt, sehr begrenzt ist. Die erforderliche Energieaufnahme (gleichbedeutend mit der erforderlichen mittleren Leistungsänderung) steigt mit sinkender Sensitivität deutlich an. Sowohl bei einer energiebezogenen als auch bei einer leistungsbezogenen Vergütung der Flexibilität resultieren daraus steigende absolute Kosten für den Einsatz weiterer Flexibilitätsoptionen zur Vermeidung des Einspeisemanagements.

6 Grundsätzliche Erkenntnisse

Die im Rahmen der Arbeit entwickelten Modelle und Verfahren eignen sich für umfangreiche Analysen an der Schnittstelle von unterschiedlichen Netz- und Anlagenkonstellationen. Auf Basis der zuvor beschriebenen Anwendungsbeispiele in realen Mittelspannungsnetzen lassen sich grundsätzliche Erkenntnisse zur Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen in neuartigen Netzbetriebskonzepten und zur Koordination von netz- und marktorientierten Anwendungsfällen in Mittelspannungsnetzen ableiten. Insbesondere sollen Antworten auf die in der Zielstellung formulierten Fragestellungen gegeben werden (vgl. Abschnitt 1.2). Die gewonnenen Erkenntnisse lassen sich thematisch drei Bereichen zuordnen:

- Netzplanung und Netzbetrieb von Mittelspannungsnetzen
- Flexibilitätsbereitstellung durch Mittelspannungsanlagen
- Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens

Nach der Beschreibung der themenspezifischen Erkenntnisse erfolgt abschließend eine Reflexion der Gesamtmethode.

6.1 Netzplanung und Netzbetrieb von Mittelspannungsnetzen

Der technologieübergreifende Einsatz von Flexibilitätsoptionen für netzdienliche Zwecke ist mit einigen besonderen Herausforderungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb verknüpft. Während sich die grundsätzliche Logik einer netzzustandsbasierten Leistungsänderung sehr schnell vom Einspeisemanagement dezentraler Erzeugungsanlagen auf flexible Lasten und Speicher erweitern lässt, erfordert die tatsächliche Umsetzung, neben der Entwicklung geeigneter Planungswerkzeuge auch grundsätzliche Erweiterungen in den technischen und rechtlichen Möglichkeiten eines Netzbetreibers.

Mit Bezug auf die Mittelspannungsebene, lassen sich folgende grundsätzliche Erkenntnisse für die Netzplanung zusammenfassen:

- Die innovativen Handlungs- und Technologieoptionen (rONT, ESR und DNA) sind zur Integration der Erneuerbaren Energien in den untersuchten Mittelspannungsnetzen deutlich kostengünstiger als der konventionelle Netzausbau und sollten im Rahmen der Netzplanung grundsätzlich berücksichtigt werden. Die dezentrale Netzautomatisierung mit dynamischem Einspeisemanagement bzw. unter Einbeziehung weiterer Flexibilitätsoptionen schneidet in allen untersuchten Netzen als kostengünstigste Handlungsoption ab und erzielt Kosteneinsparungen von mindestens 48 % gegenüber dem konventionellen Netzausbau (vgl. Abschnitt 5.2.3.2).

- Die konventionelle Netzberechnung von zwei Worst-Case-Betriebspunkten reduziert die Analyse der vorhandenen Netzkapazitäten auf die binäre Aussage, ob eine Grenzwertverletzung vorliegt oder nicht. Die vorgestellte zeitreihenbasierte Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen ermöglicht es hingegen, Aussagen zur Auftrittshäufigkeit und Dauer von Grenzwertverletzungen sowie zeitlich differenzierte Aussagen zur Netzauslastung zu treffen. Im Kontext der Planung von aktiv betriebenen Verteilnetzen sind diese neuen Ansätze essentiell, um Betriebskonzepte und Rahmenbedingungen auszugestalten, die zu einer effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten führen (vgl. Abschnitt 5.2.1). Gleichwohl sind sie aber auch mit einem deutlich höheren Aufwand verbunden.
- Die Netzzustandsüberwachung von Mittelspannungsnetzen ist die technische Grundvoraussetzung für ein effizientes Einspeisemanagement sowie für die Einbindung weiterer Flexibilitätsoptionen. Unabhängig von tatsächlichen Regelungseingriffen, führt die Überwachung des Netzzustandes bereits zu einer effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten, da für die planerische Auslegung eines überwachten und grundsätzlich steuerbaren Netzes die Betriebsreserven deutlich geringer ausfallen können (vgl. Abschnitt 5.1.4).
- Die zeitreihenbasierte Netzberechnung erfordert umfangreiche Eingangsdaten (insbesondere Last- und Einspeisezeitreihen). Diese werden in heutigen Mittelspannungsnetzen in der Regel nicht netzknotenscharf erfasst. Allerdings lassen sich durch eine kombinierte Auswertung der zur Verfügung stehenden RLM-Messzeitreihen sowie des Energiebedarfs der angeschlossenen SLP-Kundengruppen bereits heute Last- und Einspeisezeitreihen als Eingangsparameter für eine realitätsnahe, zeitreihenbasierte Netzberechnung in Mittelspannungsnetzen bestimmen. Durch eine zunehmende Verbreitung von Smart Metern lässt sich die Qualität der Eingangsdaten weiter verbessern. Sie sollten daher unbedingt in der Netzplanung berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 3.2.2.2).

Für die Entwicklung neuer Netzbetriebskonzepte unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen ist es erforderlich, den lokalen netzdienlichen Flexibilitätsbedarf genauer zu spezifizieren. Diesbezüglich liefert die Arbeit folgende Erkenntnisse:

- Der Zugriff auf netzdienliche Flexibilitätsoptionen ist in den untersuchten Netzen nur relativ selten erforderlich. Übergreifend für alle Netzbereiche und Wetterjahre liegen die Zeiten mit Grenzwertverletzungen für das EE-Ausbauszenario 2035 zwischen 53 h/a und 515 h/a (bzw. 0,6 % und 5,9 % des Jahres). Die geringe Auftrittshäufigkeit hängt mit der Einspeisevolatilität der verursachenden Windenergie- und Photovoltaikanlagen zusammen.
- Die zeitliche Volatilität der zur Verfügung stehenden Netzkapazität nimmt sowohl für die obere als auch für die untere Netzkapazitätsgrenze mit steigender EE-Durchdringung zu. Während in einzelnen Zeitpunkten bereits Grenzwertverletzungen auftreten, sind in

den übrigen Zeiträumen noch deutliche Kapazitätsreserven vorhanden (vgl. Abschnitt 5.2.1.4).

- Einspeisebedingte Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen in Mittelspannungsabgängen lassen sich meistens auf einzelne problemtreibende EE-Anlagen zurückführen (Anlagen, ohne deren Einspeisung keine Grenzwertverletzungen auftreten würden). Damit geht einher, dass Art und Ort der Grenzwertverletzungen im zeitlichen Verlauf in der Regel konstant sind und somit auch die Sensitivität der unterschiedlichen, sonstigen Flexibilitätsoptionen (vgl. Abschnitt 5.2.1.3 und 5.3.2).
- Die Anzahl der Netzverknüpfungspunkte, an denen eine ausreichende Sensitivität vorliegt, um einspeisebedingte Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen durch den Einsatz von Flexibilität zu vermeiden, ist in radialen MS-Netzen auf die Anzahl der Knoten des betroffenen Abgangs beschränkt. Die Art und der Ort der Grenzwertverletzung schränkt die Anzahl in der geeigneten Netzverknüpfungspunkte in der Regel weiter ein (vgl. Abschnitt 5.3.2). Die Flexibilitätsbereitstellung zur Entlastung des HS/MS-Transformators kann hingegen aus dem gesamten Netzgebiet erfolgen.
- Konzepte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilitätsoptionen für einspeisebedingte Engpässe sind grundsätzlich sinnvoll und können die Menge der abgeregelten Energie aus Erneuerbaren Energien reduzieren. Die Möglichkeit des Einspeisemanagements muss allerdings weiterhin vorhanden sein. Zum einen wird das Einspeisemanagement als sichere Rückfalloption benötigt, falls die sonstigen Flexibilitätsoptionen nicht zur Verfügung stehen. Zum anderen liegen die Leistungs- und Energieanforderungen des durchschnittlichen Flexibilitätsbedarfs deutlich unter den auftretenden Extremwerten (vgl. Abschnitt 5.3.1.1). Der Großteil des Bedarfs mit geringeren Leistungs- und Energieanforderungen lässt sich dann durch Speicher und flexible Lasten decken und nur für die Extremwerte wird das Einspeisemanagement hinzugezogen.
- Die Einspeisecharakteristik der problemtreibenden EE-Anlagen spiegelt sich auch im netzdienlichen Flexibilitätsbedarf wider. In Netzbereichen in denen der Bedarf durch die Einspeisung aus PVA hervorgerufen wird, wird die Flexibilität nur um die Mittagsstunden zwischen Frühjahr und Herbst benötigt. In Netzen mit überwiegend WEA bedingten Netzproblemen kann der Flexibilitätsbedarf zu jeder Tages- und Jahreszeit auftreten (vgl. Abschnitt 5.2.1.2). Neuartige Netzbetriebskonzepte sollten dies differenziert betrachten können (z. B. Kontrahierung von netzdienlichen Flexibilitätsoptionen oder Einschränkung von Marktaktivitäten nur für die tatsächlich relevanten Zeiträume vorzusehen).

6.2 Flexibilitätsbereitstellung durch Mittelspannungsanlagen

Mit Hilfe des generischen Anlagenmodells lässt sich die Flexibilitätsbereitstellung durch unterschiedliche Anlagen in der Mittelspannungsebene analysieren. Aus den Optimierungsergebnissen für die netzdienlichen und marktorientierten Anwendungsfälle lassen sich folgende Erkenntnisse gewinnen:

- Die Eigenversorgungsoptimierung und das Spitzenlastmanagement stellen unter den heutigen Rahmenbedingungen die wesentlichen Anreize für die Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen von Mittelspannungskunden dar. Die ausschlaggebenden Größen sind dabei der Leistungspreis der Netznutzungsentgelte sowie die anfallenden Umlagen, Entgelte und Abgaben auf den Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Gleichzeitig entstehen dadurch Hemmnisse für den netzdienlichen und marktorientierten Einsatz (vgl. Abschnitt 5.2.2).
- Durch dynamische Strompreise für Letztverbraucher, die sich aus den Preisverläufen des Spotmarkts ableiten, können erhebliche Einsparungen bei den Strombeschaffungskosten erreicht werden. Für die untersuchten Anlagen werden Einsparungen von bis zu 20 % der Strombeschaffungskosten realisiert. Allerdings wird der Einspareffekt bei der Betrachtung der Gesamtkosten durch die verbleibenden statischen Strompreiskomponenten (Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage etc.) gedämpft (vgl. Abschnitt 5.2.2.3).
- In Mittelspannungsnetzen kann nicht von einer ausreichenden Korrelation zwischen globalen Marktsignalen und lokalen Netzzuständen ausgegangen werden. Durch die marktoptimierte Betriebsweise werden Netzengpässe sowohl verstärkt, als auch reduziert, aber nicht sicher behoben (vgl. Abschnitt 5.2.2.1). Die unterschiedlichen globalen Marktsignale und die lokalen Netzsignale müssen daher entsprechend koordiniert und priorisiert werden.

Von besonderem Interesse sind die Auswirkungen der Netzdienlichkeit auf eine marktoptimierte Betriebsweise. Diesbezüglich lassen sich weitere Beobachtungen in allgemeine Erkenntnisse überführen:

- Der Einsatz netzdienlicher Flexibilitätsoptionen ist für den Netzbetreiber insbesondere dann vorteilhaft, wenn er nur relativ selten erforderlich ist, da mit zunehmenden Entschädigungs- bzw. Vergütungszahlungen die Vorteile der Handlungsalternativen (Netzausbau) überwiegen (vgl. Abschnitt 5.2.3.2). Daraus folgt, dass auch die Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität zeitlich nur relativ selten erforderlich sein wird. Die seltenen Einschränkungen haben wiederum nur geringfügige monetäre Auswirkungen auf einen optimalen, rein marktorientierten Flexibilitätseinsatz.
- Die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung kann allerdings zu einer erheblichen Steigerung der Jahresleistungsspitze und den damit verbundenen Netznutzungsentgelten führen

(vgl. Abschnitt 5.3.1). Dieser Aspekt wird im nachfolgenden Abschnitt noch tiefergehend diskutiert.

- Netzbetreiber benötigen eine sichere und verlässliche Bereitstellung von Flexibilität und eine entsprechende Alternative im Falle einer Nichtverfügbarkeit. Bei einspeisebedingten Netzengpässen kann diese durch die Möglichkeit des Einspeisemanagements von DEA sichergestellt werden. Falls der Netzbetreiber die freie Wahl zwischen Einspeisemanagement und der Ansteuerung alternativer Flexibilitätsoptionen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten hat, geht damit einher, dass mögliche Vergütungszahlungen für alternative Flexibilitätsoptionen durch die Entschädigungszahlungen für die abgeregelte Energie begrenzt sind.
- Neben den stromseitigen Auswirkungen hat der netzdienliche Betrieb von sektorenkopplenden Flexibilitätsoptionen ggf. auch Auswirkungen auf die entsprechenden Sektoren. Daher sind energetische Gesamtbetrachtungen von Flexibilitätsoptionen auf Anlagen sinnvoll. So hat die marktorientierte oder netzdienliche Betriebsweise einer KWK-Anlage mitunter negative Auswirkungen auf die Wärmeversorgung, was wiederum zu erhöhten Brennstoffkosten führt (vgl. Abschnitt 5.2.2.2).
- Kläranlagen verfügen bereits heute über vielfältige Flexibilitätsoptionen, die sowohl für netzdienliche als auch für marktorientierte Anwendungen ohne negative Beeinträchtigung des Abwasserreinigungsprozesses eingesetzt werden können (vgl. Abschnitt 3.1.1 und 5.2.2). Kläranlagen sind deutschlandweit flächendeckend vorhanden und bieten zusätzlich gute Voraussetzungen für die Integration von zukünftigen Power-to-Gas-Anlagen zur Kopplung der Sektoren Strom und Gas.

6.3 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die Untersuchungen in dieser Arbeit zeigen, dass der heutige regulatorische Rahmen die Umsetzung von netzdienlichen Flexibilitätskonzepten in Mittelspannungsnetzen, die über das Einspeisemanagement hinausgehen, nicht vorsieht und dementsprechend auch kein definiertes Regelwerk für die Ausgestaltung bietet. Vielmehr lassen sich in den bestehenden Rahmenbedingungen Hemmnisse identifizieren, die die Umsetzung solcher Konzepte behindern oder verbieten. Diese Hemmnisse müssten im Zuge einer konsistenten Novellierung des Ordnungsrahmens abgebaut werden, um die Einführung neuartiger Netzbetriebskonzepte zu ermöglichen und im Idealfall anzureizen.

- Die derzeitige Anreizregulierung führt dazu, dass die kostengünstigste Handlungsoption des Netzbetreibers nicht zwangsläufig die betriebswirtschaftlich sinnvollste ist. Dies liegt an der regulatorischen Kostendifferenzierung in Kapital- und Betriebskosten. Durch kapitalkostenintensiven konventionellen Netzausbau können bessere Renditen erzielt werden als durch betriebskostenintensive Lösungsoptionen, wie z. B. dezentrale

Netzautomatisierungssysteme (vgl. Abschnitt 3.2.5). Diese Systeme bilden jedoch die technische Grundvoraussetzung zur Umsetzung neuartiger Betriebskonzepte unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen.

- Ein weiteres wesentliches Hemmnis für die Erbringung von netzdienlicher Flexibilität von Mittelspannungskunden durch eine temporäre Lasterhöhung sind die potentiellen Auswirkungen auf die Jahresleistungsspitze und der damit verbundene Anstieg der Netznutzungsentgelte. Die heutige Netznutzungsentgeltsystematik basierend auf einer Leistungs- und Arbeitspreiskomponente reizt einen möglichst konstanten Verbrauch mit geringer Leistungsspitze an, um eine möglichst kontinuierliche Belastung des Netzes anzureizen. Dies kann als konstanter „netzdienlicher“ Anreiz gegen lastbedingte Netzengpässe interpretiert werden – für einspeisebedingte Engpässe führte dieses starre System allerdings zu einem offensichtlichen Widerspruch. Eine einfache Möglichkeit um zunächst dieses Hemmnis abzubauen, ist die Vernachlässigung von Zeiträumen netzdienlicher Flexibilitätsbereitstellung in der Ermittlung der Jahresleistungsspitze. Mit Blick auf weitere zukünftige Herausforderungen und eine insgesamt bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur ist allerdings eine grundsätzlichere Reform der Netzentgeltsystematik erforderlich. Mögliche Ausgestaltungsformen werden u. a. in [X] ausführlich behandelt.
- Ein grundsätzliches Hemmnis für die Bereitstellung von Flexibilität für netzdienliche, systemdienliche oder marktorientierte Zwecke ist die heutige, starre Berechnung der Umlagen, Abgaben und Entgelte auf den Netzbezug. Dies führt insbesondere dazu, dass vorhandene Flexibilität für die Eigenversorgungsoptimierung genutzt wird und die Bereitstellung von Flexibilität für externe Dienstleistungen weniger attraktiv ist, sobald sich dadurch der Fremdbezug erhöht.
- Technologien der Sektorenkopplung wie z. B. Power-to-Gas-Anlagen, die zur Substitution von fossilen Energieträgern in der Gas- und Wärmeversorgung sowie im Mobilitätssektor ohnehin benötigt werden, bieten hervorragende Flexibilitätspotentiale. Der gesamtsystemische Nutzen sollte bei der weiteren Ausgestaltung der zukünftigen Rahmenbedingungen stets eine besondere Berücksichtigung finden.

Flexibilität und Sektorenkopplung werden allgemein als Schlüsselemente für einen erfolgreichen Transformationsprozess gesehen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass im aktuellen regulatorischen Rahmen mehr Hemmnisse als Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität existieren. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf dem Einsatz von netzdienlicher Flexibilität in Mittelspannungsnetzen und kann somit nur einen weiteren Impuls für eine umfangreiche Reformdebatte liefern. Die Novellierung von Netzentgelt- und Umlagesystematiken unterliegt aber deutlich weitreichenderen Anforderungen und Wechselwirkungen, welche nicht vollumfänglich in dieser Arbeit betrachtet werden konnten.

6.4 Reflexion der Methode

Das wesentliche Ziel der vorliegenden Arbeit war es, ein Verfahren zur Analyse und Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen zu entwickeln, um damit grundsätzliche Erkenntnisse zu den Wechselwirkungen zwischen netz-, markt- und anlagenseitigen Anforderungen zu gewinnen. Als methodischer Ansatz wurde hierfür ein modellbasiertes Verfahren zur möglichst konkreten Abbildung von realen Mittelspannungsnetzen und -anlagen gewählt.

Neben den Grenzen der einzelnen Modelle und Berechnungsmethoden, die bereits in Abschnitt 4.3.5 kritisch diskutiert wurden, hat auch die Auswahl der untersuchten Netzgebiete und Anlagen einen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse. Durch die sorgfältige Auswahl der Netzgebiete und Anlagenbeispiele wird eine hohe Bandbreite der typischen Strukturparameter abgedeckt. Die ausgewählten Netze umfassen sowohl die 10 kV- als auch die 20 kV-Netzebene, sowohl ländliche als auch städtische Versorgungsgebiete, sowohl windgeprägte als auch PV-geprägte Bereiche sowie Freileitungs- als auch Kabeltrassen. Auch bei der Auswahl der Anlagenbeispiele wurde darauf geachtet, dass sowohl Flexibilitätsoptionen aus den Bereichen der Erzeugungsanlagen, der Lasten als auch der Speicher ausgewählt wurden. Des Weiteren wurden sektorenkoppelnde Elemente wie BHKW oder PtG-Anlagen berücksichtigt. Der Einfluss von aggregierten Flexibilitätsoptionen in Niederspannungsnetzen auf die Mittelspannungsebene wurde im Rahmen der Arbeit hingegen nicht berücksichtigt. Diesbezüglich sind weitere Analysen anzustreben.

Auf Basis der untersuchten Fallbeispiele lassen sich zwar grundsätzliche qualitative Erkenntnisse formulieren, eine uneingeschränkte Verallgemeinerung der quantitativen Ergebnisse ist jedoch nicht möglich. Zwar wurden durch die zusätzliche Sensitivitätsanalyse die Einflüsse unterschiedlicher Wetterjahre und Netzverknüpfungspunkte auf die Ergebnisse analysiert, allerdings ist die verbleibende Anzahl der möglichen Parametervariationen sehr groß.

Dieser Umstand entspricht jedoch auch der Realität im Bereich der Mittelspannungsnetze in Deutschland. Sowohl die Netze als auch die Versorgungsgebiete sind äußerst heterogen, so dass sich im Falle eines Ausbaubedarfs nicht immer die gleiche Handlungsoption als ideal erweist. Vielmehr müssen Netzbetreiber in die Lage versetzt werden, aus allen vorhandenen Handlungsoptionen die jeweils beste auswählen zu können. Neben den passenden Planungswerkzeugen und -methoden bedarf es hierfür auch entsprechender Anreize und Rahmenbedingungen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Der fortschreitende Transformationsprozess des Energieversorgungssystems führt zu einer erheblich steigenden Anzahl von Erzeugungsanlagen, Speichersystemen und neuer Lasten im Verteilnetz. Gleichzeitig erfordert das Gesamtsystem mehr Flexibilität, um die Volatilität der Stromerzeugung durch Wind- und Photovoltaikanlagen bestmöglich auszugleichen. Dies spiegelt sich u. a. in der Ausgestaltung und den Aktivitäten der Strommärkte wieder. Beide Entwicklungen haben massive Auswirkungen auf die zukünftige Planung und den Betrieb von Verteilnetzen. Die Flexibilität einzelner Akteure kann bei einer rein marktorientierten Betriebsweise neue Netzengpässe verursachen, aber gleichermaßen durch eine netzdienliche Betriebsweise bestehende Netzengpässe auflösen. Um Ineffizienzen im Gesamtsystem zu vermeiden, ist es daher erstrebenswert, das Zusammenspiel von Netz und Markt tiefergehend zu analysieren und Rahmenbedingungen zu schaffen, die eine bestmögliche Nutzung der vorhandenen Flexibilitätspotentiale erlauben.

Die vorliegende Arbeit setzt an dieser Schnittstelle an und stellt ein Verfahren für die Analyse und Bewertung des netzdienlichen Einsatzes von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen vor. Den Kern der Arbeit bildet die Verknüpfung eines eigenständigen, generischen Anlagenmodells mit einem Netzmodell. Durch die Kopplung der Modelle mit Hilfe des entwickelten Netzkapazitätskorridor-Ansatzes lässt sich trotz separat ausgeführter Modellberechnungen eine Analyse der gegenseitigen Beeinflussung durchführen. Eine wesentliche Prämisse dieser Arbeit ist, dass neuartige Netzbetriebskonzepte, die auf einer freiwilligen Partizipation von Flexibilität anbietern basieren, Vorteile für den Netzbetreiber, den Anlagenbetreiber sowie für den Transformationsprozess des Gesamtsystems bieten müssen. Es erfolgt daher eine wechselseitige Bewertung der Rahmenbedingungen, Anforderungen und Ergebnisse aus den unterschiedlichen Perspektiven.

Das entwickelte Anlagenmodell basiert auf dem Power Nodes Modeling Framework, das für die Berücksichtigung von sektorenübergreifenden Aspekten erweitert wurde. Das Modell eignet sich für die Modellierung komplexer Anlagen, die sowohl mehrere Flexibilitätsoptionen als auch nicht flexible Prozesse aufweisen. Weiterhin lassen sich die mit dem Energieaustausch verbundenen Kosten- und Erlösbestandteile flexibel zu einzelnen Austauschpfaden zuordnen und sich somit die teils komplexen energierechtlichen Konstrukte sachgerecht abbilden (z. B. reduzierte EEG-Umlage auf Eigenversorgung). Auf Basis von gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsrechnungen wird dann die optimale Betriebsweise unter Berücksichtigung der technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und netzseitigen Nebenbedingungen bestimmt.

Das Netzmodell dient zur Berechnung der verbleibenden Netzkapazität bzw. des Flexibilitätsbedarfs am Netzverknüpfungspunkt der Flexibilitätsoptionen. Hierfür wird in einem neuartigen

Ansatz ein Optimal-Power-Flow-Berechnungsverfahren für die Anwendung in MS-Netzen geeignet modifiziert. Mit den OPF-Berechnungen lassen sich die Netzkapazitätsgrenzen unter Berücksichtigung sämtlicher Grenzwerte (Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen) des Netzgebiets bestimmen. Durch die geschlossene Netzberechnung werden die gegenseitigen Abhängigkeiten von Strom- und Spannungsänderungen an unterschiedlichen Netzknoten inhärent berücksichtigt. Um dabei eine möglichst effiziente und gleichzeitig diskriminierungsfreie Aufteilung der verbleibenden Netzkapazität auf mehrere Netznutzer zu erreichen, wird ein Algorithmus zur dynamischen, sensitivitätsbasierten Gruppenbildung vorgestellt, durch den die vorhandene Netzkapazität entsprechend aufgeteilt wird. Die dadurch berechneten Netzkapazitätsgrenzen stellen die Schnittstellenparameter zum zuvor beschriebenen Anlagenmodell dar. Darüber hinaus eignet sich der Ansatz für die Berücksichtigung von Netzrestriktionen in bereits existierenden Anlagenmodellen unterschiedlicher Fachdisziplinen.

Die Anwendung der Modelle erfolgt auf zwei reale Mittelspannungsnetze unter Berücksichtigung von Szenarien zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe bis 2035. Aufgrund des zunehmenden Ausbaus von Wind- und Photovoltaikanlagen werden einspeisebedingte Grenzwertverletzungen in drei Netzbereichen erwartet. Innerhalb dieser Netzbereiche werden wiederum drei unterschiedliche Anlagen identifiziert, die für die Analyse einer netzdienlichen Betriebsweise explizit mit dem vorgestellten Anlagenmodell abgebildet werden. Es handelt sich dabei um eine Kläranlage, einen Produktionsbetrieb und eine Power-to-Gas-Anlage. Auf Basis von Jahressimulationen in viertelstündlicher Auflösung erfolgt eine detaillierte Analyse der verbleibenden Netzkapazitäten, des Flexibilitätsbedarfs und der Auswirkungen auf den marktorientierten Betrieb der Flexibilitätsoptionen. Aus den umfangreichen Simulationsergebnissen werden allgemeine Erkenntnisse für die Netzplanung, den Netzbetrieb, die Flexibilitätsbereitstellung durch Anlagenbetreiber und die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens abgeleitet. Die wesentlichen Erkenntnisse werden nachfolgend nochmals zusammengefasst.

Die Netzzustandsüberwachung stellt die technische Grundvoraussetzung für die Umsetzung von Netzbetriebskonzepten unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen dar und bietet in allen betrachteten Netzbereichen deutliche Kostenvorteile gegenüber konventionellem Netzausbau. Ein wesentlicher Vorteil entsteht bereits dadurch, dass die erforderliche Betriebsreserve des Netzes bei der Planung reduziert werden kann, da der Netzbetreiber zusätzliche operative Einflussmöglichkeiten erhält. Der konventionelle Ausbaubedarf lässt sich somit bereits aufgrund der besseren Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten durch neue Planungsmethoden reduzieren oder verzögern. In Netzen mit tatsächlich auftretenden einspeisebedingten Netzengpässen sollten flexible Lasten und Speicher als weitere Flexibilitätsoptionen zur Reduzierung des dynamischen Einspeisemanagement eingesetzt werden. Dennoch muss das dynamische Einspeisemanagement als sichere Rückfallebene vorhanden bleiben.

Die Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität ist zeitlich nur sehr selten erforderlich und führt nur zu geringfügigen Abweichungen vom marktorientierten Betriebsoptimum der Flexibilitätsoptionen. Die Opportunitätskosten für die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität fallen je nach Flexibilitätsoption und Rahmenbedingungen sehr unterschiedlich aus. Unter den heutigen Rahmenbedingungen kann die Flexibilität am günstigsten durch flexible Lasten bereitgestellt werden, falls dies zu keiner Erhöhung der Jahresleistungsspitze führt. Bei bidirektionalen Flexibilitätsoptionen schlägt sich die Differenz aus Kosten für den umlage-, abgaben- und entgelt-behafteten Netzbezug und den Markterlösen für die NetZRückspeisen negativ auf die Opportunitätskosten für netzdienliches Verhalten nieder. Nichtsdestoweniger können diese Kosten günstiger ausfallen als die Entschädigungszahlungen für abgeregelte Energie. Falls es allerdings durch die Flexibilitätsbereitstellung zu einer Erhöhung der Jahresleistungsspitze kommt, steigen die Opportunitätskosten durch die erhöhten Netznutzungsentgelte massiv an.

Zusammenfassend ist die Öffnung von Netzbetriebskonzepten für die Einbeziehung technologie-neutraler Flexibilitätsoptionen grundsätzlich positiv zu bewerten. Basierend auf einem funktionierenden Einspeisemanagement können sukzessiv weitere Speicher und flexible Lasten eingebunden werden und den Energieverlust durch Abregelung sowie die damit verbundenen Kosten reduzieren, ohne ein marktorientiertes Verhalten maßgeblich zu beeinflussen. Für Anlagenbetreiber kann die Netzdienlichkeit ein zusätzliches Geschäftsmodell darstellen, jedoch sind die Erlöspotentiale aufgrund der Charakteristik des netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs vergleichsweise gering. Netzdienlichkeit sollte daher nur ein Teilaspekt in Multi-Use-Ansätzen von Flexibilität anbietern sein. Durch die unmittelbaren, physikalischen Auswirkungen sollte die Netzdienlichkeit jedoch die höchste Priorität erhalten. Die Weiterentwicklung neuartiger Netzbetriebskonzepte wird jedoch durch die heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen gehemmt. Innovative Netztechnologien werden im regulatorischen Rahmen gegenüber konventionellem Netzausbau benachteiligt. Weiterhin liefert die Netzentgelt- und Umlagesystematik überwiegend Anreize den Netzbezug zu minimieren und nicht die vorhandene Flexibilität im Sinne des Gesamtsystems einzusetzen. Neben der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung sind Reformen der Netzentgelt- sowie der Umlagesystematik anzustoßen, die dem Bedarf nach mehr Flexibilität und einer zunehmenden Sektorenkopplung Rechnung tragen.

Die entwickelten Modelle und Verfahren sowie die Ergebnisse der Arbeit liefern Ansatzpunkte für weiterführende Forschungsaufgaben. Die Gesamtmethode lässt sich grundsätzlich auch für die Analyse von lastbedingten Netzengpässen, wie sie u.a. durch den Ausbau der Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität oder zusätzliche Elemente der Sektorenkopplung erwartet werden, anwenden. Auch hier stellt sich die Frage, ob allen Lasten zu jeder Zeit uneingeschränkte Netzkapazitäten zur Verfügung stehen müssen oder ob temporäre, netzdienliche Einschränkungen einzelner Anlagen, möglichst ohne Komforteinbußen für den Verbraucher, insgesamt eine kostengünstigere Option im Vergleich zum konventionellen Netzausbau darstellen. Des Weiteren

ist die konkrete Ausgestaltung zukünftiger Netzbetriebskonzepte unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen ein Gegenstand aktueller Forschungsvorhaben. Neben bilateralen Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreibern können auch regionale Flexibilitätsmärkte eine mögliche Variante darstellen. Hierzu sind allerdings noch weitere Fragen bezüglich der Größe, Dynamik, Abwicklung und Einbettung in die sonstigen energiewirtschaftlichen Abläufe zu klären. Erste Ansätze hierzu werden in [IX] und [XIV] präsentiert, müssen jedoch noch weiter ausgestaltet werden.

Insgesamt setzt sich in der Wissenschaft zunehmend die Überzeugung durch, dass für die Transformation des Energieversorgungssystems sektorenübergreifende Ansätze erforderlich sind. Die Komplexität der Fragestellungen zum optimalen Systemdesign steigt damit weiter an und liefert umfangreiche Forschungsaufgaben zur integrierten Betrachtung der Systeme. Die vorgestellten Modelle und Methoden liefern somit einen weiteren Anknüpfungspunkt für die Ausgestaltung des zukünftigen Energieversorgungssystems auf Basis Erneuerbarer Energien.

8 Verzeichnisse

8.1 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 09/2010.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin, 11/2016.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich - Kabinettsbeschluss. Berlin, 06/2011.
- [4] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist.
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin, 06/2018.
- [6] Agora Energiewende (Hrsg.): Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende. Berlin, 07/2017.
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): EEG in Zahlen 2016. Bonn, 2018. Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/> [zuletzt abgerufen am 05.02.2018]
- [8] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Verteilnetzstudie – Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin, 12/2012.
- [9] Büchner et al.: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, 09/2014.
- [10] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn, 06/2018. Online verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de> [zuletzt abgerufen am 30.07.2018]
- [11] Nitsch, J.: Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den BEE e.V. Stuttgart, 03/2016.
- [12] Probst, A.: Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung. Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Band 12, 2014.

- [13] Haendel, M.; Marwitz, S.: Einfluss von Wärmepumpen auf den Investitionsbedarf in Niederspannungsnetzen. Tagungsbeitrag zur 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien, 2017.
- [14] Zeh, A.: Integration von Batteriespeichern in das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz. Technische Universität München. Dissertation. München, 2017.
- [15] Neusel-Lange, N.: Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze. Neue Energie aus Wuppertal, Band 1. Dissertation. Wuppertal, 2013.
- [16] Dorsemagen, F.: Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene. Neue Energie aus Wuppertal, Band 19. Dissertation. Wuppertal, 2018.
- [17] Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786).
- [18] Merkel, M.; Palovic, M.: Einsparmanagement 3.0: Einsparpotenziale durch die Einbindung lokaler Flexibilitäten. et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67. Jg. Heft 7. 2017.
- [19] Statista: Strommarkt in Deutschland - Dossier. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/> [zuletzt abgerufen am 30.07.2018]
- [20] Meese, J.: Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen. Neue Energie aus Wuppertal, Band 17. Dissertation. Wuppertal, 2018.
- [21] PricewaterhouseCoopers AG (Hrsg.): Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende. 02/2012.
- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Netzflexstudie – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Berlin, 03/2017.
- [23] Ackermann, T. et al.: Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz. Darmstadt, 01/2014.
- [24] Braun, M. et al.: Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034. Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung. Kassel, 04/2018.
- [25] Rehtanz, C. et al.: Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden Württemberg. Dortmund, 04/2017.
- [26] Harnisch, S. et al.: Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. Neue Energie aus Wuppertal, Band 8. Wuppertal, 2016.
- [27] Steffens, P.: Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze. Neue Energie aus Wuppertal, Band 16. Dissertation. Wuppertal, 2018.

- [28] Rotering, N.: Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 148. Dissertation. Aachen, 2012.
- [29] Koopmann, S.: Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen. Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik, Band 43. Dissertation. Aachen, 2016.
- [30] Geschermann, K.: Bewertung einer marktbasiereten Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 179. Dissertation. Aachen, 2017.
- [31] Bundesnetzagentur: „Smart Grid“ und „Smart Market“ - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn, 2011.
- [32] Apel, R. et al.: Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierete Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilungsnetze. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE. Frankfurt, 2014.
- [33] Gunkel, D.; Hess, T.; Schegner, P.: Optimal Scheduling of Decentralized Co-Generation Plants in Micro-Grids. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, 2012.
- [34] Moshi, G. G.; Bovo, C.; Berizzi, A.: Optimal operational planning for PV-Wind-Diesel-battery microgrid. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015.
- [35] Parisio, A.; Rikos, E.; Glielmo, L.: A Model Predictive Control Approach to Microgrid Operation Optimization. IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 22, no. 5, pp. 1813-1827, Sept. 2014.
- [36] Heussen K.; Koch, S.; Ulbig, A.; Andersson, G.: Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Göteborg, 2010.
- [37] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Bonn, 04/2017.
- [38] Eurelectric (Hrsg.): Flexibility and Aggregation – Requirements for their interaction in the market. Brüssel, 01/2014.
- [39] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Hrsg.): Regelenergie durch Windkraftanlagen – Abschlussbericht. Kassel, 03/2014.
- [40] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- [41] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.

- [42] Apel, R. et al.: Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. ETG-Task Force Demand Side Management. Energietechnische Gesellschaft im VDE. Frankfurt, 2012.
- [43] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): Handbuch Lastmanagement – Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen. Berlin, 2012.
- [44] Eller, D.: Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland – Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen. Springer Vieweg. Wiesbaden, 2015.
- [45] Sterner, M.; Stadler, I. (Hrsg.): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. 2. korrigierte und ergänzte Auflage. Springer Vieweg Verlag. Berlin, 2017.
- [46] Adamek, A. et al.: Energiespeicher für die Energiewende – Speicherbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt am Main, 2012.
- [47] Umweltbundesamt (Hrsg.): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Dessau-Roßlau, 09/2015.
- [48] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2018 – Haushalte und Industrie. Berlin, 01/2018.
- [49] Figgenger, J. et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 – Jahresbericht 2017. Aachen, 2017.
- [50] Fraunhofer ISE (Hrsg.): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 14.06.2018. Online verfügbar unter: www.pv-fakten.de [zuletzt abgerufen am 15.06.2018].
- [51] Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist.
- [52] Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die durch Artikel 4 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist.
- [53] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bonn, 12/2015.
- [54] Stadtwerke Radevormwald GmbH: Preisblatt für die Nutzung von Elektrizitätsverteilungsnetzen 2014. Radevormwald, 2014. Online verfügbar unter: <http://www.s-w-r.de/netzentgelte-strom.php> [zuletzt abgerufen am 15.04.2018].
- [55] EPEX SPOT SE: EPEX SPOT Exchange Rules. Paris, 2018. Online verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/de/extras/download-center/dokumentation> [zuletzt abgerufen am 13.03.2018].
- [56] EPEX SPOT SE: Marktdaten Day-Ahead-Auktion. Online verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten> [zuletzt abgerufen am 18.05.2018].

- [57] Dahlmann, B.; Meese, J.; Völschow, A.; Zdrallek, M.: Happy Power Hour – Dynamische Stromtarife für den Mittelstand sollen Flexibilitätsoptionen in der Industrie erschließen. 50,2 – Das Magazin für intelligente Stromnetze. Köln, 02/2017.
- [58] Next Kraftwerke: Best of 96 – Produktbroschüre. Online verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif> [zuletzt abgerufen am 30.07.2018].
- [59] Verband der Netzbetreiber (VDN): TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Version 1.1. Berlin, 2007.
- [60] Schmidt, M.; Hess, T.; Schegner, P.: Studies on Provision of Ancillary Services by Distributed Generation Units and Storage Devices. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Ljubljana, 2016.
- [61] Consentec GmbH: Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt – Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, 02/2014.
- [62] TransnetBW: Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012. Online verfügbar unter: https://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/Modellbeschreibung_reBAP_ab_05_2016.pdf [zuletzt abgerufen am 30.07.2018].
- [63] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Bilanzkreisvertrag. Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/> [zuletzt abgerufen am 30.07.2018].
- [64] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, 02/2014.
- [65] Steinhart, C. et al.: Local island power supply with distributed generation systems in case of large-scale blackouts. CIRED Workshop 2016. Helsinki, 2016.
- [66] Schnelle, T.; Schweer, A.; Schegner, P.: Islanded operation of modular grids. 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED. Glasgow, 2017.
- [67] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.): Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase. Berlin, 2015.
- [68] Ulbig, A.; Andersson, G.: On operational flexibility in power systems. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, 2012.
- [69] Ulbig, A.; Andersson, G.: Analyzing operational flexibility of electric power systems. 2014 Power Systems Computation Conference. Warschau, 2014.
- [70] Makarov, Y. V.; Loutan, C.; Ma, J.; de Mello, P.: Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, pp. 1039-1050. 05/2009.

- [71] Günthert, F. W. et al.: Bemessung von kommunalen Kläranlagen: Grundlagen, Bemessungsansätze und -beispiele der biologischen und weitergehenden Abwasserbehandlung. Expert Verlag. Renningen-Malmsheim, 1998.
- [72] Gujer, W.: Siedlungswasserwirtschaft. 3., bearbeitete Auflage. Springer-Verlag. Heidelberg, 2007.
- [73] Pinnekamp, J. et al.: Energie und Abwasser Handbuch NRW; Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein Westfalen (Hrsg.). Düsseldorf, 2017.
- [74] Schäfer, M. et al.: Bereitstellung von Flexibilität durch Kläranlagen. KA Korrespondenz Abwasser, Abfall 2018 (65) Nr.3. Hennef, 2018.
- [75] Müller-Syring, G.; Henel, M.: Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V (Hrsg.). Bonn, 2014.
- [76] Bundesgerichtshof (BGH): Beschluss vom 20. Juni 2017 - EnVR 24/16 – Oberlandesgericht Düsseldorf. Düsseldorf, 2017.
- [77] Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist.
- [78] Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 2. Januar 2018 (BGBl. I S. 84) geändert worden ist.
- [79] Thomas, H.: Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung – EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016. Springer Vieweg. Wiesbaden, 2017.
- [80] Böttcher, J.; Nagel, P. (Hrsg): Batteriespeicher: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. De Gruyter Oldenbourg Verlag. Berlin/Boston, 2018.
- [81] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE: DIN EN 50160:2011-02 -Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Beuth-Verlag. Berlin, 2011.
- [82] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin, 06/2008.
- [83] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. 2011.
- [84] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (Hrsg.): FNN-Studie Statische Spannungshaltung. Berlin, 12/2014.

- [85] Kaufmann, W.: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme. 1. Ausgabe. VWEW-Verlag. Frankfurt am Main, 1995.
- [86] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE: DIN VDE 0276-1000, Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren. Beuth-Verlag. Berlin, 2008.
- [87] Oerter, C.: Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen. Neue Energie aus Wuppertal, Band 4. Dissertation. Wuppertal, 2016.
- [88] Nagel, H.: Systematische Netzplanung. Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze. Band 8. VWEW-Verlag. Frankfurt am Main, 1995.
- [89] Meier, H.; Fünfgeld, C.; Adam, T.; Schieferdecker, B.: Repräsentative VDEW-Lastprofile. VDEW-Materialien M-32/99. Frankfurt, 1999.
- [90] Dorsemagen, et al.: Dezentrale Verteilnetzautomatisierung im Praxiseinsatz – Erste Erfahrungen aus der Mittelspannung. Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“. Berlin, 02/2018.
- [91] Hayes B. P.; Prodanovic, M.: State Forecasting and Operational Planning for Distribution Network Energy Management Systems. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 2, pp. 1002-1011. 03/2016.
- [92] Korotkiewicz, K. et al.: State Forecasting in Smart Distribution Grids: A Modular Approach using CARMA-Algorithm. 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED). Glasgow, 2017.
- [93] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0 (Entwurf) – Abschaltträngfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Bonn, 2017.
- [94] Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist.
- [95] Uhlig, R.: Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen. Neue Energie aus Wuppertal, Band 13. Dissertation. Wuppertal, 2016.
- [96] Krekó, B: Lehrbuch der Linearen Optimierung. VEB Deutscher Verlag der Wissenschaften. Berlin, 1973.
- [97] Kallrath, J.: Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis. 2. Auflage. Springer Spektrum. Wiesbaden, 2013.
- [98] Carrion, M.; Arroyo, J. M.: A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 3, pp. 1371-1378. 08/2006.

- [99] Ostrowski, J.; Anjos, M. F.; Vannelli, A.: Tight Mixed Integer Linear Programming Formulations for the Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 39-46. 02/2012.
- [100] Morales-España, G.; Latorre, J. M.; Ramos, A.: Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4897-4908. 11/2013.
- [101] Löfberg, J.: YALMIP: a toolbox for modeling and optimization in MATLAB. *Proceedings of the CACSD Conference*. Taipei, 2004.
- [102] Gurobi Optimization, Inc.: Gurobi Optimizer Reference Manual. 2018. Online verfügbar unter: <http://www.gurobi.com> [zuletzt abgerufen am 30.07.2018].
- [103] Oeding, D.; Oswald B. R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 8. Auflage. Springer Vieweg Verlag. Berlin, 2016.
- [104] Ludwig, M. et al.: Rapid Grid State Detection for time-series based on Optimized Powerflow Calculation. 5th International Conference Smarter Europe. Essen, 2018.
- [105] Jayaweera, D. (Hrsg.): *Smart power systems and renewable energy system integration*. Studies in systems, decision and control. Volume 57. Springer-Verlag. Schweiz, 2016.
- [106] Momoh, J. A.; Adapa, R.; El-Hawary M. E.: A review of selected optimal power flow literature to 1993. I. Nonlinear and quadratic programming approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 96-104, Feb. 1999.
- [107] Momoh, J. A.: *Electric Power System Applications of Optimization*, Second Edition. CRC Press. Boca Raton, 2013.
- [108] Zimmerman, R. D.; Murillo-Sanchez, C. E.; Thomas, R. J.: MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19. 02/2011.
- [109] Wang, H.; Murillo-Sanchez, C. E.; Zimmerman, R. D.; Thomas, R. J.: On Computational Issues of Market-Based Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1185-1193. 08/2007.
- [110] Dickert, J.; Schegner, P.: Evolution and future prospects of electricity demand for residential customers. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, 2015.

8.2 Publikationen des Autors

- [I] Kornrumpf, T.; Zdrallek, M.: Analyzing Flexibility Options with Cross-Sectoral Requirements on Distribution Level, 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Portland, 2018.
- [II] Fishedick, M.; Schoof, R.; Adolf, J.; Axelsen, H.; Bauer, T.; Dienhart, M.; Ebersbach, N.; Fuhlrott, J.; Görner, K.; Hebel, C.; Herdick, A.; Kornrumpf, T.; Last, C.; Leder, C.; Linssen, J.; Markowz, G.; Marzi, T.; Merckens, T.; Merten, F.; Meyer, C.; Nykamp, S.; Pfisterer, U.; Rettberg, F.; Riedel, E.; Robinius, M.; Schäfer, F.; Schafhausen, F.; Schirrmeister, S.; Weber, C.; Zdrallek, M.; Zurmühlen, S.: Sektorenkopplung als Herausforderung und Chance für das Energieland NRW. Handlungsoptionen einer Expertengruppe im Netzwerk Netze und Speicher der Energie-Agentur NRW im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen. NRW, 2017.
- [III] Kornrumpf, T.; Wolter, D.; Zdrallek, M.: Strom- und Gasnetze: Sektorenkopplung mit Power-to-Gas. *gwf Gas + Energie* 11/2017, DIV Deutscher Industrieverlag GmbH. Essen, 2017.
- [IV] Garzon-Real, J.; Kilicsoy, S.; Dahmann, B.; Kornrumpf, T.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Coupling electricity and gas distribution networks: applications and further steps in the concept development. *Proceedings of the International ETG Congress 2017*. Bonn, 2017.
- [V] Kornrumpf, T.; Zdrallek, M.: Kläranlagen als Flexibilitätsoption im Mittelspannungsnetz. Tagungsband: Kläranlagen in der Energiewende: Faulung optimieren & Flexibilität wagen. *Schriftenreihe des Fachgebiets Siedlungswasserwirtschaft der TU Kaiserslautern*. Band 40. Kaiserslautern, 2017.
- [VI] Schmitt, T.; Gretschel, O.; Schäfer, M.; Hüesker, F.; Knerr, H.; Salomon, D.; Bidlingmaier, A.; Zdrallek, M.; Kornrumpf, T.; Simon, R.; Hanke, B.; Honeck, V.; Langshausen, T.; Keil, A.; Lentz, K.-H.; Lontzek, S.; Halver, R.; Richtarski, C.; Roch, M.; Kolisch, G.; Pyro, P.; Taudien, Y.; Hobus, I.; Schiebold, D.; Charles, T.; Siebeck, J.: Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit Erneuerbarer Energieerzeugung - arrivee-Abschlussbericht. Kaiserslautern, 2017.
- [VII] Kornrumpf, T.; Zdrallek, M.; Roch, M.; Salomon, D.; Pyro, P.; Hobus, I.: Flexibility Options for Medium Voltage Grid Planning. 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED. Glasgow, 2017.
- [VIII] Schmitt, T.; Schäfer, M.; Gretschel, O.; Bidlingmaier, A.; Hanke, B.; Hobus, I.; Honeck, V.; Kornrumpf, T.; Pyro, P.; Salomon, D.; Zdrallek, M.: Kläranlagen als Flexibilitätsoption im Stromnetz. *wwt – wasserwirtschaft wassertechnik* 05 / 2017 (S. 8-14). Berlin, 2017.
- [IX] Kornrumpf, T.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Roch, M.: Economic Dispatch of Flexibility Options for Grid Services on Distribution Level. *Proceedings of the 19th Power Systems Computation Conference*. Genua, 2016.

- [X] Zander, W.; Lemkens, S.; Macharey, U.; Langrock, T.; Nailis, D.; Zdrallek, M.; Schäfer, K. F.; Steffens, P.; Kornrumpf, T.; Hummel, K.; Schalle, H.: dena-Netzflexstudie – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2017.
- [XI] Meese, J.; Kornrumpf, T.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.: Kombiniertes markt- und netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten auf Basis der Netzkapazitätsampel. Tagungsband zum VDE-Kongress 2016 „Internet der Dinge“. Mannheim, 2016.
- [XII] Meese, J.; Kornrumpf, T.; Dahlmann, B.; Völschow, A.; Marquardt, T.; Zdrallek, M.: Multi-market optimization of industrial flexibility – market comparison and field test results. Proceedings of the CIRED Workshop 2016 "Electrical networks for society and people". Helsinki, 2016.
- [XIII] Hüesker, F.; Charles, T.; Kornrumpf, T.; Schäfer, M.; Schmitt, T.: Kläranlagen als Flexibilitätsdienstleister im Energiemarkt. KA Korrespondenz Abwasser, Abfall 2016 (63) Nr.4. Hennef, 2016.
- [XIV] Kornrumpf, T.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Roch, M.: Entwurf und Simulation eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene. Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“. Berlin, 2016.
- [XV] Meese, J.; Kornrumpf, T.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Bruckhaus, M.-O.; Henatsch, L.: Charakterisierung von Flexibilitätsoptionen für den Einsatz in unterschiedlichen Marktsegmenten. Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“. Berlin, 2016.
- [XVI] Kornrumpf, T.; Wolter, D.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.: Spartenintegriertes Energiesystem der Zukunft – gemeinsame Erkenntnisse aus DVGW- und VDE-Forschungsaktivitäten. DVGW energie | wasser-praxis 10/2015 – Tagungsband gat/wat 2015. Bonn, 2015.
- [XVII] Wolter, D.; Kornrumpf, T.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.: Das Energiesystem der Zukunft besteht aus Strom und Gas – Ergebnisse der Meta-Analyse von DVGW und VDE. VDE-ETG Mitgliederinformation 2/2015. Frankfurt, 2015.

8.3 Abkürzungen

AbLaV	Abschaltbare Lasten Verordnung
AC	Alternating Current
AEL	Alkalische Elektrolyse
AP	Arbeitspreis
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMA	Biomasseanlage
CAPEX	Capital expenditures (Investitionskosten)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DIN	Deutsches Institut für Normung
DNA	Dezentrale Netzautomatisierung
DSR	Demand Side Response
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EPEX	European Power Exchange
EPN	Erweiterter Power-Node
EW	Einwohnerwert
EWG	Einwohnergleichwert
ESR	Einzelstrangregler
EZ	Einwohnerzahl
GK	Größenklasse
GGLP	Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LP	Leistungspreis
MS	Mittelspannung
MRL	Minutenreserve
NNE	Netznutzungsentgelte
NRW	Nordrhein-Westfalen
NS	Niederspannung
NSA	Notstromaggregat

NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Operational expenditures (Betriebskosten)
OPF	Optimal-Power-Flow
OV	Optimierungsvariable
PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
PRL	Primärregelleistung
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
RLM	Registrierende Leistungsmessung
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
RW	Restwert
SLP	Standardlastprofil
SOEL	Solide-oxide-electrolysis (Hochtemperatur-Elektolyse)
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
UW	Umspannwerk
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VDE	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VK	Virtuelles Kraftwerk
WEA	Windenergieanlage
WF	Wandlungsfaktor
WKA	Wasserkraftanlage

8.4 Formelzeichen und Symbole

α	Steigung der Kostenfunktion
γ	diskrete Leistungsstufe
$\eta_{el.}$	elektrischer Wirkungsgrad
η_{in}	Wandlungsfaktor Sammelschienenbezug
η_{out}	Wandlungsfaktor Sammelschieneneneinspeisung
$\eta_{th.}$	thermischer Wirkungsgrad
ϑ	Knotenspannungswinkel
ϑ^{ref}	Referenzspannungswinkel
ξ	Energiezufuhr / Energiebedarf
ξ^{min}	minimale Energiezufuhr / minimaler Energiebedarf
ξ^{max}	maximale Energiezufuhr / maximaler Energiebedarf

λ_i	Verteilungsfaktor
φ_g	Phasenverschiebungswinkel
Δ	Differenz
Γ	Menge aller Leistungsstufen
θ	Vektor aller Knotenspannungswinkel
a	Index Anfangsknoten einer überlasteten Leitung
b	Index Endknoten überlasteten einer Leitung
b_{down}	Indikator Ausschaltvorgang (0/1)
b_{on}	Betriebszustand (0/1)
b_{up}	Indikator Einschaltvorgang (0/1)
BW	Barwert
c	mengenbezogene Preiskomponente (allgemein)
c_ξ	Preis Energiezufuhr / Energiebedarf
$c_{u.in}$	Preis Sammelschienenbezug
$c_{u.out}$	Preis Sammelschieneneneinspeisung
c_v	Preis Speicherverluste
c_w	Preis ungenutzte Energiezufuhr / unversorgter Energiebedarf
\hat{c}	einmalige Preiskomponente (allgemein)
\hat{c}_ξ	einmalige Preiskomponente Energiezufuhr / Energiebedarf
$\hat{c}_{u.in}$	Preis Sammelschienenbezugsspitzenwert
$\hat{c}_{u.out}$	Preis Sammelschieneneneinspeisungsspitzenwert
\hat{c}_v	einmalige Preiskomponente Speicherverluste
\hat{c}_w	einmalige Preiskomponente ungenutzte Zufuhr / unversorgter Bedarf
C	Speicherkapazität
$CAPEX$	Kapitalkosten
d	Optimierungssegment
E	Energie (allgemein)
E_{ab}	abgeregelte Energie
E_{BAT}	Speicherkapazität Batterie
$E_{FT,th.}$	Wärmebedarf des Faulturms
$E_{Flex\pm}$	positive/negative Energie (Flexibilitätskenngröße)
E_{Flex+}^{max}	maximale positive Energie (Flexibilitätskenngröße)
E_{Flex-}^{min}	minimale negative Energie (Flexibilitätskenngröße)
E_{Flex-}^{pot}	potentielle negative Energie
E_{JB}	Jahresenergiebedarf
f_P	Kostenfunktion Wirkleistung
f_Q	Kostenfunktion Blindleistung
$G_{Flex\pm}$	positiver/negativer Gradient (Flexibilitätskenngröße)

G_{Flex+}^{max}	maximaler positiver Gradient (Flexibilitätskenngröße)
G_{Flex-}^{min}	minimaler negativer Gradient (Flexibilitätskenngröße)
G_L	Gruppe sensitiver Generatoren bezüglich Leitungsüberlastung
G_R	Gruppe aller verbleibenden Generatoren
G_T	Gruppe sensitiver Generatoren bezüglich Transformatorüberlastung
G_U	Gruppe sensitiver Generatoren bezüglich Spannungsbandverletzung
h_{Tr}	Funktion der Transformatorbelastung
$\mathbf{H}_{h_{Tr}}$	Hessematrix zu h_{Tr}
i	Index eines Knotens
i_{ref}	Bilanzknoten
\mathbf{i}	Vektor aller Zweigströme
\mathbf{i}^{max}	Vektor aller Zweigstromgrenzen
I	Strom (allgemein)
I_r	Bemessungsstrom
I_{flex}	Menge der Flexibilitätsknoten
j	Index eines Knotens
$\mathbf{J}_{h_{TR}}$	Jacobimatrix zu h_{Tr}
k	Index des Zeitschrittes
k_{end}	Endzeitschritt
k_{start}	Anfangszeitschritt
K	Menge aller Zeitschritt
$K_{mit NR}$	Gesamtkosten mit Netzrestriktionen
$K_{ohne NR}$	Gesamtkosten ohne Netzrestriktionen
K_{opp}	Opportunitätskosten
$K_{off,l,m}^{min}$	Mindeststillstandsdauer
$K_{on,l,m}^{min}$	Mindestbetriebsdauer
l	Index des erweiterten Power Node
L	Menge aller erweiterter Power Nodes
m	Index der Sammelschiene
M	Menge aller Sammelschienen
n	Anzahl
n_b	Anzahl Knoten
n_{br}	Anzahl Zweige
n_g	Anzahl Generatoren
n_{KA}	Anzahl Kläranlagen
o	Indexvariable
$OPEX$	Betriebskosten
p_d	Wirkleistungsbezug Last

p_g	Wirkleistungseinspeisung Generator
p_g^{min}	minimale Wirkleistungseinspeisung Generator
p_g^{max}	maximale Wirkleistungseinspeisung Generator
\mathbf{p}_d	Vektor aller Wirkleistungsbezüge
\mathbf{p}_g	Vektor aller Wirkleistungseinspeisungen
\mathbf{p}_N	Vektor aller Netzwirkleistungen
P	Leistung (allgemein)
P_0	Leistungssollwert
P_{BAT}	Ladeleistung Batterie
$P_{BHKW,el.}$	Elektrische BHKW-Leistung
P_{BMA}	Installierte Leistung Biomasse
$P_{Flex\pm}$	positive/negative Leistung (Flexibilitätskenngröße)
P_{Flex+}^{max}	maximale positive Leistung (Flexibilitätskenngröße)
P_{Flex-}^{min}	minimale negative Leistung (Flexibilitätskenngröße)
P_{Flex-}^{pot}	potentielle negative Leistung
\hat{P}_{JB}	Jahresleistungsspitze
P_{NSA}	Installierte Leistung Notstromaggregat
P_{PV}	Installierte Leistung Photovoltaik
P_{PtG}	Installierte Leistung Power-to-Gas-Anlage
P_{WEA}	Installierte Leistung Windenergie
P_{WKA}	Installierte Leistung Wasserkraft
$P_{GK,th.}$	Wärmeleistung Gaskessel
q_d	Blindleistungsbezug Last
q_g	Blindleistungseinspeisung Generator
q_g^{min}	minimale Blindleistungseinspeisung Generator
q_g^{max}	maximale Blindleistungseinspeisung Generator
\mathbf{q}_N	Vektor aller Netzblindleistungen
\mathbf{q}_d	Vektor aller Blindleistungsbezüge
\mathbf{q}_g	Vektor aller Blindleistungseinspeisungen
Q	Blindleistung
Q_{BHKW}	Gasverbrauch BHKW
Q_{H_2}	täglicher Wasserstoffbedarf
Q_K	Klärgasproduktion
RW	Restwert
s	Sensitivität
$s_{lim,U}$	Grenzsensitivität Spannung
$s_{lim,I}$	Grenzsensitivität Strom
S	Scheinleistung

S_r	Bemessungsscheinleistung
$S_{r,ESR}$	Bemessungsscheinleistung Einzelstrangregler
$S_{r,NSA}$	Bemessungsscheinleistung Notstromaggregat
$S_{r,Tr}$	Bemessungsscheinleistung Transformator
S_{Tr}^{max}	maximale Transformatorbelastung
\underline{S}	komplexe Sensitivitätsmatrix
t	Zeit
t_{Basis}	Basisjahr
t_{Ziel}	Zieljahr
T_{aus}^{min}	minimale Ausschaltdauer
T_{aus}^{max}	maximale Ausschaltdauer
T_{JB}	Jahresbenutzungsdauer
$T_{Stütz}$	Menge aller Stützjahre
T_{zu}^{min}	minimale Zuschaltdauer
T_{zu}^{max}	maximale Zuschaltdauer
u	Knotenspannungsbetrag
u^{max}	maximaler Knotenspannungsbetrag
u_{in}	Sammelschienenbezug
u_{in}^{min}	minimaler Sammelschienenbezug
u_{in}^{max}	maximaler Sammelschienenbezug
u_{out}	Sammelschieneneinspeisung
u_{out}^{min}	minimale Sammelschieneneinspeisung
u_{out}^{max}	maximale Sammelschieneneinspeisung
u^{min}	minimaler Knotenspannungsbetrag
U	Spannung
U_c	vereinbarte Versorgungsspannung
U_n	Nennspannung
U_{soll}	Spannungssollwert Umspannwerk
\mathbf{u}	Vektor aller Knotenspannungsbeträge
v	Speicherverluste
V_{DS}	Speicherkapazität Dieseltank
V_{H2}	Speicherkapazität Wasserstofftank
V_{KS}	Speicherkapazität Klärgasspeicher
w	ungenutzte Energiezufuhr / unversorgter Energiebedarf
x	normierter Füllstand
x^{min}	minimaler Füllstand
x^{max}	maximaler Füllstand
x^{start}	Anfangsfüllstand

\underline{Y}	Komplexe Knotenpunkt-Admittanzmatrix
z	Kalkulationszinssatz
Z_{Tr}	Transformatorimpedanz

9 Anhang

9.1 Kostenannahmen Netzausbauoptionen

Tabelle 11: Kostenannahmen

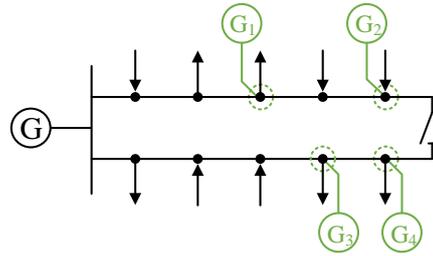
Größe	Einheit	Wert	Wert	Wert
		2015	2023	2033
MS-Kabel				
Nutzungsdauer:	Jahre		45	
Grundbetrag	EUR/Stück	4.000	3.843	3.655
Verlegung (Mischwert: 70 % unbefestigter Untergrund)	EUR/km	58.000	55.720	52.996
MS-Kabel VPE 240 mm ²	EUR/km	32.850	31.559	30.016
MS-LS-Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik für neue Halbringe)				
Nutzungsdauer	Jahre		35	
MS-Schaltfeld	EUR/Stück	75.000	72.052	68.529
MS-Lasttrennschalter				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
Lasttrennschalter	EUR/Stück	4.000	3.843	3.655
Dezentrales Netzautomatisierungssystem für Mittelspannungsnetze				
Nutzungsdauer	Jahre		20	
Grundbetrag	EUR/Stück	31.250	17.370	11.220
Messeinrichtung (MS-Ebene)	EUR/Stück	9.180	6.236	5.224
Messeinrichtung (ONS)	EUR/Stück	5.780	3.556	2.840
Einbindung von DEA	EUR/Stück	1.190	598	270
Entschädigungszahlungen-MS-Ebene				
Vergütung Energie WEA	EUR/kWh	0,077	0,076	0,073
Vergütung Energie PVA	EUR/kWh	0,259	0,167	0,083
Vergütung Energie BMA	EUR/kWh	0,083	0,086	0,085
MS-Einzelstrangregler				
Nutzungsdauer	Jahre		40	
MS-ESR	EUR/MVA	40.000	36.909	33.381
Umpositionierung	EUR/Stück	20.200	20.200	20.200
Regelbarer Ortsnetztransformator				
Nutzungsdauer	Jahre		30	
rONT (Mischwert der Leistungsklassen)	EUR/Stück	21.110	14.076	13.175
Einnahmen durch ONT Restwert	EUR/Stück	1.333	1.333	1.333

9.2 Beispiel zur Berechnung der Netzkapazitätsgrenzen

Berechnung 1:

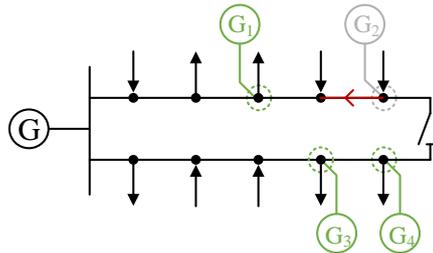
- Leistungsflussberechnung (LF-Berechnung)
- Keine Grenzwertverletzung nach LF-Berechnung
- Flex-Generatoren G_1 - G_4 hinzufügen
- Alle Flex-Generatoren G_1 - G_4 in einer Gruppe
- Parametrierung der Flex-Generatoren G_1 - G_4
- Nebenbedingung für Optimal-Power-Flow (OPF):

$$P_{g,1} = P_{g,2} = P_{g,3} = P_{g,4}$$



Berechnung 2:

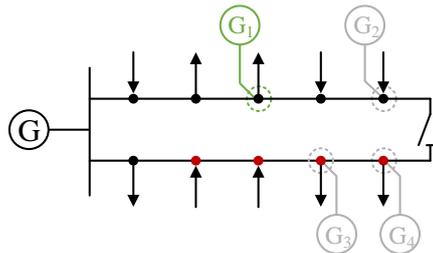
- OPF-Berechnung (obere Netzkapazitätsgrenze)
- max. Leitungsauslastung erreicht (siehe Abb.)
- G_2 ist sensitiv bezüglich Leitungsauslastung (OPF-Ergebnis stellt die obere Netzkapazitätsgrenze für G_2 dar).
- Flex-Generator G_2 wird aus der Gruppe entfernt und als unflexible „Last“ ergänzt: $p_{d,2} = P_{g,2}$
- Nebenbedingung für OPF: $p_{g,1} = p_{g,3} = p_{g,4}$



Berechnung 3:

- OPF-Berechnung (obere Netzkapazitätsgrenze)
- max. Spannungsgrenze erreicht (siehe Abb.)
- G_3 und G_4 sind sensitiv bezüglich Spannungswerten (OPF-Ergebnis stellt die obere Netzkapazitätsgrenze für G_3 und G_4 dar).
- Flex-Generatoren G_3 und G_4 werden aus der Gruppe entfernt und als unflexible „Last“ ergänzt:

$$P_{d,3} = P_{d,4} = P_{g,3} = P_{g,4}$$

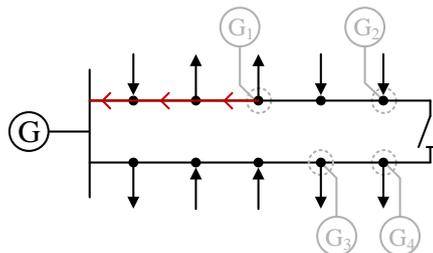


Berechnung 4:

- OPF-Berechnung (obere Netzkapazitätsgrenze)
- max. Leitungsauslastung erreicht (siehe Abb.)
- G_1 ist sensitiv bezüglich Leitungsauslastung (OPF-Ergebnis stellt die obere Netzkapazitätsgrenze für G_1 dar).
- Obere Netzkapazitätsgrenze für alle Flex-Generatoren bestimmt

• ...

→ Analoge Vorgehensweise zur Berechnung der unteren Netzkapazitätsgrenze



Legende:

- Netzknoten
- ← Last
- Einspeisung
- Spannungsgrenze erreicht
- ←• max. Leitungsauslastung
- ⊙ Bilanzgenerator
- ⊙ aktiver Flex-Generator
- ⊙ entfernter Flex-Generator

Abbildung 53: Beispiel zur Erläuterung des Ablaufs bei der Bestimmung der Netzkapazitätsgrenzen mit sensitivitätsbasierter Gruppenbildung

9.3 Parameter der Anlagenmodelle

Tabelle 12: Preisannahmen für die Anlagenoptimierung der drei Anlagenmodelle

Größe	Einheit	Wert
Beschaffungskosten (statisch)	€/kWh	0,0328
Beschaffungskosten (dynamisch)	€/kWh	siehe Abbildung 54
Leistungspreis NNE (>2.500 h/a)	€/kW	52,76
Arbeitspreis NNE (>2.500 h/a)	€/kWh	0,0065
Leistungspreis NNE (<2.500 h/a)	€/kW	8,78
Arbeitspreis NNE (<2.500 h/a)	€/kWh	0,0241
EEG-Umlage	€/kWh	0,0624
Stromsteuer	€/kWh	0,0205
Konzessionsabgabe	€/kWh	0,0011
KWKG-Umlage	€/kWh	0,0005
§19 StromNEV Umlage	€/kWh	0,0048
Offshore Haftungsumlage	€/kWh	0,0025
AbLaV-Umlage	€/kWh	0,00009
Gasnetzbezug	€/kWh	0,045
Einspeisevergütung (statisch)	€/kWh	0,0328
Einspeisevergütung (dynamisch)	€/kWh	siehe Abbildung 54
H ₂ -Einspeisevergütung	€/kWh	0,02

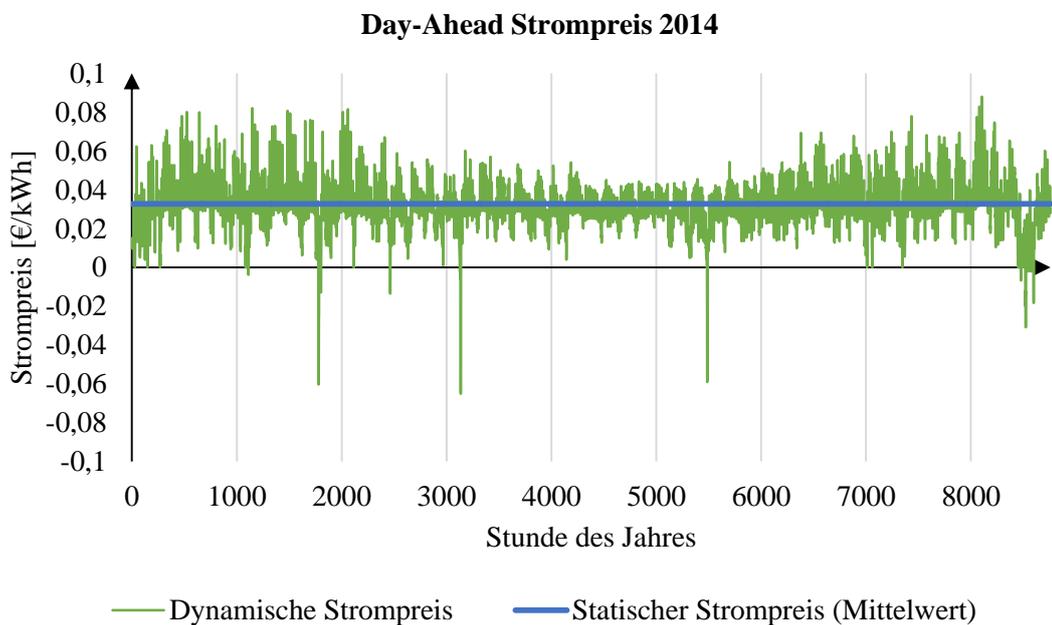


Abbildung 54: Day-Ahead-Strompreis 2014 (eigene Darstellung auf Basis von [56])

Tabelle 13: Zuordnung der Anlagenparameter im Power-Nodes Modell der Kläranlage (Teil 1/3)

SS Formel- zeichen	BHKW + Klärgasspeicher (EPN 1)			Klärprozess (EPN 2)			
	Wert	Einheit	Bezeichnung	Wert	Einheit	Bezeichnung	
C	800	[m ³]	Klärgasspeicher	-	-	-	
x	OV	[p.u.]	Speicherfüllstand	-	-	-	
x^{min}	0,1	[p.u.]	Min. Füllstand	-	-	-	
x^{max}	0,9	[p.u.]	Max. Füllstand	-	-	-	
x^{start}	0,4	[p.u.]	Startfüllstand	-	-	-	
ξ	f(k)	[m ³]	Klärgasproduktion	-f(k)	[kWh]	Stromverbrauch	
ξ^{min}	-	-	-	-	-	-	
ξ^{max}	-	-	-	-	-	-	
w	OV	[m ³]	Notfackel	OV	[kWh]	Lastabwurf	
v	-	-	-	-	-	-	
c_{ξ}	-	-	-	-	-	-	
c_w	1000	[€/m ³]	Pönale Fackel	-1000	[€/kWh]	Pönale Lastabwurf	
c_v	-	-	-	-	-	-	
m=1 (Strom)	η_{in}	-	-	1	[-]	WF-Strombezug	
	u_{in}	-	-	OV	[kWh]	Strombezug	
	u_{in}^{min}	-	-	0	[kWh]	Min. Strombezug	
	u_{in}^{max}	-	-	1000	[kWh]	Max. Strombezug	
	η_{out}	4,4	[kWh/m ³]	WF-Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}	OV	[kWh]	Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}^{min}	0	[kWh]	Min. Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}^{max}	40	[kWh]	Max. Stromerzeug.	-	-	-
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
	m=2 (Wärme)	η_{in}	-	-	-	-	-
u_{in}		-	-	-	-	-	
u_{in}^{min}		-	-	-	-	-	
u_{in}^{max}		-	-	-	-	-	
η_{out}		5,95	[kWh/m ³]	WF-Wärmeerzeug.	-	-	-
u_{out}		OV	[kWh]	Wärmeerzeugung	-	-	-
u_{out}^{min}		0	[kWh]	Min. Wärmeerzeug.	-	-	-
u_{out}^{max}		54	[kWh]	Max. Wärmeerzeug.	-	-	-
$c_{u.in}$		-	-	-	-	-	-
$c_{u.out}$		-	-	-	-	-	-
$\hat{c}_{u.in}$		-	-	-	-	-	-
$\hat{c}_{u.out}$		-	-	-	-	-	-
m=3 (Gas)		η_{in}	-	-	-	-	-
	u_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{max}	-	-	-	-	-	
	η_{out}	-	-	-	-	-	
	u_{out}	-	-	-	-	-	
	u_{out}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{out}^{max}	-	-	-	-	-	
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	
	$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	
	$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	

Tabelle 14: Zuordnung der Anlagenparameter im Power-Nodes Modell der Kläranlage (Teil 2/3)

SS Formel- zeichen	Faulturm- / Gebäudeheizung (EPN 3)			Notstromaggregat (EPN 4)			
	Wert	Einheit	Bezeichnung	Wert	Einheit	Bezeichnung	
C	2651	[kWh]	Wärmespeicher	1000	l	Dieselspeicher	
x	OV	[p.u.]	Speicherfüllstand	OV	[p.u.]	Speicherfüllstand	
x^{min}	0	[p.u.]	Min. Füllstand	0	[p.u.]	Min. Füllstand	
x^{max}	1	[p.u.]	Max. Füllstand	1	[p.u.]	Max. Füllstand	
x^{start}	0,5	[p.u.]	Startfüllstand	1	[p.u.]	Startfüllstand	
ξ	f(k)	[kWh]	Wärmebedarf	OV	[l]	Dieselszufuhr	
ξ^{min}	-	-	-	-	-	-	
ξ^{max}	-	-	-	-	-	-	
w	OV	[kWh]	Lastabwurf	-	-	-	
v	f(k)	[kWh]	Wärmeverluste	-	-	-	
c_ξ	-	-	-	1,30	[€/l]	Dieselpreis	
c_w	-1000	[€/kWh]	Unv. Wärmebedarf	-	-	-	
c_v	-	-	-	-	-	-	
m=1 (Strom)	η_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{max}	-	-	-	-	-	
	η_{out}	-	-	-	3,195	[kWh/l]	WF-Stromerzeug.
	u_{out}	-	-	-	OV	[kWh]	Stromerzeug.
	u_{out}^{min}	-	-	-	0	[kWh]	Min. Stromerzeug.
	u_{out}^{max}	-	-	-	125	[kWh]	Max. Stromerzeug.
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
m=2 (Wärme)	η_{in}	1	[-]	WF-Wärmebezug	-	-	
	u_{in}	OV	[kWh]	Wärmebezug	-	-	
	u_{in}^{min}	0	[kWh]	Min. Wärmebezug	-	-	
	u_{in}^{max}	1000	[kWh]	Max. Wärmebezug	-	-	
	η_{out}	-	-	-	-	-	
	u_{out}	-	-	-	-	-	
	u_{out}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{out}^{max}	-	-	-	-	-	
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	
	$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	
	$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	
m=3 (Gas)	η_{in}	1	[-]	WF-Gasbezug	-	-	
	u_{in}	OV	[kWh]	Gasbezug	-	-	
	u_{in}^{min}	0	[kWh]	Min. Gasbezug	-	-	
	u_{in}^{max}	125	[kWh]	Max. Gasbezug	-	-	
	η_{out}	-	-	-	-	-	
	u_{out}	-	-	-	-	-	
	u_{out}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{out}^{max}	-	-	-	-	-	
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	
	$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	
	$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	

Tabelle 15: Zuordnung der Anlagenparameter im Power-Nodes Modell der Kläranlage (Teil 3/3)

SS Formelzeichen	NVP Stromnetz (EPN 5)			NVP Gasnetz (EPN 6)			
	Wert	Einheit	Bezeichnung	Wert	Einheit	Bezeichnung	
C	-	-	-	-	-	-	
x	-	-	-	-	-	-	
x^{min}	-	-	-	-	-	-	
x^{max}	-	-	-	-	-	-	
x^{start}	-	-	-	-	-	-	
ξ	OV	[kWh]	E.-Austausch Netz	OV	[kWh]	E.-Austausch Netz	
ξ^{min}	f(k)	[kWh]	u. Netzkap.-grenze	-	-	-	
ξ^{max}	f(k)	[kWh]	o. Netzkap.-grenze	-	-	-	
w	-	-	-	-	-	-	
v	-	-	-	-	-	-	
c_ξ	-	-	-	-	-	-	
c_w	-	-	-	-	-	-	
c_v	-	-	-	-	-	-	
m=1 (Strom)	η_{in}	1	[-]	WF-Stromeinsp.	-	-	
	u_{in}	OV	[kWh]	Stromeinsp.	-	-	
	u_{in}^{min}	0	[kWh]	Min. Stromeinsp.	-	-	
	u_{in}^{max}	1000	[kWh]	Max. Stromeinsp.	-	-	
	η_{out}	1	[-]	WF-Strombezug	-	-	
	u_{out}	OV	[kWh]	Strombezug	-	-	
	u_{out}^{min}	0	[kWh]	Min. Strombezug	-	-	
	u_{out}^{max}	1000	[kWh]	Max. Strombezug	-	-	
	$c_{u.in}$	f(k)	[€/kWh]	Einspeisevergütung	-	-	
	$c_{u.out}$	f(k)	[€/kWh]	Strombezugspreis	-	-	
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-		
$\hat{c}_{u.out}$	211,04	[€/kWh]	Leistungspreis NNE	-	-		
m=2 (Wärme)	η_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{max}	-	-	-	-	-	
	η_{out}	-	-	-	-	-	
	u_{out}	-	-	-	-	-	
	u_{out}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{out}^{max}	-	-	-	-	-	
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-		
$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-		
m=3 (Gas)	η_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{max}	-	-	-	-	-	
	η_{out}	-	-	-	1	[-]	WF-Gasnetzbezug
	u_{out}	-	-	-	OV	[kWh]	Gasnetzbezug
	u_{out}^{min}	-	-	-	0	[kWh]	Min. Gasnetzeinsp..
	u_{out}^{max}	-	-	-	2000	[kWh]	Max. Gasnetzeinsp.
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.out}$	-	-	-	0,045	[€/kWh]	Gaspreis
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-	

Tabelle 16: Zuordnung der Anlagenparameter im Power-Nodes Modell des Produktionsbetriebs (Teil 1/2)

SS Formelzeichen	PV-Anlage (EPN 1)			Batteriespeicher (EPN 2)			
	Wert	Einheit	Bezeichnung	Wert	Einheit	Bezeichnung	
C	-	-	-	600	[kWh]	Speicherkapazität	
x	-	-	-	OV	[kWh]	Speicherfüllstand	
x^{min}	-	-	-	0,2	[p.u.]	Min. Füllstand	
x^{max}	-	-	-	1	[p.u.]	Max. Füllstand	
x^{start}	-	-	-	0,5	[p.u.]	Startfüllstand	
ξ	f(k)	[kWh]	PV-Stromerzeugung	-	-	-	
ξ^{min}	-	-	-	-	-	-	
ξ^{max}	-	-	-	-	-	-	
w	OV	[kWh]	Abregelung	-	-	-	
v	-	-	-	0	[kWh]	Speicherverluste	
c_{ξ}	-	-	-	-	-	-	
c_w	-	-	-	-	-	-	
c_v	-	-	-	-	-	-	
m=1 (Strom-EV)	η_{in}	-	-	0,95	[-]	WF-Strombezug	
	u_{in}	-	-	OV	[kWh]	Strombezug	
	u_{in}^{min}	-	-	0	[kWh]	Min. Strombezug	
	u_{in}^{max}	-	-	75	[kWh]	Max. Strombezug	
	η_{out}	1	[-]	WF-Stromerzeug.	0,95	[-]	WF-Stromeinsp.
	u_{out}	OV	[kWh]	Eigenversorgung	OV	[kWh]	Stromeinsp.
	u_{out}^{min}	0	[kWh]	Min. Stromerzeug.	0	[kWh]	Min. Stromeinsp.
	u_{out}^{max}	25	[kWh]	Max. Stromerzeug.	75	[kWh]	Max. Stromeinsp.
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.out}$	0,25	[€/kWh]	40% EEG-Umlage	-	-	-
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-	
m=2 (Strom-NE)	η_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{max}	-	-	-	-	-	
	η_{out}	1	[-]	WF-Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}	OV	[kWh]	Netzeinspeisung	-	-	-
	u_{out}^{min}	0	[kWh]	Min. Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}^{max}	25	[kWh]	Max. Stromerzeug.	-	-	-
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-	

Tabelle 17: Zuordnung der Anlagenparameter im Power-Nodes Modell des Produktionsbetriebs (Teil 2/2)

SS Formel- zeichen	Produktionsprozess (EPN 3)			NVP Stromnetz (EPN 4)			
	Wert	Einheit	Bezeichnung	Wert	Einheit	Bezeichnung	
C	-	-	-	-	-	-	
x	-	-	-	-	-	-	
x^{min}	-	-	-	-	-	-	
x^{max}	-	-	-	-	-	-	
x^{start}	-	-	-	-	-	-	
ξ	-f(k)	[kWh]	Stromverbrauch	OV	[kWh]	Austausch Netz	
ξ^{min}	-	-	-	f(k)	[kWh]	u. Netzkap.-grenze	
ξ^{max}	-	-	-	f(k)	[kWh]	o. Netzkap.-grenze	
w	OV	[kWh]	Lastabwurf	-	-	-	
v	-	-	-	-	-	-	
c_ξ	-	-	-	-	-	-	
c_w	-1000	[€/kWh]	Pönale Lastabwurf	-	-	-	
c_v	-	-	-	-	-	-	
m=1 (Strom-EV)	η_{in}	1	[-]	WF-Strombezug	1	[-]	WF-Stromeinsp.
	u_{in}	OV	[kWh]	Strombezug	OV	[kWh]	Stromeinsp.
	u_{in}^{min}	0	[kWh]	Min. Strombezug	0	[kWh]	Min. Stromeinsp.
	u_{in}^{max}	1000	[kWh]	Max. Strombezug	1000	[kWh]	Max. Stromeinsp.
	η_{out}	-	-	-	1	[-]	WF-Strombezug
	u_{out}	-	-	-	OV	[kWh]	Strombezug
	u_{out}^{min}	-	-	-	0	[kWh]	Min. Strombezug
	u_{out}^{max}	-	-	-	1000	[kWh]	Max. Strombezug
	$c_{u.in}$	-	-	-	f(k)	[€/kWh]	Einspeisevergütung
	$c_{u.out}$	-	-	-	f(k)	[€/kWh]	Strombezugspreis
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	35,12	[€/kWh]	Leistungspreis NNE	
m=2 (Strom-NE)	η_{in}	-	-	-	1	[-]	WF-Stromeinsp.
	u_{in}	-	-	-	OV	[kWh]	Stromeinsp.
	u_{in}^{min}	-	-	-	0	[kWh]	Min. Stromeinsp.
	u_{in}^{max}	-	-	-	1000	[kWh]	Max. Stromeinsp.
	η_{out}	-	-	-	-	-	-
	u_{out}	-	-	-	-	-	-
	u_{out}^{min}	-	-	-	-	-	-
	u_{out}^{max}	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.in}$	-	-	-	f(k)	[€/kWh]	Einspeisevergütung
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-	

Tabelle 18: Zuordnung der Anlagenparameter im Power-Nodes Modell der PtG-Anlage(Teil 1/2)

SS Formel- zeichen	Wert	PV-Anlage (EPN 1)		PtG-Anlage + H2-Speicher (EPN 2)			
		Einheit	Bezeichnung	Wert	Einheit	Bezeichnung	
C	-	-	-	2400	[m ³]	Speicherkapazität	
x	-	-	-	OV	[kWh]	Speicherfüllstand	
x^{min}	-	-	-	0	[p.u.]	Min. Füllstand	
x^{max}	-	-	-	1	[p.u.]	Max. Füllstand	
x^{start}	-	-	-	0,5	[p.u.]	Startfüllstand	
ξ	f(k)	[kWh]	PV-Stromerzeugung	f(k)	[m ³]	H2-Bedarf Busse	
ξ^{min}	-	-	-	-	-	-	
ξ^{max}	-	-	-	-	-	-	
w	OV	[kWh]	Abregelung	-	-	-	
v	-	-	-	0	[kWh]	Speicherverluste	
c_{ξ}	-	-	-	-	-	-	
c_w	-	-	-	-	-	-	
c_v	-	-	-	-	-	-	
m=1 (Strom-EV)	η_{in}	-	-	0,2	m ³ /kWh	WF-Strombezug	
	u_{in}	-	-	OV	[kWh]	Strombezug	
	u_{in}^{min}	-	-	0	[kWh]	Min. Strombezug	
	u_{in}^{max}	-	-	150	[kWh]	Max. Strombezug	
	η_{out}	1	[-]	WF-Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}	OV	[kWh]	Eigenversorgung	-	-	-
	u_{out}^{min}	0	[kWh]	Min. Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}^{max}	25	[kWh]	Max. Stromerzeug.	-	-	-
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.out}$	0,25	[€/kWh]	40% EEG-Umlage	-	-	-
	$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
m=2 (Strom-NE)	η_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{max}	-	-	-	-	-	
	η_{out}	1	[-]	WF-Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}	OV	[kWh]	Netzeinspeisung	-	-	-
	u_{out}^{min}	0	[kWh]	Min. Stromerzeug.	-	-	-
	u_{out}^{max}	25	[kWh]	Max. Stromerzeug.	-	-	-
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
m=3 (Gas)	η_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{min}	-	-	-	-	-	
	u_{in}^{max}	-	-	-	-	-	
	η_{out}	-	-	-	0,33	m ³ /kWh	Energiegehalt H2
	u_{out}	-	-	-	OV	[kWh]	H2-Einspeisung
	u_{out}^{min}	-	-	-	0	[kWh]	Min. Einspeisung
	u_{out}^{max}	-	-	-	50	[kWh]	Max. Einspeisung
	$c_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	-
	$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	-

Tabelle 19: Zuordnung der Anlagenparameter im Power-Nodes Modell der PtG-Anlage (Teil 2/2)

SS Formel- zeichen	NVP Stromnetz (EPN 3)			NVP Gasnetz (EPN 4)		
	Wert	Einheit	Bezeichnung	Wert	Einheit	Bezeichnung
C	-	-	-	-	-	-
x	-	-	-	-	-	-
x^{min}	-	-	-	-	-	-
x^{max}	-	-	-	-	-	-
x^{start}	-	-	-	-	-	-
ξ	OV	[kWh]	Austausch Netz	OV	[kWh]	Austausch Netz
ξ^{min}	f(k)	[kWh]	u. Netzkap.-grenze	-	-	-
ξ^{max}	f(k)	[kWh]	o. Netzkap.-grenze	-	-	-
w	-	-	-	-	-	-
v	-	-	-	-	-	-
c_ξ	-	-	-	-	-	-
c_w	-	-	-	-	-	-
c_v	-	-	-	-	-	-
m=1 (Strom-EV)	η_{in}	1	[-]	WF-Stromeinsp.	-	-
	u_{in}	OV	[kWh]	Stromeinsp.	-	-
	u_{in}^{min}	0	[kWh]	Min. Stromeinsp.	-	-
	u_{in}^{max}	1000	[kWh]	Max. Stromeinsp.	-	-
	η_{out}	1	[-]	WF-Strombezug	-	-
	u_{out}	OV	[kWh]	Strombezug	-	-
	u_{out}^{min}	0	[kWh]	Min. Strombezug	-	-
	u_{out}^{max}	1000	[kWh]	Max. Strombezug	-	-
	$c_{u.in}$	f(k)	[€/kWh]	Einspeisevergütung	-	-
	$c_{u.out}$	f(k)	[€/kWh]	Strombezugspreis	-	-
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.out}$	0	[€/kWh]	Leistungspreis NNE	-	-	
m=2 (Strom-NE)	η_{in}	1	[-]	WF-Stromeinsp.	-	-
	u_{in}	OV	[kWh]	Stromeinsp.	-	-
	u_{in}^{min}	0	[kWh]	Min. Stromeinsp.	-	-
	u_{in}^{max}	1000	[kWh]	Max. Stromeinsp.	-	-
	η_{out}	-	-	-	-	-
	u_{out}	-	-	-	-	-
	u_{out}^{min}	-	-	-	-	-
	u_{out}^{max}	-	-	-	-	-
	$c_{u.in}$	f(k)	[€/kWh]	Einspeisevergütung	-	-
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	
m=3 (Gas)	η_{in}	-	-	-	1	[-]
	u_{in}	-	-	-	OV	[kWh]
	u_{in}^{min}	-	-	-	0	[kWh]
	u_{in}^{max}	-	-	-	1000	[kWh]
	η_{out}	-	-	-	-	-
	u_{out}	-	-	-	-	-
	u_{out}^{min}	-	-	-	-	-
	u_{out}^{max}	-	-	-	-	-
	$c_{u.in}$	-	-	-	-0,02	[€/kWh]
	$c_{u.out}$	-	-	-	-	-
$\hat{c}_{u.in}$	-	-	-	-	-	
$\hat{c}_{u.out}$	-	-	-	-	-	

9.4 Opportunitätskosten 2025

Tabelle 20: Zusammensetzung der jährlichen Opportunitätskosten für Netzdienlichkeit (2025)

		Kläranlage	Kläranlage (inkl. Belüftung)	Produktions- betrieb	PtG- Anlage
Stat. Strompreis	Beschaffung	2,33 €/a	5,79 €/a	- €/a	- €/a
	Netzentgelte	0,46 €/a	1,14 €/a	- €/a	- €/a
	Sonstige	11,67 €/a	21,34 €/a	- €/a	- €/a
	Gesamt	14,46 €/a	28,28 €/a	- €/a	- €/a
Dyn. Strompreis	Beschaffung	0,17 €/a	1,44 €/a	- €/a	1,03 €/a
	Netzentgelte	0,03 €/a	0,71 €/a	- €/a	- €/a
	Sonstige	0,30 €/a	9,97 €/a	- €/a	- €/a
	Gesamt	0,49 €/a	12,12 €/a	- €/a	1,03 €/a

9.5 Mengengerüst der Planungsvarianten

Tabelle 21: Maßnahmen Planungsvarianten - Mengengerüst

Variante	Betriebsmittel / Position	Netzbereich 1		Netzbereich 2		Netzbereich 3	
		2025	2035	2025	2035	2025	2035
Kabel	MS-Kabel [km]	5,5	-	-	3,1	1,1	0,2
	MS-Schaltfeld [-]	1	-	-	1	-	-
	Lasttrennschalter [-]	1	-	-	1	-	-
rONT	rONT [-]	13	-	-	7	-	-
ESR	ESR-Modul [-]	1	-	-	1	-	-
	ESR - Leistung [MVA]	3,2	-	-	4,5	-	-
EinsMan	DNA Grundsystem [-]	1	-	-	1	1	-
	DNA Sensoren[-]	4	-	-	5	6	-
	DNA Aktoreinbindung [-]	1	-	-	1	1	-
	Abgeregelte Energie [MWh]	0,28	1,67	-	15,03	0,13	13,93
Flex	DNA Grundsystem [-]	1	-	-	1	1	-
	DNA Sensoren[-]	4	-	-	5	6	-
	DNA Aktoreinbindung [-]	2	-	-	2	2	-
	Abgeregelte Energie [MWh]	0,11	0,42	-	7,84	-	1,20

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013

ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage, 2014

ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016

ISBN 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

BUW Seminar „Smart Grids“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2016

Band 11

Beerboom, Dominik:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:

Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF6-Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):
Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik - Portrait
1. Auflage 2018

Band 16

Steffens, Philipp:
Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter
Messverfahren
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-746743-81-3

Band 18

Meese, Jan:
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-746775-58-6

Band 19

Dorsewagen, Felix:
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der
Mittel- und Niederspannungsebene
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-746774-88-6

Band 20

Harnisch, Johannes Sebastian:
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen
1. Auflage 2019

Band 21

Nebel, Arjuna:

Auswirkung einer übergeordneten Steuerung dezentraler elektrischer Anlagen auf die Höhe des konventionellen positiven Redispatcheinsatzes in Deutschland

1. Auflage 2019