

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

MASTER-THESIS (PO 2014)

Titel	Auswirkungen auf die Verteilnetze bei Zunahme elektrifizierter Wärmetechnologien in Wohngebäuden im Rahmen der Wärmewende in 2050
Verfasser	Simon Brenner
Matrikel	745059
Einzureichen am	14.08.2017
Referent	Prof. Dr. Martin Meyer-Renschhausen
Korreferent	Prof. Dr.-Ing. Klaus-Martin Graf
Die Arbeit wurde erstellt in Kooperation mit	Institut für Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt

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

Zusammenfassung

Die vorliegende Masterthesis behandelt das Thema Wärmewende und deren Auswirkungen auf die elektrischen Verteilnetze. Im Vordergrund steht die Annahme, dass ein Wärmewende bedingter, höherer Anteil an elektrifizierten Wärmetechnologien, zu vermehrten Belastungssituationen für die Verteilnetze führt. Im Rahmen dieser Arbeit wird folgende, zentrale Fragestellung beantwortet: ‚Wie werden die Verteilnetze durch die Wärmewende und den dadurch verstärkten Einsatz von elektrifizierten Wärmetechnologien in Wohngebäuden in 2050 beeinflusst?‘.

Um eine Antwort auf diese Fragestellung zu erhalten, wurden verschiedene Zukunftsszenarien entwickelt, welche einen weitgehend von elektrifizierten Wärmetechnologien geprägten Wärmemarkt in 2050 beschreiben. Diese wurden anschließend mit Hilfe eines Excel-Tools, in drei Modellverteilnetzen unterschiedlicher Struktur, einer Lastflussberechnung unterzogen. Die daraus erhaltenen Ergebnisse wurden ausgewertet und interpretiert. Zur Beantwortung weiterer, im Zusammenhang mit der zentralen Forschungsfrage formulierten Teilfragestellungen, erfolgte außerdem die Durchführung leitfadengestützter Experteninterviews mit Verteilnetzbetreibern in Deutschland.

Die Ergebnisse der Experteninterviews zeigen, dass die Verteilnetzbetreiber bislang noch keine Wärmewende in Form einer zunehmenden Elektrifizierung des Wärmebereichs verzeichnen konnten. Ein Wärmewende bedingter Netzausbau, bzw. eine Kapazitätserweiterung der Bestandsnetze war dementsprechend noch nicht notwendig. Selbst bei einem in Zukunft wachsenden Anteil an elektrifizierter Wärmeversorgung, sehen die Verteilnetzbetreiber keinen erhöhten Bedarf zum Ausbau ihrer Netze.

Konträr hierzu zeigt sich in den Ergebnissen der Lastflussberechnungen, dass durch einen von elektrifizierten Wärmetechnologien dominierten Wärmemarkt in Zukunft, zumindest an den kältesten Tagen im Jahr, mit dem Auftreten von Engpässen in Verteilnetzen gerechnet werden muss. Insbesondere in städtischen Verteilnetzgebieten mit sehr hoher Bevölkerungsdichte sind zahlreiche Engpasssituationen zu erwarten.

Um Engpässen entgegenzuwirken, ist vor allem in städtischen Verteilnetzgebieten eine bivalente Betriebsweise, bzw. mindestens ein Mix der elektrifizierten Wärmetechnologien empfehlenswert. Zur Abdeckung von Wärmebedarfsspitzen ist es besonders dort sinnvoll, auch in Zukunft konventionelle bzw. sonstige stromunabhängige Wärmetechnologien einzusetzen.

Abstract

The present master thesis gives attention to the subject 'Wärmewende' (heat change) and its implications on the electric distribution networks. In the foreground is the assumption that a 'Wärmewende' - related higher percentage of electrified heat technologies leads to increased capacity bottlenecks in the distribution networks. Within the scope of this thesis the following research question is answered: 'What are the effects on the distribution networks if there is an increased use of electrified heat technologies in residential buildings in the year 2050?'

In order to obtain an answer to this question various future scenarios are developed. These scenarios describe a heat market in the year 2050 which is characterized by electrified heat technologies. The scenarios are then subjected to a load flow calculation using an Excel tool in three model distribution networks of different structure. The results are evaluated and interpreted. To answer further sub-questions posed in the context of the central research question there are also guided interviews conducted with distribution system operators in Germany.

The results of the guided interviews indicate that the distribution network operators have so far not been able to record something like a 'Wärmewende' or an increased electrification of the heat sector. Therefore an expansion of their existing networks was not yet necessary. Even with a growing percentage of electrified heat supply the distribution network operators do not see an increased need for the expansion of their networks.

Contrary to this the results of the load flow calculations indicate that with a heat market dominated by electrified heat technologies bottlenecks in distribution networks have to be taken into account at least on the coldest days of the year. In particular in urban distribution networks with a very high population density a significant increase of bottlenecks can be expected.

In order to counteract bottlenecks a bivalent mode of operation or at least a mix of electrified heat technologies is recommended in urban distribution network areas. To cover heat demand peaks in the future it is recommendable to use conventional or other non-electrified heat technologies.

Danksagung

Zunächst möchte ich mich bei Hann Ruppert für seinen Anstoß zu diesem Thema und seine wissenschaftliche Begleitung während der gesamten Bearbeitungszeit bedanken. Dank gebührt darüber hinaus meinem Erstkorrektor Herrn Prof. Dr. Martin Meyer-Renschhausen, sowie dem Zweitkorrektor Herrn Prof. Dr. Ing. Klaus-Martin Graf.

Die Arbeit wäre ohne die Unterstützung des Instituts für Wohnen und Umwelt GmbH und insbesondere deren Mitarbeiters, Herrn Dr. Nikolaus Diefenbach, nicht möglich gewesen. Vielen Dank für das zur Verfügung stellen der Datenbasis und für die zahlreichen Anregungen.

Bedanken möchte ich mich darüber hinaus bei allen Netzbetreibern, die an der qualitativen Studie teilnahmen.

Meinen Eltern danke ich ganz besonders, da ohne deren Unterstützung nicht nur diese Masterthesis, sondern mein gesamtes Studium nicht möglich gewesen wäre.

Abschließend bedanke ich mich bei allen Korrekturleserinnen und -lesern.

Inhaltsverzeichnis

I.	Abbildungsverzeichnis	IV
II.	Tabellenverzeichnis	VI
III.	Abkürzungsverzeichnis.....	VII
1.	Einleitung.....	1
2.	Theoretische Grundlagen	4
2.1.	Energie – und Wärmewende	4
2.1.1.	Ziele und Treiber der Energiewende.....	4
2.1.2.	Stand der Energiewende auf den Energiesektoren.....	8
2.1.3.	Bedeutung des Wärmemarkts	13
2.2.	Elektrifizierte Wärmetechnologien	20
2.2.1.	Wärmepumpen	20
2.2.1.1.	Grundsätzliche Funktionsweise	20
2.2.1.2.	Bauarten von Wärmepumpen	22
2.2.1.3.	Betriebsweisen von Wärmepumpen.....	24
2.2.1.4.	Energetische Bewertung von Wärmepumpen.....	26
2.2.2.	Elektroheizungen.....	29
2.2.3.	Mikro-Blockheizkraftwerke	30
2.3.	Elektrische Energieversorgung.....	31
2.3.1.	Grundsätzlicher Aufbau und Struktur elektrischer Netze	31
2.3.2.	Netzformen und Eigenschaften.....	34
2.3.2.1.	Radial / Strahlennetz.....	34
2.3.2.2.	Ringnetz / Strangnetz	35
2.3.2.3.	Maschennetz.....	36
2.3.2.4.	Aspekte für die Wahl der richtigen Netzform.....	37

2.3.3.	Systemkomponenten und deren Betriebsgrenzen.....	38
2.4.	Übersicht.....	42
3.	Methodisches Vorgehen	44
3.1.	Qualitative Studie	44
3.1.1.	Erhebungsmethode: Leitfadengestützte Experteninterviews	45
3.1.2.	Interviewpartner und Durchführung.....	46
3.1.3.	Auswertungsmethode: Qualitative Inhaltsanalyse	47
3.2.	Szenarien	48
3.2.1.	Datengrundlage	49
3.2.2.	Basisszenarien.....	50
3.2.2.1.	Monovalente Betriebsweise	50
3.2.2.2.	Bivalente Betriebsweise.....	52
3.2.3.	Gebäudeszenarien	53
3.2.4.	Modellnetze.....	57
4.	Ergebnisse.....	65
4.1.	Qualitative Studie	65
4.1.1.	Bisherige Entwicklungen im Rahmen der Energie- und Wärmewende.....	65
4.1.2.	Zukünftige Investitionsvorhaben	67
4.1.3.	Erwartungen hinsichtlich einer Wärmewende bzw. Sektorenkopplung	68
4.1.4.	Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen bei der Planung neuer Netze	70
4.1.5.	Allgemeine Hoffnungen / Schwierigkeiten im Rahmen der Energiewende	71
4.2.	Szenarien	72
4.2.1.	Städtisches Modellnetz.....	73
4.2.2.	Vorstädtisches Modellnetz	82
4.2.3.	Ländliches Modellnetz.....	89

5. Zusammenfassung und Diskussion	97
5.1. Qualitative Studie	97
5.2. Szenarien	100
6. Schlussfolgerungen.....	106
Literaturverzeichnis.....	108
Anhang	VIII

I. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Primärenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2011, eingeteilt in Verbrauchsgebiete.....	8
Abbildung 2: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2015	9
Abbildung 3: Treibhausgasemissionen Deutschlands 2010-2014 und Zielvorgaben 2030 bzw. 2050 im Rahmen der Energiewende.	10
Abbildung 4: Energiebedingte Treibhausgasemissionen, aufgeteilt in die Verursacherbereiche Stromerzeugung, Raumwärme, Industrie und Verkehr	12
Abbildung 5: Bestand zentraler Wärmeerzeuger in Deutschland 2015 in Millionen Stück	13
Abbildung 6: Entwicklung des Wärmebedarfs in Deutschland und Anteil unterschiedlicher Energieträger zur Deckung dieses Bedarfs.....	14
Abbildung 7: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Wärmesektor Deutschlands in den Jahren 2005 bis 2013.....	15
Abbildung 8: Entwicklung des Anteils elektrischer Wärmepumpen in Neubauten von 2007 bis 2015	16
Abbildung 9: Anteile von Wärmepumpen im Neubau und Altbau. Historische Werte und Prognosen	17
Abbildung 10: Szenario für den Absatz und Bestand an Wärmeerzeugern bis 2050	18
Abbildung 11: Funktionsschema Kompressionswärmepumpe.....	21
Abbildung 12: Struktur des Europäischen Verbundnetzes	33
Abbildung 13: Schematische Darstellung eines Strahlennetzes	35
Abbildung 14: Schematische Darstellung eines Strangnetzes	36
Abbildung 15: Schematische Darstellung eines Maschennetzes	36
Abbildung 16: Aus Rohdaten errechnete Gesamtwärmeleistungen für Einzelprofile (stündlich) und gemittelt je Dämm-/Modernisierungsstandard am Beispiel ‚EZFH Bestand‘	49
Abbildung 17: Extrahierte maximale Wärmebedarfe für Einzelprofile und gemittelt je Dämm-/Modernisierungsstandard am Beispiel ‚EZFH Bestand‘	49
Abbildung 18: Darstellung der Struktur des städtischen Modellverteilsnetzes	58
Abbildung 19: Darstellung der Struktur des vorstädtischen Modellverteilsnetzes	59

Abbildung 20: Darstellung der Struktur des ländlichen Modellverteilsnetzes.....	60
Abbildung 21: Skizze des städtischen Verteilnetzmodells in Excel (Beispielwerte)	61
Abbildung 22: Grundeinstellungsmöglichkeiten im städtischen Verteilnetzmodell (Beispielwerte)	61
Abbildung 23: Grundeinstellungen im Excel-Tool am Beispiel des städtischen Verteilnetzmodells.	63
Abbildung 24: Beispiel: Rote Einfärbungen an der Mittelspannungsleitung, da die Strombelastungsgrenze überschritten wurde.....	63
Abbildung 25: Beispiel: Rote Einfärbungen im Niederspannungsnetz, da das zulässige Spannungsband (ΔU in %) überschritten wurde	64
Abbildung 26: Ergebnisse Lastflussberechnungen städtisches Modellnetz (1)	73
Abbildung 27: Ergebnisse Lastflussberechnungen städtisches Modellnetz (2)	74
Abbildung 28: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 5/5 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs.....	78
Abbildung 29: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 5/5	79
Abbildung 30: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 6/8 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs.....	80
Abbildung 31: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 6/8	81
Abbildung 32: Ergebnisse Lastflussberechnungen vorstädtisches Modellnetz (1).....	82
Abbildung 33: Ergebnisse Lastflussberechnungen vorstädtisches Modellnetz (2)	83
Abbildung 34: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 2/2 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs.....	85
Abbildung 35: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 2/2.....	86
Abbildung 36: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 5/1 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs.....	87
Abbildung 37: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 5/1	88
Abbildung 38: Ergebnisse Lastflussberechnungen ländliches Modellnetz (1).....	89
Abbildung 39: Ergebnisse Lastflussberechnungen ländliches Modellnetz (2)	90
Abbildung 40: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 1/6 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs.....	93

Abbildung 41: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 1/6	94
Abbildung 42: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 7/2 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs.....	95
Abbildung 43: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 7/2	96

II. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Quantitative Ziele der Bundesregierung zur Energiewende	5
Tabelle 2: Übersicht Basisszenarien.....	51
Tabelle 3: Übersicht Gebäudeszenarien	54
Tabelle 4: Maximaler Wärmebedarf und Nennleistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien für jedes betrachtete Gebäudeszenario	55

III. Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
BDH	Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BWP e.V.	Bundesverband Wärmepumpe e. V.
COP	Coefficient of Performance
dena	Deutsche Energie-Agentur
EE	Erneuerbare Energien
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
el.	Elektrisch
EN	Europäische Norm
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZFH	Ein-/Zweifamilienhaus
GHD	Gewerbe-Handel-Dienstleistungen
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MFH	Mehrfamilienhaus
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

„[...] wollen wir die Energiewende erfolgreich zu Ende führen, kommen wir nicht umhin, unseren Wärmebedarf deutlich zu senken und die erforderliche Wärme effizient und umweltfreundlich zu erzeugen.“ (Brockmann 2015).

Spätestens mit dem von zahlreichen Staaten unterzeichneten Klimaabkommen von Paris vom Dezember 2015 steht auch für Deutschland fest, dass eine zügige Dekarbonisierung der Energieversorgung erfolgen muss (vgl. Quaschnig 2016, S. 10). Eine solche Dekarbonisierung kann bis zum Jahre 2050 nur erreicht werden, wenn die Ziele der Energiewende mit Nachdruck verfolgt, bzw. weiter verschärft werden (vgl. ebd., S. 7). Die Diskussion der deutschen Energiewende fokussierte sich in den letzten Jahren meist allein auf den Stromsektor. Es kann jedoch bezweifelt werden, dass die Energiewende sowie die Ziele des Pariser Abkommens alleine durch einen Umbau der Stromerzeugung zu erreichen sind (vgl. Sandrock et al. 2015, S. 2). Die Energiesektoren Wärme und Verkehr müssen gleichermaßen dekarbonisiert werden (vgl. Quaschnig 2016, S. 3). Die Energiewende kann letztlich nur als gesamtheitliche Strom-, Wärme-, und Mobilitätswende gelingen.

Gerade der Wärmebereich ist für die Umsetzung der Energiewende von zentraler Bedeutung (vgl. Sandrock et al. 2015, S. 2). So entfielen in Deutschland im Jahr 2013 über 50% des gesamten Endenergiebedarfs auf diesen Bereich (vgl. Breisig et al. 2015, S. 9; vgl. Sandrock et al. 2015, S. 2). Der Wärmemarkt basiert in Deutschland auch heute noch sehr stark auf dem Einsatz fossiler Brennstoffe. Im Jahr 2013 entstanden beinahe die Hälfte aller energiebedingten Treibhausgasemissionen bei der Wärmeerzeugung (vgl. Breisig et al. 2015, S. 9). Die Fortschritte hinsichtlich der Integration Erneuerbarer Energien sind im Wärmebereich, im Vergleich zum Strombereich, äußerst gering. So decken Technologien wie z.B. Umweltwärme und Solarthermie aktuell einen Anteil von nur zehn Prozent des Wärmebedarfs ab (vgl. Sandrock et al. 2015, S. 2).

Eine Wärmewende in Form einer vollständigen Dekarbonisierung des Wärmesektors bis zum Jahre 2050 kann nur erreicht werden, wenn eine rasche Abkehr von der fossilen Wärmeerzeugung erfolgt (vgl. Quaschnig 2016, S. 6). Stattdessen müssen andere Technologien zur Wärmeerzeugung genutzt werden (vgl. ebd., S. 12). Ein vielversprechender und auch in zahlreichen Studien (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 47f.; vgl. Quaschnig 2016, S. 12ff.) beschriebener Ansatz zur Erreichung der Klimaziele auf dem Wärmemarkt ist der verstärkte

Einsatz von elektrifizierten Wärmetechnologien, wie etwa Wärmepumpen. Diese können eine Schlüsseltechnologie auf dem Weg zu einem dekarbonisierten Wärmemarkt darstellen.

Eine Zunahme von elektrischen Wärmepumpen sowie weiterer elektrifizierter Wärmetechnologien führt zu einer Steigerung des Strombedarfs (vgl. Quaschnig 2016, S. 33). Es kommt zu einer Art Kopplung der Sektoren Wärme und Strom. Diese Entwicklung bringt neue Herausforderungen für die elektrischen Netze, insbesondere die Verteilnetze mit sich. Gerade vor dem Hintergrund, dass es zukünftig in Verteilnetzgebieten mit einem hohen Anteil elektrifizierter Wärmetechnologien vermehrt zu kritischen Engpasssituationen (vgl. Diefenbach et al. 2017, Anhang D, S.20) und damit einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit für die Bevölkerung kommen kann, muss dieser Sachverhalt näher untersucht werden. Weiterhin wurde der Thematik in wissenschaftlichen Forschungsarbeiten bislang (Stand Sommer 2017) kaum Beachtung geschenkt. So beschäftigt sich lediglich eine Kurzstudie mit der Technologie der elektrischen Wärmepumpen und deren Wirkung auf die Verteilnetze (vgl. Tenbohlen et al. 2015).

Dementsprechend ist das primäre Ziel dieser Arbeit verschiedene Zukunftsszenarien zu entwickeln, welche einen weitgehend von elektrifizierten Wärmetechnologien geprägten Wärmemarkt in 2050 beschreiben. Die Arbeit folgt im Wesentlichen der Fragestellung:

- Wie werden die Verteilnetze durch die Wärmewende und den dadurch verstärkten Einsatz von elektrifizierten Wärmetechnologien in Wohngebäuden in 2050 beeinflusst?

Dazu werden Szenarien in drei Modell-Verteilnetzen unterschiedlicher Struktur einer Lastflussberechnung unterzogen und die Ergebnisse anschließend ausgewertet und interpretiert. Der Fokus liegt darauf, mögliche Strom- sowie Spannungsengpässe zu identifizieren. Im Ergebnis werden mögliche ‚Ausbaukorridore‘ bzw. Empfehlungen zum Ausbau elektrifizierter Wärmetechnologien genannt.

Neben der zentralen Forschungsfrage werden folgende, mit dieser im Zusammenhang stehende Teilfragestellungen, beantwortet:

- Erkennen die Verteilnetzbetreiber heute bereits einen Trend zur zunehmenden Elektrifizierung im Wärmebereich?
- Sehen die Verteilnetzbetreiber aufgrund der Wärmewende zukünftig erhöhte Risiken für die Netzstabilität und deshalb einen verstärkten Netzausbaubedarf?

Um diese Teilfragestellungen zu untersuchen, wurde im Vorfeld der Szenarien eine qualitative Studie in Form von Experteninterviews mit Verteilnetzbetreibern in Deutschland durchgeführt. Diesen wurden Fragen zu den Themen Sektorenkopplung, Energie- und Wärmewende und elektrischen Wärmepumpen gestellt.

Der theoretische Teil der Arbeit befasst sich in Kapitel 2.1 mit der Energie- und Wärmewende. Zu Beginn wird auf die Ziele und Treiber der Energiewende eingegangen, anschließend wird der Stand der Energiewende auf den einzelnen Energiesektoren näher beleuchtet. Schließlich wird die Bedeutung des Wärmemarkts für die Energiewende herausgestellt. Hierzu werden sowohl die aktuellen Strukturen und historischen Entwicklungen auf dem Wärmemarkt, als auch zukünftig stattfindende Trends im Zusammenhang mit der Energiewende erläutert. In Kapitel 2.2 erfolgt eine Beschreibung der für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit relevanten elektrifizierten Wärmetechnologien. Im Fokus dieses Kapitels stehen elektrische Wärmepumpen. Kapitel 2.3 thematisiert die elektrische Energieversorgung. Zunächst wird der grundsätzliche Aufbau und die Struktur elektrischer Netze dargestellt, bevor anschließend einige relevante Netzformen und deren Eigenschaften beschrieben werden. Darüber hinaus werden wichtige Systemkomponenten elektrischer Netze vorgestellt und deren Betriebsgrenzen erläutert.

In Kapitel 3 ist das methodische Vorgehen beschrieben. Hier wird zunächst auf die qualitative Studie eingegangen. So erfolgen Erläuterungen zur verwendeten Erhebungsmethode, den Interviewpartnern und der Durchführung der Interviews. Außerdem wird die Auswertungsmethode dargelegt. Anschließend erfolgt die Vorstellung der Datengrundlage und Konzeption, sowie der Szenarien selbst. In diesem Zusammenhang erfolgen auch Erläuterungen zu den im Rahmen der Auswertung der Szenarien durchgeführten Lastflussberechnungen und den hierzu verwendeten Modellverteilnetzen. Die Darstellung und Beschreibung der Ergebnisse der qualitativen Studie und der Szenarien erfolgt in Kapitel 4. Das Kapitel 5 beinhaltet eine Zusammenfassung, Interpretation sowie Diskussion der wesentlichen Erkenntnisse aus der qualitativen Studie und den Szenarien. Das abschließende Kapitel 6 umfasst Schlussfolgerungen und Empfehlungen, welche aus den in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen abgeleitet werden.

2. Theoretische Grundlagen

2.1. Energie – und Wärmewende

2.1.1. Ziele und Treiber der Energiewende

Das Jahr 2011 gilt als Schicksalsjahr für die deutsche Energiewende. Ausgelöst durch die Reaktorkatastrophe von Fukushima, beschloss die Bundesregierung am 14. März 2011 den vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie, sowie die sofortige Abschaltung der ältesten Atomkraftwerke im Land und leitete damit eine radikale energiepolitische Kehrtwende ein (vgl. Gochermann 2016, S. 41). Auch wenn die Energiewende bereits im Vorjahr, nämlich im September 2010 in einem vom Bundeskabinett verabschiedeten Energiekonzept dokumentiert wurde, kam es nun zu einer Beschleunigung dieses Vorhabens. Die mit der Energiewende im Energiekonzept von 2010 dokumentierten Grundsätze wurden ursprünglich bereits im Jahr 2005 im Rahmen der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes festgelegt. So wurden damals folgende übergeordneten Ziele für die Energieversorgung der Zukunft definiert (vgl. ebd., S. 45): Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit, Umweltverträglichkeit, Energieeffizienz und Verbraucherfreundlichkeit.

War die Energieversorgung in Deutschland bis dato stark geprägt durch die Erzeugung von Atom- und Kohlestrom, sollte der Energiemarkt in Deutschland nun bis 2050 zu 80% und darüber hinaus zu 100 % durch Erneuerbare Energien abgedeckt werden (vgl. ebd., S. 46). Die im deutschen Energiemix bisher so bedeutende Kernenergie und Kohlestromerzeugung wurden zu Brückentechnologien erklärt (vgl. Bundesregierung 2010, S. 16ff.). Sämtliche Kernkraftwerke sollen zum Jahr 2022 komplett aus dem deutschen Kraftwerksportfolio verschwinden. Stattdessen sollen Erneuerbare Energien zu einer „[...] tragenden Säule der zukünftigen Energieversorgung [...]“ (Bundesregierung 2010, S. 7) werden. Die Energiewende soll die Energieversorgung Deutschlands insgesamt sicherer, unabhängiger von Rohstofflieferungen aus dem Ausland aber vor allem nachhaltiger bzw. umweltfreundlicher machen. Hierzu sollen die Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95% reduziert werden (vgl. BMWi 2013, S. 7). Der Aspekt der Umweltfreundlichkeit ist maßgeblicher Treiber des Vorhabens der deutschen Energiewende und wird deshalb später näher beschrieben. Neben dem Hauptziel des Ausbaus Erneuerbarer Energien und der Reduktion der Treibhausgasemissionen, verfolgt die Energiewende nach den Beschlüssen der Bundesregierung von 2010 und 2011 noch weitere konkrete Ziele in folgenden Bereichen (vgl. ebd., S. 7):

Effizienzsteigerung

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland soll bis zum Jahre 2050 im Vergleich zum Basisjahr 2008 um die Hälfte, ergo 50% verringert werden. In diesem Zusammenhang soll die Energieproduktivität um 2,1% pro Jahr bis 2050 ansteigen. Der Bruttostromverbrauch soll um 25% sinken und der Anteil der Stromerzeugung aus KWK kontinuierlich gesteigert werden.

Gebäudebestand

Der Wärmebedarf im Gebäudebestand soll bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2008 um 20% gesenkt werden. Der Primärenergiebedarf im Gebäudebereich soll bis zum Jahre 2050 um 80% geringer sein als 2008 und die Sanierungsrate der Gebäude soll von bisher ca. 1% (2008-2011) auf 2% pro Jahr gesteigert werden.

Verkehrsbereich

Im Bereich Verkehr soll der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber 2005 um 10% gesenkt werden, bis 2050 um insgesamt 40%. Dabei soll sich die Anzahl an Elektrofahrzeugen im deutschen Straßenverkehr bis 2020 auf eine Million und bis 2030 auf 6 Millionen erhöhen.

Tabelle 1: Quantitative Ziele der Bundesregierung zur Energiewende

	2020	2030	2040	2050
Minderung Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-40%	-55%	-70%	-85 bis -95%
Mindestanteil EE am Endenergieverbrauch	18%	30%	45%	60%
Mindestanteil EE am Bruttostromverbrauch	35%	50%	65%	80%
Minderung Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-20%			-50%
Minderung Stromverbrauch (gegenüber 2008)	-10%			-50%
Minderung Energieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	-10%			-40%
Reduzierung des Wärmebedarfs von Gebäuden	-20%			-80%

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG UND BMWi 2013, S. 7

Ihren Ursprung findet die Idee der Energiewende und die damit verbundene neue Ausrichtung der deutschen Energiepolitik in der gesellschaftlich übergreifenden, international aufgekommenen Forderung zur Reduzierung der für den Klimawandel verantwortlichen Treibhausgasemissionen (vgl. Gochermann 2016, S. 45). Deutschland hat sich im Rahmen der Energiewende mit den Beschlüssen aus den Jahren 2010/11 zum Ziel gesetzt, zu einer der umweltschonendsten und energiesparendsten Volkswirtschaften der Welt zu werden. Es soll nach dem Willen der Bundesregierung eine Vorreiterrolle für andere Länder einnehmen (vgl. ebd., S. 45).

Das oberste Ziel der Energiewende ist deshalb, wie bereits aufgeführt, die Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80% bis zum Jahre 2050, im Vergleich zum Basisjahr 1990. Eine deutliche Reduzierung des Einsatzes fossiler Brennstoffe bis hin zu einer vollständigen Dekarbonisierung ist damit zentraler Bestandteil der Energiewende (vgl. Quaschnig 2016, S. 8). Dies wird umso wichtiger, da sich die Bundesregierung neben den eigenen Umweltzielen im Rahmen zahlreicher internationaler Abkommen zu mehr Klimaschutz verpflichtet hat. Zu nennen ist hierbei insbesondere das Pariser Klimaschutzabkommen vom Dezember 2015 (vgl. ebd., S. 5). Quaschnig (2016) rechnet in der Studie „Sektorkopplung durch die Energiewende“ in diesem Zusammenhang damit, dass die ohnehin ambitionierten Zielvorgaben der Bundesregierung zur Reduzierung der klimaschädlichen Gase in den nächsten Jahren noch weiter verschärft werden. Insgesamt müsse sich das Tempo der Energiewende deutlich erhöhen (vgl. ebd., S. 7). Lege man die bisherige Ausbaugeschwindigkeit von Erneuerbaren Energien im Zeitraum 2000-2015 zu Grunde, so würde die Energiewende selbst mit dem ursprünglich angestrebten CO₂-Reduktionsziel von 80%, also ohne Berücksichtigung des Pariser Abkommens, noch über 100 Jahre dauern (vgl. ebd., S. 7). Wie langsam die Energiewende insgesamt voranschreitet, wird anhand einer Betrachtung des Primärenergieverbrauchs deutlich. Denn selbst wenn die Stromerzeugung in Deutschland bereits im Jahre 2015 zu immerhin etwa einem Drittel (30%) durch Erneuerbare Energien erfolgte (vgl. Graichen et al. 2016, S. 3), betrug der Anteil Erneuerbarer Energien gemessen am Primärenergieverbrauch auf dem gesamten deutschen Energiemarkt im selben Jahr gerade einmal 12,6% (vgl. Quaschnig 2016, S. 7).

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien fand bisher vor allem im Stromsektor statt. Deshalb hat sich auch die öffentliche Wahrnehmung der Energiewende insgesamt bisher meist alleine auf den Stromsektor beschränkt (vgl. Sandrock et al. 2015, S. 2). Hierbei konnte schnell der Eindruck entstehen, dass die Energiewende alleine durch den Wandel bzw. Umbau der

Energieversorgung in Deutschland zu erreichen ist. Doch wie die oben genannten Zahlen und Ausführungen, vor allem im Kontext einer für die Einhaltung der Klimaschutzverpflichtungen notwendigen vollständigen Dekarbonisierung verdeutlichen, greift dieser Ansatz zu kurz. Eine erfolgreiche Energiewende kann sich nicht alleine auf dem Stromsektor vollziehen (vgl. ebd., S. 2). Sie muss sektorübergreifend auf dem gesamten Energiemarkt stattfinden.

2.1.2. Stand der Energiewende auf den Energiesektoren

Die Energiewende betrifft den gesamten deutschen Energiemarkt und alle dort vorhandenen Energiesektoren. Nachfolgend wird zunächst ein kurzer Überblick über die Strukturen des Energiemarkts gegeben, dabei soll die Bedeutung der einzelnen Sektoren herausgestellt werden. Anschließend wird auf den aktuellen Stand der Energiewende in den jeweiligen Sektoren eingegangen. Dieser wird anhand der dort freigesetzten Treibhausgasemissionen beurteilt.

Der Energiemarkt kann allgemein in die drei übergeordneten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr unterteilt werden. Hinsichtlich des Energieverbrauchs kann weiterhin nach den Anwendungsbereichen Wärme, Kälte, mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und Beleuchtung unterschieden werden (vgl. BMWi 2013, S. 26). In einem weiteren Schritt ist es möglich, diese Anwendungsbereiche verschiedenen Verbrauchsgebieten zuzuteilen.

In einer Studie des BMWi aus dem Jahr 2013 sind die Verbräuche in die folgenden vier Verbrauchsgebiete unterteilt: Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD), Haushalte und Verkehr (vgl. ebd., S. 26).

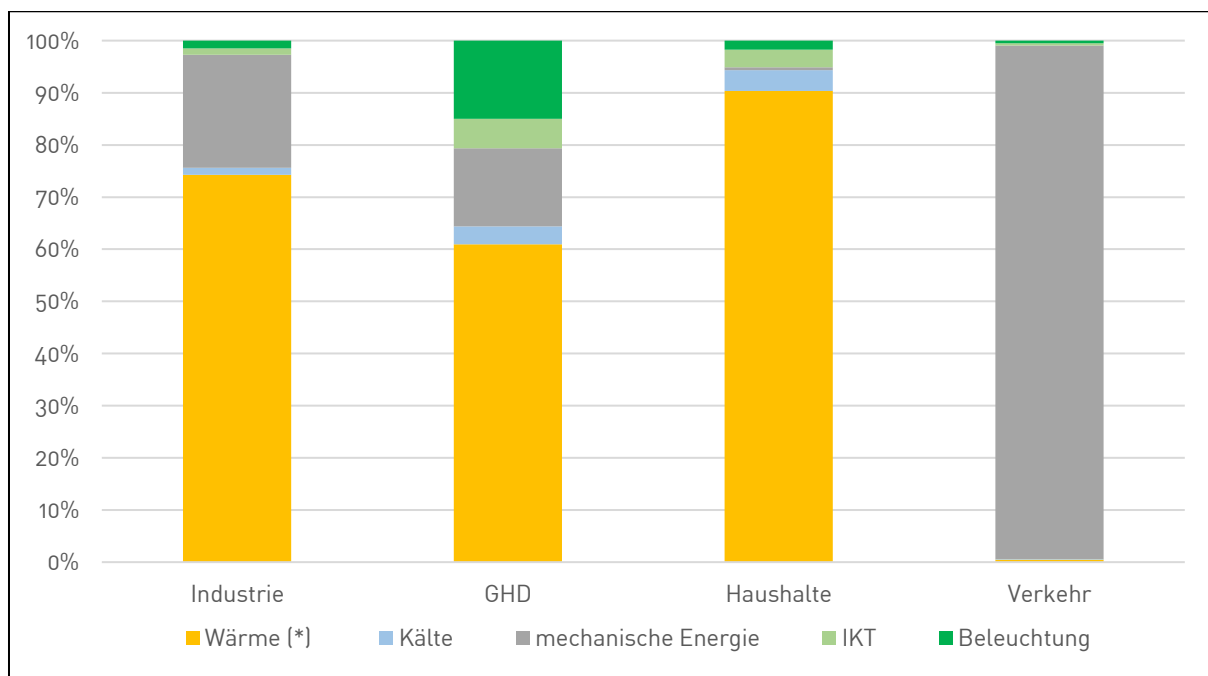


Abbildung 1: Primärenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2011, eingeteilt in Verbrauchsgebiete

(*) Raumwärme, Prozesswärme, Warmwasser

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG, DATEN AUS AGEB MÄRZ 2013

Bei Betrachtung der obigen Grafik wird ersichtlich, dass mit Ausnahme des Verkehrsbereichs in allen Gebieten der Energieverbrauch für die Erzeugung von Wärme die wichtigste Rolle einnimmt. So wird in der Industrie über 74%, im Bereich GHD 61% und im Haushaltsbereich sogar 90% der gesamten Primärenergie zur Wärmeerzeugung aufgewandt. Lediglich im Verkehrsbereich ist der Verbrauch für Wärmeerzeugung vernachlässigbar, da hier zur Generierung von Mobilität für den Antrieb der Fahrzeuge fast ausschließlich mechanische Energie benötigt wird (vgl. BMWi 2013, S. 26). Demgegenüber ist weiterhin erkennbar, dass in den Bereichen Industrie und GHD der Energieaufwand zur Erzeugung von mechanischer Energie, Kälte, sowie für IKT und Beleuchtung nur von mäßiger Bedeutung – und im Bereich der privaten Haushalte praktisch vernachlässigbar gering ist.

Dies spiegelt sich auch in einer gesamtheitlichen Betrachtung des deutschen Energiemarkts im Jahre 2015 wider. So entfiel 2015 deutschlandweit 54 % des gesamten Energieverbrauchs auf die Wärmeerzeugung, 39 % auf die Bereitstellung mechanischer Energie, nur 5 % wurden für den Betrieb von IKT und lediglich 2 % für die Erzeugung von Kälte aufgebracht (vgl. BMWi 2017, C.9).

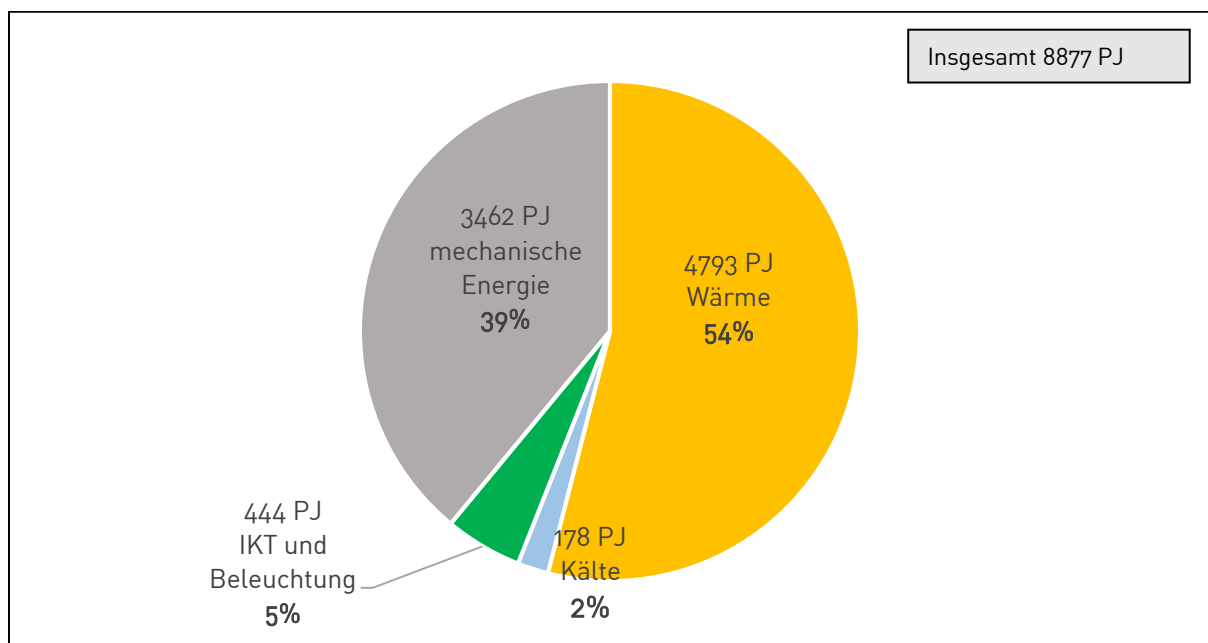


Abbildung 2: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2015

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG UND BMWI 2017, S. 9

Für eine Beurteilung über den Erfolg der Energiewende, kann die Entwicklung der ausgestoßenen Treibhausgasemissionen betrachtet werden (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 25). Die gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands, umgerechnet in Kohlendioxid-Äquivalente, betragen im Jahr 2014 etwa 902 Millionen Tonnen (vgl. Quaschnig 2016, S. 8). Im selben Jahr betragen die energetisch bedingten Treibhausgasemissionen 752 Millionen Tonnen, womit insgesamt 83% aller Treibhausgasemissionen Deutschlands durch die Erzeugung von Strom, Wärme und mechanischer Energie verursacht wurden (vgl. ebd., S. 8).

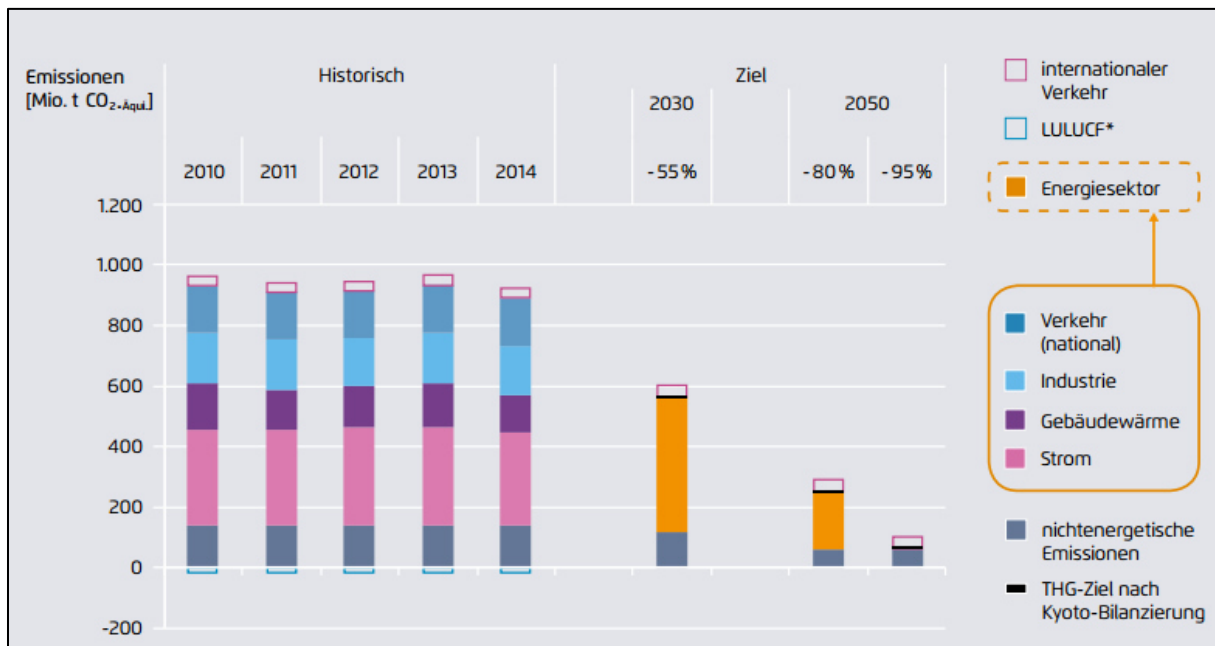


Abbildung 3: Treibhausgasemissionen Deutschlands 2010-2014 und Zielvorgaben 2030 bzw. 2050 im Rahmen der Energiewende.

*LULUCF: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

QUELLE: GERHARDT ET AL. 2017, S. 25

In obiger Abbildung ist die Entwicklung der Treibhausgasemissionen Deutschlands über einen Zeitraum von 5 Jahren von 2010 bis 2014 dargestellt. Die Emissionen sind unterteilt in die einzelnen Bereiche Strom (Energieerzeugung), Gebäudewärme, Industrie und Verkehr. Weiterhin sind nebenstehend die Zielvorgaben der Bundesregierung im Rahmen der Energiewende aufgeführt. So sollen, wie bereits in Kapitel 2.1.1 detailliert aufgeführt, die energiebedingten Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55% und bis 2050 um 80- bis bestenfalls 95% gesenkt werden.

Hinsichtlich einer Beurteilung der Gesamtentwicklung, kann in Abbildung 3 zunächst erkannt werden, dass die Treibhausgasemissionen im betrachteten Gesamtzeitraum seit Beschluss der Energiewende im Jahr 2010 bis 2014 kaum gesunken sind. Von 2010 bis 2013 stagnierten die Emissionen, bzw. stiegen sogar leicht an, bevor von 2013 auf 2014 schließlich ein kleiner Rückgang stattfand. Im Folgenden werden die vier in Abbildung 3 aufgeführten Bereiche näher

betrachtet, hierbei wird auf die dortige Struktur sowie Entwicklungen eingegangen (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 25ff.):

Der Bereich der **Gebäudewärme** verursacht (klimabedingt) einen jährlich leicht schwankenden Anteil von 17-20% der energiebedingten Treibhausgasemissionen. So kann Abbildung 3 entnommen werden, dass die Gebäudewärme bedingten Emissionen im Jahre 2014 etwas niedriger sind, als noch 2010. Diese Abnahme der Emissionen ist jedoch maßgeblich Klima/Temperaturschwankungen zuzurechnen (vgl. ebd., S. 25). Hinsichtlich der Verbreitung der Technologien zur Wärmebereitstellung muss eine unterschiedliche Betrachtungsweise zwischen Neubauten und Bestandsgebäuden vorgenommen werden. Im Falle von Neubauten gelten nach den Anforderungen aus der Energieeinsparverordnung EnEV gesetzliche Verpflichtungen zur Verbesserung der Energieeffizienz (vgl. ebd., S. 26). Für Bestandsgebäude gelten diese Vorschriften nicht, weshalb dort fast ausschließlich fossile Energieträger für die Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen und große Mengen an Treibhausgasen produziert werden. Dementsprechend ist auch die Durchdringung von Erneuerbaren Energien im Bestandsgebäudebereich prozentual gesehen sehr gering (vgl. ebd., S. 26). Bei Neubauten nehmen Erneuerbare Energien eine wichtigere Rolle ein, so ist dort z.B. der Anteil an Wärmepumpen und Solarthermie, nicht zuletzt auf Grund der oben genannten restriktiven gesetzlichen Bestimmungen, bereits recht hoch. Dies führt demzufolge zu einem niedrigeren Ausstoß von Treibhausgasen. Neubauten machen jedoch, gemessen an der gesamten beheizten Fläche in Deutschland, nur einen kleinen Anteil aus (vgl. ebd., S. 26).

Die **Industrie** trägt, aufgrund der Erzeugung von Prozesswärme und Raumwärme, zu einem Anteil von ca. 21% der energiebedingten Emissionen bei. Die Menge der ausgestoßenen Treibhausgase stagnierte von 2010 bis 2014. In der Industrie kommt primär der fossile Energieträger Erdgas zum Einsatz, direkt gefolgt von Kohle (vgl. ebd., S. 31). Mit Erdgas betriebene KWK-Anlagen sind hier die dominierende Technologie, sie erzeugen aktuell etwa die Hälfte der benötigten Wärme. Erneuerbare Energien spielen bei der Industriewärmeerzeugung bisher kaum eine Rolle. Der vorhandene kleine Anteil Erneuerbarer Energien wird dort vor allem durch Biomasse erzeugt (vgl. ebd., S. 31).

Der **Verkehrsbereich** ist für weitere 20% der Emissionen verantwortlich. Die Emissionen werden primär durch den nationalen Straßenverkehr verursacht (vgl. ebd., S. 32) und blieben im betrachteten Zeitraum nahezu konstant. Dass die Emissionen trotz stetig umweltfreundlicheren Fahrzeugen nicht abnahmen, lag vor allem darin begründet dass sowohl der persönliche Individualverkehr wie auch der Gütertransport auf deutschen Straßen innerhalb der letzten

Jahre permanent zunahm (vgl. ebd., S. 32). Fast die gesamte im Verkehrsbereich benötigte mechanische Energie wird durch die Verbrennung fossiler Kraftstoffe bereitgestellt. Erneuerbare Energien machen hier in Form von Biokraftstoff ca. 6 % aus (vgl. ebd., S. 32).

Die Energiewirtschaft ist mit der **Stromerzeugung** für etwa 40% der Emissionen verantwortlich. In diesem Bereich macht sich die Energiewende bereits deutlich bemerkbar, so konnte im Vergleich zu den anderen Sektoren in den letzten Jahren ein beachtlicher Ausbau Erneuerbarer Energien auf insgesamt etwa 30 % des Bruttostromverbrauchs stattfinden (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 33). Hinsichtlich der Entwicklung der Treibhausgasemissionen kann von 2010 bis 2014 jedoch insgesamt kaum eine abnehmende Tendenz festgestellt werden. Dies liegt maßgeblich begründet in einem stetig steigenden Stromexportsaldo, sowie dem Ausstieg aus der Kernenergie, wodurch die Stromerzeugung aus Kohle als Brückentechnologie vorübergehend wieder an Bedeutung gewann (vgl. ebd., S. 33). Außerdem kam es zu einem Einbruch der Preise für CO₂-Zertifikate auf dem europäischen Emissionshandelsmarkt (vgl. ebd., S. 33), wodurch die auf fossilen Brennstoffen basierende Stromerzeugung finanziell zumindest nicht weniger attraktiv wurde. Die Bruttostromerzeugung fand in Deutschland im Jahre 2016 außer durch Erneuerbare Energien deshalb vor allem in thermischen Kraftwerken durch Verbrennung von Stein – und Braunkohle sowie Erdgas statt. Auf Grund des endgültig beschlossenen- und durch das vom Netz nehmen zahlreicher Kraftwerke in den letzten Jahren schon massiv vorangeschrittenen- Kernenergieausstiegs, trägt der Strom aus Kernkraftwerken 2016 bereits nur noch einen Teil von ca. 13 % zur Bruttostromerzeugung bei (vgl. BMWi 2017, E.28).

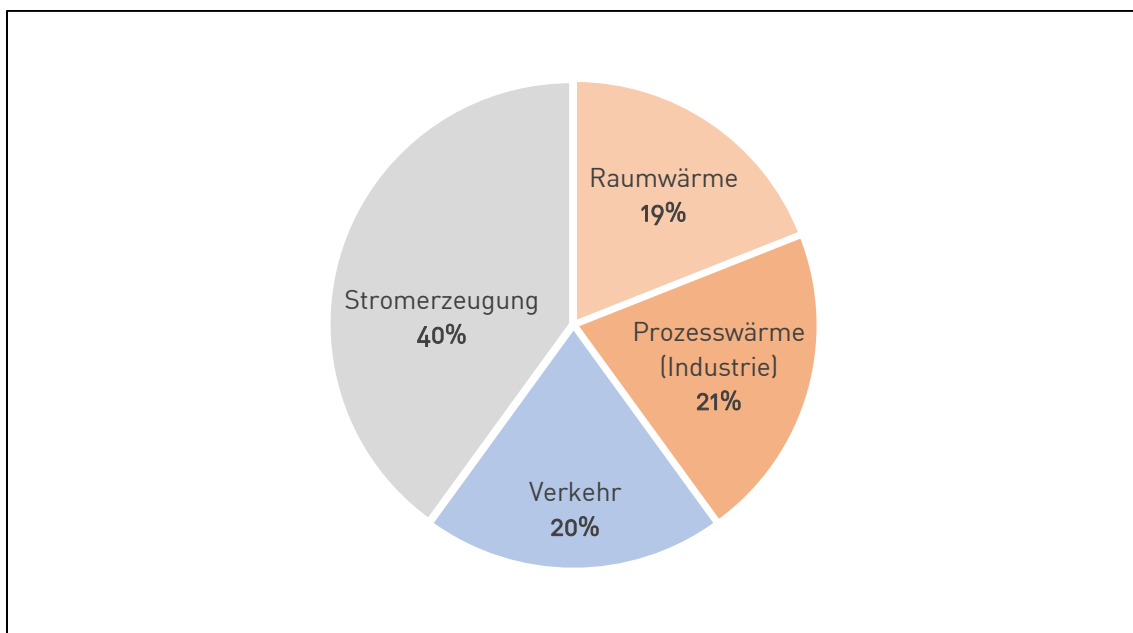


Abbildung 4: Energiebedingte Treibhausgasemissionen, aufgeteilt in die Verursacherebenen Stromerzeugung, Raumwärme, Industrie und Verkehr

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG UND GERHARDT ET AL. 2017, S. 25FF.

2.1.3. Bedeutung des Wärmemarkts

In diesem Kapitel soll zunächst ein kurzer Überblick über die aktuellen Strukturen sowie historischen Entwicklungen auf dem Wärmemarkt gegeben werden. Anschließend wird auf zukünftig möglicherweise stattfindende Entwicklungen und Trends auf dem Wärmemarkt im Zusammenhang mit der Energiewende eingegangen.

Wie bereits im vorherigen Kapitel deutlich wurde, ist der Wärmesektor, gemessen an der aufgewandten Endenergie, der größte und wichtigste in Deutschland. So wurde 2013 mit 1499 TWh über 50 % der gesamten Endenergie (2700 TWh) für die Wärmeerzeugung aufgebracht (vgl. Breisig et al. 2015, S. 16). Wärme wird außer für industrielle Zwecke, vorwiegend für Heizzwecke in Gebäuden also in Form von Raumwärme, sowie Warmwasser, benötigt.

Der deutsche Wärmemarkt ist geprägt durch eine Vielzahl kleiner Anlagen welche dezentral, also direkt in den Gebäuden in denen der Wärmebedarf anfällt, installiert sind (vgl. BDH 2015). Wie in untenstehender Abbildung 5 zu sehen ist, beträgt die Gesamtzahl aller in Deutschland installierten dezentralen Wärmeerzeuger ca. 21 Millionen (vgl. ebd. 2015). Eine zentrale Wärmeversorgung, etwa durch Fernwärme, spielt in Deutschland nur eine untergeordnete Rolle.

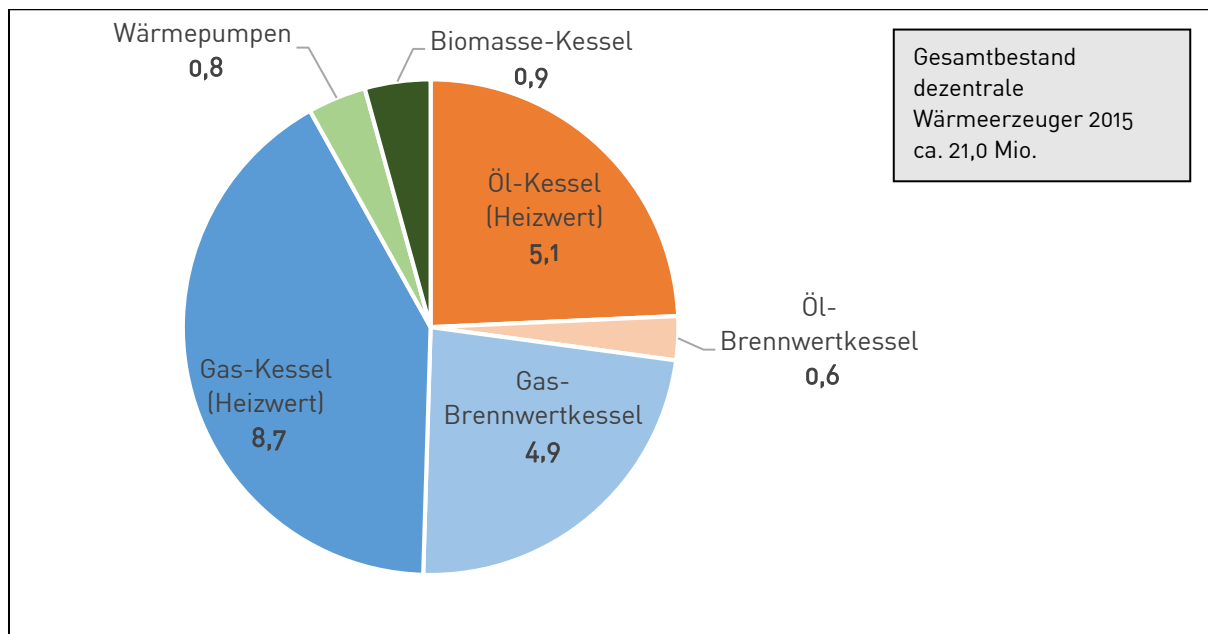


Abbildung 5: Bestand zentraler Wärmeerzeuger in Deutschland 2015 in Millionen Stück

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG UND BDH 2015

Wie ebenfalls in Abbildung 5 ersichtlich ist, basiert der überwiegende Teil der Anlagen auf der wenig effizienten Heizwerttechnik, ein kleiner Teil auf der moderneren Brennwerttechnik (vgl. Breisig et al. 2015, S. 36). Insgesamt werden nahezu alle Anlagen mit fossilen Brennstoffen wie Erdgas, Heizöl oder Kohle betrieben (vgl. ebd., S. 36). Der wichtigste fossile Energieträger auf

dem Wärmemarkt, sowohl im Wohngebäudebereich als auch in der Industrie, ist Erdgas. Dieser deckte 2013 alleine etwa 45% des gesamten Wärmebedarfs (vgl. ebd., S. 20). Wie in Abbildung 6 zu erkennen ist, stieg der Anteil von Erdgas an der Wärmebereitstellung in den letzten Jahren insgesamt leicht an. Der Anteil der Wärmeerzeugung mittels Erdöl schwankte etwas, hier kann innerhalb des in der Abbildung betrachteten Gesamtzeitraums ein geringer Rückgang festgestellt werden. Jeweils kleinere Anteile des Wärmebedarfs werden außerdem durch Biomasse, nicht erneuerbarer Abfälle/ Abwärme, Strom und Fernwärme bereitgestellt (vgl. ebd., S. 21).

Im Jahre 2014 wurde insgesamt immer noch ca. 75% des Raumwärmebedarfs und 66% des Warmwasserbedarfs über fossile Brennstoffe abgedeckt (vgl. Quaschnig 2016, S. 11). Erneuerbare Energien, hierbei vor allem Biomasse, nahmen zwar auf dem Wärmemarkt in den letzten Jahren prozentual etwas zu (vgl. Breisig et al. 2015, S. 20), sie spielen bei der Wärmeerzeugung jedoch bislang kaum eine Rolle.

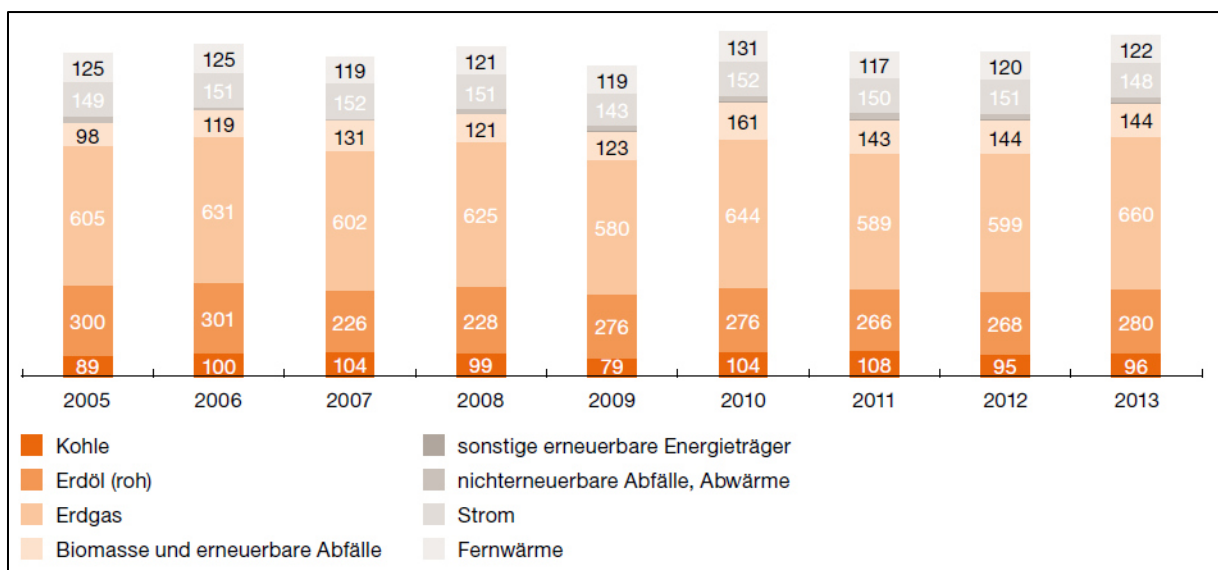


Abbildung 6: Entwicklung des Wärmebedarfs in Deutschland und Anteil unterschiedlicher Energieträger zur Deckung dieses Bedarfs

QUELLE: BREISIG ET AL. 2015, S. 21

Die Anlagenstruktur auf dem deutschen Wärmemarkt spiegelt sich auch in der Menge der dort ausgestoßenen Treibhausgasemissionen wieder. Wie Abbildung 7 zu entnehmen ist, ist hier seit dem eigentlichen Start der Energiewende 2010 bis zum Jahr 2013 kein abnehmender Trend erkennbar (vgl. Breisig et al. 2015, S. 18). Selbst über den in Abbildung 7 dargestellten Gesamtzeitraum von 2005 bis 2013 erfolgte im Wärmesektor kein Rückgang des CO₂-Ausstoßes, die Gesamthöhe der CO₂-Emissionen ist ferner sogar leicht angestiegen (vgl. ebd., S. 18). Lediglich im Bereich CO₂-Intensität konnte 2013 im Vergleich zu den Jahren 2010 bzw. 2005 ein leichter Rückgang verzeichnet werden.

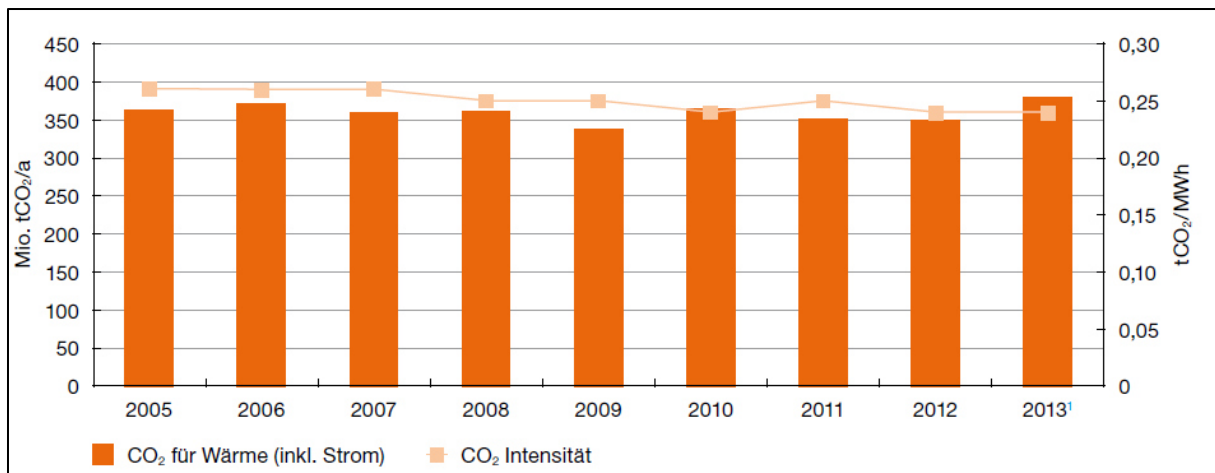


Abbildung 7: Entwicklung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor Deutschlands in den Jahren 2005 bis 2013
QUELLE: BREISIG ET AL. 2015, S. 18

Aus den oben dargestellten und beschriebenen Zahlen bzw. Entwicklungen wird deutlich, dass die Energiewende bislang nicht auf den Wärmemarkt durchgedrungen ist. Aktuell ist nicht erkennbar, dass die in der Energiewende formulierten Ziele, vor allem hinsichtlich einer Erhöhung der Umweltfreundlichkeit, im Wärmebereich erreicht werden (vgl. Breisig et al. 2015, S. 21). Dies kann, gerade hinsichtlich der enormen Bedeutung dieses Marktes für eine insgesamt erfolgreiche Energiewende, als durchaus problematisch angesehen werden. Um die Energiewende voranzubringen, müssen deshalb gerade im Wärmesektor zeitnah grundlegende Nachbesserungen bzw. Anpassungen vorgenommen werden.

Ein Wandel auf dem Wärmemarkt, hin zu einer im Sinne der Energiewende geforderten umweltfreundlicheren Wärmeversorgung, kann durch verschiedene Ansätze mit jeweils unterschiedlichen Schlüsseltechnologien gelingen (vgl. ebd., S. 22). Im Fokus aller Ansätze steht dabei der grundsätzliche Prozess der Dekarbonisierung.

Nach Quaschnig (2016) kommen für die Umsetzung einer solchen Dekarbonisierung im Wärmebereich zukünftig z.B. folgende Wärmetechnologien- bzw. Quellen in Frage (vgl., S. 12):

- Elektrische Wärmepumpen
- Gaswärmepumpen
- Biomasse
- Solarthermie
- Tiefengeothermie

Vor allem die Gewinnung von Umweltwärme mittels elektrisch betriebener Wärmepumpen findet in zahlreichen Studien große Beachtung (vgl. Quaschnig 2016, S. 15f.; vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 47f.). Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der Fall, als dass die Ziele der Energiewende im Stromsektor bisher am zügigsten umgesetzt wurden und der deutsche

Strommix schon heute einen hohen und stetig zunehmenden Anteil an Erneuerbaren Energien aufweist (vgl. Kap. 2.1.2; vgl. Breisig et al. 2015, S. 17).

So stellt Agora Energiewende (Gerhardt et al. 2017) im Rahmen einer Studie fest, dass Wärmepumpen „[...] zur Gebäudeversorgung als eine einheitliche Schlüsseltechnologie mit hoher bis sehr hoher Marktdurchdringung in allen Zielszenarien [...]“ (Gerhardt et al. 2017, S. 42) betrachtet werden können. Wärmepumpen werden für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Zukunft eine maßgebliche Rolle spielen (vgl. ebd., S. 16). So könnte es langfristig durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich sein, ca. 70 % des gesamten Endenergiebedarfs der Haushalte zu decken (vgl. ebd., S. 28). Voraussetzung für eine flächendeckende Wärmebedarfsabdeckung durch Wärmepumpen ist jedoch auch eine Erhöhung der Effizienz im Gebäudebereich, welche vor allem durch eine deutliche Steigerung der Gebäudesanierungsraten erreicht werden kann (vgl. ebd., S. 18). Im Rahmen der oben aufgeführten Studie von Agora Energiewende wurden verschiedenste Szenarien zur Erreichung der Ziele der Energiewende aus unterschiedlichen Forschungsstudien miteinander verglichen. Aus diesem Vergleich wurde konkludiert, dass zur Erreichung der im Rahmen der Energiewende festgelegten klimapolitischen Zielsetzungen in den kommenden Jahren eine zügige Steigerung des Wärmepumpenabsatzes von derzeit ca. 50.000 auf jährlich etwa 360.000 Stück nötig ist. (vgl. ebd., S. 42).



Abbildung 8: Entwicklung des Anteils elektrischer Wärmepumpen in Neubauten von 2007 bis 2015
QUELLE: BWP E.V. 2016

Wie in oben stehender Abbildung 8 erkennbar ist, haben elektrische Wärmepumpen im Neubaubereich, unter anderem auf Grund der in der EnEV festgelegten Vorschriften zur Effizienz von Heizungssystemen, bereits seit vielen Jahren hohe Zuwachsraten und spielen dort

inzwischen eine sehr wichtige Rolle, wenngleich der Anteil von 2013 bis 2015 vorübergehend nicht mehr weiter anwachsen konnte. Im Jahr 2013 wurde bereits in knapp einem Drittel aller neu errichteten Gebäude in Deutschland eine Wärmepumpe eingebaut (vgl. BWP e.V. 2016). Der Anteil der Wärmepumpen in Neubauten könnte bis zum Jahr 2030 nach verschiedenen Szenarien des Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP e.V.) auf Werte zwischen 58 und 69 % angestiegen sein (vgl. Gorris und Jacob 2013, S. 34). Damit wäre die elektrische Wärmepumpe dort die mit Abstand wichtigste Technologie zur Wärmebereitstellung.

Bei Bestandsgebäuden ergibt sich ein anderes Bild. Nur etwa ein Drittel aller abgesetzten Wärmepumpen werden bisher in älteren Gebäuden installiert (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 43). Zur Erreichung der Klimaschutzziele müssen künftig, im Rahmen umfangreicher Sanierungen, jedoch auch in Bestandsgebäuden immer mehr konventionelle Heizsysteme durch elektrische Wärmepumpen ersetzt werden. Hier könnte der Anteil der Wärmepumpen im Jahr 2030 immerhin knapp 10 bis über 20 % betragen (vgl. Gorris und Jacob 2013, S. 34). Bis zum Jahr 2030 sollte ein Zielwert von insgesamt mindestens fünf bis sechs Millionen installierter Wärmepumpen (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 42) erreicht sein, um die Klimaschutzverpflichtungen nicht zu verfehlen.

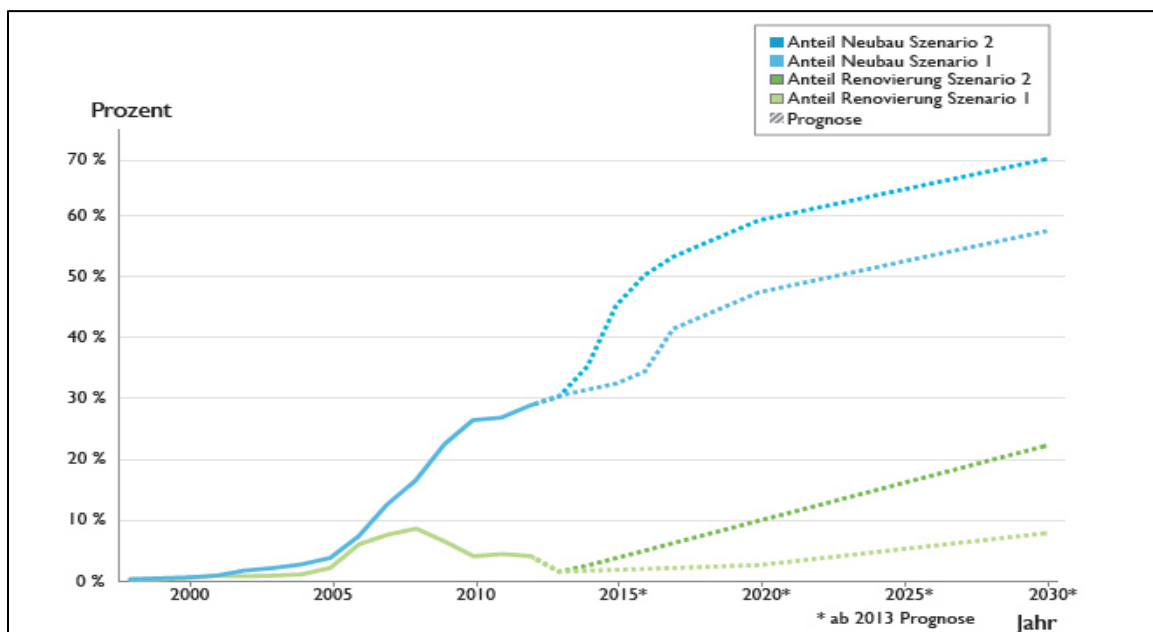


Abbildung 9: Anteile von Wärmepumpen im Neubau und Altbau. Historische Werte und Prognosen

QUELLE: GORRIS UND JACOB 2013, S. 34

Elektrische Wärmepumpen werden für das Gelingen der Energiewende eine zentrale Technologie sein, wenngleich noch nicht absehbar ist welcher Wärmepumpentyp sich durchsetzt. Gerade Luftwärmepumpen können auf Grund Ihrer geringen Investitionskosten eine wichtige Rolle spielen, dies zeigte sich auch in der Vergangenheit bereits durch starke Absatzsteigerungen dieses Wärmepumpensystems (vgl. BWP e.V. 2016; vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 43). Aber auch Erdwärmepumpen könnten wegen ihres effizienteren und damit wirtschaftlicheren Betriebs an Attraktivität gewinnen und sich damit auch stärker verbreiten (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 43).

Die Zunahme elektrisch betriebener Wärmepumpen führt in Zukunft in jedem Fall zu einer Erhöhung des Strombedarfs (vgl. Quaschnig 2016, S. 33) und einer dementsprechend stärkeren Elektrifizierung des Wärmesektors. In diesem Zusammenhang vollzieht sich eine Sektorenkopplung in Form einer stärkeren Verflechtung der Sektoren Strom und Wärme. Um die Dekarbonisierung insgesamt voranzutreiben ist es sinnvoll, den mit stetig wachsendem regenerativem Anteil erzeugten Strom in Zukunft verstärkt zur Wärmegewinnung mittels Wärmepumpen zu nutzen. So „[...] verringert sich die heute schon geringe Emissionsintensität von Wärmepumpen mit zunehmendem Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromerzeugung weiter“ (Gerhardt et al. 2017, S. 17).

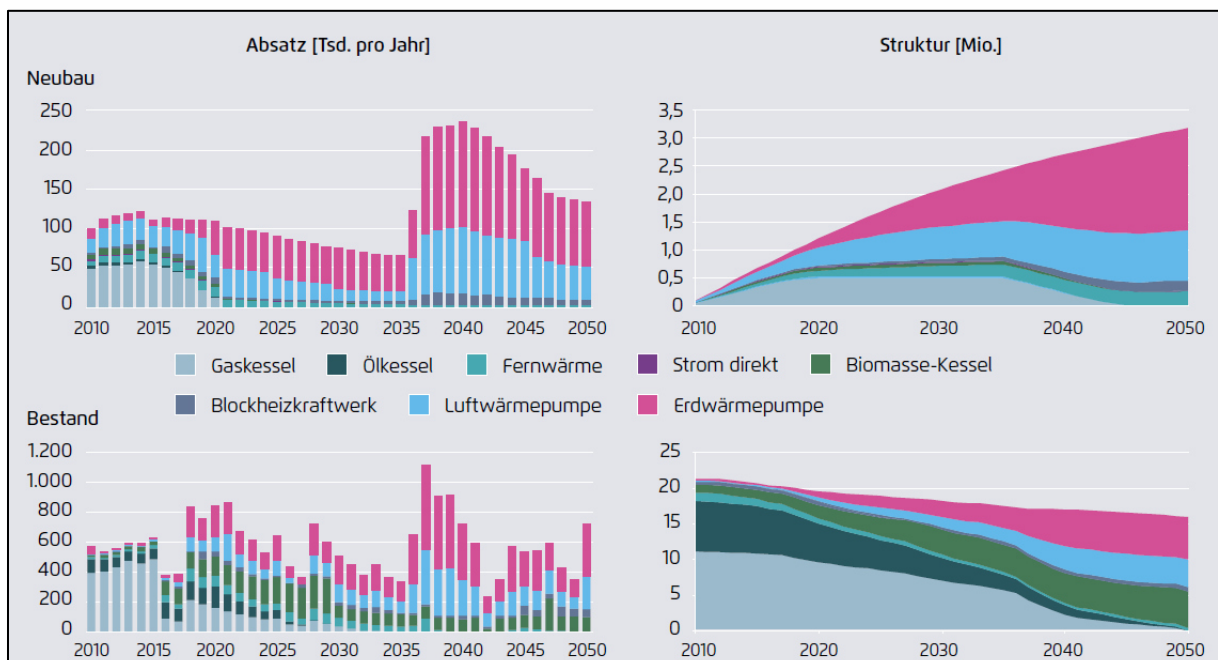


Abbildung 10: Szenario für den Absatz und Bestand an Wärmeerzeugern bis 2050

QUELLE: GERHARDT ET AL. 2017, S. 46

Mit einem Strommix bei welchem Erneuerbare Energien dominieren, wird es zukünftig attraktiver, Strom außer für Wärmepumpen auch für andere elektrifizierte Wärmetechnologien zu nutzen (vgl. ebd., S. 46). Denkbar ist in diesem Zusammenhang etwa die Zunahme des

Einsatzes von elektrischen Widerstandsheizungen. Diese werden vor allem in Form von Heizstäben, als Unterstützung für Wärmepumpenheizsysteme, ohnehin häufiger zum Einsatz kommen (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 47). Darüber hinaus bietet sich auch eine elektrische Vollwärmeversorgung mittels einer Stromdirektheizung an. Eine solche Stromdirektheizung kann primär in Neubauten mit entsprechend guter Dämmung, in Kombination mit günstigeren Heiz-Stromtarifen in Zukunft an Attraktivität gewinnen. Das Ausmaß der zukünftigen Nutzung von Strom für Wärmezwecke wird jedoch grundsätzlich von regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen stark beeinflusst (vgl. ebd., S. 46).

Wie in Abbildung 10 zu erkennen ist, spielen primär im Neubaubereich neben Luft- und Erdwärmepumpen zukünftig auch Mikro-BHKW eine wichtige Rolle (vgl. Gerhardt et al. 2017, S. 46). Diese können, mit erneuerbar-erzeugtem Gas betrieben, ebenfalls einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten (vgl. ebd., S. 19). Ein Mikro-BHKW bietet außerdem den Vorteil einer zuverlässigen, autarken Versorgung sowohl mit Wärme, als auch mit Strom weshalb es gerade im Trend der verstärkten dezentralen Energieversorgung als gesamtheitliches Energieversorgungssystem für viele Haushalte attraktiver wird.

2.2. Elektrifizierte Wärmetechnologien

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, werden durch die Sektorenkopplung im ‚Wärmemarkt der Zukunft‘ elektrifizierte Wärmetechnologien voraussichtlich eine wichtige Rolle spielen. Im Rahmen dieser Arbeit werden primär Wärmepumpen betrachtet, da diese für die Wärmewende von höchster Relevanz sind (vgl. Kap. 2.1.3). Neben Wärmepumpen werden die Technologien Elektroheizung und Mikro-Blockheizkraftwerk beschrieben.

2.2.1. Wärmepumpen

Wärmepumpen sind, wie bereits in vorangegangenen Kapiteln dieser Arbeit aufgeführt, eine zentrale Schlüsseltechnologie im zukünftigen elektrifizierten Wärmemarkt. In diesem Kapitel wird ein grundlegender theoretischer Überblick zu der Technologie gegeben.

Es gibt verschiedene Typen von Wärmepumpen. In Wohngebäuden meist eingesetzt und für diese Arbeit relevant, sind jedoch ausschließlich Kompressionswärmepumpen (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 2). Alle nachfolgenden Ausführungen beziehen sich deshalb allein auf diesen Typ.

2.2.1.1. Grundsätzliche Funktionsweise

Kompressionswärmepumpen funktionieren alle nach dem Prinzip des Carnot – Kreisprozesses, nach welchem auch ein handelsüblicher Kältschrank arbeitet (vgl. Hoffmann 2009, S. 28). Sie nutzen das Prinzip nur umgekehrt (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 13). Grob formuliert wird der Umgebung Wärme entzogen, diese anschließend durch Kompression auf ein höheres Energieniveau angehoben und damit zu Heizzwecken nutzbar gemacht (vgl. ebd., S. 13).

Der gesamte Prozess ist im Grundsatz dadurch gekennzeichnet, dass ein Arbeitsmittel (Kältemittel) unter verschiedenen Zustandsänderungen einen Kreisprozess durchläuft. Dieser ist schematisch in Abbildung 11 mit den wichtigsten Vorgängen (1-4) dargestellt. Die erste Zustandsänderung findet zu Beginn des gesamten Prozesses in der Form statt, als dass das in kondensierter Form vorliegende Kältemittel unter niedrigem Druck durch Zuführen von Wärme aus der Umgebung in den dampfförmigen Zustand überführt wird (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 2). Dieses nun in Dampfform vorliegende Kältemittel wird anschließend mittels eines mit elektrischem Strom betriebenen Kompressors verdichtet (1), wodurch Druck und Temperatur ansteigen (vgl. Hoffmann 2009, S. 28). Das verdichtete Kältemittel gibt die entstandene Wärme

nun mit Hilfe eines Kondensators (2) an einen separaten Heizkreislauf in der Wärmesenke, in diesem Fall im entsprechend zu beheizenden Wohngebäude, ab (vgl. ebd., S. 2). Hierdurch kann das im Wohngebäude rücklaufende Heizwasser auf eine nach entsprechender Regelung eingestellte Vorlauftemperatur erwärmt werden. Durch die Wärmeabgabe in der Wärmesenke kondensiert das unter noch hohem Druck stehende Kältemittel erneut und verfällt wieder in den ursprünglichen, flüssigen Zustand (3) (vgl. ebd., S. 28). Im letzten Schritt des Kreislaufs wird der Druck über das Drosselventil herabgesetzt wobei auch die Temperatur des Kältemittels weiter zurückgeht (4) und der Kreisprozess beginnt von neuem (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 2).

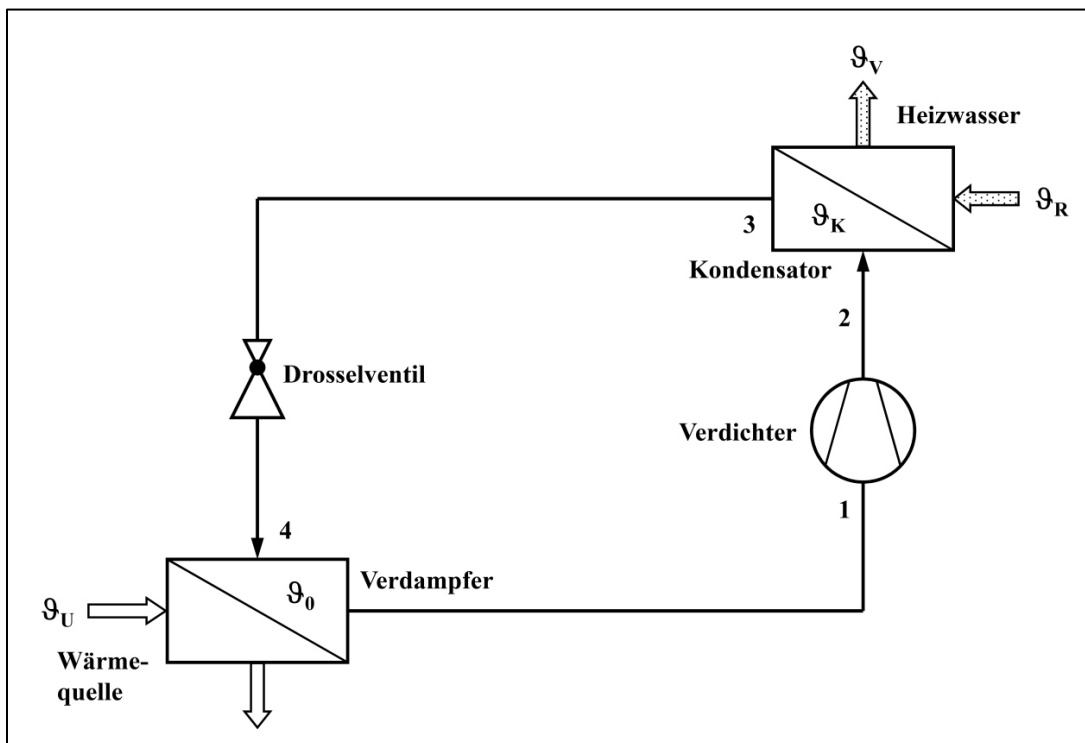


Abbildung 11: Funktionsschema Kompressionswärmepumpe

QUELLE: TENBOHLEN ET AL. 2015, S. 3

2.2.1.2. Bauarten von Wärmepumpen

Wärmepumpensysteme können, je nach Wärmequelle, unterschiedlich aufgebaut sein. Grundsätzlich kommen als Wärmequelle für Wärmepumpen entweder das Erdreich, Grundwasser oder die Umgebungsluft in Frage (vgl. Hoffmann 2009, S. 31). Die Leistungsfähigkeit bzw. Effizienz der Wärmepumpe hängt in hohem Maße von dieser Wärmequelle ab (vgl. ebd., S. 31). In diesem Teilkapitel wird kurz auf die am weitesten verbreiteten Wärmepumpensysteme eingegangen.

Erdwärmepumpe mit Sonde

Bei diesem Wärmepumpensystem wird die Wärme aus dem tieferen Erdreich gewonnen. Bereits ab einer Tiefe von ca. 15 Meter besitzt das Erdreich eine beinahe ganzjährig konstante Temperatur von über 10 Grad, welche zur Wärmegewinnung genutzt werden kann (vgl. Hoffmann 2009, S. 35). Mit zunehmender Tiefe steigt zwar die nutzbare Temperatur entsprechend weiter um ca. 1 Grad pro 30 m an (vgl. ebd., S. 35), gleichzeitig wird die Bohrung jedoch auch teurer. Normalerweise befindet sich die Sonde in einer Tiefe zwischen 25 und maximal 200 m (vgl. ebd., S. 36). Auf der Seite der Wärmequelle durchläuft ein Frostschutzgemisch einen geschlossenen Kreislauf (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 14). Die Wärmeträgerflüssigkeit zirkuliert durch die ins Bohrloch eingesetzten, aus Polyethylen bestehenden und in U-Form aufgebauten Röhren. Nach Verlegen der Rohre wird das Bohrloch mit einem speziellen wärmeleitenden Betongemisch aufgefüllt. Vorteil bei diesem System ist der geringe Platzbedarf der Erdsonde, diese hat lediglich einen Durchmesser von 15 – 16 cm (vgl. ebd., S. 15). Außerdem herrschen im Erdreich ganzjährig recht konstante Temperaturen (vgl. Hoffmann 2009, S. 36), welche optimal zur Wärmegewinnung genutzt werden können.

Erdwärmepumpen mit Flächenkollektoren

Bei diesem System erfolgt die Wärmegewinnung über ca. 1,50 m unter der Erde in Schlangenform verlegte Flächenkollektoren (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 15). Die Struktur der Kollektoren ist hierbei vergleichbar mit der einer Fußbodenheizung. Es muss beachtet werden, dass die Fläche, unter welcher die Kollektoren verlegt sind nicht verbaut bzw. versiegelt wird, da der Boden ansonsten nicht so gut durch Sonnenstrahlen oder Regen erwärmt werden kann (vgl. Hoffmann 2009, S. 35). Die nutzbare Temperatur im Boden ist durch die geringe Tiefe stärker den jahreszeitlichen Schwankungen unterlegen (vgl. ebd., S. 35), weshalb die Temperatur im Winter bis 0 Grad absinken und im Sommer bis auf 10 Grad ansteigen kann (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 15). Dies kann als größter Nachteil dieses

Wärmepumpensystems, vor allem im Vergleich zur Erdwärmepumpe mit Sondenbohrung, betrachtet werden. Außerdem ist der bauliche Aufwand bei der Verlegung der Kollektoren höher als im Falle einer Wärmegewinnung mittels Erdsonde. Erdwärmepumpen mit Flächenkollektoren sind in vielen Fällen wirtschaftlich, da Bauherren unter anderem auch Eigenleistung erbringen können (vgl. ebd., S. 15).

Grundwasser-Wärmepumpen

Mit Hilfe von Grundwasser-Wärmepumpen können die ganzjährig relativ konstanten Temperaturen des Grundwassers, welche bei etwa 8 bis 10 Grad liegen, zur Wärmegewinnung genutzt werden (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 15). Das Gesamtsystem kann hiermit ohne größere Schwankungen, ähnlich wie bei der Erdsonde, sehr effizient arbeiten (vgl. Hoffmann 2009, S. 39). Die Wärmegewinnung aus dem Grundwasser erfolgt mit Hilfe von zwei Pumpen. Zunächst entnimmt die sogenannte Tauchpumpe das Grundwasser, welchem mittels des Wärmetauschers die Wärme entnommen wird. Anschließend führt der sog. Schluckbrunnen dieses wieder zurück (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 15). Grundwasser-Wärmepumpen können jedoch nicht überall genutzt werden. Der Einsatz dieses Systems bedingt ein entsprechendes Vorkommen an Grundwasser in einer geringen Tiefe von 4 bis maximal 50 m (vgl. Hoffmann 2009, S. 39). Außerdem muss dieses einer chemischen Analyse unterzogen werden, um dessen Eignungsfähigkeit für das Wärmepumpensystem festzustellen. Im Rahmen der Analyse sind die elektrische Leitfähigkeit, sowie Eisen – und Mangengehalt im Wasser von Bedeutung (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 15). Der Bau- und Planungsaufwand ist bei dieser Wärmepumpenvariante insgesamt recht hoch, weshalb sie primär in Mehrfamilienhäusern und bei Gewerbebetrieben zum Einsatz kommt (vgl. ebd., S. 15).

Luft-Wärmepumpen

Luft-Wärmepumpen sind relativ weit verbreitet (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 15) und werden häufig in gut gedämmten Neubauten installiert (vgl. Hoffmann 2009, S. 40). Dies liegt maßgeblich in ihrem einfachen Aufbau begründet. So sind diese baulich und entsprechend auch in finanzieller Hinsicht bei weitem nicht so aufwändig wie erdgekoppelte Varianten (vgl. Gradmann und Müller 2012, S. 15), da die Wärme direkt aus der Umgebungsluft entnommen wird. Die Außenluft wird über einen Ventilator angesaugt und die darin enthaltene Wärme an das Wasser im Heizsystem abgegeben (vgl. ebd., S. 15). Der Nachteil liegt darin begründet, dass gerade im Winter, wenn im Gebäude am meisten Wärme benötigt wird, die Temperatur der Außenluft sehr niedrig ist und deshalb nur wenig Wärme gewonnen werden kann.

Moderne Luft -Wärmepumpen sind jedoch dazu in der Lage, aus bis zu -20 Grad kalter Luft noch Wärme gewinnen (vgl. ebd., S. 15). Es ist möglich, Luft-Wärmepumpen außer im Freien auch im Inneren von Gebäuden aufzustellen. Im Falle einer ‚Split-Wärmepumpe‘ ist das System in ein Innen- und ein Außengerät aufgeteilt, wodurch sich der Vorteil ergibt, dass das Außengerät in sehr kompakter Form gebaut werden kann (vgl. ebd., S. 15).

2.2.1.3. Betriebsweisen von Wärmepumpen

Im Falle von Wohngebäuden, vor allem Ein- bzw. Zweifamilienhäusern, dominiert das System der Luft-Wärmepumpen. Dies liegt maßgeblich darin begründet, dass Luft-Wärmepumpen im Vergleich zu allen anderen Wärmepumpensystemen die niedrigsten Investitionskosten und den geringsten baulichen Aufwand und Platzbedarf aufweisen (vgl. Gorris und Jacob 2013, S. 34f.; vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 3). Ein weiterer Grund der zur größeren Beliebtheit von Luft-Wärmepumpen führt, ist nach Tenbohlen et al. [2015], dass für deren Betrieb keine Genehmigung notwendig ist.

Die Wärmequelle Außenluft besitzt physikalisch betrachtet, wie jedes andere Medium auch, oberhalb des absoluten Nullpunkts (0 K oder -273 Grad) Wärmeenergie welche es mit Hilfe der Luft-Wärmepumpe zu nutzen gilt (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 3). Die der Außenluft im Rahmen des Wärmepumpenprozess entzogene Wärme wird unter Arbeit (Zuführen von elektrischer Energie) auf ein höheres Temperaturniveau angehoben und dadurch zum Beheizen eines Gebäudes nutzbar gemacht (siehe Kap. 2.4.1.1). Die Höhe der aus der Außenluft für Heizzwecke nutzbaren thermischen Energie bemisst sich nach deren Temperatur. Je höher die Außentemperatur ist, desto höher ist demnach die Leistung der Wärmepumpe. Der Heizwärmebedarf schwankt in Wohngebäuden im Laufe eines Jahres stark (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 4). Im Winter, bei niedrigerer Außentemperatur ist der Heizbedarf hoch, während er im Sommer bei hohen Außentemperaturen niedrig ist. Hieraus ergibt sich eine grundsätzliche Problematik welche für alle Wärmepumpen, jedoch insbesondere Luft-Wärmepumpen gilt. Die starke Abhängigkeit der benötigten und der zur Verfügung stehenden Heizleistungen von den Witterungsbedingungen. Die verfügbare Leistung und die im Gebäude benötigte Heizleistung divergieren deutlich (vgl. ebd., S. 4). Dies führt dazu, dass insbesondere Luft-Wärmepumpen den jährlichen Wärmebedarf meist nicht alleine decken können. Um eine vollständige Deckung der Normheizlast zu gewährleisten, muss ein zweites Heizsystem die Wärmepumpe unterstützen. Zur Vermeidung eines starken Leistungsabfalls bei sehr niedrigen Außentemperaturen, werden unregulierte Luft-Wärmepumpen außerdem i.d.R. nicht nach Normheizlast ausgelegt. Es wird

vielmehr eine Auslegung für Außentemperaturen zwischen -2 und -7 Grad vorgenommen. Diese wird außerdem standortspezifisch, nach der am Installationsort vorherrschenden Normaußentemperatur, angepasst (vgl. ebd., S. 5).

Es gibt verschiedene Konzepte in Form von entsprechend angepassten Betriebsweisen, um die schlechten Leistungszahlen der Wärmepumpen bei gleichzeitig hohem Heizbedarf an kalten Tagen auszugleichen (vgl. ebd., S. 5). So existieren nach Tenbohlen et al., (2015) insgesamt vier relevante Betriebsweisen welche nachfolgend kurz beschrieben werden:

Monovalente Betriebsweise

Bei der monovalenten Betriebsweise ist die Wärmepumpe der einzige Wärmeerzeuger für das Gebäude. Die Auslegung des Systems erfolgt dabei in Orientierung an der Normheizlast, entsprechend der Normaußentemperatur am jeweiligen Standort (vgl. ebd., S. 5). Im monovalenten Betrieb soll die Wärmepumpe den Wärmebedarf alleine zu 100 % decken (vgl. Ochsner 2007, S. 41).

Bivalent-alternative Betriebsweise

Im Falle der bivalent-alternativen Betriebsweise existiert eine fest definierte Grenztemperatur, bis zu welcher die Wärmepumpe als alleiniger Wärmeerzeuger fungiert. Wenn diese Grenztemperatur (Umschaltpunkt) unterschritten wird, erfolgt eine Umschaltung und die Pumpe wird durch einen anderen Wärmeerzeuger (z.B. Gastherme) vollständig ersetzt. Dieser übernimmt dann alleine die Wärmeversorgung (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 5).

Monoenergetisch / bivalent-parallele Betriebsweise

Monoenergetisch/bivalent-parallele Wärmepumpensysteme decken bis zu einer definierten Grenztemperatur (Zuschaltpunkt) alleine den vollen Heizwärmebedarf ab (vgl. Ochsner 2007, S. 41). Fällt die Temperatur unter die festgelegte Grenze, schaltet sich ein weiterer Wärmeerzeuger hinzu und arbeitet parallel mit der Wärmepumpe um diese zu unterstützen (vgl. ebd., S. 41). Bei dieser Betriebsweise kann weitergehend zwischen monoenergetisch und bivalent unterschieden werden. Monoenergetisch bedeutet hierbei, dass der sich unterhalb der Grenztemperatur zuschaltende Wärmeerzeuger mit derselben Energieart (Strom) betrieben wird, wie die Wärmepumpe. Dies ist i.d.R. ein von elektrischem Strom durchflossener Heizstab. Bivalent hingegen bedeutet, dass das Unterstützerheizsystem mit einer anderen Energieart, etwa Erdgas, betrieben wird (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 6).

Bivalent-teilparallele Betriebsweise

Beim bivalent-teilparallelen Betrieb dient die Wärmepumpe bis zu einer bestimmten Temperaturgrenze als alleiniger Wärmelieferant. Sinkt die Temperatur unter diese Grenze ab, kommt es zur Zuschaltung eines zweiten Wärmesystems welches parallel mit der Wärmepumpe arbeitet. Sinkt nun die Temperatur unter eine zweite fest definierte Grenze ab, übernimmt das zugeschaltete System alleine die volle Wärmeversorgung (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 6).

2.2.1.4. Energetische Bewertung von Wärmepumpen

Für elektrische Wärmepumpen gibt es unterschiedliche energetische Parameter bzw. Kennzahlen, mit Hilfe derer Bewertungen über deren Leistung und Betrieb vorgenommen werden können (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 7). Die Wichtigsten dieser energetischen Kennzahlen werden an dieser Stelle kurz vorgestellt und erläutert.

Jahresarbeitszahl

Die Jahresarbeitszahl (JAZ) wird für die Beschreibung der Effizienz der Wärmepumpe, betrachtet über ein gesamtes Jahr hinweg, genutzt. Hierfür setzt die JAZ die von der Wärmepumpe erzeugte, für Heizzwecke nutzbare Wärmeenergie in ein Verhältnis zur zugeführten elektrischen Arbeit, welche für den Betrieb des Kompressors sowie sonstiger Hilfsantriebe im Wärmepumpen-System aufgewendet wird (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 8). Eine JAZ von beispielsweise 3,0 bedeutet, dass der Wärmepumpe für die Bereitstellung von 3 kWh Heizwärme 1 kWh elektrischer Strom zugeführt werden muss (vgl. Schuberth und Kaschenz 2008, S. 4).

Die Jahresarbeitszahl ist auf Grund der Berücksichtigung der über das Jahr hinweg auftretenden unterschiedlichen Betriebszuständen eine vielsagende, zentrale Kennzahl. Für Bauherren ist es nur mit Hilfe der JAZ möglich, eine grundsätzliche Beurteilung der Leistung und Wirtschaftlichkeit eines Wärmepumpen-Systems vorzunehmen (vgl. ebd., S. 4f.).

Die JAZ ist mit Hilfe folgender Formel zu berechnen (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 8):

$$\beta = \frac{Q_{th}}{W_{el}} = \frac{\int_0^{8760} \dot{Q}_{th} dt}{\int_0^{8760} P_{el} dt}$$

β = Jahresarbeitszahl

Q_{th} = abgegebene Nutzenergie in kWh

W_{el} = zugeführte Antriebsenergie in kWh

Q_{th} = abgegebene Nutzleistung in kW

P_{el} = zugeführte Antriebsleistung in kW

Es existieren zahlreiche Faktoren, welche Einfluss auf die JAZ haben. Hier können zunächst die Witterungsbedingungen bzw. der damit verbundene Leistungsbedarf der Wärmepumpe genannt werden, welcher je nach Standort sehr unterschiedlich ausfallen kann. Auch die Verteilung der Vorlauftemperaturen über das Jahr hinweg spielt eine wichtige Rolle (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 9). Einen Einfluss haben außerdem die eventuelle Einbindung von Wärmespeichern, die Auslegung der Wärmepumpe allgemein sowie der Strombedarf von allen elektrisch betriebenen Hilfsantrieben wie z.B. Ventilatoren (vgl. ebd., S. 9). In der Regel werden, vor allem bei Erd-Wärmepumpen, Jahresarbeitszahlen deutlich über 3,0 angestrebt und häufig auch erreicht.

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) vom August 2008 fordert für Luftwärmepumpen eine JAZ von mindestens 3,5 und für alle anderen Typen von Wärmepumpen mindestens 4,0 (vgl. BMJV 2008).

Leistungszahl

Aus dem „Coefficient of Performance“ (COP), im deutschen auch Leistungszahl genannt wird ersichtlich, wie viel elektrische Arbeit im Verhältnis zur erzeugten thermischen Leistung für die Wärmepumpe aufgewandt werden muss. Die elektrische Leistungsaufnahme beinhaltet hierbei neben der nötigen Energie für den Kompressor auch sonstige von Hilfsantrieben etc. benötigte Energie des Wärmepumpen-Systems (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 8).

Anders als bei der Jahresarbeitszahl, welche über ein gesamtes Jahr hinweg berechnet wird, eignet sich der COP vor allem für eine ‚Momentaufnahme‘ in einem bestimmten Betriebszustand (vgl. Schuberth und Kaschenz 2008, S. 4). Diese Kennzahl ist für die gesamtheitliche Beurteilung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit des Wärmepumpensystems entsprechend weniger aussagekräftig.

Die Leistungszahl errechnet sich wie folgt (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 8):

$$\varepsilon_w = COP = \frac{\dot{Q}_{th}}{P_{el}}$$

$\varepsilon_w = COP$ = Leistungszahl

Q_{th} = abgegebene Nutzleistung in kW

P_{el} = zugeführte Antriebsleistung in kW

Im Falle von unregulierten Wärmepumpen ist die Leistungszahl primär abhängig von der zugeführten Temperatur der Wärmequelle (Verdampfungstemperatur) und der an den Verbraucher abgeführten Temperatur (Kondensationstemperatur). Eine Zunahme der Verdampfungstemperatur bedeutet ein Ansteigen der Leistungszahl, während eine Zunahme der Kondensationstemperatur zu einer Abnahme führt (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 8). Unter Standardbedingungen können i.d.R. Werte von etwa 2,5 (Luft-Wärmepumpe) bzw. 3,5 (Erd-Wärmepumpe) erreicht werden (vgl. Diefenbach et al. 2017, S. 55). Die Leistungszahl wird umso geringer, je größer die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ist (vgl. Eder und Moser 1979, S. 14). Gerade im Falle von Luft-Wärmepumpen können deshalb bei niedrigen Außentemperaturen in Verbindung mit hohen Vorlauftemperaturen kurzzeitig sehr schlechte Leistungszahl-Werte auftreten.

Gütegrad

Der sogenannte Gütegrad beschreibt die Leistungszahl des Carnot-Prozesses und ist damit eine theoretische Kennzahl für die im Rahmen eines idealen Wärmepumpenprozess theoretisch erreichbare Leistung (vgl. Tenbohlen et al. 2015, S. 7). Der Gütegrad ist dabei einzig und allein Abhängig von Kondensations- und Verdampfungstemperaturen (vgl. ebd., S. 7). Folgende Formel bringt diesen zum Ausdruck (vgl. ebd., S. 7):

$$\varepsilon_{carnot} = \frac{T_C}{T_C - T_0}$$

ε_{carnot} = Carnot'sche Leistungszahl

T_C = Kondensationstemperatur in K

T_0 = Verdampfungstemperatur in K

Da der Gütegrad im Kontext dieser Arbeit keine Rolle spielt und eine theoretische Kennzahl darstellt, wird nachfolgend nicht weiter auf diese eingegangen.

2.2.2. Elektroheizungen

Neben, bzw. im Zuge der Zunahme an Wärmepumpen, muss im Rahmen eines Wandels auf dem Wärmemarkt mit einem Anstieg von Elektroheizungen gerechnet werden (vgl. Kap. 2.1.3). Ein solcher Anstieg kann unter anderem direkt mit der verstärkten Installation monoenergetisch betriebener Wärmepumpen in Verbindung stehen, da bei dieser Betriebsweise grundsätzlich eine mit elektrischem Strom betriebene Widerstandsheizung (Heizstab) als Unterstützung der Wärmepumpe für Zeiten maximalen Wärmebedarfs verbaut wird (vgl. Kap. 2.2.1.3). Dementsprechend kann die elektrische Leistung der Heizsysteme mit monoenergetisch betriebenen Wärmepumpen in Spitzenwärmebedarfszeiten deutlich ansteigen.

Stromheizungen sind darüber hinaus, bei entsprechend gut gedämmten Gebäuden, zukünftig auch als alleiniger Wärmeversorger denkbar (vgl. Kap. 2.1.3). Für eine elektrische Direktheizung könnten folgende grundsätzlichen Systeme in Frage kommen (vgl. Baade 1997, S. 33ff.):

- Direktheizung mit Konvektionsheizgeräten
- Elektrische Fußbodendirektheizung
- Direktheizung mit Deckenstrahlungsheizsystemen

Das allgemeine Funktionsprinzip von Konvektionsgeräten ist dadurch gekennzeichnet, dass kalte Luft an einer Seite in den Konvektor einströmt, in diesem von elektrisch betriebenen Heizelementen erwärmt wird und an einer anderen Seite des Gerätes wieder austritt (vgl. Baade 1997, S. 33f.). Die Luft kann entweder durch Kaminbauform in natürlicher Weise durch das Gerät strömen, oder mit Hilfe eines Lüfters eingesogen werden (vgl. ebd., S. 33).

Im Falle ungesteuerter, fest in einem Haushalt installierten Systeme zur elektrischen Direktheizung ist eine Leistung von 2 kW nicht zu überschreiten, da dies sonst dem EVU zur Genehmigung gemeldet werden muss (vgl. Baade 1997, S. 31). Ausgenommen von dieser Regelung sind nicht-ortsfeste, bewegliche elektrische Heizgeräte, welche seltener genutzt werden (vgl. ebd., S. 31). Somit kann, gerade bei Wärmebedarfsspitzen, auch bei unregelmäßigen Systemen eine elektrische Leistung von deutlich über 2 kW je Haushalt benötigt werden. Die elektrische Anschlussleistung von Direktheizsystemen, welche beim EVU angemeldet sind, werden nach Normheizlast ausgelegt. Bei herkömmlichen Konvektionsgeräten beträgt die elektrische Leistung je Gerät i.d.R. zwischen 400 und 3000 W (vgl. ebd., S. 35).

2.2.3. Mikro-Blockheizkraftwerke

Im Zusammenhang mit der Wärmewende wird der dezentralen, kombinierten Strom- und Wärmeversorgung durch sogenannte ‚Mikro-BHKW‘ ebenfalls eine wachsende Bedeutung zugesprochen (vgl. Kap. 2.1.3). Seitens der Politik wurde schon in der Vergangenheit die Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für die Durchsetzung von Klimaschutzziele erkannt. So wurde diese bereits durch den Erlass mehrerer fördernder Gesetze zunehmend wirtschaftlicher (vgl. Suttor et al. 2007, S. 7). Auf Grund der Tatsache, dass Blockheizkraftwerke vermehrt auch in Wohngebäuden installiert werden (vgl. Thomas 2007, S. 88), finden sie im Rahmen dieser Arbeit Berücksichtigung.

Der zentrale Bestandteil eines jeden Blockheizkraftwerks ist der Motor. Dieser erzeugt mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad von ca. 80-90% gleichzeitig Wärme und Strom (vgl. ebd., S.1 und 13). Die Gesamtleistung eines BHKW setzt sich dementsprechend aus einer thermischen Leistung und einer elektrischen Leistung zusammen. Bei vielen in Deutschland installierten Mikro-BHKW liegt die thermische Leistung etwa im Bereich 10-12,5 kW und die elektrische Leistung bei etwa 4-5 kW (vgl. ebd., S. 2ff.). Der Motor arbeitet wie alle Otto-Motoren nach dem Vier-Takt Prinzip. Als Kraftstoff dient vornehmlich Erdgas (vgl. Thomas 2007, S. 40), zukünftig wahrscheinlich immer häufiger Biogas bzw. Gas, welches über das Power-to-Gas Verfahren aus regenerativ erzeugtem Strom gewonnen wurde.

Die meisten Mikro-BHKW werden im Netzparallelbetrieb eingesetzt (vgl. ebd., S. 93). Sie sind also auf der Niederspannungsebene an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Somit kann der erzeugte Strom bei Bedarf entweder selbst genutzt werden oder, in Zeiten geringer Eigenstromnachfrage, ins Verteilnetz eingespeist werden (vgl. ebd., S. 88ff.). Die An- und Abschaltung eines Mikro-BHKW erfolgt entweder wärmegeführt oder stromgeführt. In Wohngebäuden ist primär die wärmegeführte Variante anzutreffen (vgl. ebd., S. 93f.)

Beim wärmegeführten Netzparallelbetrieb wird das Mikro-BHKW in ähnlicher Weise eingesetzt wie ein konventioneller Heizkessel. Das heißt bei entsprechendem Wärmebedarf schaltet sich das BHKW zu, um die benötigte Wärme bereitzustellen (vgl. ebd., S. 93). Der dabei erzeugte Strom wird als ‚Nebenprodukt‘ bei Eigenbedarf entweder selbst genutzt, ansonsten ins Netz eingespeist (vgl. ebd., S. 93). Insgesamt kann hieraus schlussgefolgert werden, dass Mikro-BHKWs gerade in Zeiten hohen Wärmebedarfs, zukünftig große Strommengen ins öffentliche Netz einspeisen werden.

2.3. Elektrische Energieversorgung

In diesem Kapitel wird auf die Grundlagen der Stromversorgung in Deutschland eingegangen. So wird zunächst allgemein der Aufbau und die Struktur des Stromnetzes beschrieben. Außerdem werden einige relevante Formen elektrischer Netze kurz vorgestellt. Anschließend erfolgt eine Übersicht über zentrale Systemkomponenten elektrischer Netze. Im Rahmen dieser, werden auch deren Betriebsgrenzen dargelegt.

2.3.1. Grundsätzlicher Aufbau und Struktur elektrischer Netze

Aktuell existiert auf dem europäischen Festland ein großes, zusammenhängendes Übertragungsnetz für elektrischen Strom. Das sogenannte europäische Verbundnetz (vgl. Panos 2013, S. 462). Dieses ist ein Drehstromnetz und wird einheitlich mit derselben Frequenz, nämlich 50 Hertz, betrieben (vgl. ebd., S. 468). In diesem sind mehrere Kraftwerke unterschiedlicher Art in zahlreichen Ländern des europäischen Kontinents miteinander verbunden (vgl. ebd., S. 462).

Der Betrieb und die Koordination des gesamteuropäischen Verbundnetzes erfolgt durch die ‚ENTSO-E‘ Regional Gruppe Kontinental Europa (‚ENTSO-E RG CE‘) in welcher fast alle kontinentaleuropäischen Länder Mitglied sind (vgl. ebd., S. 462). Außer dem ENTSO-Verbund existiert in Europa der Nordel-Verbund der skandinavischen Staaten sowie einzelne Inselnetze der Staaten Großbritannien, Irland, Island, Malta und Zypern (vgl. ebd., S. 462f.). Vom ENTSO-Verbundnetz aus, bestehen außerdem einige Verbindungen zu benachbarten Verbundnetzen. Innerhalb des ENTSO-Verbundnetzes gibt es mehrere Regelzonen. In jeder Regelzone ist jeweils ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Bereitstellung von Primär-, Sekundär-, und Minutenreserve und damit die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zuständig und verantwortlich (vgl. ebd., S. 463). In Deutschland gibt es aktuell vier Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW, TENNET, Amprion und 50Hertz. Diese sind für die vier 220/380 kV-Regelzonen zuständig. Die darunterliegenden Netzebenen im Bereich von 110 – 0,4 kV werden von knapp 900 Verteilnetzbetreibern betrieben (vgl. ebd., S. 463).

Die Netzbetreiber sind auf dem liberalisierten Energiemarkt in Deutschland dazu verpflichtet, allen Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Marktzutritt, also einen Zugang zu ihren Netzen, zu ermöglichen (vgl. ebd., S. 464). Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet zudem alle Netzbetreiber die Elektrizitätsversorgung in ihren Netzen jederzeit versorgungssicher, umweltfreundlich und preisgünstig sicherzustellen (vgl. ebd., S. 464).

Darüber hinaus haben die Netzbetreiber sogenannte Systemdienstleistungen zu erbringen, welche der Qualität der Netze und damit auch der Versorgung mit elektrischem Strom dienlich sind. Diese Systemdienstleistungen sind: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und der Versorgungswiederaufbau nach Störungen (vgl. Panos 2013, S. 464).

Der Strom wird im europäischen Verbundnetz über große Distanzen und Ländergrenzen hinweg mit einer sehr hohen Spannung von bis zu 380 kV transportiert. Eine solch hohe Spannung ist notwendig, da diese bedingt durch den Ohm'schen Widerstand entlang der Stromleitung abfällt und ein Teil der eingespeisten elektrischen Arbeit in Form von Wärme, welche vom Leiter an die Umgebung abgestrahlt wird, verloren geht (vgl. ebd., S. 454). Die Verlustarbeit ist hierbei proportional zur Leitungslänge und dem Quadrat der Stromstärke (vgl. ebd., S. 454). Nach dem Ohm'schen Gesetz fällt durch eine Erhöhung der Spannung unter gleicher Leistung und Leitungswiderstand die Stromstärke und damit auch die Verlustarbeit proportional zum Quadrat der Stromstärke ab (vgl. ebd., S. 454). Erst Nahe der Verbrauchsstelle wird der Strom mit Hilfe von Transformatoren schrittweise auf niedrigere Spannungen heruntertransformiert, sodass am Ende an der Haushaltssteckdose eine Spannung von 0,23 kV bzw. 230 V anliegt.

Das Verbundnetz ist in mehrere Spannungsebenen unterteilt. Im Allgemeinen unterscheidet man zunächst zwischen den höchsten Spannungsebenen, den Übertragungsnetzen und den Ebenen mit niedrigerer Spannung, den Verteilnetzen (vgl. ebd., S. 454). Übertragungsnetze haben, wie der Name impliziert, die Aufgabe den Strom über weite Distanzen (bis zu mehreren hundert Kilometer) zu übertragen bzw. transportieren. Verteilnetze dienen dem Transport innerhalb der Verbraucherzentren (Gemeinden, Städte/Ballungsgebiete). Der Strom gelangt über diese zu den Abnahmestellen, also zum Endverbraucher (vgl. ebd., S. 454ff.).

Im Einzelnen werden die Übertragungs- und Verteilnetze auf folgende vier Ebenen aufgeteilt (vgl. Panos 2013, S. 454f.):

- Höchstspannung (HöS) mit Betriebsspannungen zwischen 220 und 380 kV
- Hochspannung (HS) mit Betriebsspannungen > 60 bis < 220 kV
- Mittelspannung (MS) mit Betriebsspannungen zwischen 6 und ≤ 60 kV
- Niederspannung (NS) mit einer Betriebsspannung von 0,4 kV

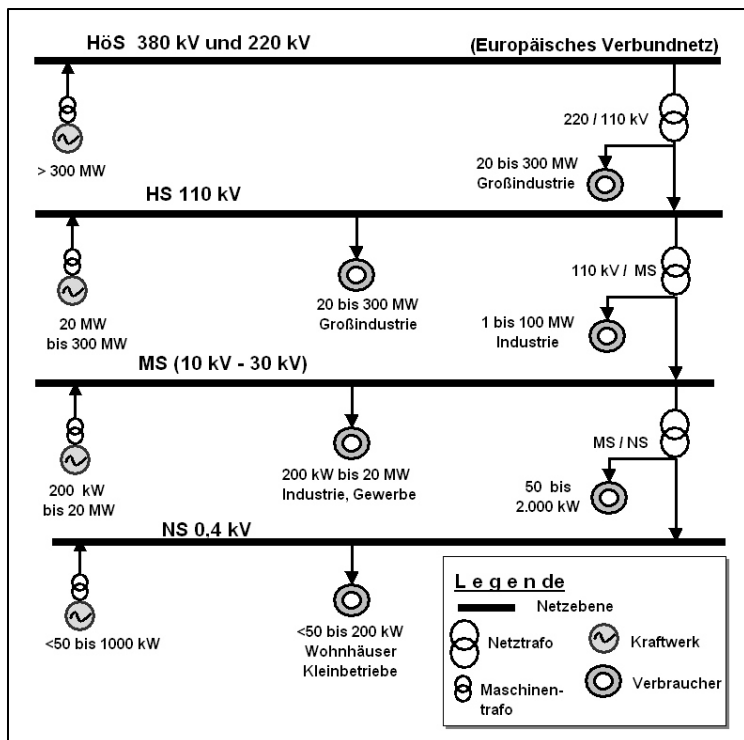


Abbildung 12: Struktur des Europäischen Verbundnetzes

QUELLE: PANOS 2013, S. 455

Wie in obiger Abbildung 12 ersichtlich, sind alle vier Netzebenen über Transformatoren miteinander verbunden. Diese befinden sich auf den höheren Ebenen in sogenannten Umspannwerken und in den niedrigeren Ebenen in den Ortsnetzstationen (vgl. Panos 2013, S. 455). Der Strom wird in den Kraftwerken mit Hilfe von Generatoren erzeugt. Die Spannung des von den Generatoren erzeugten Stroms liegt im Bereich zwischen 6 kV und 30 kV und muss deshalb z.B. bei Einspeisung ins Höchstspannungsnetz vom Maschinentrafo im Kraftwerk zunächst entsprechend hochtransformiert werden (vgl. ebd., S. 455). Grundsätzlich ist die Spannung des im Kraftwerk erzeugten Stroms abhängig von dessen Leistung. Kraftwerke mit höherer Leistung erzeugen Strom mit höherer Spannung und speisen auch in eine höhere Netzebene ein (vgl. Oeding und Oswald 2011, S. 399). Mit Hilfe der Höchstspannungsnetze auf der 220 bzw. 380 kV-Ebene wird der in Großkraftwerken erzeugte Strom mit Hilfe von Stromfreileitungen zunächst zu den Verbrauchszentren transportiert (vgl. Panos 2013, S. 455). An den Grenzen der regionalen Verbrauchsgebiete angekommen, wird der Strom in großen Umspannwerken meist auf Hochspannung mit 110 kV transformiert, um dann mittels Freileitungen innerhalb der Region des Verbrauchsschwerpunkts entweder direkt zu Großindustriebetrieben mit einem Leistungsbedarf von 20 bis 300 MW, oder zu entsprechenden Umspannstationen in den Städten bzw. Gemeinden transportiert zu werden (vgl. ebd., S. 455f.). Diese regionalen Umspannstationen transformieren die eingehenden 110 kV auf den Mittelspannungsbereich, welcher im Bereich 10 bis 30 kV liegt. Im städtischen Umfeld sind eher

10 kV Mittelspannungsnetze und im ländlichen Bereich eher 20 bzw. 30 kV üblich (vgl. ebd., S. 456). Die elektrische Energie wird auf dieser Ebene schließlich innerhalb des Stadt- bzw. Gemeindegebietes entweder mittels Freileitungen oder Stromkabel transportiert. An die Mittelspannungsebene angeschlossene Ortsnetztransformatoren transformieren den Strom dann schlussendlich auf die unterste Spannungsebene, die Niederspannung. Dort sind 0,4 bzw. 0,23 kV üblich. Der Strom wird im Niederspannungsbereich heute weitgehend unter der Erde per Kabel transportiert. An die Leitungen der Ortsnetztransformatoren ist schließlich, je nach deren Dimensionierung, eine jeweils unterschiedlich hohe Anzahl an Endverbrauchsstellen (Haushalte und Kleingewerbeverbraucher) angeschlossen (vgl. ebd., S. 456).

2.3.2. Netzformen und Eigenschaften

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, setzt sich das Stromversorgungsnetz in Deutschland aus einer Vielzahl an verschiedenen Netzebenen und Teilnetzen zusammen. Jeder Teil des Gesamtnetzes weist hierbei eine individuelle Komplexität und Form auf. Es kann eine grundsätzliche Unterscheidung zwischen Radial- oder Strahlennetzen, Ringnetzen bzw. Strangnetzen, sowie Maschennetzen vorgenommen werden (vgl. Crastan 2012, S. 366):

Diese Netzformen werden nachfolgend genauer beschrieben und schematisch dargestellt.

2.3.2.1. Radial / Strahlennetz

Das Radial/Strahlennetz ist sehr simpel aufgebaut. Wie in Abbildung 13 ersichtlich ist, ist die Netzform gekennzeichnet durch Stichleitungen. Diese gehen alle von der Transformatorstation ab, wodurch alle Leitungen entsprechend von jeweils nur einer Station gespeist werden (vgl. Crastan 2012, S. 366). Entlang der einzelnen Stichleitungen sind die Verbraucher angeschlossen. Hauptvorteil dieser Netzform ist der durch die einfache Struktur bedingte geringe Schutzaufwand (vgl. ebd., S. 366). Der Einfachheit dieser Netzform sind jedoch auch einige Nachteile geschuldet. Der gravierendste Nachteil ist die mangelhafte Betriebssicherheit. Bei einem Netzausfall oder einer Störung an der Transformatorstation können alle nachfolgenden Teilstücke der Leitung bzw. deren angeschlossenen Verbraucher nicht mehr versorgt werden (vgl. ebd., S. 366). Wegen ihrer einfachen Bauweise werden Sie jedoch auf der Niederspannungsebene vor allem in ländlichen Gebieten mit kleiner Lastdichte häufig eingesetzt. Zum Teil kommen Radial/Strahlennetze auch in Gebieten mit höherer Lastdichte vor.

Die Leitungen werden dann jedoch i.d.R. so kurz wie möglich gehalten und es werden weniger Gebäude je Transformatorstation angeschlossen (vgl. ebd., S. 366).

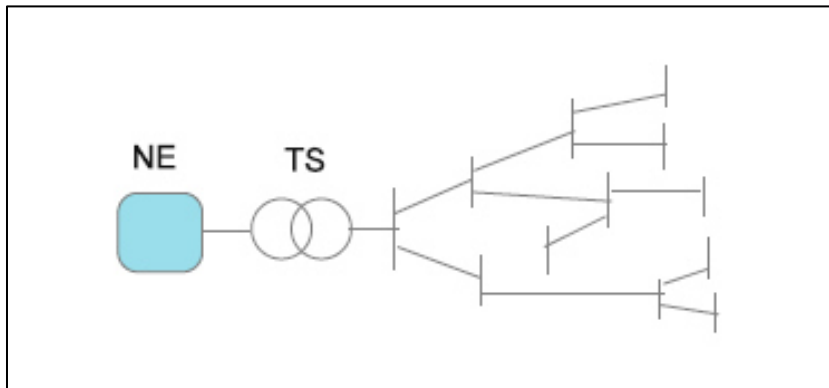


Abbildung 13: Schematische Darstellung eines Strahlennetzes
(NE= Netzeinspeisung, TS= Transformatorstation)

QUELLE: CRASTAN 2012, S. 366

2.3.2.2. Ringnetz / Strangnetz

Diese Netzform wird bei höheren Lastdichten vor allem in der Mittelspannungs- aber auch, gerade in Städten und Ballungsgebieten, in der Niederspannungsebene eingesetzt. Wie Abbildung 14 zeigt, zeichnet sie sich durch eine stärkere Vermaschung aus, welche sich aus der Bildung von Ringen ergibt, wobei innerhalb der Ringe alle Stationen von zwei Seiten bedient werden können. Als Folge hieraus ergibt sich eine deutlich höhere Betriebssicherheit, als etwa im Falle eines Radialnetzes (vgl. Crastan 2012, S. 366). Durch eine Vermaschung der einzelnen Netzringe untereinander kann die Betriebssicherheit erhöht werden. Um die Sicherheit am Einspeisepunkt zu erhöhen, werden Ringnetze dort außerdem z.B. oft mit zwei Transformatoren ausgestattet (vgl. ebd., S. 367). In Ringnetzen existieren in der Regel Kupplungsschalter, welche im normalen Netzbetrieb geöffnet sind. Die Kupplungsschalter werden nur bei Störfällen, also einer Leitungsunterbrechung geschlossen, um die Versorgung weiter aufrecht zu erhalten. Die Transformatorstationen sind so ausgerüstet, dass es jederzeit möglich ist, ein Leitungsteilstück freizuschalten. Nach demselben Prinzip der offenen Störschalter werden auch Strangnetze betrieben. Die Versorgungsleitungen sind durch zwei Einspeisepunkte miteinander verbunden, diese werden allerdings normalerweise offen betrieben. Lediglich im Falle einer Störung wird der andere Einspeisepunkt zugeschaltet, womit die Versorgung gesichert ist (vgl. ebd., S. 367).

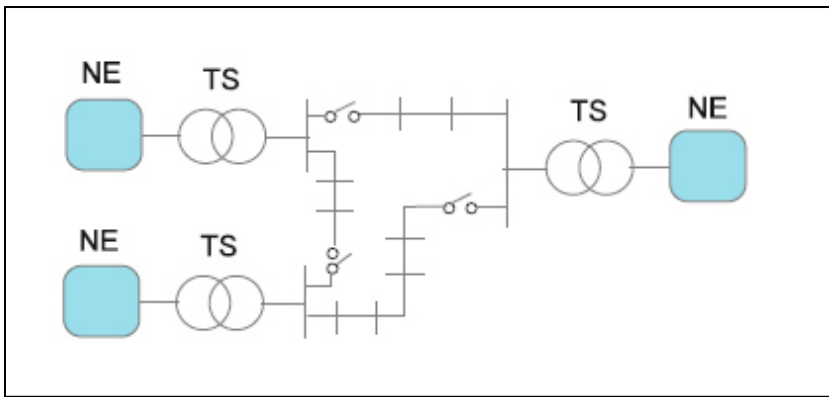


Abbildung 14: Schematische Darstellung eines Strangnetzes

QUELLE: CRASTAN 2012, S. 367

2.3.2.3. Maschennetz

Wie in Abbildung 15 erkennbar ist, zeichnet sich ein Maschennetz durch eine vollständige, oder zumindest sehr starke Vermaschung aus (vgl. Crastan 2012, S. 367). Die Transformatorstationen werden von zwei oder mehreren Punkten gespeist. Somit gibt es für die Stromtransport vom Einspeisepunkt zum Verbrauchspunkt immer mindestens zwei mögliche Wege. Deshalb herrscht hier die maximal realisierbare Betriebssicherheit (vgl. ebd., S. 367). Auf Grund der hohen Betriebssicherheit dieser Netzform werden alle höheren Netzebenen, also Hoch- sowie Höchstspannungsnetze in dieser Form betrieben. Im Mittel- und Niederspannungsbereich sind vollvermaschte Netze allerdings eher selten vorzufinden (vgl. ebd., S. 367).

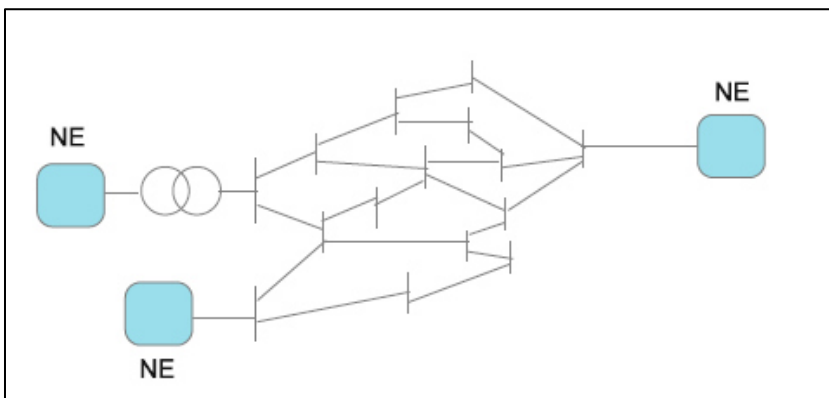


Abbildung 15: Schematische Darstellung eines Maschennetzes

QUELLE: CRASTAN 2012, S. 367

2.3.2.4. Aspekte für die Wahl der richtigen Netzform

Grundsätzlich ist der ausschlaggebende Aspekt bei der Entscheidung für eine Netzform die Betriebssicherheit. Bei der Planung von Netzen sollte stets die höchstmögliche Betriebssicherheit angestrebt werden. Allerdings darf hierbei die wirtschaftliche Verhältnismäßigkeit nicht außer Acht gelassen werden (vgl. Crastan 2012, S. 368). Bei der Planung von elektrischen Netzen wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass jede Komponente im Netz ausfallen könnte (vgl. ebd., S. 368). Um das Netz im Sinne einer maximalen Betriebssicherheit trotzdem funktionstüchtig zu erhalten und die Versorgung mit elektrischem Strom jederzeit sicherstellen zu können, gilt die sogenannte „n – 1 Regelung“ (vgl. ebd., S. 368). Um diese Anforderung erfüllen zu können ist ein sorgfältig geplantes, vermaschtes Netzgebiet grundsätzlich am besten geeignet (vgl. ebd., S. 368). So sollten nach der n-1-Regelung z.B. alle in einem vermaschten Netzgebiet angeschlossenen Transformatoren so ausgelegt sein, dass im Falle des Ausfalls eines der Transformatoren die Versorgung aller angeschlossenen Verbraucher durch die noch im Betrieb verbliebenen Transformatoren weiterhin gewährleistet wird. Nach Crastan, (2012) haben stark vermaschte Netze jedoch auch einige Nachteile wie z.B. hohe Kurzschlussströme sowie eine starke Beeinflussung des Netzes durch weiter entfernte Kraftwerke. Besonders kritisch kämen diese Nachteile unter hohen Lastdichten und dadurch bedingten geringen Netzimpedanzen zum Tragen. Als weiterer Nachteil der Maschennetze kann der schwierige Versorgungswiederaufbau nach einem Ausfall des Netzes genannt werden (vgl. ebd., S. 368). Außerdem ist zu beachten, dass stark vermaschte Netze auf Grund der hohen technischen Anforderungen sehr teuer im Unterhalt und im Betrieb sind. Auch für den Schutz des Netzes muss ein sehr hoher finanzieller Aufwand betrieben werden.

Zusammenfassend gelten nach Crastan, (2012) deshalb für die Netzebenen folgende Grundsätze: Vermaschte Netze kommen hauptsächlich im Hoch- und Höchstspannungsbereich vor, da hier die Vorteile der Vermaschung durch die dort vorherrschende, geringe Lastdichte überwiegen. Ring, bzw. Strangnetze kommen vor allem im Mittelspannungsbereich zum Einsatz. Sie werden von vermaschten, mit höherer Betriebssicherheit ausgestatteten Stützpunkten aus gespeist. Die Ringe sind zwar meist offen, werden aber durch die Möglichkeit der Zuschaltung zusätzlich gesichert. Von ebenfalls gut gesicherten Stützpunkten aus, werden dann schließlich die Niederspannungsnetze, zumeist in Strahlen- bzw. Radialform, betrieben. Vermaschungen sind im Niederspannungsbereich selten, Ringformen kommen aber auch dort häufiger zum Einsatz. Strahlennetze werden in Ballungsräumen mit hoher Lastdichte grundsätzlich so kurz wie möglich gehalten.

2.3.3. Systemkomponenten und deren Betriebsgrenzen

Alle elektrischen Netze sind mit einigen grundsätzlichen Komponenten ausgestattet. Nach Elsässer sind die wichtigsten dieser Komponenten (zit. in Panos 2013, S. 457):

- Transformatoren
- Schaltanlagen
- Freileitungen und
- Kabel

Diese Systemkomponenten werden nachfolgend vorgestellt. In diesem Zusammenhang wird außerdem kurz auf deren Leistungsgrenzen eingegangen.

Transformatoren

Transformatoren dienen als Bindeglied zwischen den einzelnen Netzebenen, um den Strom dort jeweils von einer höheren Spannungsebene auf eine niedrigere herunterzutransformieren. Außerdem kommen sie im Kraftwerk selbst als sogenannte Blockgeneratoren (Maschinengeneratoren) zum Einsatz, um den erzeugten Strom für den Transport meist auf die Höchstspannungsebene nach oben zu transformieren (vgl. Oeding und Oswald 2011, S. 219). Sie arbeiten nach dem Prinzip der elektromagnetischen Induktion. Die Leistung von Transformatoren wird in Kilovoltampere (kVA) statt in kW angegeben. Dies hat den Zweck der besseren Berücksichtigung der Belastbarkeit des Transformators mit Blindstrom (vgl. Panos 2013, S. 457). Transformatoren haben prozentual gesehen geringe Verluste. Am Transformator entstehen lediglich Wärmeverluste, weshalb diese gekühlt werden müssen. Als Kühlmittel wird meist Öl genutzt. Das Öl wird durch natürliche Luftzirkulation oder mit Hilfe von Belüftung abgekühlt, sodass die aus dem Transformator aufgenommene Wärme an die Umgebung abgegeben werden kann (vgl. ebd., S. 457f.). Zusätzlich zur ölbasierten Kühlvariante existiert noch die Trockenkühlvariante, bei welcher die Wärme des Transformators mittels Kühlrippen an die Umgebung abgeführt wird.

Die Lebensdauer von Transformatoren ist abhängig von der Menge an Laständerungen und der Außen- bzw. Umgebungstemperatur. Die Transformatorleistung ist begrenzt durch dessen Bemessungsscheinleistung (vgl. Oeding und Oswald 2011, S. 122). Typische Bemessungsscheinleistungen bei Trafos im Niederspannungsbereich liegen bei 400, 630, 800 oder 1000 kVA (vgl. Wieland et al. 2013, S. 3).

Schaltanlagen

Mit Hilfe von Schaltanlagen werden elektrische Anlagen, etwa in Umspannwerken, geschaltet und geschützt. Schaltanlagen sind i.d.R. recht große Konstrukte welche wiederum aus mehreren einzelnen Bauteilen wie z.B. Transformatoren, Zuleitungen, Sammelschienen und Messeinrichtungen zusammengesetzt sind (vgl. Panos 2013, S. 458). Eine zentrale Komponente aller Schaltanlagen sind Sammelschienen. Mittels dieser werden die einspeisenden und abgehenden Felder miteinander verbunden. Sammelschienen können verschiedenartig aufgebaut sein. Nach Panos, (2014) unterscheidet man vor allem einfache Sammelschienen und doppelte Sammelschienen. Letztere bieten eine höhere Versorgungssicherheit, da selbst im Falle dass eine Schiene ausfällt, der Schaltvorgang über die verbleibende Schiene durchgeführt werden kann. Weitere Komponenten von Schaltanlagen sind Leistungsschalter, Trennschalter, Erdungsschalter und Überspannungsableiter (vgl. ebd., S. 459f.).

Freileitungen

Mit Hilfe von Freileitungen kann elektrischer Strom relativ kostengünstig über weite Distanzen transportiert werden (vgl. Panos 2013, S. 460). Deshalb kommen Freileitungen vor allem auf den oberen Spannungsebenen von 110 bzw. hauptsächlich 220/380 kV zum Einsatz. Typischerweise sind Freileitungsnetze zwar auf den Übertragungsebenen mit hohen Spannungen vorzufinden, sie sind allerdings „[...] grundsätzlich für alle Spannungsebenen von 0,4 kV bis 1000 kV und für alle Arten von Terrain geeignet.“ (ebd., S. 460).

Hauptkomponente aller Freileitungen ist der Strommast sowie dessen Fundament. Weitere Bestandteile sind Stromleitungen, Erdleitungen sowie Isolatoren. Die Stromleitungen sind an den Traversen des Mastes angebracht (vgl. ebd., S. 461). Die Strommasten sind zum Schutz vor Blitzeinschlägen an deren Spitze aus mit mindestens einer Erdungsleitung versehen. Das Material der Stromleitungen ist i.d.R. Aluminium oder Aluminium mit einem Stahlkern. Die Leiterseile bestehen aus mehreren einzelnen Aluminiumdrähten, welche miteinander verdreht und zur Verminderung eines Stromverdrängungseffekts durch eine Oxidschicht voneinander getrennt sind (vgl. Crastan 2012, S. 164). Die Leitungen werden mittels Isolatoren an den Traversen der Masten befestigt (vgl. Panos 2013, S. 461). Neben den im Verhältnis zur Stromübertragung mit Kabeln deutlich geringeren Kosten bieten Freileitungen auch den Vorteil einer guten Zugangsmöglichkeit im Rahmen von Wartungs- und Reparaturarbeiten (vgl. Oeding und Oswald 2011, S. 259). Als Nachteil gegenüber Kabeln kann genannt werden, dass Freileitungen deutlich stärker äußeren Umwelteinflüssen, wie Wetterextremen sowie der allgemeinen Witterung, ausgesetzt sind. Als weiteres Problem gilt das in der Bevölkerung schon

seit langer Zeit vorherrschende Bild, dass Stromfreileitungen das Landschaftsbild negativ beeinträchtigen würden. Aus diesem Grund ist es im Falle des Baus von neuen Freileitungstrassen meist deutlich schwieriger, eine breite gesellschaftliche Akzeptanz zu erhalten (vgl. Panos 2013, S. 461), weshalb größere Bauvorhaben oft nicht zügig umzusetzen sind.

Nach Oeding & Oswald, (2011), werden folgende grundsätzliche Ausführungen bei Freileitungen unterschieden: Holzmastleitungen, Betonmastleitungen und Stahlmastleitungen. In Deutschland am stärksten verbreitet sind Stahlmastleitungen. Außerdem ist es für Deutschland typisch, dass sämtliche Freileitungen aus Mangel an Trassen mit mindestens zwei oder mehr Stromkreisen ausgestattet werden (vgl. ebd., S. 259).

Stromkabel

Stromkabel werden vor allem innerhalb von Verbrauchszentren zur Verteilung von elektrischem Strom über kürzere Distanzen von wenigen Kilometern hinweg eingesetzt. Sie finden meist im Spannungsbereich zwischen 0,4 V bis vereinzelt maximal 500 kV Verwendung. Es werden Einleiter und Dreileiterkabel unterschieden. Im Niederspannungsbereich existieren außerdem Vierleiter- bis Fünfleiterkabel (vgl. Oeding und Oswald 2011, S. 324). Stromkabel sind (von innen nach außen) aus den Komponenten Leiter, Isolierung, Abschirmung und Schutzmantel zusammengesetzt. Der größte Vorteil, gerade im Vergleich zu Stromfreileitungen liegt in der Nicht-Sichtbarkeit der Kabel, da diese unter der Erde verlegt werden. Das Landschaftsbild wird nicht verändert, womit die Akzeptanz in der Bevölkerung beim Bau bzw. Ausbau von Stromkabeltrassen meist sehr groß ist. Weiterhin sind unter der Erde verlegte Kabel in keiner Weise anfällig gegenüber Umwelteinwirkungen, Wind und Wetter (vgl. Panos 2013, S. 461). Der Bau und Betrieb von Kabeltrassen ist jedoch deutlich teurer als der von Freileitungen.

Kabelleiter bestehen meist aus den Materialien Kupfer oder Aluminium. Die Leiter sind entweder eindrätig oder mehrdrätig, als Rund- oder Sektorleiter verbaut, in seltenen Fällen, etwa bei Ölkabeln, existieren auch Hohlleiter (vgl. Oeding und Oswald 2011, S. 325). Bei Kabeln mit sehr großem Querschnitt von > 1000 mm wird der Leiter häufig in mehrere Abschnitte unterteilt. Dies hat zum Ziel die höheren Stromwärmeverluste, welche durch einen sogenannten ‚Skin-Effekt‘ hervorgerufen werden, zu vermindern (vgl. ebd., S. 326). Um eine optimale Isolation der Leiter zu erreichen, werden meist Kunststoffe wie Polyvinylchlorid (PVC) oder bei moderneren Kabeln meist Polyethylen (PE) bzw. vernetztes Polyethylen (VPE) sowie Isolationsmaterial aus Natur- oder Kunstgummi eingesetzt. Bei den in Deutschland neu installierten Kabeln wird heute zu 90% eine VPE-Isolierung gewählt (vgl. Crastan 2012, S. 166).

Kabel werden auf Grund der hohen Kosten zur Stromübertragung grundsätzlich nicht genutzt. Sie sind z.B. auf der Höchstspannungsebene um den Faktor 20 bis 30 teurer als Freileitungen (vgl. Panos 2013, S. 462). Außer dem finanziellen Aspekt existieren weitere Gründe, die gegen die Stromübertragung mittels Kabeln sprechen. So ist die Übertragungsleistung von Kabeln bei gleichem Querschnitt um das zwei- bis zweieinhalbfache geringer als bei Stromfreileitungen. Dies ist maßgeblich bedingt durch die schlechtere Fähigkeit zur Ableitung von Wärme. Kabel besitzen eine insgesamt geringere Belastungsfähigkeit und Kurzschlussfestigkeit als Freileitungen (vgl. ebd., S. 462).

Alle elektrischen Leiter, sowohl Freileitungen wie auch Kabel, besitzen Betriebs- bzw. Belastungsgrenzen. Hierbei werden Strom- und Spannungsbelastungsgrenzen unterschieden. Die Strombelastbarkeit ist grundsätzlich abhängig vom Querschnitt des Leiters, je größer dieser ist, desto belastbarer ist er. Bedingt durch den Wirkwiderstand entstehen am Leiter thermische Verluste, als Folge daraus erwärmt sich dieser. Die Erwärmung durch die thermischen Verluste führt wiederum zu einer thermischen Belastungsgrenze, welche gleichzeitig auch die Strombelastungsgrenze des Leiters darstellt. Es ergibt sich ein sogenannter Maximalstrom. Dieser wird für jeden Leitertyp in der Einheit Ampere [A] angegeben. Die höchsten Stromwerte liegen stets am Anfang eines Leitungsnetzes, nahe des Transformators an.

Die Spannung stellt insofern eine Betriebsgrenze für den Leiter dar, als dass diese bedingt durch den Wirkwiderstand und die Reaktanz (Blindwiderstand) mit zunehmender Leitungslänge stetig abfällt. Ein maximaler Spannungsabfall ist deshalb meist am Ende des Leiters bzw. Leitungsnetzes, auf Grund der maximalen Entfernung zum Einspeisepunkt, vorzufinden. Für die Einhaltung der Mindestanforderungen zur Spannungsqualität bei den Verbrauchern schreibt die Norm EN 50160 eine gesamte maximale Spannungsänderung von $\pm 10\%$ der Nennspannung vor (vgl. Agricola et al. 2012, S. 92). Diese 10% werden vom Verteilnetzbetreiber auf die Niederspannungs- (NS) und Mittelspannungsebene (MS) aufgeteilt. Damit ergibt sich folgende in der dena-Verteilnetzstudie empfohlene Aufteilung des Spannungsbandes (vgl. ebd., S. 92): $\pm 4\%$ für die NS-Ebene, $\pm 2\%$ für die MS/NS-Umspannebene und $\pm 4\%$ für die MS-Ebene.

Um eine Erhöhung der Netzkapazität- und konstante Spannungsqualität zu erreichen, gibt es mehrere Möglichkeiten. So ist es zunächst möglich, mittels eines Leitungsaustauschs das Netz zu verstärken. Zur Verbesserung der Spannungsqualität können spannungsregelnde Transformatoren zum Einsatz kommen. Außerdem ist es sinnvoll, lokales und zentrales Blindleistungsmanagement zu betreiben. Zudem kann es sinnvoll sein, kleinere gegen größere Transformatoren auszutauschen (vgl. Wieland et al. 2013, S. 3).

2.4. Übersicht

In diesem Kapitel erfolgt eine Übersicht in Form einer Zusammenfassung der Erkenntnisse aus den theoretischen Grundlagen.

Auf Grundlage der theoretischen Ausführungen in den **Kapiteln 2.1.2 und 2.1.3** kann zunächst festgehalten werden, dass sich die Energiewende bislang nicht im Wärmesektor bemerkbar machte. So ging dort etwa der Ausstoß klimaschädlicher Gase in den letzten Jahren nicht zurück. Dies liegt nach den Erkenntnissen aus Kapitel 2.1.3 maßgeblich an der auf dem Wärmemarkt vorherrschenden veralteten, auf fossilen Brennstoffen basierenden Anlagenstruktur. Erneuerbare Energien besitzen nur sehr kleine Anteile bei der Wärmeerzeugung.

In Kapitel 2.1.3 wurde festgestellt, dass es im Sinne der Einhaltung der nationalen und internationalen Klimaschutzverpflichtungen dringend notwendig ist, den Wärmesektor zügig zu dekarbonisieren (vgl. Kap. 2.1.3). Wie in mehreren Studien beschrieben (vgl. ebd.), nehmen im Rahmen dieser Dekarbonisierung elektrifizierte Wärmetechnologien und insbesondere Wärmepumpen eine Schlüsselrolle ein (vgl. ebd.). Es ist deshalb in Zukunft mit einer allgemeinen Elektrifizierung im Wärmebereich und dementsprechend einer Kopplung der Sektoren Strom und Wärme zu rechnen.

Die Ausführungen zu elektrifizierten Wärmetechnologien des **Kapitels 2.2** zeigen, dass es zahlreiche verschiedene Wärmepumpensysteme- bzw. Bauweisen gibt, welche unterschiedliche Wärmequellen zur Wärmegewinnung nutzen. Je nach Typ unterscheidet sich die Effizienz und damit die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe. Erdwärmepumpen nutzen Energie aus dem Erdreich. Da dort eine ganzjährig relativ konstante Temperatur herrscht, sind diese am effizientesten. Luftwärmepumpen hingegen nutzen die Außenluft als Energiequelle. Diese weist hohe jahreszeitlich bedingte Temperaturschwankungen auf, weshalb weniger Energie aus ihr gewonnen werden kann. Luft-Wärmepumpen haben deshalb eine geringere Effizienz (vgl. Kap. 2.2.1.2 und 2.2.1.3). Die Effizienz von Wärmepumpen wird mittels verschiedener Kennzahlen bestimmt. Die bedeutendsten sind hierbei die Leistungszahl (COP) sowie die Jahresarbeitszahl (JAZ) (vgl. Kap. 2.2.1.4). Elektro- bzw. Stromheizungen werden unterstützend primär für Luft-Wärmepumpen zur Abdeckung von Spitzen-Wärmebedarfszeiten genutzt. Sie können jedoch in Zukunft vermehrt auch in sehr gut gedämmten Neubauten für eine Vollwärmeversorgung zum Einsatz kommen (vgl. Kap. 2.2.2). Mikro-BHKWs besitzen einen thermischen und elektrischen Wirkungsgrad. Die

meisten aller in Wohngebäuden genutzten Mikro-BHKWs werden wärmegeführt, ähnlich wie ein konventioneller Heizkessel eingesetzt. Der vom BHKW erzeugte Strom wird als ‚Nebenprodukt‘ bei Eigenbedarf entweder selbst genutzt, ansonsten ins Netz eingespeist. Vor allem in Zeiten hohen Wärmebedarfs speisen diese deshalb große Mengen Strom ins öffentliche Verteilnetz ein (vgl. Kap. 2.2.3).

Aus den Ausführungen der **Kapitel 2.3.1 und 2.3.2** geht hervor, dass das Stromnetz in Deutschland allgemein in Übertragungsnetze und Verteilnetze unterteilt wird. Übertragungsnetze besitzen eine höhere Spannung (110-220 kV) als Verteilnetze (0,4-30 kV). Der überregionale Transport von elektrischer Energie erfolgt mit Hilfe der Übertragungsnetze. Der Stromtransport zu den Endverbrauchsstellen, also privaten Haushalten, Gewerbe- und Industriebetrieben erfolgt über die Verteilnetze. In Deutschland gibt es vier große Übertragungsnetzbetreiber und ca. 900 Verteilnetzbetreiber (vgl. Kap. 2.3.1). Es existieren drei relevante Netzformen: Radial/Strahlennetze, Ring/Strangnetze und Maschennetze. Radial/Strahlennetze weisen die geringste Betriebssicherheit auf und werden meist im Niederspannungsbereich, auf Verteilnetzebene eingesetzt. Ring/Strangnetze besitzen eine höhere Betriebssicherheit und werden deshalb auf der Mittelspannungsbereich und teilweise auch im Niederspannungsbereich verwendet. Die höchstmögliche umsetzbare Betriebssicherheit weisen Maschennetze auf. Sie kommen in den höchsten Spannungsebenen, also im Bereich der Übertragungsnetze zur Anwendung (Kap. 2.3.2).

Wie **Kapitel 2.3.3** zu entnehmen ist, sind Transformatoren die Bindeglieder zwischen den einzelnen Netzebenen. Diese haben die Aufgabe, Strom von den höheren Spannungsebenen auf darunter liegende herunterzutransformieren, bis an der Haushaltssteckdose eine Spannung von 0,23 kV bzw. 230 Volt anliegt (vgl. Kap. 2.3.3). Die Leistung von Transformatoren ist definiert über deren Bemessungsscheinleistung, welche in Kilovoltampere (kVA) angegeben wird. Als Stromleiter können Freileitungen oder Kabel verwendet werden. Freileiter kommen meist in höheren Spannungsebenen zum Einsatz, sie besitzen eine höhere Kapazität und Belastbarkeit. Kabel werden in den unteren Spannungsebenen verwendet. Diese haben eine geringere Kapazität und weisen niedrige Belastbarkeiten als Freileiter auf (vgl. ebd.). Alle elektrischen Leiter besitzen Betriebsgrenzen. Diese ergeben sich durch die Strombelastbarkeit und die Spannungsbelastbarkeit. Die Strombelastbarkeit ist primär abhängig von Querschnitt des Leiters. Je größer dieser ist, desto belastbarer ist der Leiter. Die Spannungsbelastbarkeit ist begrenzt durch Wirk- und Blindwiderstände, welche entlang des Leiters auftreten. Mit zunehmender Leitungslänge fällt die Spannung stetig ab (vgl. ebd.)

3. Methodisches Vorgehen

Um eine möglichst zielführende und aussagekräftige Antwort auf die Forschungsfrage zu erhalten, wurden im Rahmen dieser Arbeit zwei unterschiedliche Methoden gewählt. Zunächst wurde eine qualitative Studie durchgeführt. Anschließend erfolgte die Entwicklung von Zukunftsszenarien.

Für die qualitative Forschungsstudie wurde die Variante der leitfadengestützten Experteninterviews gewählt. Die Interviews dienten dem Zweck, die theoretischen Vorannahmen wissenschaftlich zu untermauern und gleichzeitig auch Raum für neue Erkenntnisse und Theorien zu eröffnen. Im Rahmen der Szenarien wurden verschiedene Entwicklungen der elektrifizierten Wärmetechnologien im Wärmemarkt des Jahres 2050 abgebildet- und deren Auswirkungen auf elektrische Verteilnetze mittels Lastflussberechnungen untersucht.

3.1. Qualitative Studie

Literatur, welche die elektrischen Verteilnetze im Kontext der Wärmewende und einer zunehmenden Elektrifizierung betrachtet, ist aktuell (Sommer 2017) nur wenig bis gar keine vorhanden. Dies liegt vermutlich darin begründet, dass der Begriff Wärmewende recht neu ist. Die mit einer Wärmewende verbundenen Einflüsse bzw. Auswirkungen auf die Verteilnetze sind zum heutigen Zeitpunkt sicherlich schwierig zu bestimmen.

Aufgrund dieses Mangels an Forschungsarbeiten wurde im Vorfeld der Szenarien eine qualitative Studie in Form leitfadengestützter Experteninterviews durchgeführt. Hierzu erfolgte eine Befragung einiger Verteilnetzbetreiber. Das Ziel war, die im Zusammenhang mit der zentralen Forschungsfrage formulierten Teilfragestellungen zu beantworten (vgl. Kap. 1). Dementsprechend wurden sowohl die bisherigen Entwicklungen bei den Verteilnetzbetreibern hinsichtlich Netzstabilität bzw. Engpässen im Zusammenhang mit der Energie- und Wärmewende, wie auch deren Zukunftserwartungen im Rahmen einer stärker voranschreitenden Wärmewende abgefragt.

3.1.1. Erhebungsmethode: Leitfadengestützte Experteninterviews

Als Erhebungsmethode für die qualitative Studie wurde das leitfadengestützte Experteninterview gewählt. Diese wurde ausgewählt, da sie eine ausdifferenzierte und weit verbreitete, sowie weitgehend ausgereifte Methode zum Generieren von qualitativen Daten ist (vgl. Helfferich 2014, S. 559). Sämtliche Interviews wurden mit Experten verschiedener Verteilnetzbetreiber anhand des im Vorfeld ausgearbeiteten Leitfadens durchgeführt.

Der Interviewleitfaden hat eine wichtige Funktion. So gibt er Orientierung und eine Struktur vor, welche es sicherstellt dass alle für den Untersuchungsgegenstand relevanten Fragen tatsächlich erfasst werden (vgl. Flick 2009, S. 113f.). Struktur wird durch einen Leitfaden auch insofern geschaffen, als dass durch die immer einheitlich gestellten Fragen die Informationen aus unterschiedlichen Interviews gleichartig sind, womit bei der Auswertung der Daten eine Vergleichbarkeit sichergestellt ist (vgl. Helfferich 2014, S. 565f.). Gleichzeitig kann die Reihenfolge der Fragen bei den jeweiligen Interviews voneinander abweichen und es gibt keine Verpflichtung dazu, die Fragen jedes Mal exakt gleich zu formulieren (vgl. Flick 2009, S. 114). Es wird vielmehr das Ziel verfolgt, den Interviewpartnern so viel Freiheit zu lassen, dass diese ihre eigenen individuellen Ansichten zu dem Forschungsthema darlegen können. Deshalb existieren auch keine Vorgaben für Antwortmöglichkeiten (vgl. ebd. S 114). Nur im Falle von zu wenig ergiebigen Antworten fragt der Interviewer nach, bzw. passt die Fragestellung leicht an. Durch den Leitfaden ist also eine gewisse Offenheit sichergestellt, welche Raum für die Entdeckung neuer, unerwartete Zusammenhänge lässt. Jedoch wird durch ihn gleichzeitig, was auch im Sinne der Forschungspragmatik ist, eine maximale Offenheit verhindert bzw. eingeschränkt (vgl. Helfferich 2014, S. 560).

Das Experteninterview ist über die spezielle Zielgruppe der interviewten Experten definiert. In diesem Zusammenhang spielt das Forschungsinteresse an der speziellen Form von Wissen, dem Expertenwissen, eine wichtige Rolle (vgl. ebd., S. 560). Nach Przyborski und Wohlraab – Sahr (2008), zitiert in (Helfferich 2014, S. 571), verfügt der Experte über spezifisches ‚Rollenwissen‘ das von ihm in Form von besonderem Insiderwissen entweder durch Erfahrungen oder durch Aneignung theoretischen Fachwissens erworben wurde. Das Wissen des Experten zu dokumentieren steht beim Experteninterview im Mittelpunkt. Es kommt hier nicht darauf an, Informationen zur befragten Person zu erhalten, sondern dessen explizites Wissen in einem bestimmten Fachbereich ‚abzufragen‘ (vgl. Flick 2009, S. 115).

Der Begriff des ‚Experten‘ ist für diese Arbeit folgendermaßen definiert: Alle interviewten Personen sind in einer leitenden Position im Bereich Netzplanung oder Netz-Innovationsmanagement / Assetmanagement beschäftigt oder in gleichartiger Position mit einem vergleichbaren Bereich mit ähnlichen Aufgaben und Prozessen betraut. Außerdem zeichnet sich der Experte im Rahmen dieser Arbeit dadurch aus, dass dieser mindestens 2 Jahre oder länger im jeweiligen Tätigkeitsbereich beschäftigt ist. Diese personenbezogenen Daten wurden von jedem Interviewpartner im Vorfeld der eigentlichen Interviews abgefragt.

Der im Rahmen der qualitativen Interviewstudie erstellte Leitfaden besteht insgesamt aus acht Fragen, welche teilweise weitere Unterfragen enthalten. Die Fragen stehen alle im Zusammenhang mit den übergeordneten Themen Energie – und Wärmewende.

3.1.2. Interviewpartner und Durchführung

Es wurden insgesamt sechs Experten bei Verteilnetzbetreibern in Deutschland befragt. Drei der befragten Verteilnetzbetreiber sind im Raum Südwestdeutschland ansässig, jeweils einer in West-, sowie Nord- und Ostdeutschland. Zum Zeitpunkt der Befragung waren alle Experten entsprechend der festgelegten Kriterien (vgl. Kap. 3.1.1) in leitenden Positionen in den Bereichen Netzplanung (vgl. B(5):2), Asset- /Innovationsmanagement (vgl. B(1,2):2; B(1,1):3; B(3):2) oder, vor allem bei kleineren Verteilnetzbetreibern, in der Geschäftsführung bzw. Assistenz der Geschäftsführung tätig (vgl. B(4):2; B(6):2). Die Interviewpartner geben an, zwischen 2 und 17 Jahren (vgl. B(1,2):6; B(1,1):5; B(2):4; B(3):4; B(4):2; B(5):2; B(6):4) in ihrem aktuellen Tätigkeitsfeld beschäftigt zu sein.

Die Interviews wurden mit den Experten in telefonischer Form in den Monaten April und Mai 2017 durchgeführt. Die Gespräche mit den Experten wurden, nach vorherigem Einholen deren Einverständnisses, aufgezeichnet. Sämtliches aufgezeichnete Tonmaterial wurde anschließend zum Zwecke der weiteren Auswertung transkribiert und damit in Textform überführt (Transkripte siehe beiliegende CD). Die Dauer der Interviews variierte zwischen 25 und 60 Minuten.

3.1.3. Auswertungsmethode: Qualitative Inhaltsanalyse

Die Auswertung der Interviews erfolgte in Orientierung an der Methode der qualitativen strukturierenden Inhaltsanalyse nach Mayring (vgl. Mayring 2015, S. 103). Als Auswertungsmaterial dienen die transkribierten Aufzeichnungen der Experteninterviews. Die Methode der qualitativen strukturierenden Inhaltsanalyse verfolgt das Ziel einer bestimmten Strukturierung dieses Materials (vgl. ebd., S. 97). Die Struktur soll sich dabei durch die Bildung eines Kategoriensystems auf Grundlage des Auswertungsmaterials ergeben. Nachdem die Kategorien gebildet sind, werden sämtliche Textbestandteile, welche durch die Kategorien angesprochen werden, extrahiert (vgl. ebd., S. 97). Als oberstes Ziel dieser Methode sollen bestimmte Inhalte, Themen und Aspekte aus dem Ausgangsmaterial herausgefiltert und zusammengefasst werden (vgl. ebd., S. 103). Es werden nur die Textstellen herausgesucht und weiter ausgewertet, welche dem vorher entwickelten, theoretisch formulierten Kategorien bzw. dazugehörigen Unterkategorien entsprechen (vgl. ebd., S. 103). Das so gewonnene Material wird anschließend zunächst je Unterkategorie und anschließend nach Hauptkategorien zusammengefasst. Die Methode eignet sich nach Flick, (2009) vor allem als „[...] reduzierende und an der Oberfläche von Texten orientierte Analyse großer Textmengen“. Als Gefahr dieser Methode wird genannt, dass möglicherweise der Blick auf die Bedeutung des Textes verfälscht und deshalb auch gewisse Sinngehalte des Textes nicht erfasst werden (vgl. Flick 2009, S. 153). Da im Rahmen dieser Arbeit jedoch vor allem Wert auf die Erlangung prägnanter Informationen und Fakten gelegt wird, wurde diese Methode trotzdem als die am besten geeignete gewählt.

Die Kategorienbildung erfolgte zunächst theoriegeleitet-deduktiv (vgl. Mayring und Fenzl 2014, S. 546). Die deduktiv gebildeten Kategorien wurden nach Abschluss der Interviews induktiv, also auf Grundlage der transkribierten Interviews bzw. des hierdurch entstandenen Auswertungsmaterials angepasst und verfeinert (vgl. ebd., S. 546ff.). Für die Auswertung der Interviews wird festgelegt, dass den Kategorien sogenannte Kodiereinheiten (jeweils mindestens ein Satz) zugeordnet werden. Ein Interview stellt immer eine Kontexteinheit dar (vgl. ebd., S. 546).

3.2. Szenarien

Um die Forschungsfrage beantworten zu können wurden, unter anderem begründet auf den theoretischen Vorüberlegungen sowie den Erkenntnissen aus der qualitativen Studie, eine Vielzahl an Szenarien entwickelt. Insgesamt stand die Überlegung im Vordergrund, wie ein vollständig von elektrifizierten Wärmetechnologien geprägter Wärmemarkt im Jahr 2050 in vereinfachter Form aussehen könnte und welchen Einfluss dieser auf die elektrischen Verteilnetze ausübt. Das Ziel war, Engpässe, welche durch den vermehrten Einsatz elektrifizierter Wärmetechnologien in den Verteilnetzen hervorgerufen werden können zu identifizieren und interpretieren.

Insgesamt erfolgte die Untersuchung von drei wesentlichen elektrifizierten Wärmetechnologien: **Wärmepumpen** (Luft-Wärmepumpen, Erd-Wärmepumpen), **Stromheizungen** und **Mikro-BHKW**. Auf Grundlage der Annahme verschiedener ‚Verteilgrade‘ dieser Technologien auf dem Wärmemarkt, wurden zunächst einige Basisszenarien entwickelt (vgl. Kap. 3.2.2). Für alle elektrifizierten Wärmetechnologien wurden in den Basisszenarien zwei unterschiedliche Betriebsweisen angenommen: Monovalent und bivalent.

Die Basisszenarien wurden anschließend mit verschiedenen Gebäudeszenarien kombiniert (vgl. Kap. 3.2.3). Diese entstanden auf der Grundlage verschiedener Dämm-/Modernisierungsgrade bzw. Gebäudetypen (vgl. Kap. 3.2.1). Jedes einzelne Gebäudeszenario weist einen individuellen Wärmebedarf auf. Dieser entspricht der maximal über ein Jahr hinweg benötigten Wärmeleistung. Die Auslegung der Leistung der elektrifizierten Wärmetechnologien erfolgte anhand dieses maximalen Wärmebedarfs (vgl. ebd.).

Um eine größere Vielfalt abdecken zu können, wurden neben wahrscheinlichen, gemäßigten Entwicklungen auch eher unwahrscheinliche, extreme Entwicklungen berücksichtigt. Jede einzelne Szenario-Kombination wurde mit Hilfe eines Excel-Tools einer Lastflussberechnung unterzogen (vgl. Kap. 3.2.4). Die Berechnungen fanden in drei Modell-Verteilnetzen mit unterschiedlicher Struktur (städtisch, vorstädtisch, ländlich) statt (vgl. ebd.).

Nachfolgend wird zunächst die Datengrundlage und Konzeption der Szenarien beschrieben. Anschließend erfolgt die Vorstellung der Basisszenarien und der Gebäudeszenarien. Zum Ende von Kapitel 3 werden die oben genannten Modellnetze und die zugehörigen Lastflussberechnungen erläutert.

3.2.1. Datengrundlage

Als Grundlage für die Konzeption aller Szenarien diene ein vom ‚Institut für Wohnen und Umwelt GmbH (IWU)‘ im Excel-Dateiformat bereitgestellter Datensatz zu Wärmebedarfen typischer Wohngebäude (vgl. IWU GmbH 2017). Die Wärmebedarfe wurden nach Angabe des Instituts im Rahmen deren Projekts ‚EE-Gebäude-Zukunft‘ auf Grundlage stochastischer Nutzungsprofile für das Beispieljahr 2013 und den Standort Dresden ermittelt (vgl. ebd. 2017).

In genanntem Datensatz sind in zwei Tabellenblättern stundenweise Werte zu den beiden einzelnen Größen Heizleistung und Warmwasserleistung für insgesamt 30 Profile (Wohngebäude) abgetragen. Aus der Summe dieser Größen ergibt sich die stündliche Gesamtwärmeleistung bzw. der Gesamtwärmebedarf (in kW/m²). Dieser musste für alle 30 Wohngebäude (18 Bestandsgebäude, 12 Neubauten) zunächst errechnet werden (Siehe Abb. 16). Im Falle der Bestandsgebäude wird in der Datengrundlage zwischen drei unterschiedlichen Modernisierungsstandards: ‚Unmodernisiert‘, ‚teilmodernisiert‘ und ‚vollmodernisiert‘ unterschieden. Bei den Neubauten wird ferner eine Unterscheidung nach den Effizienzstandards ‚EnEV‘ (Niedrigenergiehaus) und ‚EH40‘ (KfW Effizienzhaus 40) vorgenommen. Alle Gebäudeprofile sind außerdem untergliedert in die Typen Ein-/Zweifamilienhaus (EZFH) und Mehrfamilienhaus (MFH).

EZFH Bestand											
Unmodernisiert (kW/m ²)			Mittel	Teilmodernisiert (kW/m ²)			Mittel	Vollmodernisiert (kW/m ²)			Mittel
Profil 49	Profil 50	Profil 51		Profil 52	Profil 53	Profil 54		Profil 55	Profil 56	Profil 57	
0,008	0,008	0,011	0,009	0,005	0,014	0,006	0,008	0,006	0,003	0,005	
0,013	0,012	0,017	0,014	0,007	0,000	0,008	0,005	0,008	0,007	0,006	
0,017	0,016	0,021	0,018	0,009	0,020	0,010	0,013	0,009	0,007	0,005	
0,020	0,018	0,029	0,022	0,011	0,022	0,012	0,015	0,010	0,008	0,005	
0,023	0,021	0,027	0,024	0,013	0,023	0,014	0,016	0,011	0,009	0,006	
0,025	0,024	0,030	0,027	0,014	0,025	0,068	0,035	0,012	0,057	0,007	

Abbildung 16: Aus Rohdaten errechnete Gesamtwärmeleistungen für Einzelprofile (stündlich) und gemittelt je Dämm-/ Modernisierungsstandard am Beispiel ‚EZFH Bestand‘

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND IWU GMBH 2017

	0,4	0,048	0,053	0,055	0,052	0,033	0,038	0,036	0,036	0,026	0,027	0,017	0,023
	0,3	0,032	0,020	0,054	0,035	0,044	0,036	0,001	0,027	0,036	0,000	0,017	0,018
Wohngebäudetyp	EZFH Bestand												
Max. Wärmebedarf kW/m ²	0,09	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08	0,07
Max. Wärmebedarf Wohneinheit (HH) in kW mit 100 m ²	9,23	10,44	9,08	9,30	8,91	8,07	9,16	7,96	7,00	6,93	7,72	6,85	

Abbildung 17: Extrahierte maximale Wärmebedarfe für Einzelprofile und gemittelt je Dämm-/Modernisierungsstandard am Beispiel ‚EZFH Bestand‘

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND IWU GMBH 2017

Für die weiteren Berechnungen wurden die stündlichen Heizwärmebedarfe der Profile jedes einzelnen Modernisierungs- bzw. Effizienzstandards gemittelt (Siehe Abbildung 16). Aus diesen gemittelten Werten wurden die höchsten über das Jahr aufgetretenen, stündlichen

Wärmebedarfe extrahiert (Siehe Abbildung 17). Auf Grundlage dieser Werte konnten letztlich die maximal benötigten Wärmeleistungen für einen einheitlichen Beispielhaushalt mit einer zu beheizenden Fläche von 100 m² zu errechnet werden.

Diese dienten als Ausgangsbasis für die Bestimmung der Nennleistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien (Siehe Kap. 3.2.3).

3.2.2. Basisszenarien

3.2.2.1. Monovalente Betriebsweise

Die erste Betrachtung basiert auf der Annahme, dass die einzelnen Technologien in monovalenter Betriebsweise eingesetzt werden und damit den Wärmebedarf zu 100% alleine decken. Darüber hinaus gelten für die Bestimmung der Leistung der einzelnen elektrifizierten Wärmetechnologien folgende **Annahmen**:

Stromheizung

Für die Stromheizung wird ein Wirkungsgrad von 100% angenommen (vgl. Diefenbach et al. 2017, S. 55). Somit entspricht deren elektrische Nennleistung zu 100% den jeweils ermittelten maximalen Gesamtwärmebedarfen.

Luft-Wärmepumpe

Die Nennleistung der Luft-Wärmepumpe ergibt sich durch zugrunde legen einer Leistungszahl (COP) von 1,4. Somit beträgt die elektrische Nennleistung der Luft-Wärmepumpe ca. 70% der jeweiligen maximalen Gesamtwärmebedarfe.

Die Leistungszahl liegt meist über diesem Wert (vgl. Kap. 2.2.1.4). Da die Lastflussberechnungen im Rahmen dieser Arbeit jedoch statisch, zum Zeitpunkt des höchsten über das Jahr hinweg auftretenden Wärmebedarfs durchgeführt werden, weist die Wärmepumpe eine sehr geringe Effizienz auf. Dementsprechend wurde der COP niedriger angesetzt (vgl. ebd.).

Erd-Wärmepumpe

Die Nennleistung der Erd-Wärmepumpe ergibt sich durch zugrunde legen einer Leistungszahl (COP) von 2,5. Somit beträgt die elektrische Nennleistung der Erd-Wärmepumpe 40% des jeweiligen maximalen Gesamtwärmebedarfs. Auch bei Erd-Wärmepumpen ist es i.d.R. der Fall, dass der COP einen höheren Wert aufweist (vgl. Kap. 2.2.1.4). Auf Grund der für diese Arbeit gewählten statischen ‚Worst-Case‘-Betrachtung, wird jedoch auf Grund der schlechteren Effizienz der Wärmepumpe ein niedrigerer Wert gewählt.

Mikro-BHKW

Im Falle der Mikro-BHKW wird von einem typischen elektrischen Wirkungsgrad von 35% ausgegangen (vgl. Diefenbach et al. 2017, Anhang B, S.12). Die Gesamtleistung des BHKW (thermisch und elektrisch) errechnet sich für die Zwecke dieser Arbeit ebenfalls auf Grundlage der jeweils bereitzustellenden maximalen Gesamtwärmebedarfe. Die elektrische Nennleistung des BHKW beträgt dementsprechend 35% der errechneten Gesamtleistung.

BHKWs werden in der Realität normalerweise nicht nach dem maximalen Gesamtwärmebedarf ausgelegt, da sie eine möglichst hohe jährliche Benutzungsstundendauer erreichen sollen.

Um verschiedene ‚Verteilgrade‘ der elektrifizierten Wärmetechnologien zu berücksichtigen, wurden acht Basisszenarien entwickelt. Die ersten vier Szenarien beschreiben folgende Extrementwicklungen: 100% Deckung des Wärmebedarfs über Stromheizung, 100% Deckung des Wärmebedarfs über Luft-Wärmepumpen, 100% Deckung des Wärmebedarfs über Erd-Wärmepumpen sowie 100% Deckung des Wärmebedarfs über Mikro-BHKW. Die Szenarien fünf bis acht beschreiben folgende, gemäßigte Entwicklungen: Deckung des Wärmebedarfs zu gleichem Anteil (25%) durch alle Technologien, Deckung des Wärmebedarfs primär (50%) über Luft-Wärmepumpen, Deckung des Wärmebedarfs primär (50%) über Erd-Wärmepumpen sowie Deckung des Wärmebedarfs primär (50%) mittels Mikro-BHKW.

Die Verteilgrade für jedes Szenario (in %) sind in untenstehender Tabelle 2 nochmals zusammengefasst.

Tabelle 2: Übersicht Basisszenarien

Technologie / Basisszenario	Stromheizung	Luft- Wärmepumpe	Erd- Wärmepumpe	Mikro -BHKW
1. Extremszenario Stromheizung	100	0	0	0
2. Extremszenario Luft-WP	0	100	0	0
3. Extremszenario Erd-WP	0	0	100	0
4. Extremszenario Mikro-BHKW	0	0	0	100

Methodisches Vorgehen
Szenarien

5. Ausgeglichene Anteile	25	25	25	25
6. Dominanz Luft-WP	10	50	20	20
7. Dominanz Erd-WP	10	20	50	20
8. Dominanz Mikro- BHKW	10	20	20	50

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

3.2.2.2. Bivalente Betriebsweise

Für die Auslegung der Nennleistung aller elektrifizierter Wärmetechnologien und damit auch für die Belastungen der Verteilnetze, spielt die Betriebsweise eine wichtige Rolle. Zusätzlich zur monovalenten Betriebsweise, welche für die Szenarien des vorangegangenen Kapitels angenommen wurde, soll in dieser Arbeit deshalb auch eine bivalente Betriebsweise berücksichtigt werden. Hierfür wird im Rahmen einer weiteren Betrachtung davon ausgegangen, dass die elektrifizierten Wärmetechnologien jeweils nur 50 % des gesamten Wärmebedarfs decken sollen. Die übrigen 50 % des Bedarfs decken konventionelle, stromunabhängige Heizsysteme ab. Entsprechend wurde in den Berechnungen für diese Variante eine um 50% geringere Nennleistung aller elektrifizierter Wärmetechnologien angenommen. Ansonsten gelten dieselben in Kapitel 3.2.1, Tabelle 2 aufgeführten Verteilgrade.

3.2.3. Gebäudeszenarien

Alle obigen Basisszenarien werden mit weiteren Szenarien kombiniert. Diese entstehen auf Grund der Annahme verschiedener Gebäudetypen bzw. Dämm-/Modernisierungsstandards. Jeder dieser Typen bzw. Standards weist einen individuellen Gesamtwärmebedarf auf (vgl. Kap. 3.2.1). Diese unterschiedlichen Gesamtwärmebedarfe führen entsprechend zu verschiedenen hohen Nennleistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien. Wie bereits in Kapitel 3.2.1 beschrieben, wird in der für diese Arbeit verwendeten Datengrundlage zwischen den Gebäudetypen Bestandsgebäude und Neubau in jeweils zwei verschiedenen Ausführungen: Ein-/Zweifamilienhaus (EZFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) unterschieden. Für den Typ ‚Bestandsgebäude‘ existieren drei unterschiedliche Dämm-/Modernisierungsstandards: ‚Unmodernisiert‘, ‚teilmodernisiert‘ und ‚vollmodernisiert‘. Im Falle von Neubauten unterscheidet die Datengrundlage zwischen zwei Effizienzstandards: ‚EnEV‘ (Niedrigenergiehaus) und ‚EH40‘ (KfW Effizienzhaus 40). Diese beiden wurden für die Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit zu einem gemittelten Standard ‚Neubau‘ zusammengefasst. Außerdem wird für alle Berechnungen von einem gemittelten Gebäudemix aus 50% EZFH und 50 % MFH ausgegangen.

Wie in Tabelle 3 dargestellt, werden in den Berechnungen zunächst vier Extremfälle betrachtet: 100 % Bestandsgebäude ‚unmodernisiert‘, 100 % Bestandsgebäude ‚teilmodernisiert‘, 100 % Bestandsgebäude ‚vollmodernisiert‘ und 100% Neubauten. Basierend auf der Grundannahme, dass der größte Teil aller Gebäude in Deutschland Bestandsgebäude sind (vgl. Kap. 2.1.2), wird außerdem folgender Gebäudemix angenommen: 75% Bestandsgebäude, jeweils zu 25% in den Modernisierungszuständen ‚unmodernisiert‘, ‚teilmodernisiert‘ und ‚vollmodernisiert‘, sowie 25% Neubauten.

Vor dem Hintergrund der hohen Bedeutung von Bestandsgebäuden, werden außerdem unterschiedliche Entwicklungen der Sanierungsraten berücksichtigt. Diesbezüglich wurden weitere Gebäudemixe entwickelt, welche nachfolgend beschrieben sind (Ausgangszustand sind 100% Bestandsgebäude mit jeweils 1/3 im Zustand ‚unmodernisiert‘, ‚teilmodernisiert‘ und ‚vollmodernisiert‘).

Optimistische Dämmentwicklung: Als ein Ziel der Energiewende wurde von der Bundesregierung im Gebäudebereich ein Zielwert von 2% jährliche Sanierungsrate für Bestandsgebäude vorgegeben (vgl. Kap. 2.1.1). Unter der Annahme, dass ab kommendem Jahr zumindest ein Wert von 1,5% realisiert wird, sowie oben beschriebenem Ausgangszustand, würden bis zum Jahre 2050 insgesamt 81 % aller Bestandsgebäude dem ‚vollmodernisierten‘

Zustand entsprechen. Es wird der Einfachheit halber angenommen, dass sich die verbleibenden 19 % der Gebäude zu jeweils einem gleichen Teil den Zuständen ‚unmodernisiert‘ und ‚teilmodernisiert‘ befinden.

Realistische Dämmentwicklung: Für dieses Szenario wird bis 2050 von einer jährlichen Sanierungsrate von 1 % ausgegangen. Diese Größe entspricht auch in etwa dem aktuell erreichten Wert (vgl. Kap. 2.1.1). Bei selber Ausgangslage haben nach dieser Entwicklung bis 2050 insgesamt 65 % der Wohngebäude den Zustand ‚vollmodernisiert‘ erreicht. Es wird der Einfachheit halber angenommen, dass sich die verbleibenden 35 % der Gebäude zu jeweils einem gleichen Teil im Zustand ‚unmodernisiert‘ und ‚teilmodernisiert‘ befinden.

Pessimistische Dämmentwicklung: Um eine eher pessimistische Dämmentwicklung zu berücksichtigen, wird bis 2050 außerdem mit einer jährlichen Sanierungsrate von 0,5 % gerechnet. Dementsprechend werden, dieselbe obig beschriebene Ausgangslage vorausgesetzt, in 2050 insgesamt 49 % der Gebäude den ‚vollmodernisiert‘ Zustand erreicht haben. Es wird auch hier der Einfachheit halber angenommen, dass sich die verbleibenden 51 % der Gebäude zu jeweils einem gleichen Teil im Zustand ‚unmodernisiert‘ und ‚teilmodernisiert‘ befinden.

In Tabelle 3 sind alle oben beschriebenen Gebäudeszenarien mit den entsprechenden Anteilen je Dämmzustand (in %) nochmals übersichtlich dargestellt.

Tabelle 3: Übersicht Gebäudeszenarien

Dämmzustand / Gebäudeszenario	Bestand: ‚unmodernisiert‘	Bestand: ‚teilmodernisiert‘	Bestand: ‚vollmodernisiert‘	Neubau
1. Extremszenario Bestand ‚unmodernisiert‘	100	0	0	0
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	0	100	0	0
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	0	0	100	0
4. Extremszenario Neubau	0	0	0	100

Methodisches Vorgehen
Szenarien

5. Gebäudemix	25	25	25	25
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	9,5	9,5	81	0
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	17,5	17,5	65	0
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	25,5	25,5	49	0

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

Die anhand der Datengrundlage und den Annahmen aus Kapitel 3.2.2 errechneten, für obige Gebäudeszenarien gültigen maximalen Wärmebedarfe sowie die entsprechenden **Nennleistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien** (in kW) sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt (Werte für bivalente Betriebsweise in Klammern).

Tabelle 4: Maximaler Wärmebedarf und Nennleistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien für jedes betrachtete Gebäudeszenario

Max. Wärmebedarf, Nennleistung / Gebäudeszenario	Max. Wärmebedarf HH	Nennleistung Luft-WP	Nennleistung Erd-WP	Nennleistung Stromheizung	Nennleistung Mikro-BHKW
1. Extremszenario Bestand ,unmodernisiert'	8,72 (4,36)	6,23 (3,11)	3,49 (1,74)	8,72 (4,36)	6,10 (3,05)
2. Extremszenario Bestand ,teilmodernisiert'	7,54 (3,77)	5,39 (2,69)	3,02 (1,51)	7,54 (3,77)	5,28 (2,64)
3. Extremszenario Bestand ,vollmodernisiert'	5,91 (2,96)	4,22 (2,11)	2,36 (1,18)	5,91 (2,96)	4,14 (2,07)
4. Extremszenario Neubau	4,14 (2,07)	2,96 (1,48)	1,66 (0,83)	4,14 (2,07)	2,90 (1,45)

Methodisches Vorgehen
Szenarien

5. Gebäudemix	6,58 (3,29)	4,70 (2,35)	2,63 (1,32)	6,58 (3,29)	4,60 (2,30)
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	6,33 (3,17)	4,52 (2,26)	2,53 (1,27)	6,33 (3,17)	4,43 (2,22)
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	6,69 (3,34)	4,78 (2,39)	2,68 (1,34)	6,69 (3,34)	4,68 (2,34)
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	7,04 (3,52)	5,03 (2,52)	2,82 (1,41)	7,04 (3,52)	4,93 (2,46)

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

3.2.4. Modellnetze

Zum Zwecke einer Lastflussberechnung wurden die entwickelten Szenarien auf Modellverteilstnetze in Form eines Excel-Tools angewandt. Dieses wurde von Hann Ruppert, Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachbereich EIT an der Hochschule Darmstadt und Prof. Dr.-Ing. Klaus-Martin Graf, Professor im Bereich Smart Grids, Netzleittechnik, Netztraining an der Hochschule Darmstadt, entwickelt. Die Struktur sowie alle Grundeinstellungen der Modellnetze des Excel-Tools basieren auf einer Studie mit dem Titel ‚Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene‘. Diese wurde vom Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz und der Wien Energie Stromnetz GmbH (vgl. Wieland et al. 2013) im Rahmen der internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien im Jahre 2013 veröffentlicht. Die aus der Studie entnommenen Modellverteilstnetze wurden „[...] auf Basis einer ausgiebigen Analyse von realen Netzplänen erstellt“ (Wieland et al. 2013, S. 7), weshalb sich diese für die Untersuchungen in vorliegender Arbeit eignen.

Insgesamt erfolgt eine Unterscheidung zwischen drei Modellnetzen. Alle Netze besitzen die gleiche Netzform. So sind diese, wie bei Verteilnetzen üblich, in Radial- bzw. Strahlenform angelegt (vgl. Kap. 2.3.2.1). Sie weisen jedoch unterschiedliche Strukturen auf: städtisch, vorstädtisch und ländlich.

Die verschiedenen Strukturen wurden gewählt, da sich Verteilnetze durch „[...] regionale Unterschiede und verschiedene Historien in den Siedlungsstrukturen [...]“ (Wieland et al. 2013, S. 2) maßgeblich voneinander unterscheiden. So spielt insbesondere die Einwohnerdichte eine zentrale Rolle für die Netzstruktur und die Bemessung bzw. Dimensionierung der verwendeten elektrischen Betriebsmittel (vgl. ebd., S. 2). In dieser Arbeit liegt für das städtische Modellnetz eine Einwohnerzahl von 14.746 Einwohner pro km², für das vorstädtische 217, und für das ländliche 52 Einwohner je km² zugrunde (vgl. ebd., S. 2).

Auf Basis oben genannter Einwohnerdichten gelten für die drei Modellnetze im Einzelnen die folgenden Annahmen (vgl. Wieland et al. 2013, S. 7ff.; vgl. Ruppert und Graf 2017):

Städtisches Modellnetz:

Wie in Abbildung 18 ersichtlich, besteht das städtische Modellnetz aus einem 40-MVA-Regeltransformator (110/10kV) und 9 Ortsnetztransformatoren (10kV/0,4kV) welche eine Bemessungsscheinleistung von 1000 kVA aufweisen. In der Mittelspannungsebene beträgt die Leitungslänge zwischen den einzelnen Ortsnetz-Abgängen 422 m und in der Niederspannungsebene, als Abstand zwischen den Hausanschlüssen, 25 Meter. Jedes Niederspannungsnetz besitzt jeweils 5 Abgänge, wobei die Abgänge 1-4 jeweils 5 Hausanschlüsse besitzen, welche wiederum jeweils 20 Haushalte beinhalten. Der 5. Abgang setzt sich aus einem Hausanschluss mit 20 Haushalten zusammen. Der Kabelquerschnitt in der Mittelspannung bemisst sich auf 240 mm², Leitermaterial Aluminium, für die Niederspannungsleitung beträgt dieser 150 mm², Leitermaterial Kupfer. Im Rahmen der Lastflussberechnungen wurde eine konstante Haushaltslast von 500 W mit einem $\cos \phi$ von 0,97 angenommen.

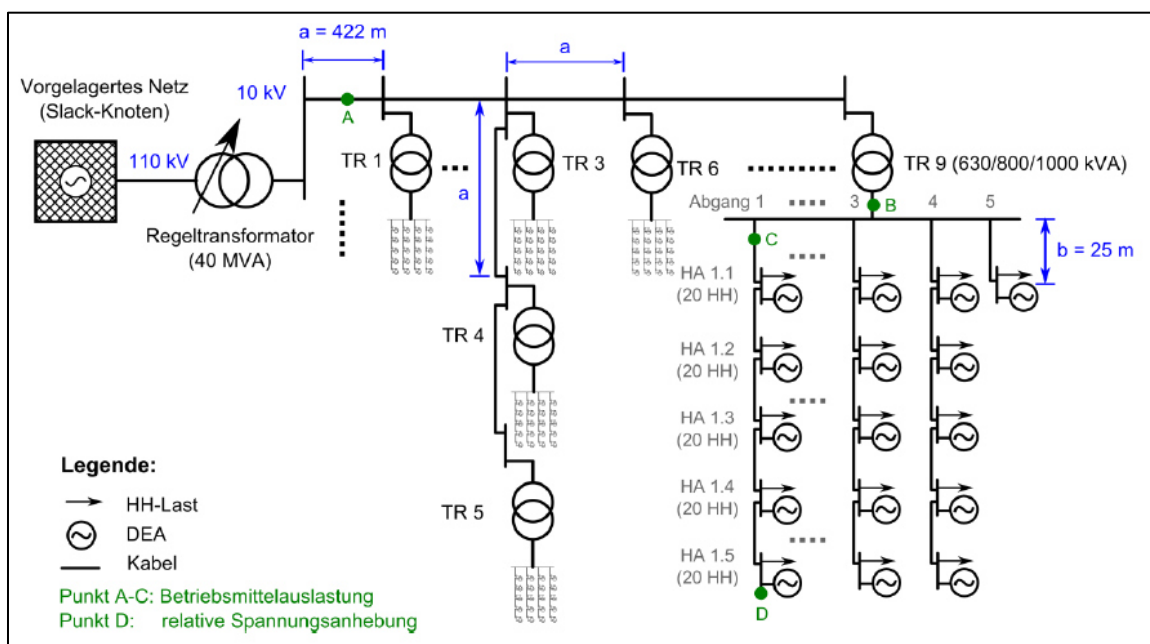


Abbildung 18: Darstellung der Struktur des städtischen Modellverteilnetzes

QUELLE: WIELAND ET AL. 2013, S. 8

Vorstädtisches Modellnetz:

In Abbildung 19 ist eine Skizze des vorstädtischen Modellnetzes dargestellt. Dieses setzt sich analog zum städtischen Netz aus einem 40-MVA-Regeltransformator (110/20kV) und 9 Ortsnetztransformatoren (20/0,4 kV) zusammen. Unterschiedlich ist jedoch die Spannung auf der Mittelspannungsebene, welche nun 20 kV beträgt, sowie die Bemessungsscheinleistung der Ortsnetztransformatoren, welche hier bei 400 kVA liegt. Die Leitungsabstände im Mittelspannungsnetz liegen wie beim städtischen Netz bei 422 m mit demselben Material und Leitungsquerschnitt von 240 mm². Das Niederspannungsnetz umfasst jedoch statt 5 nun 2 Abgänge mit einem Abstand zwischen den Hausanschlüssen von 35 anstatt 25 Metern. Beide Abgänge besitzen 20 Hausanschlüsse, welche jeweils einen Haushalt versorgen. Der Kabelquerschnitt der Hausanschlüsse 1-10 beträgt 150 mm² mit dem Leitermaterial Aluminium. Die Kabel der Anschlüsse 11-20 weisen dasselbe Leitermaterial und 95 mm² Querschnitt auf. Im Rahmen der Lastflussberechnungen wurde ebenfalls eine konstante Haushaltslast von 500 W mit einem $\cos \phi$ von 0,97 angenommen.

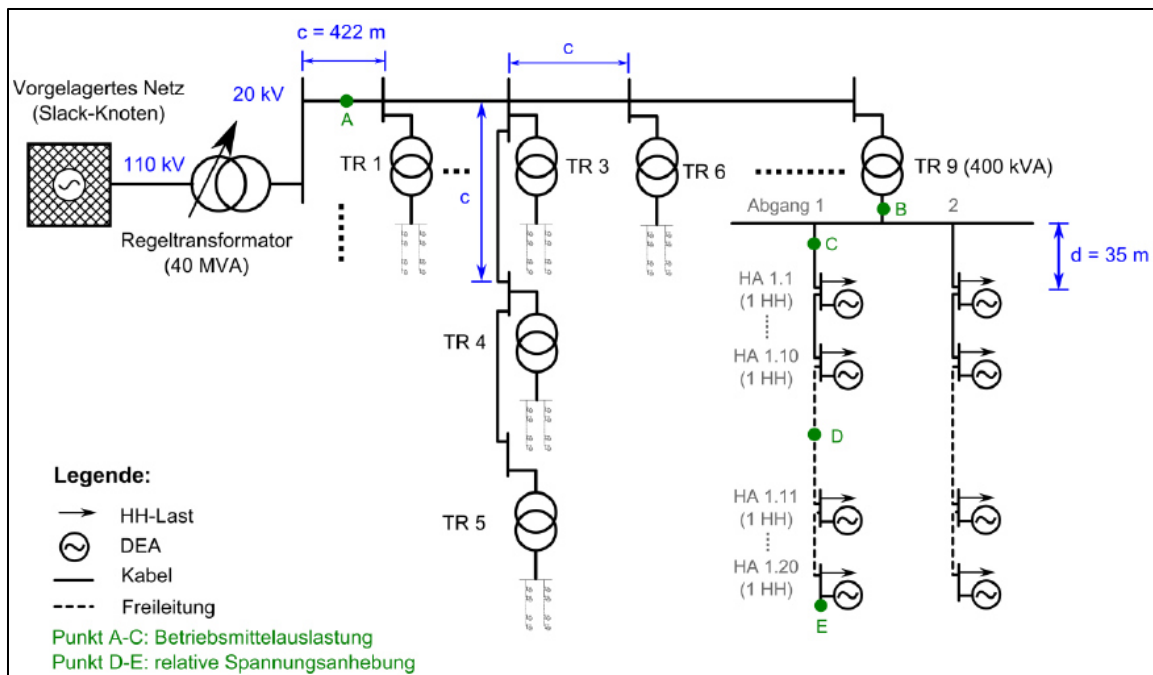


Abbildung 19: Darstellung der Struktur des vorstädtischen Modellverteilsnetzes

QUELLE: WIELAND ET AL. 2013, S. 9

Ländliches Modellnetz:

Die Struktur des ländlichen Modellnetzes ist, wie in der Skizze der Abbildung 20 erkennbar, geprägt durch einen Regeltransformator mit 110/20 kV und 58 Ortsnetztransformatoren. Das Gesamtnetz ist unterteilt in zwei Abschnitte, im ersten sind 19 Ortsnetztransformatoren installiert mit einer durchschnittlichen Leitungslänge von 840 m zwischen den Transformatoren. Für das Mittelspannungskabel mit dem Leitermaterial Kupfer wird im ersten Abschnitt analog zu den anderen Netzen ein Querschnitt von 240 mm² angenommen. Der zweite Abschnitt besteht aus 39 Transformatorstationen mit einer durchschnittlichen Mittelspannungslänge von 280 m. Hier wird eine Freileitung mit einem Querschnitt von 95 mm², Leitermaterial Stahl-Aluminium eingesetzt. Je Niederspannungsnetz bzw. Ortsnetztransformator existiert ein Abgang mit jeweils zehn Hausanschlüssen welche wiederum jeweils einen Haushalt versorgen. Die Abstände der Hausanschlüsse zueinander wurden im ländlichen Modellnetz auf 144 m festgelegt. Der Leiter im Niederspannungsnetz besitzt einen 95 mm² Querschnitt und besteht ebenfalls aus dem Material Stahl-Aluminium. Im Rahmen der Lastflussberechnungen gilt analog zu den anderen Modellnetzen eine konstante Haushaltslast von 500 W mit einem $\cos \phi$ von 0,97.

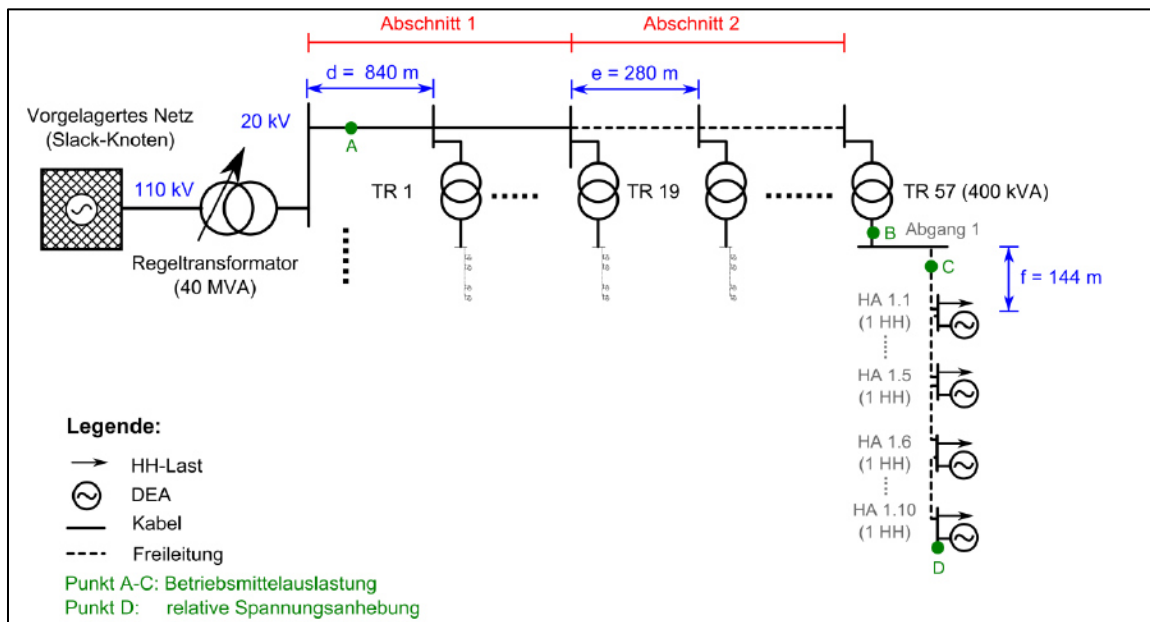


Abbildung 20: Darstellung der Struktur des ländlichen Modellverteilstromnetzes

QUELLE: WIELAND ET AL. 2013, S. 11

Methodisches Vorgehen Szenarien

Die Umsetzung oben aufgeführter Strukturen und Grundannahmen stellt sich im Excel-Tool am Beispiel des städtischen Netzes folgendermaßen dar (vgl. Ruppert und Graf 2017):

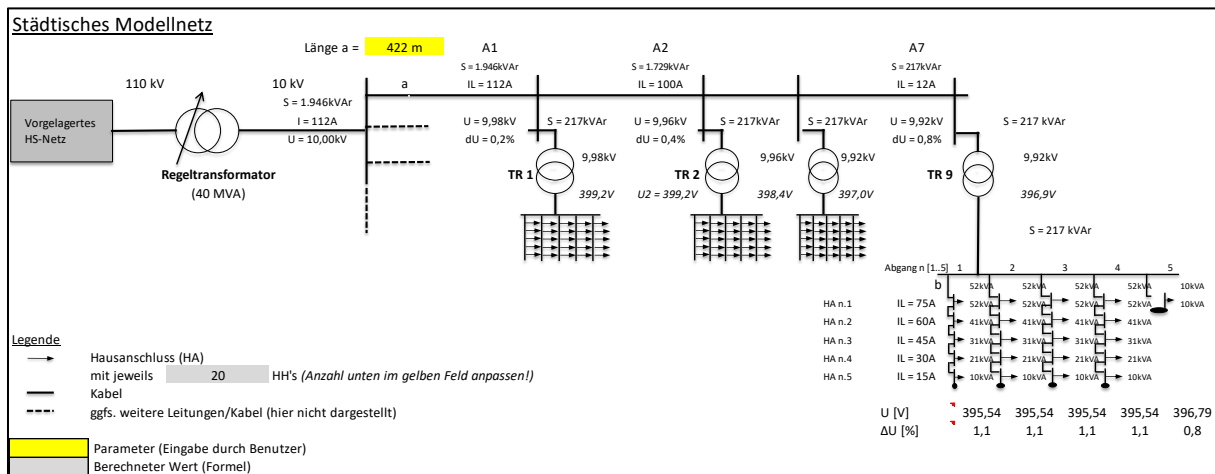


Abbildung 21: Skizze des städtischen Verteilnetzmodells in Excel (Beispielwerte)

QUELLE: RUPPERT UND GRAF 2017

Wie in Abbildung 21 zu erkennen ist, sind die einzelnen Ortsnetze, welche an die Transformatoren (TR1-TR9) angebinden sind, meist nur schemenhaft angedeutet. Lediglich das Ortsnetz an Transformator 9 ist detailliert dargestellt. Dies dient dem Zwecke einer besseren Übersichtlichkeit. Nur die für die Fragestellungen dieser Arbeit relevantesten Abschnitte des Niederspannungsbereichs werden detailliert abgebildet.

Bevor die Lastflussberechnungen durchgeführt werden können, müssen zunächst in den gelb hinterlegten Feldern Eingaben durch den Benutzer getätigt werden (Siehe Abbildung 22).

Einstellungen					
Haushalt (HH) Grundverbrauch (Strom)	500	W _{PEAK}	[4]	Zulässiges Spannungsband (für farbliche Hervorhebung der Engpässe)	
Anzahl HH's je Hausanschluss (HA)	20		[1]	- MS +/-	4% [3]
				- NS +/-	4% [3]
Haushalte mit Stromheizung					
Anteil der HH's mit Stromheizung	0%			cosφ Stromverbrauch	0,97
(El.) Nennleistung Stromheizung je HH	0	kW		sinφ Stromverbrauch	0,24 (Für Berechnung des induktiven Spannungsfall)
GLF Stromheizung	0,7			tanφ Stromverbrauch	0,25 (Für Ermittlung der Blindleistung)
Haushalte mit Erdwärmepumpe					
Anteil der HH's mit Erdwärmepumpe	0%				
(El.) Nennleistung Erd-Wärmepumpe je HH	0	kW			
GLF Erd-Wärmepumpe	0,7				
Haushalte mit Luftwärmepumpe					
Anteil der HH's mit Luft-Wärmepumpe	100%				
(El.) Nennleistung Luft-Wärmepumpe je HH	6,22534325	kW			
GLF Luft-Wärmepumpe	0,7				
Haushalte mit Mikro-KWK-Anlage					
Anteil der HH's mit uKWK	0%				
(El.) Nennleistung uKWK je HH	0	kW			
GLF uKWK	0,7				
Haushalte mit stromunabhängiger Heizung					
--> Anteil stromunabhängige Heizung (z.B. Gas/Öl/Fernwärme)	0%				
--> DURCHSCHNITTLICHER STROMBEDARF JE HAUSHALT:				4,86 kW	

Abbildung 22: Grundeinstellungsmöglichkeiten im städtischen Verteilnetzmodell (Beispielwerte)

QUELLE: RUPPERT UND GRAF 2017

Auf der linken Seite kann oben zunächst der Haushaltsgrundverbrauch für Strom (in W), sowie die Anzahl der Haushalte je Hausanschluss angegeben werden. Diese beiden Werte wurden für

die Berechnungen in dieser Arbeit aus Wieland et al. (2013) übernommen. Anschließend werden die im Rahmen der Szenario-Modellierung erhaltenen Ergebnisse eingegeben. So kann für jeden der drei betrachteten elektrifizierten Wärmetechnologien Stromheizung, Wärmepumpe (getrennt nach Erd-, und Luftwärmepumpe) und Mikro-BHKW deren Anteil (in %), sowie die elektrische Nennleistung (in kW) und der dazugehörige Gleichzeitigkeitsfaktor eingepflegt werden. Da der Wärmebedarf unabhängig von der verwendeten Wärmetechnologie immer gleich hoch ist, wurde für alle untersuchten Technologien der selbe Gleichzeitigkeitsfaktor angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass selbst bei maximal benötigter Heizleistung nicht alle Räume im Gebäude bzw. Haushalt (gleichermaßen) beheizt werden, weshalb der Faktor für die Untersuchungen in dieser Arbeit auf einen Wert von 0,7 festgelegt wird.

Auf der rechten Seite ist es möglich, zulässige Spannungsbänder (Toleranzbereiche) für den Mittelspannungs- und Niederspannungsbereich einzustellen. Außerdem kann der Leistungsfaktor $\cos \phi$ angepasst werden. Die zulässigen Spannungsbänder sind in dieser Arbeit für alle drei Modellnetze und beide Spannungsebenen festgelegt auf 4%. Die Spannung sollte also nicht mehr als 4% von der Sollspannung abweichen. Insgesamt ist jedoch eine Abweichung der Spannung bis zu 10% möglich, ohne dass die Spannungsqualität bei den Verbrauchern maßgeblich beeinträchtigt wird (vgl. Kap. 2.3.3). Der Leistungsfaktor $\cos \phi$ wird für alle im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen bei einem Wert von 0,97 belassen. Wenn alle Angaben vorgenommen sind, wird anhand dieser ein Wert für den durchschnittlichen Strombedarf je Haushalt errechnet (Siehe Abbildung 22). Dieser fließt dann als Gesamtgröße in die Lastflussberechnung ein.

Wie Abbildung 23 zu entnehmen ist, existiert im Excel-Tool zusätzlich die Möglichkeit, die Grundeinstellungen zu den Stromleitungen wie etwa dem Kabelquerschnitt oder dem Leitermaterial, sowie für die Nennspannung und Trafoleistung auf Mittel- und Niederspannungsebene zu ändern. Für beide Spannungsebenen können außerdem die Leitungslängen variiert werden. Für vorliegende Arbeit wurden sämtliche Grundeinstellungen aus Wieland et al. (2013) übernommen. Für das städtische Modellnetz gilt dementsprechend eine Belastbarkeit der Stromleitungen von 413 A im Mittelspannungs- und 365 A im Niederspannungsbereich. Für das vorstädtische Netz gilt eine Belastbarkeit der 20 kV-Leitung von 417 A, der Niederspannungsleitung HA1-10 von 365 A und der Niederspannungsleitung HA11-20 von 340 A. Im Falle des ländlichen Netzes wird im Abschnitt 1 des Mittelspannungsnetzes mit einer Belastbarkeit von 532 A gerechnet, im Abschnitt 2 beträgt dieser Wert 350 A und im Niederspannungsbereich von HA1-10 340 A. Der Wert für die

Methodisches Vorgehen Szenarien

Nennspannung im Niederspannungsbereich beträgt für die Berechnungen in dieser Arbeit in allen Modellnetzen 400V. Im Mittelspannungsbereich gelten im städtischen Netz 10 kV, im vorstädtischen sowie ländlichen Netz 20 kV Nennspannung (vgl. Wieland et al. 2013).

Kabeltypen	Kabeltyp			Belastbarkeit Erde	Spez. Widerstand (20°C)				
	Querschnitt	Material	Typ		R'	X _l '	C'	X _c '	
Kabel 10kV-Leitung	240 mm ²	Alu	NA2XSY	413 A	0,125 Ohm/km	0,10 Ohm/km	0,44 uF/km	7,234,3 Ohm*km	[2]
Kabel NS-Leitung	150 mm ²	Kupfer	NYN	365 A	0,12 Ohm/km	0,07 Ohm/km	vernachlässigbar		[2]
Mittelspannung					Niederspannung				
Verkettete Spannung U _N	10.000 V	(Nennspannung)			Verkettete Spannung U _N	400 V			(Nennspannung)
Strangspannung U _L	5.774 V	(Nennspannung)			Strangspannung U _L	231 V			(Nennspannung)
HS/MS Regeltrafo S _N =	40.000 kVA	(Nennleistung)			Ortsnetztrafos S _N =	1.000 kVA			(Nennleistung)
Trafo Nennstrom I _N =	2.309 A	(Leiterstrom; Zur Ermittlung der Überlast-Grenze)			Trafo Nennstrom I _N =	1.443 A			(Leiterstrom; Zur B

Abbildung 23: Grundeinstellungen im Excel-Tool am Beispiel des städtischen Verteilnetzmodells.

QUELLE: RUPPERT UND GRAF 2017

Sofern alle Eingaben vorgenommen sind, wird der Lastfluss durch die Mittel- und Niederspannungsnetze berechnet. Um möglichst exakte Ergebnisse zu erhalten, finden im Falle des städtischen und vorstädtischen Netzes vier Iterationsschritte- und beim ländlichen Netz zwei dieser Schritte statt (vgl. Ruppert und Graf 2017). Die detaillierten Lastflussberechnungen werden der Übersichtlichkeit halber hier nicht grafisch dargestellt.

Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen können schließlich der Übersichtsskizze des Modellnetzes entnommen werden (Siehe Abbildungen 24, 25). Dort werden alle an zentralen Netzpunkten anliegenden Ströme und Spannungen angezeigt. Wenn an einem der Netzpunkte die definierten Grenzwerte bzw. Toleranzbereiche hinsichtlich des Stroms (jeweils max. zulässiger Nennstrom) oder der Spannung (>4% der Nennspannung) überschritten werden, färbt sich dieser rot ein. Im Falle, dass die Werte unkritisch sind, erfolgt keine Einfärbung.

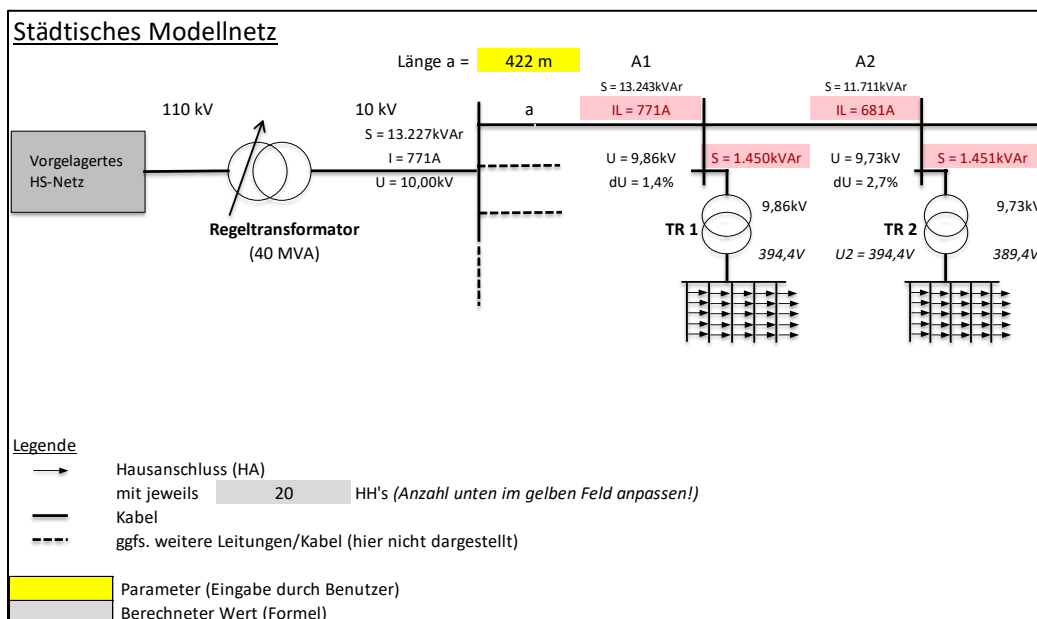


Abbildung 24: Beispiel: Rote Einfärbungen an der Mittelspannungsleitung, da die Strombelastungsgrenze überschritten wurde

QUELLE: RUPPERT UND GRAF 2017

Methodisches Vorgehen Szenarien

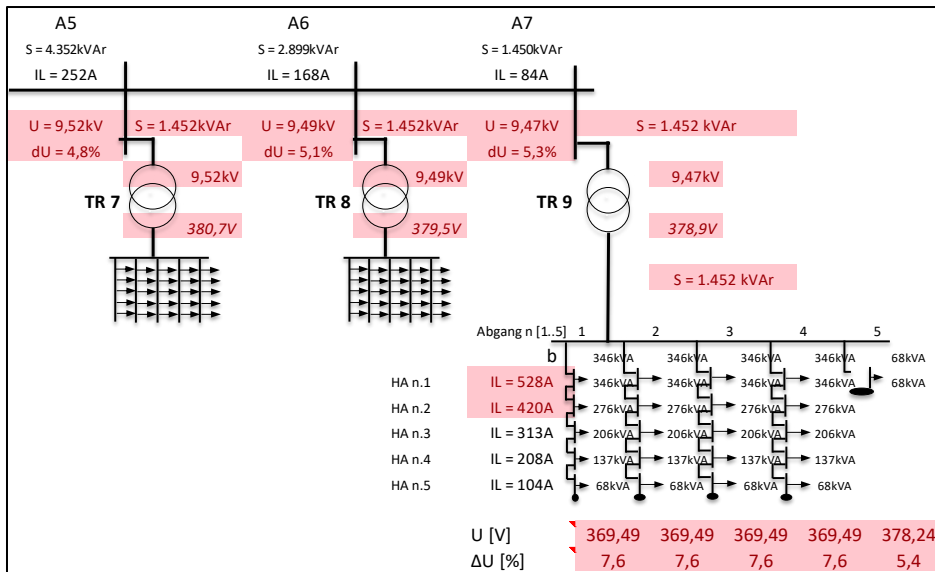


Abbildung 25: Beispiel: Rote Einfärbungen im Niederspannungsnetz, da das zulässige Spannungsband (ΔU in %) überschritten wurde

QUELLE: RUPPERT UND GRAF 2017

4. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchungen dargestellt. Da im Rahmen dieser Arbeit zwei wesentliche Untersuchungen erfolgten, unterteilt sich dieses Kapitel in zwei Abschnitte. Zu Beginn werden die wichtigsten Erkenntnisse aus der qualitativen Interviewstudie vorgestellt. Anhand dieser ist es möglich, die in Kapitel 1 formulierten Teilforschungsfragen zu beantworten. Anschließend erfolgt die Darstellung der Ergebnisse aus den Lastflussberechnungen auf Grundlage der entwickelten Szenarien. Mit Hilfe der Ergebnisse der Lastflussberechnungen wird schließlich eine Antwort auf die zentrale Forschungsfrage gegeben.

4.1. Qualitative Studie

Die Ergebnisse aus der qualitativen Studie werden getrennt in fünf Unterkapiteln beschrieben. Die Gliederung der Unterkapitel orientiert sich weitgehend am Interviewleitfaden und an dem für die Auswertung im Rahmen der qualitativen Inhaltsanalyse genutzten Kategoriensystem.

4.1.1. Bisherige Entwicklungen im Rahmen der Energie- und Wärmewende

Eine in der Theorie beschriebene Sektorenkopplung in Form einer zunehmenden Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr ist nach Angaben der befragten Verteilnetzbetreiber aktuell noch nicht anhand einer Erhöhung der Stromnachfrage erkennbar. So stagnierte der Stromabsatz der meisten Verteilnetzbetreiber über die letzten 10 Jahre (vgl. B(1,1):8; B(2):6; B(3):8; B(5):4). Die Energiewende hat sich jedoch im Strombereich bei allen Verteilnetzbetreibern in den letzten 10 Jahren bereits deutlich bemerkbar gemacht (vgl. B(1,1):30; B(2):19; B(3):12; B(4):8; B(5):8; B(6):8). So erlebten zwei der Befragten über die letzten Jahre nach deren Aussagen sogar einen regelrechten Wind und vor allem PV-„Boom“ in Ihrem Netz (vgl. B(3):12; B(6):8).

Wärmepumpen spielen bislang bei den meisten der befragten Verteilnetzbetreibern keine große Rolle. Dies kann unter anderem anhand der geringen Anzahl der aktuell in deren Netzen installierten Geräte erkannt werden (vgl. B(2):23; B(6):10). Lediglich ein Verteilnetzbetreiber in Norddeutschland berichtet schon jetzt von einem höheren Anteil an Wärmepumpen im eigenen Netz (B(4):10).

Bei der Nachfrage nach der Entwicklung der Anzahl neu angeschlossener Wärmepumpen können viele der Befragten in deren Netzen keine größeren Tendenzen bzw. Anstiege über die letzten Jahre erkennen (vgl. B(2):23; B(6):10). So sei nach Aussage der meisten Verteilnetzbetreiber die Zahl der Wärmepumpen in ihrem Netzgebiet in dieser Zeit insgesamt recht stabil geblieben. Gleichzeitig bemerken andere Verteilnetzbetreiber jedoch einen merklichen Zuwachs an Wärmepumpen gerade im Bereich der Neubauten (vgl. B(4):10; B(5):10) und begründen dies mit der dort besseren Wärmedämmung und einem entsprechend niedrigeren Wärmebedarf, so drückt dies einer der Befragten folgendermaßen aus:

„Die Bauleute von heute sehen die Wärmepumpe schon als Energie- bzw. Wärmeversorgung der Zukunft, also das haben wir schon sehr oft. Ich glaube die Tendenz ist tatsächlich so, dass es mehr auf Wärmepumpen geht, weil von der Leistung her, die heute ein neues Haus noch hat, ist es einfacher das über eine Wärmepumpe abzudecken anstatt über eine Gastherme oder sonstiges“ (B(5):10).

Trotz des starken Ausbaus Erneuerbarer Energien und einer zumindest langsam aufkommenden Elektrifizierung des Wärmebereichs bei Neubauten war ein flächendeckender Netzausbau bei fünf von sechs interviewten Netzbetreibern in den letzten Jahren nicht notwendig (vgl. B(1,1):56; B(2):27; B(4):12; B(5):14; B(6):14). Lediglich ein Netzbetreiber sah sich auf Grund der Energiewende und einer hohen Zahl neuer PV- und Windanlagen dazu veranlasst, sein Netz in größerem Umfang ausbauen (vgl. B(3):18). Zwei weitere der Verteilnetzbetreiber gaben an, das bestehende Netz bislang lediglich in ländlichen Gebieten und örtlich sehr begrenzt, häufig nur im Zusammenhang mit einzelnen neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen, ausgebaut zu haben (vgl. B(5):18; B(6):18).

Bei der Nachfrage, welche elektrischen Betriebsmittel i.d.R. bei Ausbaumaßnahmen ausgetauscht werden, gaben die Befragten recht unterschiedliche Antworten. So nannten zwei Verteilnetzbetreiber, dass im Rahmen von Ausbaumaßnahmen meist neue Kabel mit einem größeren Querschnitt gelegt würden (vgl. B(1,1):60; B(3):26). Zwei andere Befragte gaben an, dass sie bei Engpässen als erstes versuchen würden die Kapazität der Ortsnetztransformatoren zu erweitern, bzw. falls dies nicht möglich sein sollte, die alten Transformatoren gegen neue und größere Modelle auszutauschen (vgl. B(4):16; B(5):16). Welches der Betriebsmittel letztlich zuerst ausgetauscht werde, hänge auch einzelfallbezogen vom finanziellen Aufwand ab, so meint einer der Interviewten hierzu: *„Dann wählen wir die Variante, die am günstigsten ist [...]“ (B(5):16).*

4.1.2. Zukünftige Investitionsvorhaben

Im Hinblick auf zukünftige Investitionsvorhaben der Verteilnetzbetreiber ergaben sich sehr heterogene Antworten. Insgesamt konnte anhand der Antworten der Befragten keine allgemeine Dringlichkeit zu einem zukünftig flächendeckenden Ausbau bzw. Verstärkung der Netze erkannt werden. Im Hinblick auf die Energie- und Wärmewende scheint bei den Verteilnetzbetreibern noch kein spezieller Handlungsbedarf zum Netzausbau aufgekommen zu sein.

Einer der Befragten ändert zwar aktuell den allgemeinen Investitionsschwerpunkt von der Mittelspannung in den Ausbau der Niederspannungsnetze, dies sei allerdings lediglich dadurch bedingt, dass dessen Netze schon sehr alt sind und ohnehin viele Leitungen und sonstige elektrische Betriebsmittel ausgetauscht werden müssten (vgl. B(1,1):73). Ein anderer Netzbetreiber sieht primär im Mittelspannungsnetz, oder sogar auf der 110 kV-Ebene einen verstärkten Ausbaubedarf (vgl. B(2):39). Dieser sei aber keineswegs ‚Energiewende-bedingt‘ (vgl. B(2):33). Auch zwei weitere Befragte sehen in Zukunft generell keinen größeren Netzausbaubedarf in ihrem Netz, so seien bei einem Verteilnetzbetreiber lediglich *„ein paar Netzersatzgeschichten“* (B(6):22) auf der Agenda, ein anderer meint:

„In Wohngebieten sehen wir keinen großflächigen Bedarf, klar wenn wir was erneuern müssen, aber ansonsten sehen wir da erstmal keinen großen Ausbaubedarf“ (B(5):24).

Handlungs- bzw. Investitionsbedarf im Zuge der Energiewende wird von den Befragten höchstens im Zusammenhang mit dem Thema Elektromobilität genannt. Hier meint ein Netzbetreiber, man sehe bei immer höheren Marktanteilen von E-Autos bis 2050 einen gewissen Handlungsbedarf, dieser gehe aber weniger in Richtung Netzausbau, sondern vielmehr in den Bereich Lastmanagement (vgl. B(2):41). Insgesamt sehe er aber auch dieses Thema noch sehr ‚weit weg‘. Bisher gebe es keine konkreten Planungen hierzu (vgl. ebd.). Ein weiterer Experte sieht auch am ehesten das Thema E-Mobility als Zukunftsherausforderung und Investitionsanlass in seinem Netz. Er drückt dies folgendermaßen aus: *„Ja, also wir haben jetzt in letzter Zeit das Thema Elektromobilität und die dadurch entstehenden Lasten mal so ein bisschen auf den Schirm genommen, weil wir gesagt haben okay also wenn irgendwann mal etwas kommt, dann das“* (B(1,1):71).

4.1.3. Erwartungen hinsichtlich einer Wärmewende bzw. Sektorenkopplung

Die Frage, wie gut die Netzbetreiber ihr bestehendes Netz für die Entwicklungen im Rahmen der Energie- und Wärmewende gerüstet sehen, wurde in breiter Übereinstimmung von allen Befragten mit ‚gut‘ beantwortet (vgl. B(1,1), B(1,2):75; B(2):45; B(3):32; B(4):22; B(5):26; B(6):24). Diese Aussagen decken sich auch mit dem von den meisten Verteilnetzbetreibern gesehene geringen Investitionsbedarf in diesem Zusammenhang (vgl. Kap. 4.1.2). Begründet wurde dies z.B. damit, dass in den Bestandsnetzen genügend freie Kapazitäten vorhanden seien (vgl. B(6):24) und dass schon in der Vergangenheit an den richtigen Stellen entsprechend ‚gut‘ investiert wurde (vgl. B(3):32).

Auf die Frage ob die Verteilnetzbetreiber zukünftig generell so etwas wie eine Wärmewende in ihrem Netz erwarten, antworteten die meisten (vier von sechs Befragten) dass sie definitiv mit einem solchen Wandel rechnen (vgl. B(3):36; B(4):24; B(5):28; B(6):26). Lediglich zwei der interviewten Netzbetreiber rechnen gar nicht mit einer Wärmewende im eigenen Netz (vgl. B(1,2):77; B(2):51). Gleichzeitig merken aber einige der Befragten nochmals an, dass sie eine solche Wärmewende zum aktuellen Zeitpunkt anhand des Wärmepumpenbestands in ihrem Netz noch nicht feststellen können. Dies wurde schon zu Beginn der Befragung insofern deutlich, als dass die Verteilnetzbetreiber über eine aktuell geringe Anzahl an Wärmepumpen im eigenen Netz, sowie diesbezüglich eher geringen Wachstumsraten berichteten (vgl. Kap. 4.1.1).

Ein Verteilnetzbetreiber äußert sich dazu insofern, dass er sich sicher sei dass es ohne eine Wärmewende keine erfolgreiche Energiewende geben könne:

„Wir sind uns relativ sicher dass das Thema Energiewende nicht funktionieren kann, wenn wir uns weiterhin nur auf eine reine Stromwende konzentrieren. Das ganze wird halt nicht funktionieren, wenn wir den Wärmebereich nicht angehen“ (B(3):36).

Ein anderer Netzbetreiber verweist als Grund, welcher für eine zukünftige Wärmewende spricht auf die aktuell bei ihm im Netz bereits deutlich gestiegene Anzahl an Wärmepumpen im Neubaubereich (vgl. B(5):28 ff.). Gleichzeitig erwähnt dieser jedoch auch, dass er eine Wärmewende bei Bestandsgebäuden selbst in Zukunft eher nicht so sehr sieht:

„[...] im Bestand kann ich das noch nicht so absehen. Ich glaube wenn einer mit seiner Gastherme bisher zufrieden war, dann bleibt er auch bei der und würde sich auch in Zukunft wieder eine neue einbauen, also bevor er zur Wärmepumpe wechselt“ (B(5):28).

Dies wird von einem weiteren Befragten bestätigt, welcher zwar die Technologie der elektrischen Wärmepumpe insgesamt auf dem Vormarsch sieht. Eine größere Verbreitung dieser in seinem eigenen Netzgebiet allerdings als eher unwahrscheinlich bezeichnet, was maßgeblich der dort vorherrschenden städtischen Struktur mit einer Vielzahl an schlecht gedämmten Altbauten geschuldet ist (vgl. B(1,2):93).

Als Grund welcher gegen eine stärkere Elektrifizierung im Wärmebereich bzw. gegen Wärmepumpen spricht, wird von zwei der Befragten außerdem genannt, dass die aktuellen Wärmepumpenstromtarife recht hoch seien (vgl. B(2):51) und es deshalb für den Verbraucher entsprechend unattraktiv ist, Strom für Heizzwecke einzusetzen (vgl. B(1,2):96). Nach der Meinung eines der interviewten Experten, müssten für eine durchgreifende Wärmewende erst staatliche Fördermaßnahmen initiiert werden. Nur dann könnte nach dessen Meinung z. B. auch die Technologie der elektrischen Wärmepumpe für eine breitere Masse der Bevölkerung attraktiv werden (vgl. B(2):51 ff.).

Angesprochen auf deren Erwartungen hinsichtlich einem zukünftig vermehrtem Auftreten extremer Belastungssituationen für das eigene Netz bzw. Teile des Netzes im Zusammenhang mit einem stärker elektrifizierten Wärmesektor, gaben die befragten Verteilnetzbetreiber geschlossen an, keine wesentlichen Risiken zu sehen (vgl. B(1,1):83; B(2):59; B(3):38; B(4):30; B(5):32). Die Netze seien so großzügig ausgelegt, dass auch zukünftig nicht mit dem Auftreten von Kapazitätsproblemen oder größerer Spannungsabweichungen zu rechnen sei. Hierzu nimmt einer der Befragten in folgender Weise Stellung: *„Sowas haben wir jetzt eigentlich nicht auf dem Schirm, wir gehen bei Netzplanungen immer von einem Worst-Case Fall aus.“* (B(1,1):83). Ein anderer Verteilnetzbetreiber äußert: *„Also da sehe ich keine Risiken ehrlich gesagt. Also vor allem nicht bei Neubaugebieten, weil da wird so übermütig Kapazität ausgelegt, dass da eigentlich nichts passieren kann.“* (B(2):59). So würden in neuen Baugebieten, in denen man einen hohen Anteil an Wärmepumpen erwartet, in der Regel schon vorab die Betriebsmittel wie Kabel und Transformatoren so großzügig dimensioniert, dass es auch mit Blick auf die Zukunft gar nicht erst zu Problemen im Sinne von Engpässen kommen könne (vgl. B(3):38; B(5):32).

4.1.4. Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen bei der Planung neuer Netze

Es kann konstatiert werden, dass fast alle (fünf von sechs) der interviewten Verteilnetzbetreiber zukünftige Entwicklungen im Rahmen der Energiewende bei der Planung und Auslegung neuer Netzgebiete bestmöglich zu berücksichtigen versuchen (vgl. B(1,1):87; B(2):61; B(3):40; B(4):32; B(5):34). Einer der Netzbetreiber führt diesbezüglich sogar in regelmäßigen Abständen so etwas wie ‚Zukunftssimulationen‘ durch, mit Hilfe welcher er auch die Bestandsnetze und alle zugehörigen elektrischen Betriebsmittel unter verschiedensten Randbedingungen auf Belastungen überprüft:

„Wir machen aber auch, wie ich vorhin schon gesagt hatte, regelmäßige sogenannte Asset-Simulationen wo wir also unseren gesamten Assetbestand durch so ein Tool ‚durchjagen‘ und dann sagen können okay so und so ist die Entwicklung unter folgenden Randbedingungen“ (B(1,1):73).

Von keinem der Befragten wird jedoch speziell die Wärmewende als Treiber für eine größere Auslegung der Netze genannt. Wie bereits im Kapitel. 4.1.2 deutlich wurde, ist bei einigen interviewten in diesem Zusammenhang eher das Thema Elektromobilität ausschlaggebend. Einer der Netzbetreiber nennt konkret die Verbreitung der E-Mobility als Grund dafür, dessen Netze in Neubaugebieten einheitlich mit einer erhöhten Kapazität bzw. einer entsprechenden Reserve auszustatten (vgl. B(1,1):87). Angesprochen auf das Thema Wärmewende und Wärmepumpen antwortete dieser, dass es seiner Meinung nach nicht relevant sei ob dann in einem solchen, mit erhöhter Kapazität ausgestatteten Haushalt, zusätzlich noch eine Wärmepumpe vorhanden sei (B(11):91).

Zwei weitere Verteilnetzbetreiber berichten, dass sie neue Netzgebiete meist anhand von Erfahrungswerten und Einzelfallbezogen mit einer jeweils immer variierenden erhöhten Kapazität ausstatten, hierbei gebe es keine ‚Faustregel‘ in Form einer festen Reserve (vgl. B(3):42; B(4):36). Ein Verteilnetzbetreiber spricht in diesem Zusammenhang weiterhin an, dass dieser zwar einerseits die elektrischen Betriebsmittel im Hinblick auf die Wärmewende und Sektorenkopplung für die Zukunft gerne größer auslegen würde, er die Kosten hierfür jedoch oft selbst tragen müsse bzw. diese möglicherweise nicht (vollständig) von der Bundesnetzagentur erstattet bekommen würde (vgl. B(4):32). Da dies dann ein hoher finanzieller Aufwand für das kleine Stadtwerk bedeute und eventuell dadurch deren Gewinn vermindert, bzw. Verlust erhöht werden würde, sei der Anreiz für solche Erweiterungsmaßnahmen nach dessen Aussage insgesamt eher begrenzt (vgl. B(4):32).

4.1.5. Allgemeine Hoffnungen / Schwierigkeiten im Rahmen der Energiewende

Bei der abschließenden Nachfrage nach deren sonstigen bzw. allgemeinen Hoffnungen/Erwartungen oder auch Schwierigkeiten im Zusammenhang mit der Energiewende nannten die interviewten Experten ganz unterschiedliche Aspekte. Drei der Befragten nannten grob den Themenbereich intelligente / smarte Netze und Netzsteuerung sowohl als Hoffnung wie auch gleichermaßen als Herausforderung. So erhoffen diese sich etwa zukünftig einen verstärkten Einbau intelligenter Messsysteme in ihren Trafostationen, mit Hilfe welcher deren Energieflüsse gemessen und aufgezeichnet werden können (vgl. B(5):40, B(6):32). Dies sei nach deren Aussage bislang nicht möglich gewesen und man wisse deshalb gar nicht wie die Energie im Netz überhaupt fließt (vgl. B(5):40) und welche einzelnen Punkte des Netzes eventuell stärkeren Belastungen ausgesetzt sind (vgl. B(6):32). Ein VNB erhofft sich im Zuge der vermehrt aufkommenden Elektromobilität, dass Elektrofahrzeuge systemdienlich eingesetzt werden können und dass er dadurch weniger Jahreshöchstlast vom vorgelagerten Netz beziehen muss: *„[...] man könnte ja die E-Autos irgendwann als Puffer nehmen, also als Speicher weil wenn das Auto angeschlossen ist, das heißt ja nicht nur dass es Strom zieht sondern vielleicht kann ich vom Auto ja als Netzbetreiber auch Strom beziehen also quasi wie eine Art Regelleistung“* (B(2):67).

Einer der interviewten Verteilnetzbetreiber erwartet im Zusammenhang mit der Energiewende eine stark wachsenden Bedeutung der PV-Eigenerzeugung bzw. Einspeisung von PV-Strom. Deshalb geht dieser auch davon aus, dass sein Netz in Zukunft kein klassisches Verteilnetz mit Stromflüssen von oben nach unten mehr sein wird, sondern dieses sich durch Stromflussumkehr eher von einem Verteil- zu einem Aufnahmenetz wandelt (vgl. B(1,2):110). Wieder ein anderer Befragter sieht die Energiewende nicht nur als reines Stromthema im Sinne einer Elektrifizierung, sondern setzt auch auf erneuerbar erzeugtes Gas, wie es etwa über das Power-to-Gas-Verfahren gewonnen werden kann: *„Wenn wir Energiewende diskutieren, diskutieren wir ja nicht nur Strom, also von daher ist für uns jetzt schon auch relevant welche Anforderungen passieren im Gasbereich, also was haben wir für Wasserstofftoleranzen etc. und solche Fragestellungen untersuchen wir momentan in diesem Zusammenhang“* (B(3):46).

4.2. Szenarien

Engpässe im Stromnetz entstehen entweder durch Überschreitungen der maximal zulässigen Nennströme oder auf Grund zu starker Abweichungen der tatsächlichen Spannung von der Nennspannung (vgl. Kap. 2.3.3). Die für die Lastflussberechnungen in den Modellnetzen geltenden Strom- und Spannungswerte, sowie alle für diese Arbeit festgelegten Grundeinstellungen sind in der Methodik in Kapitel 3.2.4 näher beschrieben.

Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen aus den Szenarien werden in den folgenden Kapiteln 4.2.1, 4.2.2 und 4.2.3, getrennt nach den drei Modellnetzen städtisch, vorstädtisch und ländlich dargestellt. Für jedes Modellnetz erfolgt zunächst eine Ergebnisdarstellung in Form von Übersichtstabellen. Daraufhin wird eine allgemeine Ergebnisbeschreibung vorgenommen. Schließlich erfolgt eine detailliertere Beschreibung einer Auswahl an relevanten Ergebnissen. Anhand der Übersichtstabellen und den Ergebnisbeschreibungen ist unmittelbar erkennbar ob, bzw. welche Szenario-Kombination zu Engpässen im Sinne einer Überschreitung der Strom- oder Spannungsbelastungsgrenze führt. In den Tabellen sind die Ergebnisse der betrachteten Betriebsweisen monovalent und bivalent gegenübergestellt, sodass eine direkte Vergleichbarkeit zwischen diesen ermöglicht wird.

Der Strom wird in allen Modellnetzen zu Beginn der Mittelspannungsleitung am Strang A1 (vgl. Kap. 3.2.4) gemessen. Diese Stelle weist die höchsten Belastungen auf und ist somit am kritischsten (vgl. Kap. 2.3.3). Der zulässige Nennstrom der Mittelspannungsleitung an oben genanntem Strang ist nicht zu überschreiten. Die Spannung hingegen wird am Ort maximaler Entfernung zum Einspeisepunkt, also am Ende des Leitungsnetzes im Niederspannungsbereich gemessen. Dieser Ort ist der kritischste, da an diesem i.d.R. eine maximale Abweichung von der Sollspannung auftritt (vgl. ebd.). Wie ebenfalls in den Kapiteln 2.3.3 sowie 3.2.4 beschrieben, kann die am Leitungsende anliegende Spannung in einem gewissen Toleranzbereich von der Sollspannung abweichen, ohne dass es zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit kommt. Entsprechend gilt in den Übersichtstabellen **für Strom**: Bei positiven oder negativem Überschreiten des zulässigen Nennstroms ($> 100\%$) also einer Überlastung in der Mittelspannungsleitung am Strang A1, erfolgt eine rote Einfärbung, bei Nicht-Überschreitung ($< 100\%$) also einer Teilauslastung, eine grüne. **Für die Spannung** gilt: Bei hohen positiven/negativen Abweichungen der Nennspannung am Leitungsende des Niederspannungsbereichs von $\geq 10\%$, erfolgt eine rote Einfärbung. Bei geringeren Abweichungen der Nennspannung im Bereich $\geq 4\%$ und $< 10\%$ erfolgt eine gelbe, im Falle einer unbedenklichen Abweichung von $< 4\%$ eine grüne Einfärbung.

Ergebnisse
Szenarien

4.2.1. Städtisches Modellnetz

Scenario-Kombination	Strom Auslastung zul. Nennstrom (in %) an 10 kV-Leitung (A1)	Spannung Abweichung Nennspannung (in %) an NS-Leitung Netzende	Scenario-Kombination	Strom Auslastung zul. Nennstrom (in %) an 10 kV-Leitung (A1)	Spannung Abweichung Nennspannung (in %) an NS-Leitung Netzende
monovalente Betriebsweise (100% Nennleistung el. Wärmetechnologien)			bivalente Betriebsweise (50% Nennleistung el. Wärmetechnologien)		
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
1. Extremszenario Bestand: „unmodernisiert“	390,00	15,90	1. Extremszenario Bestand: „unmodernisiert“	201,00	8,20
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
2. Extremszenario Bestand „teilmodernisiert“	338,00	13,80	2. Extremszenario Bestand „teilmodernisiert“	177,00	7,20
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
3. Extremszenario Bestand „vollmodernisiert“	267,00	10,90	3. Extremszenario Bestand „vollmodernisiert“	144,00	5,90
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
4. Extremszenario Neubau	192,00	7,90	4. Extremszenario Neubau	108,00	4,40
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
5. Gemittelter Gebäudemix	295,00	12,10	5. Gemittelter Gebäudemix	157,00	6,40
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	285,00	11,60	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	153,00	6,20
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	300,00	12,30	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	160,00	6,50
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	316,00	12,90	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	167,00	6,80
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: „unmodernisiert“	280,00	11,50	1. Extremszenario Bestand: „unmodernisiert“	150,00	6,10
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand „teilmodernisiert“	245,00	10,00	2. Extremszenario Bestand „teilmodernisiert“	133,00	5,50
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand „vollmodernisiert“	196,00	8,00	3. Extremszenario Bestand „vollmodernisiert“	110,00	4,50
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	144,00	5,90	4. Extremszenario Neubau	85,00	3,50
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	216,00	8,80	5. Gemittelter Gebäudemix	120,00	4,90
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	208,00	8,50	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	116,00	4,70
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	219,00	8,90	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	121,00	5,00
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	229,00	9,40	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	126,00	5,20
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: „unmodernisiert“	166,00	6,80	1. Extremszenario Bestand: „unmodernisiert“	95,00	3,90
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand „teilmodernisiert“	146,00	6,00	2. Extremszenario Bestand „teilmodernisiert“	86,00	3,50
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand „vollmodernisiert“	120,00	4,90	3. Extremszenario Bestand „vollmodernisiert“	73,00	3,00
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	92,00	3,80	4. Extremszenario Neubau	59,00	2,40
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	131,00	5,30	5. Gemittelter Gebäudemix	78,00	3,20
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	127,00	5,20	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	77,00	3,10
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	133,00	5,40	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	79,00	3,20
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	138,00	5,70	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	82,00	3,40
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
1. Extremszenario Bestand: „unmodernisiert“	-198,00	-8,10	1. Extremszenario Bestand: „unmodernisiert“	-88,00	-3,60
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
2. Extremszenario Bestand „teilmodernisiert“	-168,00	-6,90	2. Extremszenario Bestand „teilmodernisiert“	-73,00	-3,00
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
3. Extremszenario Bestand „vollmodernisiert“	-127,00	-5,20	3. Extremszenario Bestand „vollmodernisiert“	-51,00	-2,10
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
4. Extremszenario Neubau	-82,00	-3,40	4. Extremszenario Neubau	-28,00	-1,10
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
5. Gemittelter Gebäudemix	-144,00	-5,90	5. Gemittelter Gebäudemix	-60,00	-2,50
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	-138,00	-5,70	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	-57,00	-2,30
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	-147,00	-6,00	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	-61,00	-2,50
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	-156,00	-6,40	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	-66,00	-2,70

Abbildung 26: Ergebnisse Lastflussberechnungen städtisches Modellnetz (1)

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

Ergebnisse Szenarien

5. Ausgegliche Anteile /			5. Ausgegliche Anteile /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	149,00	6,10	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	87,00	3,60
5. Ausgegliche Anteile /			5. Ausgegliche Anteile /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	132,00	5,40	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	79,00	3,20
5. Ausgegliche Anteile /			5. Ausgegliche Anteile /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	109,00	4,50	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	68,00	2,80
5. Ausgegliche Anteile /			5. Ausgegliche Anteile /		
4. Extremszenario Neubau	84,00	3,40	4. Extremszenario Neubau	56,00	2,30
5. Ausgegliche Anteile /			5. Ausgegliche Anteile /		
5. Gemittelter Gebäudemix	119,00	4,80	5. Gemittelter Gebäudemix	72,00	3,00
5. Ausgegliche Anteile /			5. Ausgegliche Anteile /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	115,00	4,70	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	71,00	2,90
5. Ausgegliche Anteile /			5. Ausgegliche Anteile /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	120,00	4,90	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	73,00	3,00
5. Ausgegliche Anteile /			5. Ausgegliche Anteile /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	125,00	5,10	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	76,00	3,10
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	165,00	6,70	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	95,00	3,90
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	146,00	6,00	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	86,00	3,50
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	119,00	4,90	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	73,00	3,00
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	91,00	3,70	4. Extremszenario Neubau	59,00	2,40
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	130,00	5,30	5. Gemittelter Gebäudemix	78,00	3,20
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	126,00	5,20	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	76,00	3,10
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	132,00	5,40	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	79,00	3,20
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	138,00	5,60	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	82,00	3,30
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	131,00	5,40	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	79,00	3,20
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	117,00	4,80	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	72,00	2,90
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	97,00	4,00	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	62,00	2,50
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	76,00	3,10	4. Extremszenario Neubau	52,00	2,10
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	105,00	4,30	5. Gemittelter Gebäudemix	66,00	2,70
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	102,00	4,20	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	64,00	2,60
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	107,00	4,40	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	67,00	2,70
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	111,00	4,50	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	69,00	2,80
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	18,00	0,70	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	23,00	0,90
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	19,00	0,80	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	23,00	1,00
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	21,00	0,90	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	24,00	1,00
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
4. Extremszenario Neubau	23,00	0,90	4. Extremszenario Neubau	25,00	1,00
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
5. Gemittelter Gebäudemix	20,00	0,80	5. Gemittelter Gebäudemix	24,00	1,00
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	21,00	0,80	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	24,00	1,00
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	20,00	0,80	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	24,00	1,00
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	20,00	0,80	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	24,00	1,00

Abbildung 27: Ergebnisse Lastflussberechnungen städtisches Modellnetz (2)

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

Bei allgemeiner Betrachtung der Ergebnisse des **städtischen Modellnetzes** wird deutlich, dass es bei vielen der insgesamt 128 untersuchten Szenario-Kombinationen zu Überschreitungen der Strom- und Spannungsbelastungsgrenzen kommt. Ebenfalls klar ersichtlich ist, dass die meisten Grenzwertverletzungen bei monovalenter Betriebsweise auftreten. So tritt etwa im Falle von Strom in 50 von 64 untersuchten Szenario-Kombinationen eine Überlastung des zulässigen Nennstroms auf. Die maximal aufgetretene Stromauslastung beträgt hier 390% bei Kombination 1/1.

Die Nennspannung wird in acht Fällen mit mehr als 10% deutlich überschritten, in 42 weiteren Fällen kommt es zu einer mäßigen Überschreitung von 4 bis 10% der Nennspannung. Die maximal aufgetretene Spannungsabweichung beträgt 15,9% bei Szenario-Kombination 1/1. Bei bivalenter Betriebsweise treten Stromseitig hingegen lediglich in 15 von 64 Fällen Überlastungen auf, die Maximalauslastung bei Szenario-Kombination 1/1 beträgt 201%. Die zulässige Nennspannung wird ebenfalls in 15 Fällen im Bereich größer 4 bis 10% überschritten. Die Maximalabweichung liegt bei 8,2% und tritt in Kombination 1/1 auf.

Für die einzelnen Basisszenarien können im städtischen Modellnetz folgende Erkenntnisse getroffen werden:

Das **Extremszenario Stromheizung** führt bei monovalenter Betriebsweise in Kombination mit allen Gebäudeszenarien bzw. Modernisierungsgraden zu einer deutlichen Überschreitung des zulässigen Nennstroms. So beträgt die Stromauslastung mindestens 192% (Sz. 1/4) und maximal 390% (Sz. 1/1). Die Nennspannung wird ebenfalls in allen Fällen überschritten. So ergibt sich 7 mal eine Überschreitung von >10% und einmal im Bereich >4-10%. Die Abweichung von der Sollspannung beträgt minimal 7,9% (Sz. 1/4) und maximal 15,9% (Sz. 1/1). Bei bivalenter Betriebsweise ergeben sich ebenfalls in allen Fällen sowohl Strom- als auch Spannungsseitig Überschreitungen. So wurde der zulässige Nennstrom in allen Fällen mit Auslastungen zwischen 108% (Szenario 1/1) und 208% (Sz. 1/4) überschritten. Die Spannungsüberschreitung beträgt minimal 4,4% (Sz. 1/4) und maximal 8,2% (Sz. 1/1).

Ein ähnliches Ergebnis tritt beim **Extremszenario Luft-Wärmepumpe** auf. Auch hier wird die Strom- und Spannungsbelastungsgrenze unter monovalentem Betrieb bei allen Gebäudeszenarien überschritten. Die Stromauslastung beträgt minimal 144% (Sz. 2/4) und maximal 280% (Sz. 2/1). Die Überschreitung der Nennspannung liegt im Bereich zwischen 5,9% (Sz. 2/4) und 11,5% (Sz. 2/1). Bei bivalenter Betriebsweise ist lediglich das Szenario ‚100% Neubau‘ (Sz. 2/4) unbedenklich, hier liegen sowohl Strom- als auch Spannungswerte mit 85% bzw. 3,5% im ‚grünen‘ Bereich. In allen anderen Fällen liegen sowohl strom- als auch spannungsseitig Überschreitungen vor. Die Auslastung des Stroms am Strang A1 beträgt mindestens 110% (Sz. 2/3) und höchstens 150% (Sz. 2/1). Die Nennspannung wird um mindestens 4,5% (Sz. 2/3) bzw. maximal 6,1% (Sz.2/1) überschritten.

Beim **Extremszenario Erd-Wärmepumpe** ist eine deutliche Diskrepanz zwischen monovalenter und bivalenter Betriebsweise festzustellen. So wird unter monovalentem Betrieb in allen Fällen (mit Ausnahme des Szenarios ‚100% Neubau‘) sowohl Strom- als auch

Spannungsbelastungsgrenze überschritten. Die Stromauslastung beträgt mindestens 92% (Sz. 3/4) und höchstens 166% (Sz. 3/1). Die Nennspannung wird zwischen 3,8% (Sz. 3/4) und 6,8% (Sz. 3/1) überschritten. Im bivalenten Betrieb hingegen sind alle Kombinationen mit den untersuchten Gebäudeszenarien möglich, ohne dass es zu einer Strom- bzw. Spannungsgrenzwertüberschreitung kommt. So ist die Stromleitung am Strang A1 mit minimal 59% (Sz. 3/4) und maximal 95% (Sz. 3/1) nur teilausgelastet. Die Spannungsdifferenz zur Normspannung beträgt mindestens 2,4% (Szenario 3/4) und maximal 3,9% (Szenario 3/1). Die Werte sind eher gering und liegen unter der ersten Belastungsgrenze von 4%.

Stromseitig kommt es beim **Extrem Szenario Mikro-BHKW** unter monovalenter Betriebsweise zu zahlreichen Überlastungen. Auf Grund der hohen Strom-Einspeisemengen in das Verteilnetz kehrt sich der Lastfluss um. Dementsprechend ergeben sich Auslastungen des Nennstroms zwischen -82% (Sz. 4/4) und -198% (Sz. 4/1). Die Abweichungen von der Nennspannung erreichen Werte zwischen -3,4% (Sz. 4/4) und -8,1% (Sz. 4/1). Die Stromauslastungen im bivalenten Betrieb sind deutlich geringer, hier kommt es mit Werten zwischen -28 % (Sz. 4/4) und -88% (Sz. 4/1) nicht zu Überlastungen. Auch die Spannungsdifferenzen bewegen sich im unbedenklichen Bereich zwischen -1,1% (Sz. 4/4) und -3,6% (Sz. 4/1).

Im Falle **ausgeglichener Anteile** der elektrifizierten Wärmetechnologien kann festgestellt werden, dass ein monovalenter Betrieb lediglich in Kombination mit dem Gebäudeszenario ‚100% Neubauten‘ möglich ist, ohne dass es zu einer Überschreitung der Strom- und Spannungsgrenzen kommt. Bei dieser Szenario-Kombination beträgt die Stromauslastung 84% und die Spannungsabweichung 3,5%. Alle anderen monovalenten Szenario-Kombinationen führen zu einer Strom- und Spannungsgrenzwertüberschreitung. Stromseitig treten Auslastungen zwischen mindestens 109% (Sz. 5/3) und höchstens 149% (Sz. 5/1) auf. Die Spannungsabweichungen betragen 4,5% (Sz.5/3) bis 6,1% (Sz. 5/1). Anders stellt sich die Situation beim bivalentem Betrieb dar. Unter dieser Betriebsweise werden keine Grenzwerte überschritten. Die Stromauslastung beträgt zwischen 56% (Sz. 5/4) und 87% (Sz. 5/1), die Abweichungen von der Nennspannung liegen zwischen 2,3% (Sz. 5/4) und 3,6% (Sz. 5/1).

Auch eine **Dominanz der Technologie Luft-Wärmepumpe** führt bei monovalentem Betrieb im städtischen Modellnetz in Kombination mit fast allen Gebäudeszenarien zu einer Strom- und Spannungsgrenzwertüberschreitung. Eine Ausnahme bildet auch hier das Gebäudeszenario ‚100% Neubauten‘, bei welchem stromseitig eine Auslastung von 91% vorliegt und die Spannungsabweichung 3,7% beträgt. Ansonsten liegen am Strang A1 Stromauslastungen zwischen 119% (Sz. 6/3) und 165% (Sz. 6/1) vor. Die Spannungsabweichungen betragen Werte

zwischen 4,9% (Sz. 6/3) und 6,7% (Sz. 6/1). Ganz anders stellt sich die Situation auch hier im bivalenten Betrieb dar. Hier ist eine Dominanz der Luft-Wärmepumpe in Verbindung mit allen Gebäudeszenarien möglich. Die Stromauslastung beträgt minimal 59% (Sz. 6/4) und maximal 95% (Sz. 6/1). Die Abweichungen der Nennspannung betragen zwischen 2,4% (Sz. 6/4) und 3,9% (Sz. 6/1).

Im städtischen Modellnetz führt eine **Dominanz der Erd-Wärmepumpe** unter monovalenter Betriebsweise zu einer Stromauslastung im Bereich von mindestens 76% (Sz. 7/4) bis zu 131% (Sz. 7/1). In 6 von 8 untersuchten Szenario-Kombinationen beträgt die Auslastung mehr als 100% des zulässigen Nennstroms am Strang A1, womit in diesen Fällen die Strombelastungsgrenze überschritten ist. Spannungsseitig liegen die Abweichungen zwischen 3,1% (Sz. 7/4) und 5,4% (Sz. 7/1). Hier können bei ebenfalls 6 von 8 Szenario-Kombinationen Überschreitungen festgestellt werden. Ein gegensätzliches Bild ergibt sich im bivalenten Betrieb, hier sind sämtliche Szenario-Kombinationen ohne Grenzwertüberschreitungen realisierbar. Die Stromauslastungen betragen zwischen 52% (Sz. 7/4) und maximal 79% (Sz. 7/1). Es tritt eine Spannungsabweichung zwischen 2,1% (Sz. 7/4) und 3,2% (Sz. 7/1) des Soll-Wertes auf.

Das Szenario **Dominanz Mikro-BHKW** führt als einziges aller untersuchten Szenarien im städtischen Modellnetz weder in monovalentem, noch in bivalentem Betrieb zu Grenzwertüberschreitungen. Alle Strom- und Spannungswerte bewegen sich im ‚grünen‘ Bereich. In monovalentem Betrieb bewegen sich die Stromauslastungen am Strang A1 zwischen 18% und 23%, die Abweichungen von der Nennspannung liegen im Bereich von 0,7 bis 0,9%. Unter bivalenter Betriebsweise liegt die Stromauslastung im Bereich 23-25% und die Spannungsabweichung beträgt einheitlich etwa 1,0%.

Nachfolgend werden die Belastungen des städtischen Modellnetzes anhand einer Auswahl relevanter Szenario-Kombinationen näher untersucht.

Szenario-Kombination 5/5 (monovalent):

„Ausgeglichene Anteile /Gemittelter Gebäudemix“

Dieser gemäßigten Szenario-Kombination liegen ausgeglichene Anteile der elektrifizierten Wärmetechnologien zugrunde. Somit sind alle untersuchten Technologien zu 25% vertreten (vgl. Kap. 3.2.2). Außerdem wird ein gemittelter Gebäudemix angenommen. D.h. jeder der drei Dämm-/Modernisierungszustände bei Bestandsgebäuden ist zu jeweils 25% vertreten, außerdem sind 25% Neubauten vorhanden.

Ergebnisse Szenarien

Für dieses Gebäudeszenario wurden für die einzelnen Wärmetechnologien folgende elektrische Leistungen berechnet (vgl. Kap. 3.2.3):

- Stromheizung 6,58 kW
- Luft-Wärmepumpe 4,70 kW
- Erd-Wärmepumpe 2,63 kW
- Mikro-BHKW 4,60 kW

Aus diesen Werten und dem Strom-Grundverbrauch, sowie den Verteilgraden des Basisszenarios, ergibt sich ein durchschnittlicher Strombedarf je Haushalt von 2,13 kW. Diese Größe fließt als Gesamtwert in die Lastflussberechnungen ein. Die genauen Abläufe, bzw. einzelnen Iterationsschritte der Lastflussberechnung werden der Wahrung der Übersichtlichkeit wegen nicht aufgeführt.

Einstellungen					
Haushalt (HH) Grundverbrauch (Strom)	500	W _{PEAK}	[4]	Zulässiges Spannungsband (für farbliche Hervorhebung der Engpässe)	
Anzahl HH's je Hausanschluss (HA)	20		[1]	- MS +/-	4% [3]
				- NS +/-	4% [3]
Haushalte mit Stromheizung					
Anteil der HH's mit Stromheizung	25%			cosφ Stromverbrauch	0,97
(El.) Nennleistung Stromheizung je HH	6,577097639	kW		sinφ Stromverbrauch	0,24 (Für Berechnung des induktiven Spannungsfalls)
GLF Stromheizung	0,7			tanφ Stromverbrauch	0,25 (Für Ermittlung der Blindleistung)
Haushalte mit Erdwärmepumpe					
Anteil der HH's mit Erd-Wärmepumpe	25%				
(El.) Nennleistung Erd-Wärmepumpe je HH	2,630839056	kW			
GLF Erd-Wärmepumpe	0,7				
Haushalte mit Luftwärmepumpe					
Anteil der HH's mit Luft-Wärmepumpe	25%				
(El.) Nennleistung Luft-Wärmepumpe je HH	4,697926885	kW			
GLF Luft-Wärmepumpe	0,7				
Haushalte mit Mikro-KWK-Anlage					
Anteil der HH's mit uKWK	25%				
(El.) Nennleistung uKWK je HH	4,603968347	kW			
GLF uKWK	0,7				
Haushalte mit stromunabhängiger Heizung					
--> Anteil stromunabhängiger Heizung (z.B. Gas/Öl/Fernwärme)	0%				
--> DURCHSCHNITTLICHER STROMBEDARF JE HAUSHALT:				2,13 kW	

Abbildung 28: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 5/5 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Ergebnisse Szenarien

Das Ergebnis der Lastflussberechnungen weist folgende Strom- und Spannungswerte auf:

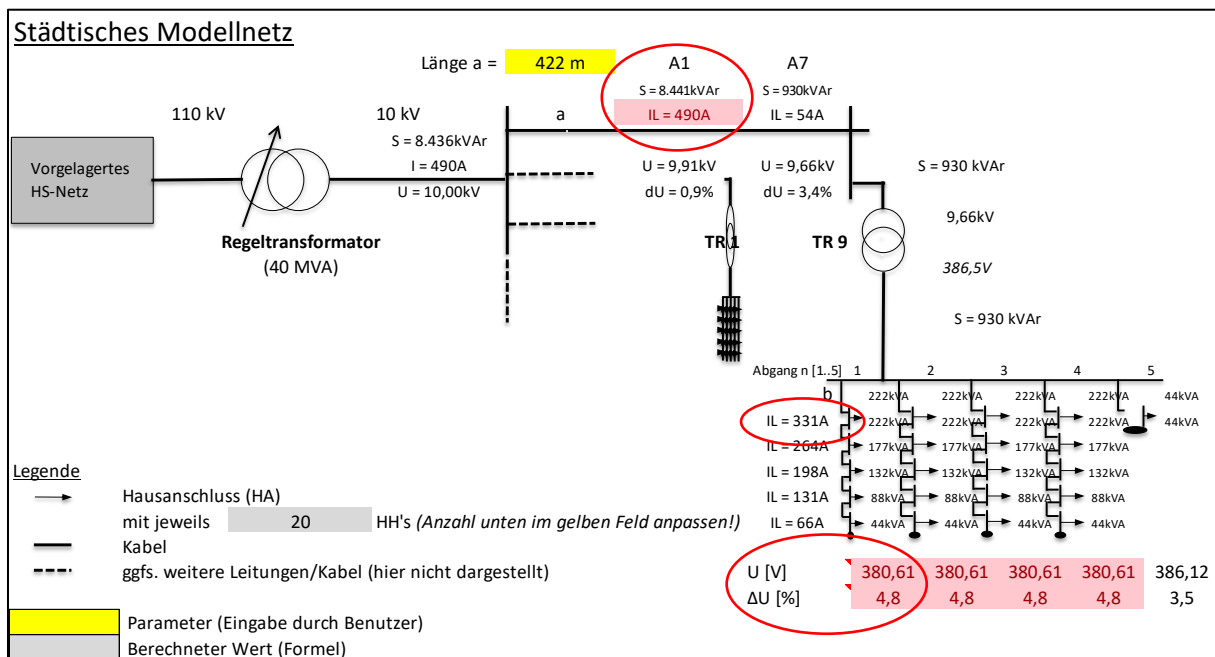


Abbildung 29: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 5/5

Anmerkung: Die Ortsnetze der Stränge A2-A6 sind der Übersicht halber ausgeblendet

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Die Stromauslastung am Mittelspannungsstrang A1 beträgt 490 A. Die maximale Belastbarkeit an der 10 kV Mittelspannungsleitung beträgt 413 A (vgl. Kap. 3.2.4). Somit ergibt sich an diesem Punkt eine Überlastung um 77 A bzw. eine Auslastung der Mittelspannungsleitung von 119%. Am Ende des Leitungsnetzes, im Niederspannungsbereich, ergibt sich ein maximaler Strom in Höhe von 331 A, die Strombelastbarkeit der Niederspannungsleitung liegt bei höchstens 365 A (vgl. Kap. 3.2.4). An diesem Messpunkt ist die Leitung mit 91% somit nicht voll ausgelastet und es besteht noch eine ‚Reserve‘ von 34 A. Die Spannung weist im selben Netzbereich, an den Abgängen 1-4, den Wert von 380,61 V auf. Im Verhältnis zur Nennspannung von 400 V (vgl. Kap. 3.2.4) ergibt sich eine Spannungsdifferenz von 19,4 V oder 4,8%.

Wie das Ergebnis dieser Szenario-Kombination zeigt, ist diese nach den im Rahmen der Arbeit definierten Belastungsgrenzen **nicht zulässig**. So liegt die Spannungsdifferenz mit 4,8% zwar deutlich unter dem kritischen Wert von 10% - und damit noch im tolerablen Bereich. Auch der Maximalstrom im Niederspannungsnetz liegt mit einem Wert von 91% noch unterhalb des Grenzwertes. Die stromseitige Belastung des Netzes auf der Mittelspannungsleitung ist am Strang A1 mit einem Wert von 119% jedoch deutlich zu hoch.

Die selbe Szenario-Kombination wäre unter bivalenter Betriebsweise ohne jegliche Grenzwertüberschreitungen zulässig. Hier läge die Stromauslastung in der Mittelspannung bei nur 72%, die Abweichung von der Nennspannung würde den Wert von 3,0% aufweisen.

Szenario-Kombination 6/8 (monovalent):

Dominanz Luft-Wärmepumpe /Pessimistische Dämmentwicklung Bestand

Bei dieser eher gemäßigten Szenario-Kombination dominiert die Luft-Wärmepumpe mit einem Anteil von 50%. Alle anderen untersuchten elektrifizierten Wärmetechnologien sind ebenfalls vertreten, stehen jedoch hinsichtlich deren Anteile im Hintergrund (vgl. Kap. 3.2.2). Als Gebäudeszenario werden 100% Bestandsgebäude angenommen, für welche eine pessimistische Dämmentwicklung unterstellt wurde (vgl. Kap. 3.2.3). Die errechneten Nennleistungen der Wärmetechnologien betragen hierbei:

- Stromheizung 7,04 kW
- Luft-Wärmepumpe 5,03 kW
- Erd-Wärmepumpe 2,82 kW
- Mikro-BHKW 4,93 kW

Aus diesen, dem Haushaltsgrundverbrauch und den Verteilgraden des Basisszenarios errechnet sich ein durchschnittlicher Strombedarf je Haushalt in Höhe von 2,46 kW.

Einstellungen				
Haushalt (HH) Grundverbrauch (Strom)	500	W _{BEAK}	[4]	Zulässiges Spannungsband (für farbliche Hervorhebung der Engpässe)
Anzahl HH's je Hausanschluss (HA)	20		[1]	- MS +/- 4% [3] - NS +/- 4% [3]
Haushalte mit Stromheizung				
Anteil der HH's mit Stromheizung	10%			cosφ Stromverbrauch 0,97
(El.) Nennleistung Stromheizung je HH	7,042318731	kW		sinφ Stromverbrauch 0,24 (Für Berechnung des induktiven Spannungsfalls)
GLF Stromheizung	0,7			tanφ Stromverbrauch 0,25 (Für Ermittlung der Blindleistung)
Haushalte mit Erdwärmepumpe				
Anteil der HH's mit Erd-wärmepumpe	20%			
(El.) Nennleistung Erd-Wärmepumpe je HH	2,816927492	kW		
GLF Erd-Wärmepumpe	0,7			
Haushalte mit Luftwärmepumpe				
Anteil der HH's mit Luft-Wärmepumpe	50%			
(El.) Nennleistung Luft-Wärmepumpe je HH	5,030227665	kW		
GLF Luft-Wärmepumpe	0,7			
Haushalte mit Mikro-KWK-Anlage				
Anteil der HH's mit uKWK	20%			
(El.) Nennleistung uKWK je HH	4,929623112	kW		
GLF uKWK	0,7			
Haushalte mit stromunabhängiger Heizung				
--> Anteil stromunabhängige Heizung (z.B. Gas/Öl/Fernwärme)	0%			
--> DURCHSCHNITTLICHER STROMBEDARF JE HAUSHALT:				2,46 kW

Abbildung 30: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 6/8 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Ergebnisse Szenarien

Als Ergebnis der Lastflussberechnung ergeben sich folgende Werte:

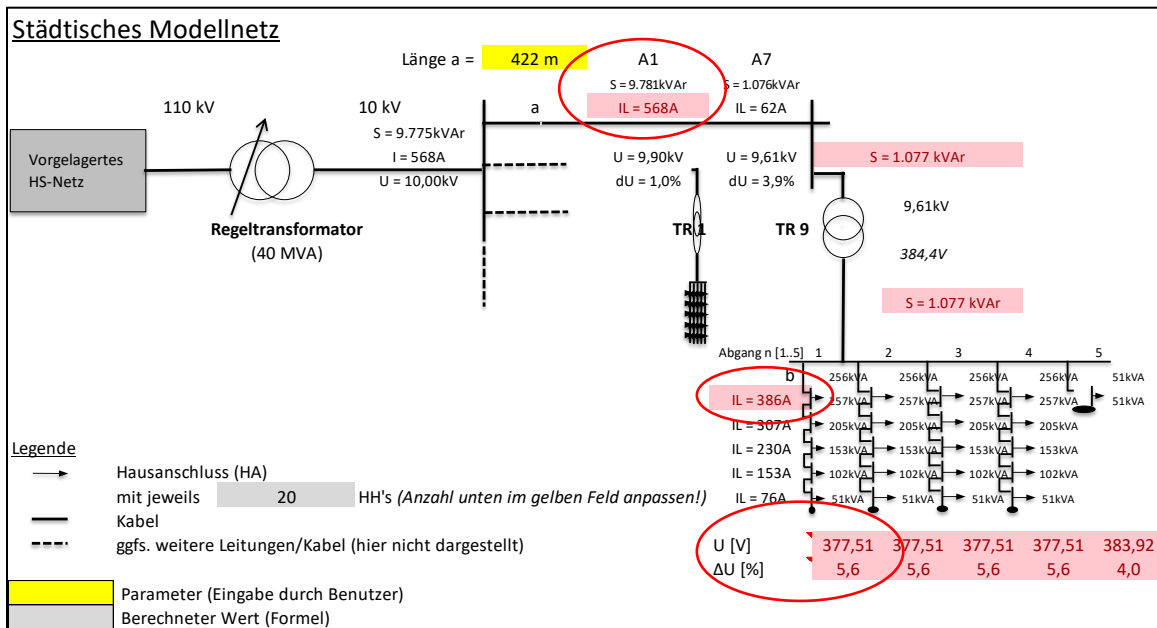


Abbildung 31: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 6/8

Anmerkung: Die Ortsnetze der Stränge A2-A6 sind der Übersicht halber ausgeblendet

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Die Ergebnisse zeigen, dass auch bei dieser Szenario-Kombination eine Überschreitung der Strom- und Spannungsgrenzwerte vorliegt. Der Strom am Mittelspannungsstrang A1 beträgt 568 A. Auf Grund der maximalen Belastbarkeit von 413 A (vgl. Kap. 3.2.4) kann eine Überlastung von 155 A bzw. eine Leitungsauslastung von 138% festgestellt werden. Im letzten angeschlossenen Ortsnetz liegt ein Strom in Höhe von 386 A an. Auch an dieser Stelle wird der dort zulässige Nennstrom von 365 A (vgl. ebd.) um 21 A überschritten. Die Auslastung des Netzabschnitts beträgt 106%. Spannungsseitig liegt am Messpunkt am Ende des Leitungsnetzes ein Wert von 377,51 V an. Im Verhältnis zur zulässigen Nennspannung von 400 V (vgl. ebd.) ergibt sich eine Abweichung von 22,49 V oder 5,6%.

Nach den im Rahmen der Arbeit geltenden Grenzwerte ist diese Szenario-Kombination **nicht zulässig**. Der Grund hierfür ist, wie bei der Mehrzahl aller untersuchten Fälle im städtischen Netz, primär stromseitig bedingt. Die Szenario-Kombination 6/8 führt sowohl im Mittelspannungs- als auch Niederspannungsbereich zu Überschreitungen der zulässigen Nennströme. Die Spannung wirkt sich im Vergleich zum Strom nicht als begrenzenden Faktor aus, da die Abweichung mit 5,6% zwar über dem ersten Grenzwert von 4,0%- aber noch deutlich unterhalb der kritischen Grenze von 10% liegt.

Auch für Szenario-Kombination 6/8 wäre die bivalente Betriebsweise im städtischen Modellnetz ohne Grenzwertüberschreitungen zulässig. Die Stromauslastung läge hier in der Mittelspannung bei 82%, die Abweichung vom Nennstrom bei 3,3%.

Ergebnisse
Szenarien

4.2.2. Vorstädtisches Modellnetz

Scenario-Kombination	Strom Auslastung zul. Nennstrom (in %) an 10 kV-Leitung (A1)	Spannung Abweichung Nennspannung (in %) an NS-Leitung Netzende	Scenario-Kombination	Strom Auslastung zul. Nennstrom (in %) an 10 kV-Leitung (A1)	Spannung Abweichung Nennspannung (in %) an NS-Leitung Netzende
monovalente Betriebsweise (100% Nennleistung el. Wärmetechnologien)			bivalente Betriebsweise (50% Nennleistung el. Wärmetechnologien)		
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	17,00	6,10	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	9,00	3,30
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	15,00	5,40	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	8,00	2,90
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	12,00	4,30	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	7,00	2,40
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
4. Extremszenario Neubau	9,00	3,10	4. Extremszenario Neubau	5,00	1,80
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
5. Gemittelter Gebäudemix	13,00	4,70	5. Gemittelter Gebäudemix	7,00	2,60
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	13,00	4,60	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	2,50
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	13,00	4,80	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	2,60
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	14,00	5,00	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	8,00	2,70
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	13,00	4,50	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	7,00	2,50
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	11,00	3,90	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	6,00	2,20
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	9,00	3,20	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	5,00	1,80
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	7,00	2,40	4. Extremszenario Neubau	4,00	1,40
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	10,00	3,50	5. Gemittelter Gebäudemix	5,00	2,00
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	9,00	3,40	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	1,90
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	10,00	3,50	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,00
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	10,00	3,70	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	2,10
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	7,00	2,70	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	4,00	1,60
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	7,00	2,40	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	4,00	1,40
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	5,00	2,00	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	3,00	1,20
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	4,00	1,50	4. Extremszenario Neubau	3,00	1,00
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	6,00	2,10	5. Gemittelter Gebäudemix	4,00	1,30
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	2,10	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	1,30
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	2,20	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	4,00	1,30
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	2,30	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	4,00	1,40
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	-10,00	-3,40	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	-5,00	-1,50
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	-8,00	-2,90	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	-4,00	-1,20
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	-6,00	-2,20	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	-3,00	-0,90
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
4. Extremszenario Neubau	-4,00	-1,40	4. Extremszenario Neubau	-2,00	-0,50
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
5. Gemittelter Gebäudemix	-7,00	-2,50	5. Gemittelter Gebäudemix	-3,00	-1,00
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	-7,00	-2,40	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	-3,00	-1,00
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	-7,00	-2,50	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	-3,00	-1,00
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	-8,00	-2,70	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	-4,00	-1,10

Abbildung 32: Ergebnisse Lastflussberechnungen vorstädtisches Modellnetz (1)

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

Ergebnisse Szenarien

5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	7,00	2,40	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	4,00	1,40
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	6,00	2,20	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	4,00	1,30
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	5,00	1,80	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	3,00	1,10
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
4. Extremszenario Neubau	4,00	1,40	4. Extremszenario Neubau	3,00	0,90
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
5. Gemittelter Gebäudemix	5,00	2,00	5. Gemittelter Gebäudemix	3,00	1,20
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	1,90	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	1,20
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,00	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	1,20
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	2,10	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	1,20
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	7,00	2,70	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	4,00	1,60
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	7,00	2,40	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	4,00	1,40
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	5,00	2,00	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	3,00	1,20
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	4,00	1,50	4. Extremszenario Neubau	3,00	1,00
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	6,00	2,10	5. Gemittelter Gebäudemix	4,00	1,30
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	2,10	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	1,30
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	2,20	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	4,00	1,30
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	2,30	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	4,00	1,40
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	6,00	2,20	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	4,00	1,30
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	5,00	1,90	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	3,00	1,20
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	4,00	1,60	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	3,00	1,00
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	3,00	1,30	4. Extremszenario Neubau	2,00	0,90
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	5,00	1,70	5. Gemittelter Gebäudemix	3,00	1,10
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	1,70	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	1,10
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	1,80	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	1,10
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	1,80	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	1,10
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	1,00	0,30	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	1,00	0,40
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	1,00	0,30	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	1,00	0,40
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	1,00	0,40	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	1,00	0,40
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
4. Extremszenario Neubau	1,00	0,40	4. Extremszenario Neubau	1,00	0,40
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
5. Gemittelter Gebäudemix	1,00	0,30	5. Gemittelter Gebäudemix	1,00	0,40
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	1,00	0,30	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	1,00	0,40
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	1,00	0,30	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	1,00	0,40
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	1,00	0,30	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	1,00	0,40

Abbildung 33: Ergebnisse Lastflussberechnungen vorstädtisches Modellnetz [2]

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

Ganz anders als beim städtischen Netz, zeigen die Ergebnisse der Lastflussberechnungen des **vorstädtischen Netzes**, dass es bei keinem der insgesamt 128 untersuchten Kombinationen zu einer kritischen Grenzwertverletzung kommt. Zudem fällt auf, dass vor allem die Stromauslastungen äußerst gering sind. So kommt es in keiner der betrachteten Szenario-Kombinationen auch nur näherungsweise zu einer vollen Leiterauslastung von 100%. Die maximale Auslastung liegt unter monovalentem Betrieb in Szenario-Kombination 1/1 bei gerade einmal 17%, unter bivalentem Betrieb, ebenfalls bei Kombination 1/1 bei 9%.

Spannungsseitig sind im monovalenten Betrieb zumindest einige geringe Abweichungen erkennbar. Die maximale Abweichung von der Soll-Spannung liegt im vorstädtischen Netz bei Kombination 1/1 unter monovalentem Betrieb bei einem Wert von 6,1%. Dieser Wert befindet sich noch immer fast vier Prozentpunkte unter der kritischen Grenze von 10%. Bei bivalenter Betriebsweise kann eine maximale Spannungsabweichung von 3,3% festgestellt werden, welche ebenfalls bei Szenario-Kombination 1/1 auftritt.

Getrennt nach den einzelnen Basisszenarien, können für das vorstädtische Modellnetz folgende Erkenntnisse getroffen werden:

Beim **Extremszenario Stromheizung** betragen die Stromauslastungen des Netzes im monovalenten Betrieb Werte zwischen 9% und 17%. Die Spannungsabweichungen betragen minimal 3,1% und maximal 6,1%. Im bivalenten Betrieb beträgt die Stromauslastung zwischen 7 und 9% und die Abweichungen von der Nennspannung 1,8 bis 3,3%.

Das **Extremszenario Luft-Wärmepumpe** führt monovalent zu einer Stromauslastung im Bereich 7-13%. Die Spannungsabweichungen betragen zwischen mindestens 2,4 und höchstens 3,4%. Bivalent betragen die Auslastungen Stromseitig etwa 4-7% und die Spannungsabweichungen 1,4 bis 2,5%.

Das **Extremszenario Erd-Wärmepumpe** führt im monovalenten Betrieb zu Stromauslastungen von 4 bis maximal 7%, die Abweichungen von der Normspannung betragen 1,5 bis maximal 2,7%. Bivalent betragen die Stromauslastungen 3-4% und die Spannungsabweichungen 1,0-1,6%.

Für das **Extremszenario Mikro-BHKW** kann bei monovalentem Betrieb, bedingt durch eine Lastflussumkehr, eine Stromseitige Auslastung von -7 bis -10% erkannt werden. Die Abweichungen von der Normspannung betragen -1,4 bis -3,4%. Bivalent sind Stromauslastungen von -2 bis -5% sowie Spannungsabweichungen von -0,5 bis -1,5% erkennbar.

Bei **ausgeglichenen Anteilen** aller Technologien liegt unter monovalenter Betriebsweise eine Stromauslastung zwischen 4 und 7% vor. Die Abweichung von der Sollspannung beträgt 1,4 bis 2,4%. Bivalent liegen die Stromwerte im Bereich 3-4%, die Spannungsabweichungen bei 0,9-1,4%.

Die **Dominanz der Luft-Wärmepumpe** führt bei monovalenten Betrieb im vorstädtischen Modellnetz zu einer Stromauslastung von 4-7% und zu einer Spannungsabweichung im Bereich 1,5 bis 2,7%. Bivalent betragen diese Werte für Strom 3-4% und für Spannung 1,0 bis 1,6%.

Ergebnisse Szenarien

Bei einer **Dominanz der Erd-Wärmepumpe** liegt die Stromauslastung monovalent zwischen 3 und 6% und die Spannungsabweichungen betragen 1,3 bis 2,2%. Die entsprechenden Werte bei bivalenter Betriebsweise liegen für Strom im Bereich 2-4% und für Spannung bei 0,9 bis 1,3%.

Unter der Annahme, dass die Technologie **Mikro-BHKW dominiert**, liegt die Stromauslastung monovalent bei einheitlich 1,0% und die Spannungsabweichung beträgt 0,3-0,4%. Bivalent sind dies für Strom einheitlich bei allen Kombinationen ebenfalls 1,0% und für Spannung einheitlich stets 0,4%.

Nachfolgend werden zwei Szenario-Kombinationen im vorstädtischen Netz genauer untersucht.

Szenario-Kombination 2/2 (monovalent):

Extremszenario Luft-Wärmepumpe / Extremszenario Bestand: ‚teilmodernisiert‘

In dieser extremen Szenario-Kombination wird davon ausgegangen, dass der gesamte Wärmebedarf zu 100% alleine über Luft-Wärmepumpen gedeckt wird. Andere Wärmetechnologien sind hier nicht vorhanden. Außerdem wird von einem Wohngebiet ausgegangen, in welchem zu 100% Bestandsgebäude im Zustand ‚teilmodernisiert‘ vorzufinden sind (vgl. Kap. 3.2.3). Für dieses Gebäudeszenario wurde eine Leistung der Luft-Wärmepumpe von 5,39 kW errechnet (vgl. ebd.). Wie Abbildung 39 entnommen werden kann, ergibt sich im Excel-Tool auf Grundlage obiger Werte, sowie dem fixen Haushaltsgrundverbrauch ein durchschnittlicher Strombedarf je Haushalt von 4,27 kW.

Einstellungen			
Haushalt (HH) Grundverbrauch (Strom)	500 W _{PEAK}	[4]	Zulässiges Spannungsband (für farbliche Hervorhebung der Engpässe)
Anzahl HH's je Hausanschluss (HA)	1	[1]	- MS +/- 4% [3] - NS +/- 4% [3]
Haushalte mit Stromheizung			
Anteil der HH's mit Stromheizung	0%		cosφ Stromverbrauch 0,97
(El.) Nennleistung Stromheizung je HH	0 kW		sinφ Stromverbrauch 0,24 (Für Berechnung des induktiven Spannungsfalls)
GLF Stromheizung	0,7		tanφ Stromverbrauch 0,25 (Für Ermittlung der Blindleistung)
Haushalte mit Erdwärmepumpe			
Anteil der HH's mit Erd-Wärmepumpe	0%		
(El.) Nennleistung Erd-Wärmepumpe je HH	0 kW		
GLF Erd-Wärmepumpe	0,7		
Haushalte mit Luftwärmepumpe			
Anteil der HH's mit Luft-Wärmepumpe	100%		
(El.) Nennleistung Luft-Wärmepumpe je HH	5,387117548 kW		
GLF Luft-Wärmepumpe	0,7		
Haushalte mit Mikro-KWK-Anlage			
Anteil der HH's mit uKWK	0%		
(El.) Nennleistung uKWK je HH	0 kW		
GLF uKWK	0,7		
Haushalte mit stromunabhängiger Heizung			
--> Anteil stromunabhängige Heizung (z.B. Gas/Öl/Fernwärme)	0%		
--> DURCHSCHNITTLICHER STROMBEDARF JE HAUSHALT:			4,271 kW

Abbildung 34: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 2/2 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Die Lastflussberechnungen führen im Ergebnis zu folgenden zentralen Strom- und Spannungswerten:

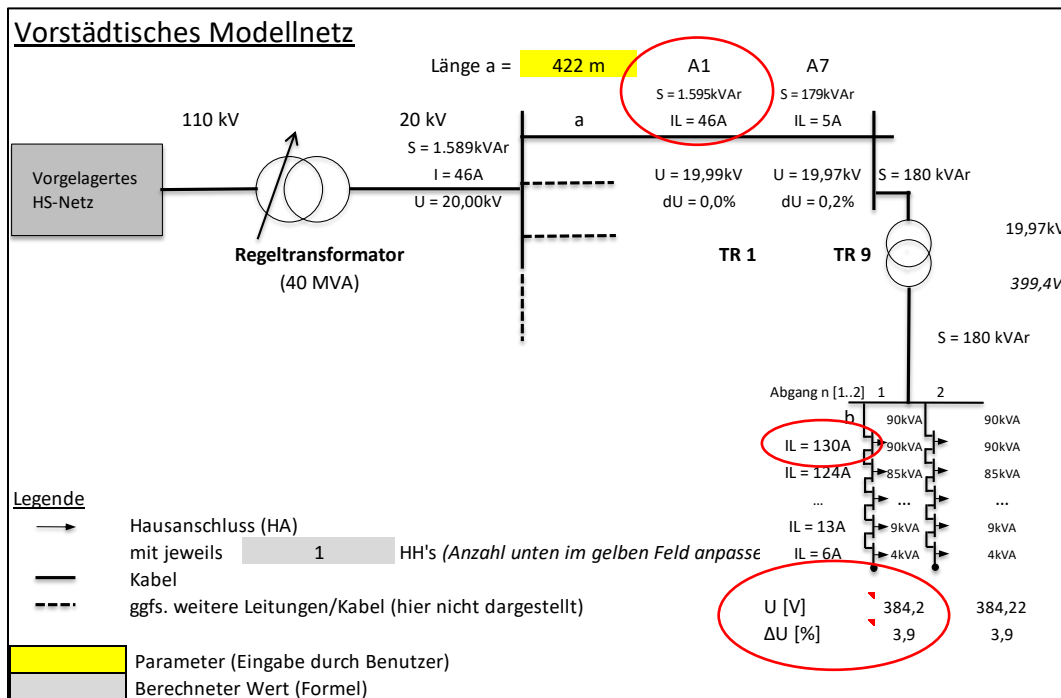


Abbildung 35: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 2/2

Anmerkung: Die Ortsnetze der Stränge A2-A6 sind der Übersicht halber ausgeblendet

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Der im Mittelspannungsbereich am Strang A1 anliegende Strom beträgt in dieser Szenario-Kombination 46 A. Bei einem maximal zulässigen Nennstrom von 417 A (vgl. Kap. 3.2.4) ergibt sich eine ‚Reserve‘ von 371 A. Die Auslastung beträgt dementsprechend 11,0%. Der Strom im Niederspannungsbereich am Ende des Leitungsnetzes weist den Wert von 130 A auf. Hier kann im Verhältnis zum zulässigen Nennstrom von 365 A (vgl. ebd.) eine ‚Reserve‘ in Höhe von 235 A bzw. eine Leitungsauslastung von 36% errechnet werden. Der Spannungswert beträgt am Messpunkt im Niederspannungsnetz 384,2 V. Hier liegt im Verhältnis zur Nennspannung von 400 V (vgl. ebd.) eine Abweichung in Höhe von 15,8 V oder 3,9% vor.

Bei der untersuchten Szenario-Kombination treten nach den für vorliegende Arbeit geltenden Grenzwerte keinerlei Engpässe auf. Sie ist damit **zulässig**. Die Ergebnisse zeigen weiterhin, wie gering die Auslastung des vorstädtischen Modellnetzes insgesamt ist. So sind vor allem stromseitig selbst bei Extremszenarien mit sehr hohen Leistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien noch große Reserven vorhanden. Die errechnete Spannungsabweichung liegt für eine Extrembetrachtung mit 3,9% ebenfalls verhältnismäßig im niedrigen Bereich.

Szenario-Kombination 5/1 (monovalent):

Ausgeglichene Anteile / Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘

Im Falle dieser Szenario-Kombination wird davon ausgegangen, dass jede der elektrifizierten Wärmetechnologien zu einem gleichen Anteil von 25% vertreten ist (vgl. Kap. 3.2.2). Es wird ferner angenommen, dass 100% der Gebäude Bestandsgebäude sind und diese dem Modernisierungszustand ‚unmodernisiert‘ entsprechen (vgl. Kap. 3.2.3). Für dieses Gebäudeszenario wurden die Leistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien folgendermaßen bemessen (vgl. ebd.):

- Stromheizung 8,72 kW
- Luft-Wärmepumpe 6,23 kW
- Erd-Wärmepumpe 3,49 kW
- Mikro-BHKW 6,10 kW

Wie in untenstehender Abbildung zu erkennen ist, ergibt sich aus den genannten Werten zusammen mit dem Haushaltsgrundverbrauch eine Gesamtgröße von etwa 2,66 kW. Dieser Wert fließt als durchschnittlicher Strombedarf pro Haushalt in die Lastflussberechnungen ein.

Einstellungen			
Haushalt (HH) Grundverbrauch (Strom)	500 W _{PEAK}	[4]	Zulässiges Spannungsband (für farbliche Hervorhebung der Engpässe)
Anzahl HH's je Hausanschluss (HA)	1	[1]	- MS +/- 4% [3]
			- NS +/- 4% [3]
Haushalte mit Stromheizung			
Anteil der HH's mit Stromheizung	25%		cosφ Stromverbrauch 0,97
(El.) Nennleistung Stromheizung je HH	8,715480551 kW		sinφ Stromverbrauch 0,24 (Für Berechnung des induktiven Spannungsfalls)
GLF Stromheizung	0,7		tanφ Stromverbrauch 0,25 (Für Ermittlung der Blindleistung)
Haushalte mit Erdwärmepumpe			
Anteil der HH's mit Erd-Wärmepumpe	25%		
(El.) Nennleistung Erd-Wärmepumpe je HH	3,48619222 kW		
GLF Erd-Wärmepumpe	0,7		
Haushalte mit Luftwärmepumpe			
Anteil der HH's mit Luft-Wärmepumpe	25%		
(El.) Nennleistung Luft-Wärmepumpe je HH	6,22534325 kW		
GLF Luft-Wärmepumpe	0,7		
Haushalte mit Mikro-KWK-Anlage			
Anteil der HH's mit uKWK	25%		
(El.) Nennleistung uKWK je HH	6,100836385 kW		
GLF uKWK	0,7		
Haushalte mit stromunabhängiger Heizung			
--> Anteil stromunabhängige Heizung (z.B. Gas/Öl/Fernwärme)	0%		
--> DURCHSCHNITTLICHER STROMBEDARF JE HAUSHALT:			2,657 kW

Abbildung 36: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 5/1 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Als Ergebnis der Lastflussberechnungen können der Skizze des Modellnetzes folgende Strom- und Spannungswerte entnommen werden:

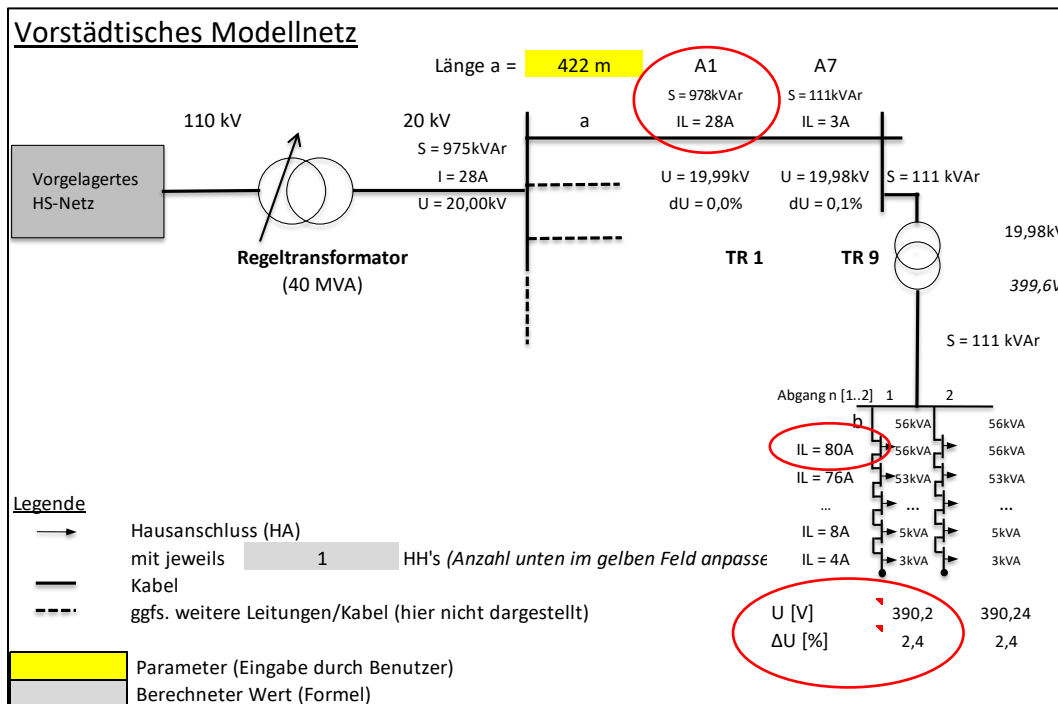


Abbildung 37: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 5/1

Anmerkung: Die Ortsnetze der Stränge A2-A6 sind der Übersicht halber ausgeblendet

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Im Mittelspannungsbereich liegt am Messpunkt A1 ein Strom in Höhe von 28 A an. Bei einem Vergleich mit dem maximal zulässigen Nennstrom von 417 A (vgl. Kap. 3.2.4) wird deutlich, dass auch hier eine große ‚Reserve‘ von 389 A vorhanden ist. Es besteht eine Netzauslastung von nur 7%. Die Auslastung am Ende des Leitungsnetzes beträgt 22%. Dort liegt die Strombelastung bei 80 A. Es ergibt sich im Verhältnis zum maximal zulässigen Nennstrom von 365 A ein ‚Puffer‘ von 285 A. Wie ebenfalls in obiger Abbildung abzulesen ist, beträgt die Spannung am Messpunkt im Niederspannungsnetz 390,2 A und weist dementsprechend eine Abweichung zur Nennspannung von 9,8 V oder 2,4% auf.

Es zeigt sich, dass auch bei dieser Kombination im vorstädtischen Netz keinerlei Grenzwertüberschreitungen bzw. Engpässe zu erwarten sind, weshalb sie nach den Kriterien dieser Arbeit **zulässig** ist. Da Szenario-Kombination 5/1 keine Extrembetrachtung darstellt, sondern alle elektrifizierten Wärmetechnologien im Basisszenario zu gleichem Anteil vorhanden sind, fallen die stromseitigen ‚Reserven‘ sogar noch deutlich höher aus, als dies bei der vorher untersuchten Kombination 2/2 der Fall war.

Ergebnisse
Szenarien

4.2.3. Ländliches Modellnetz

Szenario-Kombination	Strom Auslastung zul. Nennstrom (in %) an 10 kV-Leitung (A1)	Spannung Abweichung Nennspannung (in %) an NS-Leitung Netzende	Szenario-Kombination	Strom Auslastung zul. Nennstrom (in %) an 10 kV-Leitung (A1)	Spannung Abweichung Nennspannung (in %) an NS-Leitung Netzende
monovalente Betriebsweise (100% Nennleistung el. Wärmetechnologien)			bivalente Betriebsweise (50% Nennleistung el. Wärmetechnologien)		
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	23,00	13,70	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	12,00	7,10
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	20,00	11,90	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	10,00	6,30
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	16,00	9,40	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	8,00	5,10
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
4. Extremszenario Neubau	11,00	6,80	4. Extremszenario Neubau	6,00	3,90
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
5. Gemittelter Gebäudemix	17,00	10,50	5. Gemittelter Gebäudemix	9,00	5,60
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	17,00	10,10	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	9,00	5,40
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	17,00	10,60	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	9,00	5,70
1. Extremszenario Stromheizung /			1. Extremszenario Stromheizung /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	18,00	11,20	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	10,00	5,90
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	16,00	9,90	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	9,00	5,30
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	14,00	8,70	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	8,00	4,70
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	11,00	7,00	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	7,00	3,90
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	8,00	5,10	4. Extremszenario Neubau	5,00	3,00
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	13,00	7,60	5. Gemittelter Gebäudemix	7,00	4,30
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	12,00	7,40	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,10
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	13,00	7,80	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,30
2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /			2. Extremszenario Luft-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	13,00	8,10	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,50
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	10,00	5,90	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	6,00	3,40
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	9,00	5,20	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	5,00	3,10
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	7,00	4,30	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	5,00	2,60
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	6,00	3,30	4. Extremszenario Neubau	4,00	2,20
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	8,00	4,70	5. Gemittelter Gebäudemix	5,00	2,80
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,50	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,70
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	8,00	4,70	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,80
3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /			3. Extremszenario Erd-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	8,00	4,90	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,90
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	-13,00	-7,20	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert‘	-7,00	-3,20
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	-11,00	-6,10	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	-6,00	-2,70
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	-9,00	-4,60	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	-5,00	-1,90
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
4. Extremszenario Neubau	-6,00	-3,00	4. Extremszenario Neubau	-4,00	-1,10
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
5. Gemittelter Gebäudemix	-10,00	-5,20	5. Gemittelter Gebäudemix	-5,00	-2,20
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	-9,00	-5,00	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	-5,00	-2,10
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	-10,00	-5,30	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	-5,00	-2,30
4. Extremszenario Mikro-BHKW /			4. Extremszenario Mikro-BHKW /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	-10,00	-5,70	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	-6,00	-2,40

Abbildung 38: Ergebnisse Lastflussberechnungen ländliches Modellnetz (1)

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

Ergebnisse Szenarien

5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	9,00	5,30	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	5,00	3,10
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	8,00	4,70	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	5,00	2,80
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	7,00	3,90	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	4,00	2,40
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
4. Extremszenario Neubau	5,00	3,00	4. Extremszenario Neubau	4,00	2,00
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
5. Gemittelter Gebäudemix	7,00	4,20	5. Gemittelter Gebäudemix	5,00	2,60
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,10	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,50
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,30	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,60
5. Ausgeglichene Anteile /			5. Ausgeglichene Anteile /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,50	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,70
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	10,00	5,80	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	6,00	3,40
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	9,00	5,20	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	5,00	3,10
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	7,00	4,30	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	5,00	2,60
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	6,00	3,30	4. Extremszenario Neubau	4,00	2,10
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	8,00	4,60	5. Gemittelter Gebäudemix	5,00	2,80
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,50	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,70
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	8,00	4,70	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,80
6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /			6. Dominanz Luft-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	8,00	4,90	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	5,00	2,90
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	8,00	4,70	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	5,00	2,80
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	7,00	4,20	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	5,00	2,60
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	6,00	3,50	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	4,00	2,20
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
4. Extremszenario Neubau	5,00	2,70	4. Extremszenario Neubau	4,00	1,90
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
5. Gemittelter Gebäudemix	6,00	3,80	5. Gemittelter Gebäudemix	4,00	2,40
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	3,70	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	4,00	2,30
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	6,00	3,80	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	4,00	2,40
7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /			7. Dominanz Erd-Wärmepumpe /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	7,00	4,00	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	4,00	2,50
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	3,00	0,80	1. Extremszenario Bestand: ‚unmodernisiert	3,00	0,90
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	3,00	0,80	2. Extremszenario Bestand ‚teilmodernisiert‘	3,00	0,90
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	3,00	0,80	3. Extremszenario Bestand ‚vollmodernisiert‘	3,00	1,00
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
4. Extremszenario Neubau	3,00	0,90	4. Extremszenario Neubau	3,00	1,00
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
5. Gemittelter Gebäudemix	3,00	0,80	5. Gemittelter Gebäudemix	3,00	0,90
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	0,80	6. Optimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	0,90
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	0,80	7. Realistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	0,90
8. Dominanz Mikro-BHKW /			8. Dominanz Mikro-BHKW /		
8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	0,80	8. Pessimistische Dämmentwicklung Bestand	3,00	0,90

Abbildung 39: Ergebnisse Lastflussberechnungen ländliches Modellnetz [2]

QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG

Die Ergebnisse der 128 im **ländlichen Modellnetz** untersuchten Szenario-Kombinationen zeigen, dass es stromseitig in keinem Fall zu Engpässen kommt. Ähnlich wie beim vorstädtischen Netz, ist die Stromauslastung unter monovalenter als auch unter bivalenter Betriebsweise sehr gering und erreicht im Szenario 1/1 einen maximalen Wert von nur 23%. Aus diesem Grund wird in den unten folgenden Detailbeschreibungen auch nicht näher auf die Größe Strom eingegangen. Ein anderes Bild ergibt sich im ländlichen Netz hinsichtlich der Spannung. Diese weicht in zahlreichen Fällen mäßig bis stark von der Nennspannung ab. So treten alleine unter

monovalenter Betriebsweise bei insgesamt 45 von 64 untersuchten Szenario-Kombinationen Abweichungen >4% der Nennspannung auf. In 6 Fällen betragen die Abweichungen >10% und in 39 Fällen befinden sich diese im Bereich >4%-10%. Bei monovalenter Betriebsweise beträgt die maximal aufgetretene Spannungsabweichung in Kombination 1/1 13,7%.

Getrennt nach den einzelnen Basisszenarien, können im ländlichen Modellnetz folgende Erkenntnisse getroffen werden:

Das **Extremszenario Stromheizung** führt in Szenario-Kombination 1/1 stromseitig zu einer Auslastung von maximal 23%. Die Spannung weicht in 6 von 8 untersuchten Fällen deutlich von der zulässigen Nennspannung ab und in zwei weiteren Fällen liegt eine mäßige Abweichung vor. So betragen die Spannungsabweichungen mindestens 6,8% (Sz. 1/4) und höchstens 13,7% (Sz. 1/1). In bivalenter Betriebsweise sind – analog zur monovalenten Variante – ebenfalls keine höheren Stromauslastungen- oder gar Überlastungen zu erkennen. So liegt die Auslastung stromseitig maximal bei einem Wert von 12% in Szenario 1/1. Hinsichtlich der Spannung gibt es in 7 von 8 untersuchten Szenario-Kombinationen mäßige Abweichungen zwischen 5,1% (Sz. 1/3) und 7,1% (Sz. 1/1). Lediglich die Szenario-Kombination 1/4 ‚100% Neubau‘ führt mit einem Wert von 3,9% zu keiner größeren Abweichung.

Das zweite untersuchte **Extremszenario Luft-Wärmepumpe** ergibt im monovalenten Betrieb stromseitig eine maximale Leitungsauslastung am Strang A1 von 16% (Sz. 2/1). Die Spannung weicht in allen untersuchten Fällen mäßig von der Normspannung ab, die Werte liegen bei minimal 5,1% (Sz. 2/4) und maximal 9,9% (Sz. 2/1). In bivalenter Betriebsweise liegt die maximale Stromauslastung bei 9% (Sz. 2/1). Die Spannungswerte liegen im Bereich 3,0% (Sz. 2/4) bis 5,3% (Sz. 2/1). Somit ergeben sich in 6 von 8 Fällen mäßige Spannungsabweichungen, lediglich in zwei der untersuchten Fälle (Sz. 2/3 und 2/4) liegen die Spannungsabweichungen unter der Grenze von 4%.

Unter monovalenter Betriebsweise liegt die maximale Stromauslastung beim **Extremszenario Erd-Wärmepumpe** bei einem Wert von 10% (Sz. 3/1). Die Nennspannung wird in 7 von 8 Fällen im Bereich 4,3-5,9% mäßig überschritten. Lediglich das Szenario 3/4 ‚100% Neubau‘ führt zu einer nur geringen Spannungsabweichung von 3,3%. Unter bivalenter Betriebsweise führt keines der untersuchten Szenario-Kombinationen zu Grenzwertüberschreitungen. Die höchste Stromauslastung wird mit 6% im Szenario 3/1 erreicht, die höchste Spannungsabweichung weist ebenfalls im Szenario 3/1 den Wert von 3,4% auf.

Im vierten untersuchten **Extremszenario Mikro-BHKW** wird unter monovalenter Betriebsweise, auf Grund der Lastflussumkehr, am Strang A1 eine maximale Stromauslastung von -13% gemessen. Spannungsseitig findet in 7 von 8 betrachteten Szenario-Fällen eine mäßige Abweichung zwischen -4,6 und -7,2% statt. Das Szenario ‚100% Neubau‘ bildet auch hier die Ausnahme mit einer geringen Spannungsabweichung von nur 3,0%. Bivalent kommt es weder Strom- noch Spannungsseitig zu Grenzwertüberschreitungen. Die maximale Stromauslastung beträgt im Szenario 4/1 -7%, die maximal aufgetretene Spannungsabweichung im selben Szenario liegt bei -3,2%.

Bei **ausgeglichenen Anteilen** aller Technologien liegt die maximale Stromauslastung in monovalenter Betriebsweise bei 9%, es zeigt sich außerdem, dass die Spannung in 6 von 8 Fällen mäßig (Bereich 4,1-5,3%) von der Soll-Spannung abweicht. Unterhalb der Grenze von 4% liegen lediglich die Szenarien 5/3 und 5/4. Auch hier kommt es unter bivalentem Betrieb zu keinerlei Überschreitungen der Grenzwerte. Die Stromauslastung beträgt höchstens 5% und die größte Abweichung von der Nennspannung liegt bei 3,4% (beide Werte in Szenario 5/1).

Eine **Dominanz der Technologie Luft-Wärmepumpe** lastet die Stromleitung am Strang A1 unter monovalenter Betriebsweise zu maximal 10% aus (Sz. 6/1). Die Spannung weicht in beinahe allen untersuchten Fällen (7 von 8) mäßig von der Sollspannung ab. Die Abweichungen liegen im Bereich 4,3 bis 5,8%. Beim Szenario ‚100% Neubau‘ liegt die Spannungsüberschreitung unter 4%. Bei Betrachtung der Ergebnisse der bivalenten Betriebsweise wird ersichtlich, dass die Stromauslastung bei maximal 6% liegt und die höchste Spannungsabweichung den Wert von 3,4% aufweist. Damit gibt es auch bei der Dominanz Luft-Wärmepumpe im bivalenten Betrieb keinerlei Grenzwertüberschreitungen.

Die **Dominanz der Technologie Erd-Wärmepumpe** führt monovalent stromseitig zu einer Auslastung von maximal 8%. Die Spannungsabweichungen liegen im Bereich 2,7 bis 4,7%. Insgesamt zwei der untersuchten Szenario-Kombinationen führten unter der Dominanz der Erd-Wärmepumpe zu einer mäßigen Abweichung über 4%. Alle weiteren Fälle weisen lediglich kleinere Abweichungen unter der 4%-Grenze auf. Bivalent kommt es zu keinen Überschreitungen der Grenzwerte. Die Stromauslastung liegt bei maximal 5% und die Spannungsabweichung bei höchstens 2,8%.

Bei einer **Dominanz der Technologie Mikro-BHKW** sind weder monovalent noch bivalent Überschreitungen der Grenzwerte vorhanden. Monovalent beträgt die höchste Stromauslastung

Ergebnisse Szenarien

3% und die größte Abweichung von der Nennspannung 0,9%. Bivalent betragen diese Werte 3% bzw. 1,0%.

Nach der allgemeinen Beschreibung erfolgt nun auch für das ländliche Modellnetz eine detailliertere Beschreibung einer Auswahl an relevanten Ergebnissen.

Szenario-Kombination 1/6 (monovalent):

Extremstzenario Stromheizung / Optimistische Dämmentwicklung Bestand

Im Basisszenario dieser Kombination wird davon ausgegangen, dass der komplette Wärmebedarf alleine über Stromheizungen gedeckt wird (vgl. Kap. 3.2.2). Es sind keine anderen elektrifizierten Wärmetechnologien vertreten. Im Gebäudeszenario werden 100% Bestandsgebäude angenommen, welche einer optimistischen Dämmentwicklung unterlagen (vgl. Kap. 3.2.3). Auf Grundlage des Gebäudeszenarios wurde für die Leistung der Stromheizung ein Wert in Höhe von 6,33 kW errechnet.

Die Grundeinstellungen sind in untenstehender Abbildung aufgeführt. Unter Berücksichtigung des Grundverbrauchs ergibt sich ein durchschnittlicher Strombedarf je Haushalt von 4,93 kW.

Einstellungen			
Haushalt (HH) Grundverbrauch (Strom)	500 W_{PEAK}	[4]	Zulässiges Spannungsband (für farbliche Hervorhebung der Engpässe)
Anzahl HH's je Hausanschluss (HA)	1	[1]	- MS +/- 4% [3] - NS +/- 4% [3]
Haushalte mit Stromheizung			
Anteil der HH's mit Stromheizung	100%		cos ϕ Stromverbrauch 0,97
(El.) Nennleistung Stromheizung je HH	6,332830517 kW		sin ϕ Stromverbrauch 0,24 (Für Berechnung des induktiven Spannungsfal)
GLF Stromheizung	0,7		tan ϕ Stromverbrauch 0,25 (Für Ermittlung der Blindleistung)
Haushalte mit Erdwärmepumpe			
Anteil der HH's mit Erd-wärmepumpe	0%		
(El.) Nennleistung Erd-Wärmepumpe je HH	0 kW		
GLF Erd-Wärmepumpe	0,7		
Haushalte mit Luftwärmepumpe			
Anteil der HH's mit Luft-Wärmepumpe	0%		
(El.) Nennleistung Luft-Wärmepumpe je HH	0 kW		
GLF Luft-Wärmepumpe	0,7		
Haushalte mit Mikro-KWK-Anlage			
Anteil der HH's mit uKWK	0%		
(El.) Nennleistung uKWK je HH	0 kW		
GLF uKWK	0,7		
Haushalte mit stromunabhängiger Heizung			
--> Anteil stromunabhängige Heizung (z.B. Gas/Öl/Fernwärme)	0%		
--> DURCHSCHNITTLICHER STROMBEDARF JE HAUSHALT:			4,93 kW

Abbildung 40: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 1/6 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Ergebnisse Szenarien

Nachdem die Lastflussberechnung durchgeführt wurde, werden folgende Ergebnisse ausgegeben:

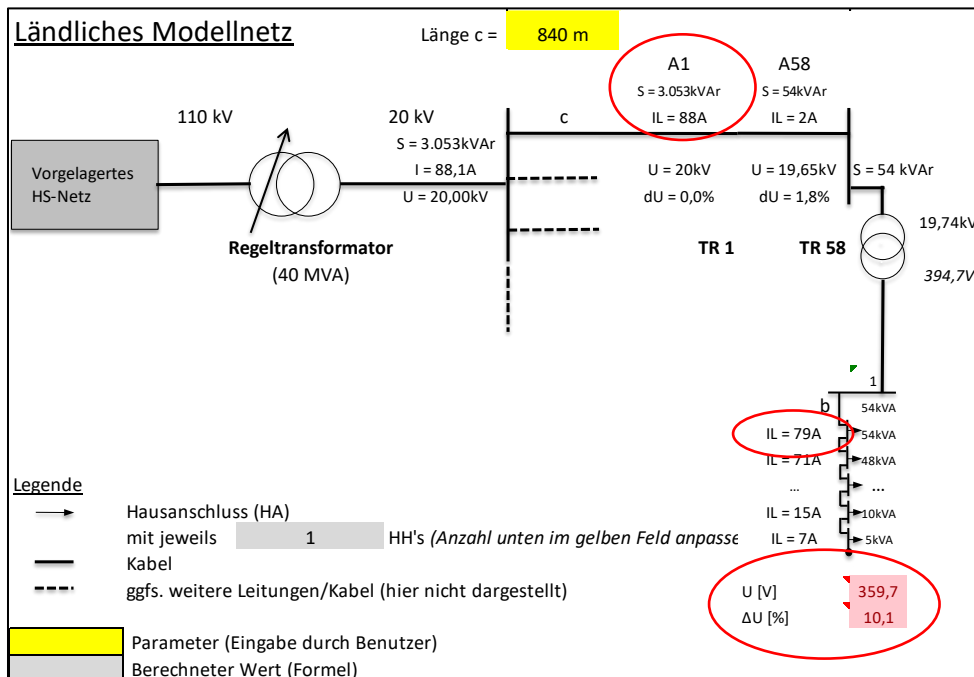


Abbildung 41: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 1/6

Anmerkung: Die Ortsnetze der Stränge A2-A57 sind der Übersicht halber ausgeblendet

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Szenario-Kombination 1/6 führt, gemessen am Mittelspannungsstrang A1, im Ergebnis zu einer Strombelastung von 88 A. Der maximal zulässige Nennstrom beträgt an dieser Stelle 532 A (vgl. Kap. 3.2.4). Somit ist es möglich, die Leitung um weitere 444 A zu belasten. Die Auslastung beträgt lediglich 17%. Am Messpunkt im Niederspannungsnetz, am Ende des Leitungsnetzes, liegt ein Strom in Höhe von 79 A. Dort beträgt der maximal zulässige Nennstrom 350 A. Als Differenz, welche als ‚Puffer‘ ausgewiesen werden kann, errechnet sich dort ein Wert von 271 A. Die Auslastung liegt bei 23%. Der Spannungswert beträgt unter dieser Szenario-Kombination am Messpunkt im letzten angebandenen Ortsnetz 359,7 V und weicht somit um 10,1% von der Nennspannung von 400 V ab.

Diese Szenario-Kombination ist nach den in vorliegender Arbeit definierten Grenzwerte **nicht zulässig**. Der beschränkende Faktor ist in diesem Falle die Spannung. So liegt die Spannungsabweichung mit 10,1 % etwas oberhalb der maximal zulässigen Obergrenze von 10,0%. Trotz des bei dieser Szenario-Kombination sehr hohen durchschnittlichen Strombedarfs, sind stromseitig nur äußerst geringe Netzauslastungen vorhanden. So zeigen die Ergebnisse, dass sowohl im Mittel- als auch im Niederspannungsbereich sehr hohe Reserven vorliegen. Im bivalenten Betrieb wäre diese Kombination zulässig. Die Stromauslastung im Mittelspannungsbereich beträgt dort 9%, die Abweichung des Nennstroms liegt bei 5,4%.

Szenario-Kombination 7/2 (monovalent):

Dominanz Erd-Wärmepumpe / Extremszenario Bestand ,teilmodernisiert

Beim Basisszenario ‚Dominanz Erd-Wärmepumpe‘ wird angenommen, dass die benötigte Wärme zum größten Teil (50%) über Erd-Wärmepumpen bereitgestellt wird. Luftwärmepumpen, Mikro-BHKWs und Stromheizungen sind nur zu kleineren Anteilen auf dem Wärmemarkt vertreten (vgl. Kap. 3.2.2). Hinsichtlich der Gebäudestruktur wird von 100% Bestandsgebäuden im Zustand ‚teilmodernisiert‘ ausgegangen. Für diesen Gebäudetyp und Modernisierungsgrad weisen die Nennleistungen der oben aufgeführten Technologien folgende Werte auf (vgl. Kap. 3.2.3):

- Stromheizung 7,54kW
- Luft-Wärmepumpe 5,39 kW
- Erd-Wärmepumpe 3,02 kW
- Mikro-BHKW 5,28 kW

Diese führen wiederum unter Einrechnung des Haushaltsgrundverbrauchs zu einem gesamten durchschnittlichen Strombedarf je Haushalt von 2,1 kW.

Einstellungen			
Haushalt (HH) Grundverbrauch (Strom)	500	W _{PEAK}	[4]
Anzahl HH's je Hausanschluss (HA)	1		[1]
			Zulässiges Spannungsband (für farbliche Hervorhebung der Engpässe)
			- MS +/- 4% [3]
			- NS +/- 4% [3]
Haushalte mit Stromheizung			
Anteil der HH's mit Stromheizung	10%		
(El.) Nennleistung Stromheizung je HH	7,541964568 kW		cosφ Stromverbrauch 0,97
GLF Stromheizung	0,7		sinφ Stromverbrauch 0,24 (Für Berechnung des induktiven Spannungsfal
			tanφ Stromverbrauch 0,25 (Für Ermittlung der Blindleistung)
Haushalte mit Erdwärmepumpe			
Anteil der HH's mit Erd-wärmepumpe	50%		
(El.) Nennleistung Erd-Wärmepumpe je HH	3,016785827 kW		
GLF Erd-Wärmepumpe	0,7		
Haushalte mit Luftwärmepumpe			
Anteil der HH's mit Luft-Wärmepumpe	20%		
(El.) Nennleistung Luft-Wärmepumpe je HH	5,387117548 kW		
GLF Luft-Wärmepumpe	0,7		
Haushalte mit Mikro-KWK-Anlage			
Anteil der HH's mit uKWK	20%		
(El.) Nennleistung uKWK je HH	5,279375198 kW		
GLF uKWK	0,7		
Haushalte mit stromunabhängiger Heizung			
--> Anteil stromunabhängige Heizung (z.B. Gas/Öl/Fernwärme)	0%		
--> DURCHSCHNITTLICHER STROMBEDARF JE HAUSHALT:			2,10 kW

Abbildung 42: Grundeinstellungen der Szenario-Kombination 7/2 im Excel-Tool, Ausgabe des Gesamtstrombedarfs

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Ergebnisse Szenarien

Die Lastflussberechnungen weisen folgende Ergebnisse auf:

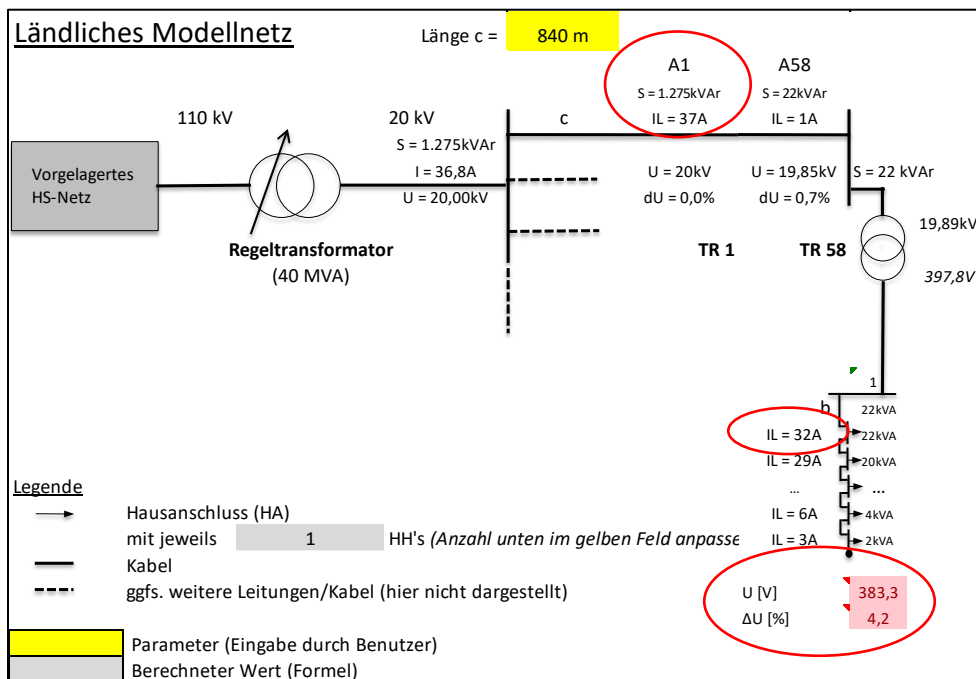


Abbildung 43: Ergebnis der Lastflussberechnung aus Szenario 7/2

Anmerkung: Die Ortsnetze der Stränge A2-A57 sind der Übersicht halber ausgeblendet

QUELLE: EIGENE BERECHNUNGEN UND RUPPERT UND GRAF 2017

Abbildung 46 zeigt, dass die Strombelastung im Mittelspannungsbereich am Strang A1 37 A beträgt. Im Verhältnis zum maximalen Nennstrom von 532 A (vgl. Kap. 3.2.4) errechnet sich eine ‚Reserve‘ von 495 A. Die Auslastung in der Mittelspannungsleitung beträgt 7%. Die Auslastung am zweiten Messpunkt zum Ende des Leitungsnetzes beträgt nur 2 Prozentpunkte mehr und liegt damit bei 9%. Diese ergibt sich aufgrund eines anliegenden Stromwertes von 32 A und dem im Niederspannungsnetz maximal zulässigen Strom von 350 A. Ebenfalls im Niederspannungsbereich, im letzten angeschlossenen Ortsnetz, kann ein Spannungswert von 383,3 V abgelesen werden. Die Differenz zur Sollspannung von 400 V beträgt somit 16,7 V - dies entspricht einer prozentualen Abweichung von 4,2%.

Auf Grundlage der errechneten Werte, unter Berücksichtigung der für diese Arbeit gültigen Grenzen, kann festgehalten werden dass das Szenario 7/2 **zulässig** ist. Stromseitig sind keinerlei Engpässe zu erwarten, hier sind, analog zum vorher untersuchten Fall, vielmehr sehr große ‚Reserven‘ verfügbar. Die Spannungsabweichung liegt mit 4,2% zwar leicht oberhalb der ersten Grenze von 4 %, ist jedoch noch fast 6 Prozentpunkte von der kritischen Obergrenze von 10% entfernt. Aus diesem Grund kann die festgestellte Abweichung von der Sollspannung als unbedenklich eingestuft werden.

5. Zusammenfassung und Diskussion

Um die in Kapitel 1 formulierte zentrale Forschungsfrage und die mit dieser im Zusammenhang stehenden Teilforschungsfragen zu beantworten, werden in diesem Kapitel die Erkenntnisse aus der qualitativen Studie und den Szenarien jeweils zusammengefasst und interpretiert. Vorher erfolgt für beide Methoden eine Diskussion im Sinne einer kritischen Reflexion des Forschungsvorhabens, mit dem Ziel, Grenzen hinsichtlich der Aussagekraft der Ergebnisse aufzuführen.

5.1. Qualitative Studie

Grundsätzlich ist die Aussagekraft der in Interviews gewonnenen Erkenntnisse von der befragten Person, deren Wissen und Erfahrungen abhängig (vgl. Kap. 3.1.1). Da alle der Befragten in leitenden Positionen nach den in Kapitel 3.1.1 festgelegten Kriterien tätig sind und durchschnittlich sieben Jahre Erfahrung in deren aktuellem Aufgabenfeld haben (vgl. Kap. 3.1.2), kann schlussgefolgert werden, dass deren Aussagen fundiert sind.

Kritisch ist anzumerken, dass nicht alle der befragten Experten exakt im selben Fachbereich beschäftigt sind, weshalb deren Einschätzungen teilweise aus unterschiedlichen Perspektiven erfolgten. Ferner kann grundsätzlich angenommen werden, dass die befragten Experten in ihrem eigenen Interesse, vor allem auf ‚kritische‘ Fragen eher optimistisch antworteten. Einschränkend auf die Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse wirkt sich zudem aus, dass die meisten der befragten Netzbetreiber primär auf eine geografische Region Deutschlands konzentriert sind (vgl. Kap. 3.1.2). Außerdem bezeichneten sich die meisten der Befragten als ‚klassische Stadtwerke‘, weshalb sich deren Netzgebiete entsprechend auf kleinere und relativ dicht besiedelte Ballungszentren erstrecken. Lediglich einer der sechs Befragten kann als großer, eher ländlich strukturierter ‚Flächennetzbetreiber‘ bezeichnet werden.

Hinsichtlich des Interviewleitfadens kann angemerkt werden, dass einige Fragen bzw. Unterfragen sehr spezifisch bzw. detailliert formuliert wurden. Aus diesem Grunde war es den Experten nicht immer möglich, diese zu beantworten.

Anhand obiger Bemerkungen kann festgestellt werden, dass sich die Erkenntnisse aus den Interviews nur bedingt dazu eignen, allgemeine Aussagen zu treffen. Die Ergebnisse sind nicht zu pauschalisieren. Sie eignen sich nur dazu, grobe Tendenzen abzubilden und dienen als Orientierung.

Erkennen die Verteilnetzbetreiber bereits einen Trend zur zunehmenden Elektrifizierung im Wärmebereich?

Keiner der Befragten konnte in den vergangenen Jahren eine Erhöhung der Stromnachfrage verzeichnen (vgl. Kap. 4.1.1). Dies spricht dafür, dass bisher keine stärkere Kopplung der Sektoren Strom und Wärme erfolgte. Elektrifizierte Wärmetechnologien, insbesondere elektrische Wärmepumpen sind bei den Verteilnetzbetreibern dementsprechend bislang nicht sonderlich verbreitet. So berichten die meisten der Befragten nur von einer sehr geringen Anzahl installierter Wärmepumpen im eigenen Netzgebiet (vgl. ebd.). Eine Wärmewende könne anhand des geringen Wärmepumpenbestands aktuell noch nicht festgestellt werden. Die Mehrheit der interviewten Verteilnetzbetreiber gibt an, dass die Zahl der Wärmepumpen in ihrem Netz über die letzten Jahre eher stabil geblieben sei und auch insgesamt kein Trend einer verstärkten Elektrifizierung des Wärmebereichs zu verzeichnen ist (vgl. ebd.). Einige Befragte können hingegen zumindest in Neubaugebieten einen Anstieg der Anzahl an Wärmepumpen feststellen. Ein Energie- bzw. Wärmewende bedingter Netzausbau bzw. eine Verstärkung des Bestandsnetzes war dementsprechend für die Verteilnetzbetreiber in der Vergangenheit nicht notwendig (vgl. ebd.).

In Zukunft erwarten die Befragten auch für das eigene Netz grundsätzlich Veränderungen durch eine zunehmende Elektrifizierung. Die Mehrheit der befragten Verteilnetzbetreiber rechnet auch mit einem Wandel auf dem Wärmemarkt (vgl. Kap. 4.1.3). Bislang stimmen diese jedoch noch nicht darin überein, wie bzw. anhand welcher Technologien sich eine Wärmewende konkret vollziehen wird. So hegen etwa zwei Netzbetreiber Zweifel daran, dass es zu einer stärkeren Verbreitung von elektrischen Wärmepumpen kommt. Als maßgeblichen Grund hierfür wird genannt, dass die Technologie in Bestandsgebäuden, insbesondere Altbauten mit schlechter Dämmung, auf Grund des sehr hohen Stromverbrauchs finanziell unattraktiv ist und dies auch bleiben wird (vgl. ebd.). Selbst die Preise der speziellen Stromtarife für Wärmepumpen seien zu hoch. Um Wärmepumpen attraktiver zu machen, müssten diese gesenkt werden. Für eine durchgreifende Wärmewende in Form einer deutlichen Zunahme an Wärmepumpen müssten erst staatliche Fördermaßnahmen initiiert werden (vgl. ebd.).

Die Erkenntnisse zeigen deutlich, dass das Thema Wärmewende und elektrische Wärmepumpen für die Verteilnetzbetreiber bislang kaum eine Rolle spielt. Die Befragten können aktuell noch keinen Trend zur Elektrifizierung des Wärmemarkts erkennen. Die meisten stimmen jedoch darin überein, dass zumindest in Zukunft ein Wandel und eine zunehmende Elektrifizierung des Wärmemarkts wahrscheinlich ist.

Sehen die Verteilnetzbetreiber aufgrund der Wärmewende zukünftig erhöhte Risiken für die Netzstabilität und deshalb einen verstärkten Netzausbaubedarf?

Alle sechs befragten Netzbetreiber sehen ihr Bestandsnetz gut gerüstet für die Zukunft. Speziell im Hinblick auf die erwartete Wärmewende und eine Erhöhung der Stromnachfrage sieht keiner der Verteilnetzbetreiber größere Risiken für die Netzstabilität (vgl. Kap. 4.1.2). Dementsprechend erkennen diese aufgrund der Wärmewende auch keine Notwendigkeit, ihr Netz zukünftig flächendeckend auszubauen bzw. zu verstärken. Es sei geplant nur einzelfallbedingt auszubauen bzw. Kapazitäten zu erweitern. Außerdem würde ein solcher Ausbau meist nur erfolgen wenn ohnehin, etwa aus Gründen von Überalterung, ein Austausch von bestimmten Komponenten im Netz ansteht (vgl. ebd.).

Begründet wird dies unter anderem damit, dass in den Bestandsnetzen bisher stets genügend freie Kapazitäten vorhanden gewesen seien und schon in der Vergangenheit an zentralen Stellen des Netzes entsprechend ‚richtig‘ investiert wurde (vgl. Kap. 4.1.3). Bei neuen Netzabschnitten, wie etwa in Neubaugebieten werde einzelfallbezogen geprüft, ob dort mit einem höheren Anteil elektrifizierter Wärmetechnologien wie Wärmepumpen zu rechnen ist. Wenn dies der Fall sei, werde bereits bei der Planung und Auslegung des Netzes darauf geachtet, die Kapazitäten dort entsprechend höher auszulegen (vgl. ebd.). So antwortet ein Netzbetreiber z.B., dass bei ihm die Auslegung neuer Netzgebiete stets sehr ‚großzügig‘ auf Grundlage eines ‚Worst-Case‘ - Szenarios, also einer maximal denkbaren Belastung der Netze, vorgenommen wird.

Grundsätzlich geben die meisten der Befragten an, dass sie bei der Planung und Auslegung neuer Netze, bzw. Netzabschnitte versuchen würden, zukünftige Entwicklungen mit einzuberechnen (vgl. Kap. 4.1.4). Der hauptsächliche Treiber der dafür spreche, neue Netze größer auszulegen, sei aber nicht die Wärmewende und elektrifizierte Wärmetechnologien sondern vielmehr die immer stärker aufkommende Elektrifizierung im Mobilitätsbereich (vgl. ebd.). Einer der Befragten nennt etwa konkret das Thema Elektromobilität als ausschlaggebenden Grund dafür, neue Netzgebiete in Zukunft stets mit höheren Sicherheiten in Form einer Kapazitätsreserve auszustatten.

Die Aussagen der Verteilnetzbetreiber lassen klar erkennen, dass sie einer zukünftig stattfindenden Wärmewende ‚gelassen‘ entgegenblicken und dementsprechend keinerlei Risiken für ihre Netze und damit für die Versorgungssicherheit der Bevölkerung sehen. Einzig hinsichtlich des Themas Elektromobilität, scheint ein gewisser Handlungsbedarf zum Netzausbau aufgekommen zu sein. Hierzu besteht in der nächsten Zeit sicherlich noch Forschungsbedarf.

5.2. Szenarien

Die zukünftigen Entwicklungen auf dem Wärmemarkt können sich sehr vielfältig gestalten. So kann dieser von zahlreichen unterschiedlichen Technologien in verschiedenen Zusammensetzungen geprägt sein (vgl. Kap. 2.1.3). Auf Grund des begrenzten Umfangs dieser Arbeit konnte nur ein kleiner Teil aller für den Wärmemarkt denkbaren Technologien bzw. Zukunftsszenarien betrachtet werden. Einen zentralen Einfluss auf die Belastungen der Verteilnetze haben die Nennleistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien. Diese wiederum sind abhängig von der zukünftigen Gebäudestruktur und dem Wärmebedarf der darin enthaltenen Gebäude bzw. Gebäudetypen.

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit wurden deshalb Wärmebedarfe typischer Wohngebäude aus einem wissenschaftlich fundierten Datensatz des Instituts für Wohnen und Umwelt GmbH (IWU) verwendet (vgl. Kap. 3.2.1). Auf Grund des Detailgrades und der hohen Vielfalt der in diesem Datensatz erhaltenen Daten, mussten für die Zwecke dieser Arbeit Vereinfachungen vorgenommen werden. So wurden allgemein viele der Werte für die Berechnungen gemittelt (vgl. Kap. 3). Außerdem mussten für die Auslegung der Leistung der elektrifizierten Wärmetechnologien und für die Entwicklung der Gebäudeszenarien einige vereinfachende Annahmen getroffen werden. (vgl. Kap. 3.2.2 und Kap. 3.2.3). Eine Unsicherheit stellt ferner der verwendete Gleichzeitigkeitsfaktor dar. Dieser könnte tendenziell eher einen höheren Wert aufweisen, als für diese Arbeit angenommen (vgl. Kap. 3.2.4).

Darüber hinaus müssen für die Szenarien in vorliegender Masterarbeit folgende grundsätzliche Aspekte beachtet werden:

- Es wurde eine ‚Worst-Case‘ Betrachtung zu einem statischen Zeitpunkt vorgenommen. Deshalb erfolgte eine hohe Auslegung der Nennleistungen der elektrifizierten Wärmetechnologien auf Grundlage der maximal über ein Jahr hinweg benötigten Wärmeleistung (vgl. Kap. 3.2.1 und 3.2.2).
- Elektrische Verteilnetze weisen eine große Heterogenität auf. Ein ‚typisches‘ Verteilnetz mit einer allgemeingültigen Struktur und Aufbau existiert nicht (vgl. Kap. 3.2.4). Die für die Lastflussberechnungen in dieser Arbeit zugrunde gelegten Modellverteilnetze basieren alle auf einer österreichischen Forschungsstudie aus dem Jahre 2013. Damit sind die Ergebnisse nicht auf alle Verteilnetze in Deutschland zu übertragen.

Nachfolgend wird die zentrale Forschungsfrage: **„Wie werden die Verteilnetze durch die Wärmewende und den dadurch verstärkten Einsatz von elektrifizierten Wärmetechnologien in Wohngebäuden in 2050 beeinflusst?“** getrennt nach den drei untersuchten Modellnetzen, beantwortet.

Beeinflussung des städtischen Verteilnetzes

Der verstärkte Einsatz elektrifizierter Wärmetechnologien führt im städtischen Verteilnetz zu zahlreichen Engpasssituationen. Es treten die meisten Engpässe aller untersuchten Modellnetze auf. So kommt es sowohl strom- als auch spannungsseitig unter monovalenter Betriebsweise bei sieben von acht Basisszenarien zu kritischen Überschreitungen der Grenzwerte. Die durchschnittliche Auslastung der Stromleitungen aller 64 untersuchten Szenario-Kombinationen beträgt am Messpunkt im Mittelspannungsbereich **146%**. Der kleinste berechnete Einzelwert beträgt 18%, der größte 390%. Die durchschnittliche Spannungsabweichung der 64 Kombinationen am Messpunkt im Niederspannungsnetz beträgt **6%**. Die einzelnen Werte bewegen sich im Bereich zwischen minimal 3,1% und maximal 15,9% (vgl. Kap.4.2.1).

Auffällig ist, dass es nicht nur bei extremen Szenario-Kombinationen, sondern auch bei vielen gemäßigten Kombinationen wie etwa den Basisszenarien ‚ausgeglichene Anteile‘ oder der ‚Dominanz Luft-Wärmepumpe‘ zu kritischen Verletzungen der Grenzwerte kommt. Die genannten, gemäßigten Basisszenarien, sind lediglich in Kombination mit dem Gebäudeszenario ‚100% Neubauten‘ möglich, ohne dass es zu Grenzwertüberschreitungen kommt. Ferner wird deutlich, dass bei jeder Szenario-Kombination bei welcher es zu einer Überlastung des zulässigen Nennstroms kommt, ebenfalls eine Spannungsüberschreitung mindestens >4% vorliegt. Die Stromauslastung korreliert hier also stark mit der Spannungsauslastung (vgl. ebd.).

Selbst unter bivalenter Betriebsweise treten bei den Basisszenarien ‚Extremszenario Stromheizung‘ und ‚Extremszenario Luft-Wärmepumpe‘ noch kritische Engpässe auf. Die Stromauslastung an der Mittelspannungsleitung beträgt bei dieser Betriebsweise über alle Szenario-Kombinationen durchschnittlich **82%**. Die einzelnen Abweichungen bewegen sich im Bereich zwischen 23% und 201%. Die Abweichung der berechneten Spannung von der Soll-Spannung im Niederspannungsbereich liegt hier durchschnittlich bei **3,4%**. Die Einzelwerte betragen mindestens 0,9% und höchstens 8,2% (vgl. ebd.).

Es ist anzunehmen, dass diese Vielzahl an Strom- und Spannungsempässen maßgeblich in der Struktur des städtischen Modellnetzes begründet liegen. Die Bevölkerungsdichte ist hier mit

über 14000 Einwohner je km² sehr hoch (vgl. Kap. 3.2.5). Dementsprechend ist, im Verhältnis zur Größe des Netzgebietes bzw. der verwendeten elektrischen Betriebsmittel, eine sehr hohe Zahl einzelner Haushalte angeschlossen. Jeder Ortsnetztransformator muss im städtischen Modellnetz die Anzahl von 420 Haushalten versorgen (vgl. Kap. 3.2.5). Da insgesamt 9 Ortsnetze im Modellnetz vorhanden sind, ergibt sich daraus eine Gesamtzahl angebundener Haushalte von 3780. Hinzu kommt, dass das Netz in Strahlenform, ohne jegliche Vermaschung oder Ringe, angelegt ist. Es wird somit lediglich von einem Einspeisepunkt über einen 40 MVA Regeltransformator vom vorgelagerten 110 kV-Netz versorgt.

Beeinflussung des vorstädtischen Verteilnetzes

Im vorstädtischen Modellnetz treten mit Abstand am wenigsten Engpassituationen aller untersuchten Netze auf. Es wird durch den vermehrten Einsatz elektrifizierter Wärmetechnologien also kaum beeinflusst. Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen zeigen, dass es bei keinem der 128 dort insgesamt untersuchten Szenario-Kombinationen zu kritischen Grenzwertüberschreitungen kommt. Im direkten Vergleich zu den Ergebnissen des städtischen Netzes zeigt sich, dass insbesondere die stromseitigen Belastungen um ein vielfaches geringer sind. Aber auch die Spannungsabweichungen fallen deutlich niedriger aus, als dies im städtischen Modellnetz der Fall ist (vgl. Kap. 4.1.2).

Unter monovalenter Betriebsweise zeigt sich am Messpunkt am Mittelspannungsstrang A1 eine durchschnittliche Stromauslastung aller 64 Szenario-Kombinationen von knapp **7%**. Die Einzelwerte betragen minimal 1% und maximal 17%. Die durchschnittliche Abweichung der Kombinationen von der Soll-Spannung im Niederspannungsbereich liegt bei **2,4%**. Die kleinste Abweichung aller Einzelkombinationen beträgt 0,3%, die größte 6,1%. Unter bivalenter Betriebsweise sind diese Werte entsprechend noch geringer. So kann hinsichtlich der Stromauslastung im Mittelspannungsbereich über alle Kombinationen hinweg ein durchschnittlicher Wert von **4%** berechnet werden. Der kleinste Einzelwert liegt bei 1%, der größte bei 9%. Die durchschnittliche Abweichung der berechneten Spannung vom Sollwert liegt in der Niederspannungsleitung am Netzende bei **1,4%**. Die Abweichungen der einzelnen Kombinationen liegen zwischen minimal 0,4% und maximal 3,3% (vgl. ebd.).

Die großen Unterschiede hinsichtlich der Auslastung zeigen sich insbesondere bei Betrachtung der vier untersuchten extremen Basisszenarien 100% Stromheizung, 100% Luft-Wärmepumpe, 100% Erd-Wärmepumpe und 100% Mikro-BHKW. Führt diese im städtischen Netz, vor allem

im monovalenten Betrieb, bei nahezu allen untersuchten Kombinationen zu hohen Grenzwertüberschreitungen, so sind diese im vorstädtischen Netz unter beiden Betriebsweisen zulässig. Ein stärkerer Zusammenhang zwischen Strom- und Spannungsauslastung wie dies beim städtischen Modellnetz der Fall ist, kann hier nicht festgestellt werden (vgl. ebd.).

Die geringen Netzauslastungen sind höchstwahrscheinlich ebenfalls maßgeblich strukturbedingt. So ist die Netzform hier zwar analog zu der des städtischen Netzes. Es existiert ebenfalls lediglich ein Einspeisepunkt vom vorgelagerten 110 kV-Netz, außerdem sind keine größeren Vermaschungen vorhanden. Der zentrale Unterschied dieses Modellnetzes im Vergleich zum städtischen Netz ist jedoch die deutlich geringere Bevölkerungsdichte. Anstatt einer Zahl von über 14000, wird hier nur von 217 Einwohnern je km² ausgegangen (vgl. Kap. 3.2.5). Somit sind deutlich weniger Verbrauchsstellen bzw. Haushalte im Gesamtnetz angeschlossen. Je Ortsnetztransformator sind dies 40 Haushalte. Mit ebenfalls 9 Ortsnetzen und Ortsnetztransformatoren ergibt sich insgesamt eine Zahl von 360 angeschlossenen Haushalten. Dies entspricht einer um mehr als den Faktor 10 verringerten Anzahl im Vergleich zum städtischen Netz. Die geringe Netzauslastung ist auch dadurch bedingt, dass die Nennspannung auf der Mittelspannungsleitung im vorstädtischen Netz mit 20 kV doppelt so hoch ist wie im städtischen. Die geringen Spannungsabweichungen ergeben sich außerdem auf Grund der relativ kurzen Leitungslängen und dadurch entsprechend geringen Widerstände. So sind die Abstände der Hausanschlüsse zueinander in den Niederspannungs-Ortsnetzen nicht viel größer sind als dies beim städtischen Netz der Fall ist (vgl. Kap. 3.2.4). Die Leitungslängen in der Mittelspannung entsprechen sogar exakt denen des städtischen Modellnetzes.

Beeinflussung des ländlichen Verteilnetzes

Das ländliche Verteilnetz wird durch elektrifizierte Wärmetechnologien stärker als das vorstädtische, jedoch weniger stark als das städtische Modellnetz beeinflusst. Wie den Ergebnissen entnommen werden kann, tauchen hier insgesamt nur mäßig viele Engpässe auf. Ferner kann festgestellt werden, dass besonders die Stromauslastung, analog zum vorstädtischen Netz, sehr niedrige Werte aufweist. Stromseitig liegen alle der betrachteten Szenario-Kombinationen weit unterhalb der maximal möglichen Auslastung von 100%. Die Normspannung wird im Niederspannungsbereich hingegen in zahlreichen Fällen mit >4% überschritten. Kritische Abweichungen um mehr als 10% sind lediglich beim extremen Basisszenario ‚Stromheizung‘ zu erwarten (vgl. Kap. 4.1.3).

Für die 64 Szenario-Kombinationen unter monovalenter Betriebsweise können folgende, zentralen Werte genannt werden: Die durchschnittliche Stromauslastung zum Beginn der Mittelspannungsleitung beträgt **9%**. Der niedrigste errechnete Wert beträgt 3%, der höchste 23%. Die durchschnittliche Spannungsabweichung ist vergleichbar mit der im städtischen Netz, sie liegt am Messpunkt im Niederspannungsbereich bei einem relativ hohen Wert von **5,2%**. Die geringste Abweichung weist den Wert von 0,8% auf, die höchste liegt bei 13,7%. Dieselben Szenario-Kombinationen führen bei bivalenter Betriebsweise im Mittelspannungsnetz zu einer durchschnittlichen Stromauslastung von **5%**. Die einzelnen Auslastungen bewegen sich im Bereich von 3 bis 12%. Spannungsseitig liegt im Niederspannungsbereich am Leitungsende eine durchschnittliche Abweichung von der Nennspannung in Höhe von **3%** vor. Der kleinste Einzelwert beträgt 0,9%, der größte 7,1% (vgl. ebd.).

Es ist zu erkennen, dass die Abweichungen von der Nennspannung im ländlichen Modellnetz relativ hoch sind. Sie liegen durchschnittlich um mehr als den Faktor zwei höher, als im vorstädtischen Netz. Die Spannungsabweichungen bewegen sich damit fast in derselben Größenordnung wie dies beim städtischen Modellnetz der Fall ist. Beim ländlichen wie auch beim städtischen Modellnetz treten die meisten Spannungsabweichungen im monovalenten Betrieb unter den Basisszenarien 1-6 auf (vgl. ebd.). Da im ländlichen Netz bei diesen Basisszenarien die Stromauslastung aber gering bis sehr gering ist, kann hier keine stärkere Korrelation der Größen Strom und Spannung erkannt werden (vgl. ebd.).

Das ländliche Modellnetz weist einige Gemeinsamkeiten mit den beiden anderen Modellnetzen auf. So ist dieses ebenfalls, wie auch das vorstädtische und städtische Netz, in Strahlenform angelegt. Somit sind auch im ländlichen Netz keine Vermaschungen vorhanden und es existiert lediglich ein Einspeisepunkt vom vorgelagerten Hochspannungsnetz. Hinsichtlich der Struktur weist das ländliche Modellnetz jedoch einige Besonderheiten auf. Die Bevölkerungsdichte ist mit 52 Einwohnern je km² sehr gering. Dementsprechend existieren deutlich größere Abstände zwischen den Ortsnetztransformatoren im Mittelspannungsnetz, sowie zwischen den einzelnen Hausanschlüssen in den Niederspannungsnetzen. Die Mittelspannungsleitung des Gesamtnetzes ist zudem in zwei Abschnitte unterteilt (vgl. Kap. 3.2.4). Insgesamt sind im ländlichen Modellnetz mit einer Zahl von 58 über sechsmal mehr Ortsnetztransformatoren sowie dazugehörige Ortsnetze vorhanden. Je Ortsnetztransformator sind 10 Haushalte angeschlossen, damit ergibt sich eine Gesamtzahl aller im Netz angeschlossenen Haushalte von 580. Auf Grund der relativ hohen Anzahl der angeschlossenen Haushalte bei gleichzeitig sehr großen Leitungslängen, sowohl im Mittel- wie auch im Niederspannungsbereich, treten im

ländlichen Modellverteilnetz hohe Wirk- und Blindwiderstände auf. Die Spannung fällt somit bis zum Messpunkt am Ende des Leitungsnetzes stark ab. Im Ergebnis sind hiermit die hohen Spannungsabweichungen zu erklären.

6. Schlussfolgerungen

Konträr zu den Aussagen der befragten Netzbetreiber (vgl. Kap. 4.1.2 und 4.1.3), zeigen die Ergebnisse der Lastflussberechnungen (vgl. Kap. 4.2.1 bis 4.2.3), dass langfristig, in einem weitgehend von elektrifizierten Wärmetechnologien beherrschten Wärmemarkt, zumindest an den kältesten Tagen im Jahr mit Engpässen in Verteilnetzen gerechnet werden muss. Unter der Voraussetzung, dass die Versorgungssicherheit für die Bevölkerung auch mit hohen Anteilen elektrifizierter Wärmetechnologien in Zukunft jederzeit gewährleistet werden soll, sind deshalb gewisse Empfehlungen sowie Restriktionen zu nennen:

So ist insbesondere bei sehr hoher Bevölkerungsdichte im **städtischen Netz eine bivalente Betriebsweise sinnvoll. Außerdem empfiehlt sich ein Mix der elektrifizierten Wärmetechnologien.** Die alleinige Deckung des Wärmebedarfs über Stromheizungen, Luft/Erd-Wärmepumpen oder Mikro-BHKW mittels monovalenter Betriebsweise sollte in städtischen Gebieten grundsätzlich vermieden werden (vgl. Kap. 4.2.1). Es zeigt sich, dass Mixe von monovalent betriebenen elektrifizierten Wärmetechnologien vor allem in städtischen Wohngebieten mit überwiegend sehr gut gedämmten Gebäuden bzw. Neubauten möglich sind (vgl. ebd.). Unter bivalentem Betrieb ist in städtisch geprägten Verteilnetzgebieten darauf zu achten, dass die Wärmeversorgung nicht alleine mittels Stromheizung oder Luft-Wärmepumpen erfolgt. Sämtliche Technologie-Mixe sind bivalent ohne Einschränkungen realisierbar (vgl. ebd.). **Um Wärmebedarfsspitzen abzudecken, könnten in städtischen Verteilnetzgebieten unterstützend zu elektrifizierten Wärmetechnologien weiterhin etwa Biomasse- oder Gaskessel zum Einsatz kommen.**

Für Verteilnetze mit vorstädtischer Struktur und einer mittleren Bevölkerungsdichte gelten keine Restriktionen. Hier können die elektrifizierten Wärmetechnologien Stromheizung, Luft- und Erdwärmepumpen und Mikro-BHKW bzw. sämtliche Mixe dieser Technologien unter monovalenter oder bivalenter Betriebsweise zur Deckung des Wärmebedarfs genutzt werden, ohne dass es zu kritischen Engpässen kommt (vgl. Kap. 4.2.2).

Dementsprechend besteht hier keine Notwendigkeit zur Installation unterstützender ‚nicht-elektrifizierter‘ Wärmetechnologien.

In ländlichen Verteilnetzgebieten mit geringer Bevölkerungsdichte ist grundsätzlich ebenfalls eine bivalente Betriebsweise der elektrifizierten Wärmetechnologien zu präferieren. Um Engpässen vorzubeugen, sollte die Wärmeversorgung nicht allein mittels monovalent

betriebenen Stromheizungen erfolgen (vgl. Kap. 4.2.3). Auch ein flächendeckender Einsatz monovalent betriebener Luft-Wärmepumpen ist in Gebieten mit ländlichen Verteilnetzstrukturen und einer eher älteren, schlecht gedämmten Gebäudestruktur bestenfalls zu vermeiden (vgl. ebd.). Unter bivalenter Betriebsweise sind im ländlichen Netz sämtliche untersuchte Wärmetechnologien bzw. Mixe dieser Technologien möglich.

Bei monovalentem Betrieb können oben genannte konventionelle bzw. sonstige stromunabhängige Wärmetechnologien auch hier zur Abdeckung von Wärmebedarfsspitzen eingesetzt werden.

Um Engpässen grundsätzlich entgegenzuwirken, kann die Kapazität von Verteilnetzen mittels verschiedener Maßnahmen erhöht werden. Konkret sind hierzu folgende Aktionen möglich (vgl. Kap. 2.3.3): Netzverstärkung, Austausch von Transformatoren, Einsatz von spannungsregelnden Verteilnetztransformatoren, lokales bzw. zentrales Blindleistungsmanagement.

Literaturverzeichnis

- AGEB (März 2013) Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2010 und 2011, Berlin.
- Agricola A-C, Höflich B, Richard P, Völker J (2012) dena-Verteilnetzstudie; Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030, Berlin.
- Baade W (1997) Elektrische Raumheiztechnik; Installieren - Warten - Prüfen, Berlin.
- BDH (2015) Gesamtbestand zentraler Wärmeerzeuger 2015. Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V. http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen_pdf/gesamtzahl_waermeerzeuger_2015.pdf. Zugegriffen: 15. Februar 2017.
- BMWi (2013) Energie in Deutschland; Trends und Hintergründe zur Energieversorgung, Berlin.
- BMWi (2017) Energiedaten: Gesamtausgabe.
- Breisig V, Claudy P, Kohlmorgen P, Tillner S, Uhr P, Zein M (2015) Energiewende-Outlook: Kurzstudie Wärme.
- Brockmann KL (2015) Deutschland braucht eine Wärmewende. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). <https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Newsroom/Chancen/W%C3%A4rmewende/>. Zugegriffen: 02. August 2017.
- BWP e.V. (2016) Anteil der Wärmepumpen im Neubau in Deutschland in den Jahren 2007 bis 2015. Bundesverband Wärmepumpe e.V. <http://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/neubau-statistik-2015-waermepumpen-anteil-bleibt-stabil/>. Zugegriffen: 09. März 2017.
- Crastan V (2012) Elektrische Energieversorgung 1; Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- Diefenbach N, Großklos M, Grafe M, Müller A, Born R, Ruppert H, Graf K-M, Krzikalla N (2017) Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und - nachfrage im Wohngebäudesektor, Darmstadt.

Eder W, Moser F (1979) Die Wärmepumpe in der Verfahrenstechnik, Wien u.a.

(2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.

Flick U (2009) Sozialforschung : Methoden und Anwendungen ; ein Überblick für die BA-Studiengänge. Rowohlt-Taschenbuch-Verl., Reinbek bei Hamburg.

Gerhardt N, Sandau F, Becker S, Scholz A, Schuhmacher P, Schmidt D, Deutsch M (2017) Wärmewende 2030; Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel-und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor, Berlin.

(2008) Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich; EEWärmeG.

Gochermann J (2016) Expedition Energiewende. Springer Spektrum, Wiesbaden.

Gorris V, Jacob A (2013) BWP-Branchenstudie 2013; Szenarien und politische Handlungsempfehlungen, Berlin.

Gradmann H, Müller A (2012) Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt; Die Wärmepumpe als Schlüsseltechnologie für Lastmanagement im Haushalt.

Graichen P, Kleiner MM, Podewils C (2016) Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015; Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016, Berlin.

Helfferich C (2014) Leitfaden- und Experteninterviews. Springer Fachmedien, Wiesbaden.

Hoffmann R (2009) Heizen mit der Wärmepumpe; Leicht gemacht, Geld und Ärger gespart! Franzis Verlag GmbH, Poing.

IWU GmbH (2017) IWU-Modell EE-Gebäude-Zukunft. Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) GmbH.

Mayring P (2015) Qualitative Inhaltsanalyse; Grundlagen und Techniken, Weinheim u.a.

Mayring P, Fenzl T (2014) Qualitative Inhaltsanalyse. Springer Fachmedien, Wiesbaden.

Ochsner K (2007) Wärmepumpen in der Heizungstechnik; Praxishandbuch für Installateure und Planer, Heidelberg.

Oeding D, Oswald B (2011) Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.

Panos K (2013) Praxisbuch Energiewirtschaft; Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg.

Quaschnig V (2016) Sektorkopplung durch die Energiewende; Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung, Berlin.

Ruppert H, Graf K-M (2017) Vereinfachtes Excel-Modell zur statischen Lastflussberechnung in Verteilnetzen bei Nutzung verschiedener elektrifizierter Wärmetechnologien in Haushalten. Hochschule Darmstadt.

Sandrock M, Westholm H, Kunz C (2015) METAANALYSE: Energiewende im Wärmesektor, Berlin.

Schuberth J, Kaschenz H (2008) Elektrische Wärmepumpen – eine erneuerbare Energie?; Wie ist die Umweltbilanz elektrischer Wärmepumpen im Vergleich zu anderen Heizungssystemen?, Dessau.

Suttor W, Johler M, Weisenberger D (2007) Das Mini-Blockheizkraftwerk; Eine Heizung, die Ihr Geld verdient, Heidelberg.

Tenbohlen S, Brunner M, Schmidt M, Henzler T (2015) Be- und Entlastung elektrischer Verteilnetze durch Wärmepumpen bei der Wärmeerzeugung in Wohngebäuden.

Thomas B (2007) Mini-Blockheizkraftwerke; Grundlagen, Gerätetechnik, Betriebsdaten, Würzburg.

Wieland T, Otto F, Fickert L, Schuster TK (2013) Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene, Wien.

Anhang

Anhang A: Interview-Leitfaden Verteilnetzbetreiber (VNB)

Einleitend

- **Hintergrund**

Literatur, welche die elektrischen Verteilnetze im Kontext einer Wärmewende und einer dadurch bedingten Zunahme elektrifizierter Wärmetechnologien betrachtet, ist aktuell nur wenig bis gar keine vorhanden. Der Begriff der Wärmewende, deren Einfluss sowie Auswirkungen auf die Verteilnetze sind zum heutigen Zeitpunkt nur schwierig zu bestimmen und höchstwahrscheinlich mit ganz unterschiedlichen Erwartungen seitens der Verteilnetzbetreiber verbunden.

Ziel der Interviews ist es deshalb, die bisherigen Erfahrungen und die zukünftigen Erwartungen der VNB hinsichtlich der Energie- und Wärmewende abzufragen.

- Dazu befrage ich leitende Angestellte bei Verteilnetzbetreibern, welche in den Bereichen Netzplanung, Asset- /Innovationsmanagement bzw. in gleichartiger Position in einem vergleichbaren Bereich mit ähnlichen Aufgaben und Prozessen betraut sind.
- Es erfolgte vorab per Mail die Zusendung einer von mir bekundeten Datenschutzerklärung. Außerdem wurden grobe Kategorien zu den Fragerichtungen vorab per Mail an die VNBs gesandt, sodass diese die Möglichkeit zur Vorbereitung auf das Interview hatten.

Persönliche Angaben über interviewte Person:

- Beruflicher Werdegang der interviewten Person
- Tätigkeitsbezeichnung aktuell, Hauptaufgaben in dieser Tätigkeit
- Anzahl der Jahre die die Person bereits diese Tätigkeit ausübt

Fragenkatalog

1. Wie hat sich die Stromnachfrage in ihrem Netzgebiet ca. über die letzten 10 Jahre entwickelt?
2. Welche Entwicklung konnten Sie in Ihrem Netz hinsichtlich der Installation von dezentralen Erzeugungsanlagen (PV, Wind, etc.) ca. in den letzten 10 Jahren feststellen?
3. Welche Entwicklung konnten Sie in Ihrem Netz hinsichtlich der Installation von Wärmepumpen ca. in den letzten 10 Jahren feststellen?
4. Haben Sie in Ihrem Netz auf Grund der Entwicklungen durch die Energiewende in den letzten Jahren bereits Kapazitätserweiterungen durchführen, bzw. das bestehende Netz ausbauen müssen?
 - 4.1. Falls ja, an welcher Stelle im Netz mussten die Kapazitätserweiterungen meist durchgeführt werden ? Gibt es einen erkennbaren Schwerpunkt für das Auftreten von Engpässen?
(z.B. eher in städtischen, vorstädtischen oder ländlichen Gebieten?)
 - 4.2. Welche elektrischen Betriebsmittel sind von Kapazitätserweiterungen meist betroffen?
(WAS tauschen Sie meist aus ? Transformatoren, Leitungen, beides?)
5. In welchen Bereich bzw. in welches Projekt möchten Sie in den kommenden Jahren besonders stark investieren und warum?
6. Wie gut sehen Sie ihr aktuelles Netz für die Zukunft vor allem im Hinblick auf die Energiewende und eine damit verbundene Sektorenkopplung gerüstet?

Anhang

- 6.1. Rechnen Sie im Rahmen der Energiewende auch mit einer Wärmewende also mit einer Zunahme der strombasierten Wärmeversorgung (z.B. durch Wärmepumpen) in Ihrem Netz?
- 6.2. Sehen Sie in diesem Zusammenhang in der Zukunft eine Zunahme von extremen Belastungssituationen für Ihr Netz bzw. bestimmte Teile Ihres Netzes?

Beispiel : Ein Neubaugebiet mit einem hohen Anteil an Wärmepumpen ist über mehrere Tage am Stück im Winter einer extrem kalten Witterung ausgesetzt und die Wärmepumpe sowie zusätzliche Elektroheizungen / Radiatoren laufen mit maximaler Leistung

7. Berücksichtigen Sie aktuell bei der Planung und Auslegung von neuen elektrischen Betriebsmitteln zukünftige Entwicklungen im Rahmen der Energiewende?
(z.B. Zunahme von dezentraler Einspeisung: Micro-BHKW, PV-Anlagen oder auch die Zunahme von Stromverbrauchern z.B. Wärmepumpen und Haustankstellen für Elektroautos)
 - 7.1. Kalkulieren Sie für die Zukunft in diesem Zusammenhang feste ‚Reserven‘ mit ein?
Falls ja, wie bemessen Sie diese Reserven?
8. Welche sonstigen Schwierigkeiten oder auch positiven Effekte erwarten Sie speziell für Ihr Netz im Zusammenhang mit der Energiewende?

Anhang B: Transkriptionsregeln

- Es wird wörtlich transkribiert.
- Die Interviews werden mit Ausnahmen der genannten Regeln vollständig transkribiert.
- Das Gesprochene wird an das Schriftdeutsch angeglichen und die Satzstellung ggf. berichtigt. Der Dialekt wird ebenfalls an das Schriftdeutsch angeglichen, außer wenn es keine Übersetzung für die entsprechenden Worte gibt.
- Wort- und Satzabbrüche sowie Stottern und Fülllaute (z.B. „äh“, „mhh“, „ja“, „halt“) werden geglättet bzw. ausgelassen. Der Inhalt der Interviews ist entscheidend.
- Zustimmende bzw. bestätigende Lautäußerungen der jeweils nicht sprechenden Person werden nicht transkribiert, sofern sie den Redefluss der befragten Person nicht unterbrechen oder die Antwort auf eine Frage darstellen.
- Die interviewende Person wird durch ein ‚I‘, die befragte Person durch ein ‚B‘ mit Nummer (1-6) gekennzeichnet.
- Anonymisiert wird, indem die Namen von Personen, Städten, Regionen und Unternehmen sowie sonstige zu anonymisierende Angaben mit einem ‚X‘ ersetzt werden. Wenn bekannt ist, welchen Verantwortungsbereich eine Person hat, wird dieser angegeben, z.B. Leiter Netzplanung. Werden unterschiedliche Personen in einem Interview namentlich genannt, werden diese mit unterschiedlichen Buchstaben anonymisiert.
- Einem Sprecherwechsel folgt eine Leerzeile.

Anhang C: Kategoriensystem für die qualitative Inhaltsanalyse

Nummer	Kategorie	Subkategorien
1	Infos zur Person = Textstellen die Infos zum aktuellen Tätigkeitsfeld und der dortigen Beschäftigungszeit des Interviewpartners geben	Aktuelle Tätigkeit
		Anzahl Jahre Tätigkeit im aktuellen Aufgabenbereich
2	Stromabnahme = Textstellen die Infos über die Entwicklung- sowie aktuelle Stromabnahme geben	Entwicklung Stromabnahme
3	Entwicklung EE / dezentrale Erzeugungsanlagen = Textstellen die Infos zur Entwicklung und aktuellen Situation hinsichtlich der Installation/ Bestands von dezentralen Erzeugungsanlagen liefern.	EE – / dezentrale Erzeugungsanlagen aktuell
		Entwicklung EE –/ dezentrale Erzeugungsanlagen
4	Entwicklung Wärmepumpen = Textstellen die Infos zur Entwicklung und aktuellen Situation hinsichtlich der Installation/ Bestands von Wärmepumpen liefern.	Wärmepumpen aktuell
		Entwicklung Wärmepumpen
5	Ausbau und Erweiterungen des bestehenden Netzes im Rahmen der Energiewende = Textstellen die Infos über bisherig durchgeführte Erweiterungen des Netzes auf Grund der Energiewende liefern.	Bisheriger Netzausbau wegen EE – Engpässen (Ja/Nein)
		Spezielle Bereiche in denen Netzausbau notwendig war
		Ausgetauschtes elektrisches Betriebsmittel / Maßnahmen wie Kapazität erweitert wurde
6	Zukünftige Investitionsschwerpunkte- /Vorhaben = Textstellen die Infos über zukünftige Investitionsschwerpunkte liefern	Investitionsbedarf im Netz <ul style="list-style-type: none"> - Allgemein - Auf Grund Energie- /Wärmewende

Anhang

7	<p>Erwartungen hinsichtlich einer zunehmenden Sektorenkopplung durch die Energiewende</p> <p>= Textstellen die die aktuelle Situation hinsichtlich Engpässen bzw. Leistungsgrenzen der VNBs beschreibt und deren Erwartungen und Auswirkungen auf ihr Netz im Hinblick auf eine zunehmende Energiewende und Wärmewende beschreiben</p>	Aktuelle Situation
		Wärmewende
		Erwartungen hinsichtlich extremer Belastungssituationen
8	<p>Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen bei heutiger Planung neuer Netzbereiche</p> <p>= Textstellen, die Rückschlüsse über die aktuelle Situation hinsichtlich den Erwartungen zur zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage bzw. Planung der Auslegung neuer Netzgebiete liefern</p>	Kriterien für die Auslegung von neuen Netzgebieten
		Kalkulation von Reserven bei neuen Netzbereichen
9	<p>Allgemeine Erwartungen im Rahmen der Energiewende</p> <p>= Textstellen die Infos zu den allgemeinen Erwartungen der VNBs im Hinblick auf die Energiewende beschreiben</p>	Aufkommende Problemfelder / Schwierigkeiten
		Hoffnungen / positive Erwartungen