

Abschlussarbeit im
Studiengang Energiewirtschaft
zur Erlangung des akademischen Grades
„Master of Science (M.Sc.)“

MASTER-THESIS (PO 2014)

Titel

Verfasser

Matrikel

Einzureichen am

Referent

Korreferent

Die Arbeit wurde erstellt
in Kooperation mit

Eingang im Sekretariat W am
(Stempel des FBs)

Abschlussarbeit im
Studiengang Energiewirtschaft
zur Erlangung des akademischen Grades
„Master of Science (M.Sc.)“

Ehrenwörtliche Erklärung

Sperrvermerk

ODER

Einverständniserklärung

MASTER-THESIS (PO 2014)

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig erstellt und keine anderen, als die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Soweit ich auf fremde Materialien, Texte oder Gedankengänge zurückgegriffen habe, enthalten meine Ausführungen vollständige und eindeutige Verweise auf die Urheber und Quellen. Alle weiteren Inhalte der vorgelegten Arbeit stammen von mir im urheberrechtlichen Sinn, soweit keine Verweise und Zitate erfolgen.

Mir ist bekannt, dass ein Täuschungsversuch vorliegt, wenn die vorstehende Erklärung sich als unrichtig erweist.

.....
Datum, Unterschrift VerfasserIn

Mit der Ausleihe der Arbeit an Dritte bin ich **nicht** einverstanden

.....
Datum, Unterschrift VerfasserIn

Mit der Ausleihe der Arbeit an Dritte bin ich einverstanden

.....
Datum, Unterschrift VerfasserIn

Abstract

Netzdienliche Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher können dazu beitragen, die wachsende Zahl an Netzengpässen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen zu reduzieren. In dieser Arbeit wird eine Methodik entwickelt, um einen auf der Verteilnetzebene eingesetzten Batteriespeicher zu bewerten. Zu diesem Zweck wird ein Bewertungstool entwickelt, das die verschiedenen Optionen zur Behebung von Netzengpässen, namentlich Einspeisemanagement, Batteriespeicher und Netzausbau auf Basis ihrer jeweiligen Systemkosten miteinander vergleicht. So werden für die Entwicklung des Tools lokale Netzengpässe in einem Mittelspannungsnetz zur Ermittlung von beeinflussenden Parametern konstruiert, simuliert und untersucht. Die Anwendung des Bewertungstools innerhalb verschiedener Szenarien zeigt, dass eine Auslegung des Batteriespeichers mit alleinigem Zweck zur Behebung von Netzengpässen unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich ist. In Kombination mit einer Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen bildet ein Batteriespeicher in spezifischen Einzelfällen eine kostengünstige Alternative. Ein Ersatz für einen vollumfänglichen Netzausbau stellt ein Batteriespeicher auf Basis dieser Untersuchungen jedoch nicht dar. In Verbindung mit einer Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen kann ein Batteriespeicher zukünftig die Planungssicherheit eines Netzbetreibers erhöhen, da durch diese Maßnahme die prozentuale Abregelung reduziert und die Drei-Prozentgrenze kosteneffizient eingehalten werden kann. Für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse erweist sich der Bezug der Netzausbaukosten auf die Leitungslänge als problematischer Faktor. In weiterer Forschung muss hierfür eine wirtschaftliche Basis gefunden werden, worauf die Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen Einspeisemanagement, Batteriespeicher und Netzausbau bezogen werden können.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
TABELLENVERZEICHNIS	VII
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VIII
1 EINLEITUNG	1
1.1 Einführung in die Thematik und Zielsetzung	1
1.2 Methodischer Ansatz	2
1.3 Aufbau der Arbeit	3
2 HINTERGRÜNDE VON NETZENGÄSSEN IN VERTEILNETZEN	5
2.1 Aktuelle Herausforderungen der Verteilnetze	5
2.2 Der Fall Netzengpass in den deutschen Verteilnetzen	8
2.3 Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen	9
2.3.1 Beschreibung des konventionellen Netzausbaus	9
2.3.2 Beschreibung des Einspeisemanagements	11
2.3.3 Beschreibung der Flexibilitätsoption Batteriespeicher	14
2.4 Zusammenfassung und Konkretisierung der Fragestellung	17
3 ENTWICKLUNG EINER METHODIK ZUR BEWERTUNG VON FLEXIBILITÄTSNUTZUNG	18
3.1 Aufstellung des zu untersuchenden Anwendungsbeispiels	18
3.2 Allgemeines Vorgehen und Ablauf der Entwicklung	20
3.2.1 Eingrenzung des Simulationszeitraums	23
3.2.2 Eingrenzung der regulatorischen Rahmenbedingungen	23

3.3	Ermittlung von Lastgängen und Residuallast	23
3.3.1	Parameter und Annahmen der Last	24
3.3.2	Berechnung der Last.....	26
3.3.3	Parameter und Annahmen: Windeinspeisung	27
3.3.4	Berechnung der Windeinspeisung	29
3.3.5	Berechnung der Residuallast.....	30
3.4	Ermittlung der Netzkapazität und Engpässe	31
3.4.1	Parameter Netzkapazität.....	32
3.4.2	Berechnung der Strombelastungsgrenze	34
3.4.3	Berechnung des Spannungsfalles	35
3.4.4	Berechnung der Netzengpässe.....	36
3.5	Ermittlung und Simulierung der Parameter der Engpassbehebungsmaßnahmen	39
3.5.1	Parameter Einspeisemanagement	40
3.5.2	Parameter Batteriespeicher	43
3.5.3	Parameter Netzausbau.....	48
3.6	Bewertung der Maßnahmen	50
3.6.1	Aufstellung der Kosten des Einspeisemanagements.....	51
3.6.2	Aufstellung der Kosten des Batteriespeichers	52
3.6.3	Aufstellung der Kosten des Netzausbaus	54
3.6.4	Bewertung der Maßnahmen	55
3.7	Zusammenfassung der Bewertungstoolentwicklung	56
4	DURCHFÜHRUNG UND ERGEBNISSE AUSGEWÄHLTER CASES	57
4.1	Allgemeine Vorgehensweise	57
4.2	Case 1: Dimensionierung der Speicherkapazität auf maximal auftretende Netzengpässe	58
4.2.1	Falldefinition: Annahmen und Vorgehen	58
4.2.2	Ergebnisse des 1. Cases	59
4.3	Case 2: Kombination Speicher/Abregelung bei zunehmender Leitungslänge	63
4.3.1	Falldefinition: Annahmen und Vorgehen	64
4.3.2	Ergebnisse des 2. Cases	64

4.4	Case 3: Kombination Speicher/Abregelung bei zunehmender installierter Windparkleistung	68
4.4.1	Falldefinition: Annahmen und Vorgehen	68
4.4.2	Ergebnisse des 3. Cases	68
4.5	Case 4: Kombination Speicher/Abregelung bei unterschiedlichem Lastprofilen	71
4.5.1	Falldefinition: Annahmen und Vorgehen	72
4.5.2	Ergebnisse des 4. Cases	72
5	DISKUSSION UND IDENTIFIKATION ZENTRALER EINFLUSSFAKTOREN	75
5.1	Diskussion der Ergebnisse	75
5.2	Identifikation zentraler Einflussfaktoren	77
5.3	Limitierung des Bewertungsmodells	79
6	SCHLUSSFOLGERUNG UND AUSBLICK	81
6.1	Fazit der Arbeit	81
6.2	Ausblick	83
	LITERATURVERZEICHNIS	85
	ANHANG	X

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1 ENTWICKLUNG DER MAXIMALEN UND MINIMALEN RESIDUALLAST	6
ABBILDUNG 2 MAßNAHMEN ZUR OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND AUSBAU DES NETZES, ENTSPRECHEND § 12 EEG	10
ABBILDUNG 3 ENTWICKLUNG DER AUSFALLARBEIT (INKL. WÄRME) NACH § 14 EEG	13
ABBILDUNG 4 ZENTRALE EINFLUSSFAKTOREN FÜR DIE ENTWICKLUNG DER BEWERTUNGSMETHODIK	17
ABBILDUNG 5 DARSTELLUNG DES ANWENDUNGSFALLES "NETZENGPASS IM MITTELSPANNUNGSNETZ (20 kV)"	18
ABBILDUNG 6 ABLAUF DES BEWERTUNGSMODELLES	21
ABBILDUNG 7 ABLAUF DES PROZESSES: LASTGÄNGE UND RESIDUALLAST ERMITTELN	24
ABBILDUNG 8 BEISPIELLASTGÄNGE FÜR LAST, EINSPEISUNG UND RESIDUALLAST INNERHALB EINER KALENDERWOCHE	31
ABBILDUNG 9 ABLAUF DES PROZESSES: NETZKAPAZITÄT UND ENGPASS ERMITTELN	32
ABBILDUNG 10 ABLAUFSCHEMA "ENGPASSERMITTLUNG"	37
ABBILDUNG 11 BEISPIELHAFT DARSTELLUNG SPANNUNGSBEDINGTER NETZENGEPÄSSE INNERHALB EINER KALENDERWOCHE	38
ABBILDUNG 12 ABLAUF DES PROZESSES: PARAMETER DER MAßNAHMEN ERMITTELN UND SIMULIEREN	39
ABBILDUNG 13 ABLAUF DES PROZESSES „MAßNAHMEN BEWERTEN“	51
ABBILDUNG 14 ZEITSTAHL DER MAßNAHME EINSMAN	52
ABBILDUNG 15 ZEITSTRAHL DER MAßNAHME BATTERIESPEICHER	53
ABBILDUNG 16 ZEITSTRAHL DER MAßNAHME NETZAUSBAU	54
ABBILDUNG 17 ENTWICKLUNG DER GRENZWERTVERLETZUNGEN UND PROZENTUALEN ABREGELUNG UNTER ZUNAHME DER LEITUNGSLÄNGE IN CASE 1.....	59
ABBILDUNG 18 ENTWICKLUNG DER KAPITALWERTE UND DER PROZENTUALEN ABREGELUNG UNTER ZUNAHME DER LEITUNGSLÄNGE IN CASE 1.....	60
ABBILDUNG 19 ENTWICKLUNG DES SPEICHERSTANDES BEI EINER DIMENSIONIERUNG DES SPEICHERS AUF DIE VOLLUMFÄNGLICHE BEHEBUNG VON NETZENGEPÄSSEN	62
ABBILDUNG 20 ENTWICKLUNG DER LEISTUNGSVERLUSTE VOR UND NACH DURCHFÜHRUNG VON NETZENGPASSBEHEBUNGSMAßNAHMEN.....	63
ABBILDUNG 21 ENTWICKLUNG DER GRENZWERTVERLETZUNGEN UND PROZENTUALEN ABREGELUNG UNTER ZUNAHME DER LEITUNGSLÄNGE IN CASE 2.....	65

ABBILDUNG 22 ENTWICKLUNG DES SPEICHERSTANDES BEI EINER KOMBINATION AUS BATTERIESPEICHER UND DER MAßNAHME EINSMAN	66
ABBILDUNG 23 ENTWICKLUNG DER KAPITALWERTE UND PROZENTUALEN ABREGELUNG UNTER ZUNAHME DER LEITUNGSLÄNGE IN CASE 2.....	67
ABBILDUNG 24 ENTWICKLUNG DER GRENZWERTVERLETZUNGEN UND PROZENTUALEN ABREGELUNG UNTER ZUNAHME DER EINSPEISUNG IN CASE 3.....	69
ABBILDUNG 25 ENTWICKLUNG DER KAPITALWERTE UND PROZENTUALEN ABREGELUNG UNTER ZUNAHME DER LEITUNGSLÄNGE IN CASE 3.....	70
ABBILDUNG 26 ENTWICKLUNG DER THERMISCHEN AUSLASTUNG DER BETRIEBSMITTEL UND ZUBAU NEUER BETRIEBSMITTEL UNTER ZUNAHME DER EINSPEISUNG IN CASE 3	71
ABBILDUNG 27 ENTWICKLUNG DER GRENZWERTVERLETZUNGEN UND PROZENTUALEN ABREGELUNG UNTER DEM EINFLUSS VERSCHIEDENER LASTPROFILE IN CASE 4	72
ABBILDUNG 28 ENTWICKLUNG DER KAPITALWERTE UND PROZENTUALEN ABREGELUNG UNTER DEM EINFLUSS VERSCHIEDENER LASTPROFILE IN CASE 4	73
ABBILDUNG 29 IDENTIFIKATION EINES KOSTENEFFIZIENTEN EINSATZES DES BATTERIESPEICHERS, IM VERGLEICH ZU DEN MAßNAHMEN EINSMAN UND NETZAUSBAU.....	82

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1 EINGESETZTE BEISPIELLASTGÄNGE AUS DEM GEWERBE	25
TABELLE 2 ANNAHMEN DER EINGABEPARAMETER „LAST“	26
TABELLE 3 BEISPIEL EINSPEISELASTGÄNGE VERSCHIEDENER WINDPARKS IN DEUTSCHLAND FÜR DAS JAHR 2015.....	28
TABELLE 4: ANNAHMEN DER EINGABEPARAMETER „WINDEINSPEISUNG“	29
TABELLE 5 EINGESETZTE STANDARDBETRIEBSMITTEL IM MS-NETZ	33
TABELLE 6 PARAMETER UND ANNAHMEN ZUR ERMITTLUNG DES SPANNUNGSFALLS.....	34
TABELLE 7 ANNAHMEN ZU DEN EINGABEPARAMETERN „EINSPEISEMANAGEMENT“	40
TABELLE 8 ANNAHMEN DER TECHNISCHEN SPEICHERPARAMETER	45
TABELLE 9 ANNAHMEN ZU DEN ÖKONOMISCHEN SPEICHERPARAMETERN.....	46
TABELLE 10 ANNAHMEN FÜR DIE PARAMETER NETZAUSBAUBETRIEBSMITTEL	48
TABELLE 11 ANNAHMEN ZU DEN ÖKONOMISCHEN NETZAUSBAUPARAMETERN	50
TABELLE 12 VORGENOMMENEN PARAMETEREINSTELLUNG FÜR CASE 1.....	59

Abkürzungsverzeichnis

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dena	Deutsche-Energie-Agentur
DoD	Depth of Discharge
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Anlagen	Erneuerbare-Energien-Anlagen
EinsMan	Einspeisemanagement (z.B. nach §14 EEG)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
IWES	Fraunhofer- Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kWh	Kilowattstunde
MS-Netz	Mittelspannungsnetz (Typischerweise 10-20kV)
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NS-Netz	Niederspannungsnetz (400V)
SLP	Standardlastprofil
UMSICHT	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik
WKA	Windenergieanlagen
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

1.1 Einführung in die Thematik und Zielsetzung

Im Zuge der voranschreitenden Energiewende verändert sich die Struktur des gesamten Energiesystems in Deutschland. Besonders die Verteilnetze werden durch diesen Wandel vor große Herausforderungen gestellt. Bereits heute werden rund 60 % der gesamten regenerativ erzeugten Energie (161 TWh) in die Verteilnetze eingespeist. Da die Erzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen nicht konstant sondern fluktuierend ist, ergeben sich neue Anforderungen an die Netzinfrastruktur und den Netzbetrieb (vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) 2016b, S. 24). Längst führt der stetige Zuwachs fluktuierender Erzeugungsanlagen in einzelnen Regionen zum Erreichen der Netzbelastungsgrenzen (vgl. Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) 2017, S. 43). Dabei sind Netzengpässe häufig lokal konzentriert. Infolgedessen kam es in den letzten Jahren für Netzbetreiber zu einem erheblichen Anstieg der Aufwendungen für die Behebung von Netzengpässen. Derzeitige Lösungen für die Beseitigung von Engpässen beinhalten die Abregelung volatiler Einspeisung (Einspeisemanagement) und Ausbau der Verteilnetze (z.B. Verlegen neuer Leitungen).

Mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien wird zukünftig mehr Flexibilität benötigt. Vor diesem Hintergrund rücken Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Speicher, Lastmanagement oder Power-to-X Anwendungen in den Vordergrund. Flexibilitätsoptionen werden vor allem zum zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage eingesetzt oder zur Reduzierung und Vermeidung von Einsparmaßnahmen.

Besonders Batteriespeicher stellen eine Option für den netzdienlichen Einsatz in den Verteilnetzen dar. Aktuell gibt es eine Reihe von Projekten, die sich mit der Frage auseinandersetzen, wie die technische Umsetzung netzdienlicher Flexibilitätsnutzung auf Verteilnetzebene und die Schaffung von Flexibilitätsmärkten aussehen könnte. Dabei zeigen die Ergebnisse, dass Speicher einen hohen Beitrag zur verträglichen Netzintegration von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) leisten können (vgl. Krzikalla et al. 2013; vgl. dena 2017).

Damit ein netzdienlicher Flexibilitätseinsatz in den Fokus von Netzbetreibern gelangt, muss eine Möglichkeit geschaffen werden, diesen mit den bestehenden Maßnahmen individuell zu vergleichen. Interessant ist hierbei vor allem das Mittelspannungsnetz.

Um den beschriebenen Flexibilitätseinsatz den herkömmlichen Maßnahmen gegenüber zu stellen, bedarf es einer Methode, welche es ermöglicht die Nutzung von Flexibilität in der Verteilnetzebene monetär darstellen zu können und diese mit Kosten für die Durchführung der gängigen Maßnahmen zu vergleichen.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und Analyse einer Bewertungsmethode, mit deren Hilfe der Einsatz von Flexibilität auf der Verteilnetzebene im Fall lokaler Netzengpässe dargestellt werden kann. Dabei wird die Hypothese aufgestellt, dass zwischen dem Einsatz von flexiblen Anlagen zur Netzsicherheit und dem geplanten Ausbau der Verteilnetze ein Batteriespeicher als Flexibilitätsoption als sinnvolle Ergänzung oder Alternative stehen kann. Die Bewertungsmethode soll Erkenntnisse und Aussagen darüber ermöglichen, unter welchen Voraussetzungen und Gegebenheiten ein netzdienlich eingesetzter Batteriespeicher zu geringeren Systemkosten im Netzbetrieb führen kann.

1.2 Methodischer Ansatz

In dieser Thesis wird ein vereinfachtes, lokales System (Verteilnetz) aus Netzbetreibersicht betrachtet. Eine ganzheitliche, volkswirtschaftliche Betrachtung der Fragestellung wird dabei nicht unternommen, da die Komplexität mit der Anzahl aller beteiligten Akteure im System deutlich zunimmt und dies den zeitlichen Rahmen dieser Arbeit sprengen würde. Aus den aufgeführten Zielen ergeben sich verschiedene methodischen Anforderungen, die für die Bildung des Bewertungsansatzes und das weitere Vorgehen wesentlich sind. Da Netzengpassbehebungsmaßnahmen wie EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau in Anbetracht der gewählten Ziele nur auf Basis von stattfindenden Netzengpässen untersucht und bewertet werden können, müssen diese innerhalb eines Modells simuliert werden. Zu diesem Zweck wird ein strahlenförmiger Abschnitt eines MS-Netzes modelliert, in dem eine Leitung ein Gebiet mit konfigurierbarem Anteil an Industrie und Gewerbe versorgt. An das Schalt haus wird ein Windpark angeschlossen. Über verschiedene Parameter lassen sich in diesem fiktiven MS-Netz Netzengpässe generieren. Diese Engpässe werden jeweils durch die definierten Maßnahmen Abregelung der Windeinspeisung, Speicherung der Überschüsse und Erhöhung der Netzkapazität behoben. Durch die Aufstellung eines Lastflussmodells wird ein reproduzierbarer Ansatz geschaffen, der sich auf reale oder hypothetische lokale Netzmodelle anwenden lässt. Das Modell wird mit Hilfe des Tabellenkalkulationsprogrammes Excel aufgestellt.

Für einen ökonomischen Bewertungsansatz werden die auf Basis der Lastflussberechnung ermittelten Systemkosten für die Ausführung der Maßnahmen EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau berechnet. Konkret werden die im Rahmen eines Vollkostenansatzes anfallenden Investitions-, Betriebs- und Fixkosten der Maßnahmen ermittelt und als Kapitalwerte über deren Nutzungsdauer abgebildet. Der entwickelte Bewertungsansatz wird im Anschluss daran auf Basis verschiedener Cases untersucht. Dafür werden unterschiedliche Szenarien mit Hilfe des Modelles durchgerechnet. Im Vordergrund steht dabei die Untersuchung des Flexibilitätseinsatzes und wichtiger Einflussfaktoren des Modelles.

1.3 Aufbau der Arbeit

Für eine stringente Herleitung der Ziele werden zu Beginn der Thesis in Kapitel 2 die Grundlagen des Mittelspannungsnetzes beschrieben, welche für diese Arbeit von Bedeutung sind. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Identifizierung aktueller Herausforderungen für die Verteilnetze. In diesem Zusammenhang werden die Gründe und Treiber für das Zustandekommen von Netzengpässen sowie deren Auswirkungen analysiert. Im Anschluss daran werden die Funktionsweisen und aktuellen Entwicklungen der Netzengpassbehebungsmaßnahmen Netzausbau, EinsMan und Speicher detailliert dargestellt. Ausgehend von den Treibern für Netzengpässe sowie den aufgeführten Behebungsmaßnahmen werden die fundamentalen Punkte für die Entwicklung der Bewertungsmethodik abgeleitet und in einem Schaubild visualisiert.

Im dritten Kapitel wird auf Basis verschiedener Bausteine eine Methodik entwickelt, durch welche Maßnahmen zur Netzengpassbehebung im Allgemeinen und der netzdienliche Flexibilitätseinsatz im Besonderen bewertet werden können. Dabei wird ein Lastmodell entworfen, in dem verschiedene Last- und Einspeisezeitreihen aufgenommen werden. Dadurch kann eine Versorgungssituation simuliert werden. Auf Basis der in Mittelspannungsnetzen standardmäßig eingesetzten Betriebsmittel wird die Netzkapazität ermittelt, die sich auf das Versorgungsgebiet bezieht. Im Anschluss daran werden in das Modellgerüst die Flexibilitätsoptionen EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau implementiert. Auf Basis der aus der Lastflussberechnung ermittelten Grenzwertüberschreitungen werden die Netzengpässe jeweils durch eine der Maßnahmen behoben. Die monetäre Bewertung wird auf Grundlage der anfallenden Durchführungskosten dargestellt. Abschließend wird die Entwicklung der Methodik zusammengefasst.

In Kapitel vier wird der entwickelte Bewertungsansatz auf vier unterschiedliche Cases angewandt. Dabei werden pro Case eine Vielzahl von Durchläufen mit unterschiedlichen Parameter durchgeführt und die Ergebnisse festgehalten, analysiert und diskutiert. Durch einen Vergleich mit anderen Studien wird dann ermittelt, inwieweit ein Speichereinsatz unter den getroffenen Annahmen sinnvoll erscheint. Auf Basis der Ergebnisse werden dann die zentralen Einflussfaktoren des Modelles analysiert und aufgeführt sowie durch eine kritische Würdigung des Modellansatzes dessen mögliche Grenzen aufgezeigt.

Im Schlusskapitel werden die mit dieser Methodik gewonnenen Ergebnisse auf die Anwendbarkeit einer Bewertung des Flexibilitätseinsatzes und Einschränkungen der Datenauswertung untersucht. Mit einem Ausblick auf Erweiterungsmöglichkeiten des Modells im Hinblick auf zusätzliche Untersuchungspunkte und Anpassungsmöglichkeiten, schließt die Thesis.

2 Hintergründe von Netzengpässen in Verteilnetzen

In diesem Kapitel werden zunächst die Herausforderungen der Verteilnetze und die Gründe für das Auftreten von Netzengpässen analysiert. Daneben werden Maßnahmen zur Netzengpassbehebung beschrieben. Auf Basis dieser Untersuchung werden die Bausteine für die spätere Entwicklung der Bewertungsmethode abgeleitet.

2.1 Aktuelle Herausforderungen der Verteilnetze

Im alten Stromsystem, dessen Versorgung weitestgehend auf fossilen Energieträgern basierte, treten Schwankungen vorwiegend auf der Nachfrageseite auf (vgl. Sterner und Stadler 2014, 88). Da in einem bestehenden Drehstromsystem Stromverbrauch- und -erzeugung immer zeitgleich erfolgen muss, wurden in Vergangenheit Maßnahmen eingeführt, um ein konstantes Erzeugerangebot mit einer schwankenden Nachfrage zu synchronisieren und dem Erzeugungssystem mehr Flexibilität zu verleihen (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 37).

Flexibilität lässt sich als Gradmesser dafür beschreiben, inwieweit eine Komponente im Stromsystem in der Lage ist, einen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage herbeizuführen. Dabei wird zwischen dem zeitlichen und dem räumlichen Ausgleich unterschieden. Für eine zeitliche Angleichung sorgen Komponenten wie Erzeugung, Speicher oder Verbraucher, welche innerhalb eines gewissen Zeitraumes eine Leistungsauf- oder -abnahme sicherstellen können. Für die Überbrückung des räumlichen Ungleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbraucher sorgen im Stromsystem die Stromnetze (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 38).

In der Vergangenheit wurde vor allem auf die Flexibilisierung der Erzeugung gesetzt. Zu diesem Zweck wurde ein Kraftwerkspark, bestehend aus einer Vielzahl von steuer- und regelbaren Erzeugungsanlagen aufgebaut, welcher der Nachfrage flexibel folgen kann. Daraus entstand das bis heute noch gültige System aus Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken (vgl. ebd.).

Durch den rasanten Ausbau der erneuerbaren Energien von nahezu null im Jahre 1990 auf aktuell über 100 GW installierter Leistung, kam ein neuer dynamischer Faktor hinzu. Diese Erweiterungen haben verschiedene Auswirkungen auf das bestehende System (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017, S. 7). Zum einen sorgt der vermehrte Ausbau und der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren dafür, dass bestehende regel- und steuerbare Kraftwerke aufgrund sinkender wirtschaftlicher Perspektiven teilweise vom Netz

genommen werden. (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 38). Zum anderen führen EE-Anlagen durch ihre Beschaffenheit zu Schwankungen auf der Angebotsseite und erhöhen den Bedarf an zusätzlicher Flexibilität (vgl. Sterner und Stadler 2014, 88). Die dynamische Erzeugerseite erschwert zukünftig die Glättung von Erzeugung und Nachfrage. Diese sogenannte Residuallast definiert sich aus einem Strombedarf eines Bilanzgebietes abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien (vgl. Sterner und Stadler 2014, S. 51). Zusätzlich schränkt in Zeiten Hoher EE-Einspeisung - bspw. zur Vorhaltung von Regelleistung bestehender Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks - die Flexibilität des Netzbetreibers ein (vgl. Agora Energiewende 2017, S. 34).

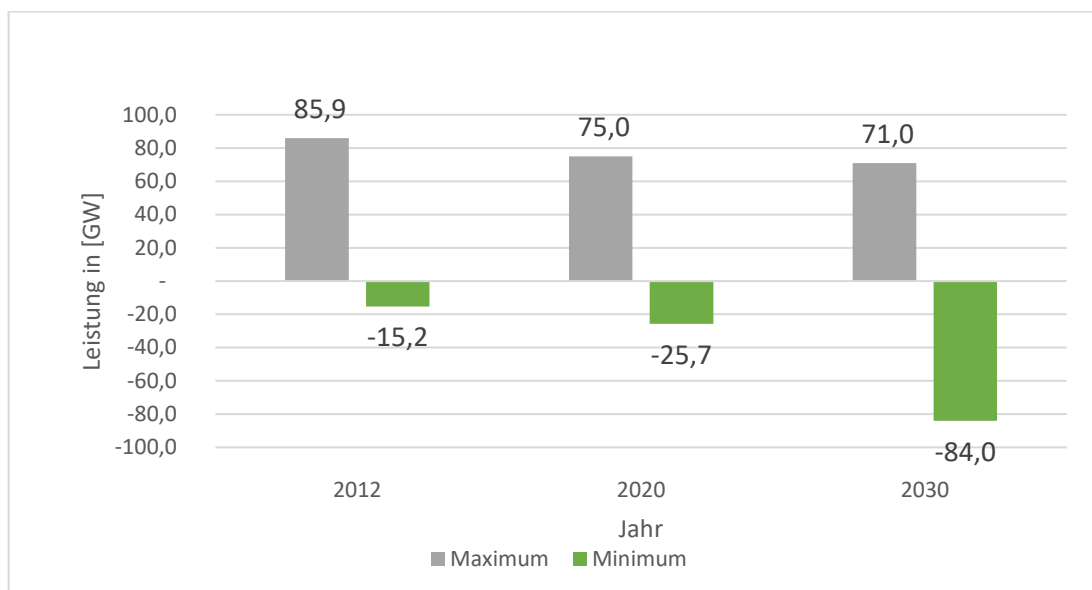


Abbildung 1 Entwicklung der maximalen und minimalen Residuallast (vgl. Krzikalla et al. 2013, S. 18)

Abbildung 1 zeigt die prognostizierte maximale und minimale Residuallast für die Jahre 2012, 2020 und 2030. Die Grafik verdeutlicht, dass die maximale Last, also die Last, welche durch die Nachfrage bestimmt wird, nur geringfügig um ca. 17 % abnimmt, die minimale Last jedoch sehr stark um 550 %. Es treten damit zunehmend Situationen auf, in denen es bedingt durch EE-Anlagen zu Energieüberschüssen im Netz kommt. Zur gleichen Zeit kann durch EE-Anlagen die maximale Last nur geringfügig reduziert werden, da bei ungünstigen Wetterbedingungen wenig Solar- und Windstrom zur Verfügung steht (vgl. Krzikalla et al. 2013, S. 18).

Von dieser Entwicklung sind besonders die Verteilnetze betroffen. So sind aktuell ca. 50 % der installierten Leistung von EE-Anlagen an das Mittelspannungsnetz angeschlossen (vgl. BNetzA 2016b, S. 24).

Dabei bildet die Windenergie mit einer installierten Leistung von ca. 25 GW den höchsten Faktor, gefolgt von solarer Strahlungsenergie mit ca. 14 GW installierter Leistung. Für die Windenergie an Land bedeutet dies, dass über 90 % der Anlagen an Mittelspannungsnetze einschließlich Direktanbindung im Umspannwerk der Spannungsebene ≤ 110 kV angeschlossen sind (vgl. BNetzA 2016b, S. 24).

Die sich verändernde Erzeugungslandschaft hat einen direkten Einfluss auf die Leistungsflüsse im deutschen Stromnetz und führt zu einem breiten Paradigmenwechsel auf den Netzebenen. Erfolgte die Übertragung der Leistung in der Vergangenheit noch fast ausschließlich von der Höchst- und Hochspannungsebene in die Mittel- und Niederspannungsnetze, drehen sich die Leistungsflüsse durch den Zubau erneuerbarer Energien zeitweise um (vgl. Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) 2012, S. 2–3). Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, die regenerativ erzeugte elektrische Energie vorrangig in ihr Netz aufzunehmen, egal ob diese bedarfsgerecht ist oder nicht. Infolge dessen kommt es besonders in den Verteilnetzen zu veränderten Lastflüssen (vgl. Pfeiffer und Schwarz 2009, S. 346).

Den Verteilnetzen kommen unter den genannten Bedingungen neue Aufgaben zu. Ursprünglich sind diese Netze nur zum Zweck der Versorgung errichtet worden und wurden auf Basis der vergleichsweisen konstanten sowie einfach prognostizierbaren Lasten ausgelegt. Dagegen müssen diese in der heutigen Zeit zusätzlich die permanent steigenden EE-Leistungen aufnehmen und abführen. Nicht selten kommt es deswegen zu dem Fall, dass angeschlossenen Leistungen größer sind als die Leistungen für welche die Netze ursprünglich ausgelegt wurden (vgl. Werth 2016, V).

Daneben tritt das Problem auf, dass eine Vielzahl an Windkraftanlagen (WKA) in strukturschwachen oder dünn besiedelten Regionen integriert werden, in denen die Netze aufgrund der dort größtenteils vorherrschenden geringen Nachfrage relativ schwach ausgebaut sind (vgl. Pfeiffer und Schwarz 2009, S. 346). Diese Konstellation erhöht die Gefahr, dass bei einem Starkwind/Schwachlast Szenario in bestimmten Netzregionen erhebliche Leistungsüberschüsse auftreten. In diesem Fall wird durch Windenergie weit mehr Leistung erzeugt, als durch die dort angeschlossene Last in der gleichen Zeit benötigt wird. Dadurch kommt es zu den im Vorfeld beschriebenen Leistungsrückspeisungen aus dem Verteilnetz in das übergelagerte Übertragungsnetz (vgl. ebd.). Der zeitweise Leistungsüberschuss in Verteilnetzen ist demzufolge ein eher lokal auftretendes Problem.

Bereits in der Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2014 wurde ermittelt, dass bei ca. 5 % aller deutschen Verteilnetzbetreiber die installierte EE-Anlagenleistung die Jahreshöchstlast zum Zeitpunkt der Studie übersteigt (vgl. E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014, S. 8).

2.2 Der Fall Netzengpass in den deutschen Verteilnetzen

Bedingt durch Leistungsrückspeisungen aus dem Verteilnetz in die höhergelagerten Netzebenen, kommt es in den Verteilnetzen bzw. primär in einzelnen Leitungsabschnitten zeitweise zu sehr hohen Auslastungen bis hin zu Überlastungen. Treten diese Überlastungen auf, spricht man bei der betroffenen Leitung von sogenannten Netzengpässen. Die Ausprägung ist dabei unter anderem abhängig von der lokalen Netzstruktur, der Nutzlast, der installierten regenerativen Leistung und deren räumliche Verteilung (vgl. Pfeiffer und Schwarz 2009, S. 346).

Physikalisch lässt sich die Ursache auf die begrenzte Durchgangskapazität des Netzes zurückführen. Genau genommen bestimmt die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel die Transportkapazitäten des Netzes (vgl. Sillaber 2016, S. 13). Durch die Strombelastung eines Kabels oder eines Transformators entsteht Verlustleistung, welche in Wärme umgewandelt wird und zu einer Temperaturerhöhung des jeweiligen Betriebsmittels führt. Bei starker Strombelastung kann die Grenztemperatur des Betriebsmittels überschritten werden und es kommt zu einer thermischen Überlastung. Die Folge sind eine geringere Lebensdauer oder im Extremfall sogar ein Wärmedurchschlag (vgl. Werth 2016, S. 19).

Die im Betriebsmittel entstehende Temperaturerhöhung steht in direkter Abhängigkeit von Höhe und Dauer der Belastung. Sofern die Grenztemperatur eingehalten wird, können Betriebsmittel zeitweise auch oberhalb des Nennbereichs betrieben werden (vgl. ebd.). Kommt es aufgrund des stetigen Zuwachses an installierter Leistung durch EE-Anlagen zu länger anhaltenden Leistungsrückflüssen, steigt die Gefahr der Grenzwertüberschreitungen der Betriebsmittel stark an.

Neben der thermischen Belastung der Betriebsmittel kann es im Netz auch zu spannungsbedingten Engpässen kommen (vgl. Werth 2016, S. 4). In der DIN EN 50160 werden die Anforderungen an die Spannung definiert. Diese darf demnach beim Endverbraucher um $\pm 10\%$ von der Nennspannung abweichen (vgl. Norm DIN EN 50160 2011). Wird entlang einer Leitung lediglich Leistung nachgefragt, so fällt die Spannung und wird zum Ende der Leitung kleiner. Durch den Netzanschluss von EE-Anlagen wird nun nicht nur Leistung entnommen, sondern zur gleichen Zeit

auch in das Netz eingespeist. Aufgrund dessen kann es in manchen Fällen zur einer Spannungsanhebung kommen. Bei einer Überschreitung der oberen Spannungsgrenze kommt es zu einem spannungsbedingten Engpass (vgl. Werth 2016, S. 4).

2.3 Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen

In manchen Regionen, in denen die Netzkapazität nicht auf die wachsende Einspeisung aus erneuerbaren Energien ausgelegt ist, kommt es heutzutage fast täglich zu Engpässen (vgl. Agora Energiewende 2017, S. 32). In der Vergangenheit bildete eine Verstärkung oder Ausbau der Netzkapazitäten die zentrale Maßnahme eines Netzbetreibers zur Behebung von Netzengpässen. In der heutigen Zeit nimmt vor allem die Spitzenkappung von EE-Anlagen einen wichtigen Stellenwert im Netzbetrieb ein. Mit Blick auf die zukünftige Entwicklung der Residuallast werden zukünftig aber weitere Flexibilitätsoptionen wie bspw. Batteriespeicher benötigt, um die Integration weiterer EE-Anlagen zu bewerkstelligen. Im Folgenden werden die drei Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen Netzausbau, EinsMan und Batteriespeicher beschrieben, sowie deren aktuelle Entwicklung aufgezeigt.

2.3.1 Beschreibung des konventionellen Netzausbaus

Netzbetreiber sind gemäß § 11 Abs. 1 EnWG und § 12 EEG dazu verpflichtet, die Netze bedarfsgerecht bzw. entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen (vgl. EnWG 2016, EEG 2017). Das sogenannte NOVA-Prinzip (Netz Optimierung vor -Verstärkung und -Ausbau) der Netzplanung sieht vor, dass der Netzbetreiber zunächst Optimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen ausgeschöpft haben soll, bevor ein Netzausbau durchgeführt wird (vgl. 50 Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW 2016, S. 89).

Unter der Methode der konventionellen Netzverstärkungen sind Maßnahmen wie die Querschnittserhöhung von Leitungen, die Parallelverkabelung an kritischen Überlastungspunkten und der Tausch oder die Verstärkung von Transformatoren zu verstehen (vgl. dena 2012, 94 ff.). Unter den Netzausbau fällt der Neubau von Freileitungen oder Erdkabeln und die Errichtung von neuen Schaltanlagen wie bspw. Transformatoren oder Umspannwerke (vgl. ebd.). Die Maßnahmen haben das Ziel, eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten herzustellen und somit die thermische Überlastung der Betriebsmittel langfristig zu verringern sowie unzulässige Spannungsänderungen zu vermeiden (vgl. ebd.).

Die daraus anfallenden Zusatzkosten für die Netze werden über die Netzanschlusskosten und Netznutzungsgebühren refinanziert (vgl. dena 2012, S. 353). Dabei werden in Deutschland die Netznutzungsentgelte ausschließlich von den Verbrauchern erhoben. In Regionen, in denen ein starker Zuwachs an EE-Anlagen stattfindet, ist der Investitionsbedarf der Netzbetreiber deutlich höher. Die in diesem Netzbereich ansässigen Verbraucher finanzieren somit einen höheren Anteil der durch die Energiewende bedingten Netzkosten (vgl. ebd.).

Mit der zunehmenden Einspeisung aus EE-Anlagen (vgl. Abbildung 2) steigen parallel die Maßnahmen zur Optimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau der Netzbetreiber in Deutschland. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung der Maßnahme dargestellt, welche Verteilnetzbetreiber (VNB) seit dem Jahr 2009 durchgeführt haben.

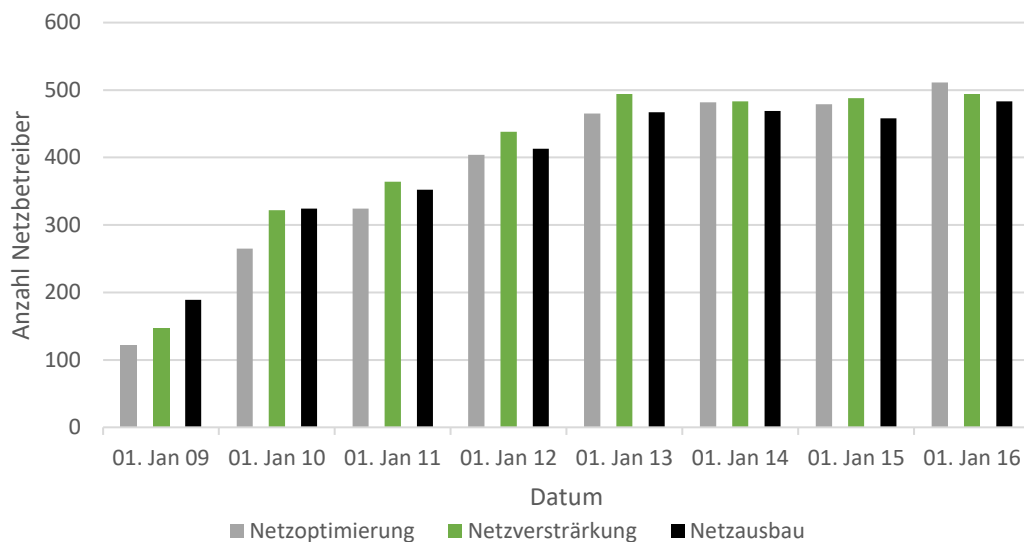


Abbildung 2 Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes, entsprechend § 12 EEG (vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt 2016, S. 82)

Abbildung 2 macht den Anstieg der Netzmaßnahmen seit dem Jahr 2009 deutlich. Im letzten Jahr liegen die Zahlen der Durchführungen auf dem höchsten Stand. Aufgrund der Tatsache, dass viele Netze bereits in die Jahre gekommen sind und modernisiert werden müssen, sind vor allem Optimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen auf einem konstant hohen Niveau.

Trotz der steigenden Verstärkungs- und Ausbauzahlen, reichen in einigen Regionen in Deutschland die bestehenden Netzkapazitäten in den Verteilnetzen nicht aus, um den stetigen Zuwachs an erneuerbaren Einspeisern vollkommen gerecht zu werden.

Die Problematik der fehlenden Netzkapazität ist bereits in der Vergangenheit von diversen Studien, darunter die Verteilnetzstudie der Deutschen Energie-Agentur und die Verteilnetzstudie vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, untersucht worden (vgl. dena 2012; vgl. E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014). Dort wird auf die Notwendigkeit eines Ausbaues des Verteilnetzes hingewiesen, um die Integration von EE-Anlagen zu gewährleisten (vgl. dena 2012, S. 7). Bis zum Jahre 2032 macht die dena-Verteilnetzstudie einen Ausbaubedarf innerhalb der Verteilnetze von 130.000 km bis 280.000 km aus. Die geschätzten Gesamtinvestitionen betragen hierbei 23 bis 49 Mrd. € (vgl. ebd.).

Durch Planungshorizonte über zehn Jahre, haben Netzbetreiber aber Schwierigkeiten einen sicheren Netzausbauplan zu verfassen. Diese Planungsunsicherheiten ergeben sich zum großen Teil aus dem schwer zu prognostizierbaren EE-Ausbau, genauer aus den möglichen Standort- und dem Inbetriebnahme-Zeitpunkt von EE-Anlagen (vgl. Ecofys GmbH 2015, S. 19). Daneben sorgen auch die langjährigen Verfahren zur Einholung diverser Genehmigungen sowie die Einwände öffentlicher Belange für Planungsunsicherheiten und verzögerten Netzausbau. Diese Konstellation führt teilweise zu großen Deckungslücken und sorgen dafür, dass der Ausbau teilweise dem Zubau von EE-Anlagen hinterhereilt (vgl. ebd.). Ein VNB muss diese Deckungslücken mit Hilfe von temporären Maßnahmen überbrücken.

2.3.2 Beschreibung des Einspeisemanagements

In kritischen Netzsituationen sind Netzbetreiber aufgrund ihrer Netz- und Systemverantwortung gesetzlich dazu ermächtigt und verpflichtet, geeignete sowie wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu unternehmen, den auftretenden Netzengpass zu vermeiden (vgl. §§ 13 und 14 EnWG). Dabei werden die Maßnahmen in vornehmlich drei Kategorien unterteilt und sind nach der folgenden Reihenfolge anzuwenden:

- Netzbezogene Maßnahmen (nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG)
- Marktbezogene Maßnahmen (nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG)
- Anpassungsmaßnahmen (nach § 13 Abs. 2 EnWG sowie i.V.m. § 14 EEG)

Bei einer auftretenden Gefährdungssituation bspw. durch einen drohenden Netzengpass, sind die betroffenen Netzbetreiber zuallererst dazu gezwungen, netzbezogene Maßnahmen zu ergreifen. Durch z.B. eine gezielte Netzschaltung kann die Belastung des Systems verringert werden (vgl. Ecofys GmbH 2015, S. 14).

Reichen die netzbezogenen Instrumente nicht aus einen Engpass zu vermeiden, werden marktbezogene Maßnahmen angewandt. In erster Linie sind dabei die Maßnahmen des Engpassmanagements bzw. des Redispatch von Relevanz. (vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt 2015, S. 100).

Besteht auch weiterhin nach der vollständigen Ausnutzung der zuvor beschriebenen Instrumente ein Netzproblem, sind Netzbetreiber berechtigt weitere Anpassungsmaßnahmen durchzuführen. Diese Maßnahme sieht die Anpassung bzw. die Reduktion der maximalen Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen vor, wobei die Abregelung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen speziell im Rahmen des EinsMan nach § 14 EEG geregelt ist (vgl. BNetzA und Bundeskartellamt 2015, S. 109).

Aufgrund des Einspeisevorranges von klimafreundlichem Strom, ist die Abregelung von Anlagen in einer Rangfolge festgeschrieben. Sollte der Fall auftreten, dass Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den eingespeisten Strom aus EE-Anlagen abzutransportieren, kann der Netzbetreiber die Einspeisung vorübergehend abregeln. Dem vorausgehend muss der Netzbetreiber die Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Kraftwerken/ Erzeugern voll ausgeschöpft haben (vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) 2011, S. 5).

Das Einspeisemanagement von EE-Anlagen wird gemäß des § 9 EEG gewährleistet. Demnach müssen alle EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 100 kW, über eine technische Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeisung und zur Abrufung der Isteinspeisung verfügen (vgl. § 9 EEG). Durch den Einbau von Informations- und Kommunikationstechnik können heutzutage nahezu alle WKA's und 91 % der installierten PV-Anlagen ferngesteuert werden (vgl. E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014, S. 67) Die Absenkung erfolgt in der Praxis auf Basis von Schaltstufen (vgl. Westfalen Weser Netz GmbH 2014, 4 ff.):

- Stufe 1: ≤ 60 % (reduzierte Einspeisung auf max. 60 % der Höchstleistung)
- Stufe 2: ≤ 30 % (reduzierte Einspeisung auf max. 30 % der Höchstleistung)
- Stufe 3: 0 % (Abschaltung; keine Einspeisung)

Für Anlagen, welche diese vorgegeben Schaltstufen aus bestimmten Gründen nicht einhalten können, werden Sondervereinbarungen mit dem Netzbetreiber getroffen. Sofern die kritische Netzsituation überwunden ist, wird die Einspeisung der betroffenen Anlage wieder in voller Höhe freigegeben (vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) 2014, S. 6).

Anlagenbetreiber, deren Einspeisung aufgrund von Netzengpässen nach § 14 Abs. 1 EEG herabgesetzt wurde, sind gemäß § 15 Abs. 1 vom jeweiligen Netzbetreiber zu entschädigen. Bei Anlagen, die nach dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden, sind 95 % der entgangenen Vergütungen zu ersetzen. Sollten die entgangenen Einnahmen eines Jahres ein Prozent der Einkünfte desselben Jahres überschreiten, sind 100 % zu entschädigen. Dafür wird die angefallene Ausfallarbeit mit dem entsprechenden Vergütungssatz addiert (vgl. § 15 EEG).

Parallel bleiben die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bestehen (vgl. ebd.). Da dieser sich oftmals an den selten auftretenden Einspeisespitzen orientiert, entspricht ein Ausbau bis zur letzten Kilowattstunde (kWh) in vielen Fällen nicht einer Gesamtoptimierung. Es wurde bereits vom Gesetzgeber erkannt, dass es unter Umständen günstiger ist, auf einen direkten Ausbau des Netzes zu verzichten und den Flexibilitätseinsatz nicht nur als Notfallmaßnahme einzubeziehen. Dies wurde in § 11 Satz 2 des EnWG mit dem Drei-Prozent Ansatz der Spitzenkappung umgesetzt. Dadurch können Netzbetreiber eine Abregelung von bis zu 3 % der von Onshore-Windenergie und Photovoltaikanlagen produzierten Strommengen bei der Netzplanung berücksichtigt (vgl. EnWG 2016). Für Übertragungsnetzbetreiber ist diese Berücksichtigung sogar verbindlich.

Diese Regelung sorgte unter anderem dafür, dass die Abregelungszahlen auf der Verteilnetzebene in den letzten Jahren deutlich gestiegen sind (vgl. BNetzA 2016b, S. 30).

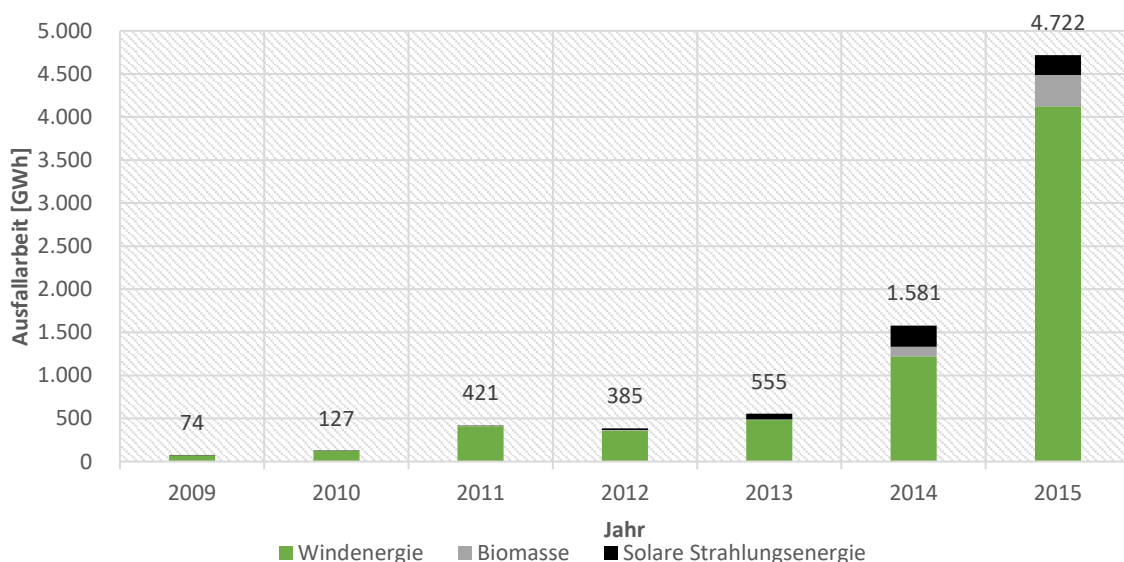


Abbildung 3 Entwicklung der Ausfallarbeit (inkl. Wärme) nach § 14 EEG (vgl. BNetzA 2016b, S. 30)

Anhand Abbildung 3 sind zwei Trends auszumachen. Zum einen ist ein außerordentlicher Anstieg der Abregelungsmaßnahmen in den letzten Jahren auszumachen. Die prozentuale Steigung der Ausfallarbeit im Jahr 2015 im Vergleich zum Jahr 2014 liegt bei 299 %. Dies bedeutet, dass immer mehr Anpassungsmaßnahmen bei EE-Anlagen durchgeführt werden müssen. Kommt es zu vermehrten Netzengpässen steigt auch die Zahl der Abregelungen von EE-Anlagen (vgl. Ecofys GmbH 2015, S. 17).

Zum anderen ist der Abbildung zu entnehmen, dass verstärkt WKA's durch die EinsMan-Maßnahmen betroffen sind. Der Anteil von WKA's an der gesamten Ausfallarbeit liegt im Jahr 2015 bei 87 Prozent. Im Vergleich zum Jahre 2014 stellt dies ein Anstieg von knapp 10 % Punkten dar (vgl. BNetzA und Bundeskartellamt 2015, S. 113). Daneben sind PV-Anlagen mit einem Anteil von 4,8 % und Biomasse mit 7,7 % bei weitem nicht so stark von der Abregelung betroffen (vgl. Bundesnetzagentur (BNetzA) 2016a, S. 19).

Die resultierenden Kosten des EinsMan für die Netzbetreiber belaufen sich im Jahr 2015 auf ca. 314 Mio. €, was einem prozentualen Anstieg im Vergleich zu dem Wert des Vorjahres von 281 % entspricht (vgl. BNetzA 2016b, S. 31). Diese Zahl könnte in den kommenden Jahren noch einmal deutlich ansteigen. Des Weiteren gehen infolge einer Abregelung erhebliche Mengen an regenerativer Energie verloren. Durch weitere Flexibilitätsoptionen können Netzengpässe zukünftig vielleicht sinnvoller behoben werden.

2.3.3 Beschreibung der Flexibilitätsoption Batteriespeicher

Derzeit gibt es weltweit zahlreiche, unterschiedliche Flexibilitätsoptionen. Eine der aktuell wichtigsten Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Systems sind Speicher (vgl. dena 2017, S. 36). Energiespeicher stellen technische Einrichtungen dar, welche die Prozesse Einspeichern (Laden), Speichern und Ausspeichern (Entladen) beinhalten (vgl. Sterner und Stadler 2014, S. 27). Eine Speichereinheit kann dabei mit einem gewissen Verschleiß mehrfach aufgeladen und entladen werden (vgl. ebd.). Energiespeicher lassen sich in zahlreiche Klassifizierungen einteilen, welche sich in den physikalischen Wirkungen und Energieform unterscheiden (vgl. ebd. S27 ff.). In der Literatur werden Speicher in elektrische, chemische, mechanische oder thermische Speicher unterteilt (vgl. ebd.).

Energiespeicher stellen technische Einrichtungen dar, welche die Prozesse Einspeichern (Laden), Speichern und Ausspeichern (Entladen) beinhalten (vgl. Sterner und Stadler 2014, S. 27).

Eine Speichereinheit kann dabei mit einem gewissen Verschleiß mehrfach aufgeladen und entladen werden (vgl. Sterner und Stadler 2014, S. 27). Energiespeicher lassen sich in zahlreiche Klassifizierungen einteilen, welche sich in den physikalischen Wirkungen und Energieform unterscheiden (vgl. ebd. S27 ff.). In der Literatur werden elektrische, chemische, mechanische oder thermische Speicher unterteilt (vgl. ebd.).

Ein Speicher besteht aus einem Speicherelement und einer Energieumwandlungseinheit (Wechselrichter, Leistungsschalter und Transformator), durch welche dieser an das Netz angeschlossen wird. Die Energieumwandlungseinheiten differenzieren sich dabei je nach eingesetzter Speichertechnologie in Kostenanteile und Struktur (vgl. ebd.).

Aufgrund der prognostizierten Entwicklung der Residuallast und dem weiteren Ausbau fluktuierender Erzeuger geht man davon aus, dass der Einsatz von zusätzlichen Energiespeicher in Zukunft unumgänglich sein wird (vgl. Psola 2016, S. 139).. Mit Hilfe von Energiespeichern können mögliche Leistungsspitzen gekappt, die Kosten für die immer häufiger anfallende Ausfallarbeit reduziert (vgl. Abbildung 2) sowie die Erhöhung der Netzkapazitäten in manchen Fällen vermieden werden (vgl. ebd.).

In der Studie „Energiespeicher“ der Fraunhofer-Institute UMSICHT und IWES wird davon ausgegangen, dass sich für Deutschland ein Speicherleistungsbedarf für das Jahr 2020 bzw. 2022 von 3- 30 GW und für 2030 von 15 GW bis 50 GW ergeben wird und deshalb entsprechend verfügbare Speicher erforderlich werden (vgl. Fraunhofer- Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) und Fraunhofer- Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) 2014, S. 23).

Nicht alle n Speichertechnologien eignen sich jedoch für die Vermeidung von Netzengpässen. Für den netzdienlichen Einsatz von Speichern ergeben sich eine Reihe von Anforderungen, welche nur von einer begrenzten Zahl von Speichertechnologien erfüllt werden. So müssen Speicher dezentral einsetzbar sein und dürfen nicht an bestimmte Randbedingungen geknüpft sein. Demgemäß können Pumpspeicherkraftwerke zwar eine große Anzahl von Energie speichern und diese wieder zur Verfügung stellen, sind auf der anderen Seite aber an geografische Gegebenheiten gebunden (vgl. Ibrahim et al., 1222 ff.). Aufgrund der volatilen Residuallast muss die Leistung und Kapazität der eingesetzten Speichertechnologie frei skalierbar sein (vgl. Jan-Hendrik Psola, Michael Kurrat, Wolf-Rüdiger 2017, S. 57).

Batteriespeicher können variabel skaliert und dimensioniert werden. Außerdem lassen sich diese über einen netzseitigen Wechselrichter gut in das Netz integrieren. Durch diese Eigenschaften sind sie besonders gut für den Einsatz auf der Verteilnetzebene geeignet, da sie zudem dezentral einsetzbar sind (vgl. Jan-Hendrik Psola, Michael Kurrat, Wolf-Rüdiger 2017, S. 57). Batterien bzw. Akkumulatoren werden der Klasse der elektrochemischen Speicher zugeordnet, da beim Ladevorgang durch Anschließen einer Spannungsquelle ein chemischer Prozess eingeleitet wird, der beim Entladen umgekehrt wird (vgl. Krzikalla et al. 2013, S. 63).

Durch Tests von einer Vielzahl von Materialkombinationen haben sich für die Stromspeicherung vor allem Lithium-Ionen, Blei-Säure und Vanadium-Redox-Flow Batterien als sehr geeignet bewiesen (vgl. Mahnke und Mühlenhoff 2014, 31 ff.). Die Batteriesysteme unterscheiden sich in Energiedichte, Kosten, Zyklenzahl, Selbstentladungsrate, Wirkungsgrad, Ladezeiten (vgl. ebd.).

Lithium-Ionen Batterien besitzen aufgrund ihrer hohen Energiedichte und einer geringen Selbstentladung einen Vorteil gegenüber anderen Batteriesystemen (vgl. Mahnke und Mühlenhoff 2014, S. 33). Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass durch variierende Materialkombinationen Eigenschaften der Batterie, wie bspw. Lebensdauer und Spannung optimiert werden können (vgl. ebd.). Im Stromnetz werden Lithium-Ionen Speicher bereits eingesetzt, um innerhalb weniger Sekunden Frequenzschwankungen auszugleichen. Die Technik bietet sich demzufolge an, etwaig auftretende Netzengpässe zu verhindern. Die Nachteile dieser Technologie bestehen aktuell in vergleichsweise hohen Kosten und den enthaltenen Gefahrenstoffen sowie der Ressourcenverfügbarkeit (vgl. Mahnke und Mühlenhoff 2014). Weiterhin ist der rechtliche und regulatorische Rahmen für die Nutzung von Flexibilität sehr komplex und teilweise noch nicht final geklärt. So üben Steuern, Umlagen und Abgaben zum Teil eine ungewollte Steuerungswirkung auf den Flexibilitätseinsatz aus (vgl. dena 2017, S. 18).

Für Lithium-Ionen-Batterien wird in den nächsten Jahren ein hohes Kostensenkungspotenzial und eine deutliche Kostendegression erwartet. So sind die spezifischen Investitionskosten in den letzten Jahren durchschnittlich zwischen 10 % -20 % gefallen. Es wird aufgrund von Technologiesprüngen sowie durch eine Steigerung der Stückzahlen von Batteriesystemen davon ausgegangen, dass sich die Speicherkosten in den nächsten 10-20 Jahren von einem aktuellen Preisniveau von ca. 320 €/kWh auf 160 €/kWh halbieren (vgl. UMSICHT und IWES 2014, S. 115). Ausgehend von diesen Prognosen kann deshalb in Lithium-Ionen-Speicher bzw. Batteriespeicher im Allgemeinen ein sehr geeignetes Mittel zum Einsatz als Flexibilitätsoption gesehen werden

2.4 Zusammenfassung und Konkretisierung der Fragestellung

Die Analyse der aktuellen Situation auf der Verteilnetzebene zeigt, dass es heute in manchen Regionen teilweise zu erheblichen Grenzwertverletzungen in den Verteilnetzen kommt. Besonders betroffen sind dabei die Mittelspannungsnetze, an die ein Großteil der EE-Anlagen angeschlossen ist und wird. In Abbildung 4 sind noch einmal die Hauptursachen die zu Netzengpässen bei Mittelspannungsnetzen führen können, graphisch dargestellt.

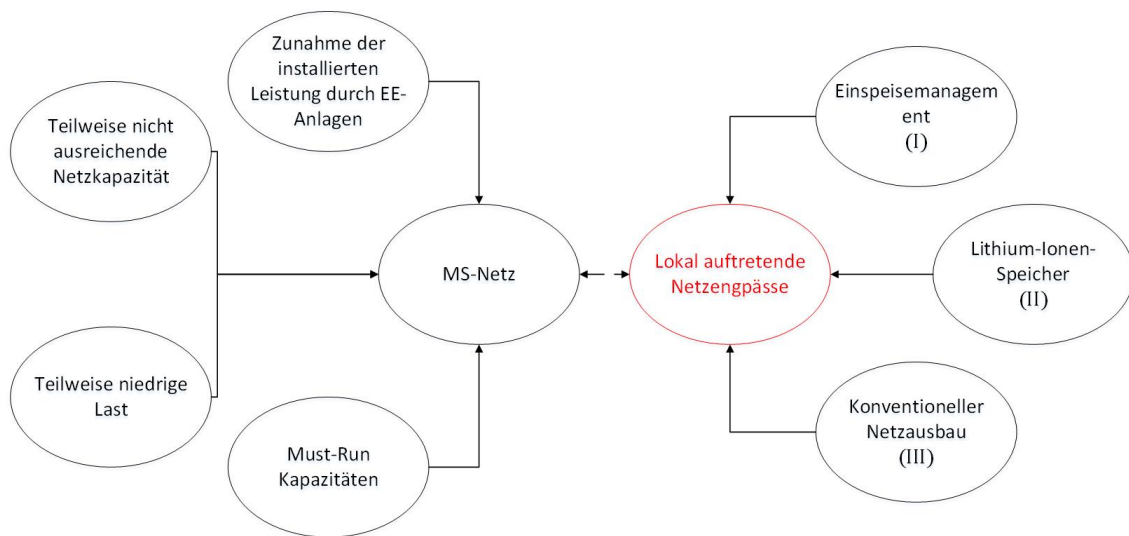


Abbildung 4 Zentrale Einflussfaktoren für die Entwicklung der Bewertungsmethodik [Eigene Darstellung]

Wie in Kapitel 2.3 herausgearbeitet wird als Einsatz einer Flexibilitätsoption der Batteriespeicher als Mittel der Wahl angesehen. (II). Durch Gegenüberstellen der bisherigen Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen, Einspeise Management (EinsMan (I)) und konventioneller Netzausbau (III) gegen Lithium Ionen Batteriespeicher (II) soll hier eine Bewertungsmethodik entwickelt werden, die belastbare Aussagen zum Thema Einsatz von Batteriespeicher als Flexibilitätsoption im MS-Netz liefert. Der Fokus der Methodik soll dabei auf der Ermittlung von Ergebnissen liegen, die dem Netzbetreiber eine Einschätzung erlauben, ab wann der Einsatz eines Batteriegestützten Speichers in einem Mittelspannungsnetz sinnvoll erscheint.

3 Entwicklung einer Methodik zur Bewertung von Flexibilitätsnutzung

In diesem Kapitel wird eine Methodik entwickelt, um den Flexibilitätseinsatz im Falle lokal auftretender Netzengpässe im Mittelspannungsnetz bewerten zu können. Dabei wird das Modell Schritt für Schritt aufgebaut und die getroffenen Annahmen sowie Berechnungsgrundlagen werden in dem jeweiligen Kapitel detailliert hergeleitet und aufgeführt. Die Bausteine werden sukzessive in dem Modell implementiert.

3.1 Aufstellung des zu untersuchenden Anwendungsbeispiels

Wie in Kapitel 2.4 vorgegeben wird die Bewertungsmethode aus einem Anwendungsbeispiel „Netzengpass in einem 20 kV Mittelspannungsnetz“ entwickelt. Das zu entwickelnde Modell soll einen Vergleich Batteriespeicher als Flexibilitätseinsatz gegenüber den herkömmlichen Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen und Schlussfolgerungen erlauben, ab wann ein Einsatz sinnvoll erscheint.

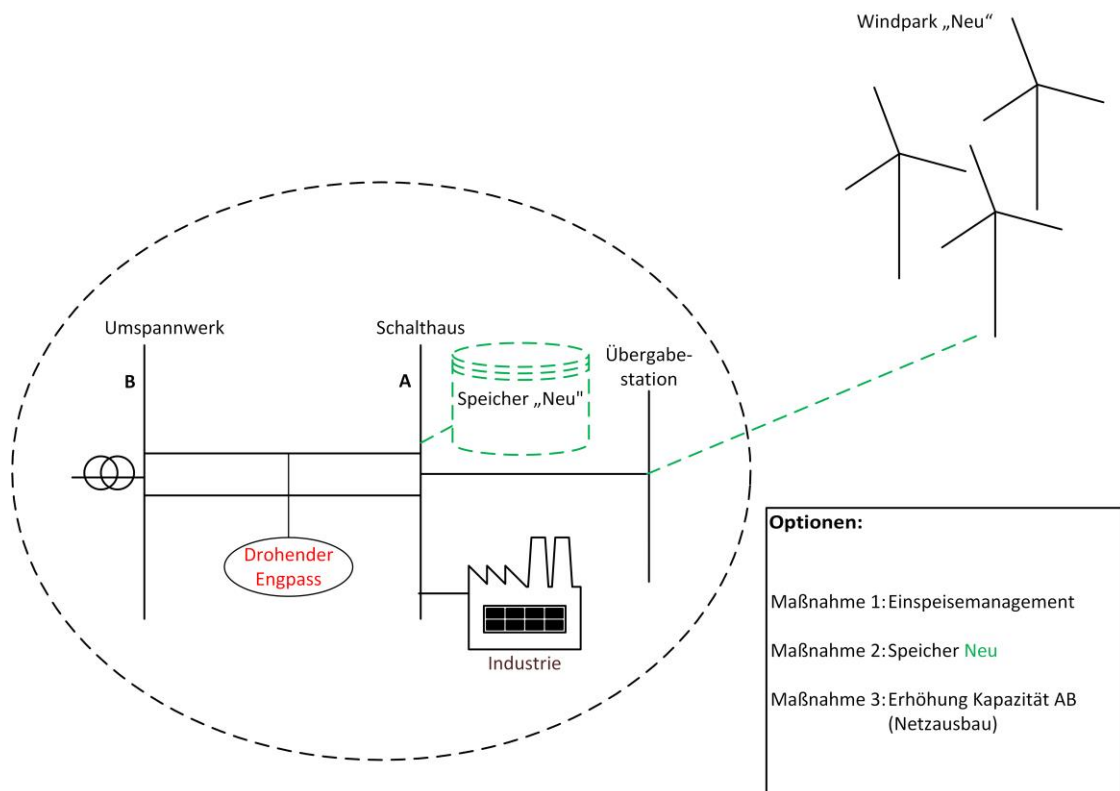


Abbildung 5 Darstellung des Anwendungsfalles "Netzengpass im Mittelspannungsnetz (20 kV)" [Eigene Darstellung]

Abbildung 5 stellt den Anwendungsfall des Netzengpasses in einem 20 kV Mittelspannungsnetz dar. Dabei wird angenommen, dass in einem fiktiven Verteilnetz zum einen ein Verbraucher in Form eines Industrie-/ Gewerbegebietes ansässig ist und zum anderen ein Erzeuger, bestehend aus einem neu angeschlossenen Windpark. Es wird dabei aus Vereinfachungsgründen von einem Strahlnetz ausgegangen. Sowohl die Verbindung vom Windpark hin zur Sammelschiene des Schalthauses als auch die von der Industrie abgehende Leitung ist auf den Höchstlastfall bzw. die maximal installierte Leistung ausgelegt. Das bedeutet, dass es in diesen Abschnitten nicht zu Engpässen kommen kann.

Für die Leitung zwischen dem Schalthaus (A) und dem Umspannwerk (B) wird angenommen, dass diese auf die Leistung des Industrie-/Gewerbegebietes dimensioniert wurde. Der neu angeschlossene Windpark könnte zu einer Überlastung der Leitung (A- B) führen. In Starkwindphasen, bei gleichzeitigem minimalem Bezug des Versorgungsgebietes, könnte es zu einer temporären Überlastung zwischen A und B kommen.

Folgende Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen werden in diesem Modell angenommen.

- **Maßnahme 1:** „EinsMan“ Die erste Maßnahme zur Verhinderung eines Engpasses stellt in dieser Arbeit das Einspeisemanagement dar. Dieses wird als aktuell gängigste Methode angesehen, die Verteilnetze zu entlasten und dient in dieser Arbeit als sogenanntes „Business-as-Usual“-Szenario. Dies bedeutet, dass die Abregelung die Vergleichsmaßnahme für die weiteren Optionen darstellt.
- **Maßnahme 2:** „Speichernutzung“: Als zweite Maßnahme wird der Einsatz eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers für Stromwendungen innerhalb des Verteilnetzes betrachtet. Dabei wird unterstellt, dass der Speicher geografisch direkt an das Schalthaus (A) angeschlossen wird. Mit Hilfe eines netzdienlich eingesetzten Speichers soll die Residuallast zeitlich geglättet und so ein möglicher Engpass verhindert werden.
- **Maßnahme 3:** „Konventioneller Netzausbau“: Hierbei wird die Kapazität der Leitung und gegeben falls des Transformators soweit erhöht, dass auf dem Streckenstück zu keiner Überlastung mehr kommen kann.

3.2 Allgemeines Vorgehen und Ablauf der Entwicklung

Für eine detaillierte Bewertung der beschriebenen Maßnahmen sind sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte zu betrachten. Deshalb setzt sich die Methodik aus verschiedenen Komponenten zusammen. Das Anwendungsbeispiel „lokale Netzenspässe“ wird zum Beispiel als Lastflussmodell mit dem Tabellenkalkulationsprogramm Excel nachgebildet wobei benutzte Formeln in Excel in der Programmiersprache Visual Basic for Applications umgesetzt und berechnet werden. Auf Basis realer Daten, Annahmen sowie Literaturwerten werden in dem Modell die Energieflüsse des Modellnetzes simuliert. Das zur liefernde Ergebnis der Simulation ist dabei die Minimierung bzw. Verhinderung der auftretenden Netzenspässe durch die einstellbaren Maßnahmen EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau. Die hieraus gewonnenen Daten sind dann die Basis für eine Bewertung der unterschiedlichen Maßnahmen.

Da es bereits eine Vielzahl von qualitativen Bewertungen der Maßnahmen EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau gibt, wird für die Ermittlung einer Bewertung das Modell noch zusätzlich um quantitative Komponenten erweitert. Diese betrachten dann hauptsächlich ökonomischen Aspekte (vgl. Schuh und Klappert 2011, S. 316). Eine Bewertung der Maßnahmen erfolgt dann unter monetären Gesichtspunkten. In Anlehnung an die aktuelle dena Netzflexstudie wird der Bewertungsfaktor ausschließlich durch die Systemkosten ermittelt (vgl. dena 2017). Die zu entwickelnde Bewertungsmethode basiert auf den betriebswirtschaftlichen Kosten aus der Sicht eines Netzbetreibers. Eine volkswirtschaftliche Betrachtung des Gesamtsystems hätte eine deutliche Erhöhung der Komplexität zur Folge und wurde deshalb im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Den Ablauf des Simulationsprozesses kann man in vier Bausteine unterteilen, an deren Ende jeweils die Bewertung der Maßnahmen anhand der ermittelten Werte steht. Nachfolgend ist der Ablauf der Bewertungsmethode schematisch dargestellt. Das hier entwickelte Simulationsmodell ist Excel softwarebasiert und stellt somit das "Tool" (Bewertungstool) für den Bewertungsvorgang dar.

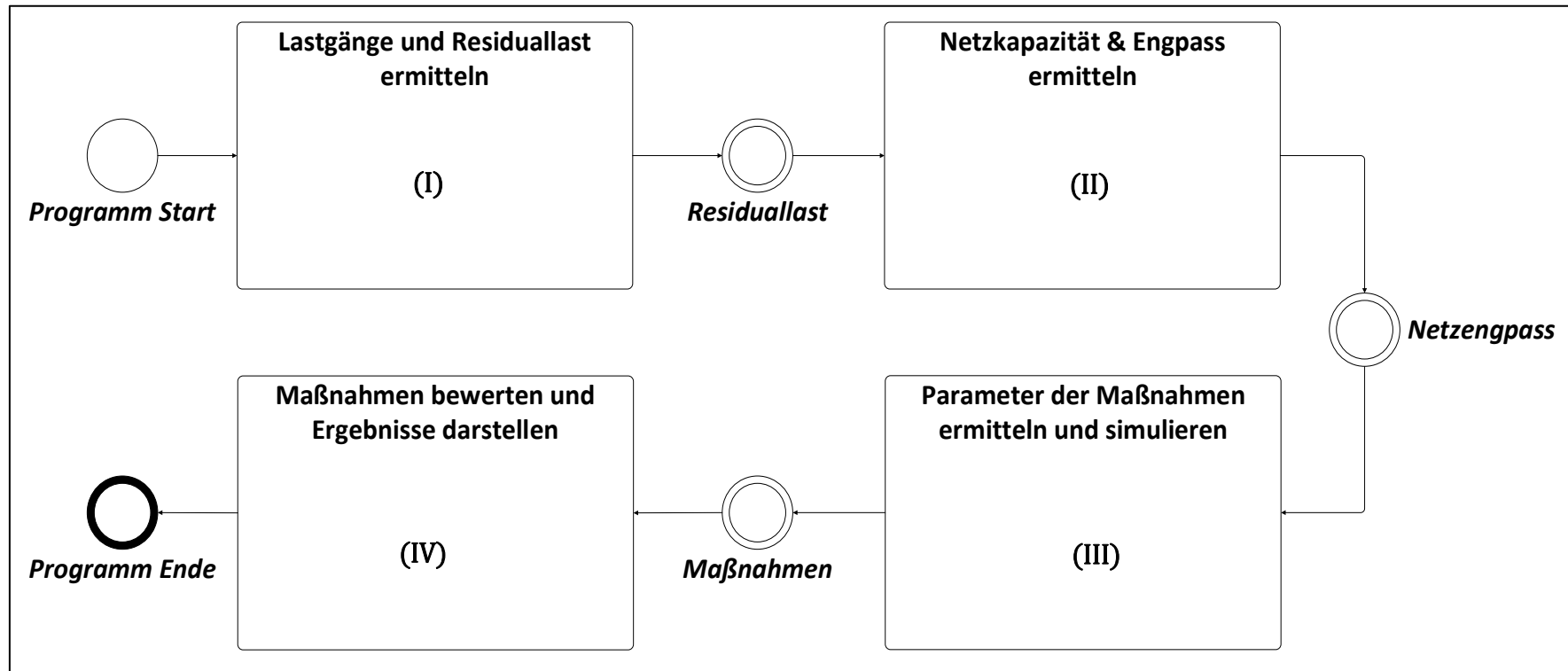


Abbildung 6 Ablauf des Bewertungsmodelles [eigene Darstellung]

In jedem der in Abbildung 6 aufgeführten vier Bausteinen des Bewertungsprozesses laufen eine Vielzahl von weiteren Prozessen ab, welche im weiteren Verlauf dieser Arbeit detailliert aufgeführt werden. Das aus den Teilprozessen bestehende Schema ist bei allen aufgeführten Schritten ähnlich und kann wie folgt beschrieben werden: Im Simulationsmodell sind zum einen Zeitreihen und zum anderen Eingabeparameter enthalten. Ausgehend von den Werten und Annahmen der Eingabeparameter werden mithilfe der Datenzeitreihen in jedem Prozessschritt neue Zeitreihen berechnet. Auf Grundlage dieser Zeitreihen berechnen sich in Verbindung mit den Eingabeparametern des nächsten Prozessschrittes neue Werte. Die in dem Modell verwendeten Parameter lassen sich dabei in drei Kategorien unterteilen

1. Parameter, welche sich aus der Aufgabenstellung ergeben

Dabei handelt es sich um Vorgaben aus Gesetzen, Normen, Regeln. Diese Parameter sind nicht beeinflussbar, aber für die Analyse entscheidend.

2. Parameter aus der Dynamik / Betriebsgröße des Modells

Diese Kenngrößen ergeben und skalieren sich aus den Berechnungsschritten und zuvor ermittelten Annahmen des Simulationsmodells.

3. Einstellbare Parameter

Es handelt sich dabei um getroffene Annahmen und gängige Kenngrößen, welche mit Hilfe von Literatur, Expertenbefragungen sowie Herleitungen ermittelt wurden. Diese Parameter können innerhalb des Simulationsmodells flexibel skaliert werden und nehmen damit Einfluss auf die weiteren Konstanten.

Im ersten Prozessschritt (I) werden die Grundlagen für den weiteren Verlauf der Simulation gelegt. Als Endprodukt geht aus diesem Prozess die Residuallast hervor. Der nächste Prozessschritt (II) stellt die Dimensionierung der Netzkapazität dar. Auf Grundlage der ermittelten Größe und der Residuallast werden Netzengpässe erzeugt. Die Grenzwertüberschreitungen werden durch die Maßnahmen EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau in einem dritten Prozessschritt (III) behoben. Die daraus resultierenden Werte bilden die Grundlage für die wirtschaftliche Betrachtung der Maßnahmen im letzten Prozessabschnitt (IV). Dabei werden die Kosten für jede Maßnahme bewertet und gegenübergestellt.

3.2.1 Eingrenzung des Simulationszeitraums

Für eine detaillierte Darstellung der zur bewertenden Kenngrößen wird das Modellnetz für ein Jahr simuliert. Neben dem zeitlichen Umfang ist vor allem die zeitliche Auflösung der Daten von wesentlicher Bedeutung. Durch eine hohe Granularität der Daten können Kennwerte exakter gestuft werden. Für dieses Modell wird eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten festgelegt.

Aufgrund der wirtschaftlichen Betrachtung der beschriebenen Engpassbehebungsmaßnahmen müssen diese auf ihre Nutzungsdauer abgeschrieben werden. Dabei werden die Werte, die sich aus der für ein Jahr simulierten Lastflussberechnung ergeben, für Netzengpässe sowie Last und Einspeisung aus Vereinfachungsgründen über die Nutzungsdauer der Maßnahmen als konstant angesehen.

3.2.2 Eingrenzung der regulatorischen Rahmenbedingungen

Aufgrund der aktuell noch nicht eindeutig regulatorisch geregelten Besitzverhältnissen von Speichern im Verteilnetz wird an dieser Stelle angenommen, dass der Netzbetreiber dazu befähigt ist, einen netzdienlich eingesetzten Speicher in seinem Netz zu nutzen (vgl. dena 2017, S. 12). Die im Energiewirtschaftsgesetz EnWG beschriebene Entflechtungsvorgabe zwischen Stromerzeugung und Netzbetrieb finden hierbei keine Anwendung, da der Speicher als Netzbetriebsmittel angesehen wird (vgl. §§ 6 ff. EnWG). Ferner werden etwaig anfallende Belastungen beim Speicherbetrieb durch EEG-Umlage, KWKG-Umlage und weitere Abgaben (vgl. § 61k Abs.1 bis c EEG 2017) nicht betrachtet, da eine netzdienliche Verhaltensweise des Speichers vorausgesetzt wird. Weiterhin findet die Anreizregulierung und die Umlage der entstehenden Kosten der Netzstabilisierung auf die Netzentgelte keine Anwendung, da in dieser Arbeit lediglich die Vollkosten der beschriebenen Maßnahmen untersucht werden und keine Gesamtbetrachtung eines Netzgebietes mit all seinen Akteuren unternommen wird.

3.3 Ermittlung von Lastgängen und Residuallast

Damit innerhalb Bewertungsmethode die Maßnahmen zur lokalen Netzengpassvermeidung ermittelt und beurteilt werden können, wird zunächst ein Versorgungsgebiet benötigt, in dem die Residuallast mit Hilfe einer Einspeisung und Nachfrage ermittelt werden kann (vgl. dena 2017, S. 161). Im Folgenden wird die Datengrundlage sowie die Parameter und Berechnungsschritte

des Bausteins „Lastgänge und Residuallast ermitteln“ (vgl. I), detailliert beschrieben und aufgezeigt. Innerhalb des Simulationsmodells läuft der Prozess zur Ermittlung der Residuallast nachfolgendem Schema ab (vgl. Abbildung 7).

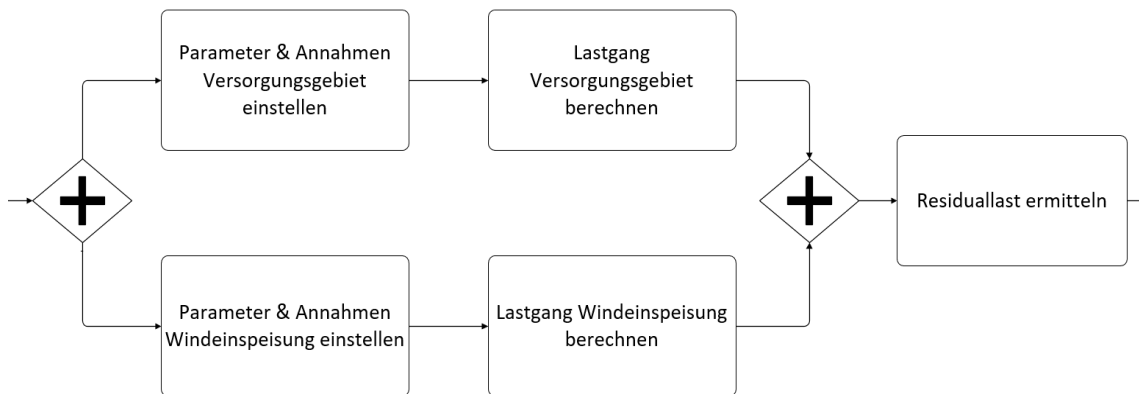


Abbildung 7 Ablauf des Prozesses: Lastgänge und Residuallast ermitteln [eigene Darstellung]

In der ersten Phase dieses Prozessabschnittes werden die Eingabeparameter und Annahmen festgelegt, welche Auswirkungen auf die jeweilige Zeitreihen Last und Einspeisung besitzen. Mit Hilfe dieser Stellschrauben können zu einem späteren Zeitpunkt innerhalb der Lastgänge verschieden auftretende Netzengpässe erstellt werden. Dadurch können unterschiedliche Voraussetzungen für die spätere Bewertung der Netzmaßnahmen geschaffen werden. Im darauffolgenden Abschnitt werden die Lastgänge auf Basis der Einstellungen berechnet. Aus den Zeitreihen für Last und Einspeisung ergibt sich anschließend die Residuallast, welche für die weiteren Prozessabschnitte von zentraler Bedeutung ist.

3.3.1 Parameter und Annahmen der Last

Mit dem Ziel, möglichst realitätsnahe Szenarien abbilden zu können, wird in einem ersten Schritt die Verbrauchslast des fiktiven Verteilnetzes modelliert. Zu diesem Zweck werden verschiedene Lastgänge aus Gewerbe und Industrie aufbereitet. Um eine gewisse Aussagekraft und Vergleichbarkeit zu realen Versorgungsgebiete herzustellen, bilden für dieses Modell vier Standardgewerbepprofile die Datenbasis. Aufgrund der Tatsache, dass innerhalb des Anwendungsbeispiels lediglich die Mittelspannungsebene bis 20 kV simuliert wird, werden lediglich Gewerbelastgänge in die Simulation aufgenommen. Haushaltskunden mit Standardlastprofilen (SLP) finden im weiteren Verlauf der Untersuchung keine Beachtung.

Die verwendeten Profile haben den Zweck die Entwicklung des Modelles zu ermöglichen. Für den späteren Anwendungsfall können hierbei auch reale Verbrauchsdaten in das Modell eingefügt werden.

Für die Auswahl der Gewerbelastgänge wurden unterschiedliche Verbrauchertypen analysiert (vgl. EnergieNetz Mitte GmbH 2016). Durch die Verwendung verschiedener Lastgänge können abweichende Netzsituationen herbeigeführt werden. Hierbei ist die Charakteristik der Lastgänge entscheidend. Die kompletten Datensätze der Lastganguntersuchung sind auf der beige-fügten Daten-CD aufgeführt. In der folgenden Tabelle sind die verwendeten Lastgänge inklusive einer Zusammenfassung der Lastverläufe sowie eines grafischen Trends für ein Jahr dargestellt.



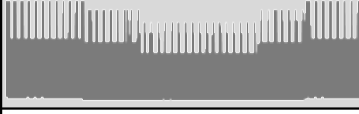

Verbrauchertyp	Charakteristik	Beispiel Jahreslastgang 2016
Gewerbe 8-18 Uhr	Last-peak in den Zeiten zwischen 8 bis 18 Uhr	
Gewerbe Abends	Erhöhter Bezug in den Abendsstunden	
Gewerbe Wochenende	Höherer Bezug am Wochenende	
Gewerbe durchlaufend	Konstanter peroidischer Verbrauch	

Tabelle 1 Eingesetzte Beispiellastgänge aus dem Gewerbe [eigene Darstellung auf Basis von EnergieNetz Mitte GmbH 2016]

Die dargestellten Branchen weisen differenzierte Merkmalausprägungen und Bezugsverläufe auf (vgl. Tabelle 1). Dadurch kann in gewissem Maße ein Mischgebiet bestehend aus Industrie und Gewerbe simuliert werden. Damit im weiteren Verlauf der Untersuchung die gesamte Verbraucherlast flexibel variiert werden kann, werden die Lastgänge jeweils auf 1 MW Lastpeak skaliert. Dies bedeutet, dass die Zeitreihen dieselben Charakteristiken aufweisen, das Maximum eines Jahres dagegen bei 1 MW liegt. Die Verbraucherprofile werden in einem sogenannten Mischlastgang zusammengefasst, welcher den gesamten Bezug des fingierten Versorgungsgebietes widerspiegelt.

Der Energiebezug eines Versorgungsgebietes hat einen entscheidenden Einfluss auf die Entstehung von Netzengpässen. Das erhöhte Windenergieaufkommen führt zu Netzengpässen auf der Verteilnetzebene (vgl. Pfeiffer und Schwarz 2009, S. 346). In den Stunden, in denen die Verbraucher nur eine geringe Menge Energie abrufen, zur gleichen Zeit aber viel Windenergie in das Netz eingespeist wird, ist die Wahrscheinlichkeit einer Überbelastung dieses Netzabschnittes sehr hoch. Die in den Profilen enthaltenen Lastgänge sorgen für eine unterschiedliche Abnahmestruktur und Skalierbarkeit des Mischlastganges.

Um sich dieses Verhalten zunutze zu machen und um differenzierte Szenarien zu erstellen, ist der Anteil, der in dem beschriebenen Mischlastgang enthaltenen Profile, prozentual verstellbar. Des Weiteren kann innerhalb eines Eingabeparameters die Lastspitze des Versorgungsgebietes verschieden groß dimensioniert werden. Für das virtuelle Versorgungsgebiet ergeben sich daraus folgende Eingabeparameter (vgl. Tabelle 2):

PARAMETER	BESCHREIBUNG
GEWERBE 8-18 UHR	0 – 100 %
GEWERBE ABENDS	0 – 100 %
GEWERBE WOCHENENDE	0 – 100 %
GEWERBE DURCHLAUFEND	0 – 100 %
PEAK	0... ∞ MW

Tabelle 2 Annahmen der Eingabeparameter „Last“ [Eigene Darstellung]

Anhand der maximalen Bezugsleistung, welche sich aus diesem Mischlastgang errechnet, ergibt sich die Dimensionierung der Netzbetriebsmittel und demzufolge der Netzkapazität. Mit Hilfe dieser Daten kann im späteren Verlauf ein fiktiver Netzengpass simuliert werden.

3.3.2 Berechnung der Last

Ausgehend von den eingestellten Parametern ermittelt sich die Charakteristik des Mischlastganges. Durch die flexible Variierung der Kenngrößen, kann festgelegt werden, zu welcher Tageszeit

der Verbrauch im Netzgebiet entweder gesteigert oder reduziert ist. Die Ermittlung der Lastzeitreihe im Modell lässt sich wie folgt ausdrücken:

$$P_V = Peak * ((p * G1H) + (p * G2H) + (p * G6H) + (p * G3H))$$

P_V = Verbraucherleistung
 Peak= Eingestellte Lastspitze
 p = prozentualer Anteil
 G1H = Gewerbe 8-18 Uhr

G2H = Gewerbe abends
 G6H = Gewerbe Wochenende
 G3H = Gewerbe durchlaufend

3.3.3 Parameter und Annahmen: Windeinspeisung

Für die Modellierung eines auf die Problemstellung angepassten Netzgebietes wird neben der Lastzeitreihe vor allem eine Erzeugungszeitreihe benötigt. Aufgrund dessen wird parallel zur Ermittlung der Lastsituation, die Erzeugungsseite simuliert. Konkret wird die Einspeisung eines Windparks in das lokale 20 kV Netz angenommen. Nachfolgend werden die getroffenen Annahmen und die im Modell aufgeführten Parameter zur Einstellung des Einspeiselastganges detailliert beschrieben und Zusammenhänge aufgezeigt.

Angesichts schwer zugänglicher viertelstündiger Windmessungen und des befristeten zeitlichen Rahmens dieser Untersuchung werden für das Modell die Werte von realen Windparks genutzt. Der Nachteil von historischen realen Windparkdaten besteht darin, dass diese Daten bereits eventuell aufgetretenen Abregelungsmaßnahmen enthalten könnten. Diesem Effekt wird durch die flexible Erstellung der Lastzeitreihe entgegengewirkt.

Hierfür wurden in einem ersten Schritt die zur Verfügung gestellten Jahreszeitreihen verschiedener Windparks der Westfalen Wind Gruppe sowie des Betreibers Jan Heckens auf deren Nutzbarkeit analysiert (vgl. Westfalen Wind Gruppe 2016a; vgl. Jan Heckens 2016a; vgl. Westfalen Wind Gruppe 2016b; vgl. Jan Heckens 2016b). Dabei wurden nur solche Windparks betrachtet, in denen ein einheitlicher Windanlagentyp enthalten ist. Mit dem Ziel, eine möglichst variable Einspeisung in das Netz nachzubilden, war es das primäre Ziel der ersten Datenanalyse, möglichst unterschiedliche Anlagentypen und Vollaststunden der Anlagen sowie Verlauf der Einspeisezeitreihen zu finden. Für möglichst verhältnismäßige Einspeiseverläufe wurden dabei nur solche Windparks untersucht, welche aus der gleichen geografischen Gegend stammen. Das Ergebnis dieser Analyse stellen vier Einspeiseprofile verschiedener Anlagentypen und Vollaststunden dar.

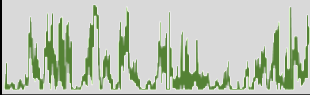
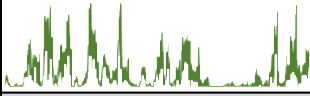
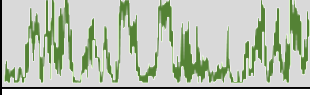
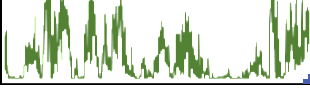
Anlagentyp	Nabenhöhe [m]	Windpark	Betreiber	Vollaststunden [h]	Beispiel Einspeiselastgänge
Repower MD70	65,00	WP St. Michel	Jan Heckens	1.333,42	
Enercon E-66	67,00	WP Neuenbeken	Westfalen Wind Gruppe	1.662,41	
Senvion 3.4M104	98,00	WP Barlt	Jan Heckens	1.934,49	
Enercon E-82 E2	138,40	WP Büren Weiberg	Westfalen Wind Gruppe	2.482,83	

Tabelle 3 Beispiel Einspeiselastgänge verschiedener Windparks in Deutschland für das Jahr 2015 [Eigene Darstellung auf Basis von Westfalen Wind Gruppe 2016a, 2016b und Jan Heckens 2016a,2016b]

In Tabelle 3 sind diejenigen Profile illustriert, deren Zeitreihe für die Erstellung des Einspeiselastgangs genutzt wurden. Der Grund für die Auswahl verschiedener Zeitreihen stellen die verschiedenen Einspeisezeitpunkte der Zeitreihen dar, welche einen direkten Einfluss auf die Größe der Netzengpässe und demzufolge auf die Bewertung der Flexibilitätsoptionen besitzen. Die komplette Aufstellung und Auswertung der „Winddaten“ findet sich auf der beigefügten Daten-CD wieder.

Aufgrund der unterschiedlichen installierten Leistungen der ausgewählten Windparks differenzieren auch die Einspeiselastgänge der ausgewählten Profile im selben Maße. Um eine gleiche Ausgangsbasis der vier Jahreslastgänge zu schaffen, werden die Zeitreihen analog zu dem Vorgehen aus der Modellierung des Versorgungsgebiets, auf einen Leistungspeak von 1 MW angepasst. Mit Hilfe dieses Vorgehens kann die installierte Windparkleistung innerhalb des Tools flexibel angepasst werden.

Aufgrund der Tatsache, dass die Zeitreihen verschiedenen Vollaststunden und Einspeisezeitpunkte aufweisen, verändert sich der Einspeiselastgang je nach ausgewähltem Profil. Als Eingabeparameter innerhalb der Bewertungsmethode, bietet sich eine Unterscheidung der Profile aufgrund deren Jahresvollaststunden an.

Die Typisierung der jeweiligen Zeitreihe orientiert sich an der durchschnittlichen Vollaststundenanzahl von Onshore WEA im Binnenland und Anlagen in Küstennähe in Deutschland, welche bei ca. 1300 h/Jahr – 2000 h/Jahr liegen (vgl. Fraunhofer ISE).

PARAMETER	BESCHREIBUNG
GERINGE BIS MITTLERE VOLLASTSTUNDEN	1333 h/a
DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN	1662 h/a
ERHÖHTE VOLLASTSTUNDEN	1935 h/a
HOHE VOLLASTSTUNDEN	2483 h/a
INSTALLIERTE LEISTUNG	0- 60 MW

Tabelle 4: Annahmen der Eingabeparameter „Windeinspeisung“ [Eigene Darstellung]

Die in Tabelle 4 aufgelisteten Parameter, lassen im Bewertungsmodell die Nachbildung flexibel skalierbarer Einspeiselastränge mit unterschiedlichen Charakteristika zu. Durch die unterschiedlich auswählbaren Zeitreihen auf Basis der Jahresvolllaststunden und der Eingabe der installierten Leistung des Windparks, kann die Erzeugung innerhalb des Modelles realitätsnah erzeugt werden.

3.3.4 Berechnung der Windeinspeisung

Auf Basis der vier aufbereiteten Zeitreihen und dem Eingabeparameter für die installierte Windparkleistung wird eine einzelne Einspeisezeitreihe abgeleitet. Dieser viertelstundenscharfe Jahreslastgang stellt die lokale Erzeugung des Modelles dar. Aufgrund der Tatsache, dass sich diese Zeitreihe jeweils aus einem der im Vorfeld ausgewählten Windenergielasträngen zusammensetzt, verändert sich demzufolge die Höhe und der Zeitpunkt der Einspeisemenge. Dieser Schritt soll helfen, verschiedene Einspeisesituationen nachzustellen. Diese haben einen direkten Einfluss auf die Belastung in dem fiktiven 20 kV Netz (vgl. Pfeiffer und Schwarz 2009, S. 346).

Der Parameter „installierte Windparkleistung“, welcher sich beliebig hoch skalieren lässt, stellt den höchsten Einspeisewert da, den der Windpark in das Netz abgeben kann.

$$P_E = P_{inst.} * \text{ausgewählten Windlastgang}$$

P_E = Erzeugungsleistung

$P_{inst.}$ Installierte Leistung

Der sich daraus ergebene und flexibel veränderbare Einspeiselastgang bildet neben dem Versorgungsgebietslastgang die Grundlage für die nächsten Berechnungsschritte innerhalb des Bewertungstools.

3.3.5 Berechnung der Residuallast

Auf Basis der Last- und Einspeisezeitreihen lässt sich die Residuallast für das Modell bestimmen. Die Bestimmung der Residuallast stellt die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfe dar, welche für den Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung sorgen (vgl. Krzikalla et al. 2013, S. 15). Wie bereits im ersten Teil der Arbeit beschrieben, ergibt sich die Residuallast aus der Verbraucherlast minus der Erzeugung aus regenerativen Energien (vgl. ebd.). Dabei wird die Residuallast zunächst unter der Annahme ermittelt, dass keine Flexibilitätsoptionen durchgeführt werden.

$$R_L = P_V - P_E$$

R_L = Residuallast

Dabei wird für die weiteren Schritte der absolute Wert der Residuallast angenommen. Dies dient unter anderem der besseren Darstellbarkeit der Zeitreihe. Die Residuallast bildet den zentralen Baustein für die Ermittlung des Netzengpasses. Für ein besseres Verständnis sind nachfolgend Beispiellastgänge aus den erzeugten Zeitreihen für die Last, die Einspeisung und die Residuallast während einer Kalenderwoche dargestellt.

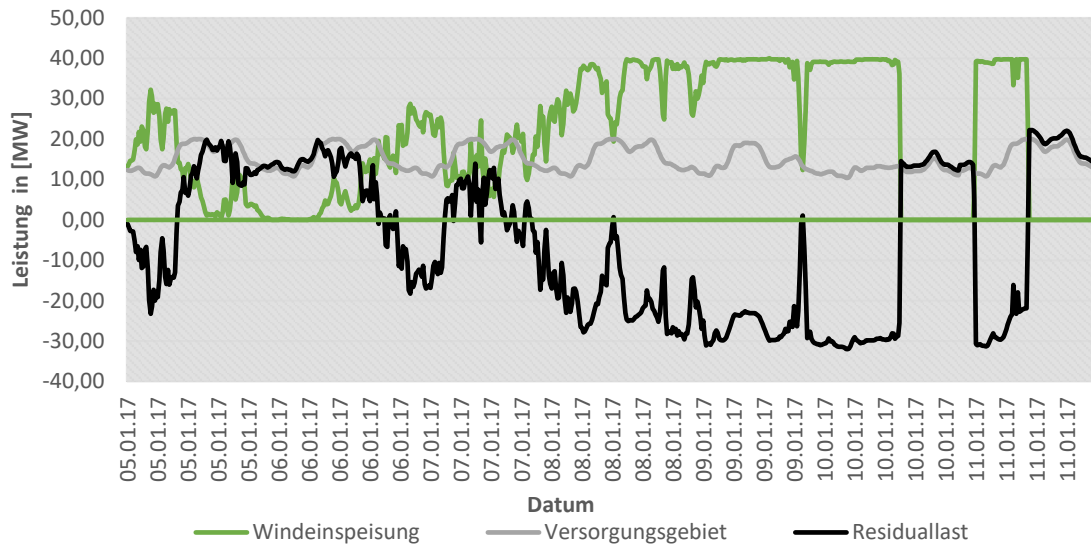


Abbildung 8 Beispiellastgänge für Last, Einspeisung und Residuallast innerhalb einer Kalenderwoche [Eigene Darstellung]

Die Grafen wurden auf Grundlage der zuvor beschriebenen Methodik innerhalb der Lastflussberechnung zu Testzwecken dargestellt. Eine negative Residuallast bedeutet in diesem Fall, dass die Einspeisung die Last übersteigt. In diesem Fall wird deutlich mehr in das Netz eingespeist, als zur selben Zeit nachgefragt wird (vgl. Abbildung 8).

3.4 Ermittlung der Netzkapazität und Engpässe

Der nächste Schritt zur Entwicklung der Bewertungsmethode stellt der Prozess „Netzkapazität und Engpass ermitteln“ dar (vgl. Abbildung 6). Bevor etwaige Netzengpässe in der Lastflussberechnung berechnet werden können, muss zunächst die Netzkapazität, genauer: die thermische Belastungsgrenze und das Spannungsband, definiert und berechnet werden (vgl. Werth 2016, 11 f.). In der folgenden Abbildung sind die gesamten Prozessschritte aufgeführt, welche zur der Bestimmung des Netzengpasses führen (vgl. Abbildung 9).

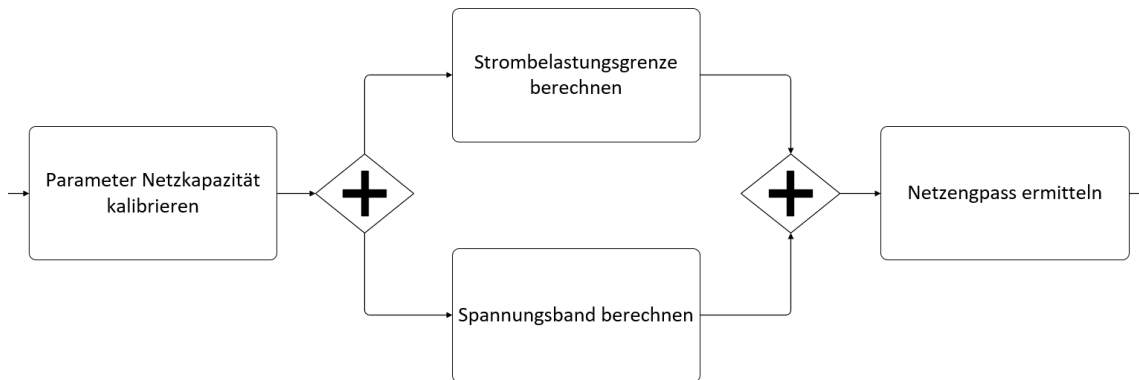


Abbildung 9 Ablauf des Prozesses: Netzkapazität und Engpass ermitteln [Eigene Darstellung]

Zunächst werden die für die Ermittlung der Strom- und Spannungsbelastungsgrenzen benötigten Parameter definiert. Hierbei ist es von großer Bedeutung, das Modellnetz genauer zu spezifizieren und die eingesetzten Betriebsmittel exakt festzulegen. Auf Basis der Betriebsmittelkenngrößen können sowohl die Strombelastungsgrenzen als auch das Spannungsband auf der Leitung bestimmt werden. Die benötigten Kennzahlen für den Netzbetrieb werden dabei unter anderem mit Hilfe einer Expertenbefragung der e-Netz Südhessen ermittelt. Auf Grundlage der Belastungsgrenzen und der zuvor bestimmten Residuallast, welche im Folgenden als natürliche Leistung angesehen wird, kann der Netzengpass berechnet werden (vgl. Sillaber 2016, 172 ff.).

3.4.1 Parameter Netzkapazität

Für die spätere Simulation und Berechnung von Netzengpässen ist es notwendig, wichtige Kenngrößen der Betriebsmittel in Erfahrung zu bringen, die in dem Mittelspannungsnetz eingesetzt werden. Die Betriebsmittelgrenzwerte bilden die Grundlage für die weiteren Lastflussberechnungen, konkret die Konzipierung von Netzengpässen. Mit dem Ziel, Kenngrößen für die im Mittelspannungsnetz standardmäßigen Betriebsmittel in Erfahrung zu bringen, wurde eine Expertenbefragung mit dem regionalen Netzbetreiber e-Netz Südhessen durchgeführt. Eine Befragung von Experten liefert qualitative Ergebnisse. Neben der Komprimierung wichtiger Informationen zum Thema Netzmodellierung bietet eine Expertenbefragung zeitökonomische Vorteile, die durch eine herkömmliche Befragung nicht erreicht werden (vgl. Bogner et al. 2002, 7 ff.). Dabei wurden sowohl Annahmen zu Grenzwerten, als auch Kosten für Speicheranschluss und Netzausbau ermittelt.

Die Ergebnisse dieser Expertenbefragung finden sich im Anhang wieder (vgl. Anhang Nr. 3 und Nr. 4). Ausgehend von den Ergebnissen der Befragung werden in diesem Netzmodell folgende Betriebsmittel eingesetzt (vgl. Tabelle 5).

BETRIEBSMITTEL TYP	BETRIEBSMITTEL
MS-KABEL	NA2XSY 1x240 mm ²
HS-MS TRANSFORMATOR	Bemessungsleistung 40 MVA

Tabelle 5 Eingesetzte Standardbetriebsmittel im MS-Netz [Eigene Darstellung auf Basis von e-Netz Südhessen GmbH & Co. KG 2017]

Neben den Einflussgrößen zur Bestimmung der thermischen Belastungsgrenzen sorgt auch eine Veränderung der Spannung über das zulässige Spannungsband für ein Eingreifen des Netzbetreibers (vgl. dena 2012, S. 91). Die Mindestanforderung an die Spannungsqualität werden in der Norm EN 50160 festgelegt. Die Norm legt fest, dass die Spannung beim Endkunden nur um $\pm 10\%$ von der Nennspannung abweichen darf (vgl. Norm DIN EN 50160 2011). Da dieser Prozentsatz zwischen der MS-Ebene, der Umspannebene (MS/NS) und der NS-Ebene aufgeteilt wird, ergibt sich für die betrachtende MS-Ebene ein zulässiges Intervall von:

$$\Delta U_{max} = 0,96 * U_N \leq U \leq 1,04 * U_N$$

ΔU_{max} = Zulässiger Spannungswert
 U_N = 20 kV (verkettete Spannung)

Es wird davon ausgegangen, dass es nur auf der Leitung zu einer Verletzung des Spannungsbandes kommt. Für die Berechnung des Spannungsfalls werden in dem Modell folgende Annahmen getroffen:

PARAMETER	KENNGRÖßEN
LEITUNGSLÄNGE	0...∞ km
$\cos \varphi$	0,9
$\sin \varphi$	0,436
OHMSCHER WIDERSTAND (R)	0,125 Ω/km
INDUKTIVER WIDERSTAND (X)	0,105 Ω/km

Tabelle 6 Parameter und Annahmen zur Ermittlung des Spannungsfalls [Eigene Darstellung auf Basis von Nexans Deutschland GmbH 2012, S. 61; Schlabbach 2009, S. 237]

Auf Basis der definierten Annahmen und Parameter können sowohl Strom- als auch Spannungsbelastungsgrenzen des Modells berechnet und simuliert werden. Durch dieses Vorgehen werden im Bewertungstool Engpasssituationen hergestellt werden, die in Dauer und Stärke unterschiedlich sind.

3.4.2 Berechnung der Strombelastungsgrenze

Auf Grundlage der eingesetzten Betriebsmittel wird im Folgenden die Strombelastungsgrenze, d.h. die thermische Auslastung des Netzes, konzipiert. Hierfür wird in einem ersten Schritt zunächst die maximal zulässige Scheinleistung eines Kabels ($S_{\max \text{Kabel}}$) berechnet. Diese kann mit Hilfe des für den Kabeltypen NA2XSY 1x240 spezifischen Wert der maximalen Strombelastbarkeit (I_{Kabel}) von 417 A ermittelt werden. Die Formel zur Berechnung der Scheinleistung im Dreiphasenstrom lautet (vgl. Schlabbach 2009, S. 333):

$$S_{\max \text{Kabel}} = \sqrt{3} * U * I_{\text{Kabel}}$$

$$S_{\text{Leitung}} = \sqrt{3} * 20 \text{ kV} * 417 \text{ A}$$

Daraus ergibt sich eine maximal zulässige Belastungsgrenze von 14,45 MVA für ein Kabel. Die Anzahl der verlegten Kabel dimensioniert sich dabei an der im Modell eingestellten Leistungsspitze des Versorgungsgebietes (vgl. 3.3.1). Die Anzahl der Kabel wird auf eine ganze Zahl aufgerundet.

Die Belastungsgrenze ergibt sich aus der Anzahl der eingesetzten Kabel, multipliziert mit 14,45 MVA. Durch dieses Vorgehen ergibt sich eine Art Pufferleistung im Netz. Für den Transformator ist die maximale Leistungsbelastungsgrenze mit 40 MVA bereits vorgegeben und muss nicht mehr berechnet werden.

Für die Berechnung des Leistungseinganges wird die „reale Belastungsscheinleistung“ ($S_{Belastung\ real}$) benötigt. Das bedeutet die Leistung, welche Kabel und Transformator belastet. Dafür muss der zuvor ermittelte viertelstündige Wert der Residuallast auf den Wert der realen Scheinleistung erweitert werden. Die Formel hierfür lautet (vgl. Schlabbach 2009, S. 333):

$$S_{Belastung\ real} = \frac{P_{real}}{\cos \varphi}$$

$$\cos \varphi = 0,9$$

$$P_{real} = R_L$$

Mit Hilfe der in diesem Kapitel aufgestellten Annahmen und Formeln kann in einem nächsten Schritt der viertelstündige Leistungseingangs, d.h. der Engpass aufgrund der thermischen Überlastung der Betriebsmittel, ermittelt werden.

3.4.3 Berechnung des Spannungsfalles

Für die Bestimmung spannungsbedingter Netzengpässe wird der sogenannte Spannungsfall auf der Leitung betrachtet. Dabei wird in diesem Modell sowohl der ohmsche als auch der induktive Spannungsfall berücksichtigt (vgl. Sillaber 2016, S. 99). Mit Hilfe der Vorschrift zur Berechnung des Spannungsfalles wird die prozentuale Änderung der Nennspannung dargestellt. In diesem Fall die 20 kV Ebene. Durch die teilweise erhöhte Einspeisung des Windparks kann es zur einer Überschreitung des zulässigen Spannungsbandes kommen und dadurch zu spannungsbedingten Netzengpässen. Aufgrund der Tatsache, dass in diesem Modell nur die Auswirkungen einer erhöhten Einspeisung auf das Spannungsband untersucht werden und die Spannungsgrenzen auch durch einen auftretenden starklast- /schwachwind- Fall überschritten werden können, wird für diesen Fall kein Spannungsfall angenommen. Für die Lastflussberechnungen wird ein Iterationsschritt durchgeführt. Dabei werden minimale Ungenauigkeiten bei der Ermittlung des Spannungsfalles in Kauf genommen. Die für das Modell zugrundeliegende Formel zur Berechnung des Spannungsfalles lautet in Anlehnung an (vgl. Nexans Deutschland GmbH 2012, S. 61):

$$e = \frac{100 * \sqrt{3} * I * l}{U_N} (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi)$$

e = Spannungsfall

Der Strom der gesamten Trasse berechnet sich nach:

$$I = \frac{P_{real}}{\sqrt{3} * U_N * \cos \varphi * n_{Kabel}}$$

$\cos \varphi = 0,9$

n_{Kabel} =Anzahl der Kabel

Auf Basis des prozentualen Spannungswertes kann ermittelt werden, inwieweit dieser den zuvor bestimmten Grenzwert übersteigt.

$$\Delta U = e * U_N$$

Daneben bietet es sich an, die Leitungsverluste auf der Trasse zu bestimmen. Diese werden ermittelt durch (vgl. Schlabbach 2009, S. 237):

$$P_{Verlust} = n_{Kabel} * I^2 * l * R$$

$P_{Verlust}$ = Verlustleistung

3.4.4 Berechnung der Netzengpässe

Auf Basis der Strombelastungsgrenze der Betriebsmittel sowie der Ermittlung des viertelstündigen Spannungsfalles kann der Netzengpass des Simulationsmodelles vereinfacht ermittelt werden. Dabei wird überprüft, inwieweit die Betriebsmittel thermisch ausgelastet sind und ob sich die Spannung noch im zulässigen Bereich bewegt. Folgendes Ablaufschema soll die Ermittlung des Netzengpasses innerhalb des Modelles verdeutlichen (vgl. Abbildung 10):

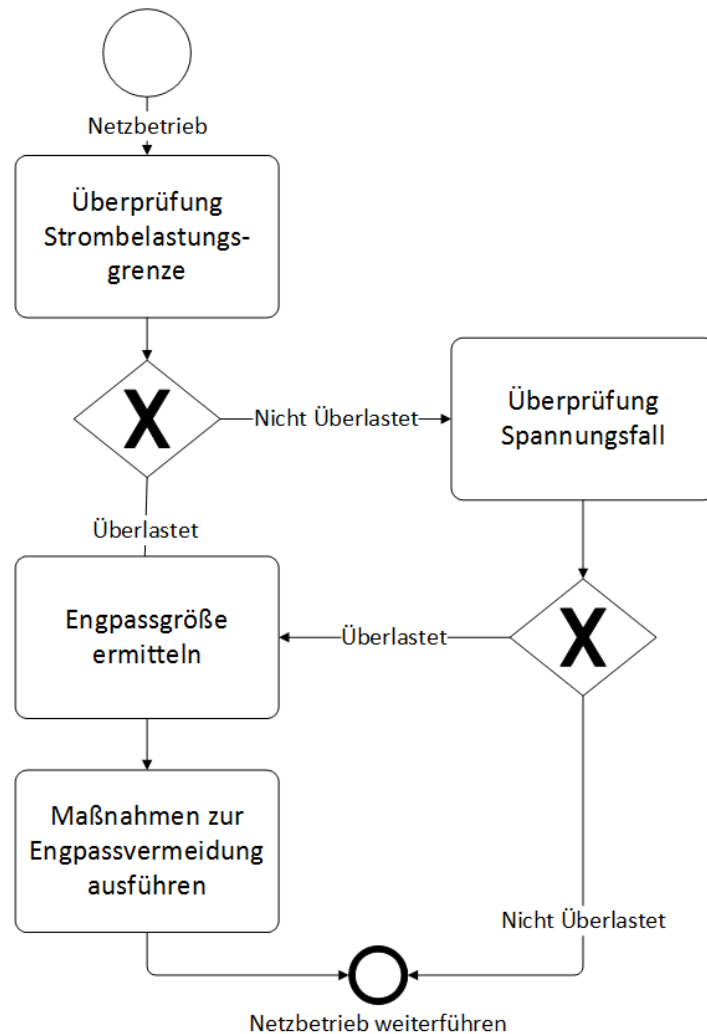


Abbildung 10 Ablaufschema "Engpassermittlung" [Eigene Darstellung]

Sollte es zu einer thermischen Überlastung der Betriebsmittel kommen, wird zum einen die Höhe der Auslastung ermittelt und zum anderen die Größe der Grenzwertüberschreitungen, also inwieweit die Leistung, den festgelegten Wert der Betriebsgrenzen übersteigt. Die daraus resultierende Größe muss entweder abgeregelt, gespeichert oder durch eine Erhöhung der Kapazitäten reduziert werden.

$$P_{\text{thermische Engpass}} = S_{\text{maxKabel/Trafo}} - S_{\text{Belastung real}}$$

$P_{\text{thermische Engpass}}$ = Höhe des auftretenden Engpasses in MW

Sollte die Spannung auf der Leitung die Spannungsgrenze überschreiten, wird ebenfalls die Leistungsmenge berechnet, welche durch die aufgeführten Maßnahmen abgeführt werden muss.

Zu diesem Zweck wird für den Spannungswert aus aktueller Spannung abzüglich der Spannungsgrenze die damit verbundene Leistung ermittelt. Diese ergibt sich wiederum über eine Rückrechnung der Spannungsfallgleichung.

$$\Delta I = \frac{(\Delta U - \Delta U_{max})}{l * (R_i * \cos \varphi * X * \sin \varphi)}$$

$$\Delta S = \sqrt{3} * U_N * \Delta I$$

$$\Delta P = \Delta S * \cos \varphi * n_{Kabel}$$

ΔS = zu reduzierende Scheinleistung

ΔP = zu reduzierende Leistung

Innerhalb des Simulationsmodelles werden die Zeitreihen für jede der auftretenden Engpassituationen grafisch dargestellt.

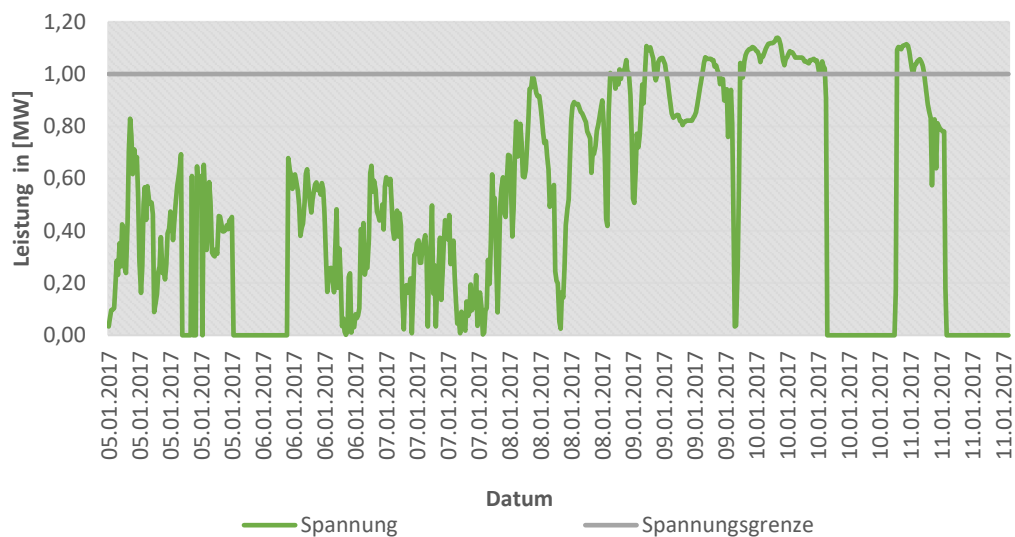


Abbildung 11 Beispielfhafte Darstellung spannungsbedingter Netzengpässe innerhalb einer Kalenderwoche [Eigene Darstellung]

Sobald der Graph der auftretenden Spannung den der Spannungsgrenze übersteigt, kommt es zu Engpässen, welche durch die zu bewertenden Maßnahmen verhindert werden. Die Werte, welche über der Grenzlinie liegen, müssen mit den geeigneten Maßnahmen soweit begrenzt werden, dass diese wieder unterhalb der Grenzlinie fallen (vgl. Abbildung 11). Die grafische Darstellung der Engpassituationen „Strombelastbarkeit Kabel“ sowie die des Transformators finden sich im Anhang wieder (vgl. Anhang Nr. 1 und Nr. 2). Auf Grundlage der in diesem Prozessschritt ermittelten Netzengpassgröße können im Folgenden die Maßnahmen bewertet werden.

3.5 Ermittlung und Simulierung der Parameter der Engpassbehebungsmaßnahmen

Auf Basis der in den Prozessabschnitten erzeugten Datenzeitreihen für die Größe der Netzengpässe, kann im weiteren Verlauf der Abregelungs-, Speicher- und Ausbaubedarf bestimmt werden, welcher für die Bewertung der Maßnahmen essentiell ist. Analog zu den bereits aufgeführten Prozessen werden für die zu bewertenden Maßnahmen, Parameter und Berechnungsgleichungen aufgestellt, auf deren Grundlage die Modellsimulation durchgeführt werden kann. Dabei steht in diesem Teil des Modelles zunächst die viertelstündige Menge an Leistung im Vordergrund, welche die Höhe des Bedarfs an Flexibilitätsoptionen und Kapazitätserhöhung darstellt. Das nachfolgende Prozessschaubild soll die Durchführung dieses Simulationsschrittes verdeutlichen (vgl. Abbildung 12).

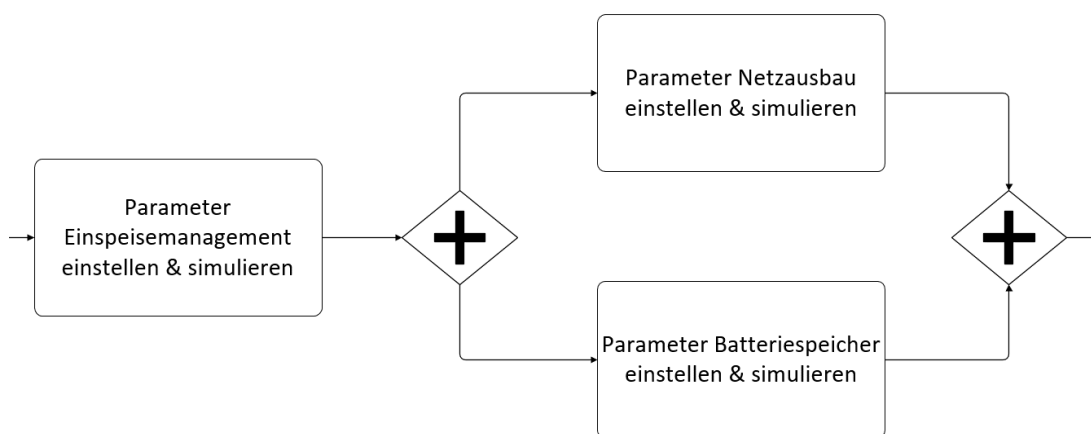


Abbildung 12 Ablauf des Prozesses: Parameter der Maßnahmen ermitteln und simulieren [Eigene Darstellung]

Die Maßnahme EinsMan stellt in diesem Modell das sogenannte „Business-as-Usual“ Szenario dar. Aufgrund dessen kann diese Maßnahme als Richtwert für die weiteren zu bewertenden Maßnahmen fungieren. Dabei werden die Kenngrößen und Annahmen des Batteriespeichers und des konventionellen Netzausbaus ausgehend auf den Ergebnissen der Abregelungssimulation angepasst. Da für die Maßnahme Batteriespeicher angenommen wird, dass diese nur temporär auftretende Spitzen kappt und der zurückbleibende Engpass über die Abregelung der WKA's verhindert wird, ist es notwendig, zuallererst die Maßnahme EinsMan zu betrachten.

3.5.1 Parameter Einspeisemanagement

Die in Kapitel 3.4.4 definierte viertelstündige Engpasshöhe stellt für die zu bewertende Maßnahme EinsMan die notwendig abzuregelnde Energie dar. Die Einspeisung der Windenergieanlagen muss in diesem Fall so weit reduziert werden, bis die auftretenden Engpässe behoben sind. Vereinfachend wird dabei angenommen, dass in dem Modellnetz lediglich der Windpark in das Netz einspeist und keine Einspeisung aus konventionellen Energieträgern stattfindet. Dadurch wird sichergestellt, dass die EinsMan-Maßnahme für den betreffenden Windpark durchgeführt werden kann.

Für den Windpark dieses Modells wird definiert, dass dieser im Jahr 2017 in Betrieb genommen wurde. Dabei wird sich an den aktuellen Vorschriften des EEG orientiert. Aufgrund dessen finden für die Windeinspeisung in dieser Arbeit lediglich die Vorschriften des EEG 2017 Verwendung. Die Länge der Einspeisevergütung beträgt i.S.d § 25 EEG 2017, 20 Jahre (vgl. EEG 2017). Es wird vereinfacht für alle Anlagen angenommen, dass für den fiktiven Windpark keine Erhöhung der Anfangsvergütung i.S.d. § 46 EEG 2017 stattfindet (vgl. ebd.). Der infolge einer Abregelung von Erzeugern zeitweise stattfindende Redispatchabruf von konventionelle Kraftwerken zur Aufrechterhaltung der Versorgung wird in dieser Arbeit nicht betrachtet (vgl. dena 2017, 62 f.). Die Ausführung der Anlagen-Abregelung erfolgt nach dem in Kapitel 2.3.2 gängigen Abschaltreihenfolgen. Für den Prozess Einspeisemanagement werden folgende Kenngrößen angenommen (vgl. Tabelle 7):

PARAMETER	BESCHREIBUNG
ABREGELUNGSSTUFE 1	Reduzierung der Einspeisung um 40 %
ABREGELUNGSSTUFE 2	Reduzierung der Einspeisung um 70 %
ABREGELUNGSSTUFE 3	Reduzierung der Einspeisung um 100 %
EEG 2014 EINSPEISEVERGÜTUNG	4,95 Cent / kWh
EEG 2017 EINSPEISEVERGÜTUNG	4,66 Cent / kWh

Tabelle 7 Annahmen zu den Eingabeparametern „Einspeisemanagement“ [Eigene Darstellung]

Aufgrund der Tatsache, dass die jährliche abgeregelte Einspeisemenge die wesentliche zu bewertende Größe für die Maßnahme EinsMan darstellt, muss diese innerhalb des Modelles in einem ersten Schritt ermittelt werden. Sollte es zu strom- oder spannungsbedingten Netzengpässen auf der Leitung oder im Transformator kommen, stellen die in Kapitel 3.4.2 und 3.4.3 ermittelten Daten den zu „reduzierenden Leistungswert“ ($P_{red.}$) dar. Damit die Einspeisung des Windparks nicht überdurchschnittlich reduziert wird, wird zunächst kalkuliert, welche Anzahl n an Windanlagen, den zu reduzierenden Leistungswert in der entsprechenden Viertelstunde produzieren. Vereinfacht wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen im Windpark dabei dieselbe Menge in das Netz einspeisen. Dafür wird der aktuelle Wert der viertelstündigen Gesamteinspeisung des Windparks durch die Anzahl aller im Windpark installierten Anlagen dividiert.

Die Anzahl der im Windpark installierten Anlagen ergibt sich aus dem Verhältnis der gesamten installierten Leistung des Windparks, zu der installierten Leistung einer einzelnen Anlage ($P_{isnt. 1}$). Je nach ausgewähltem Anlagentyp kann die Anzahl der im Windpark enthaltenen Anlagen variieren (vgl. 3.3.3). Die Einspeisung der Anlagen wird anschließend in den definierten Schaltstufen reduziert (vgl. Westfalen Weser Netz GmbH 2014, 4 ff.). Dabei wird in diesem Modell das Spitzenabrechnungsverfahren nachgebildet (vgl. BNetzA 2014, S. 8). Da das Modell auf realen Einspeisedaten basiert, muss die theoretische Leistung der Anlagen vor der EinsMan-Maßnahme nicht extra ermittelt werden. In diesem Fall kann der zugrundeliegende tatsächliche Einspeisewert angenommen werden.

Zunächst wird im Falle von Netzengpässen, 40 % der theoretischen Leistung der zuvor ermittelten Anlagenzahl reduziert (Faktor 0,6). Auf Basis dieses Wertes wird ein neuer zu reduzierender Leistungswert gebildet ($P_{red 0,4}$). Ist dieser Leistungswert größer als Null, kommt es also weiterhin zu Grenzwertverletzungen, wird die Einspeisung der Anlagen um 70 % reduziert (Faktor 0,3). Sollte es nach diesem Schritt weiterhin zu einer Überschreitung der Grenzwerte im Netz kommen ($P_{red 0,4} > 0$), wird die Einspeisung um 100 % reduziert. Für den Windpark ergibt sich daraus eine um die abgeregelte Menge reduzierte Einspeisemenge.

$$\begin{aligned}
 (I) \quad W_{E\,0,4} &= \left(P_{E\,vor} - \left(\left(\frac{P_{red.}}{P_{E\,1\,v.A}} * P_{E\,1\,v.A} \right) - \left(\frac{P_{red.}}{P_{E\,1\,v.A}} * P_{E\,1\,vor} * 0,6 \right) \right) \right) * 0,25 \, h \\
 (II) \quad P_{red\,0,4} &= \left(S_{max\,Kabel\,/\,Trafo} - \frac{P_V - P_{E\,n.A.}}{0,9} \right) \\
 (III) \quad W_{E\,0,7} &= \left(P_{E\,vor} - \left(\left(\frac{P_{red.}}{P_{E\,1\,v.A}} * P_{E\,1\,v.A} \right) - \left(\frac{P_{red.}}{P_{E\,1\,v.A}} * P_{E\,1\,vor} * 0,3 \right) \right) \right) * 0,25 \, h \\
 (IV) \quad P_{red\,0,7} &= \left(S_{max\,Kabel\,/\,Trafo} - \frac{P_V - P_{E\,n.A.}}{0,9} \right) \\
 (V) \quad W_{E\,1} &= \left(P_{E\,vor} - \left(\left(\frac{P_{red.}}{P_{E\,1\,v.A}} * P_{E\,1\,v.A} \right) - \left(\frac{P_{red.}}{P_{E\,1\,v.A}} * P_{E\,1\,vor} * 0,0 \right) \right) \right) * 0,25 \, h
 \end{aligned}$$

$W_{E\,0,4}$	= Einspeisung nach 40 % Abregelung
$W_{E\,0,7}$	= Einspeisung nach 70 % Abregelung
$W_{E\,1}$	= Einspeisung nach 100 % Abregelung
$P_{E\,vor}$	= Einspeisung Windpark gesamt vor Abregelung
$P_{E\,1\,vvor}$	= Einspeisung einer Anlage vor Abregelung
$P_{isnt.\,1}$	= installierte Leistung einer Anlage
$P_{red.}$	= zur reduzierender Leistungswert (Thermisch / Spannung)
$P_{red\,0,4}$	= zur reduzierender Leistungswert nach 40 % Abregelung
$P_{red\,0,7}$	= zur reduzierender Leistungswert nach 70 % Abregelung

Aufgrund der Tatsache, dass sowohl die Zeitreihen der thermischen Auslastung der Betriebsmittel als auch die des Spannungsfalls betrachtet werden, wird dieses Vorgehen für jede der Engpasszeitreihen durchgeführt. Dabei ist nur der höchste viertelstündig abgeregelte Wert der drei Zeitreihen für die Ermittlung der Einspeisung des Windparks nach Durchführung des EinsMan relevant.

Je Viertelstunde ergibt sich die entschädigungsberechtigte Energiemenge, also die sogenannte Ausfallarbeit des gesamten Windparks, aus der Differenz zwischen der Einspeisung der Anlagen vor der Abregelung und der gemessenen Einspeisung der Anlagen nach der Abregelungsmaßnahmen. Diese Menge dient als zentrale Grundlage für die spätere Bewertung der Maßnahme. Mit Hilfe dieser Daten kann die prozentuale Abregelung der Windparkeinspeisung gebildet werden, indem die berechnete Ausfallarbeit in das Verhältnis zur hypothetischen Windenergieeinspeisung ohne die notwendige Abregelung gesetzt wird.

3.5.2 Parameter Batteriespeicher

Analog zu dem Vorgehen der EinsMan-Maßnahme werden für die Flexibilitätsoption Batteriespeicher in einem ersten Schritt zunächst Parameter und Annahmen definiert, auf deren Basis diese Maßnahme im Modell detailliert nachgebildet werden kann. Die aufgeführten Annahmen lassen sich zum einen in technische als auch in ökonomische Parameter unterteilen. Für die eingesetzte Lithium-Ionen-Batterie wird in dieser Arbeit angenommen, dass diese netzdienlich eingesetzt wird. Netzdienlich bedeutet in diesem Kontext, dass der Speicher uneingeschränkt zur Vermeidung von Engpässen und nicht aus ökonomisch gesteuerten Motiven heraus betrieben wird (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 20).

Dadurch soll sichergestellt werden, dass einerseits der Betrachtungsschwerpunkt auf der Reduzierung von Engpässen liegt und andererseits ein VNB als Betreiber des Speichers in Frage kommt. Bisher gibt es in diesem Bereich noch keine genauen Regelungen des Gesetzgebers (vgl. Weyer, H., Lietz, F. 2014, 241 ff.). Mit Hilfe des Speichers soll die abgeregelte Windenergie deutlich reduziert werden.

Weiterhin wird für den Batteriespeicher angenommen, dass dieser in unmittelbarer Nähe zum Schalthaus (vgl. Abbildung 5) und demzufolge erzeugungsnah an das Mittelspannungsnetz angeschlossen ist. Dies stellt einen sinnvollen Standort für einen Speicher in dieser Spannungsebene dar (vgl. Resch et al. 2015, S. 32). Dadurch können die Netzbelastungen und die Aufweitung des Spannungsbandes direkt durch den Speicher beeinflusst und damit die auftretenden Netzengpässe reduziert werden.

Die Ausgestaltung des Speichers orientiert sich einerseits an den Annahmen verschiedener Studien, welche sich bereits mit einem netzdienlichen Speichereinsatz auseinandergesetzt haben, sowie aktuellen Marktdaten und eigenen Annahmen (vgl. dena 2017; vgl. Agora Energiewende 2014; vgl. Krzikalla et al. 2013).

Für die Simulation des Batteriespeichers wird zunächst eine Aufstellung der technischen Betriebsparameter des Speichers benötigt. Das Speichermodul wird zum einen durch die Nennleistung der Batterie ($P_{N \text{ Batterie}}$) definiert. Dieser Wert stellt die Ein- und Ausspeicherleistung der Batterie dar, welche maximal aus dem Netz bezogen bzw. wieder eingespeist werden kann. Den begrenzenden Faktor stellt hierbei der Wechselrichter dar, welcher die Leistung aus dem Netz bezieht und in selbiges einspeist (vgl. Resch et al. 2015, 2 ff.).

Die Nennleistung des Batteriespeichers kann im Modell frei eingestellt werden. Die Dimensionierung kann sich z.B. anhand der Länge und Höhe auftretender Engpässe ergeben. Auf der anderen Seite kann die Nennleistung auch so gewählt werden, dass der Speicher nicht zur vollumfänglichen Behebung der Engpässe fähig ist. In diesem Fall muss die restliche zu reduzierende Leistung über das EinsMan sichergestellt werden.

Die Lade- und Entladedauer, mit welcher die Lithium-Ionen-Batterie mit maximaler Nennleistung geladen werden kann liegt in diesem Modell bei einer Stunde. Daneben spielt die Entladediefe DoD (Depth of Discharge) bei Batteriespeichern eine entscheidende Rolle bzgl. deren Lebensdauer (vgl. Sterner und Stadler 2014, S. 37). Der Speicherinhalt sollte in diesem Fall nicht unter einen prozentualen Wert des maximalen Speicherinhalts fallen. In dieser Arbeit wird eine DoD von 80 Prozent angenommen. Dies muss bei der Ermittlung der Speicherkapazität berücksichtigt werden.

Unter Rücksichtnahme des DoD können nur 80 % der Speicherkapazität (W_{netto}) genutzt werden. Für die spätere Ermittlung der Investitionskosten wird die gesamte Speicherkapazität (W_{brutto}) angewendet. Das Verhältnis von $\left(\frac{P_{N\text{ Batterie}}}{W_{brutto}}\right)$ liegt demnach bei 1 zu 1,25. Des Weiteren wird für das Speichermodul ein Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad ($\eta_{1\text{ Way}}$) von 90 % angenommen (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 47). Daraus ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad (η_{Gesamt}) des Speichersystems von gerundeten 81 %. In der folgenden Tabelle sind die im Simulationsmodell implementierten technischen Parameter des Batteriespeichers zusammengefasst (vgl. Tabelle 8).

PARAMETER	BESCHREIBUNG
$P_{N \text{ Batterie}}$	0 bis ∞ MW
DEPTH OF DISCHARGE (DOD)	80 %
EIN- UND AUSSPEICHERWIRKUNGSGRAD ($\eta_{1 \text{ way}}$)	90 %
GESAMTWIRKUNGSGRAD (η_{Gesamt})	81 %
NUTZBARE SPEICHERKAPAZITÄT (W_{netto})	80 % von W_{bruto} MWh
GESAMTE KAPAZITÄT (W_{bruto})	0 bis ∞ MWh

Tabelle 8 Annahmen der technischen Speicherparameter [Eigene Darstellung]

Für die spätere Bewertung der Maßnahmen sind neben den Parametern zur Simulation des Batterieeinsatzes und Reduktion von Engpässen vor allem ökonomische Parameter von zentraler Bedeutung. Dabei orientieren sich die Annahmen für Investitionskosten pro kWh, die jährlichen Fixkosten bezogen auf die Investitionskosten sowie die Lebensdauer an aktuellen Speicherstudien (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 47; vgl. Krzikalla et al. 2013, S. 66; vgl. dena 2017, S. 189). Die Kosten für Anlagenperipherie, d.h. die Kosten für ein Trafogebäude, eine drei feldrige Schaltanlage, Leistungsschalter, Hochführungsfeld sowie die Messung, wurden anhand der im vorherigen Teil der Arbeit dargestellten Expertenbefragung ermittelt. Diese Kosten sind in dem Parameter „Netzanschlusskosten“ zusammengefasst. Daneben wird ein Selbstverbrauch des Speichersystems von 0,4 % der Nennleistung angenommen (vgl. Tabelle 9).

Da der Nutzungszeitraum des Batteriespeichers oberhalb der eigentlichen Lebensdauer des Systems liegen kann, wird ggf. der Ersatz der Speichereinheit erforderlich (vgl. Leipziger Institut für Energie GmbH 2014, S. 8). Da zum einen bei innovativen Betriebsmitteln aufgrund von Technologiesprüngen und Steigerung der Stückzahlen von sinkenden Preisen ausgegangen wird und zum anderen die Preisentwicklung von Batteriesystemen einer hohen Dynamik unterliegt, ist die Verwendung eines Kostendegressionsfaktors notwendig.

Analysen der zukünftigen Preisentwicklung von Batteriesystemen zeigen, dass jährlich mit einer Kostenreduktion von 13 % -15 % gerechnet wird (vgl. UMSICHT und IWES 2014, S. 115). Für den Zinssatz wurden der KfW-geförderte Wert bei einer sehr guten Risiko Einschätzung von 2,75 % angenommen (vgl. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) 2017). Dem Batteriespeicher liegendenachkommende ökonomische Kenngrößen zu Grunde (vgl. Tabelle 9).

PARAMETER	BESCHREIBUNG
INVESTITIONSKOSTEN	320 €/MWh
JÄHRLICHE FIXKOSTEN / INVEST.	2 %
NETZANSCHLUSSKOSTEN	80.000 €
LEBENSDAUER (T_N)	10 Jahre
SELBSTVERBRAUCH BATTERIE	0,4 %
ZINSSATZ (q)	2,75 %
KOSTENDEGRESSION (r)	10 % p.a.

Tabelle 9 Annahmen zu den ökonomischen Speicherparametern [Eigene Darstellung auf Basis e-Netz Südhessen GmbH & Co. KG 2017; dena 2017, S. 189; Krzikalla et al. 2013, S. 66]

Aufgrund der Tatsache, dass die Betriebsweise des Batteriespeichers als „netzdienlich“ angenommen wird, wird diese auf den Anwendungsfall Netzengpass hin optimiert. Ausgehend von dem im Engpassfall ermittelten „zu reduzierenden Leistungswerten“, speichert die Batterie solange ein, bis entweder der Engpass vorüber oder die maximale Speicherkapazität des Speichers erreicht ist. Der Speicherbetrieb orientiert sich dabei an der Betriebsweise des „Direkten Ladens“.

Im Anschluss daran wird die Leistung ermittelt, welche der Speicher am Anschlusspunkt unter Berücksichtigung seiner maximalen Nennleistung einspeisen kann, ohne dass eine Grenzwertverletzung stattfindet. Der im Falle eines Engpasses simulierte Leistungsbezug ($P_{Netz\ ein}$) der Batterie zur Reduzierung der Engpässe kann wie folgt dargestellt werden:

$$P_{\text{Netz ein}} = \left(\frac{P_{\text{red.}}}{P_{N \text{ Batterie}}} \right) * P_{N \text{ Batterie}}$$

Mit:

$$P_{\text{red.}} \leq P_{N \text{ Batterie}}$$

$P_{\text{red.}}$ = zur reduzierender Leistungswert (Thermisch / Spannung)

Die tatsächlich in der Batterie gespeicherte Energie berechnet sich dabei unter Berücksichtigung der Zeiteinheit (0,25 h) und des Einspeisewirkungsgrades. Der Speicherinhalt erhöht sich demnach unter nachfolgender Gesetzmäßigkeit:

$$W_{\text{ein}} = P_{\text{Netz ein}} * \eta_{1 \text{ Way}} * 0,25h$$

Mit:

$$W_{\text{ein}} + E_{\text{Speicher}} \leq W_{\text{netto}}$$

$$E_{\text{Speicher}} = \text{Speicherinhalt}$$

W_{ein} = eingespeicherte Energie pro Zeiteinheit

Sollte auf der einen Seite der maximale Speicherstand der Batterie bereits erreicht sein, es auf der anderen Seite weiterhin zu Grenzwertverletzungen kommen, speichert die Batterie solange die Energie, bis der Engpass beendet ist und der Speicher sich wieder entladen kann. Analog zu den aufgeführten Gesetzmäßigkeiten zum Einspeichern der Energie verhält es sich im Modell auch mit dem Vorgehen beim Ausspeichern der gespeicherten Energie:

$$W_{\text{aus}} = P_{\text{Netz aus}} * \eta_{1 \text{ Way}} * 0,25h$$

$$W_{\text{aus}} - E_{\text{Speicher}} \geq 0$$

W_{aus} = ausgespeicherte Energie pro Zeiteinheit

Bei der Einspeisung in das Netz wird dabei nur so viel eingespeist, wie das Netz in diesem Zeitintervall maximal aufnehmen kann (P_{Puffer}).

$$P_{\text{Netz aus}} = \left(\frac{P_{\text{Puffer}}}{P_{N \text{ Batterie}}} \right) * P_{N \text{ Batterie}} \quad \text{mit } P_{\text{Puffer}} \leq P_{N \text{ Batterie}}$$

Sollte der Fall auftreten, dass die Kapazität des Speichers nicht ausreicht, um alle auftretenden Netzengpässe zu verhindern, wird die restliche „reduzierende Leistung“ mit Hilfe des Einspeisemanagements abgeregelt. Innerhalb des Simulationsmodelles wird dies nach der in Kapitel 3.6.1 aufgeführten Methodik ermittelt. Die etwaig anfallenden Kosten der Abregelung werden in diesem Fall der Maßnahme Batteriespeicher hinzugerechnet.

Ausgehend von den Daten der Lastflussberechnung des Modellnetzes mit angeschlossenem Lithium-Ionen-Speicher und den definierten ökonomischen Parametern kann im weiteren Verlauf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems ermittelt werden. Diese bildet die Grundlagen zur späteren Bewertung der drei Maßnahmen.

3.5.3 Parameter Netzausbau

Die letzte Maßnahme zur Behebung von Netzengpässen stellt in dieser Arbeit der konventionelle Netzausbau dar. Der Netzausbaubedarf innerhalb des Simulationsmodells ergibt sich im Rahmen der konventionellen Netzplanung aus einer Überschreitung der zulässigen Betriebsmittelgrenzen oder des Spannungsbandes (vgl. dena 2012, 107 ff.). Sollte es mit Hilfe der durchgeführten Lastflussberechnung, zu strom- oder spannungsbedingten Netzengpässen innerhalb des fiktiven Netzmodells kommen, wird die Kapazität des Netzes auf den maximal auftretenden Engpasswert des Betrachtungsjahres ausgelegt. Der Ausbau mit konventionellen Mitteln setzt dabei ausschließlich auf gängige und etablierte Technologien wie Kabel oder Transformatoren.

Die modellseitige Durchführung des konventionellen Netzausbaus benötigt, entsprechend der vorherigen Prozessabläufe, zunächst Parameter zum Ausbau und Verstärkung der Betriebsmittel. Die daraus resultierenden Investitionsknoten bilden die Grundlage für die spätere ökonomische Betrachtung der Maßnahme (vgl. Tabelle 10). Die technischen Annahmen setzen sich dabei aus den bereits getroffenen Annahmen für das Bestandsnetz zusammen (vgl. Tabelle 5).

BETRIEBSMITTEL TYP	BETRIEBSMITTEL
MS-KABEL	NA2XSY 1x240 mm ²
HS-MS TRANSFORMATOR	Bemessungsleistung 40 MVA
TRASSEN LÄNGE	Paralleler Zubau zu Länge des Bestandsnetzes in km

Tabelle 10 Annahmen für die Parameter Netzausbaubetriebsmittel [Eigene Darstellung]

Sollten Netzengpässe im Modellnetz identifiziert werden, so wird die betroffene Verbindung ausgebaut und/oder das Netz durch die Installation eines weiteren Transformators entlastet. Der benötigte Kabelzubau wird innerhalb des Modelles wie folgt ermittelt.

$$n_{Zubau} = \left(\frac{P_{inst.}}{S_{max\ Kabel}} \right) - n_{Bestand}$$

n_{Zubau} = Anzahl der benötigten Kabel

$n_{Bestand}$ = Anzahl der bestehenden Kabel

Dabei wird für den Zubau der neuen Leitung angenommen, dass diese parallel zu der bestehenden Leitung gebaut wird. Dadurch ergibt sich für die zuzubauende Trasse eine Leitungslänge in Höhe der Länge zwischen A-B (vgl. Abbildung 5). Analog zur Ermittlung der benötigten Zahl an neuen Kabeln ergibt sich die benötigte zusätzliche Transformatorleistung.

Durch den Zubau einer neuen Leitung und ggf. eines Transformators, erhöhen sich die Belastungsgrenzen für das Modellnetz. In einem nächsten Schritt wird für das verstärkte Netz eine weitere Lastflussberechnung durchgeführt. Dies geschieht nach den in Kapitel 3.4.2 und 3.4.3 beschriebenen Schemata. Mit dieser weiteren Lastflussberechnung soll überprüft werden, ob es nach dem Ausbau des Netzes zu keinen Grenzwertverletzungen mehr kommen kann.

Damit der Zubau an Betriebsmittel ausgewertet werden kann wird eine Reihe von weiteren Eingabeparametern innerhalb des Modells benötigt. Mit Hilfe der in Kapitel 3.4.1 beschriebenen Expertenbefragung wurden die Investitionskosten für einen Transformator und den Kabelzubau ermittelt (vgl. e-Netz Südhessen GmbH & Co. KG 2017). Für die Verlegung von Kabeln sind vor allem die Kosten für Erdarbeiten und die Streckenlänge entscheidend. Aufgrund dessen werden diese auch in €/km angegeben. Die Kosten für einen befestigten Untergrund liegen dabei deutlich über den Kosten, die bei einem unbefestigten Untergrund anfallen würden. Weiterhin wird für den Anschluss der zugebauten Kabel an das Schaltheis ein Lasttrennschalter benötigt.

Die Nutzungsdauer der eingesetzten Betriebsmittel richtet sich nach den in der Literatur üblichen Annahmen für konventionelle Netzbetriebsmittel (vgl. dena 2017, S. 188). Außerdem wurde ein prozentualer Betriebskostenzuschlag bezogen auf das getätigte Investitionsvolumen von einem Prozent angesetzt. Der Zinsfaktor richtet sich nach den aktuellen Annahmen für Netzausbaumaßnahmen. Die getroffenen Annahmen werden in der folgenden Tabelle zusammengefasst (Tabelle 11).

PARAMETER	EIGENSCHAFTEN
KOSTEN FÜR TRASSENBAU (UNBEFESTIGT)	150 €/km
KOSTEN FÜR TRASSENBAU (BEFESTIGT)	300 €/km
KOSTEN TRANSFORMATOR	450.000 €
LASTTRENNSCHALTERFELD	3200 € pro Kabel
LEBENSDAUER NETZBETRIEBSMITTEL	35 Jahre
PAUSCHALER BETRIEBSKOSTENZUSCHLAG (AUF INVEEST.)	1 % /p.a.
ZINSSATZ	4,4 %

Tabelle 11 Annahmen zu den ökonomischen Netzausbauparametern [Eigene Darstellung]

3.6 Bewertung der Maßnahmen

Im abschließenden Prozess wird die Bewertung der zu untersuchenden Maßnahmen vorgenommen. Auf Grundlage der Lastflussberechnungen wird in diesem Prozessabschnitt die Wirtschaftlichkeit der Optionen ermittelt. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse der Maßnahmen verglichen. Im Folgenden ist der schematische Ablauf des Prozessschritts dargestellt (vgl. Abbildung 13).

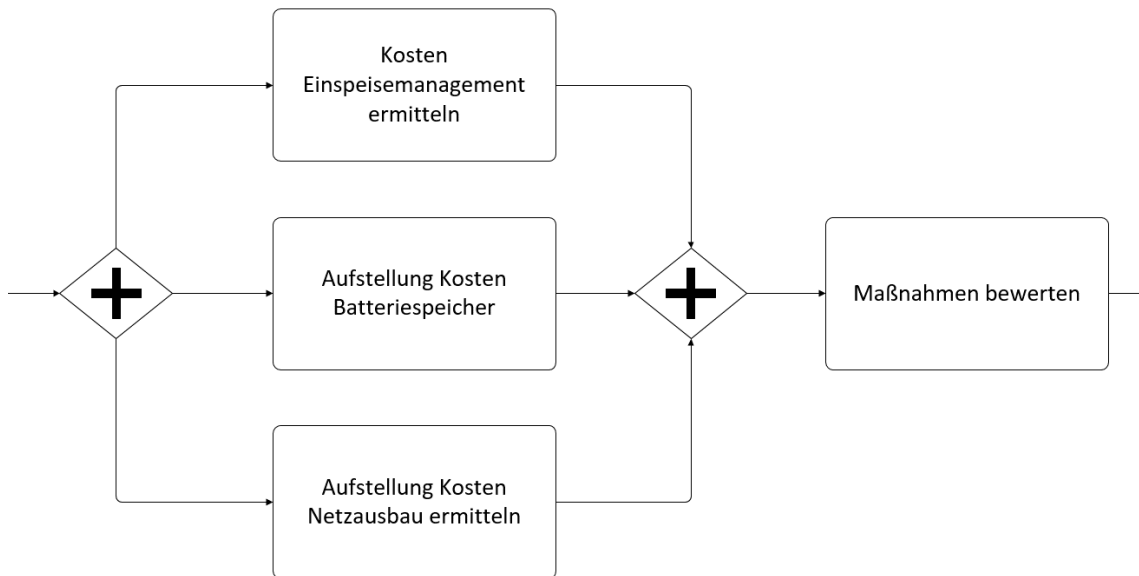


Abbildung 13 Ablauf des Prozesses „Maßnahmen bewerten“ [Eigene Darstellung]

Dabei werden in einem ersten Schritt alle für die Ermittlung der Systemkosten relevanten Faktoren aufgeführt. Im Anschluss daran wird ein Bewertungsfaktor gebildet, durch welchen sich die Maßnahmen EinsMan, Batteriespeicher und konventioneller Netzausbau gegenüberstellen lassen.

3.6.1 Aufstellung der Kosten des Einspeisemanagements

Für die Ermittlung der periodischen Kosten der EinsMan-Maßnahme werden in einem ersten Schritt die jährliche Gesamteinspeisung und Gesamterträge des betrachteten Windparks vor Anwendung des EinsMan's berechnet. Die Differenz aus der theoretisch eingespeisten Energie zu der tatsächlichen Einspeisung infolge der EinsMan-Maßnahme stellt die angefallene Ausfallarbeit eines Jahres dar. Diese muss der VNB dem Anlagenbetreiber ersetzen. Die „ausgefallene“ Energie wird mit dem eingestellten Wert der EEG-Vergütung verrechnet. Sollten die entgangenen Erträge größer sein als ein Prozent der Jahreserlöse, so müssen die entfallenden Gewinne zu 100 % vom VNB erstattet werden. Liegt der prozentuale Wert unter einem Prozent müssen diese nur zu 95 % erstattet werden (vgl. BNetzA 2014, S. 8).

In diesem Modell wird angenommen, dass die Höhe der ermittelten Ausfallarbeit in jeder betrachteten Periode gleich ausfällt. Durch die Veränderung des anzulegenden Wertes der EEG-Vergütung, ergeben sich für die Nutzungsdauer der Maßnahme unterschiedliche Kosten.

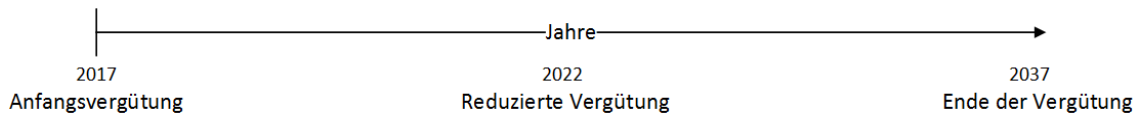


Abbildung 14 Zeitstrahl der Maßnahme EinsMan [Eigene Darstellung]

Für das gewählte Stützjahr der Betrachtung wird das Jahr 2017 angenommen (vgl. Abbildung 14). Dadurch ergeben sich in den ersten fünf Jahren gleichbleibende periodische Kosten. Nach Ende der erhöhten Anfangsvergütung von 8,38 Cent/kWh ergibt sich in den späteren Perioden ein kostengünstiger Wert für den Netzbetreiber. Der für die restliche Periode anzulegende Wert beläuft sich auf 4,66 Cent/kWh. Da das EinsMan die Vergleichsmaßnahme für den Batteriespeicher und den Netzausbau darstellt, wird lediglich eine Auszahlungszeitreihe angenommen.

Mit dem Auslaufen der EEG Vergütung ist der Netzbetreiber nicht mehr dazu verpflichtet, die aus Abregelung entgangenen Erlöse zu ersetzen. Aufgrund dessen wird die Nutzungsdauer dieser Maßnahme auf 20 Jahre beschränkt. Es fallen keinerlei Restwerte in der letzten Periode an. Mit Hilfe des definierten Zinssatzes werden die Barwerte für jede anfallende Periode berechnet.

3.6.2 Aufstellung der Kosten des Batteriespeichers

Die Ermittlung der Systemkosten des betrachteten Batteriespeichers setzen sich aus zwei Komponenten zusammen. Zum einen ergeben sich diese aus den Investitionskosten und den jährlichen Fix- und Variablenkosten des Speichersystems. Sollte die Kapazität des Speichers nicht ausreichen, die gesamten Netzengpässe zu beheben, müssen diese über das EinsMan beseitigt werden. Dies bedeutet, dass zusätzlich die periodischen Kosten, welche durch die Abregelung der restlichen Leistung des Netzgebietes anfallen, berücksichtigt werden müssen. Die Höhe der Ausfallarbeit wird dabei auf Basis der Lastfluss und Speichersimulation ermittelt. Die Kosten für die abgeregelt Energie wird nach der zuvor aufgeführten Methodik zur Ermittlung der EinsMan-Kosten berechnet.

Die Investitionskosten des Speichersystems ergeben sich aus dem angenommenen Batteriepreis pro kWh (320 €/kWh) und der sich je nach Höhe der Engpässe ergebenden Kapazität der Batterie, zuzüglich der Anschlusskosten von 80.000 €. Die jährlichen Fixkosten werden mit 1,5 % bezogen auf das Investitionsvolumen berechnet. Unter Annahme eines Investitionszeitpunkts in Periode null wird festgelegt, dass die Nutzung des Speichers ab dem Jahre 2017 beginnt.

Da die Nutzungsdauer der Batterie unter dem Wert des Benutzungszeitraumes liegt, müssen innerhalb dieses Zeitraumes Ersatzinvestitionen getätigt werden. In diesem Modell wird der Ersatzzeitpunkt in Periode zehn festgelegt (vgl. Abbildung 15).

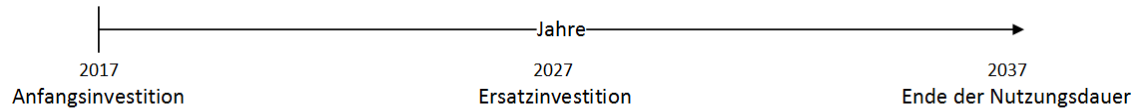


Abbildung 15 Zeitstrahl der Maßnahme Batteriespeicher [Eigene Darstellung]

Für das Modell wird angenommen, dass für diese Ersatzinvestition keine weiteren Netzananschlusskosten anfallen. Diese werden innerhalb des Modelles auf Basis nachfolgender Gesetzmäßigkeit berechnet.

$$A_{Ersatz} = A_o * (1 - r)^{N_T}$$

- A_{Ersatz} = Kosten der Ersatzinvestition
- A_o = Investitionsbetrag zum Zeitpunkt t=0
- r = Kostendegressionsfaktor
- N_T = Lebensdauer des Speichersystems

Für die Berechnung der jährlichen Kosten, wird der kontinuierliche Selbstverbrauch eines Jahres mit dem gemittelten Day-Ahead-Preis des Jahres 2016 von 28,28 €/MWh addiert (vgl. Fraunhofer ISE 2017). Dabei wird für die anfallenden variablen Kosten angenommen, dass diese bis zum Ende der Nutzungsdauer konstant bleiben. Die Berechnung der EEG-Umlage auf die Wirkungsgradverluste des Speichers entfallen nach dem neuen EEG (vgl. § 61 k Abs.1 EEG 2017).

Die zyklischen Kapitalkosten leiten sich aus den Investitionskosten in Periode null und den Ersatzinvestitionskosten in Periode zehn ab. Die kalkulatorischen Abschreibungen und die kalkulatorischen Zinsen über die jeweilige Nutzungsdauer von zehn Jahren werden nach den gängigen Methoden berechnet (vgl. Busse von Colbe et al. 2015, S. 24). Die gesamten Kosten aus variablen Kosten, Fixkosten, kalkulatorischen Abschreibungen und kalkulatorischen Zinsen sowie die Kosten aus der zusätzlich anfallenden Abregelung einer Periode werden in dem Modell als Auszahlungen zusammengefasst (a_t).

Aufgrund der Tatsache, dass mithilfe des Speichersystems ein gewisser Teil an abgeregelter Energie eingespart werden kann, werden diese eingesparten Kosten innerhalb des Simulationsmodelles als Einzahlungen dargestellt (b_t).

Diese ermitteln sich aus der Differenz zwischen der hypothetisch anfallenden Ausfallarbeit eines Jahres nach Durchführung der EinsMan-Maßnahmen und der tatsächlich anfallenden Ausfallarbeit nach Durchführung der Speichermaßnahme unter Berücksichtigung des Vergütungssatzes.

3.6.3 Aufstellung der Kosten des Netzausbaus

Durch den Zubau an neuen Leitung inklusive Lasttrennschalter oder eines weiteren Transformators muss in neue Betriebsmittel investiert werden. Für Ermittlung der Leitungskosten werden die eingestellten Ausbaurkosten pro Meter mit der Streckenlänge zwischen dem Schaltheis (A) und dem Umspannwerk (B) berechnet. Daneben werden die Kosten für einen Lasttrennschalter mit der Anzahl der zugebauten Kabel multipliziert. Die Investitionskosten für den Transformator ergeben sich aus der zuzubauenden Anzahl und den Kosten eines Transformators. Die periodischen Kapitalkosten aus der geplanten Investition in Periode null, werden dabei über die kalkulatorische Abschreibung und den kalkulatorischen Zins über die Nutzungsdauer von 35 Jahren dargestellt (vgl. Abbildung 16).

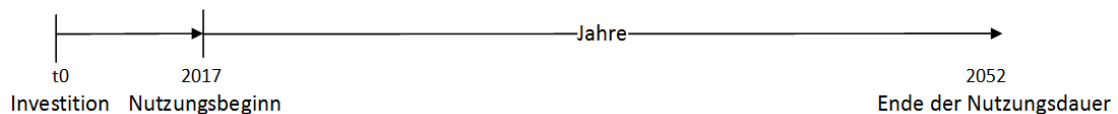


Abbildung 16 Zeitstrahl der Maßnahme Netzausbau [Eigene Darstellung]

Daneben fallen die jährlichen pauschalen Betriebskosten Zuschläge an, welche sich durch den Ausbau der Netzkapazität ergeben. Dabei wird der festgelegte Prozentsatz von einem Prozent mit dem ermittelten Investitionsbetrag multipliziert. Die periodisch anfallenden Kosten aus Kapitalkosten und Betriebskostenzuschläge werden nach dem zuvor aufgeführten Vorgehen innerhalb des Modelles als Auszahlungen dargestellt.

Durch den vollumfänglichen Netzausbau ergibt sich in dem entwickelten Netzmodell kein Reduzierungsbedarf der Windenergie mehr. Aufgrund der Tatsache, dass die Abregelung von WKA's das Basisszenario bildet, können die Kosten der Option EinsMan mit Hilfe einer Kapazitätserhöhung eingespart werden. Zu diesem Zweck werden die Kosten der EinsMan-Maßnahme als periodische Einzahlungen der Netzausbaumaßnahme dargestellt.

3.6.4 Bewertung der Maßnahmen

Für die Bewertung der Maßnahmen wird auf ein dynamisches Investitionsrechnungsverfahren zurückgegriffen. Dieses wurde aufgrund des höheren Detailgrades und der teilweisen hohen Investitionswerte gewählt. Für das Modell wird der Kapitalwert der Investition als vergleichbare Größe gewählt. Aufgrund der unterschiedlichen Einflussgrößen und der dadurch abweichenden Periodischen Ein- und Auszahlungszeitreihen werden die statischen Verfahren, wie etwa die Kostenvergleichsrechnung, in dieser Arbeit nicht betrachtet (vgl. Busse von Colbe et al. 2015, S. 21).

Auf Basis der ermittelten Ein- und Auszahlungszeitreihen der Maßnahmen EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau können die jeweiligen Kapitalwerte berechnet werden (vgl. Busse von Colbe et al. 2015, S. 56).

$$C_{EinsMan} = \sum_{t=1}^{20} a_t * q^{-t}$$

$C_{EinsMan}$ = Kapitalwert der EinsMan-Maßnahme
 a_t = Auszahlungen in der Periode t
 q = $(1 + i)$ mit i = Kalkulationszinssatz (0,43 %)

$$C_{Speicher} = \sum_{t=0}^{20} (b_t Speicher - a_t Speicher) * q^t$$

$C_{Speicher}$ = Kapitalwert der Speicher-Maßnahme
 q^t = $(1 + i)$ mit i = Kalkulationszinssatz (2,75 %)

$$C_{Netzausbau} = \sum_{t=0}^{35} (b_t Netzausbau - a_t Netzausbau) * q^t$$

$C_{Netzausbau}$ = Kapitalwert Netzausbau
 q^t = $(1 + i)$ mit i = Kalkulationszinssatz (4,4 %)

Im Anschluss daran werden die ermittelten Kapitalwerte den Maßnahmen gegenübergestellt. Dadurch kann eine Einschätzung darüber abgegeben werden, welche der betrachteten Optionen in dem spezifisch eingestellten Fall die kostengünstigste Maßnahme für den Netzbetreiber darstellt, um etwaig auftretende lokale Netzengpässe zu beheben.

3.7 Zusammenfassung der Bewertungstoolentwicklung

Die Anfertigung eines Lastflussmodelles, in welchem durch Variieren der Einspeisung aus Windenergie, der lokalen Nachfrage sowie der Leitungslänge verschieden große Netzengpässe erstellt und berechnet werden können, dient als Grundlage für die Bewertung der Netzengpassbehebungsmaßnahmen. Sobald Netzengpässe in dem entwickelten lokalen Mittelspannungsnetz auftreten, werden diese jeweils durch die Maßnahmen EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau behoben. Mit dem Einbeziehen der Kapitalwertmethode lassen sich die Daten monetär darstellen. Damit kann der Flexibilitätseinsatz, konkret der netzdienliche Einsatz eines Speichers, zur Behebung von lokalen Netzengpässen gegenüber den anderen Maßnahmen in Form eines konfigurierbaren Tools bewertet werden. Eine Funktionsbereite Version des Bewertungstools befindet sich auf der beigefügten CD. Damit geprüft werden kann, inwieweit das Modell eine Bewertung der Netzengpassbehebungsmaßnahmen liefert, werden eine Reihe von Durchläufen mit dem Modell unternommen. Diese sollen wichtige Erkenntnisse über die entwickelte Methode liefern.

4 Durchführung und Ergebnisse ausgewählter Cases

Durch das in Kapitel drei entwickelte Modell wurden die Voraussetzungen geschaffen, um den Einsatz der Flexibilitätsoption „Batteriespeicher“ zur Behebung lokaler Netzengpässe auf der Mittelspannungsebene zu bewerten. Ziel dieses Kapitels ist, die Anwendung des Modells anhand verschiedener Cases zu überprüfen. Für jeden der aufgeführten Cases werden unterschiedliche Simulationsparameter zugrunde gelegt. Dabei werden die Ergebnisse der Lastflussberechnungen und der Systemkosten dargestellt. Im Anschluss daran erfolgt eine kritische Diskussion.

4.1 Allgemeine Vorgehensweise

Damit die entwickelte Bewertungsmethode auf deren Anwendung und Ergebnisse geprüft werden kann, werden verschiedene Anwendungsszenarien durchgeführt und die Ergebnisse dargestellt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse dienen zur Diskussion der entwickelten Bewertungsmethodik. Mit Hilfe der verschiedenen Szenarien sollen wichtige Einflussfaktoren abgeleitet werden. Des Weiteren können bei der Durchführung verschiedener Cases mit dem Bewertungstool mögliche Aussagen über den Einsatz eines Batteriespeichers zur Behebung lokaler Netzengpässe getroffen werden.

Die Konzipierung der Cases orientiert sich dabei zum einen an aktuellen Problemstellungen des Speichereinsatzes im Verteilnetz und zum anderen an Fragestellungen, die während der Entwicklung und Durchführung des Modells aufgekommen sind. Bei den innerhalb der Cases konzipierten Netzparametern handelt es sich um zu Testzwecken konzipierten Annahmen, welche in dieser Form nicht auf typischen Realisierungen basieren. Dabei liegt der Schwerpunkt der Untersuchung auf der Simulation von Netzengpässen und den entsprechenden Behebungsmaßnahmen.

Die Durchführung der aufgestellten Cases folgt dabei einem gleichbleibenden Ablauf. Für jeden Case wird zunächst eine kurze Beschreibung des angefertigten Falls geben. Im Anschluss daran werden die getroffenen Annahmen und Grenzwerte der Modellparameter aufgeführt. Dabei werden lediglich die einstellbaren Parameter des Modells variiert. Außerdem werden verschiedene Durchläufe mit dem Bewertungstool unternommen. Ein Durchgang beinhaltet den kompletten Ablauf des in Abbildung 6 dargestellten Prozesses.

Nach Beendigung eines Durchlaufes werden die Parameter neu eingestellt und die Simulation wird von neuem gestartet. Die anfallenden Daten jedes Simulationsdurchlaufes werden gesammelt und im Anschluss daran ausgewertet und dargestellt.

4.2 Case 1: Dimensionierung der Speicherkapazität auf maximal auftretende Netzengpässe

Im ersten Case soll zunächst analysiert werden, inwieweit das Modell Aussagen zur Entstehung und Behebung von Netzengpässen liefert. In Anlehnung an zahlreiche Studien (vgl. Agora Energiewende 2014; vgl. dena 2017) wird dabei eine vollumfängliche Dimensionierung des Batteriespeichers in Höhe der Netzengpässe zugrunde gelegt. Das bedeutet, dass die Leistung und das maximale Volumen des Speichers so ausgelegt werden, dass dieser die in einem lokalen MS-Netz auftretenden Netzengpässe vollständig beheben kann. In diesem Zusammenhang wird untersucht, ob ein Batteriespeicher unter diesen Gesichtspunkten kosteneffizient betrieben werden kann.

4.2.1 Falldefinition: Annahmen und Vorgehen

Es wird eine gleichbleibende Last von 20 MW und eine stetige installierte Leistung des Windparks von 34 MW angenommen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass es zu Grenzwertverletzungen kommt. Jedes der vier Lastprofile trägt mit 25 % zur Generierung des Mischlastganges bei. Der Case ist so ausgelegt, dass es zu keinerlei Grenzwertverletzungen des Transformators kommt. Die Auslegung der Speicherkapazität wird anhand der größten andauernden Engpässe und den höchsten Spitzen vorgenommen. Da neben den strombedingten Grenzverletzungen auch eine Verletzung des Spannungsbandes zu Engpässen führen kann, werden drei Durchläufe mit dem Modell unternommen, bei denen die Leitungslänge jeweils auf ein, fünf und neun Kilometer eingestellt wird. Dabei wird untersucht, inwieweit mögliche Grenzwertverletzungen auf der Leitung durch die Streckenlänge beeinflusst werden. Die veränderten Parameter für diesen Case sind in der folgenden Tabelle aufgelistet (vgl. Tabelle 12).

Leitungslänge	1 km	5 km	9 km
Lastspitze Versorgungsgebiet	20 MW	20 MW	20 MW
Profile: G1H, G2H, G6H, G3H	Jeweils 25 %	Jeweils 25 %	Jeweils 25 %
Installierte Leistung Windpark	34 MW	34 MW	34 MW
Vollaststunden	2483 h/p.a.	2483 h/p.a.	2483 h/p.a.
Nennleistung Batterie	13,5 MWh	13,5 MWh	30 MWh
Kosten für Trassenbau	300 €/m	300 €/m	300 €/m

Tabelle 12 Vorgenommenen Parametereinstellung für Case 1 [Eigene Darstellung]

4.2.2 Ergebnisse des 1. Cases

Durch die Kombination aus Lastfluss- und Wirtschaftlichkeitsberechnung können verschiedene Daten aus dem Modell ausgewertet werden. Zunächst wird die Entwicklung der Grenzverletzungen und der prozentualen Abregelung betrachtet.

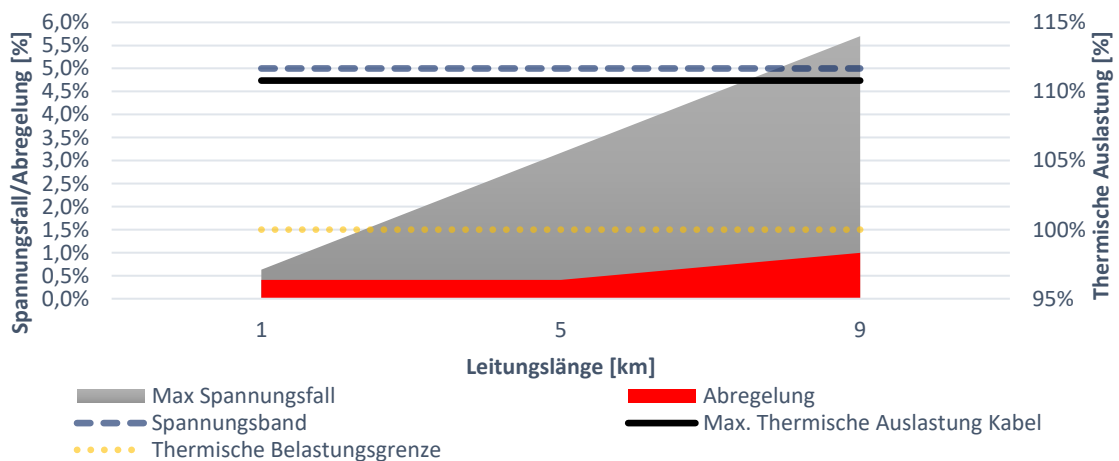


Abbildung 17 Entwicklung der Grenzwertverletzungen und prozentualen Abregelung unter Zunahme der Leitungslänge in Case 1 [Eigene Darstellung]

Die Berechnungen ergeben einen gleichbleibenden Wert der prozentuale Abregelung von 0,41 % für Leitungslängen von einem und fünf Kilometern sowie 1 % Abregelung bei neun Kilometern Leitungslänge. Die Abbildung zeigt ein deutliches Ansteigen an Grenzwertverletzungen. Infolge der zunehmenden Netzengpässe, muss die Leistung des Batteriespeichers um 122 % erhöht werden, von 13,5 MW auf 30 MW. Für den Netzausbau muss ein zusätzliches Kabel über die jeweils eingestellte Streckenlänge verlegt werden. Anhand Abbildung 17 ist zu erkennen, dass die maximal stattfindenden thermischen Belastungen der Leitung auch bei größeren Leitungslängen konstant sind.

Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass mit Zunahme der Leitungslänge auch eine Steigerung des maximalen Spannungsfalles auf der Leitung stattfindet. Ab einer Leitungslänge von neun Kilometern übersteigt der maximal auftretende Spannungsfall in diesem Beispiel die zulässige Abweichung von 5 %. Demzufolge kommt es zu spannungsbedingten Netzengpässen auf der Leitung. Da die strombedingten Grenzwertverletzungen konstant gehalten werden und der Spannungseingpass erst ab einer höheren Leitungslänge auftritt, liegt die prozentuale Abregelung in den ersten beiden Blöcken auf einem gleichbleibenden Level und steigt erst mit dem Auftreten des Spannungsfalls an. Die Entwicklung der Kapitalwerte unter Erhöhung der Leitungslänge bei gleichbleibend auftretenden strombedingten Engpässen stellten sich wie folgt dar (vgl. Abbildung 18).

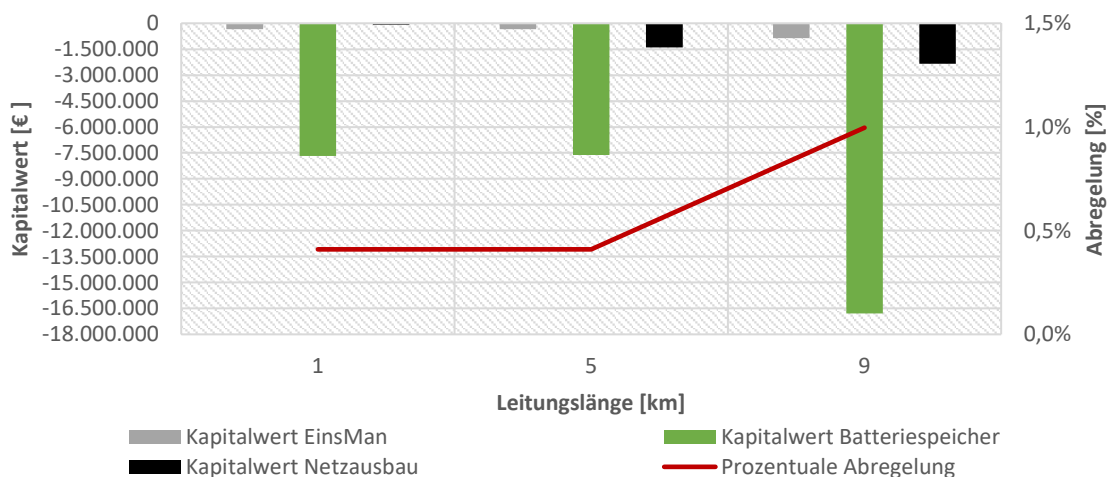


Abbildung 18 Entwicklung der Kapitalwerte und der prozentualen Abregelung unter Zunahme der Leitungslänge in Case 1 [Eigene Darstellung]

Die Entwicklung der Kapitalwerte verläuft in diesem Fall negativ. Dies kann auf die alleinige Bewertung der Systemkosten zurückgeführt werden, welche für jede Maßnahme zur Behebung der Engpässe anfallen. Diese Kosten werden vom Netzbetreiber in einem späteren Verfahren an die verschiedenen Netznutzer weitergereicht. Ein niedriger Balken stellt in diesem Fall reduzierte Kosten für den Netzbetreiber dar.

Anhand der Ergebnisse wird deutlich, dass eine Auslegung der Batterie zur vollständigen Behebung der auftretenden Engpässe in dieser Simulation zu deutlich höheren Kosten führt, als die Behebung der Engpässe durch einen Ausbau der Leitung oder durch Reduzierung der Einspeisung. Mit einer wachsenden Zahl an Engpässen steigen die Kosten der Maßnahme. Aufgrund der hohen Investitionskosten steigen die Kosten für den Batteriespeicher im Vergleich zu der Maßnahme EinsMan um 2005 % und im Vergleich zum Netzausbau um 3900 %. Das Ergebnis des Netzausbaus wird dabei durch den vergleichsweise niedrigen Wert bei einer ein Kilometer langen Leitung verzerrt. Damit der Speicher die kostengünstigste Alternative in diesem Beispiel darstellt, müssten die Investitionskosten bei ca. 13 €/kWh liegen (aktuell ca. 320 €/kWh).

Ab einer längeren Trassenstrecke, liegen die Systemkosten für die Abregelung der EE-Anlagen vergleichsweise unter den Kosten, welche durch die Beseitigung der Engpässe mittels Batteriespeicher oder Ausbau anfallen würden. Nimmt man für den Netzausbau den niedrigeren Wert für eine Trassenverlegung auf unbefestigtem Boden an, so reduzieren sich die Kosten deutlich. Die Kosten für den Ausbau der Leitung auf unbefestigtem Grund sinken dabei um ca. 60 %.

Neben der Einflussgröße der Speicherkosten pro kWh zeigen die Untersuchungen, dass die Dimensionierung des Speichers für die Behebung aller anfallender Engpässe nicht nur von der Höhe der Grenzwertverletzungen abhängig ist, sondern auch von deren zeitlichen Dauer. Der Speicher muss in diesem Case fähig sein, auch bei länger andauernden Engpässen noch einspeichern zu können. Sollte diese Situation nur sehr selten auftreten, liegt die Speicherkapazität deutlich über den durchschnittlich zu reduzierenden Strömen (vgl. Abbildung 19).

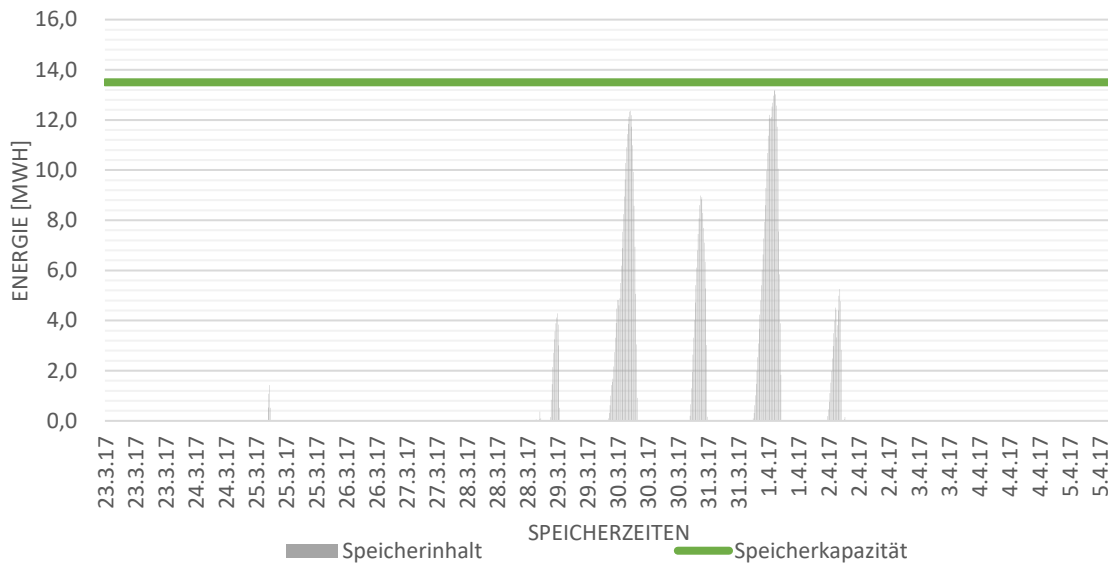


Abbildung 19 Entwicklung des Speicherstandes bei einer Dimensionierung des Speichers auf die vollumfängliche Behebung von Netzengpässen [Eigene Darstellung]

Die Grafik stellt den Speicherstand bei einer Speicherkapazität von 13,5 MW für die Kalenderwochen 13 und 14 eines betrachteten Beispieljahres dar. Dabei wird deutlich, dass die Kapazität des Batteriespeichers nur annähernd und in seltenen Fällen ausgenutzt wird. Durchschnittlich wird für die Behebung der Engpässe nur ein kleiner Teil der verfügbaren Kapazität genutzt. Die enge zeitliche Kopplung von Leistung und Einspeisedauer von Lithium-Ionen-Batterie führt bei langandauernden Engpässen dazu, dass eine deutlich höhere Einspeiseleistung benötigt wird. Dies führt bei den aktuellen Speicherkosten in diesem Case zur keiner kostengünstigen Art der Engpassvermeidung.

Neben dem Vergleich der Kapitalkosten lohnt es sich, weitere, aus der Lastflussberechnung resultierende, Werte zu betrachten. So können mit Hilfe des Speichers sowie durch eine Erhöhung der Netzkapazität die Leitungsverluste reduziert werden. Aufgrund der Tatsache, dass durch EinsMan theoretisch eingespeiste Energie reduziert wird und weniger Leistung über die Leitung transportiert wird, kann man dieser Maßnahme keine Reduzierung der Leitungsverluste anerkennen.

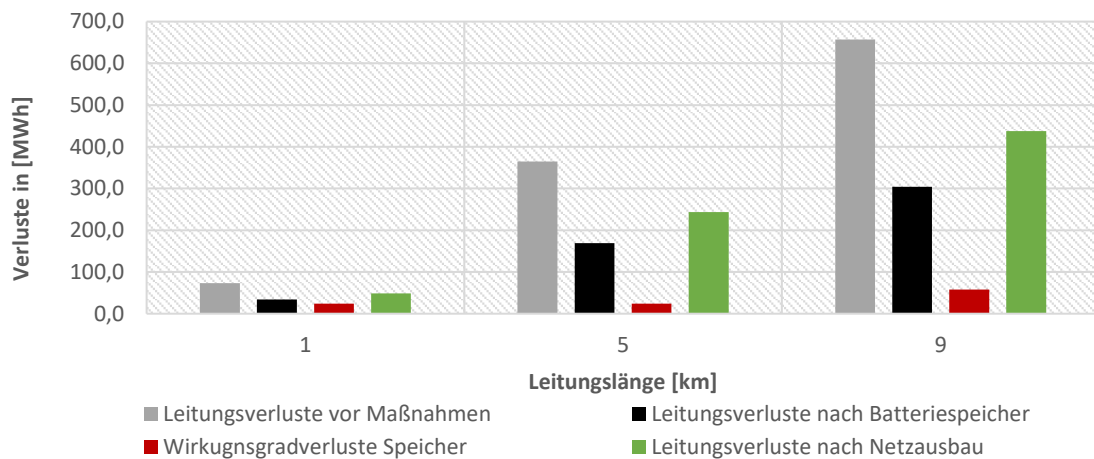


Abbildung 20 Entwicklung der Leistungsverluste vor und nach Durchführung von Netzengpassbehebungsmaßnahmen [Eigene Darstellung]

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl infolge eines Ausbaus der Leitung, als auch durch den netzdienlich eingesetzten Speicher, die Leitungsverluste zwischen A-B erheblich verringert werden können (vgl. Abbildung 20). Auf den ersten Blick können mit Hilfe einer Batterie die Verluste gegenüber dem Netzausbau herabgesetzt werden. An dieser Stelle müssen aber noch weitere Faktoren berücksichtigt werden, welche einen Einfluss auf die Bilanzen des Speichers haben. So treten beim Speicher Verluste auf, die dem Wirkungsgrad geschuldete sind.

Da der Speicher geografisch vor der Leitung A-B angesiedelt ist, fließt infolge der Wirkungsgradverluste eine geringere Leistung über die Leitung. Demzufolge reduzieren sich die Leitungsverluste im Vergleich zum Netzausbau. Des Weiteren könnte auch der Selbstverbrauch der Batterie in diese Betrachtung mit aufgenommen werden. Bezieht man die jährlich bezogene „betriebsnotwendige“ Energie des Speichers in die Ermittlung der Werte mit ein, so würde in dieser Bilanz der Speicher auf einem höheren Level als der Netzausbau liegen.

4.3 Case 2: Kombination Speicher/Abregelung bei zunehmender Leitungslänge

Die ersten Durchläufe des entwickelten Modells haben gezeigt, dass mit der oben beschriebenen Methode eine Vielzahl von Auswertungen möglich sind. Dies soll in weiteren Untersuchungen noch detaillierter ausgearbeitet werden. Im Case 2 wird die Kapazität des Batteriespeichers nicht mehr auf die Höhe der auftretenden Netzengpässe ausgelegt, sondern dient der Reduzierung und Optimierung der Maßnahme EinsMan.

Dabei wird untersucht, inwieweit sich durch dieses Vorgehen die Systemkosten der Batteriespeicher-Maßnahme reduzieren lassen. Weiterhin wird aufgrund der Erkenntnisse des ersten Cases, der Einfluss der Leitungslänge auf die spannungsbedingten Netzengpässe und die weiteren Parameter des Modelles in diesem Case noch differenzierter untersucht.

4.3.1 Falldefinition: Annahmen und Vorgehen

Für diese Untersuchung wurde eine sich flexibel anpassende Speicherdimensionierung entwickelt. Auf Basis vieler Simulationsdurchläufe und Iterationsschritte wurde geprüft, bei welcher Speicherdimensionierung sich ein wettbewerbsfähiges Ergebnis gegenüber den anderen Maßnahmen einstellt. Dabei stellte sich die Vollaststundenzeit des Speichers im Verhältnis zu den gesamten summierten Netzengpasszeiten eines Jahres als eine mögliche Dimensionierungsgröße heraus.

In dem Modell wurde einen Stundenfaktor von 2,9 angenommen, durch welchen die gesamten Engpassstunden eines Jahres dividiert wurden. Für die Ermittlung der Speicherleistung wurde weiterhin ein auf die gesamte Ausfallarbeit, welche im Zuge der EinsMan-Maßnahme anfällt, anzuwendender Reduzierungsfaktor gebildet. Da mit Hilfe des Speichers die Kosten der Abregelung optimiert werden sollen, wird mit diesem Faktor die Einsparung an Ausfallarbeit ermittelt, welche durch den Speicher geleistet werden kann. Für den Faktor wurden 5,5 % der gesamten Ausfallarbeit eines Jahres angenommen. Aus dem Verhältnis von zu reduzierenden Gesamtenergie und ermittelten Vollbenutzungsstunden ergibt sich die Kapazität des Batteriespeichers.

Für diesen Case wird eine installierte Lastspitze des Versorgungsgebietes von 15 MW und eine installierte Windparkleistung von 35 MW festgelegt. Dabei wird in diesem Case ein durchgehendes Lastprofil zugrunde gelegt. Zugleich wird die Leitungslänge jeweils um einen Kilometer zwischen 5 und 15 km erhöht. Dies bedeutet, dass mit dem Programm elf Durchgänge durchgeführt wurden. Die im Vergleich zu den in Kapitel 3 abweichenden Eingabeparameter des Bewertungsmodells finden sich im Anhang wieder (vgl. Anhang Nr. 5).

4.3.2 Ergebnisse des 2. Cases

Vergleicht man die Ergebnisse mit denen des vorherigen Cases, so weisen beide ähnliche Verläufe auf.

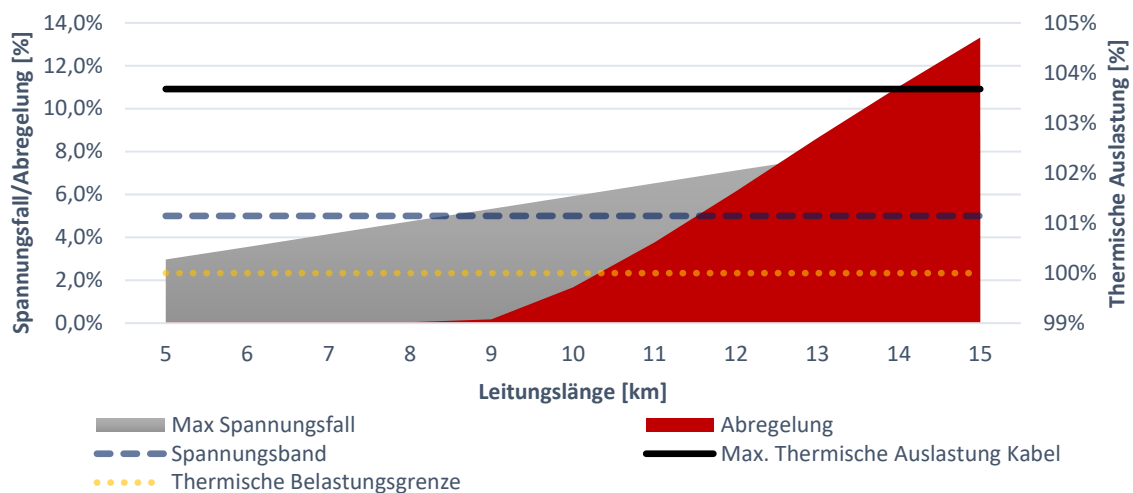


Abbildung 21 Entwicklung der Grenzwertverletzungen und prozentualen Abregelung unter Zunahme der Leitungslänge in Case 2 [Eigene Darstellung]

Da die Einspeisung des Windparks in allen Durchläufen auf einem konstanten Niveau liegt, bleibt auch die maximal auftretende Grenzwertverletzung der thermischen Belastungsgrenze bei konstanten 103,7 % (vgl. Abbildung 21). Das gewählte durchgängige Lastprofil sorgt demnach für abweichende Werte im Vergleich zur vorherigen Untersuchung. Die durch die Grenzwertverletzung abgeleitete prozentuale Abregelung des Windparks liegt bei 0,04 %. Mit der Überschreitung des maximalen Spannungsfalles über das zulässige Spannungsband, steigt auch die prozentual durchgeführte Abregelung stark an. Die zunehmende Leitungslänge sorgt in diesem Fall für eine Anhebung des Spannungsfalles und demzufolge für eine steigende Zahl an Netzengpässen. Die Ergebnisse suggerieren die anhand der Berechnungsformel zu erwartende Abhängigkeit des Spannungsfalles auf der Leitung von der Länge der Strecke.

Die Auswertung der Daten zeigt, dass durch die angepasste Auslegung der maximalen Speicherkapazität sich die Systemkosten dieser Maßnahme auf dem Niveau des EinsMan und Netzausbaues bewegt. Da Netzengpässe sowohl in der Höhe als auch in ihrer zeitlichen Ausprägung variieren, ist die Kombination zwischen Speichereinsatz und Abregelung der Energieanlagen sinnvoll. Betrachtet man die Zeitreihe des Speicherinhaltes wird deutlich, dass dieser durch eine geringere Auslegung der Kapazität deutlich ausgelasteter ist und dadurch auf eine höhere Vollbenutzungsstundenanzahl kommt, als dies bei der vollumfänglichen Engpassdimensionierung der Fall ist.

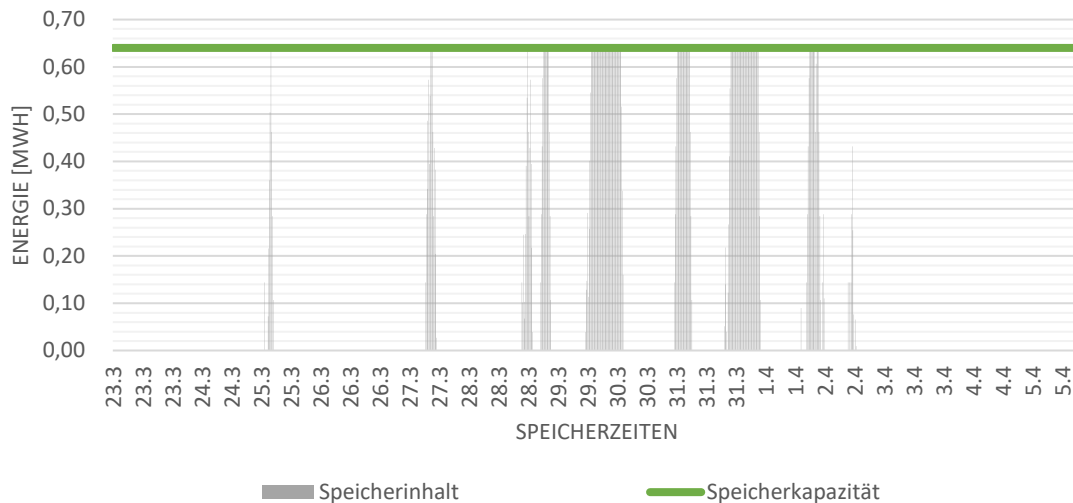


Abbildung 22 Entwicklung des Speicherstandes bei einer Kombination aus Batteriespeicher und der Maßnahme EinsMan [Eigene Darstellung]

Abbildung 22 zeigt den Verlauf des Speicherinhaltes während der Kalenderwochen 13 und 14 eines Jahres unter einer eingestellten Leitungslänge von 10 Kilometern und einer Speicherkapazität von 620 kWh. Dieser illustrierte Auszug des Speichereinsatzes verdeutlicht, dass in Engpasssituationen ein kleinerer Speicher deutlich effizienter betrieben wird. In diesem Fall wird die zur Verfügung stehende Kapazität der Batterie im Vergleich zur größeren Dimensionierung bis zu deren Grenze ausgenutzt. Der Rest der zu reduzierenden Leistung wird durch Abregelung von EE-Anlagen sichergestellt. Diese Auslegung spiegelt sich auch in der Entwicklung der Systemkosten der Speicher-Maßnahme wider (vgl. Abbildung 23).

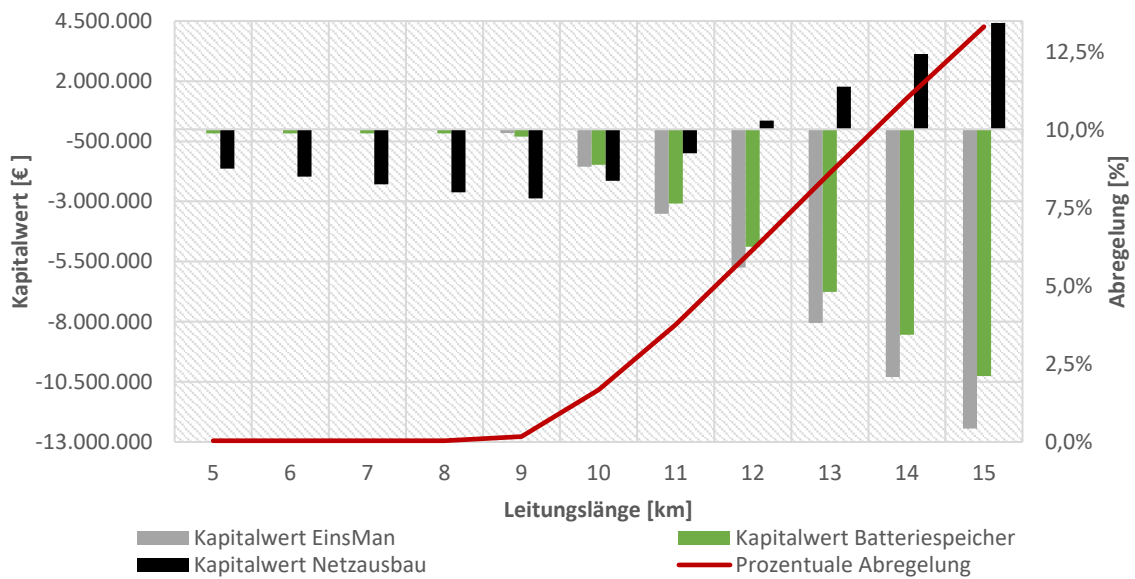


Abbildung 23 Entwicklung der Kapitalwerte und prozentualen Abregelung unter Zunahme der Leitungslänge in Case 2 [Eigene Darstellung]

Es wird deutlich, dass bei einer kleinen Zahl von Netzengpässen die Abregelung von EE-Anlagen zu reduzierten Kosten beim Netzbetreiber führt. Dabei liegt auch der Einsatz eines Speichers unter den Kosten der Netzverstärkung. Mit zunehmender Leitungslänge und einem Ansteigen der Netzengpässe infolge von Spannungsbandverletzungen steigen die Kosten für Abregelung und Speichereinsatz an. Aufgrund der Tatsache, dass sowohl die Maßnahme Batteriespeicher, als auch die Erhöhung der Netzkapazität die eingesparten Abregelungskosten als „Einnahmen“ in deren Kalkulation mit einfließen lassen, verbessern sich diese Maßnahmen mit dem ansteigen der Kosten aus dem EinsMan. Dadurch kommt es in diesem Fall zu Situationen, in denen der Speicher, im Vergleich zu Abregelung und Ausbau, niedrigere Kosten besitzt.

Ab einem Wert von über drei Prozent der abgeregelten Energiemenge sinken die Kosten des Netzausbaues deutlich. Sobald die eingesparten Abregelungskosten, die Investitionskosten und Fixkosten des Netzausbaus übersteigen, finden sich die Kapitalwerte im positiven Bereich wieder. Die Maßnahme zu Behebung von überdurchschnittlich hohen und langandauernden Netzengpässen stellt in diesem Fall der konventionelle Ausbau der Netzbetriebsmittel dar. Ab einer hohen prozentualen Abregelung, führt eine Kombination aus Speicher und Abregelung langfristig zu niedrigeren Kosten gegenüber der Maßnahme EinsMan. Bei sinkenden Batteriepreisen könnte die Kapazität des Speichers erhöht werden und dadurch weitere Ausfallarbeit eingespart werden.

Die Betrachtung der Leitungsverluste kann in diesem Fall nur für den Netzausbau durchgeführt werden, da sowohl bei der Maßnahme des EinsMan, als auch bei dem Speichereinsatz die Energiemengen verloren gehen, welche im Fall des Netzausbaus über die Leitung transportiert werden können.

4.4 Case 3: Kombination Speicher/Abregelung bei zunehmender installierter Windparkleistung

Da in den vorangegangenen Cases vor allem die Spannungsfälle auf der Leitung und deren Auswirkungen betrachtet wurden, wird der Fokus in diesem Case auf die Simulation der strombedingten Netzengpässe und deren Effekte auf die Behebungsmaßnahmen gelegt. Dabei wird für die Ermittlung der Speicherkapazität die in Case 2 aufgeführte Methodik angewandt.

4.4.1 Falldefinition: Annahmen und Vorgehen

Für diesen Case wird eine feste Leitungslänge von fünf Kilometern angenommen. Daneben wird die installierte Leistung des Windparks ausgehend von 35 MW sukzessive um einen MW bis zu einem Endwert von 55 MW erhöht. Dabei findet für jede Erhöhung der installierten Leistung jeweils ein Durchlauf mit dem Simulationsmodell statt (20 Durchläufe). Die installierte Last in diesem Versorgungsgebiet wird auf 20 MW mit einem durchgehenden Gewerbeprofil festgelegt. In dieser Untersuchung wurde bewusst die installierte Leistung des Windparks so festgesetzt, dass es zu einer Überlastung des Transformators kommen kann. Die für diesen Case veränderten Eingabeparameter des Bewertungsmodelles finden sich im Anhang wieder (vgl. Anhang Nr. 6).

4.4.2 Ergebnisse des 3. Cases

Zunächst werden die Daten der Lastflussberchnung ausgewertet und illustriert. Dabei liegt der Schwerpunkt auf der Entwicklung der maximal aufgetretenen Grenzwertverletzungen der Betriebsmittel innerhalb des Simulationsrahmens (vgl. Abbildung 24).

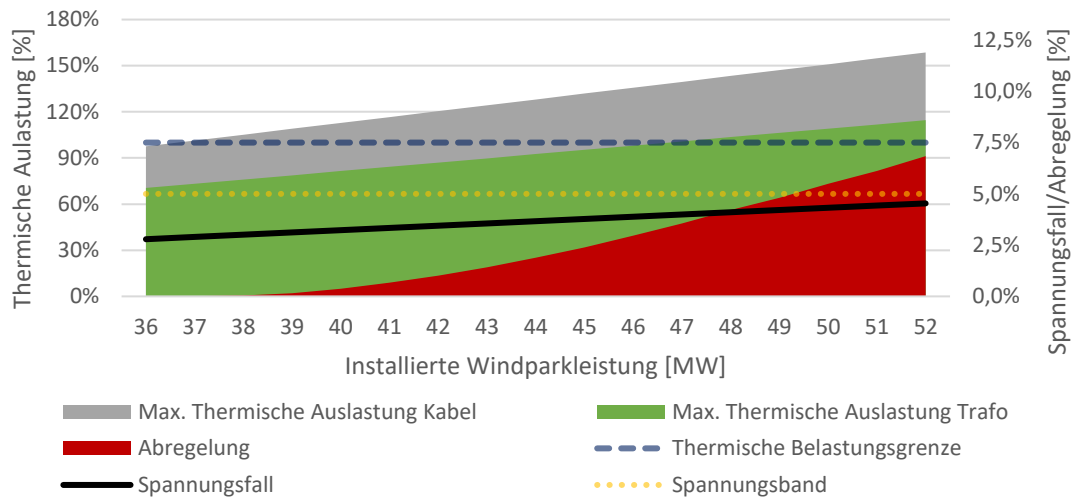


Abbildung 24 Entwicklung der Grenzwertverletzungen und prozentualen Abregelung unter Zunahme der Einspeisung in Case 3 [Eigene Darstellung]

Die Ergebnisse der durchgeführten Simulationen zeigen, dass es sowohl zu thermischen Überlastungen auf der Leitung als auch beim Transformator kommt. Die Erhöhung der Einspeiseleistung des Windparks sorgt demnach für eine wachsende Zahl von Engpässen. Weiterhin verdeutlicht Abbildung 24, dass es bei einer steigenden Windparkleistung ebenfalls zu einer Steigerung des Spannungsfalles führt. Dieses Wachstum verläuft im Vergleich zu den vorherigen Cases deutlich moderater.

Die Untersuchung der Kapitalkosten weisen im Vergleich zu den zuvor durchgeführten Cases ähnliche Entwicklungen auf (vgl. Abbildung 25). So bildet die Reduzierung der Windeinspeisung bei selten auftretenden Engpassspitzen die kostengünstigste Maßnahme. Eine Kombination zwischen Batteriespeicher und EinsMan bildet bei temporär auftretenden Engpässen eine im Vergleich zum Netzausbau wirtschaftliche Alternative.

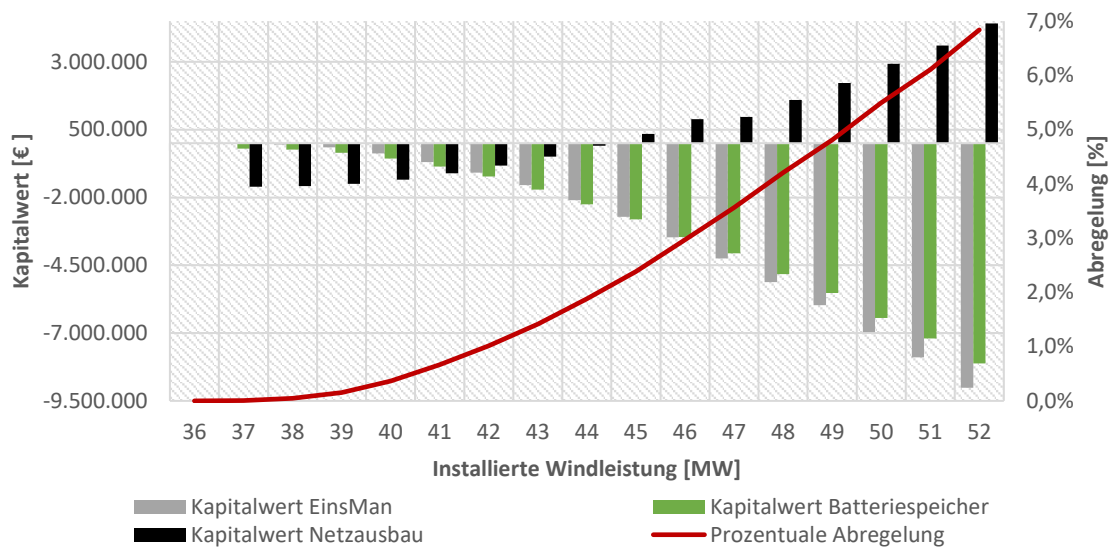


Abbildung 25 Entwicklung der Kapitalwerte und prozentualen Abregelung unter Zunahme der Leitungslänge in Case 3 [Eigene Darstellung]

Die Untersuchung verdeutlicht die Problematik, welche sich aus der Abhängigkeit der Ausbaukosten zur Leitungslänge ergeben. So beziehen sich die anfallenden Kosten in diesem Case bei jeder weiteren Erhöhung der installierten Windleistung beständig auf die vorgegebenen fünf Kilometer. Da in der entwickelten Methode die eingesparten Kosten aus dem EinsMan berücksichtigt werden, verbessert sich das Ergebnis des Netzausbaues kontinuierlich. In diesem Case besitzt der Netzausbau bereits bei einer 1,4 %en Abregelung die geringsten Systemkosten. Sobald es zu einem Zubau an Transformatorenleistung kommt (vgl. Abbildung 25, Punkt 47), schlägt sich diese in den Ergebnissen des Netzausbaues wieder. Die eingesparten Abregelungskosten überwiegen dennoch die steigenden Kosten infolge der notwendigen Investition in weitere Betriebsmittel.

Aufgrund der aktuell höheren Preisniveaus bei Batteriespeichern bildet dieser im Vergleich zu den anderen Maßnahmen in der Untersuchung noch keine kostengünstigere Option. Setzt man in das Modell Speicherkosten um die 100 €/kWh ein, so bildet der Batteriespeicher in Kombination mit dem EinsMan die kostengünstigste Maßnahme.

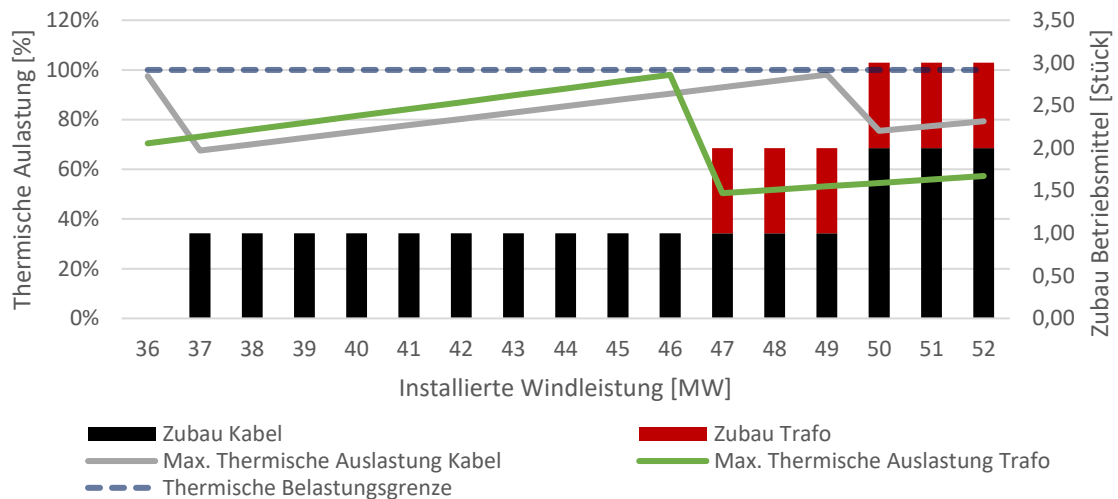


Abbildung 26 Entwicklung der thermischen Auslastung der Betriebsmittel und Zubau neuer Betriebsmittel unter Zunahme der Einspeisung in Case 3 [Eigene Darstellung]

Eine Betrachtung der maximalen Betriebsmittelauslastungen nach Durchführung der Netzverstärkungsmaßnahmen macht deutlich, dass die daraus resultierende Netzkapazität teilweise zu hoch ausgelegt wird (vgl. Abbildung 26). So liegt der Wert für die durchschnittliche Auslastung der Leitung nach dem Ausbau zwischen 20 % und 25 %. Da bei der Untersuchung ein vollumfänglicher Netzausbau zu Grunde gelegt wurde, sorgt die Verstärkung der Betriebsmittel dafür, dass diese für weitaus höhere und länger andauernde Engpässe ausgelegt sind. Sowohl das EinsMan als auch die Kombination EinsMan/ Speicher beheben die Engpässe nur soweit, bis das Netz wieder entlastet ist. Vor allem bei einer geringen Anzahl von auftretenden Engpasssituationen sind deshalb in den bisherigen Cases diese Maßnahmen dem konventionellen Netzausbau vorzuziehen.

4.5 Case 4: Kombination Speicher/Abregelung bei unterschiedlichem Lastprofilen

In diesem Case liegt der Fokus auf der zeitlichen Durchdringung der Windeinspeisung. Dabei wird der Frage nachgegangen, ob die zeitliche Verschiebung der Last einen Einfluss auf die Netzengpässe und Behebungsmaßnahmen besitzt. Für den Speicher wird dabei angenommen, dass dieser in Kombination mit der Maßnahme EinsMan betrieben wird.

4.5.1 Falldefinition: Annahmen und Vorgehen

Für diesen Case wird eine gleichbleibende Leitungslänge von 5 Kilometern und eine installierte Windparkleistung von 30 MW festgelegt. Die Lastspitze des Versorgungsgebietes wird auf 20 MW eingestellt. Es werden vier Durchläufe mit dem Simulationsmodell unternommen, in denen jeweils eines der Lastprofile G1H, G2H, G6H und G3H (vgl. Tabelle 2) ausgewählt wird und dieses zu 100 % in die Erstellung des Mischlastganges mit eingehen. Mit Hilfe der Profile kann jeweils der erhöhte Bezug am Wochenende, in den Abendstunden, in den Zeiten zwischen 8-18 Uhr und der durchgehende Bezug simuliert werden. Die Auslegung des Speichers erfolgt nach der bereits beschriebenen Vorgehensweise. Für die Verlegungskosten der Kabel wird in diesem Case zum einen der unbefestigte und zum anderen der befestigte Kostenfaktor zugrunde gelegt. Die komplette Auflistung der eingesetzten Parameter findet sich im Anhang wieder (vgl. Anhang Nr. 7).

4.5.2 Ergebnisse des 4. Cases

Die Ergebnisse zeigen, dass der zeitliche Verlauf der Nachfrage einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Entstehung von Engpässen besitzt.

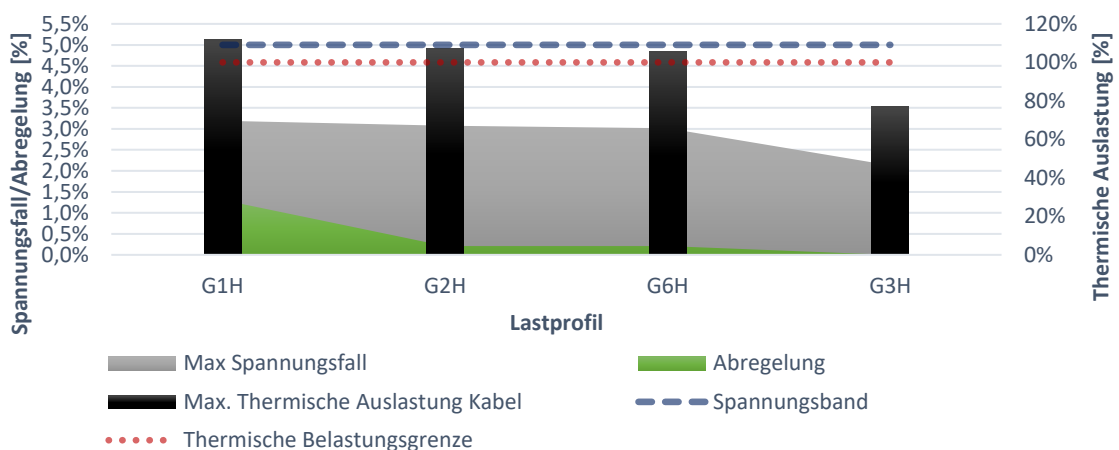


Abbildung 27 Entwicklung der Grenzwertverletzungen und prozentualen Abregelung unter dem Einfluss verschiedener Lastprofile in Case 4 [Eigene Darstellung]

Anhand Abbildung 27 kann auf die zeitliche Winddurchdringung und daraus auf die Entwicklung der Residuallast geschlossen werden. Für den erhöhten Lastbezug zwischen 8-18 Uhr ergibt sich eine maximal auftretende thermische Belastung des Kabels von 112 %.

Für den Bezug am Abend und am Wochenende ergeben sich Auslastungen von 107 % und 105 %. Bei einer durchgängigen Nachfrage kommt es nicht zu Netzengpässen auf der Leitung. Die Ergebnisse bestätigen die Aussage, dass der zeitliche Verlauf der Nachfrage einen entscheidenden Einfluss auf die Bildung von Netzengpässen besitzt (vgl. S.5 ff.). Sollte es zu Situationen kommen, in denen wenig Energie in dem Netzgebiet benötigt wird, aber gleichzeitig eine erhöhte Einspeisung erfolgt, kann dies selbst bei einer durchschnittlichen Einspeisung des Windparks zu Netzengpässen führen. Weiterhin wird deutlich, dass der Spannungsfall in geringem Maße von der Auswahl des Lastprofils beeinflusst wird.

Durch die unterschiedlich stattfindende Nachfrage kann sich sowohl die Dauer als auch die Anzahl der auftretenden Netzengpässe unterscheiden. Dies führt vor allem bei den Flexibilitätsoptionen, welche für eine zeitliche Verlagerung zwischen Einspeisung und Nachfrage sorgen, zu höheren Kosten. Anhand der Auswertungen wird deutlich, dass im Vergleich zu den anderen Profilen bei einer erhöhten Nachfrage zwischen 8-18 Uhr die größte prozentuale Menge abgeregelt werden muss. Dies spiegelt sich auch bei der Auswertung der Kapitalwerte wider.

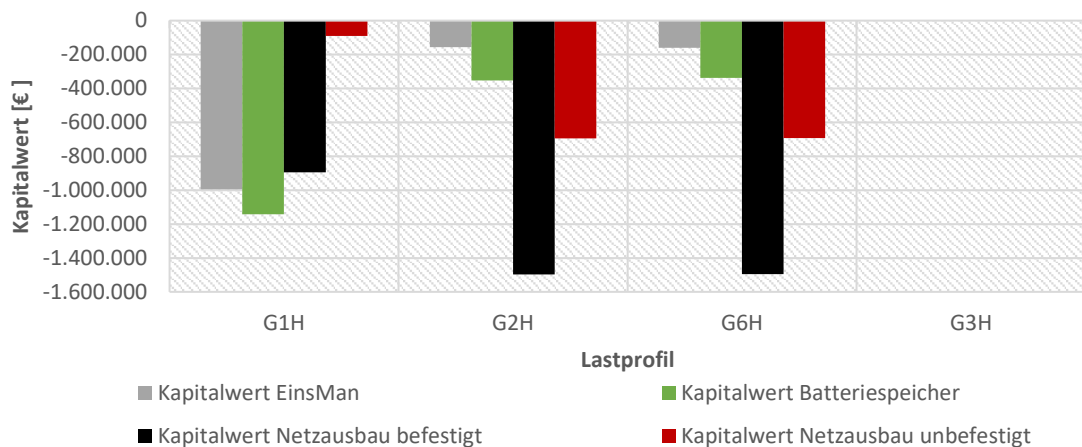


Abbildung 28 Entwicklung der Kapitalwerte und prozentualen Abregelung unter dem Einfluss verschiedener Lastprofile in Case 4 [Eigene Darstellung]

Die Maßnahmen Abregelung und Speicher, welche die zeitliche Verschiebung der Netzengpässe bewirken, verursachen bei länger andauernden Netzengpässen im Vergleich zum Netzausbau höhere Kosten (vgl. Abbildung 28). Der Netzausbau stellt in diesem Fall die kostengünstigste Alternative dar. Bei einer ländlichen Verlegung von Kabeln reduzieren sich diese Kosten noch einmal drastisch. Durchschnittlich liegt die Veränderung der Ausbaurkosten zwischen unbefestigtem und befestigtem Untergrund bei ca. 60 %.

In den anderen aufgeführten Fällen verursacht die Abregelung die niedrigsten Kosten aller Maßnahmen. Die Kombination aus Speicher und Abregelung kann in diesem Vergleich mit den Kosten der anderen Maßnahmen mithalten und liegt in manchen Fällen sogar unter den Werten eines Netzausbaues. Im Falle der durchgängigen Nachfrage kommt es nicht zu Engpassituationen. Demzufolge muss keine Maßnahmen durchgeführt werden. Der zeitliche Verlauf der Last besitzt demnach einen großen Einfluss auf die Zahl von strombedingten Netzengpässen. Dabei muss das Verhältnis von installierter Leistung und den Grenzwerten der Betriebsmittel beachtet werden. Liegt die installierte Leistung unter den Grenzwerten, kann es zur keiner thermischen Überlastung der Betriebsmittel kommen.

5 Diskussion und Identifikation zentraler Einflussfaktoren

Die im vorherigen Kapitel aufgeführten Ergebnisse werden im Folgenden kritisch hinterfragt. Dabei lässt sich die Diskussion in drei Abschnitte untergliedern. Im ersten Abschnitt werden die Ergebnisse der Flexibilitätsbewertung auf Basis anderer Forschungsergebnisse erörtert. Dabei soll die Anwendung der Methode im Vordergrund stehen. Im zweiten Abschnitt werden auf Basis der Ergebnisse erste zentrale Einflussfaktoren des Bewertungsmodelles abgeleitet. In einem letzten Schritt werden die Grenzen des Bewertungsansatzes identifiziert.

5.1 Diskussion der Ergebnisse

Vergleicht man die Ergebnisse mit anderen Studien, in denen der Speichereinsatz in Verteilnetzen untersucht wurde, so lassen sich ähnliche Charakteristika erkennen (vgl. dena 2017; vgl. Agora Energiewende 2014). Dabei muss allerdings beachtet werden, dass es sich bei den hier durchgeführten Cases um hypothetische Anwendungsfälle handelt. Bei den genannten Studien wurden hingegen meist reale Netzdaten für die Untersuchungen verwendet. Die Ergebnisse des ersten Cases zeigen, dass der Batteriespeicher unter den angenommenen Parametereinstellungen zur alleinigen Behebung von lokalen Netzengpässen im Vergleich zu den Maßnahmen EinsMan und Netzausbau keine wirtschaftliche Lösung darstellt, was in dieser Form bereits in den aufgeführten Studien analysiert wurde (vgl. dena 2017, S. 11). So steigen innerhalb der dena Netzflexstudie die Gesamtkosten eines in ähnlicher Weise ausgelegten Batteriespeichers um 1869 Prozent gegenüber den konventionellen Varianten (vgl. dena 2017, S. 166).

Aufgrund der Überdimensionierung und der aktuellen Kostenstruktur bildet der Speicher in dem ersten Case unter den angenommenen Parametereinstellungen keine konkurrenzfähige Alternative (vgl. Abbildung 18). Dies liegt vor allem daran, dass der Speicher bei langanhaltenden Engpässen vergleichsweise groß dimensioniert werden muss. Aufgrund der Tatsache, dass die maximale Ladedauer der Lithium-Ionen-Batterie auf eine Stunde festgelegt wurde, muss die Kapazität ausreichen, um auch langandauernde Engpasssituationen zu überbrücken. Eine längere Ladedauer ähnlich wie diese bei Redox-Flow Batterien könnte die notwendige Kapazität und demzufolge die Kosten reduzieren (vgl. UMSICHT und IWES 2014, S. 124).

In den Untersuchungen, in welchen der Batteriespeicher in Kombination mit der Maßnahme EinsMan betrieben wird, zeigt, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit des Batteriespeichers durch dieses Vorgehen im Vergleich zu Case 1 deutlich verbessert (vgl. Abbildung 23).

Dies liegt vor allem an einer erheblichen Reduzierung der Speicherkapazität, welche wiederum geschmälerete Investitionskosten zur Folge hat (vgl. Abbildung 22). In Engpassfällen kann durch dieses Vorgehen die Kapazität der Batterie effizienter ausgenutzt werden.

Die Ergebnisse der Cases 2-4 zeigen, dass sich sowohl die Kosten der Netzverstärkung als auch die des Batteriespeichers bei zunehmender Abregelung von WKA's im Vergleich zur Maßnahme EinsMan verbessern. Dieser Effekt ist auf die Einsparung der durch EinsMan anfallenden Kosten zurückzuführen. Auch hierbei lohnt sich ein Vergleich mit den zuvor aufgeführten Studien. So stellen in diesen Untersuchungen die Vollkosten den Bewertungsfaktor der Netzbehebungsmaßnahmen dar (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 58). Im Gegensatz zu der entwickelten Bewertungsmethodik bildet in diesen Studien der Netzausbau das Basisszenario, auf welches die Maßnahmen Batteriespeicher und EinsMan bezogen werden. Dabei wird der vermiedene Netzausbau auf Seiten der Flexibilitätsoptionen berücksichtigt (vgl. ebd.).

Sowohl die Ergebnisse aktueller Studien als auch die der durchgeführten Cases zeigen, dass bei einer geringen Anzahl von Netzengpässen, das EinsMan die kostengünstigste Maßnahme darstellt, Engpässe zu vermeiden (vgl. dena 2017, S. 167). Der Ausbau des Netzes ist in diesen Fällen nicht wirtschaftlich. Die Ergebnisse des Cases 2 zeigen, dass eine Kombination zwischen Speicher und EinsMan kostenmäßig zwischen diesen Maßnahmen liegen kann. Für einen Batteriespeicher ergibt sich somit ein Bereich, in dem dieser im Vergleich zu den herkömmlichen Maßnahmen auf einem kosteneffizienteren Niveau liegt (vgl. Abbildung 23, Wert bei x-Achse 10 km). Dabei muss beachtet werden, dass es sich hierbei um eine Einzelfallbetrachtung handelt. In Case 3 stellt sich beispielsweise kein Fall ein, indem ein Speicher im Vergleich zu den anderen Maßnahmen kostengünstig betrieben werden kann. Der Grund lässt sich hierbei auf der beschriebenen Problematik eines gemeinsamen Nenners der Maßnahmen zurückführen. Eine allgemeingültige Aussage kann aufgrund der hypothetischen Szenarien hierbei nicht abgeleitet werden.

Bei einer Vielzahl von auftretenden Engpässen, durch welche ein verhältnismäßig hoher Anteil regenerativ erzeugter Energie abgeregelt werden muss, halten viele Studien den Netzausbau für unvermeidlich (vgl. Agora Energiewende 2014, S. 58). Dies wird auch anhand der hier ermittelten Ergebnisse deutlich. Die Kombination aus Batteriespeicher und EinsMan kann somit nicht einen vollumfänglichen Netzausbau vermeiden.

Der bestimmende Kostenfaktor der Leitungslänge sorgt dafür, dass beim Netzausbau Betriebsmittel teilweise überdimensioniert werden. Auch dies konnte in den durchgeführten Cases gezeigt werden (vgl. Abbildung 26). Sollte sich der Ausbau aber um Jahre hinauszögern, so kann die Batteriespeichernutzung, eine Alternative darstellen.

Durch die Berücksichtigung einer dreiprozentigen Spitzenkappung bei der Netzplanung ist davon auszugehen, dass es zukünftig in vielen Fällen zu keinem allumfassenden Netzausbau kommen wird (vgl. Agora Energiewende 2017, S. 36). Als Konsequenz werden weiterhin Netzengpässe auftreten. Hier kann die Kombination mit Batteriespeichern eine sinnvolle Ergänzung zur Maßnahme EinsMan darstellen, um den Wert der prozentualen Abregelung zu senken. Dies würde die Planungssicherheit des Netzbetreibers mitunter erhöhen, da sich ein notwendiger Netzausbau dadurch verzögern lässt. Sinken die Speicherkosten weiter in diesem Maße, kann im selben Zug die Speicherkapazität weiter erhöht werden. Dadurch könnte die Zahl notwendiger Abregelungen weiter gesenkt werden.

5.2 Identifikation zentraler Einflussfaktoren

Ausgehend von den Ergebnissen der durchgeführten Cases kann festgehalten werden, dass eine konstant überhöhte Einspeisung und eine vom Einzelfall abhängige Leitungslänge in diesem Testmodul zu spannungsbedingten Netzengpässen führt. Die Leitungslänge besitzt dabei einen starken Einfluss auf die Dimension und Zahl der Spannungsfälle (vgl. Abbildung 21, Abbildung 25). So steigen diese mit zunehmender Leitungslänge an. Aufgrund der Tatsache, dass in diesem Modell die Ermittlung des Spannungsfalles auf einen Iterationsschritt beschränkt ist, könnte eine ausführlichere Berechnung detailliertere Ergebnisse liefern. Auf der anderen Seite wird die thermische Auslastung des Kabels durch den Faktor Länge nicht beeinflusst.

Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Leitungslänge einen starken Einfluss auf die Ausprägung von etwaig auftretenden Netzengpässen und demzufolge auch auf die Kapitalwerte besitzt. Dies kann nur für dieses einfache, lokale Netz abgeleitet werden. In komplexeren Netzen müsste die Übertragbarkeit geprüft werden. Ferner steigen mit zunehmender Leitungslänge die Leitungsverluste. Die Rolle der Leitungsverluste auf die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen muss dabei noch geklärt werden und kann in diesem Modell vernachlässigt werden.

Die Untersuchung, in der die Einspeisung in das Netz stetig erhöht wurde, weist eine wachsende Zahl an maximal auftretenden thermischen Belastungen für Leitung und Transformator auf (vgl. Abbildung 24). Die Residuallast besitzt demzufolge einen erheblichen Einfluss auf die Grenzwertverletzungen der Betriebsmittel. Dabei wirkt sich die erhöhte Einspeisung auch auf die Entwicklung der Spannungsfälle aus, wobei der Einfluss im Vergleich zur Leitungslänge vergleichsweise gering ist.

Aufgrund der Tatsache, dass der betrachtete Transformator in diesem Modell nur einen vereinfachten Netzstrang versorgt, können die Auswirkungen von Netzengpässen auf diese Betriebsmittel nicht ausführlich untersucht werden. Dafür müsste das Versorgungsgebiet, insbesondere die Leitungen, welche an das Umspannwerk angeschlossen sind, erhöht und komplexer gestaltet werden. Der Transformator wurde in diesem Modell lediglich für die Untersuchung der Netzausbaukosten mit eingezogen.

Case 4 liefert den Nachweis, dass nicht nur die Höhe der Einspeisung entscheidend für die Ausprägung von Netzengpässen ist, sondern auch der zeitliche Faktor der Nachfrage. In diesem Szenario zeigt sich, dass der zeitliche Verlauf der Nachfrage und der Einspeisung einen großen Einfluss auf die strombedingten Netzengpässe besitzt. In Zeiten niedriger Last, bei gleichzeitig erhöhter Einspeisung, kann es zu hohen Grenzwertverletzungen kommen. Dabei bestimmt sowohl die Dauer der niedrigen Last als auch die der Einspeisung die zeitliche Dauer der Netzengpässe.

Die Größe der durch eine Erhöhung der Einspeisung oder Leitungslänge hervorgerufenen Netzengpässe wirkt sich wiederum auf die Systemkosten der Behebungsmaßnahmen aus. Die zeitliche Dauer der Engpasssituationen ist besonders für den Parameter der Batterienennleistung bedeutend. In diesem Modell besitzt das Verhältnis zwischen Nennleistung des Speichers und der Kapazität von 1 zu 1,25 eine entscheidende Rolle für die Entwicklung der Systemkosten, da bei langandauernden Netzengpässen die Speicherkapazität sehr hoch dimensioniert werden muss, um die gesamten Engpässe zu beheben. In dem entwickelten Modell orientierte sich die benötigte Speicherleistung aber nicht nur an den Netzengpässen, sondern auch an der prozentualen Abregelung. Hierbei stellen die gewählten Faktoren zur Bestimmung der Nennleistung aber noch keine optimale Lösung dar, sondern lediglich Näherungswerte.

Die angenommenen Lastprofile und Einspeiseprofile wurden lediglich für die Entwicklung des Modellansatzes verwendet. Diese ermöglichten erst die Simulierung von Netzengpässen. Sollte ein Anwender die Nutzung von Flexibilität in seinem speziellen Fall untersuchen, so kann dieser sowohl reale Last- als auch Einspeisedaten in das Modell implementieren. Die Daten müssen dabei in der dabei aufgezeigten zeitlichen Auflösung vorliegen. Die in diesem Modell eingesetzten Parameter der Last und Einspeisung haben zwar einen erheblichen Einfluss auf die Bewertung der Maßnahmen, dienen aber lediglich dem Testzweck und entfallen bei der Nutzung von realen Daten.

Die hier aufgeführten Einflüsse von Modellparametern bildet einen ersten Grundstein für weitere Untersuchungen. Erste Ansätze einer Sensitivitätsuntersuchung wurden bereits schon unternommen, konnten aber innerhalb des zeitlichen Rahmens dieser Arbeit nicht zu Ende geführt werden. Die Ergebnisse finden sich im Anhang unter Anhang Nr. 12 und Nr. 13 wieder (vgl. Seite XVII f.). Im Zusammenhang der durchgeführten Cases wurden dabei unterschiedliche Parametereinstellungen unternommen und die Auswirkungen auf die festen Kenngrößen des Modelles untersucht.

5.3 Limitierung des Bewertungsmodells

Ausgehend von den gewonnenen Erkenntnissen kann festgehalten werden, dass die entwickelte Methode einen ersten Ansatz darstellt, den lokalen Flexibilitätseinsatz zu bewerten. Mit Hilfe des Modelles können Maßnahmenkosten, welche zur Behebung von Netzengpässen angewandt werden innerhalb eines spezifischeren Anwendungsfalls dargestellt werden. Bei der Bewertung der Netzengpassbehebungsmaßnahmen muss dabei der Komplexität des Modelles und der Aufgabenstellung Rechnung getragen werden.

Aufgrund der Tatsache, dass auf der einen Seite die auftretenden Netzengpässe die entscheidende Kostengröße der Maßnahmen EinsMan sowie Batteriespeicher darstellen und auf der anderen Seite die Leitungslänge der bestimmende Faktor für die Entwicklung der Netzausbaukosten ist, lässt sich keine eindeutige Vergleichbarkeit erzielen. Dies ist unter anderem dem Umstand geschuldet, dass die Datenlage für die Netzausbaukosten nur einen Faktor in €/km hergibt. Dies stellt den üblichen Kostenfaktor für Netzverstärkungen dar. Die Darstellung der Ergebnisse mit der Kapitalwertmethode stellt an dieser Stelle eine Limitierung dar. Aufgrund der unterschiedlichen periodischen Zahlungszeitreihen würde ein statisches Verfahren der Komplexität aber nicht gerecht.

Dies führt dazu, dass die Szenarien untereinander in der Entwicklung der Systemkosten nicht verglichen werden können. Für die Einzelfallbetrachtung können die Maßnahmen bewertet werden, welches das Ziel dieser Arbeit darstellte.

Ein Anwender dieser Methode kann mit Hilfe der aufgestellten Annahmen den Flexibilitätseinsatz in einem konkreten Fall untersuchen und bewerten lassen. Es können auch reale Verbrauchs- und Einspeisedaten in das Modell integriert werden. Diese müssen in viertelstündiger Form vorliegen, woraus sich eine gewisse Einschränkung für die Verwendbarkeit des Modelles ergibt.

Eine weitere Herausforderung stellte die teilweise schwere Datenlage dar. Vor allem für die angenommenen Speicherdaten konnte keine Expertenbefragung durchgeführt werden. So musste an einigen Stellen des Modelles Näherungswerte angenommen werden. Da eine Expertenbefragung über Speicherherstellung nicht möglich war, wurden Literaturwerte herangezogen, wodurch sich für die betrachteten Einzelfälle Änderungen ergeben können. Das hat unter anderem zur Folge, dass die Berechnungsergebnisse des Modells zwar an verschiedenen Stellen auf Plausibilität geprüft wurden, nicht aber zuverlässig validiert werden konnten.

Das Tool ist bisher auf die betriebswirtschaftliche Auswertung der Netzengpassbehebungsmaßnahmen fokussiert. Für eine detaillierte Untersuchung aller auftretenden Effekte müssen die Ergebnisse im volkswirtschaftlichen Kontext betrachtet werden. Eine vollumfängliche Betrachtung aller abhängiger Akteure würde weitere Ergebnisse über die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Maßnahmen liefern. Dabei müsste auch die Umlage der aus den Maßnahmen anfallenden Kosten auf die Entgeltsysteme berücksichtigt werden.

6 Schlussfolgerung und Ausblick

6.1 Fazit der Arbeit

Zielvorgabe dieser Arbeit war es, eine Methodik für die Bewertung eines Flexibilitätseinsatzes auf der Verteilnetzebene zu entwickeln. Als probates Flexibilitätsoptions-Mittel der Wahl wurde dabei der Batteriespeicher, hier insbesondere der Lithium Ionen Batteriespeicher ermittelt und im entwickelten Simulationsmodell verwendet. Das entwickelte Bewertungstool stellt ein in Excel abgebildetes Lastflussmodell mit verschiedenen „konfigurierbaren“ Parameter dar. Mit dieser Methodik kann ein zur Behebung lokaler Netzengpässe eingesetzter Batteriespeicher im Vergleich mit bisher gebräuchlichen Maßnahmen zur Engpassbehebung, EinsMan und konventioneller Netzausbau bewertet werden. Dabei stellte bei aufgetretenen Grenzwertüberschreitungen, eine Gegenüberstellung der ermittelten Systemkosten, die Bewertung der Maßnahmen dar.

Das entwickelte Tool erlaubt durch seine vielfältig konfigurierbaren Eingabeparameter in den Modellprozessen Last, regenerative Erzeugung, Netzkapazität, EinsMan, Batteriespeicher und Netzausbau die Möglichkeit individuelle Einzelfalluntersuchungen für die Verteilnetzebene durchzuführen. Die Arbeit grenzt sich damit stark von anderen Speicher- und Flexibilitätsstudien ab, in denen ein Speichereinsatz meist global unter dem Gesichtspunkt realer Netzgebiete und gesamt deutschem Bedarf betrachtet wird. Als potentielle Anwender des Tools kommen somit in erster Line Verteilnetzbetreiber in Betracht, aber auch Speicherhersteller.

Die Anwendung der entwickelten Methodik innerhalb verschiedener Szenarien lieferte wichtige Erkenntnisse über den Flexibilitätseinsatz. So konnte der Batterieeinsatz bei Auslegung der Kapazität des Speichers zur alleinigen Behebung von auftretenden Netzengpässen im Vergleich zu den Maßnahmen EinsMan und Netzausbau in Case 1 nicht kosteneffizient durchgeführt werden. Dabei zeigte sich, dass besonders die Dauer und Größe der auftretenden Netzengpässe, Einflüsse auf die Flexibilitätsoptionen besitzt, welche einen zeitlichen Ausgleich zwischen Einspeisung und Last herstellen. In den Modelldurchläufen, in welchen der Batteriespeicher in Kombination mit der Maßnahme EinsMan betrieben wurde, zeigte sich, dass die Systemkosten der Batteriespeicher-Maßnahme deutlich herabgesetzt werden konnten.

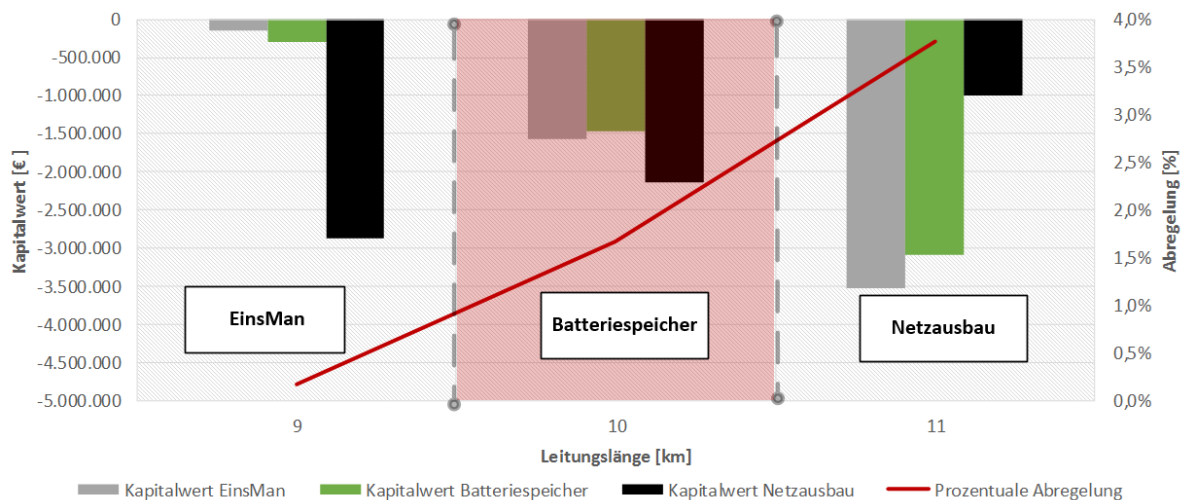


Abbildung 29 Identifikation eines kosteneffizienten Einsatzes des Batteriespeichers, im Vergleich zu den Maßnahmen EinsMan und Netzausbau [Eigene Darstellung]

Bei einer niedrigen Zahl von auftretenden Netzengpässen und einer geringen Abregelung von Windkraftanlagen stellte das EinsMan die kostengünstigste Maßnahme dar Netzengpässe zu beheben (vgl. Abbildung 29 niedrigster Balken)). Bei einer starken Abregelung lagen die Systemkosten der Netzausbau-Maßnahme deutlich unter den Werten der anderen Behebungsmaßnahmen (vgl. Abbildung 29 rechter Bereich). Die Ergebnisse zeigten aber, dass es einzelne Bereiche gibt in denen ein Batteriespeicher in Kombination mit dem EinsMan die kosteneffizienteste Maßnahme darstellt, etwaig auftretende Netzengpässe zu beheben (vgl. Abbildung 29 roter Bereich). Eine Diskussion der verschiedenen Szenarioergebnisse verdeutlichte, dass die Anwendung der Methodik jedoch mit gewissen Einschränkungen verbunden ist. So werden auf der einen Seite die Netzausbaukosten über die Länge der Leitung bestimmt, auf der anderen Seite sind die Systemkosten der Maßnahmen EinsMan und Batteriespeicher von der Dauer und Höhe der Netzengpässe abhängig die wiederum keinen Einfluss auf die Netzausbaukosten haben. Für das entwickelte Tool bedeutet dies, dass unter diesen Voraussetzungen immer nur ein spezifischer Fall uneingeschränkt bewertet werden kann und eine Gegenüberstellung mehrere Auswertungen nicht widerspruchsfrei ist.

Sieht man jedes Szenario als spezifischen Anwendungsfall an, zeigen die Ergebnisse, dass ein Batteriespeicher zwischen dem EinsMan volatiler Anlagen zur Netzsicherheit und dem geplanten Ausbau der Verteilnetze als sinnvolle Alternative stehen kann, wenn dieser in Kombination mit dem EinsMan betrieben wird. Jedoch kann diese Maßnahme bei einer großen Zahl von Netzengpässen den Netzausbau nicht ersetzen.

Sollte sich der Netzausbau aufgrund verschiedener Einflussfaktoren verzögern, stellt ein Batteriespeicher in Kombination mit dem EinsMan eine wirtschaftliche Übergangslösung dar. Für den Netzbetreiber können etwaig auftretende Planungsunsicherheiten aufgrund des schwer zu prognostizierenden EE-Ausbaues durch einen Speichereinsatz verringert werden, da dieser dazu beitragen kann den Drei-Prozent-Ansatz bei der Spitzenkappung einzuhalten.

6.2 Ausblick

Durch die Schaffung eines reproduzierbaren Ansatzes und der individuellen Konfigurierbarkeit einzelner Parameter bildet das entwickelte Bewertungstool Ansatzpunkte für sinnvolle Erweiterungen sowie weitere zukünftige Untersuchungsschwerpunkte. Andere Softwarestrukturen wie z.B. Matrix Laboratory“ (MATLAB) oder Java, würden es erlauben Einschränkungen von Excel, die auf der Menge der Berechnungen beruhen, zu umgehen und sehr viel komplexere Rechengänge sowie Auswertungen erlauben. Das Tool könnte somit noch um weitere Module wie z.B. der Flexibilitätsoption „Lastmanagement von Industriebetrieben“ (Demand Side Management), oder einer weiteren Speichertechnologie wie der Redox-Flow Batterie erweitert werden.

Für eine Erhöhung der Bewertungsbreite, also die Möglichkeit eines Gesamtvergleiches verschiedener Ergebnisse, wäre die Implementierung weiterer Investitionsrechnungsmethoden sinnvoll. Der Schwerpunkt sollte hierbei auf die Ermittlung eines Faktors gelegt werden der Vergleichbarkeit zwischen den Maßnahmen herstellt. In der vorliegenden Arbeit wurde auf einen Netzausbaukostenwert in €/km zurückgegriffen. Mit einer Bewertung der Ausbaurkosten in €/MW könnte jedoch die notwendige zu „reduzierende Leistung“ die Kennzahl sein, auf welche die gesamten Maßnahmen bezogen würden. Damit wäre auch die Kapitalwertmethode, oder besser noch die Bildung der Annuitäten, weiterhin folgerichtig.

Weiterhin bildet in Zukunft die Analyse von Einflüsse und Auswirkungen verschiedener Modellparameter auf die Ergebnisse der Behebungsmaßnahmen Raum für weitere Forschungsuntersuchungen. Eine gesamte Validierung und Sensitivitätsuntersuchung der entwickelten Methodik wäre wünschenswert. Erste Ansätze einer Sensitivitätsuntersuchung wurden bereits unternommen, konnten aber innerhalb des zeitlichen Rahmens dieser Arbeit nicht zu Ende geführt werden.

Es bietet sich auch an, den lokalen Flexibilitätseinsatz in einen volkswirtschaftlichen Kontext einzuordnen. Zentraler Punkt für die Bewertung würde dabei die Anreizregulierung darstellen, also Umlage der betriebsnotwendigen Kosten der Netzbetreiber. Dabei müsste zunächst geprüft werden, inwieweit eine Umsetzung des Effizienzvergleiches von Netzbetreibern und die Interessen aller betroffenen Akteure in dem Modell abbildbar ist.

In diesem Zusammenhang sollte auch die in dieser Arbeit aufgeworfene Frage untersucht werden, inwiefern Leitungsverluste oder Verluste im allgemeinen einen Einfluss auf die Bewertung der Netzengpassbehebungsmaßnahmen besitzen. In aktueller Regularien und Studien ist diese Thematik bisher nicht eindeutig geklärt bzw. behandelt worden. Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigten, dass mit Hilfe eines Batteriespeichers die Leitungsverluste reduziert werden konnten. Damit aber allgemeine Aussagen abgeleitet werden können, wäre eine Einbeziehung der Verluste aus Wirkungsgraden und der Selbstverbrauch in die Bewertung eines Batteriespeichers sinnvoll.

Auf Basis der durch das entwickelte Bewertungstool nachgewiesenen Hypothese, dass Batteriespeicher unter gewissen Voraussetzungen eine Alternative zu den herkömmlichen Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen darstellen kann, zeigt die Arbeit zukünftige Einsatzmöglichkeiten für Batteriespeicher auf. Hierbei bildet das optimale Verhältnis aus Speicherung und Abregelung Gegenstand zukünftiger Forschungen. Da die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Flexibilitätseinsatz noch immer nicht eindeutig festgelegt sind, ergibt sich hier ein Handlungsbedarf auf Seiten des Gesetzgebers, damit sich für Netzbetreiber zukünftig Anreize ergeben, einen Batteriespeicher in Kombination zur Behebung von Netzengpässen in den Verteilnetzen zu betreiben.

Literaturverzeichnis

50 Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2016): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 29.2.2016.

Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie.

Agora Energiewende (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 17.04.2017.

Bogner, Alexander; Littig, Beate; Menz, Wolfgang (2002): Das Experteninterview. Theorie, Methode, Anwendung. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-322-93270-9>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: Februar 2017 (2017). Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf;jsessionid=B0F4AD97B1661E44DE91FAF50F4EE2C3?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 17.04.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011): Leitfaden zum EEG Einspeisemanagement -. Abschalt-rangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Version 1.0 Stand: 29.03.2011, 2011. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 19.12.2016.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2014): Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement. Abschalttrangsfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Version 2.1 (Stand: 07.03.2014). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2016a): 3. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Viertes Quartal sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015. Stand: 2 August 2016. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2016b): EEG in Zahlen 2015. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen_2015_BF.pdf;jsessionid=F4764A714893F3AFE29AD4CDF91C9910?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 20.04.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (2015): Monitoringbericht 2015. Monitoringbericht gemäß §63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, 2015. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016. Monitoringbericht gemäß §63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 30 November 2016.

Busse von Colbe, Walther; Lassmann, Gert; Witte, Frank (2015): Investitionstheorie und Investitionsrechnung. 4., vollst. überarb. Aufl. Berlin u.a.: Springer Gabler (Lehrbuch).

Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. dena-Verteilnetzstudie. Unter Mitarbeit von Annegret-Ci. Agricola, Bernd Höflich, Philipp Richard, Jakob Völker. Hg. v. Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), zuletzt geprüft am 05.11.2016.

Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2017): dena-NETZFLEXSTUDIE. optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/netzflexstudie/>, zuletzt geprüft am 24.03.2017.

E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): "Moderne Verteilnetze für Deutschland" (Verteilnetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Forschungsprojekt Nr. 44/12.

Ecofys GmbH (2015): Weiterentwicklung des Einspeise-Managements. Bewertung von Ansätzen. Studie. Hg. v. Bundesverband WindEnergie e.V. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-weiterentwicklung-des-einspeise-managements/studie_weiterentwicklung_einspeisemanagement.pdf.

EnergieNetz Mitte GmbH (2016): Standardlastprofile für Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft 2016. Normierte Standardlastprofile für Nordrhein-Westfalen/ Rheinland-Pfalz. Online verfügbar unter <http://www.energienetz-mitte.de/marktpartner/netzzugang-nutzung/strom/standardlastprofilverfahren/#c4270>, zuletzt geprüft am 21.11.2016.

e-Netz Südhessen GmbH & Co. KG (2017): Expertenbefragung: Datenabfragung von Parametern zu den Themen: Standardbetriebsmittel im Mittelspannungsnetz, Speicheranschluss, Kosten eines Netzausbaus, 2017.

Fraunhofer- Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT); Fraunhofer- Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2014): Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014, zuletzt geprüft am 10.02.2017.

Fraunhofer ISE: Wind-Volllaststunden nach Standorten für WEA in Deutschland | Statistik. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/>, zuletzt geprüft am 30.01.2017.

Fraunhofer ISE (2017): Durchschnittliche Preise in Deutschland | Energy Charts. Nominale volumengewichtete Durchschnittspreise, nicht inflationsbereinigte Preise. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/price_avg_de.htm, zuletzt aktualisiert am 10.02.2017, zuletzt geprüft am 30.03.2017.

EEG 2017: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz).

EnWG 2016: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz).

Ibrahim, H.; Ilinca, A.; Perron, J.: Energy storage systems—Characteristics and comparisons. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (5), S. 1221–1250.

Jan Heckens (2016a): 1/4-Stunden-Einspeisewerte vom 01.01.2015 - 31.12.2015 des Windparks Barlt, Landkreis Dithmarschen, Schleswig-Holstein, Betreiber: Jan Heckens.

Jan Heckens (2016b): 1/4-Stunden-Einspeisewerte vom 01.01.2015 - 31.12.2015 des Windparks St. Michel, Landkreis Dithmarschen, Schleswig-Holstein, Betreiber: Jan Heckens, 2016.

Jan-Hendrik Psola, Michael Kurrat, Wolf-Rüdiger (2017): Auswahl und Dimensionierung von Energiespeichern für den dezentralen Einsatz im Nieder- und Mittelspannungsnetz. In: *EW Magazin für die Energiewirtschaft* (2), S. 56–60.

Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (2017): Finanzierung von Energie- und Umweltvorhaben (Stand: 01.04.2017). KfW-Kreditprogramm-Nummer 270. Online verfügbar unter <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270>, zuletzt geprüft am 23.04.2017.

Krzikalla, Norbert; Achner, Sigg; Brühl, Stefan (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Bochum: Ponte Press.

Leipziger Institut für Energie GmbH (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher. Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batteriespeichersysteme. Kurzexpertise, zuletzt geprüft am 25.03.2017.

Mahnke, Eva; Mühlhoff, Jörg (2014): Strom speichern. In: *Renews Spezial* (Nr. 75). Online verfügbar unter http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/382.AEE_Renews_Spezial_75_Strom_speichern_Dez2014_online.pdf, zuletzt geprüft am 16.03.2017.

Nexans Deutschland GmbH (2012): Starkstromkabel 1-30kV. Ausgabe 2012. Online verfügbar unter http://www.nexans.de/eservice/Germany-de_DE/fileLibrary/Download_540171919/Germany/files/Starkstrom_DuGB_12okt12_klein.pdf, zuletzt geprüft am 01.03.2017.

Norm DIN EN 50160 (2011): Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010. Online verfügbar unter <http://www.beuth.de/de/norm/din-en-50160/136886057?SearchID=407805367>, zuletzt geprüft am 01.03.2017.

Pfeiffer, Klaus; Schwarz, Harald (2009): Netzengpässe in Verteilnetzen und technische Lösungsmöglichkeiten. In: *uwf* 17 (4), S. 345–349. DOI: 10.1007/s00550-009-0156-x.

Psola, Jan-Hendrik (2016): Betriebs- und Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung. Dissertation. 1. Auflage, 2016.

Resch, Matthias; Bühle, Jochen; Huyskens, Hendrik; Sumper, Andreas (2015): Optimale Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen. Conference paper. 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Online verfügbar unter <http://reiner-lemoine-institut.de/optimale-positionierung-von-grossbatterien-in-verteilnetzen/>, zuletzt geprüft am 24.03.2017.

Schlabbach, Jürgen (2009): Elektroenergieversorgung. Betriebsmittel, Netze, Kennzahlen und Auswirkungen der elektrischen Energieversorgung; mit CD-ROM. 3., aktualisierte und erw. Aufl. Berlin: VDE-Verl.

Schuh, Günther; Klappert, Sascha (2011): Technologiemanagement. Handbuch Produktion und Management 2. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg (VDI-Buch). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-12530-0>.

Sillaber, Alfons (2016): Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung. Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Online verfügbar unter http://download.springer.com/static/pdf/762/bok%253A978-3-642-37380-0.pdf?originUrl=http%3A%2F%2Flink.springer.com%2Fbook%2F10.1007%2F978-3-642-37380-0&token2=exp=1478617571~acl=%2Fstatic%2Fpdf%2F762%2Fbok%25253A978-3-642-37380-0.pdf%3ForiginUrl%3Dhttp%253A%252F%252Flink.springer.com%252Fbook%252F10.1007%252F978-3-642-37380-0*~hmac=acdb52e1a05f20909470582e39ab115a2d16a8bd439ac7c5ee3b8a09fc2f63b9, zuletzt geprüft am 08.11.2016.

Werth, Torsten (2016): Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen. Grundlagen, Berechnung, Anwendung. Wiesbaden: Springer Vieweg. Online verfügbar unter <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=4504392>.

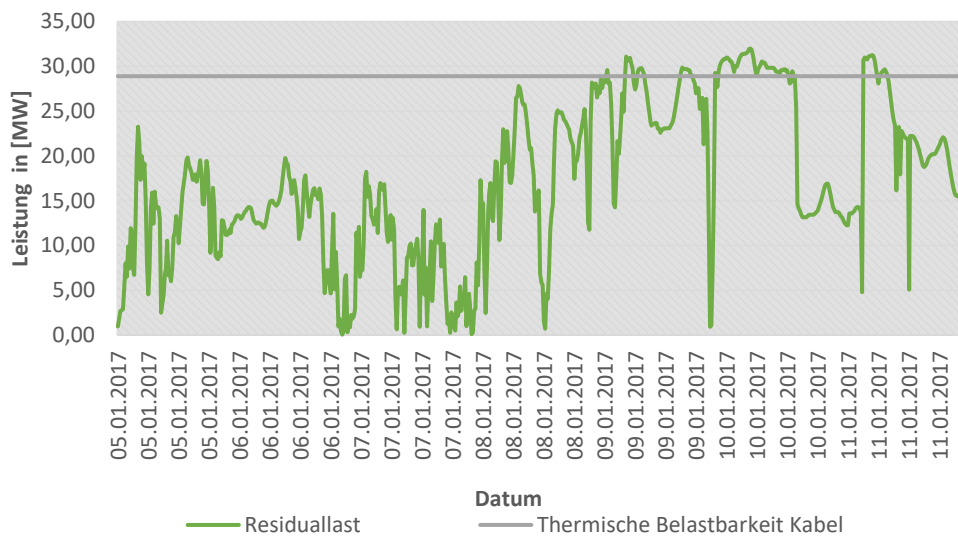
Westfalen Weser Netz GmbH (2014): Technische Anforderungen zum Einspeisemanagement der Westfalen Weser Netz GmbH. Online verfügbar unter https://ww-netz.com/sites/wwenpw.saperience.de/files/trust/TA_1910a_10092014.pdf, zuletzt geprüft am 19.12.2016.

Westfalen Wind Gruppe (2016a): 1/4-Stunden-Einspeisewerte vom 01.01.2015 - 31.12.2015 des Windparks BWP Büren Weiberg, Anlagenschlüssel E3054401000000000000029960617001, Betreiber: Westfalen Wind Gruppe.

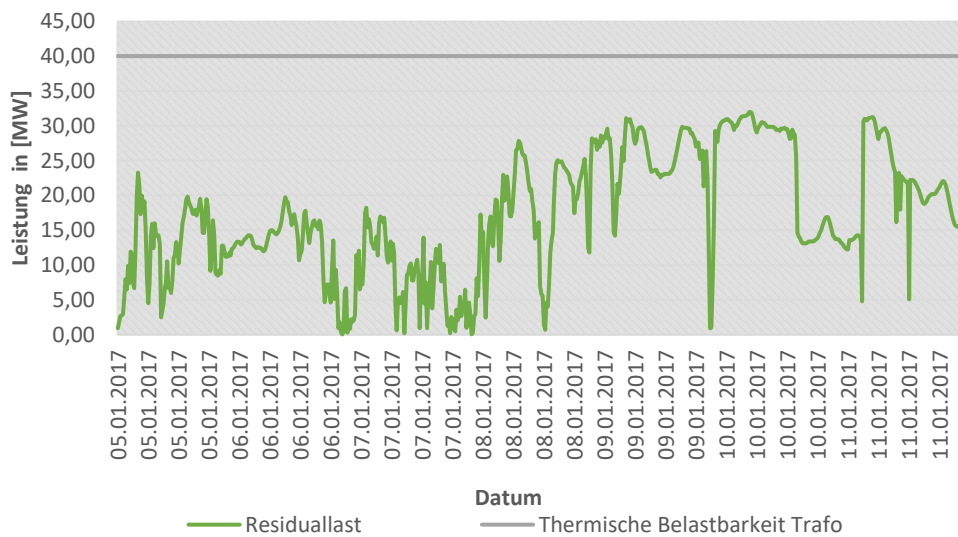
Westfalen Wind Gruppe (2016b): 1/4-Stunden-Einspeisewerte vom 01.01.2015 - 31.12.2015 des Windparks Neuenbeken, Anlagenschlüssel E21895011EA000658500000000100001, Betreiber: Westfalen Wind Gruppe.

Weyer, H., Lietz, F. (2014): Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern. - Teil I, ZNER 2014,

Anhang



Anhang Nr. 1 Beispielfhafte Darstellung strombedingter Netzengpässe auf der Leitung innerhalb einer Kalenderwoche



Anhang Nr. 2 Beispielfhafte Darstellung der Transformatorauslastung innerhalb einer Kalenderwoche

Allgemeine Fragen zur Simulation des Netzausbaus (MS 20 kV)	
<i>Simulationstand:</i>	Sind die aktuell getroffenen Annahmen für die Erstellung des Versorgungsgebiets und die Ermittlung der Netzkapazität plausibel?
<i>Optimierung</i>	Sollten eventuell Werte angepasst werden?
Vorgehen	Kosten für die Erhöhung der Netzkapazität um 1 MVA inklusive Einbezug der Leitungslänge, können die Kosten mit den Maßnahmen Einspeisemanagement und Speicher verglichen werden
Benötigte Daten/ Annahmen für die Ermittlung der Netzausbaukosten	
Betriebsmittel	<ul style="list-style-type: none"> • Wie sind die Betriebsmittel durchschnittlich für diese Netz-Ebene dimensioniert bzw. • Was sind die gängigen Kennzahlen • Wie sehen die Ausbaustufen aus • Lebensdauer herkömmlicher Betriebsmittel • Durchschnittlicher Abschreibungszeitraum?
Leitung	<ul style="list-style-type: none"> • Kabelkosten (gebräuchlichsten Kabeltypen) • Tiefbauarbeiten • Sonstige Kosten
Transformatoren	<ul style="list-style-type: none"> • Trafo Kosten (für 1 – 50 MVA) • Transport & Montage • Fundament • Grund und Boden • Sonstige Kosten
Jährliche Zusatzkosten (Betriebskosten)	Wie gestalten sich die jährlich pauschalen Betriebskostenzuschläge (bezogen auf das Investitionsvolumen)

= Für den Netzausbau = Kosten für die Erhöhung der Kapazität um 1 MVA / € und km
 Aufgrund der Tatsache, dass innerhalb des Tools, Werte verschieden skalierbar sind wird ein flexibler Kosten Wert für den Netzausbau benötigt

Anhang Nr. 3 Fragenkatalog an die e-Netz Süd Hessen GmbH & Co. KG

Abfrage Werte	Definition	Wert	Einheit
Allgemeine Werte			
	Standardgrößen für Netzbetriebsmittel Kabel (20 kV Netz)	NA2XSY 1x240 mm ²	
	Trafo	31,5 - 40	MVA
Leitung			
	Auf befestigtem Untergrund	300	€ / Km
	Auf unbefestigtem Untergrund	150	€ / Km
	Lasttrennschalterfeld	3200	€/ Stück
Transformator			
	Trafo Kosten	450.000	€ pro Stück
	Öl Trafo	6000	€
Batteriespeicher im MS-Netz			
	Trafogebäude		
	3 feldrige Schaltanlage		
	Leistungsschalter		
	Messung		
	Hochführung		
	Gesamtkosten	80.000	€ für einen Speicher
* Annahme	Netzanschlusspunkt direkt am Umspannwerk		

Anhang Nr. 4 Datentabelle aus der Expertenbefragung der e-Netz Süd Hessen GmbH & Co. KG

Leitungslänge	1 km	2km km	20 km
Lastspitze Versor- gungsgebiet	15 MW	15 MW	...	15 MW
Profile: G3H	100 %	100 %	100 %
Installierte Leis- tung Windpark	35 MW	35 MW	...	35 MW
Vollaststunden	2483 h/p.a.	2483 h/p.a.	2483 h/p.a
Nennleistung Batterie	0,150 MWh	0,150 MWh	...	2 MWh
Kosten für Trassenbau	300 €/m	300 €/m	300 €/m

Anhang Nr. 5 Vorgenommenen Parametereinstellung für Case 2.

Installierte Leis- tung Windpark	36 MW	37 MW km	55 MW
Lastspitze Versor- gungsgebiet	20 MW	20 MW	...	20 MW
Profile: G3H	100 %	100 %	100 %
Leitungslänge	5 km	5 km	...	5 km
Vollaststunden	2483 h/p.a.	2483 h/p.a.	2483 h/p.a
Nennleistung Batterie	0,00 MWh	0,140 MWh	...	1,77MWh
Kosten für Trassenbau	300 €/m	300 €/m	300 €/m

Anhang Nr. 6 Vorgenommenen Parametereinstellung für Case 3.

Profile:	G1H 100%	G2H 100%	G6H 100%	G3H 100%
Lastspitze Versorgungsgebiet	20 MW	20 MW	20 MW	20 MW
Installierte Leistung Windpark	30 MW	30 MW	30 MW	30 MW
Leitungslänge	5 km	5 km	5 km	5 km
Vollaststunden	2483 h/p.a.	2483 h/p.a.	2483 h/p.a.	2483 h/p.a.
Nennleistung Batterie	0,380 MWh	0,210 MWh	0,180 MW	0 MWh
Kosten für Trassenbau befestigt	300 €/m	300 €/m	300 €/m	300 €/m
Kosten für Trassenbau unbefestigt	150 €/m	150 €/m	150 €/m	150 €/m

Anhang Nr. 7 Vorgenommenen Parametereinstellung für Case 4.

Leitungslänge	1 km	5 km	9 km
Max Therm. Kabel	111 %	111 %	111 %
Max Therm. Trafo	77 %	77 %	77 %
Max. Spannungsfall	0,63 %	3,17 %	5,70 %
Gesamten Leitungsverluste	72,96 MWh	364,81 MWh	656,66 MWh
Prozentuale Abregelung	0,41 %	0,41 %	1,00 %
Kapitalwert EinsMan	-349.685 €	-349.685 €	859.117 €
Kapitalwert Batteriespeicher	-7.676.124 €	- 7.676.124	-16.789.651 €
Kapitalwert Netzausbau (befestigt)	- 77.231 €	- 1.396.157 €	- 2336.922 €
Kapitalwert Netzausbau (unbefestigt)	88.021€	- 549.533 €	-830.547 €

Anhang Nr. 8 Datenauflistung der Untersuchung zu Case 1

Leitungslänge	5 km	6 km	7 km	8 km	9 km
Max Therm. Kabel	104 %	104%	104 %	104 %	104 %
Max Therm. Trafo	75 %	75%	75 %	75 %	75 %
Max. Spannungsfall	2.96 %	3,56%	4,15 %	4,74 %	5,34 %
Gesamten Leitungsverluste	337,73 MWh	405,28 MWh	472,83 MWh	570,37 MWh	607,92 MWh

Prozentuale Abregelung	0,04 %	0,04 %	0,04 %	0,04 %	0,17 %
Kapitalwert EinsMan	-35.834 €	-35.834 €	-35.834 €	-35.834 €	-154.458 €
Kapitalwert Batterie-speicher	-17.7458€	-17.7458 €	-17.7458 €	-17.7458 €	-299.843 €
Kapitalwert Netzausbau	-1.633.313 €	- 1.964.157 €	- 2.295.617 €	- 2.629.921 €	-2.868.733 €
10 km	11 km	12km	13 km	14 km	15km
104 %	104 %	104%	104 %	104 %	104 %
75 %	75 %	75%	75 %	75 %	75 %
8,89 %	6,52 %	7,11%	7,71 %	8,29 %	8,89 %
675,47 MWh	743,02 MWh	810,56 MWh	878,11 MWh	945,66 MWh	1013,20 MWh
1,67 %	3,67 %	6,15 %	8,62 %	11,03 %	13,32 %
-1.563.173 €	-515.680 €	-5.748.880 €	-8.056.779 €	-10.301.196 €	-12.440.082 €
-1.437.397 €	-3.084.630 €	-4.888.698 €	-6.754.177 €	-8.547.706 €	-10.257.410 €
-2.136.899€	-994.715 €	359.298 €	1.766.151 €	3.128.629 €	4.411.467 €

Anhang Nr. 9 Datenauflistung der Untersuchung zu Case 2

Inst. Leistung	36 MW	40 MW	44 MW	48 MW	52 MW
Max Therm. Kabel	98 %	113 %	128 %	143 %	159 %
Max Therm. Trafo	70%	81 %	93 %	104 %	115 %
Durch. Auslastung Kabel	42 %	44 %	46 %	48 %	51 %
Durch. Auslastung Trafo	30 %	32 %	33 %	35 %	37 %
Max. Spannungsfall	2.78 %	3,22%	3,66 %	4,10 %	4,53 %
Gesamten Leitungsverluste	423,70 MWh	477,10 MWh	545,94 MWh	630,23 MWh	729,95 MWh
Prozentuale Abregelung	- %	0,37 %	1,88 %	4,21 %	6,84 %
Kapitalwert EinsMan	- €	-373.060 €	-2.099.733€	-5.119.626 €	-9.017.726 €
Kapitalwert Batteriespeicher	-€	-564.486 €	-2.256.639 €	-4.827.194 €	-8.114.024 €
Kapitalwert Netzausbau	- €	- 1.341.824 €	- 96.587 €	1.598.987 €	4.410.281 €

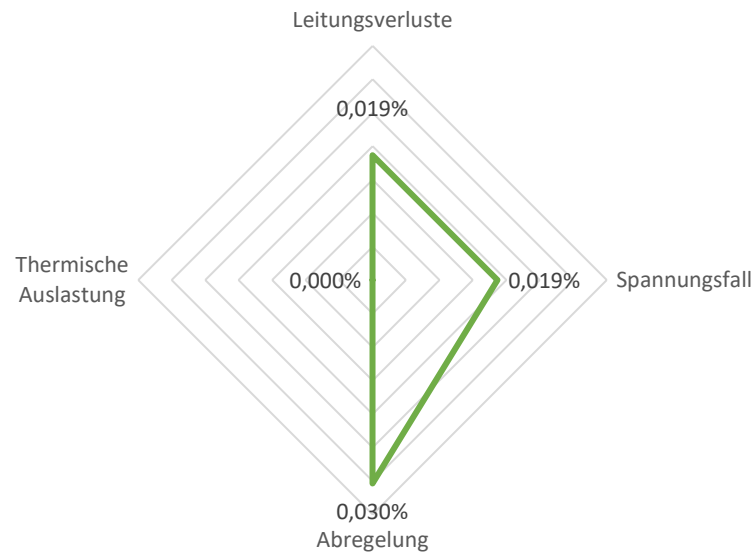
Anhang Nr. 10 Datenauflistung der Untersuchung zu Case 3

Inst. Leistung	Profile:	G1H 100%	G2H 100%	G6H 100%
Max Kabel Therm.	112 %	107 %	105 %	77 %
Max Trafo Therm.	81%	78 %	76 %	55 %
Max. Spannungsfall	3,19 %	3,07%	3,01 %	2,13 %
Gesamten Leitungsverluste	368,93 MWh	305,30 MWh	294,85 MWh	372,56 MWh
Prozentuale Abregelung	1,31 %	0,21 %	0,21 %	- %
Kapitalwert EinsMan	- 993.969€	-156.701 €	-159,910€	- €
Kapitalwert Batteriespeicher	- 1.142.868€	-352.855 €	-338,020 €	- €
Kapitalwert Netzausbau (unbefestigt)	- 894.039 €	- 1.497.858 €	- 1,495,543 €	- €
Kapitalwert Netzausbau (befestigt)	-90.320 €	-694.139 €	-691,824 €	- €

Anhang Nr. 11 Datenauflistung der Untersuchung zu Case 4

Anhang Nr. 12 Erste Durchführung einer Sensitivitätsanalyse:

Im Zuge der durchgeführten Cases wurden noch einige weitere Durchläufe mit dem Bewertungstool unternommen. Dabei wurden unterschiedliche Parametereinstellung vorgenommen und die Ergebnisse gesammelt. In einem ersten Schritt wurde die Leitungslänge zwischen einer Länge von 0 und 20 km variiert. Dabei wurde untersucht, inwieweit eine Erhöhung der Leitungslänge um einen Meter Auswirkungen auf andere Parameter des Tools besitzt. Die Ergebnisse befinden sich auf der Daten-CD.



Anhang Nr. 13 Auswirkungen, einer Erhöhung der Leitungslänge um einen Meter auf verschiedene Parameter