

## **Information Klimateilkonzept Wärme**

Entsprechend „Richtlinie zur Förderung von Klimaschutzprojekten in sozialen, kulturellen und öffentlichen Einrichtungen im Rahmen der Nationalen Klimainitiative“ (Kommunalrichtlinie) durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit gefördert, wurde für die Universitäts- und Hansestadt Greifswald ein Klimaschutzteilkonzept zur Wärmeversorgung in der Kommune erarbeitet.

Für die Universitäts- und Hansestadt Greifswald wurde ein Klimaschutzteilkonzept zur Wärmeversorgung in der Kommune vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit gefördert. Nach Ausschreibung erhielt die Technische Universität München den Auftrag zur Erarbeitung des Konzeptes.

Das Konzept liegt in seiner endgültigen Fassung vor und muss entsprechend der Kommunalrichtlinie im zuständigen Gremium der Kommune, hier dem Ausschuss für Bauen und Umwelt, vorgestellt werden.

Das Konzept sagt aus, dass die Ziele der Bundesregierung zur Verminderung von Treibhausgasen auf dem Wärmesektor in Greifswald insbesondere durch Integration von Power to Heat in die Fernwärmeversorgung auf kommunaler Ebene erreicht werden können. Für die Wärmeversorgung sollen dabei unter anderem Überkapazitäten an Windstrom genutzt werden, die mangels Netzkapazitäten zur Weiterleitung des erzeugten Stromes nicht genutzt werden können, was in Spitzenzeiten zur Zwangsabschaltung von Windkraftanlagen führt. Grundlage dieses Konzeptes ist eine gesetzliche Regelung zur Nutzung sonst abgeregelter Kapazitäten der Windenergie.

**Anlagen:** Klimaschutzteilkonzept, Abschlussbericht (als Datei)



Lehrstuhl für  
Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme



# Abschlussbericht

## Klimaschutzteilkonzept für die Universitäts- und Hansestadt Greifswald

*Eine Studie in Auftrag gegeben durch die Universitäts- und Hansestadt Greifswald*

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz,  
Bau und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



NATIONALE  
**KLIMASCHUTZ**  
INITIATIVE

München, Dezember 2015



Lehrstuhl für  
Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme



## Auftragnehmer

**Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme,**  
Technische Universität München  
**Prof. Dr. Thomas Hamacher**  
Arcisstraße 21  
80333 München

Tel: +49 89 / 289 - 10480  
Fax: +49 89 / 289 - 10489  
E-Mail: [ens@ei.tum.de](mailto:ens@ei.tum.de)

### **Projektkoordination**

Kay Bareiß  
Tel: +49 89 / 289 - 10486  
E-Mail: [Kay.Bareiss@tum.de](mailto:Kay.Bareiss@tum.de)

### **Autoren**

Kay Bareiß  
Thomas Hamacher



# Inhaltsverzeichnis

1	Motivation .....	6
2	Methodisches Vorgehen .....	7
2.1	Variabler Strompreis .....	7
2.2	Gesetzte CO <sub>2</sub> Ziele .....	8
3	Modellannahmen .....	12
4	Kurzcharakteristik der Stadt Greifswald .....	13
4.1	Lage und Raumstruktur .....	13
4.2	Beschäftigungsstruktur .....	13
4.3	Demographische Entwicklung .....	13
4.4	Energiebereitstellung in Greifswald .....	14
4.5	Universität und Klinikum .....	14
5	Analyse des vorliegenden Datensatzes .....	16
5.1	Gebäudedatenbank .....	16
5.2	Gebäudestruktur .....	16
5.3	Zuordnung der Emissionen nach Wärmebedarf .....	17
5.4	Wärmebedarf .....	18
5.5	Energie und CO <sub>2</sub> -Bilanz im Wärmesektor .....	19
5.6	Beschreibung der Fernwärmeabnahme .....	21
5.7	Sanierungsstand .....	22
5.8	Entwicklung der Anforderungen an die Gebäudedämmung .....	26
6	Potentialanalyse der erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern .....	27
6.1	Offshore .....	27
6.2	Onshore .....	28
6.3	Photovoltaik .....	28
7	Transportkapazität des Stromnetzes .....	29
8	Potentialanalyse der erneuerbaren Energien in Greifswald .....	32
8.1	Photovoltaik .....	32
8.2	Solarthermie .....	33
9	Potentialanalyse von Wärmepumpen .....	34
9.1	Luftwärmepumpe .....	34
9.2	Wärmequelle Wasser .....	34
9.3	Erdkollektoren .....	34
9.4	Erdsonden .....	34



10	Wärmespeicher .....	36
10.1	Speicher in Einfamilienhäuser .....	36
10.2	Speicher im Fernwärmebereich .....	36
11	Modellstruktur .....	37
11.1	Die verschiedenen Regionen .....	37
11.2	Greifswald.....	37
11.3	Mecklenburg-Vorpommern.....	38
11.4	Deutschland.....	39
11.5	Verknüpfung der Regionen .....	39
11.6	Eingangsparameter .....	40
11.7	Speicher .....	40
11.8	Darstellung des Ist-Zustands .....	41
11.9	Kosten.....	43
12	Szenarien für die Stadt Greifswald .....	45
12.1	Entwicklungen bis 2020.....	45
12.2	Referenzszenario - moderate Sanierung.....	47
12.3	Alternativszenario - ambitionierte Sanierung (2050).....	47
13	Optimierung .....	48
13.1	Stützjahr 2030 .....	48
13.1.1	Szenario: Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % gegenüber 2011 .....	48
13.1.2	Szenario: Ausbau der Netze nach NEP2023 .....	54
13.2	Jahr 2050: .....	58
13.2.1	Szenario: Nutzung des Überschussstromes von M-V nur im Fernwärmebereich.....	60
13.2.2	Szenario: Nutzung des Überschussstromes in der gesamten Region Greifswald .....	66
14	Alternativszenario - Ambitionierte Sanierung (2050) .....	71
15	Zusammenfassung und Ausblick .....	73
16	Literaturverzeichnis.....	76



# Abkürzungsverzeichnis

CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
EE	Erneuerbarer Energien
EFH	Einfamilienhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung
FW	Fernwärme
GIS	Geoinformationssystem
GMH	Großes Mehrfamilienhaus
KWK	Kraftwärmekopplung
kWp	kilowattpeak
LUNG	Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie
MFH	Mehrfamilienhaus
M-V	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
RES	Referenzenergiesystem
RH	Reihenhaus
SI	Surge Impedance
SIL	Surge Impedance Load
SWG	Stadtwerke Greifswald, Energieeinsparverordnung
Überschussstrom	aufgrund von Netzengpässen ungenutzter Strom



## 1 Motivation

Im Zuge der Energiewende hat sich Deutschland das Ziel gesteckt bis 2020 40 % der gesamten Treibhausgase einzusparen. Bis 2050 ist es notwendig, dass die Industriestaaten 80 % - 95 % ihrer Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 reduzieren, um die globale Erwärmung auf zwei Grad Celsius zu begrenzen. Als Handlungsfelder sind die Bereiche Energiewirtschaft, Industrie und Handel, Gebäude, Verkehr sowie Landwirtschaft und Landnutzung aufgeführt. Für die Deckung der Raumwärme und des Warmwasserbedarfs wurden 2014 etwa 11,4 % der CO<sub>2</sub> Äquivalente im Gebäudesektor emittiert (Bundesministerium für Umwelt, 2015).

Die Universitäts- und Hansestadt Greifswald hat sich bereits dieser Aufgabe gestellt und ein Klimaschutzkonzept aufgestellt. Ziel ist es die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 14 % gegenüber 2005 zu senken (-Stadtbauamt-, 2010). Das Klimaschutzkonzept beschäftigt sich mit der sukzessiven Reduzierung der Treibhausgasemissionen in den Sektoren Wärme, Verkehr sowie Strom bis 2020. Gerade im Wärmesektor waren Energieeinsparungen bisher nur schwer umsetzbar. Dabei kann die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Wärmesektor auf sehr unterschiedliche Weise erfolgen. Die Doktorarbeit MODELLGESTÜTZTE OPTIMIERUNG DES NEUBAUS UND EINSATZES VON ERZEUGUNGSANLAGEN UND SPEICHERN FÜR ELEKTRISCHE UND THERMISCHE ENERGIE IM DEUTSCHEN ENERGIESYSTEM gezeigt (Heilek, 2015) hat gezeigt, dass eine Kopplung vom Strom- und Wärmesektor über die konventionell KWK hinaus, durch die vermehrte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien für beide Bereiche erhebliche Vorteile bringt. Aus diesem Grund wurde diese Studie beantragt, um die „Anpassung der Greifswalder Fernwärmesysteme an die Erfordernisse des kommunalen Klimaschutzkonzeptes vor dem Hintergrund der bundesweiten Energiewende“ zu untersuchen. Ziel der Studie ist unter Einbeziehung weiterer Prognosen bezüglich der Energieversorgungsstruktur Potentiale zu ermitteln, um auf wissenschaftlicher Ebene eine Aussage bezüglich der Senkung von Treibhausgasemissionen im Bereich des Wärmesektors zu treffen.

Dabei spielen drei Entwicklungen eine besondere Rolle:

1. Der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energien im Stromsektor hat zu einer drastischen Veränderung der Börsenpreise für Strom geführt. Insbesondere bei einer starken Einspeisung von Wind- und/oder Sonnenenergie führt die produzierte Strommenge zu sinkenden Strompreisen. Dies gefährdet zum einen die Geschäftsmodelle konventioneller Kraftwerke, zum anderen eröffnet es die Möglichkeit den Strom in diesen Stunden auch für neue Aufgaben zu nutzen.
2. Bis zu welcher Grenze macht die energetische Gebäudesanierung Sinn? Die Kosten der Gebäudesanierung steigen oft stark an, wenn ein bestimmter Sanierungsgrad überschritten ist. Dann stellt sich die Frage, ob nicht die Nutzung anderer Möglichkeiten, wie z.B. der vermehrte Einsatz erneuerbarer Energien sinnvoller ist, als eine weitere Sanierung.
3. Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung wird langfristig eine drastische Reduktion der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen erwartet. Dadurch wird der noch heute existierende Emissionsvorteil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Zukunft nicht mehr gelten.



## 2 Methodisches Vorgehen

Um die zentralen Fragen angehen zu können, wird ein gekoppeltes Strom-Wärme-Modell von Greifswald entwickelt. Dieses Modell soll insbesondere die Möglichkeit einer flexiblen Kraftwärmekopplung (KWK) unter Einsatz von Wärmespeichern und dem Einsatz von erneuerbarem Strom zur Wärmeerzeugung untersuchen. Das Modell basiert auf dem Modellgenerator urbs, der am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme entwickelt wird. Zunächst wird die momentane Wärmeversorgung der Stadt (Ist-Zustand) abgebildet. Dabei wird die Stadt in zwei Bereiche aufgeteilt. Der eine Teil der Stadt wird über die bestehende Fernwärmestruktur (FW) versorgt. Für den andere Teil der Stadt werden alle Einzelerzeugungsanlagen zusammengefasst. Um ein Strompotential abschätzen zu können, müssen Annahmen über den weiteren Ausbaupfad der erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern getroffen werden. Die Untersuchungen werden für die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 durchgeführt.

Die Entwicklung der Wärmenachfrage wird auf Basis einer existierenden Gebäudedatenbank der Stadt Greifswald durchgeführt. Für die Stromerzeugung in Mecklenburg-Vorpommern spielt insbesondere die weitere Entwicklung der Windenergie eine große Rolle. Diese wird stark mit der weiteren Entwicklung des deutschen Stromnetzes zusammenhängen. Nur wenn ausreichend Leitungskapazitäten bereitstehen, um den erzeugten Strom in die Verbrauchsschwerpunkte zu transportieren, werden auch weitere Erzeugungsanlagen gebaut. Hier wird sich ein Gleichgewicht zwischen der weiteren Entwicklung der Netzkapazitäten und der Auslastungsdauer der Stromnetze einstellen. Für diese Betrachtung ist insbesondere der Anteil des Stromes von Bedeutung, der nicht abtransportiert werden kann und der zurzeit nicht vor Ort genutzt werden kann. Die erhebliche Unsicherheit bei diesen Größen wird durch Variationsrechnungen abgebildet.

Mit Hilfe dieses Modells werden zwei Szenarien für die zukünftige Entwicklung in Greifswald aufgestellt. Das erste Szenario soll als Referenzszenario davon ausgehen, dass insbesondere die weite Ausdehnung der Fernwärmeversorgung bestehen bleibt, die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fernwärme stetig sinken und langfristig eine gute Balance aus erneuerbarer und effizienter Fernwärme und sinnvollen Gebäudesanierungen die Erreichung ambitionierter Minderungsziele gewährleistet. In den Gebäuden außerhalb der Fernwärmebereiche kommen alternative Technologien wie Wärmepumpen zum Einsatz. Das Alternativszenario geht davon aus, dass die Fernwärme noch einige Jahre ihre Dominanz behält, dann aber ambitionierte Gebäudesanierungen die Wärmedichte in der Stadt so stark reduzieren, dass ein Rückbau des Fernwärmenetzes notwendig wird. Das Netz bleibt daraufhin nur in wenigen Inseln bestehen, ansonsten setzen sich alternative Heiztechnologien durch.

Prinzipiell gibt es zwei verschiedene Arten diese interessante Fragestellung anzugehen.

### 2.1 Variabler Strompreis

Die eine Herangehensweise geht von der Prämisse aus, dass die fluktuierende Stromerzeugung zu einem variablen Strompreis im deutschen Strommarkt führt. In Zeiten eines günstigen Strompreises, welcher unter dem eines äquivalenten Brennstoffes liegt, kann dieser Strom genutzt werden und z.B. in Quarterspeichern elektrochemisch gespeichert werden (Abbildung 1). Eine weitere Möglichkeit diesen Strom zu nutzen ist die Umwandlung des Stroms in Wärme (Power-to-Heat). Diese kann direkt zur Wärmebedarfsdeckung eingesetzt werden oder durch einen Wärmespeicher für eine zeitlich verzögerte Wärmelastdeckung genutzt werden.



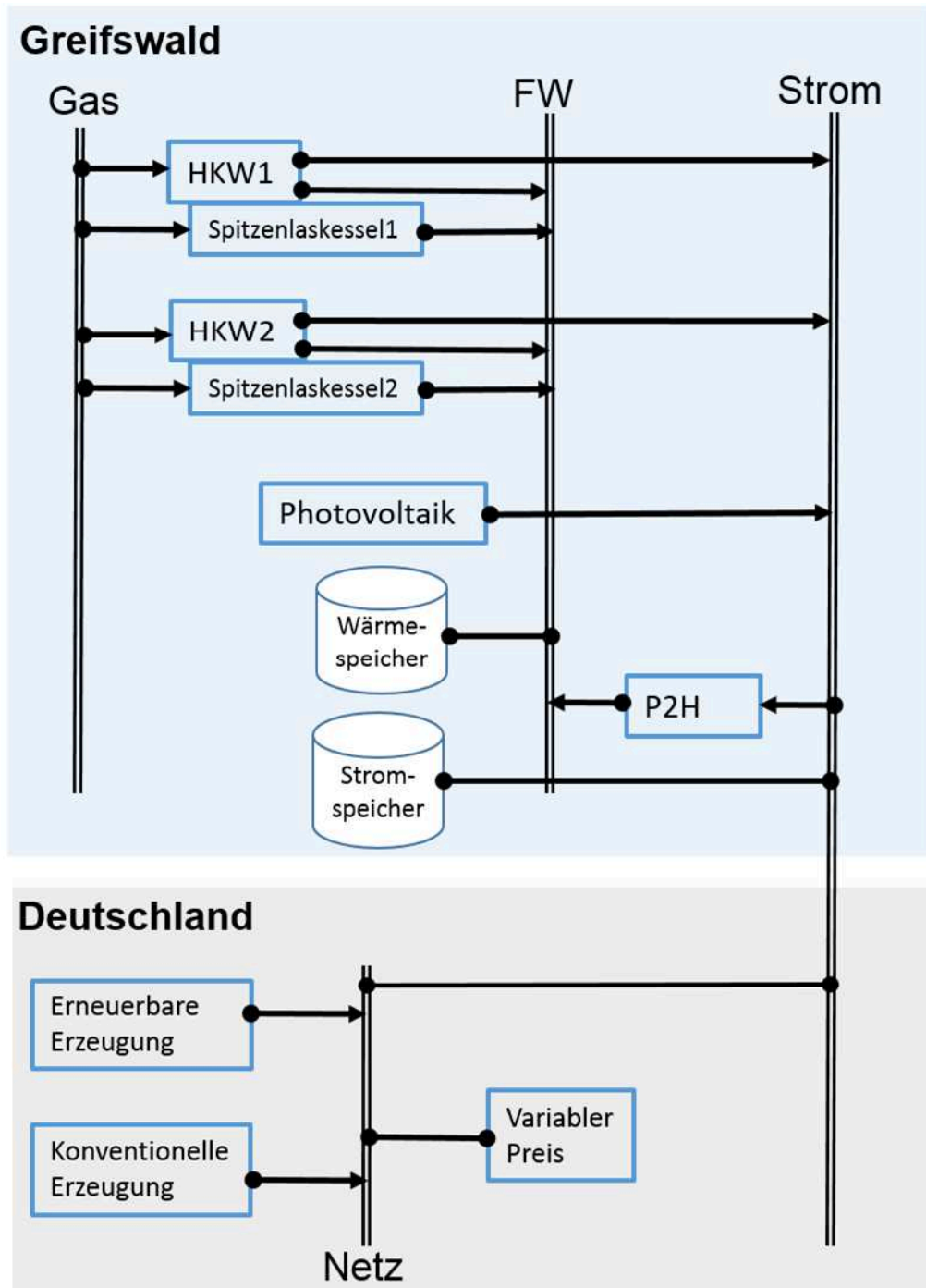
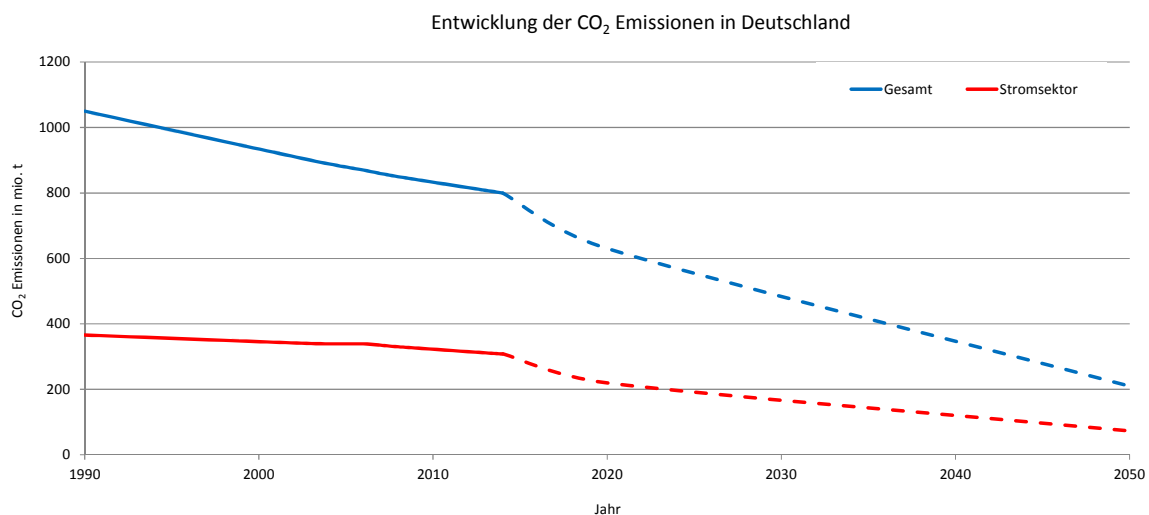


Abbildung 1: RES - Durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Strom kommt es zu stark fluktuierenden Strompreises im deutschen Strompreis.

## 2.2 Gesetzte CO<sub>2</sub> Ziele

Der zweite Ansatz vereinfacht die Wechselwirkung zwischen Strom- und Wärmesektor. Dabei wird unterstellt, dass es Zeiten gibt in denen Strom sehr günstig aus erneuerbaren Energien zu Verfügung steht und dann auch im Wärmesektor genutzt werden kann. In unserem Fall sind dies die Zeiten, wenn die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen mehr Strom erzeugen als genutzt oder transportiert werden kann. Die Modellierung konzentriert sich ganz auf den Wärmesektor um die Frage zu

beantworten, wie durch den Einsatz von Power-to-Heat mit Wärmespeichern dieser Strom so genutzt werden kann, dass er zu einer erheblichen Dekarbonisierung der Fernwärme führen kann. Damit ist dies verglichen mit der ersten Methode eine untere Abschätzung des Potentials. Sie hat den besonderen Charme, dass ohne betriebswirtschaftliche Details der Stadtwerke bereits sinnvolle Aussagen getroffen werden können. Unter der Prämisse, dass der spezifische CO<sub>2</sub> Wert im Wärmesektor aufgrund gesetzlicher Vorgaben stetig sinkt (Klimaschutzziel), werden im Wärmesektor von Greifswald harte CO<sub>2</sub> Grenzen gesetzt, die zu erreichen sind. In Abbildung 2 ist die mögliche Entwicklung des gesamten CO<sub>2</sub> Ausstoßes Deutschlands sowie der des Stromsektor abgebildet (Bundesumweltamt). Für 2020 wurde 60 % des Ausstoßes von 1990 angesetzt. Für das Jahr 2050 wurde dementsprechend 20 % angesetzt. Wird die Entwicklung des Stromsektors auf den Wärmesektor übertragen, so wäre bis zum Jahr 2050 im Wärmesektor eine Senkung der CO<sub>2</sub> Emissionen in Greifswald von 80 % gegenüber 1990 zu erreichen. Es wird somit ein Schwerpunkt auf die mögliche Nutzung des Stromüberschusses gelegt und weniger auf exakte betriebswirtschaftliche Prozesse. Anhand der Leitungskapazitäten der Stromleitungen von Mecklenburg-Vorpommern in die angrenzenden Bundesländer wird ein regional nutzbarer Strom für Power-to-Heat Prozesse ermittelt, der Vorort genutzt werden kann.



**Abbildung 2: Mögliche Entwicklung der CO<sub>2</sub> Emissionen Deutschlands um die Klimaschutzziele zu erreichen**

Was beide Vorgehensweisen gemeinsam haben, ist der über die Jahre stetige Ausbau an Erzeugungskapazität erneuerbarer Technologien. Durch den hohen Anteil an erneuerbarem Strom wird der spezifische Emissionswert des deutschen Strommixes über die nächsten Jahre stetig abnehmen. Letztendlich wird dies dazu führen, dass der Strom je nach Anteil seiner Erzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Anlagen mit einem schwankenden spezifischen CO<sub>2</sub> Wert beaufschlagt ist. Daraus resultiert, dass die Kraftwärmekopplung ihren Status als effiziente Technologie so nicht mehr halten kann.

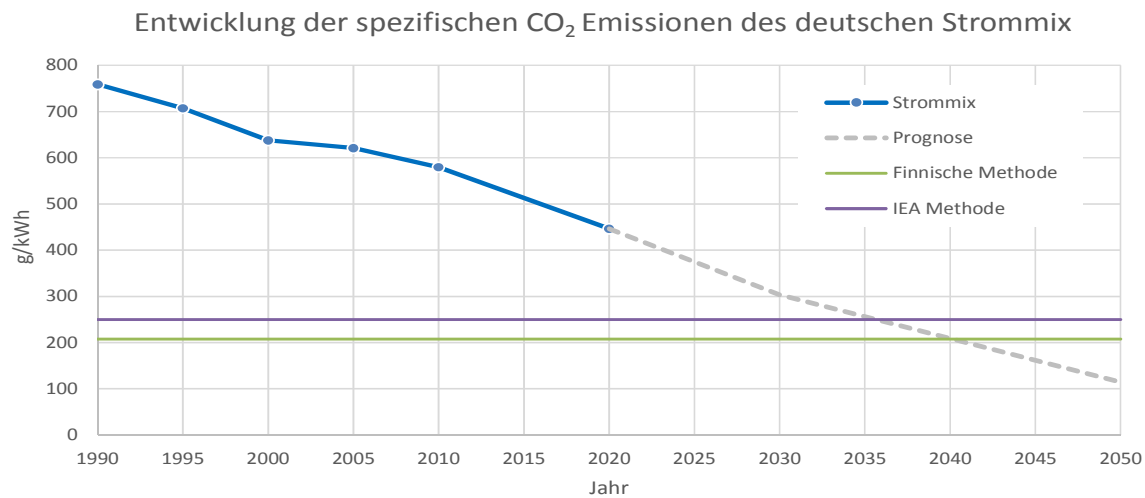


Abbildung 3: Entwicklung der spezifischen Emissionen des Strommixes und der Allokationsmethoden

Zur Berechnung der CO<sub>2</sub> Emissionen eines gekoppelten Kraftwärme Prozesses gibt es nach VDI 4661 „keine Methode, die insgesamt, d.h. nach thermodynamischen wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien gleichermaßen zwingend anzuwenden wäre“. Daher wurden eine Vielzahl von Methoden entwickelt um die gekoppelte Bereitstellung von Strom und Wärme zu bewerten. Die Methode nach der Internationale Energieagentur (IEA) geht davon aus, die CO<sub>2</sub> Emissionen des Ausgangsstoffes anteilig (A) auf die Produkte aufgeteilt werden. (Mauch, Roger, Wiesemeyer, & Schwentzek, 2010) Wird diese Methode mit dem Brennstoff Gas exemplarisch durchgespielt, ergeben sich nach den Parametern aus Tabelle 1 sowohl für die Wärmeseite als auch für die Stromseite spezifische Emissionen in Höhe von 250 g/kWh (Formel 1). Nach dieser Berechnungsmethode wird ab dem Jahr 2039 Strom aus der KWK höhere Emissionen als der Durchschnittswert des deutschen Strommix haben.

Tabelle 1: Parameter eines KWK Prozesses

Brennstoff	Spezifischen CO <sub>2</sub> (g/kWh)	$\eta_{th}$	$\eta_{el}$
Gas	200	0,5	0,3

$$A_{el} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th} + \eta_{el}} = 0,375$$

Formel 1

$$CO_{2,el} = A_{el} \cdot spez. CO_{2,Gas} \cdot 1 kWh_{Gas} = 75 g$$

$$spez. CO_{2,el} = \frac{CO_{2,el}}{\eta_{el} \cdot 1 kWh_{Gas}} = 250 g/KWh$$

Wird die finnische Methode genutzt, so kommt es aufgrund einer Verschiebung der spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen zugunsten der Wärmeseite bereits im Jahr 2035 zu einer Ineffizienz dieser Technologie. Die finnische Methode (Formel 2) zieht einen Vergleich zu den Wirkungsgraden der Anlagen einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Die thermische Seite schneidet in diesem Fall wesentlich besser ab. Aufgrund der spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen der Fernwärme in Greifswald scheint, unter den



angenommenen Wirkungsgraden, diese Methodik als Grundlage verwendet worden sein. Vorteil dieser Methode ist, eine deutlich effizientere Wärmeerzeugung mit 208 g/kWh CO<sub>2</sub> Ausstoß.

**Tabelle 2: Nutzungsgrade für Referenzerzeugungsanlage**

$\eta_{th,Ref}$	$\eta_{el,Ref}$
0,82	0,525

$$PEE^1 = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,Ref}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,Ref}}} = 0,15$$

Formel 2

$$A_{el} = (1 - PEE) \cdot \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,Ref}} = 0,48$$

$$CO_{2,el} = A_{el} \cdot \text{spez. } CO_{2,Gas} \cdot 1 \text{ kWh}_{Gas} = 96,7 \text{ g}$$

$$\text{spez. } CO_{2,el} = \frac{CO_{2,el}}{\eta_{el} \cdot 1 \text{ kWh}_{Gas}} = 322 \text{ g/KWh}$$

$$A_{th} = (1 - PEE) \cdot \frac{\eta_{th}}{\eta_{th,Ref}} = 0,52$$

Formel 3

$$CO_{2,el} = A_{th} \cdot \text{spez. } CO_{2,Gas} \cdot 1 \text{ kWh}_{Gas} = 104 \text{ g}$$

$$\text{spez. } CO_{2,el} = \frac{CO_{2,th}}{\eta_{th} \cdot 1 \text{ kWh}_{Gas}} = 208 \text{ g/KWh}$$

---

<sup>1</sup> Primärenergieeinsparung



### 3 Modellannahmen

Für die Beantwortung der Fragestellung „Wie ein CO<sub>2</sub> Reduktion im Wärmesektor erfolgen kann“ wird das am Lehrstuhl entwickelte Optimierungsmodell (urbs) genutzt. Das Modell minimiert Investitions- und Betriebskosten und baut davon abhängig Wärme- bzw. Stromerzeugungsanlagen aus, wobei nur ein Modelljahr betrachtet wird. Die Investitionskosten werden dabei durch eine Annuitätenmethode für das Jahr berechnet.

Die Modellergebnisse hängen stark von den Modellannahmen ab, die im Folgenden näher erläutert werden.

Eine harte Grenze innerhalb des Modells sind die gesetzten CO<sub>2</sub> Emissionen welche sich an den beschriebenen Klimazielen orientieren. Ein weiterer Punkt sind die Wärmegestehungskosten für die einzelnen Technologien. Diese sind maßgeblich für die Zielfunktion des Modells. Um die Realität bestmöglich abzubilden, werden Potentialabschätzungen bezüglich Stromerzeugungseinheiten sowie Stromleitungskapazitäten getroffen. Diese betreffen die Bereiche Solarthermie, Photovoltaik und Wärmepumpen. In diesem Kapitel wird anhand eines Geoinformationssystem(GIS) Aussagen über die Abschätzungen getroffen. Das Potential des abzuregelnden Überschussstromes wird in diesem Fall durch den Ausbau der Erneuerbaren in Mecklenburg-Vorpommern gesetzt und zum anderen durch die begrenzten Kapazitäten der Übertragungsleitungen zu den angrenzenden Nachbarregionen. Dies wird zu Zeiten führen, in dem ein regionaler Stromüberschuss auftritt. Für die Stadt Greifswald selbst liegt eine Gebäudedatenbank mit integriertem Wärmekataster vor. Mithilfe dieser kann das Sanierungspotential ermittelt werden und Aussagen zur Wärmeversorgung getroffen werden.



## 4 Kurzcharakteristik der Stadt Greifswald

### 4.1 Lage und Raumstruktur

Die kreisfreie Universitäts- und Hansestadt Greifswald ist die fünftgrößte Stadt Mecklenburg-Vorpommerns und liegt direkt an der Ostsee am Greifswalder Bodden. Die geographische Lage der Stadt liegt bei 54° 05' nördlicher Breite und 13° 22' östlicher Länge auf einer Höhe von etwa 20 m ü. NN. Die Fläche des Stadtgebietes beträgt etwa 50,5 km<sup>2</sup>. Die Bevölkerungszahl blieb in den letzten Jahren bei 60.538 Einwohnern inklusiv Nebenwohnsitze ziemlich konstant (Reif-Dietzel, 2015).

### 4.2 Beschäftigungsstruktur

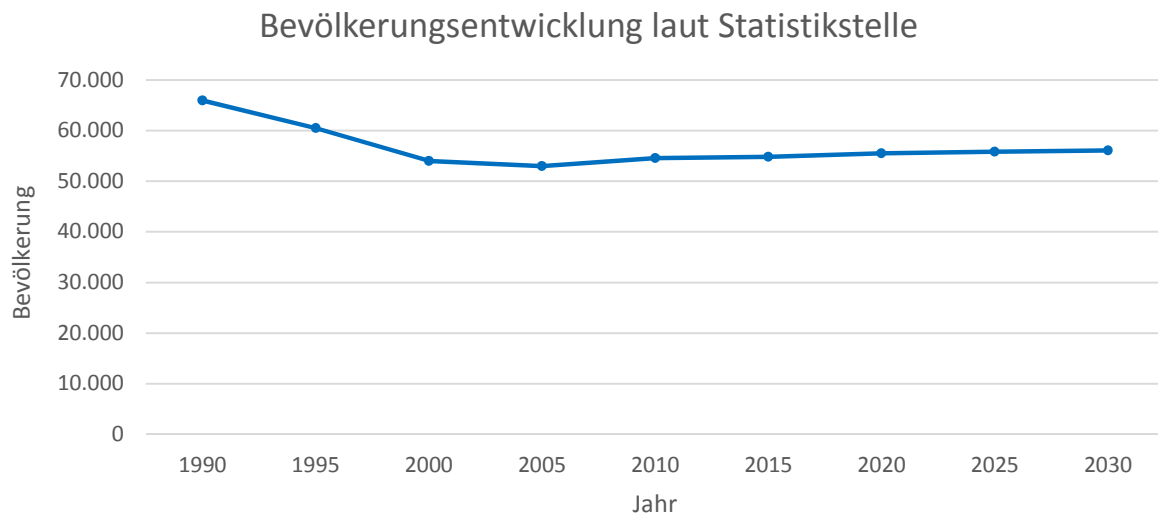
Die Zahl der sozialversicherungspflichtigen Arbeitnehmer in Greifswald ergab für das Jahr 2014 rund 26.200. Dabei nimmt der Dienstleistungsbereich eine wichtige Rolle ein. 86 % der Beschäftigten sind in diesem Bereich tätig und nur 13 % in einem produzierenden Gewerbe. Große Effekte durch Industrie treten in Greifswald keine auf (Tabelle 3).

Tabelle 3: Sozialversicherungspflichtige Beschäftigte in Greifswald (Herrmann, 2015)

Branche	Bestand 2014
<b>Land- und Forstwirtschaft, Fischerei</b>	26
<b>Produzierendes Gewerbe</b>	3.547
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe	2.563
Verarbeitendes Gewerbe	2.239
Baugewerbe	984
<b>Dienstleistungsbereiche</b>	22.602
Handel, Verkehr und Gastgewerbe	3.547
Information und Kommunikation	378
<b>Insgesamt</b>	26.175

### 4.3 Demographische Entwicklung

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Bevölkerung bis zum Jahr 2030. Dabei ist die Bevölkerungsprognose anhand eines Simulationsmodells mit dem Basisjahr 2011 berechnet worden (Rümenapp, 2014). Dieses Modell ist für den Landkreis Vorpommern-Greifswald gültig und bildet in verschiedenen Abstufungen die Raumstruktur bis auf Stadtebene ab. Insgesamt nimmt für den Landkreis die Bevölkerung bis zum Jahr 2030 um 8,9 % ab. Jedoch kann Greifswald durch Zuwanderungsgewinne seine Bevölkerung auf einem konstanten Wert halten (Rümenapp, 2014).



**Abbildung 4: Bevölkerungsentwicklung der Stadt Greifswald**

Es ist denkbar, dass es durch das Angebot an erneuerbaren Energien und somit günstigen Energiekosten zu einer Steigerung der Attraktivität des Standortes kommt.

#### 4.4 Energiebereitstellung in Greifswald

Die Energiebereitstellung erfolgt in Greifswald über vier zentrale Erzeugungseinheiten. Die installierten Leistungen dieser Anlagen sind in Tabelle 4 aufgeführt ([www.sw-greifswald.de](http://www.sw-greifswald.de)).

**Tabelle 4: Erzeugungseinheiten Greifswald**

Anlage	Therm. Leistung (MW)	Elektr. Leistung (MW)
HKW Helmshäger Berg	125,0	13,8
BHKW Jungfernweise	4,6	4,3
Greifswalder Thermoinsel	5,7	0,7
BHKW Altstadt	26,7	4,6
<b>Gesamt</b>	<b>162</b>	<b>23,4</b>

#### 4.5 Universität und Klinikum

Die Ernst-Moritz-Arndt-Universität (EMAU) in Greifswald wurde 1456 gegründet und zählt damit zu einer der ältesten Universitäten Deutschlands. Die Anzahl der Studierenden stieg in den letzten Jahren stetig und erreicht im Jahr 2015 einen Stand von 11.200 Studenten. Mit der Gründung der Universität und der Fakultät der Medizin hat dies bis heute Auswirkung auf das Klinikum. Das Uniklinikum umfasst 21 Kliniken und 19 Institute. Etwa 15 % der eingeschriebenen Studenten studieren an der medizinischen Fakultät. Der Zustrom an Studenten spiegelt sich auch in der Entwicklung des Wärmebedarfs wieder. Die Universität sowie das Uniklinikums hatten im Jahr 2008 einen zu deckenden Wärmebedarf in Höhe von 39 GWh. Im Jahr 2011 waren es bereits 45 GWh. Aufgrund der Versorgung durch die Fernwärme können die Gesamtemissionen für Wärme auf einem moderaten



Wert von 9.500 t gehalten werden. Die Stromabnahme stieg in diesem Zeitraum von 24 GWh auf 30 GWh, was in etwa 15 % des städtischen Gesamtstromverbrauchs ausmacht (Reif-Dietzel, 2015).





## 5 Analyse des vorliegenden Datensatzes

Die Grundlage der Analyse zur Wärmenachfrage bilden die Gebäudedatenbank und die Treibhausgasemissionen. Die Gebäudedatenbank beinhaltet zudem ein Wärmekataster in welchen der Versorgungsträger der jeweiligen Heiztechnologie eingepflegt ist.

### 5.1 Gebäudedatenbank

Ausgangspunkt für die Bestimmung des ortsbezogenen Wärmebedarfs ist das von der Stadt Greifswald zur Verfügung gestellte Wärmekataster. Dieses Kataster ist eine Erweiterung der bestehenden Datenbank und bietet unter anderen gebäudescharfe Informationen zu Wärmebedarfen, Versorgungsträgern, Baualtersklassen und Sanierungszuständen der Liegenschaften.

Ein Ausschnitt aus der verwendeten Gebäudedatenbank mit Wärmekataster ist in Tabelle 5 dargestellt. Der vorliegende Gebäudedatensatz gibt Aufschluss über Potentiale im Bereich des Energieverbrauchs sowie mögliche Einsparpotentiale. Die geographische Lage der Gebäude ist durch die Adresse gegeben und liefert weitere Möglichkeiten Gebietsstrukturen zu analysieren.

Tabelle 5: Ausschnitt der Gebäudedatenbank Greifswald

ID	Adresse <sup>2</sup>	Wärme (KWh/m <sup>2</sup> a)	Baualtersklasse	Sanierung	...
1	Lange Str. x	56	2001	vollsaniert	...
2	Dubnaring y	143	1970	teilsaniert	...
3	Birnenweg z	191	1990	unsaniert	...

Ausschlaggebend für die Ergebnisse ist die Qualität der Eingangsdaten der Datenbank. Ergebnisse können dabei der Wärmebedarf eines Gebäudes oder eines Stadtviertels sein. Über den Versorgungsträger können Rückschlüsse bezüglich der CO<sub>2</sub> Emissionen getroffen werden. Sanierungsstände und Baualtersklassen sind wegweisend für Potentiale hinsichtlich der Energiereduktion thermischer Art.

### 5.2 Gebäudestruktur

Das vorhandene Wärmekataster umfasst 20.459 Datensätze, von denen für 11.589 Gebäude ein Wärmebedarf ausgewiesen ist. Für die Bestimmung des Wärmebedarfs werden nur diese Werte herangezogen. Daher sind die restlichen Gebäude aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen. In dem vorliegenden Datensatz sind Gebäude mit dem Typ: „EFH“, „RH“, „MFH“, „GMH“, „HH“, „Nebengebäude“, „öffentliche Gebäude“ benannt, deren Verteilung aus Abbildung 5 zu entnehmen ist.

---

<sup>2</sup> Aufgrund des Datenschutzes wurde keine Hausnummer angegeben.

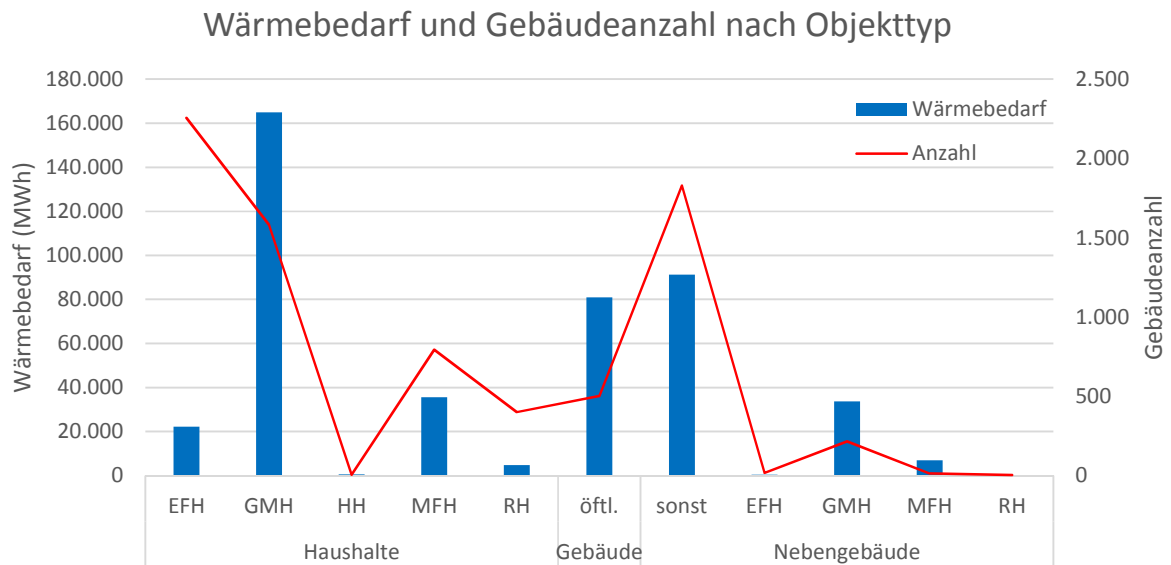


Abbildung 5 Anzahl von Gebäudetypen in Abhängigkeit ihres Heizwärmebedarfs

Auffällig sind die zahlreichen Gebäude die den Typ „Nebengebäude“ aufweisen. Einige dieser Gebäude verfügen über eine Wärmenachfrage. Für relevante Einsparpotentiale gelten Gebäude mit kleinen Flächen aufgrund des geringen Wärmebedarfs als unattraktiv. An dem, bereits in der Arbeit BUSCH angewandte Verfahren, nur Gebäude mit einer Grundfläche größer als 30 m<sup>2</sup> für die Wärmebilanz zu betrachten, wird festgehalten. Insgesamt ergibt sich ein über alle Gebäudetypen kumulierter Wärmebedarf des gefilterten Datensatzes von 470 GWh pro Jahr.

### 5.3 Zuordnung der Emissionen nach Wärmebedarf

Anhand des Wärmekatasters kann ein Emissionskataster der Stadt Greifswald erstellt werden. Dabei wird der jährliche Wärmebedarf eines jeden Gebäudes seinem Schwerpunkt zugeordnet und das Produkt mit dem spezifischen Emissionswert des jeweiligen Versorgungsträgers (Tabelle 6) gebildet. Anschließend wird die Stadt Greifswald in ein 100 m x 100 m Raster aufgeteilt. Den einzelnen Rasterzellen wird das Produkt (die emittierte Treibhausgasmenge) ihren Schwerpunkten nach zugeordnet. Greifswald wird somit in 1743 Raster aufgeteilt, deren Einfärbung von grün bis rot aufsteigend die emittierte Treibhausgasmenge darstellt (Abbildung 6).



Abbildung 6: Emissionskataster der Stadt Greifswald



Es ist offensichtlich, dass gerade in der Innenstadt sehr viel Treibhausgas emittiert wird und zu den Rändern hin abflacht. Auffällig ist zudem noch, dass südlich der Innenstadt, im Industriegebiet, mittlere bis hohe CO<sub>2</sub> Konzentrationen auftreten. Große CO<sub>2</sub> Mengen lassen sich entweder auf einen hohen Wärmebedarf und/oder auf ineffiziente Heiztechnologien zurückführen. Fernwärme gilt zurzeit als umweltfreundliche Technologie um Wärme für Haushalte und Gewerbe bereitzustellen.

**Tabelle 6: spezifische CO<sub>2</sub> Emissionen der Heiztechnologien**

Heiztechnologie	Spezifische CO <sub>2</sub> Emissionen (kg/MWh)
Fernwärme	207,14
Gasheizungen	241,21
Ölheizung	373,68
Elektroheizung	600
Holzheizung	16,40
Kohleheizung	466,22
Wärmepumpen	150

## 5.4 Wärmebedarf

Der Wärmebedarf eines Gebäudes setzt sich aus einem Anteil für den Heizwärmebedarf sowie den Brauchwasserbedarf zusammen. Der spezifische Wärmebedarf bildet sich aus dem Quotienten von Wärmebedarf und Energiebezugsfläche und gibt Rückschlüsse auf die Energieeffizienz des Gebäudes. Bei dem Greifswalder Wärmekataster wurde der Heizwärmebedarf über eine modifizierte Gebäudetypenmethode entwickelt (-Stadtbauamt-, 2010). Der Wärmebedarf der betrachteten Gebäude beträgt 470 GWh, von denen 155 GWh keinem eindeutigen Gebäudetyp zugewiesen werden können. Anhand der teilweise vorliegenden Adressen werden Stichproben durchgeführt und mit einer Stadtkarte von Greifswald verglichen. Dabei wurden alle Gebäude in den Stichprobe berücksichtigt.

Auffällig ist ein in der Gebäudedatenbank ausgewiesener Heizwärmebedarf von 270 GWh, der keiner Heiztechnologie zugewiesen werden kann. Aus diesem Grund wird ein Vergleich zwischen den Werten des Heizwärmekatasters und der Daten der Treibhausgasbilanz 2011 von Greifswald gezogen (Reif-Dietzel, 2015). Abbildung 7 macht deutlich, dass der nicht zugewiesene Teil hauptsächlich auf Erdgas und Fernwärme entfällt. Um den hohen Detaillierungsgrad der gebäudescharfen Versorgungsstruktur beizubehalten wird basierend auf einer Karte des Fernwärmebestands die Datenbank georeferenziert vervollständigt (Stadtwerke Greifswald, 2015). Durch diese Maßnahme wird der gesamte Fernwärmabsatz auf 255 GWh bestimmt, wodurch eine Übereinstimmung gegenüber der Treibhausgasbilanz von 98,89 % erzielt wird. Ein geringer Überhang auf Seiten des Wärmekatasters gegenüber der Treibhausgasbilanz von 3 GWh bleibt bestehen. Im gesamten besteht zwischen der Datenbank und der Treibhausgasbilanz eine Differenz in der Wärmeabnahme von 13 GWh. Für weitere Untersuchungen werden die Werte der erweiterten Datenbank genutzt.

Tabelle 7: Energiebilanz der Gebiete unterschiedlicher Wärmeversorgung in Greifswald

Versorgungsgebiet	Wärmebedarf (GWh)	Emissionen (t)	Gebäudefläche (m <sup>2</sup> )	Anzahl Gebäude
Fernwärmeregion	255	52.840	901.315	2.420
Dezentral	216	57.172	1.316.045	9.159

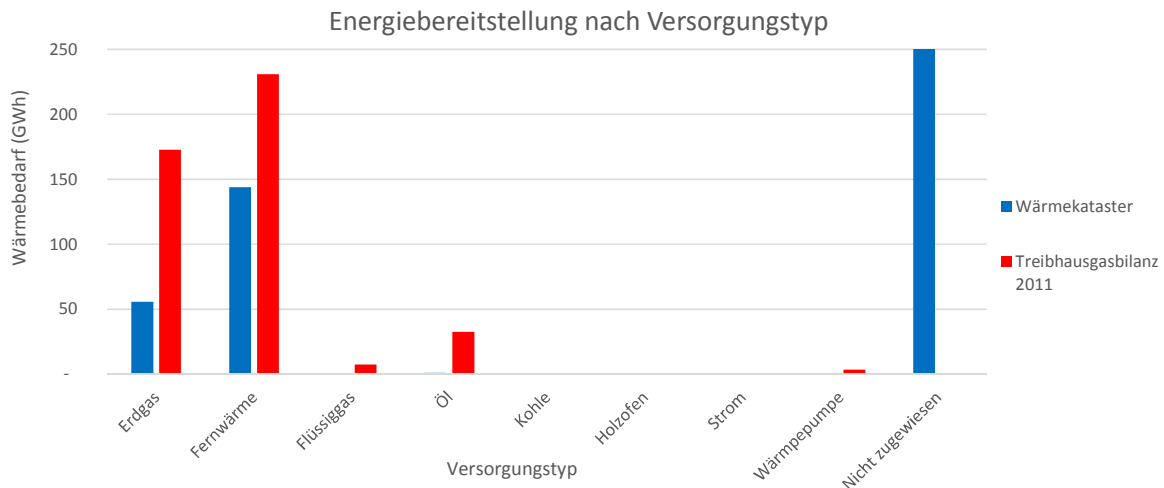


Abbildung 7: Vergleich der Daten zur Energiebereitstellung des Wärmekatasters und der Treibhausgasbilanz 2011

## 5.5 Energie und CO<sub>2</sub>-Bilanz im Wärmesektor

Das Erreichen der Klimaschutzziele und damit verbunden eine Reduktion der Treibhausgasemissionen kann auf zwei Wegen erreicht werden. Zum einen kann durch Sanierung der Energiebedarf des Wärmesektors soweit reduziert werden, um das jeweilig gesteckte Klimaziel zu erreichen. Zum anderen kann durch die Nutzung erneuerbarer und effizienterer Heiztechnologien dieses Ziel erreicht werden. Die Stadt Greifswald hat beschlossen bis 2020 ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen um 14 % gegenüber 2005 zu senken. Der Zielwert über alle Sektoren für das Jahr 2020 entspricht 259.721 t CO<sub>2</sub>. Durch einen Maßnahmenkatalog wurden die Emissionen auf die verschiedenen Verbrauchssektoren verteilt. Auf den Wärmesektor entfielen dabei geforderte Minderungen von 25.500 t CO<sub>2</sub>. Dies entspricht einer Reduktion der CO<sub>2</sub> Menge im Wärmesektor um etwa 24 %.

Tabelle 8: Ziele des beschlossenen Klimaschutzkonzeptes bis 2020 (Stand 2010)

Ziele	CO <sub>2</sub> Einsparung (t)
Senkung des Raumwärmebedarfs	10.000
Umweltsatzung	7.500
Dekarbonisierung der Fernwärme	6.000
Modernisierung der Heizanlagen:	2.000
<b>Gesamt</b>	<b>25.500</b>

Die neuste Treibhausgasbilanz aus dem Jahr 2011 zeigt, dass die Emissionen im Wärmesektor auf 111.337 t angestiegen sind. Allerdings konnten im Verkehrssektor 17 % CO<sub>2</sub> eingespart werden, wodurch sich die CO<sub>2</sub> Bilanz der Stadt Greifswald in etwa auf den Ausgangswert von 2005 einpendeln konnte. Allerdings schließt das auf ein großes vorhandenes Potential der CO<sub>2</sub> Einsparung im Wärmesektor. Abbildung 8 zeigt die bisherige und zukünftig geforderte Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Sektor Wärme sowie des Ausstoßes der gesamten Emissionen der Stadt Greifswald

## CO<sub>2</sub> Emissionen Greifswald

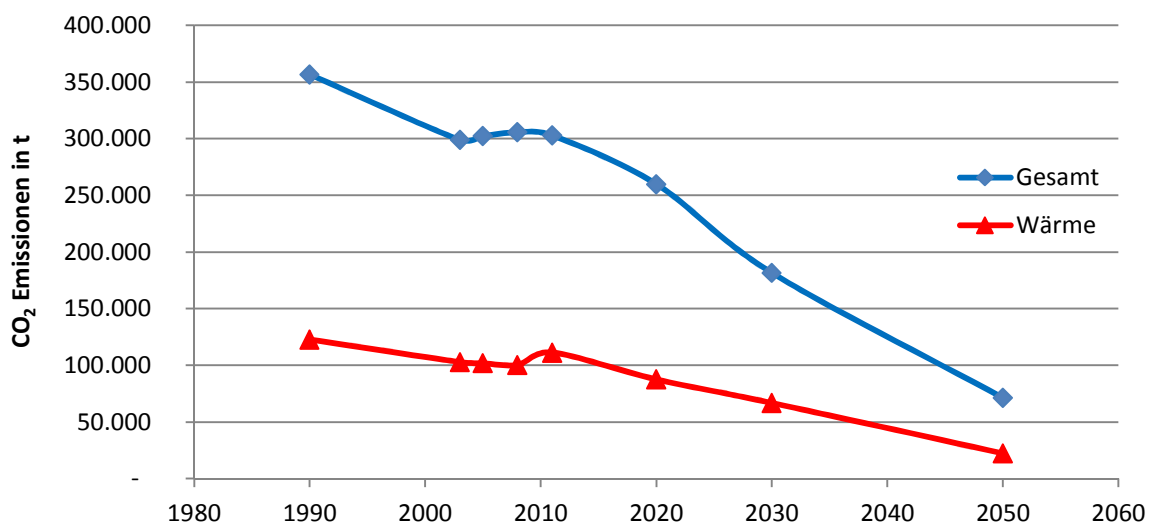


Abbildung 8: Ziele der Treibhausgasemissionen der nächsten Jahre

Da im Wärmesektor der CO<sub>2</sub> Ausstoß pro Kopf von 1990 gegenüber dem von 2011 ungefähr gleichgeblieben ist, kann der Einfachheit halber für das Jahr 2050 von einer Reduktion der Treibhausgasemission gegenüber 2011 um 80 % ausgegangen werden. Für das Stützjahr 2030 wird von einer Reduktion um 40 % ausgegangen.



Tabelle 9: Zahlenwerte der Treibhausgasziele der nächsten Jahre

Jahr	Wärmesektor [t]	Gesamt [t]	Bevölkerung	CO <sub>2</sub> /p.P.
1990	122.752	356.744	66.500	1,85
2003	102.882	298.998	<i>Keine Angaben</i>	<i>Entfällt</i>
2005	101.860	302.326	59.998	1,67
2008	100.328	305.625	<i>Keine Angaben</i>	<i>Entfällt</i>
2011	111.337	302.859	60.538	1,84
2020	87.600 <sup>3</sup>	181.715	<i>Abhängig vom Szenario</i>	<i>Entfällt</i>
2050	22.267 <sup>4</sup>	71.349	<i>Keine Prognose</i>	<i>Entfällt</i>

## 5.6 Beschreibung der Fernwärmeabnahme

Der Einsatz der Fernwärme hängt stark von der Dichte der Nachfrage ab, die entweder auf eine Fläche bezogen werden kann oder auf einen Straßenabschnitt. Hier wird aus den Informationen der Gebäudedatenbank und der unterstellten Sanierungsaktivitäten eine Nachfragedichte für die Modelljahre entwickelt. Der jährliche Wärmebedarf eines jeden Gebäudes wird seinem Schwerpunkt zugeordnet. Anschließend werden die individuellen Wärmebedarfe der Gebäudeschwerpunkte auf die bestehenden 100 m x 100 m Raster projiziert. Von den 1743 Rastern in denen der gesamte Wärmebedarf der Stadt enthalten ist, existieren 797 Raster mit einer ausreichend hohen Wärmenachfrage, so dass sich dort eine rentable Fernwärme etablieren kann (Abbildung 9). Wie im LEITFADEN ENERGIENUTZUNGSPLAN (Technische Universität München, 2011) dargestellt wurde. Die Mindestabnahmemenge an Wärme für einen wirtschaftlichen Fernwärmebetrieb wurde auf 150 MWh pro Hektar und Jahr angenommen. Folglich ist eine Nutzung der Fernwärmetechnologie mit zeitgleicher Reduktion des Wärmebedarfs kontrovers. Durch die teilweise hohen Aufwendungen bei Sanierungsaktivität sinkt der flächenspezifische Jahresverbrauch wodurch sich die Wirtschaftlichkeit und somit die bestehenden Fernwärmeinfrastruktur verändern wird.

<sup>3</sup> Klimaschutzziel des Klimaschutzkonzeptes

<sup>4</sup> Nach dem Klimaschutzziel Deutschlands – Reduktion der CO<sub>2</sub> Emissionen gegenüber 1990 um 80 %

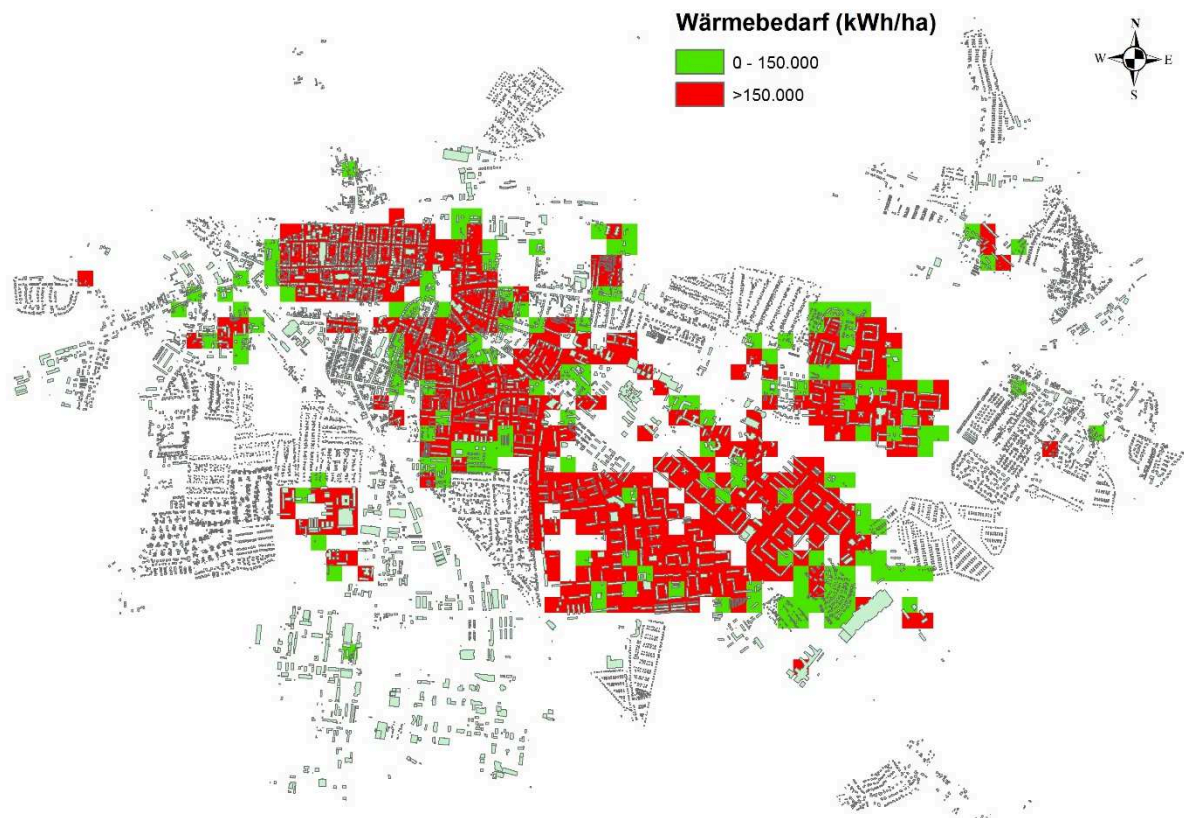


Abbildung 9: Fernwärmefachfrage im Gebäudebestand

## 5.7 Sanierungsstand

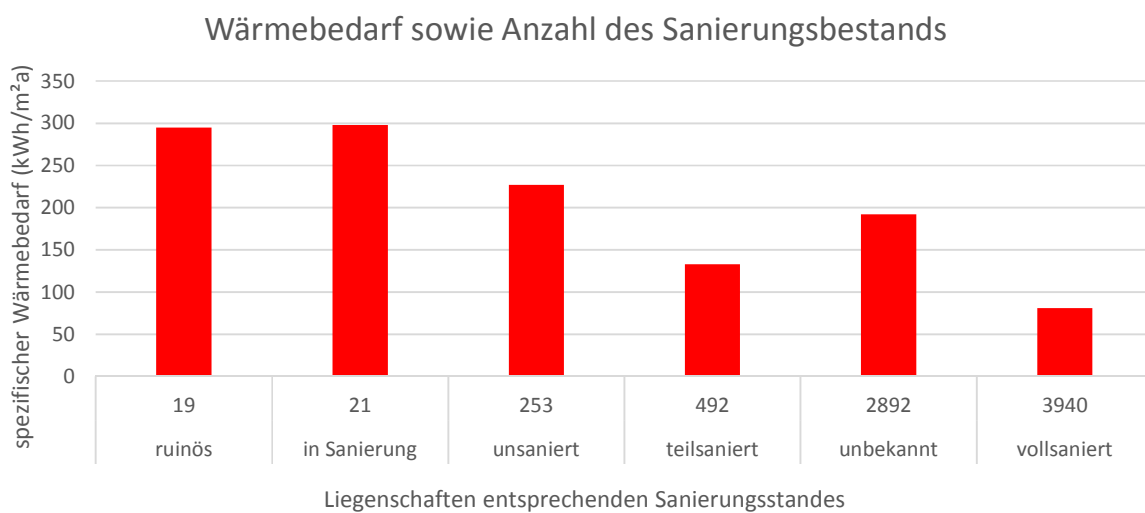


Abbildung 10: Aufschlüsselung nach Sanierungsbestand und spezifischen Wärmebedarf (Mittelwert) in Greifswald

Der Sanierungszustand der Gebäude in Greifswald ist nur teilweise erfasst. Ungefähr 38 % der Gebäude sind einem unbekanntem Sanierungsstand zugeordnet (Abbildung 10). Ähnlich verhält es sich mit den Baualterklassen (Abbildung 11) auch hier besteht eine Lücke in der Datenerfassung.

## Baualtersklasse

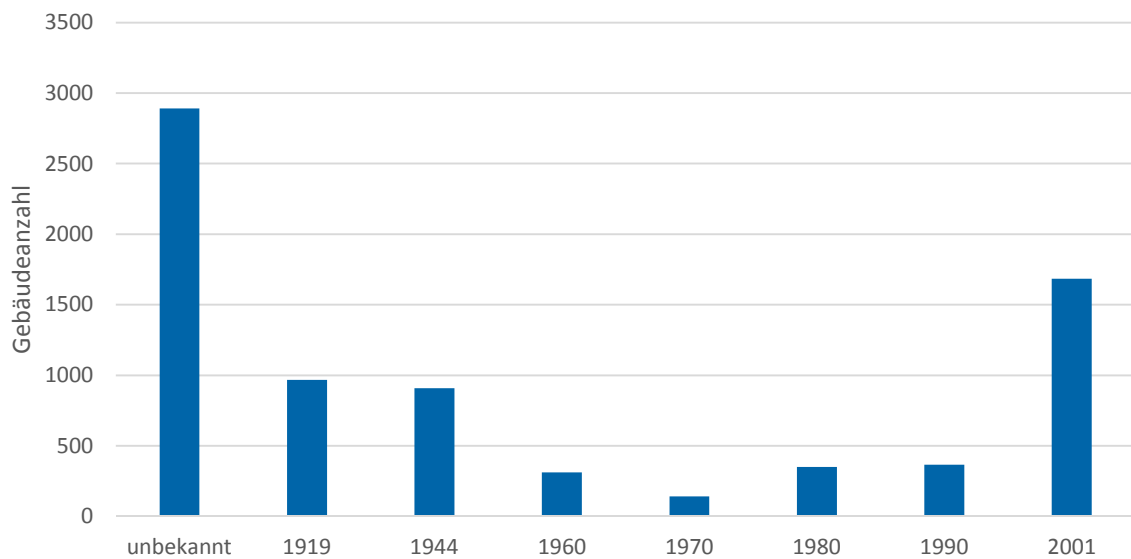


Abbildung 11: Gebäudebestand der Stadt Greifswald nach Baualtersklassen aus der Gebäudedatenbank

Da zur Ermittlung der Sanierungskosten die Bruttogeschossflächen aufgeschlüsselt nach Baualtersklasse, Gebäudetyt und Sanierungsstand notwendig sind, werden die ausgewiesenen Flächen aus dem KLIMASCHUTZKONZEPT (-Stadtbauamt-, 2010) übernommen, da hier bereits diese Werte berechnet wurden. Dabei wird die beheizte Fläche als Nettobezugsfläche aufgefasst und in eine Bruttogeschossfläche umgerechnet. Da der spezifische Wärmebedarf vom Sanierungsstand des Gebäudes abhängig ist, wird das Sanierungspotential genauer betrachtet. In der Gebäudedatenbank sind mehrere Sanierungsszenarien hinterlegt. In diesen Szenarien sinkt der gesamte Wärmebedarf im Wärmekataster um einen entsprechenden Wert. Zwei Sanierungsszenarien sowie die deren Auswirkung auf den Gesamtwärmebedarf der Stadt sind in Abbildung 12 zu sehen.

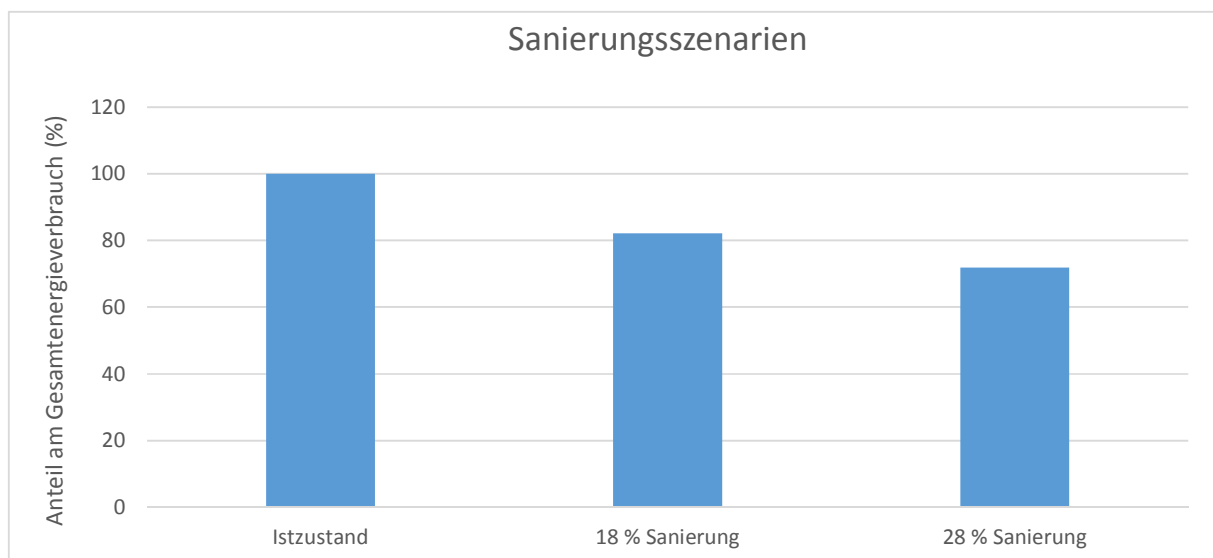


Abbildung 12 Auswirkungen der ausgewiesenen Sanierungsszenarien auf den Wärmebedarf des Gebäudebestandes





Für das Referenzszenario im Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass alle unsanierten Gebäude in einen teilsanierten Zustand (TLS) überführt werden. Dabei sinkt der Wärmebedarf um 18 %. Von dieser Sanierungsmaßnahme sind 471.085 m<sup>2</sup> Bruttogeschossfläche betroffen. Für das Jahr 2050 sind für das Referenzszenario 654.488 m<sup>2</sup> in einen vollsanierten Zustand (VLS) zu überführen. Durch diese Maßnahme sinkt der Wärmebedarf um 28 %. Diese Fläche setzt sich aus der unsanierten sowie teilsanierte Bruttogeschossfläche zusammen. Der Wärmebedarf wird somit durch diese Sanierungsmaßnahmen schrittweise in mehreren Zyklen über die Jahre gesenkt. Die Sanierungskosten werden über einen Kostenansatz bestimmt, der sich auf die zu sanierende Bruttogeschossflächen bezieht. Dabei wurde aus bisherigen Projekten ein Kostenansatz in Abhängigkeit von Baualterklasse, Sanierungsstufe und Gebäudetyp gewählt. In Tabelle 10 ist für den Gebäudetyp Einfamilienhäuser (EFH) die Bruttogeschossfläche (BF) der jeweiligen Gebäude mit entsprechenden Sanierungsstand (unsaniert/vollsaniiert) aufgelistet. Die Bruttogeschossflächen der Sanierungszustände werden mit einem Baualter abhängigen Flächenpreis beaufschlagt. Die Kosten für die Überführung in den jeweiligen Sanierungsstand (TLS/VLS) werden so für jeden Gebäudetyp ermittelt.

**Tabelle 10: Sanierungskosten der EFH in Abhängigkeit von Baujahr, Bruttogeschossfläche und Sanierungsstand**

EFH	Unsanierte Gebäude			Teilsanierte Gebäude	
	BF (m <sup>2</sup> )	Kosten TLS (€)	Kosten VLS (€)	BF (m <sup>2</sup> )	Kosten VLS (€)
<b>1900-1919</b>	7467	1.651.290	1.917.373	6430	1.651.018
<b>1920-1944</b>	5645	1.289.091	1.492.311	4176	1.104.041
<b>1945-1960</b>	8384	1.792.992	2.103.691	2740	687.623
<b>1961-1970</b>	88	18.545	21.716	409	100.851
<b>1971-1980</b>	161	34.785	40.603	296	74.438
<b>1981-1990</b>	0	0	0	0	0
<b>1991-2000</b>	1536	376.687	424.737	1079	298.431

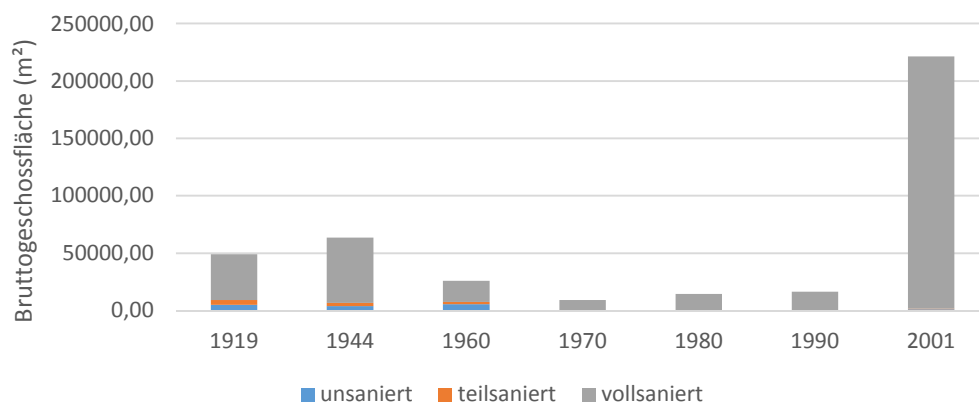
Um eine drastische Wärmereduktion von 80 % zu erreichen, wird die gesamte Gebäudefläche mit Kosten in Höhe von 1500 €/m<sup>2</sup> beaufschlagt. Dieser Wert scheint nach heutigem Maßstab als realistisch (Fuchs & Schmees, 2015). Für das Szenario „Ambitionierte Sanierung“ im Jahr 2050 ist eine Reduktion des Wärmebedarfs um 80 % Szenario denkbar. Da davon auszugehen ist, dass die Standards der EnEV steigen werden Sanierungsvorhaben mit hohen Kosten verbunden sein. Auch bereits teilsanierte bzw. vollsanierte Gebäude werden nochmals stark saniert werden müssen. Aus diesem Grund erfolgt die Sanierung über die gesamte Bruttogeschossfläche aller Gebäudetypen unabhängig von Sanierungszustand oder Baualter (Tabelle 11).

Tabelle 11: Sanierungskosten der einzelnen Szenarien

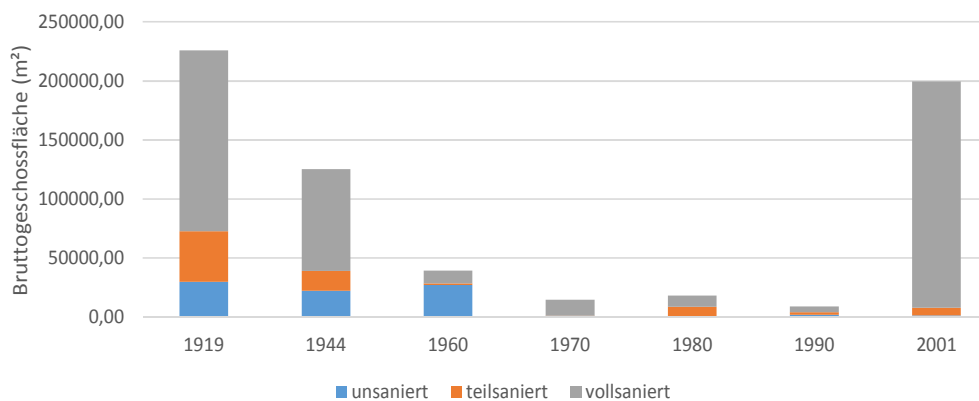
Sanierungsszenario (Reduktion des Wärmebedarfs)	Sanierungskosten (€)	Zu sanierende Brutto- geschossfläche (m <sup>2</sup> )	Mittlere spezifische Sanierungskosten (€/m <sup>2</sup> )
Ist	0	0	0
18 % (Referenzszenario 2030)	103.924.644	471.085	140
28 % (Referenzszenario 2050)	235.301.076	654.488	360
80 % (ambitionierte Sanierung 2050)	7.991.328.358	5.327.552	1500

Nachfolgende Diagramme in Abbildung 13 zeigen die Bruttogeschossfläche der Gebäudetypen in Abhängigkeit ihrer Baualtersklassen sowie ihrem Sanierungsstand. Auffällig ist dabei der hohe Anteil an bereits vollsanierten Gebäuden.

EFH: Gebäudefläche nach Baualtersklassen



MFH: Gebäudefläche nach Baualtersklassen



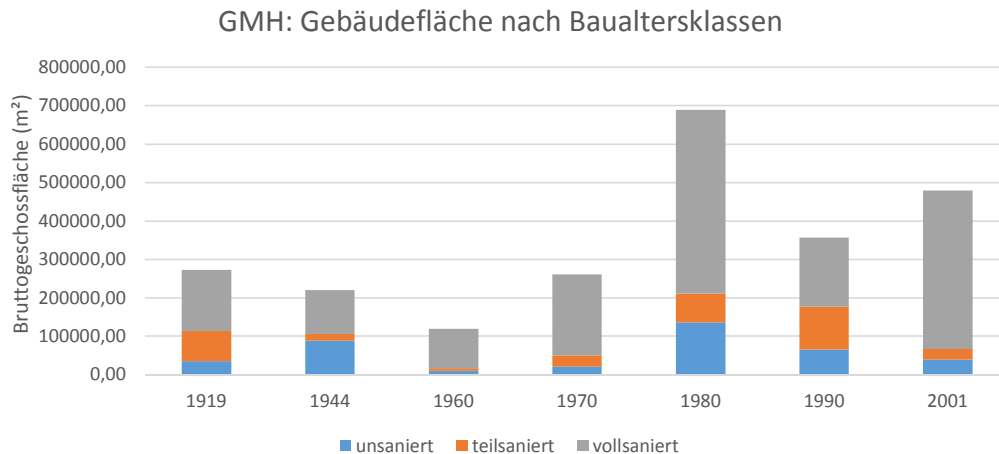


Abbildung 13: Bruttogeschossflächen der Gebäudetypen

## 5.8 Entwicklung der Anforderungen an die Gebäudedämmung

Die Energieeinsparverordnung schreibt Bauherren eine Mindestanforderung in der Dämmung durch einen maximalen Primärenergiebedarf beim Heizen vor. Darüber hinaus werden bei Sanierungsaktivitäten im Bestand gewisse Mindestanforderungen gesetzt. Seit der EnEV 2014 ist die Nutzung veralteter Heiztechnologien teilweise verboten. In der Fassung von 2016 (Tuschinski, 2015) wurde zudem der Primärenergiebedarf von Neubauten um 25 % gesenkt. Ein Energieausweis, welcher ein Gebäude energetisch bewertet dient als Grundlage für die Einhaltung der Energieeinsparverordnung. Bei Verstoß gegen diese Auflagen werden Bußgelder von bis zu 50.000 € verhängt.

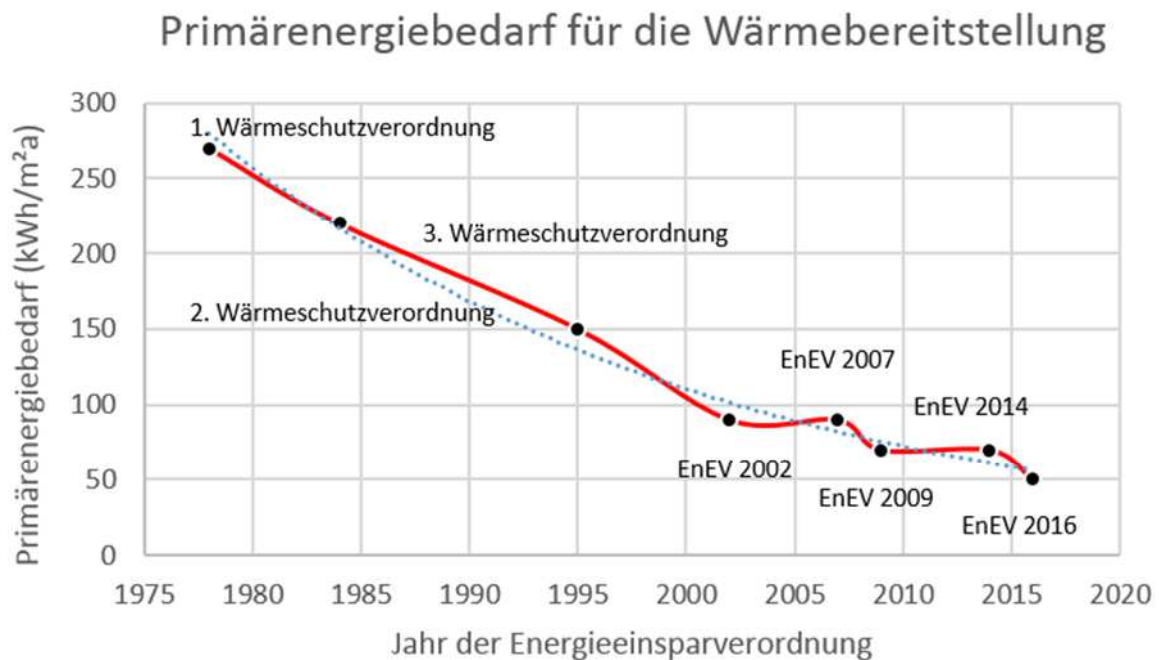


Abbildung 14: Entwicklung der EnEV (eigene Darstellung nach (Branche, 2015))



## 6 Potentialanalyse der erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern

Die erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern sind maßgeblich durch Windenergieerzeugungsanlagen bestimmt. Nachfolgend wird die weitere Entwicklung des Anlagenausbaus der erneuerbaren Energien anhand von Prognosen dargestellt.

### 6.1 Offshore

Die unmittelbare Nähe zur Ostsee macht Greifswald zu einem attraktiven Abnehmer von Windstrom. Greifswald ist die fünftgrößte Stadt Mecklenburg-Vorpommerns und hat somit einen ausreichend großen Energieverbrauch in der Region um innerhalb des Modells für eine gewisse Aussagekraft zu sorgen. Mecklenburg-Vorpommern bietet aufgrund seiner geringen Bevölkerung und dennoch großen Landflächen sowie der angrenzenden Ostsee ein hohes Potential beim Ausbau erneuerbarer Energien. Aus der NETZSTUDIE (Universität Rostock, 2013) für Mecklenburg-Vorpommern aus dem Jahr 2013 wurde das Stromnetz genauer betrachtet. Der Jahresstromverbrauch in 2010 betrug mit 6,9 TWh etwa 1,3 % des deutschen Strombedarfs. Dieser wird etwa zu 60 % durch Erneuerbare Energie im Land gedeckt. Dabei kommt es bilanziell zu einer zeitweiligen Überdeckung von 1,7 TWh im Jahr. Es wird prognostiziert, dass bis 2025 der Strombedarf in Mecklenburg-Vorpommern über die Sektoren Gewerbe Handel und Dienstleistung, sowie Haushalten und Industrie bei etwa 6,9 TWh gleichbleibend stagniert, die Einspeisung von Strom aus Erneuerbarer Energie aber stetig steigt. In einem oberen Szenario werden Leistungsüberschüsse von bis zu 12,9 GW erwartet, die bevorzugt in der Winter- bzw. Übergangszeit auftreten. Insgesamt werden 25,6 TWh Überschuss aus erneuerbarer Energien beziffert (Universität Rostock, 2013).

In den letzten Jahren stieg der Anteil der Ausfallarbeit an der Windstromproduktion stetig an. Die Ausfallarbeit ist hierbei die Arbeit, welche aufgrund von Einspeisemanagement nicht eingespeist wurde. Die Ausfallarbeit der Windstromerzeugung belief sich 2013 deutschlandweit auf 477 GWh, von denen der Schwerpunkt in den nördlichen Bundesländern lag, dieser bei 0,93 % der Gesamtwindstromproduktion (IWES, Windenergie Report Deutschland 2014, 2015). Insgesamt sind bereits jetzt mit der Anlage Baltic I in der Ostsee 48 MW Leistung installiert und weitere 288 MW (Baltic II) im Bau, welche in Bentwisch in das Stromnetz einspeisen werden. Es ist davon auszugehen, dass die Anlage Wikinger mit 350 MW Leistung realisiert wird und am Standort Lubmin, nahe Greifswald einspeisen wird. Bis 2025 wird von einer Erhöhung der Windleistung in der Ostsee auf 3160 MW (NEP 2012) ausgegangen.

Allerdings lässt der neue Windenergiereport des Fraunhofer IWES die Prognose für die kommenden Jahre in der Ostsee sinken. Das Bauvorhaben der Anlagen OST-4-1 sowie OST-4-2 sind vorerst nicht bestätigt mit denen bereits 500 MW an Leistung entfallen. Der Report beziffert den Windenergieertrag aus der Ostsee aus 22 WEA mit einer Anlagenkapazität von 51 MW in 2014 auf 201 GWh. Für die nächsten Jahre sind bereits Anlagen im Bau oder Bauvorhaben für weitere 1370 MW Windleistung vorhanden. Das wohl realistischste Szenario des bestätigten Offshore Netzentwicklungsplans der Bundesnetzagentur geht von einem mittleren Ausbauszenario B2024 mit 1,7 GW bis 2023 in der Ostsee aus.

## 6.2 Onshore

Im Jahr 2015 sind in Mecklenburg-Vorpommern 2.734 MW an Onshore WEA installiert (Agentur für Erneuerbare Energien, 2015). Das mittlere Szenario der NETZSTUDIE M-V suggeriert für 2030 eine installierte Onshore Windleistung von 5,8 GW, was einem Zubau von 3,1 GW in den nächsten 15 Jahren entspricht. Das Potential wurde in dieser Studie anhand bestehender Anlagen und Repowering Maßnahmen sowie den im Raumentwicklungsprogramm ausgewiesenen Windeignungsgebieten bestimmt. Dabei wurden anhand von Geoinformationssystemen das Einhalten von Rahmenbedingungen wie Mindestabständen zu Besiedlungen (ca. 1000 m) sowie Naturschutzgebieten (500 m – 3000 m) sichergestellt (Universität Rostock, 2013).

## 6.3 Photovoltaik

Im Bereich der Photovoltaik wird der Wert des mittleren Szenarios für das Jahr 2025 aus der NETZSTUDIE M-V entnommen. Dieses geht von einer gesamt Prognose der installierten Leistung von 1949 MWp aus. Anhand einer geodatenbasierten Methode wurde in der Studie das Ausbaupotential an Autobahnen und Schienenwegen unter Einhaltung definierter Rahmenbedingungen auf 613 MWp festgelegt und das von Konversions- und Abbaufächen auf 139 MWp. Für das Jahr 2050 wird aufgrund von Effizienzsteigerungen im Bereich der Photovoltaik Module von 4 GWp ausgegangen.

Die Entwicklung der drei Bereiche an fluktuierender Energieerzeugung sind in Abbildung 15 dargestellt. Die Werte für das Jahr 2050 wurden in Bezug auf die Windenergie aus der Prognose (IWES, Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende, 2014) entnommen.

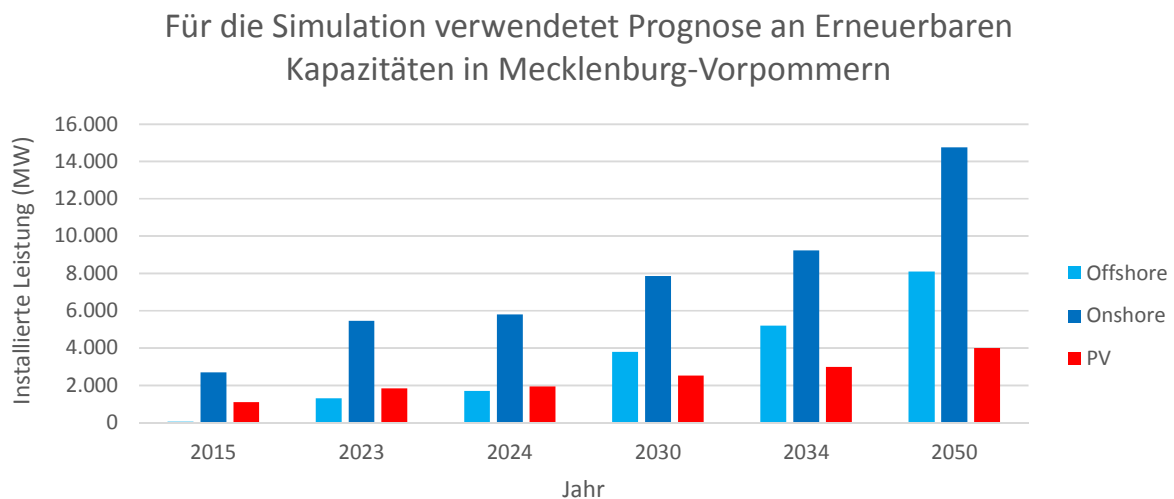


Abbildung 15: Entwicklung der installierten Leistung fluktuierender Energieerzeugung in MV



## 7 Transportkapazität des Stromnetzes

Das Stromnetz von Mecklenburg-Vorpommern liegt in der Region des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz. Für die Modellierung der Verknüpfungspunkte der Region Mecklenburg-Vorpommern mit Deutschland sind die Kapazitäten der Leitungen zwischen diesen Regionen ausschlaggebend. Die Leitungen nach Schleswig-Holstein werden jedoch nicht betrachtet, da in diesem Land selbst eine hohe installierte Leistung an Windkraft herrscht. Daraus kann gefolgert werden, dass zu Zeiten hoher Windeinspeisung in der Ostsee auch in der Nordsee ein ähnlicher Effekt auftreten wird. Es werden im Folgenden nur Leitungen der 220 kV sowie der 380 kV Ebene betrachtet: Lubmin - Malchow (L518), Neuenhagen - Altentreptow (L517), Siedenbrünzow - Stendal (L513) sowie Perleberg - Güstrow (L514). Auf Seiten der 220 kV Ebene sind die begrenzenden Leitungen: Wolmirstedt - Güstrow (L331), Wolmirstedt - Parchim (L332), Vierraden - Pasewalk (L306) und Bertikow - Pasewalk (L305). Die maximale Kapazität der Leitungen kann vereinfacht über ihre Spannung und zum anderen durch die Leitungslänge bestimmt werden.

Der Wellenwiderstand kann nach (Gonen, 2014) vereinfacht (verlustlose Leitung) bestimmt werden, wie es für Übertragungsleitungen ein typisches Vorgehen ist.

Dabei wurden für die 230 kV Leitung folgende Werte gewählt (Kennedy, 2013):

$$L = 0,5 \text{ mH} \text{ und } C = 6,33 \cdot 10^{-6} \text{ mF}$$

$$SI \approx \sqrt{\frac{L}{C}} = 281 \Omega$$

Formel 4

L: Induktivität (Henry)

C: Kapazität (Farad)

Für die 380 kV Leitung mit entsprechenden Werten:  $L = 0,3 \text{ mH}$  und  $C = 4,61 \cdot 10^{-6} \text{ mF}$  ergibt sich somit:

$$SI \approx \sqrt{\frac{L}{C}} = 255 \Omega$$

Formel 5

Aus dem Wellenwiderstand lässt sich die Wellenwiderstandslast (SIL: Surge Impedance Loading) für die jeweilige Spannung der Leitung ( $V_l$ ) berechnen.

$$SIL = \frac{V_l^2}{SI}$$

Formel 6

Für die einzelnen Leitungstypen ergeben sich somit die Wellenwiderstandslasten von

230 kV Doppelleitung: SIL= 188 MW

380 kV Doppelleitung: SIL= 566 MW

Die Leitungslast nimmt über die Länge der Leitung nach Abbildung 16 exponentiell ab. Diese Funktion beruht auf empirisch ermittelten Werten (Kennedy, 2013). Bei Leitungen unter 450 km Länge kann die übertragende Leistung somit um einen Faktor vergrößert werden. Bei längeren Leitungswegen reduziert sich die maximal zu übertragende Strommenge.

Unter 80 km Leitungslänge wird der Faktor durch die thermische Komponente maßgeblich limitiert.

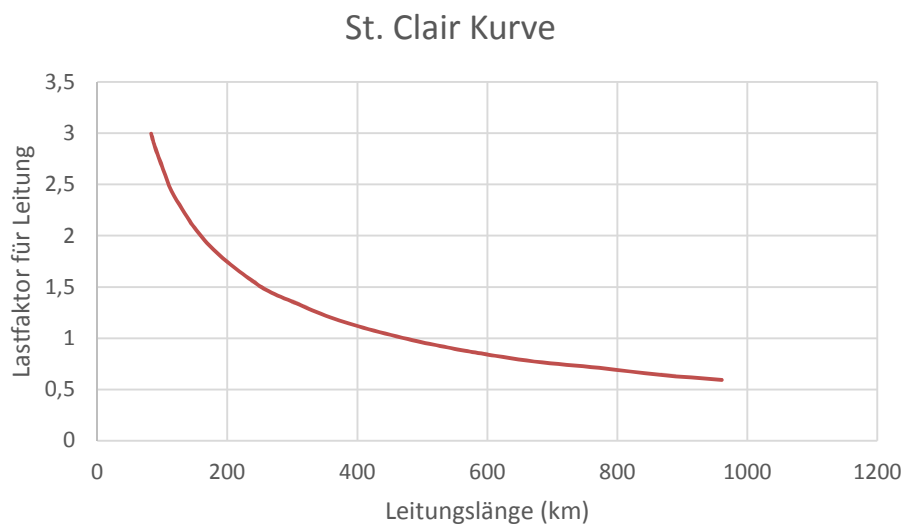


Abbildung 16: St. Clair Kurve

Die Leitungslängen wurden mithilfe eines GIS Datensatzes ausgemessen. Da diese Methode zur Abschätzung von Leitungskapazitäten dient, ist die Genauigkeit dieses Vorgehens ausreichend.

In Tabelle 12 sind die derzeitigen Übertragungsleistungen, welche durch das beschriebenen SIL Verfahren ermittelt wurden, aufgelistet.



**Tabelle 12: Durch SIL Methodik ermittelte Übertragungskapazitäten**

<b>Namen</b>	<b>Spannung (kV)</b>	<b>Länge (km)</b>	<b>Lastfaktor</b>	<b>Leistung (MW)</b>
<b>L518</b>	380	195	1,75	990
<b>L517</b>		195	1,75	990
<b>L513</b>		170	2,25	1274
<b>L514</b>		170	2,25	1274
<b>L331</b>	220	214	1,75	329
<b>L332</b>		180	2,2	396
<b>L305</b>		25	3	564
<b>L306</b>		25	3	564
<b>Gesamt</b>				<b>6381</b>





## 8 Potentialanalyse der erneuerbaren Energien in Greifswald

### 8.1 Photovoltaik

Im LEITFADEN ENERGIENUTZUNGSPLAN (Technische Universität München, 2011) sind vier Szenarien für die Nutzung von solarer Strahlung. Prinzipiell kann jedoch zwischen zwei unterschiedlichen Szenarien ausgegangen werden. Entweder wird die Einstrahlung zur Erzeugung von Wärme genutzt (Solarthermie) oder für die Umwandlung in Strom (Photovoltaik).

Die solare Einstrahlung kann auf verschiedene Weise genutzt werden. Die beiden wichtigsten Möglichkeiten sind die Erzeugung von Strom durch Photovoltaik oder die Erzeugung von Wärme durch Solarthermie. Im letzten Fall kann Wärme auf sehr verschiedenen Temperaturniveaus erzeugt werden.

Zur Bestimmung der nutzbaren Gebäudefläche für Kollektoren für Solarthermie sowie Photovoltaik kommt hier aufgrund der Datenlage die „Methode geringer Genauigkeit“ zum Zug (Technische Universität München, 2011).

Um eine genauere Abschätzung treffen zu können, bedarf es einer konkreten Aussage bezüglich der Ausrichtung der nutzbaren Dachflächen. Da diese nicht vorliegen, wird eine Abschätzung mit folgenden Prämissen getroffen. Es werden 90 % der Gebäude als Potential für die solare Energieumwandlung gesehen. Bei Flachdächern besteht die Möglichkeit auf der kompletten Dachfläche (die der Grundfläche entspricht) Kollektoren aufzustellen. Auch die Ausrichtung kann durch Aufständungen frei gewählt werden. Jedoch kommt es dadurch zu Verschattungen, weshalb Mindestabstände eingehalten werden müssen. Bei den Satteldächern wird festgelegt, dass nur eine Hälfte der Dachfläche den Modulen zur Verfügung steht. Dadurch sind 70 % der Gebäudefläche maximal nutzbar. Auch hier wird es teilweise zu Verschattungen durch andere Gebäude oder Landschaftsmerkmale kommen. Des Weiteren benötigen Solarmodule aufgrund des Gehäuses auch effektiv mehr Platz. Dadurch wird die sinnvolle Dachfläche nochmals sinken. Bezüglich der Dachausrichtung wird davon ausgegangen, dass nur ca. 50 % der Gebäude eine Nord-Südausrichtung haben, wodurch die Volllaststunden sinken.

Für den Fernwärmebereich ergibt sich eine nutzbare Dachfläche von:

$$901.315 \text{ m}^2 \cdot 0,5 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 283.914 \text{ m}^2$$

Formel 7

Aufgrund der Möglichkeit einer Kopplung von Strom und Wärme (Anschluss am Fernwärmenetz) kommen hier Photovoltaikmodule zu Einsatz. Es wird angenommen, dass pro kWp installierter Leistung in etwa 10 m<sup>2</sup> Modulfläche installiert werden müssen. Eingesetzt werden übliche mono-/polykristalline Silizium Solarzellen (Technische Universität München, 2011). Als maximales Potential nach derzeitigem Stand der Technik werden 28 MW ermittelt. Die Kosten von PV Anlage sind in den letzten Jahren stark gesunken. Allerdings wird davon ausgegangen, dass bei der gängigen Technologie der Siliziumzellen keine starken effizienzsteigernden Entwicklungen getätigt werden, welchen die Preise weiter senken. Da zudem die Region Mecklenburg-Vorpommern über eine geringere Anzahl von Sonnenstunden als im Süden Deutschlands profitiert, wird für die Szenarien konstant Stromgestehungskosten in Höhe von 12 ct/kWh angesetzt.



## 8.2 Solarthermie

Für den Gebäudebestand außerhalb des Fernwärmebereichs kommen Solarkollektoren in Zusammenhang mit Wärmespeichern zum Einsatz. Üblich sind bei der Heizungsunterstützung 10–20 m<sup>2</sup> Kollektorfläche pro Gebäude (Technische Universität München, 2011). Es wird der Mittelwert von 15 m<sup>2</sup> angenommen, dabei werden weiterhin 90 % der Gebäude als geeignet für die Aufstellung von solarthermischen Anlagen gesehen.

$$0,9 \cdot 15 \text{ m}^2 \cdot 9.159 = 123.646 \text{ m}^2$$

**Formel 8**

Bei den Solarkollektoren kann unterschieden werden zwischen den günstigen Flachkollektoren und den teureren Vakuumröhrenkollektoren, deren Verluste deutlich geringer sind. Bei Solarkollektoren existiert keine Kenngröße in Form einer Kilowatt Peak Angabe um die Leistung abzubilden. Ein Vergleich zwischen einzelnen Kollektoren kann über den Kollektorertrag pro Quadratmeter erfolgen. Der durchschnittliche Wirkungsgrad von Flachkollektoren bei Heizungsunterstützung inklusive Rohrverlusten liegt bei ungefähr 50 % (Corradini, 2014). Die maximal mögliche Leistung aller Gebäude liegt somit bei 61 MW. Die Kosten sind im Vergleich zur der Photovoltaik Technologie nur gering gesunken und liegen derzeit mit vollen Systemkosten auch bei etwa 12 ct/kWh.



## 9 Potentialanalyse von Wärmepumpen

Typische Wärmepumpe, die den Phasenübergang von flüssig zu gasförmig nutzen, gibt es prinzipiell in drei Ausführung abhängig von der genutzten Primärquelle, das heißt Wärmeentzug aus der Außenluft dem Wasser oder dem Erdreich.

### 9.1 Luftwärmepumpe

Eine Luftwärmepumpe ist die kostengünstigste und einfachste Variante und kann bis zu einer Außenlufttemperatur von  $-20^{\circ}\text{C}$  Heizwärme erzeugen. Allerdings hat diese Technologie den entscheidenden Nachteil, dass gerade bei niedrigen Außentemperaturen die Heizleistung abnimmt (Viessmann Werke, 2011).

### 9.2 Wärmequelle Wasser

Grundwasser hat eine relativ konstante Temperatur von  $7^{\circ}\text{C}$  bis  $12^{\circ}\text{C}$ . Das Wasser wird aus einem Förderbrunnen entnommen und nach Entnahme der Wärme über einem Schluckbrunnen dem Kreislauf zurückgeführt. Ein Nachteil dieser Technologie ist die Anforderung an die Wasserqualität, die zu Verunreinigungen der Anlage führen kann.

### 9.3 Erdkollektoren

Erdkollektoren ähneln der Struktur einer Fußbodenheizung und werden lamellenförmig in 1,5 m bis 2 m tiefe im Erdreich verlegt. Dabei ist auf gleichlange Rohrstränge von unter 100 m Länge zu achten. Selbstverständlich setzt diese Technologie eine entsprechend große Nutzfläche voraus. Bei Neubauten entstehen kaum Mehrkosten, allerdings ist die Umrüstung beim existierenden Gebäudebestand meist unrentable.

### 9.4 Erdsonden

Der Vorteil der Erdsonden liegt eindeutig bei dem minimalinvasiven Eingriff ohne erhebliche Eingriffe in die Umwelt wie beispielsweise großen Erdbewegungen. Bis 100 m tiefe ist eine wasserrechtliche Genehmigung beim Wasserwirtschaftsamt einzuholen. Die Kosten einer solchen Bohrung belaufen sich auf 60 bis 80 € pro Meter tiefe. Für eine Potentialabschätzung sind die genauen Kenntnisse über die Bodenbeschaffenheit, Schichtenfolge sowie Wasserstand und Fließrichtung erforderlich. (Viessmann Werke, 2011). Aus der LUNG<sup>5</sup> Datenbank lässt sich die maximale Wärmeentzugsleistung auf 40 W/m Bohrtiefe bestimmen. Da die Entzugsleistung pro Sonde mit deren Anzahl sinkt (VDI 4640), wird der Ausbau auf 2 Sonden mit 100 m tiefe begrenzt. Es wurden 1670 EFH ermittelt, die sich

---

<sup>5</sup> <http://www.lung.mv-regierung.de>

aufgrund ihres Grundstücks dafür eignen (Abbildung 17). Für die Optimierung wurden Erdsonden für den Wärmeeintrag der Wärmepumpen gewählt. Durch die Anzahl der Gebäude und der entsprechenden Wärmeentzugsleistung ergibt sich ein maximales Potential von 13,6 MW.



Abbildung 17: Ermittlung des Wärmepumpenpotentials anhand der Anzahl geeigneter Einfamilienhäuser



## 10 Wärmespeicher

Die Temperaturspreizung ist verantwortlich für den nutzbaren Energieinhalt eines Wärmespeichers. Für die Wärmespeicherung wurde in Anlehnung an den Wärmespeicher der N-ERGIE<sup>6</sup> aus Nürnberg als Wert für die Temperaturspreizung 40 K angenommen. Damit ergibt sich für einen Liter Wasser ein nutzbarer Energieinhalt von 0,045 kWh

### 10.1 Speicher in Einfamilienhäuser

Die typische Speichergröße in Privathaushalten für Wärmespeicher zur Heiz- sowie Warmwasserunterstützung liegt bei etwa 800 l. Die Kosten pro Liter Speicherkapazität in Privathaushalten werden mit 4 € inklusive Installation veranschlagt. Daraus ergeben sich pro Megawattstunde Speicherkapazität spezifische Kosten in Höhe von 88.000 €. Die Speicherverluste liegen bei dieser Speichdimension bei etwa 3,5 kWh pro 24 h (Vaillant, 2015). Das Potential für Wärmespeichern wurde anhand der Anzahl der EFH im Zuge des Potentials für Wärmepumpen ermittelt. Werden alle EFH mit einem 800 l Speicher ausgestattet werden, so sind 62 MWh als Speicherkapazität im Bereich der Einfamilienhäuser die maximal mögliche zu installierende Grenze.

### 10.2 Speicher im Fernwärmebereich

Im Bereich der Fernwärme wird ein großer zentraler Speicher errichtet. Der Energieinhalt wird auf 1500 MWh festgelegt. Anschaulich entspricht das einem Speichervolumen von 33.000 m<sup>3</sup> Wasser. Die Dimensionierung kann man sich als einen zylinderförmigen Speicher vorstellen, mit 70 m Höhe und einem Radius von ca. 13 m. Die Kosten sind vom N-ERGIE Projekt übernommen und liegen bei ca. 11,3 €/kWh inklusiv Elektrodenheizeinsätzen.

---

<sup>6</sup> <https://www.n-ergie.de/header/die-n-ergie/aktiv-fuer-die-umwelt/heizkraftwerk-sandreuth/waermespeicher.html>



## 11 Modellstruktur

Nachstehen wird die Modellierung des Problems in urbs dargestellt.

### 11.1 Die verschiedenen Regionen

Das Modell wird in drei Bereiche aufgeteilt. „Mecklenburg Vorpommern“ als Möglichkeit der Einbindung von erneuerbarem Strom sowie „Deutschland“ um Netzengpässe zu Nachbarregionen abzubilden. Die dritte Region ist die Stadt Greifswald, die nochmals auf urbaner Ebene in zwei Regionen (zentrale-, dezentrale Wärmeversorgung) unterteilt ist. Jede Region verfügt über Umwandlungsprozesse um aus Energieträgern einen Energiebedarf zu decken. Werden für diese Prozesse erneuerbare Technologien verwendet, so sind stündlich aufgelöste Zeitreihen hinterlegt.

### 11.2 Greifswald

Die Stadt Greifswald wird in einem Ist-Zustand als abgeschlossene Zelle gesehen, in der die Bilanz von Energieerzeugung und Energiebedarf ausgeglichen ist. Dabei wird der Schwerpunkt auf die Deckung des Wärmebedarfs durch lokale Wärmeerzeuger gesetzt, der jedoch mit dem ausgeprägten Fernwärmenetz stark gekoppelt ist. Greifswald zeichnet sich durch ein gut ausgebautes Fernwärmenetz aus, welches 48 % des lokalen Wärmebedarfs deckt. Ausgehend von 471 GWh Wärmebedarf werden die installierten Leistungen der Wärmeerzeuger anteilig nach Tabelle 13 als Eingangsparameter genutzt. Aufgrund des hohen Anteils der mit Fernwärme versorgter Haushalte, ist eine Abgrenzung nach Versorgungsstruktur sinnvoll. In der von Fernwärme geprägten Fremdversorgung der Bürger durch die SWG besteht bei den Energieversorgern ein Potential, die bereits umweltfreundliche Fernwärme systematisch zu dekarbonisieren. Wohingegen im Bereich der Eigenversorgung jeder Bürger in der Pflicht steht, den Zielen Deutschlands im Sinne der Emissionseinsparungen nachzukommen. Die Möglichkeiten sind weitreichend, angefangen bei Sanierungsaktivitäten bis hin zu Nutzung regenerativer Erzeugungsanlagen im Wärmesektor. Dabei werden maßgeblich die Technologien erdnahe Geothermie sowie Photovoltaik und Solarthermie untersucht. Der Lastgang in der Fernwärmeregion wurde anhand eines Fernwärme-Referenzlastgangs dargestellt. Die restlichen Verbraucher außerhalb des Fernwärmegebietes bestehen zum größten Teil aus privaten Haushalten. Um diese abzubilden wurde ein am Lehrstuhl vorhandener Wärmelastgang (Heilek, 2015) genutzt und skaliert. Aufgrund der zwei Haupttechnologien zur Wärmeerzeugung, Fernwärme und Gasheizung, wird die Modellregion Greifswald für den Bereich der Wärmenachfrage in einen Bereich der dezentralen- und der zentralen Wärmeerzeugung unterteilt. Nachstehende Tabelle 13 zeigt den Bestand der Heiztechnologien im dezentralen Versorgungsgebiet.

## Anteil nach Heiztechnologie

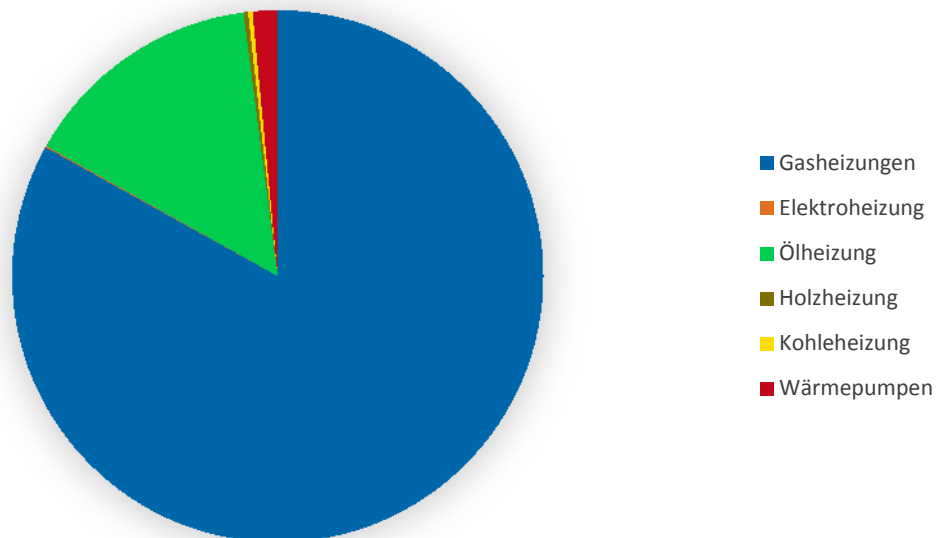


Tabelle 13: Anteilige Heiztechnologien im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung

Heiztechnologie	Anteil
Gasheizungen	83,06 %
Ölheizung	14,80 %
Elektroheizung	0,08 %
Holzheizung	0,27 %
Kohleheizung	0,27 %
Wärmepumpen	1,52 %

### 11.3 Mecklenburg-Vorpommern

Mecklenburg-Vorpommern fungiert als Region mit einem Überangebot an Strom aus regenerativen Erzeugungseinheiten und verhältnismäßig geringer Energienachfrage. Dabei werden keine lokalen Netzrestriktionen innerhalb Mecklenburg-Vorpommern betrachtet, die ein Abregeln der Winderzeugungsanlagen zu Folge hat. Es werden für die einzelnen Stützjahre installierte Leistungen angenommen, die sich für das Jahr an der beschriebenen Potentialanalyse orientieren. Um die Fluktuation der Energieerzeugung aus Windkraft abzubilden wird anhand von Windzeitreihen der Ostsee sowie der Region Mecklenburg Vorpommern diese genutzt. Der erzeugte Strom aus erneuerbaren Technologien wird vorzugsweise Vorort genutzt. Stromüberschüsse fließen nach Deutschland ab. Erst wenn der Bedarf der Regionen Mecklenburg-Vorpommern (M-V) gedeckt ist, werden Überschüsse nach Greifswald transportiert. Dazu wurde für die Region M-V das Standardlastprofil nach VDEW H0 stündlich aufgelöst und skaliert.

Die installierten Erzeugungsleistungen der einzelnen Technologien werden mit Zeitreihen der solaren Einstrahlung und Windgeschwindigkeiten für Greifswald hinterlegt. Für den Offshore Bereich wurde die Messstation von Baltic I genutzt. Diese Zeitreihen stammen aus der Arbeit (Janker, 2014). Die resultierende fluktuierende Stromerzeugung ist in Abbildung 18 zu sehen. Der Stromüberschuss wird daraufhin in Mecklenburg-Vorpommern genutzt bzw. über die bestehenden Leitungen nach Deutschland exportiert. Unter der Prämisse, dass die Leitungskapazität von M-V in die südlich angrenzenden Bundesländer (im ersten Szenario auf 7.200 MW) begrenzt ist, treten Zeitpunkte auf, in denen nicht die gesamte Strommenge genutzt werden kann. Dieser Anteil des Stroms wird als Potential für die Power-to-Heat Technologie in Greifswald gesehen. Für die folgenden Szenarien werden Zeitreihen des Stromüberschusses entsprechend der Potentialanalysen und der Beschaffenheit der Restriktionen im Stromnetz gebildet.

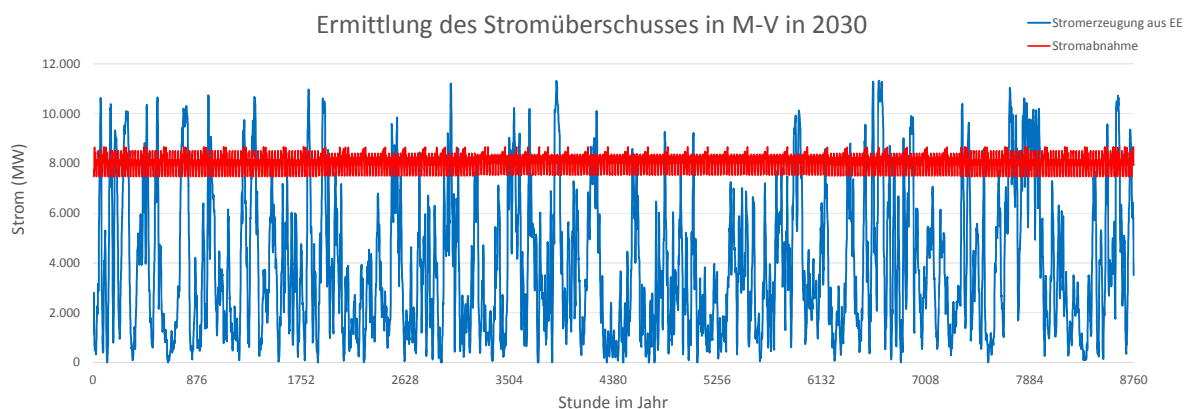


Abbildung 18: Ermittlung des Stromüberschusses in M-V für das Jahr 2030

## 11.4 Deutschland

Die Modellregion „Deutschland“ dient als Energiesenke und wird genutzt, um Netzengpässe in die direkt angrenzenden Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg abzubilden.

## 11.5 Verknüpfung der Regionen

Es besteht in urbs die Möglichkeit Verbindungselemente zwischen den einzelnen Regionen abzubilden. Im Bereich des Stromsektors sind dies Stromleitungen, welche mit Leitungskapazitäten begrenzt werden. Der Ausbau sowie die Nutzung der Leitungen kann mit variablen Kosten beaufschlagt werden. Leitungsverluste werden über einen Effizienzgrad abgebildet. Über den Verlauf eines Jahres wird während der Optimierung eine konstante Leitungskapazität vorausgesetzt, die jedoch als Eingangsparameter zu Beginn verändert werden kann.



## 11.6 Eingangsparmeter

Nachfolgendes Referenzenergiesystem (RES) Abbildung 19 zeigt exemplarisch wie in urbs die Verknüpfung von Energieträgern bis hin zum Verbraucher umgesetzt ist. Zwischen Energieträger und Nutzenergie steht ein Umwandlungsprozess, der am Eingang einen Energieträger nutzt und dessen Energieinhalt am Ausgang unter Einbeziehung eines Wirkungsgrads in eine Nutzenergie umwandelt. und unter Umständen  $\text{CO}_2$  emittiert. In der Modellierung können die einzelnen Technologien begrenzt werden. Dadurch kann die Entwicklung einer bestehenden Versorgungsstruktur angepasst werden. Die gesamt emittierten  $\text{CO}_2$  Emissionen werden über die spezifischen Emissionen der Technologien bestimmt und können als harte Grenze limitiert werden. Dies wird genutzt, um die Klimaziele in den einzelnen Szenarien abzubilden.

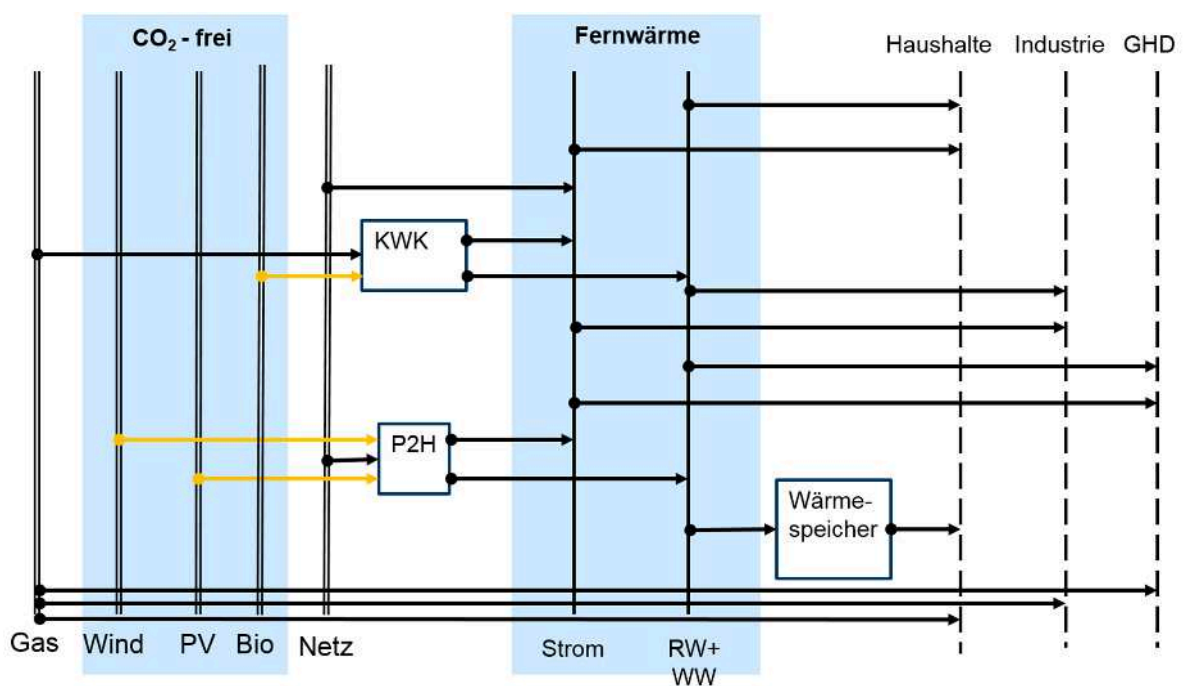


Abbildung 19: Exemplarisches RES anhand der Prozesse Power to Heat und effizienter Kraftwärme- Kopplung

## 11.7 Speicher

Der Speicherausbau kann sowohl in seinem Energieinhalt als auch seine Lade bzw. Entladeleistung begrenzt werden. Speicher können in unterschiedlichen Regionen gebaut werden und von verschiedener Art sein. Dadurch können verschiedenen Speicherverluste sowohl beim Ein- und Ausspeichern sowie über die Zeit abgebildet werden.

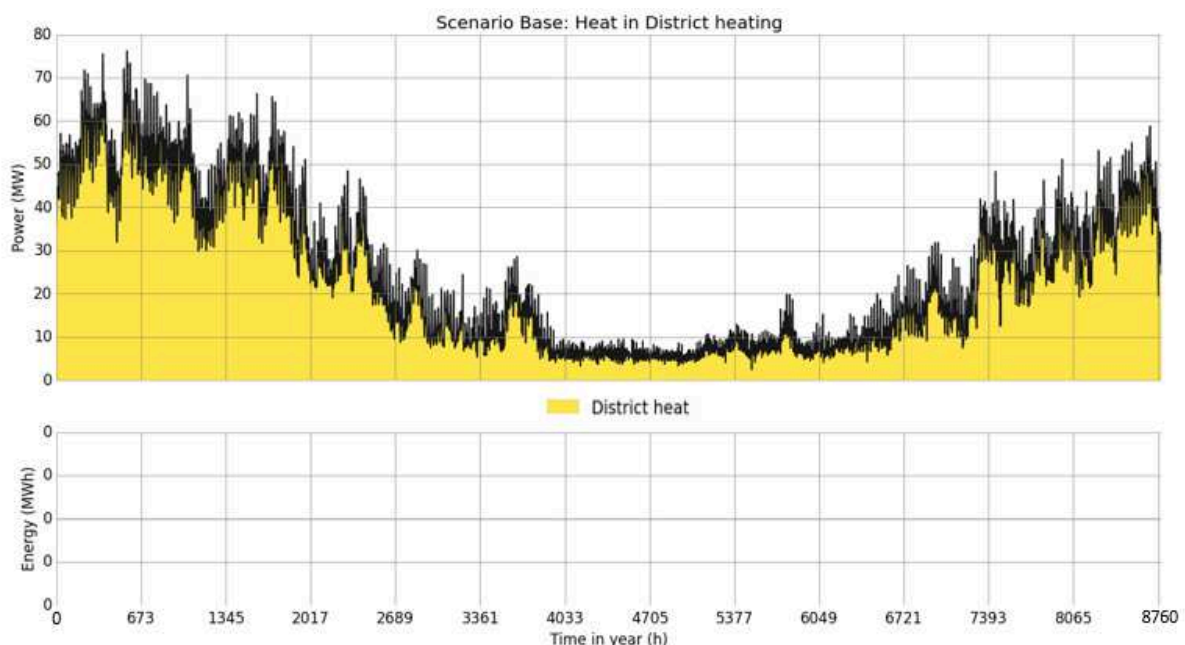
**Tabelle 14: Eingangsparmeter für die Speichertechnologien der Optimierung**

Speicher	Max. Speicherkapazität (MWh)	Max. Leistung (MW)	Verluste (%/h)	Investitionskosten (€/MWh)
Wärmespeicher (Fernwärmegebiet)	1.500	100	0,0038	11.300
Hausspeicher	200	50	0,41	88.000

## 11.8 Darstellung des Ist-Zustands

In diesem Abschnitt wird anhand des Bestands der Wärmeerzeuger das Optimierungsmodell exemplarisch vorgestellt. Es sei angemerkt, dass es sich in diesem Fall um eine reine Simulation handelt. Dieser Abschnitt soll dazu dienen, ein Verständnis für die Darstellungsart der Ergebnisse zu fördern. In nachfolgenden Grafiken ist die Stadt Greifswald mit Ihrer Unterteilung in die Regionen Fernwärme (District Heating) und dezentrale Wärmeversorgung (Non District Heating) dargestellt.

In Abbildung 20 ist der Lastgang der Fernwärmeregion über ein gesamtes Jahr stündlich aufgelöst dargestellt. Die schwarze Linie stellt den Wärmebedarf dar und die farbige Fläche (hier gelb) unterhalb dieser den Anteil einer Technologie um diese zu decken. Im Fall der Fernwärme entspricht dies zu 100 % der eines Kraftwärme gekoppelten Heizkraftwerkes.



**Abbildung 20: Lastgang der Fernwärmeregion**

Außerhalb der Fernwärmeregion wird die Wärmenachfrage durch verschiedene dezentrale Technologien gedeckt. Die Anteile über das Jahr entsprechen denen aus der Treibhausgasbilanz. Der größte Anteil des Bedarfs wird durch Gasbefuerung gefolgt von Ölkesseln gedeckt (Abbildung 20).

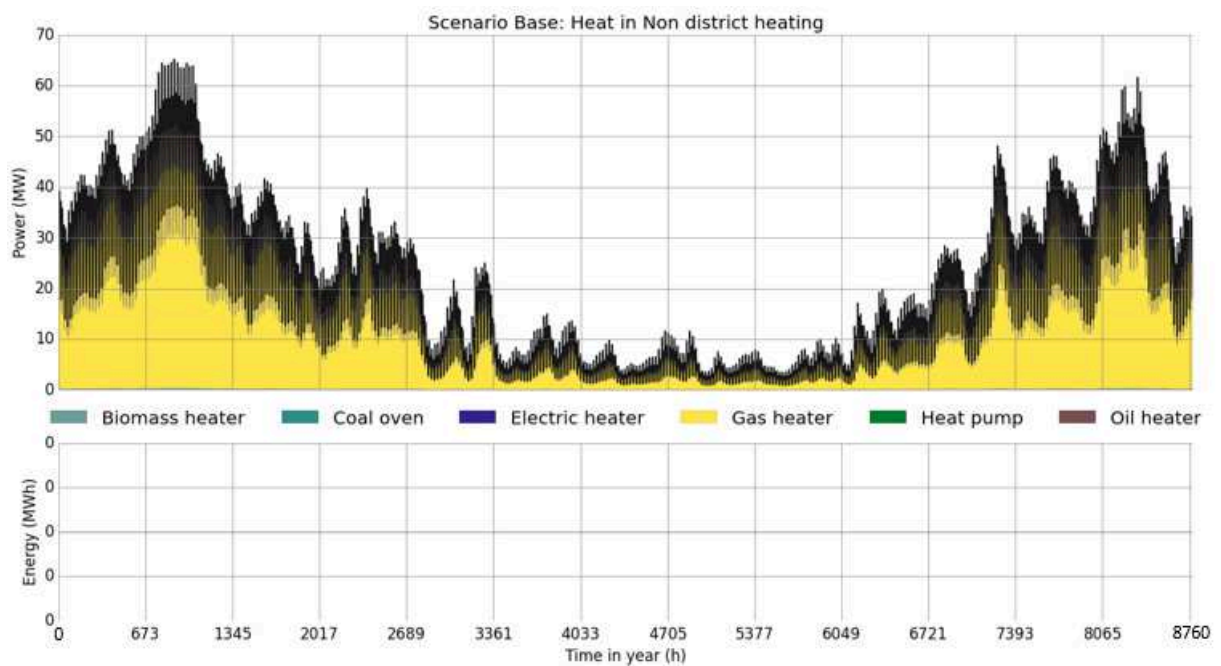


Abbildung 21: Lastgang der dezentralen Wärmeversorgung

Aufgrund des Maßstabes sind nicht alle Heiztechnologien ersichtlich, daher wird für den 1. Februar die Wärmeversorgung exemplarisch geplottet (Abbildung 22). Der Wärmebedarf wird hauptsächlich durch Öl (braun) sowie Gas (gelb) gedeckt, wobei Stromgebundene Versorger wie Wärmepumpen (grün) nur eine untergeordnete Rolle spielen.

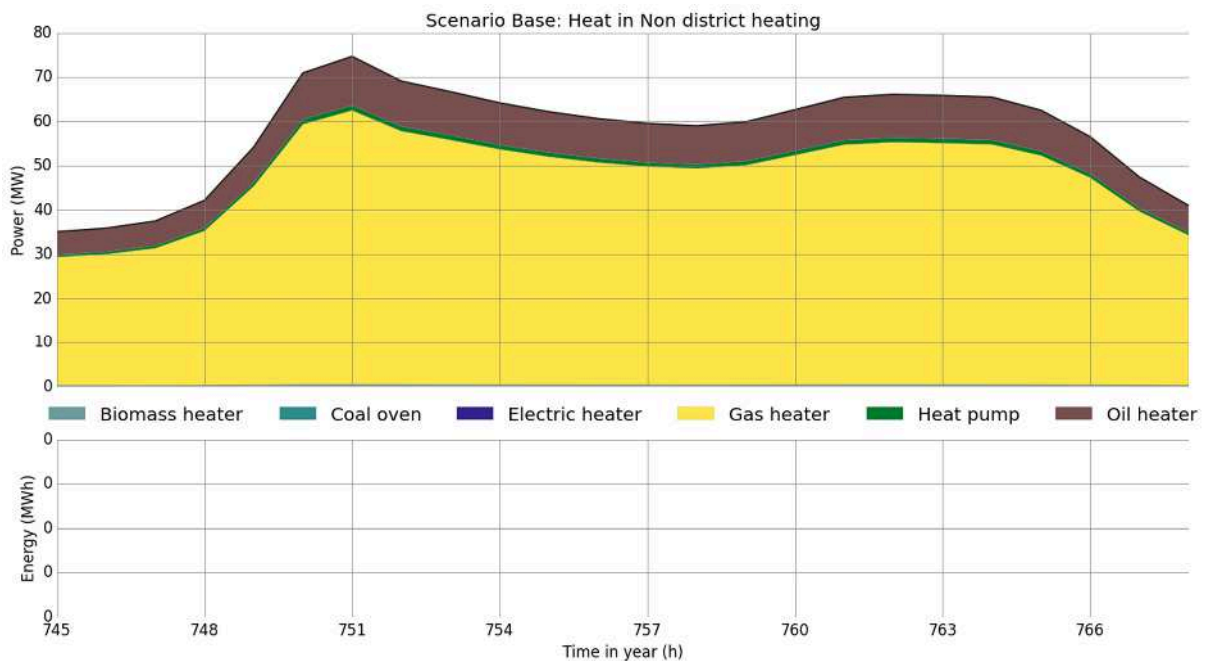


Abbildung 22: Wärmeversorgung im dezentralen Bereich des 1. Februars



## 11.9 Kosten

Durch die Heiztechnologien sowie durch die Brennstoffe werden Kosten verursacht. In Tabelle 15 sind die angenommenen spezifischen Kosten für jede Technologie nach Investitionskosten sowie Gestehungskosten der Energieform aufgelistet. Die Kosten dienen als Faktoren zur Bestimmung der kostenminimalsten Lösung der nachfolgenden Optimierung. Es handelt sich hierbei um Kosten, die für den Verbraucher durch die Nutzung der verschiedenen Primärenergieträger entstehen um den Wärmebedarf zu decken. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen der SWG bereits beschrieben sind und es dadurch zu keinen Kosten dieser Anlagen in den Szenarien kommt. Um hier genauere Aussagen bezüglich Wartungskosten, Installationskosten, Rückbaumaßnahmen sowie Abschreibungszeiträume zu treffen, müssten entsprechende Daten der SWG vorliegen. Durch diese kostenminimale Annahme wird jedoch die Fernwärme im Modell eher bevorzugt.

Tabelle 15: Kosten der Heiztechnologien 2011

Heiztechnologie 2011	Investitionskosten (€/MW)	Gestehungskosten (€/MWh)
Fernwärme	installiert	65
Gasheizungen	300.000	80
Ölheizung	310.000	62
Kohleheizung	280.000	50
Biomasse <sup>7</sup>	500.000	30+100
Elektroheizung	200.000	253
Wärmepumpen	900.000	-
Photovoltaik-System	1.920.000	In Investitionskosten enthalten
Solarthermie-System	1.920.000	In Investitionskosten enthalten
Strompreis Haushaltskunde	0	253

Die Kosten wurden aus verschiedenen Quellen recherchiert oder teilweise bestmöglich angenommen. Die Kosten für die Fernwärme wurden nach eigener Rechnung abgeschätzt. Dabei stammen die Grundannahmen aus dem Jahresbericht der SWG (Borkmann, 2014) mit einem Arbeitspreis von 56 €/MWh und einem Leistungspreis von 45.000 €/MW. Da der Leistungspreis abhängig von der Anschlussleistung ist, und in einer aggregierten Modellstruktur nicht abgebildet werden kann, resultiert dies in einen höheren Arbeitspreis. Weitere Kosten von Erzeugungsanlagen für Privathaushalten stammen teilweise aus der Arbeit (Winkelmüller, Reuter, & Hamacher, 2005). Für die Kostenstruktur der Technologien wurden der Bericht (Kost, 2013) herangezogen

Bei den Holzöfen (Biomasse) stehen sehr günstige Brennstoffkosten sowie geringe CO<sub>2</sub> Mengen bei der Verbrennung im Vordergrund. Allerdings kommt es hier zu hohen Investitionskosten aufgrund des Speichers. Damit einhergehend kommt es auch zu dem Problem eines hohen Platzbedarfs für den Brennstoff sowie den Anfall von Verbrennungsrückständen. Bei handbestückten Holz Scheitöfen ist es

<sup>7</sup> Das Heizen mit Biomasse Anlagen führt zu erhöhten Kosten im Bereich der Wartung (100 €/MWh)



sicherlich auch eine Frage des Komforts. Auch die jährlichen Wartungskosten sind höher als bei konventioneller Wärmeerzeugung<sup>8</sup>. Aus diesem Grund wird das maximale Potential der installierbaren Erzeugungsleistung auf 5 MW begrenzt. Bei den Investitionskosten wurden für die Photovoltaik sowie die Solarthermie 20 Jahre als Abschreibungszeitraum angesetzt. Bei den restlichen Technologien sind 25 Jahre als Zeitraum anzusetzen. Ein ungenutztes Angebot an derzeit abgeregeltem erneuerbarem Strom wird in den Szenarien, in welchen dieser Verwendung findet, mit einem Preis knapp unter dem der Konkurrenztechnologie Gas angesetzt. Grund hierfür ist, dass sich durch eine Technologie wie Power-to-Heat ein neuer Absatzmarkt bilden wird, dessen Grenzkosten durch den substituierten Brennstoff bestimmt werden.

Um einen Vergleich zwischen den verschiedenen, später vorgestellte, Szenarien ziehen zu können, werden die Kosten des Ist-Zustandes als Referenzwerte späterer Berechnungen dienen. Zudem werden auch die spezifischen Brennstoffkosten der Energieträger als konstant angenommen, da diese von Angebot und Nachfrage sowie von politischen Entscheidungen abhängig sind.

**Tabelle 16: Jährliche Kosten des Ist-Zustandes**

Kostenart	Kosten: $K$ (€)
Variable Kosten	58.317
Brennstoffkosten	33.204.069
Investitionskosten	2.618.561
<b>Gesamt</b>	<b>35.880.947</b>

Die spezifischen Energiekosten ergeben sich durch die Gesamtkosten bezogen auf die bereitgestellte Wärme ( $Q$ ) von 471 GWh.

**Tabelle 17: Parameter Ist-Zustand**

Annuitätsfaktor	$a$	0,07
Systemkosten (€)	$K_{Ref}$	35.880.947
Spezifische Energiekosten (€/kWh)	$\bar{K}_{Ref}$	
Wärmebedarf (MWh)	$Q_{Ref}$	471.000

$$\bar{K}_{Ref} = \frac{K_{Ref}}{Q_{Ref}} = \frac{35.880.947 \text{ €}}{471.000 \text{ MWh}} = 0,076 \text{ €/kWh}$$

**Formel 9**

<sup>8</sup> <http://www.heizsparer.de/heizung/heizungssysteme/holzheizung/holzheizung-kosten>



## 12 Szenarien für die Stadt Greifswald

Die Szenarien wurden im Rahmen eines Workshops „Anpassung der Greifswalder Wärmeversorgung an die Erfordernisse des kommunalen Klimaschutzkonzeptes vor dem Hintergrund der bundesweiten Energiewende“ am 19.06.2015 vorgestellt. Um eine Aussage über einen möglichen Entwicklungspfad der Stadt Greifswald hinsichtlich seiner Wärmeversorgung und Sanierungsaktivität zu treffen, wird zuerst die mögliche Entwicklung bis 2020 als Ergebnis der Diskussionsrunden während der Projektphase eingeleitet. Anschließend erfolgt eine Optimierung anhand eines Referenzszenarios für die Jahre 2030 sowie 2050. Dem gegenüber steht das Alternativszenario, welches nicht auf eine kostenminimale Optimierung sondern auf dem konservativen Ansatz einer umfassenden Sanierung beruht.

### 12.1 Entwicklungen bis 2020

Der Personenkreis des Workshops bestand unter anderem aus Vertretern der kommunalen Liegenschaften, der Universität, der Stadtwerke Greifswald, sowie des Klinikums. Mögliche Entwicklungspfade bezüglich der Wärmeversorgung sowie des Wärmebedarfs wurden diskutiert.

Die Wohnungsbaugenossenschaft Greifswald wurde von Herrn Roth vertreten, welcher die Anpassung an den demographischen Wandel als besondere zukünftige Herausforderung sieht. Aktuell sei geht der Trend in Richtung kleineren Haushalten wodurch Wohneinheiten der WGG angepasst werden müssen. Die zuletzt realisierten Sanierungsmaßnahmen führen aufgrund der hohen Investitionskosten zu steigenden Mieterhöhungen. Die Einspareffekte bei Niedrigenergiestandards führen oftmals nicht zu dem gewünschten Erfolg. Hier spielt die Gewohnheit des Mieters (richtiges Lüften) eine wesentliche Rolle. Gegenwärtig soll der Sanierungszustand der Gebäude längst möglich beibehalten werden. Bezüglich einer dezentralen Wärmeversorgung sieht die WGG nicht als Energieversorger sondern verweist hier vielmehr auf die Kernkompetenz der SWG. Her Blank von Seiten der SWG sieht die Dekarbonisierung der Fernwärme durch die Integration von Windstrom als mögliche Handlungsstrategie. Gemeinsam mit 50 HZ betreuen die SWG zurzeit das Projekt Windnode<sup>9</sup>. Auf Seiten der Ernst-Moritz-Arndt-Universität spricht Herr Okon an, dass durch den steigenden Technisierungsgrad auch höhere Ansprüche an den Kenntnisstand der Hausmeister gestellt werden. Bereits jetzt erfordert der gesteigerte technische Standard neuer Uni-Gebäude den Einsatz von Technikern. geht von der des Klinikums sowie der Ernst-Moritz-Arndt-Universität waren auf Seiten der Wärmeabnehmer zugegen. Herr Schedl vom Uni-Klinikum hat darauf hingewiesen, dass die Gebäudestruktur des Uni-Klinikums sich größtenteils durch Neubauten zusammensetzt, so dass zukünftig kaum Sanierungen stattfinden werden.

Weitere Akteure von der IHK und von Architekturbüros machten auf den Gebäudebestand aus Gewerbe und historischer Baukultur aufmerksam. Die modernen dezentralen Energiesysteme müssen meist objektgebunden auf ihre Wirtschaftlichkeit hin geprüft werden. Durch die Energieversorger kann hier jedoch zentral eine Lösung gefunden werden.

---

<sup>9</sup> „WindNODE wird den Beweis erbringen, dass die Energiewende technologisch und ökonomisch erfolgreich sein kann. Das Projekt soll demonstrieren, dass auch bei überwiegenden Anteilen Erneuerbarer Energien der Strom dann, wenn Wind und Sonne ihn liefern, sinnvoll genutzt oder effizient gespeichert werden kann.“ (<http://www.windnode.de/konzept/>)



Im Rahmen der Workshops wurde ein Fragebogen an die entsprechenden Vertreter der örtlichen Liegenschaften weitergeleitet. Folgende drei Fragen wurden gestellt um die zeitnahe Entwicklung abzuschätzen. Die Antworten weisen starke Gemeinsamkeiten auf und wurden daher zusammengefasst.

- a) *Wie erwarten Sie die Entwicklung der Liegenschaften in den nächsten zehn Jahren, gibt es noch sinnvolle Sanierungsprojekte? Welche sind diese?*

Die Ernst-Moritz-Arndt-Universität (EMAU) Greifswald befindet sich zurzeit in einem laufenden baulichen Entwicklungskonzept und geht davon aus in den nächsten Jahren die Lehre und Forschung an größeren Standorten zu zentrieren. Aufgrund dieses Prozesses werden effizienzsteigernde Effekte sowohl in der Wissenschaft als auch in Rahmen der Energiekosten. Allerdings weist der steigende technisierungsgrad aufgrund des Fortschritts in der Wissenschaft auf einen steigenden Energieverbrauch hin. Bezüglich der Wohnungsbau-Genossenschaft wird deren Handeln durch die Bedürfnisse ihrer Mitglieder bestimmt. Eine Bestandsanpassung wird im Wesentlichen hinsichtlich Dienstleistungsangebote, Wohnumfeldgestaltung und Ausstattung. Weiterhin ist es Ziel der Genossenschaft die Potentiale ihres Wohnungsbestanden zu erschließen und hinsichtlich des demographischen Wandels und diesbezüglich auch des sozioökonomischen Aspekte anzupassen. Bis 2020 werden hier eher Maßnahmen zur Reduzierung von Barrieren hinsichtlich der Gebäudeerschließungen durchgeführt.

- b) *Wie sähe eine „normale“ Fortführung der Liegenschaften aus?*

Die EMAU hindert vor allem gesetzliche Rahmenbedingungen zu einer Effizienzsteigerung des Gebäudebestandes. Dabei sind zum einen Bedarfszahlen rechtlich festgelegt als auch Gründe bezüglich Denkmalschutzes Ursache für nicht durzuführende Dämmung. Auch im Bereich des Klinikums werden zurzeit bereits mit allen verfügbaren Mitteln versucht den Betrieb zu optimieren. Daher ist davon auszugehen, dass die Verbräuche in Zukunft konstant bleiben. Bei der Wohnungsbau Genossenschaft setzt eine normale Betriebsweiterführung Zielgedanken einer kostendeckenden Bewirtschaftung voraus. Instandhaltungsmaßnahmen zum Werterhalt der Wohnungsbestände sowie Komfortverbesserung aufgrund von Modernisierungsmaßnahmen dienen diesem Zweck. Ersatzneubau als Maßnahme zur Effizienzsteigerung kommen nur als letzte Alternative in Frage und auch nur, wenn diese Synergieeffekte auf anliegende Nachbarbestände haben.

- c) *Stellen Sie sich vor der Gesetzgeber würden radikale Einschnitte bei der Wärmenachfrage fordern. Mit welchen Maßnahmen würden Sie reagieren?“*

Es wurde einstimmig darauf hingewiesen, dass bereits zum derzeitigen Zeitpunkt Maßnahmen zur Effizienzsteigerung optimiert werden. Die geschieht teilweise durch Optimierung der Betriebsführung oder Sanierungsmaßnahmen. Hinsichtlich der Ankündigung verschärfter EnEV Anforderungen werden als Reaktion bereits Neubauaktivitäten vorgezogen, da diese auch mit einer Baupreissteigerung einhergehen. Gerade für die großen Liegenschaften, die vorrangig zum Zweck der wirtschaftlichen Förderung ihrer Mitglieder und einer soziale Wohnungsversorgung ist, stellt dies eine Herausforderung dar. Bei weiteren Effizienzsteigernden Anforderungen würden bei den zuständigen Ministerien entsprechenden Förderanträge auf Erneuerung der Energieversorgung eingereicht werden um die gesetzlichen Forderungen erfüllen zu können. Auch kann es zu einem stagnieren weiterer Neubautätigkeiten kommen. Die Finanzierung durch Eigenkapital derartiger Forderungen könne derzeit nicht bewältigt werden.



Während des Workshops mit den Vertretern der großen Liegenschaften wurde klar, dass wesentliche neuartige Veränderungen bis 2020 nicht Ziel dieses Klimaschutzteilkonzeptes ist. Jedoch zeigt der Sachstand des kommunalen Klimaschutz Greifswald von 2015, dass durch die Umsetzung der noch offenstehenden Maßnahmen aus dem Klimaschutzkonzept bereits 24 % der Wärmenachfrage eingespart werden kann. Vor allem die positiven Effekte durch die Dekarbonisierung der Fernwärme mit Biomasse sollten bis 2014 zu einer wirkungsvollen Verminderung der Emissionen führen.

## **12.2 Referenzszenario - moderate Sanierung**

Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass insbesondere die weite Ausdehnung der Fernwärmeversorgung bestehen bleibt. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fernwärme stetig sinken und langfristig eine gute Balance aus erneuerbarer und effizienter Fernwärme sowie sinnvoller Gebäudesanierungen das Erreichen ambitionierter Minderungsziele gewährleistet. In den Gebäuden außerhalb der Fernwärmebereiche kommen alternative Technologien wie Wärmepumpen zum Einsatz. In Absprache mit den beteiligten Personenkreisen wurde beschlossen, dass diese Szenarien nicht Gegenstand kurzfristiger Aussagen sind. Aus diesem Grund werden die Szenarien erst für Jahre nach 2020 optimiert, da innerhalb von vier Jahren keine Planung sowie innovative, weitreichende Veränderungen des bestehenden Gebäudebestands beziehungsweise der Energieversorgungsstruktur vorgenommen werden können.

## **12.3 Alternativszenario - ambitionierte Sanierung (2050)**

Im Alternativszenario erfolgen die CO<sub>2</sub> Einsparungen nicht über die Veränderungen im Bereich der Wärmeerzeugung sondern vielmehr durch eine weitreichende Gebäudesanierung. Da Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle nicht zu einer Wärmeeinsparung in gewünschter Höhe führen werden, müssen weitere innovative Maßnahmen ergriffen werden. Eine derart komplexe Sanierung muss unter Einbeziehung weitreichender Veränderungen auch im Bereich der Gebäudetechnik erfolgen. Es wird eine kontrollierte Wohnraumlüftung nötig sein, um einen hohen Effizienzstand der Gebäude zu erreichen und die Wärmeverluste durch konventionelle Lüftung möglichst gering zu halten. Die Nutzung einer Wohnraumlüftung wird in Kombination mit einer Anlage zur Wärmerückgewinnung erfolgen, um die Wärmeverluste der ausgetauschten Luftmassen zu reduzieren. Durch bauliche Maßnahmen können Wärmebrücken gerade im Bereich von Balkonen reduziert werden. In der Sanierung der Außenfassade kommen mineralische Wärmedämmverbundsysteme zum Einsatz. (Fuchs & Schmees, 2015). Eine gebäudescharfe Sanierung kann nur für jedes Objekt im speziellen getroffen werden. Dies ist auch nicht der Anspruch dieses Szenarios. Vielmehr soll eine Vergleichsgröße ermittelt werden um Abschätzungen bezüglich der Wärmevermeidungskosten treffen zu können. Zusätzlich wird die Auswirkung der reduzierten Wärmeabnahme auf die Versorgungsstruktur analysiert.





## 13 Optimierung

### 13.1 Stützjahr 2030

Für das Jahr 2030 wird erstmals die Möglichkeit der Integration von Power-to-Heat in Kombination mit erneuerbaren Stromerzeugern aus der Region Mecklenburg-Vorpommern genutzt. Dabei wird das Potential des bestehenden Fernwärmenetzes genutzt, um die aus Strom erzeugte Wärme über die bestehende Infrastruktur zu den Verbrauchern zu transportieren. Als Prognose der zu installierenden Leistung aus erneuerbaren Technologien werden die Werte des Jahres 2030 aus Kapitel 6 genutzt. Diese sind für das gewählte Stützjahr in Tabelle 18 aufgeführt. Es wird davon ausgegangen, dass der spezifische Emissionswert des deutschen Strommixes auf 300 g/kWh sinkt.

Tabelle 18: Installierte Leistung und jährlich erzeugter Strom erneuerbarer Technologien im Jahr 2030 in M-V

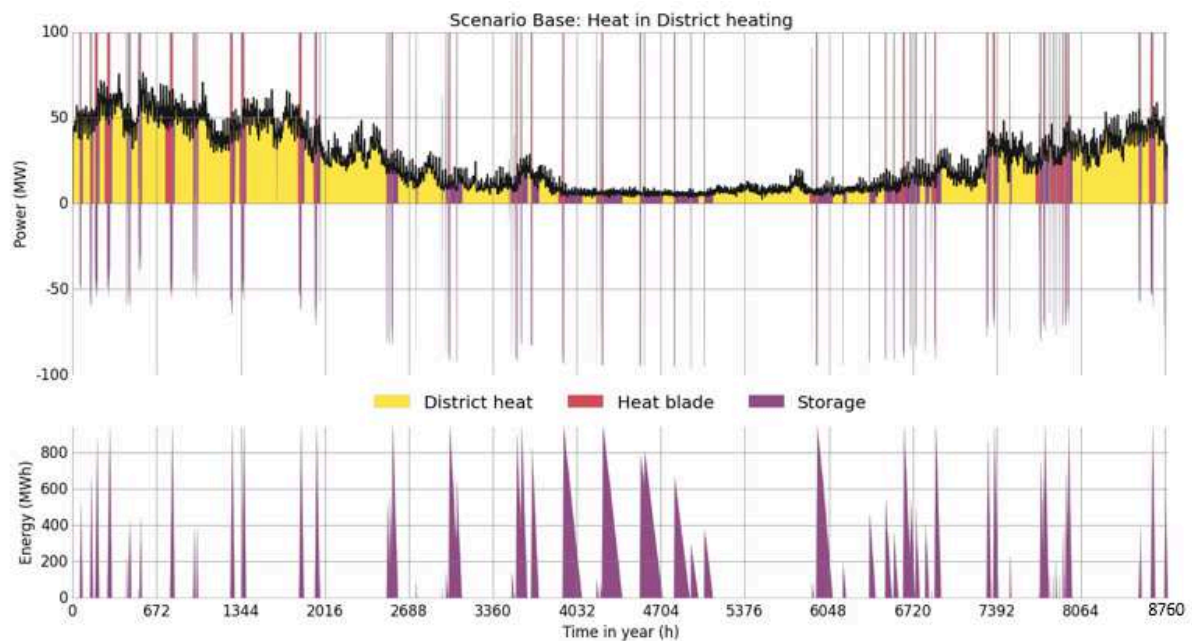
Technologie	Installierte Leistung (MW)	Erzeugter Strom (MWh)
Onshore	7.866	18.014.690
Offshore	3.800	13.316.526
Photovoltaik	2.515	2.012.000
<b>Gesamt</b>	<b>14.181</b>	<b>33.343.216</b>

#### 13.1.1 Szenario: Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % gegenüber 2011

In diesem Szenario werden durch eine mäßige Sanierung und einem starken Ausbau der Power-to-Heat Technologie die Treibhausgasemissionen dem Klimaschutzziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 angepasst. Es wird von einer gesetzlichen Vorgabe der Reduktion der Treibhausgase um 40 % ausgegangen. Als Referenzwert wird in diesem Fall für Greifswald der vorliegende Wert der aktuellen Treibhausgasbilanz von 2011 verwendet. Als Zielwert sind somit 66.802 t CO<sub>2</sub> gesetzt, der durch die Integration emissionsneutraler Technologien erreicht werden muss. Es wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2030 eine Sanierung mit mindestens 18 % Wärmebedarfseinsparung erfolgt. Damit beläuft sich der gesamte Wärmebedarf auf etwa 388 GWh. Um 40 % Emissionen einzusparen, muss zusätzlich zur Gebäudesanierung der Bestand der Heiztechnologien klimafreundlicher gestaltet werden.

##### Ergebnisse der Fernwärmeregion:

Im Bereich der Fernwärme wird zusätzlich zu der konventionellen Wärmeerzeugung die Power-to-Heat Technologie genutzt um den Wärmebedarf zu decken. Der Wärmebedarf der Fernwärmeregion ist anhand eines für die Fernwärme typischen Lastgangs in Abbildung 23 (schwarze Linie) abgebildet. Speicher werden ausgebaut, um den zeitlichen Versatz des Stromüberschusses nutzen zu können. Da die Wärmespeicher verlustbehaftet sind, werden diese zeitnah entladen. Dabei ist der, vom Modell bestimmte, Speicherausbau auf 1.500 MWh begrenzt. Die Lade- sowie Entladeleistung des Speichers wurde auf 100 MW beschränkt. Auffällig ist, dass die Speicher nur bis 944 MWh Kapazität ausgebaut wurden (unteres Diagramm in Abbildung 23). Bei der Ladeleistung wurden 100 MW ausgebaut.



**Abbildung 23: Lastgang der Fernwärme sowie Nutzung der Power-to-Heat Technologie**

Für eine genauere Betrachtung wird der Februar als Ausschnitt betrachtet (Abbildung 24). Es ist zu sehen, dass die Last zu jedem Zeitpunkt durch die installierten Wärmeerzeugern (Heizschwert und konventionelle Fernwärme) gedeckt wird. Teilweise kommt es zu einer Überdeckung der Last. Diese erfolgt aufgrund von Stromüberschüssen, welche durch installierte Heizschwerter (Power-to-Heat) genutzt werden können. Zu diesem Zeitpunkten wird der Wärmespeicher befüllt. Im Leistungsbereich (obere Teil der Abbildung) wird das durch die negativ<sup>10</sup> auftretenden Werten deutlich. Im unteren Diagramm ist der Speicherfüllstand zu sehen. Diese gespeicherte Energie kann genutzt werden um zu späteren Zeitpunkten die Last zu decken. Üblicherweise wird der Speicher aufgrund der Verluste schnellst möglichst wieder entladen.

<sup>10</sup> Negative Werte bedeuten, dass die Leistung nicht genutzt wird um die Last zu decken, sondern anderweitig genutzt wird (hier um einen Speicher zu füllen).

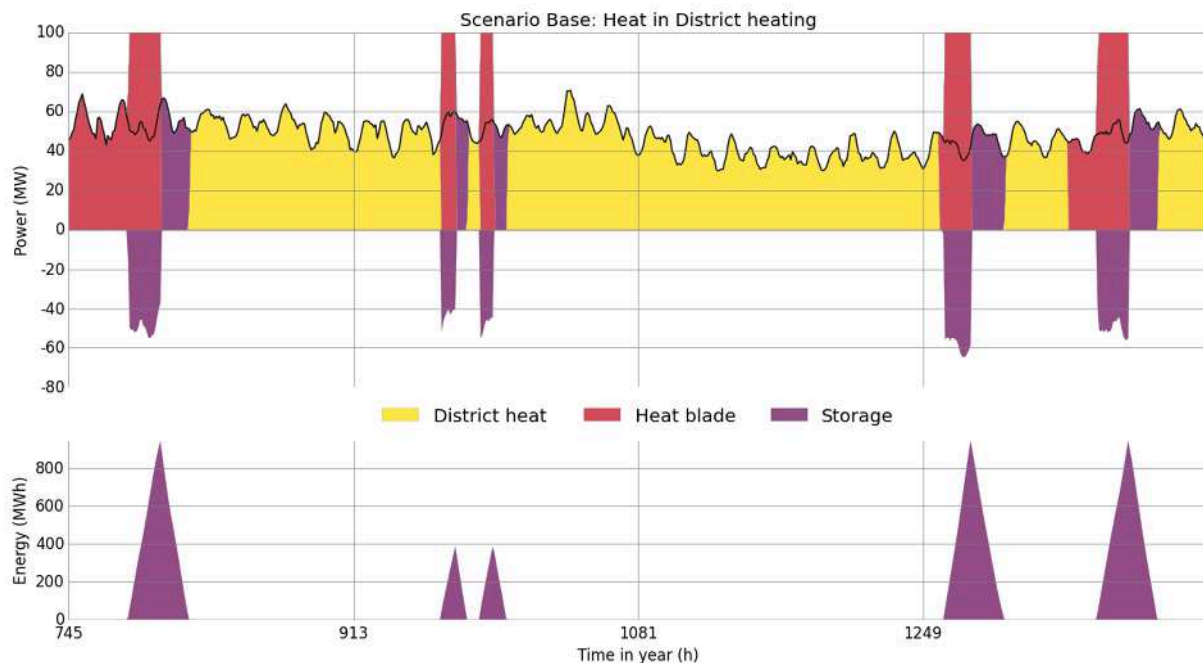


Abbildung 24: Lastgang Wärme der Fernwärmeregion Greifswald für den Februar

Im Folgenden wird untersucht, welche Wärmeerzeuger im Jahr 2030 installiert werden. Diese sind in Tabelle 19 aufgeführt. Dabei gehen die Werte in Klammer nicht in die Bilanz mit ein.

Tabelle 19: Installierte Technologien der Fernwärmeregion im Referenzszenario 2030 (40 % CO<sub>2</sub> Reduktion)

Technologie	Installierte Leistung (MW)	Energie (MWh)	Treibhausgasemissionen (t - CO <sub>2</sub> )
KWK	vorinstalliert	155.356	32.158
Heizschwert	100	61.380	0
Stromnetz		0	0
Überschussstrom		(61.130)	0
PV	Aus dezent. Gebiet	(250)	0
Speicher	(96)	(944)	0
<b>Gesamt</b>	<b>100</b>	<b>216.736</b>	<b>32.158</b>

#### Ergebnisse der Region dezentraler Wärmeerzeuger:

Außerhalb des Fernwärmegebietes werden die ineffizienten Heiztechnologien wie Ölheizungen durch Wärmepumpen ersetzt (Abbildung 25). Die gasbefeuerte Wärmeerzeugung behält dabei ihre Dominanz. Gerade für Einfamilienhäuser am Stadtrand ist die Wärmepumpe aufgrund der vorhandenen Grundstücksfläche eine geeignete Wahl. Eine gebäudescharfe Zuweisung ist hierbei nicht zweckdienlich, da die Umsetzung von individuellen Eigenschaften abhängt. Es wird hier auf das Kapitel 9 verwiesen, in welchem günstige Gebiete ausgewiesen sind. Von dem maximalen Wärmepumpenpotential von 13,6 MW wurde das gesamte Potential ausgeschöpft. Hausspeicher werden keine gebaut.

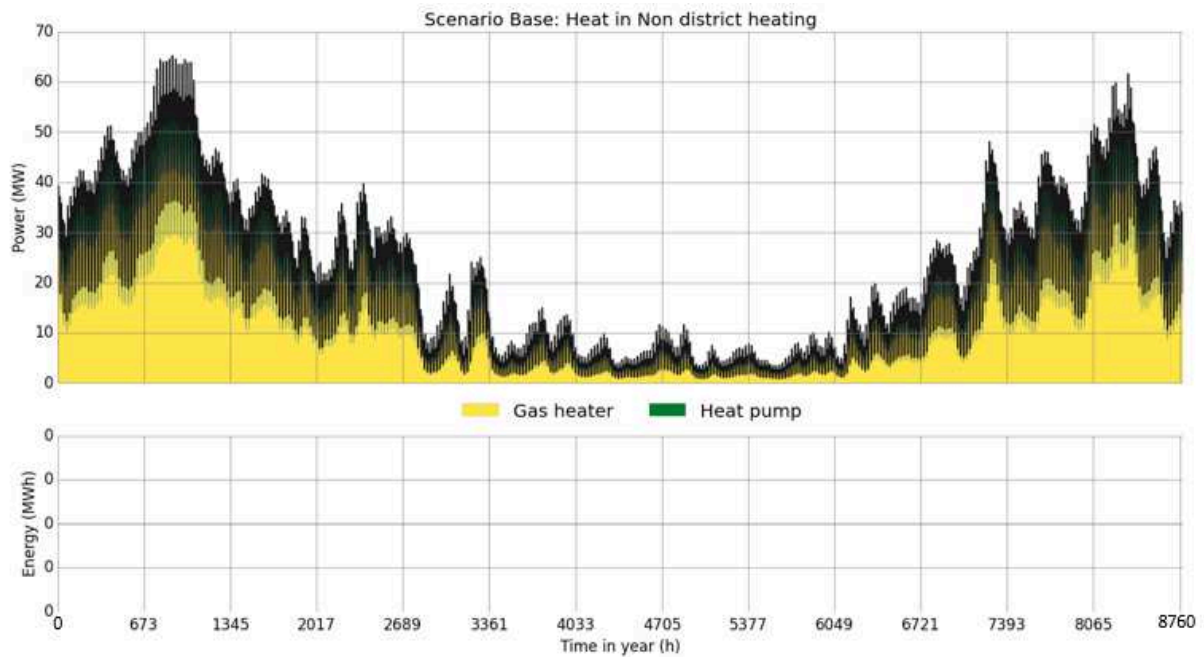


Abbildung 25: Jahresansicht der Wärmeversorgung außerhalb des Fernwärmegebietes

Analog zu Tabelle 19 wird in Tabelle 20 die Zusammensetzung der Wärmeerzeuger aufgeführt.

Tabelle 20: Installierte Technologien der dezentralen Wärmeversorgung im Referenzszenario 2030 (40 % CO<sub>2</sub> Reduktion)

Technologie	Installierte Leistung	Energie (MWh)	Treibhausgasemissionen (t - CO <sub>2</sub> )
Gas	51	133.419	32.152
Wärmepumpe (COP 4)	13,6	37.596	2.497
Stromnetz		(8.324)	(2.497)
PV	(1,5)	(1.075)	0
<b>Gesamt</b>	<b>66,1</b>	<b>171.015</b>	<b>34.649</b>

Im folgenden Abschnitt werden die Kosten des Szenarios berechnet. Dabei ist stehen in Tabelle 21 die Systemkosten, welche durch die Optimierung ermittelt wurden. Dabei nehmen die Brennstoffkosten bzw. Stromkosten den höchsten Teil ein.

Tabelle 21: Systemkosten der Wärmebereitstellung im Jahr 2030

Kostenart	Kosten (€)
Variable Kosten	3.673.468
Brennstoff-/Stromkosten	22.934.703
Investitionskosten	4.287.792
<b>Gesamt</b>	<b>30.895.963</b>

In nachstehender Tabelle 22 sind die Parameter zur Berechnung der spezifischen Energiekosten enthalten. Die spezifischen Energiekosten ( $\bar{K}_{2030}$ ), spezifischen CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten ( $\bar{K}_{CO_2 2030}$ ) sowie die annuitätischen Vermeidungskosten durch die Sanierungsmaßnahmen ( $\bar{K}_{a 2030}$ ) werden in



den nachstehenden Gleichungen bestimmt. Vollständiger halber sind diese dennoch in nachstehender Tabelle aufgeführt. Anhand der Kosten kann eine spätere Bewertung der Szenarien erfolgen.

**Tabelle 22: Kennzahlen zur Kostenberechnung 2030**

Annuitätsfaktor	$a$	0,07
Systemkosten	$K_{2030}$	30.895.963 €
Spezifische Energiekosten	$\bar{K}_{2030}$	
Spezifische CO <sub>2</sub> Vermeidungskosten	$\bar{K}_{CO_2 2030}$	
Annuitätische Vermeidungskosten	$\bar{K}_{a 2030}$	
Kosten des Ist Zustands	$K_{Ref}$	35.880.947 €
Wärmebedarf	$Q_{2030}$	387.645 MWh
Sanierungskosten	$K_{S,2030}$	103.924.644 €
Wärmereduktion durch Sanierung	$q_{2030}$	84.780 MWh
CO <sub>2</sub> Reduktion	$e_{2030}$	44.535 t

Die spezifischen Energiekosten ( $\bar{K}_{2030}$ ) für die reine Wärmeerzeugung einer Kilowattstunde ergeben sich durch die Aufteilung der Systemgesamtkosten auf den Wärmebedarf.

$$\bar{K}_{2030} = \frac{K_{2030}}{Q_{2030}} = \frac{30.895.963 \text{ €}}{387.645 \text{ MWh}} = 0,080 \text{ €/kWh} \quad \text{Formel 10}$$

Die Sanierungsmaßnahmen mit einer 18 % Reduktion des Wärmebedarfs führen zu annuitätischen Vermeidungskosten ( $\bar{K}_{a 2030}$ ).

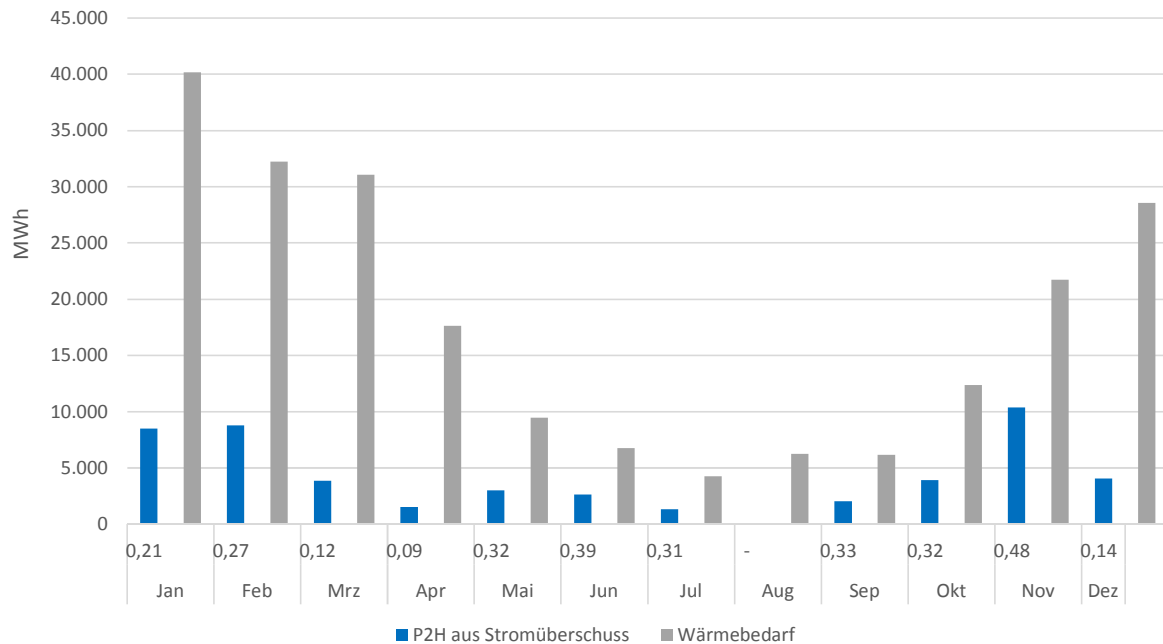
$$\bar{K}_{a 2030} = \frac{K_{S,2030} \cdot a}{q_{2030}} = \frac{103.924.644 \cdot 0,07 \text{ €/a}}{84.780 \text{ MWh/a}} = 0,086 \text{ €/kWh} \quad \text{Formel 11}$$

Die CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten werden durch die Mehrkosten gegenüber dem bestehenden System (Ist-Zustand) und der nicht emittierten Menge an Treibhausgasen ermittelt.

$$\bar{K}_{CO_2 2030} = \frac{K_{S,2030} \cdot a + K_{2030} - K_{Ref}}{e_{2030}} = 26 \text{ €/t}_{CO_2} \quad \text{Formel 12}$$

Abbildung 26 zeigt den monatlichen Wärmeanteil der Power-to-Heat Technologie aus Überschussstrom am Fernwärmebedarf. Aufgrund des hohen Anteils an Strom aus Windanlagen ist in den Wintermonaten ein höherer Stromüberschuss zu verzeichnen. Im August kommt es zu keiner Zeit zu einem Stromüberschuss, da der erzeugte Strom unter der Leitungsgrenze und Eigenbedarf von M-V liegt.

### Anteil von P2H am Fernwärmebedarf



**Abbildung 26: monatlich aufgelöster Anteil an Power-to-Heat (aus Stromüberschuss) zur Deckung des Fernwärmebedarfs**

Um einen möglichen Rückbau der Fernwärme abzuschätzen wird die Auswirkung der Sanierung auf den Fernwärmebereich geprüft. In Abbildung 27 ist die Fernwärmeabnahme in Rastern aufgezeigt. Die rot eingefärbten Raster haben eine jährliche Abnahme von über 150 MWh/ha. Die grün markierten Raster liegen unter diesem Wert. Bereits im Kapitel 5.6 wurde diese Darstellung genutzt. Im Vergleich zum Ist- Zustand reduziert sich die Wärmeabnahme aufgrund der Sanierung um 39 GWh. Von den 528 Rastern, in denen Gebäude mit Fernwärmeanschluss liegen, gibt es in diesem Szenario 368 Raster mit einer Abnahmemenge von über 150 MWh.

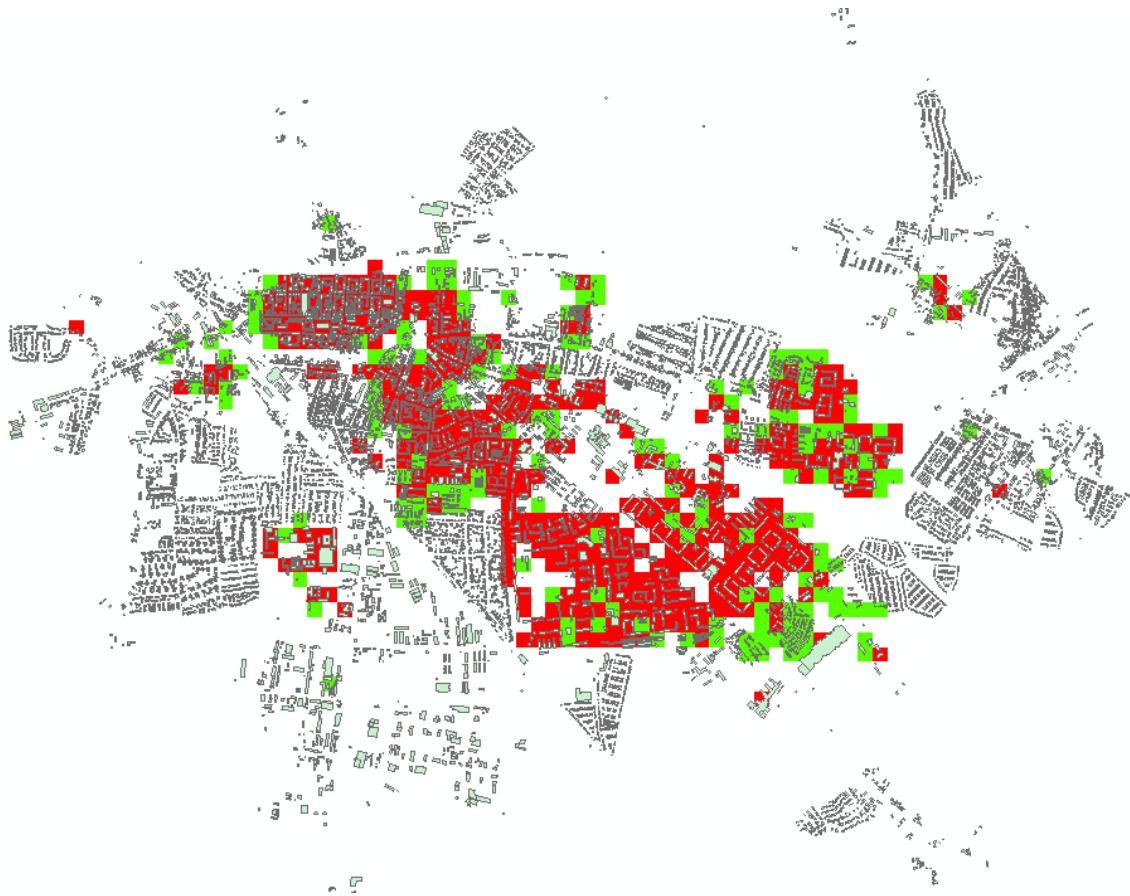


Abbildung 27: Fernwärmeabnahme in Greifswald, die grünen Felder haben eine geringe Abnahme, die roten eine über 150 MWh/ha.

### 13.1.2 Szenario: Ausbau der Netze nach NEP2023

Im NEP 2023 (Bundesnetzagentur, 2013) wurde der Ausbau der 220 kV Leitungen L331 sowie L305 bestätigt, wodurch die Übertragungsleistung um 1.795 MW gesteigert wird. Die maximale Übertragungsleistung erhöht sich somit auf die in Tabelle 23 gezeigten Werte.

Tabelle 23: Ausbau der Stromleitungen in M-V nach NEP 2023

Namen	Spannung (kV)	Länge (km)	Lastfaktor	Leistung (MW)
L518	380	195	1,75	990
L517		195	1,75	990
L513		170	2,25	1.274
L514		170	2,25	1.274
L305		25	3	990
L331		214	1,75	1.698
L332	220	180	2,2	396
L306		25	3	564
<b>Gesamt</b>				<b>8.176</b>

Durch den erweiterten Leitungsausbau nach bisherigen NEP verringert sich der Jährliche Überschussstrom in der Region Mecklenburg-Vorpommern auf 583 GWh. Es treten deutlich weniger Zeiten mit Stromüberschüssen auf.

#### Ergebnisse der Fernwärmeregion:

Im Falle der höheren Netzkapazität in M-V ist der regionale Stromüberschuss geringer. Aus diesem Grund erfolgt ein Ausbau der Leistung der Heizschwerter in Abbildung 28, um zu den geringen Zeiten mit Stromüberschüssen möglichst viel des Stromes zu nutzen. Zeitgleich steigt damit auch der Speicherausbau auf 1500 MWh.

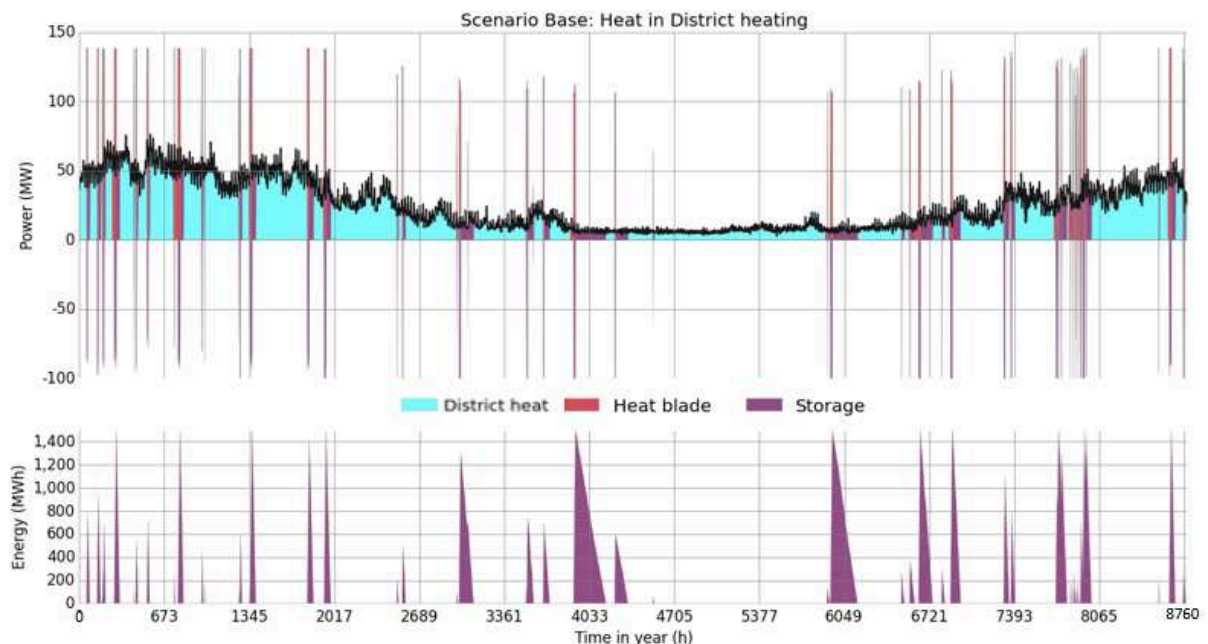


Abbildung 28: Lastgang der Fernwärme sowie Nutzung der Power-to-Heat Technologie (NEP 2030)



Tabelle 24: Installierte Technologien der Fernwärmeregion im Referenzszenario 2030 (NEP) - 40 % CO<sub>2</sub> Reduktion

Technologie	Installierte Leistung (MW)	Energie (MWh)	Treibhausgasemissionen (t - CO <sub>2</sub> )
KWK	vorinstalliert	164.043	33.957
Heizschwert	138	52.696	0
Stromnetz		0	0
Überschussstrom		(52.696)	0
Speicher	100	1.500	-
<b>Gesamt</b>		<b>216.739</b>	<b>33.957</b>

Ergebnisse der dezentralen Wärmeversorgung:

Aufgrund der geringeren Menge an emissionsfreiem Überschussstrom müssen im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung Treibhausgasemissionen verringert werden. Aus diesem Grund wird Biomasse bis zur festgelegten Grenze ausgebaut (Abbildung 29). Grund dafür ist der sehr gute spezifische Emissionswert.

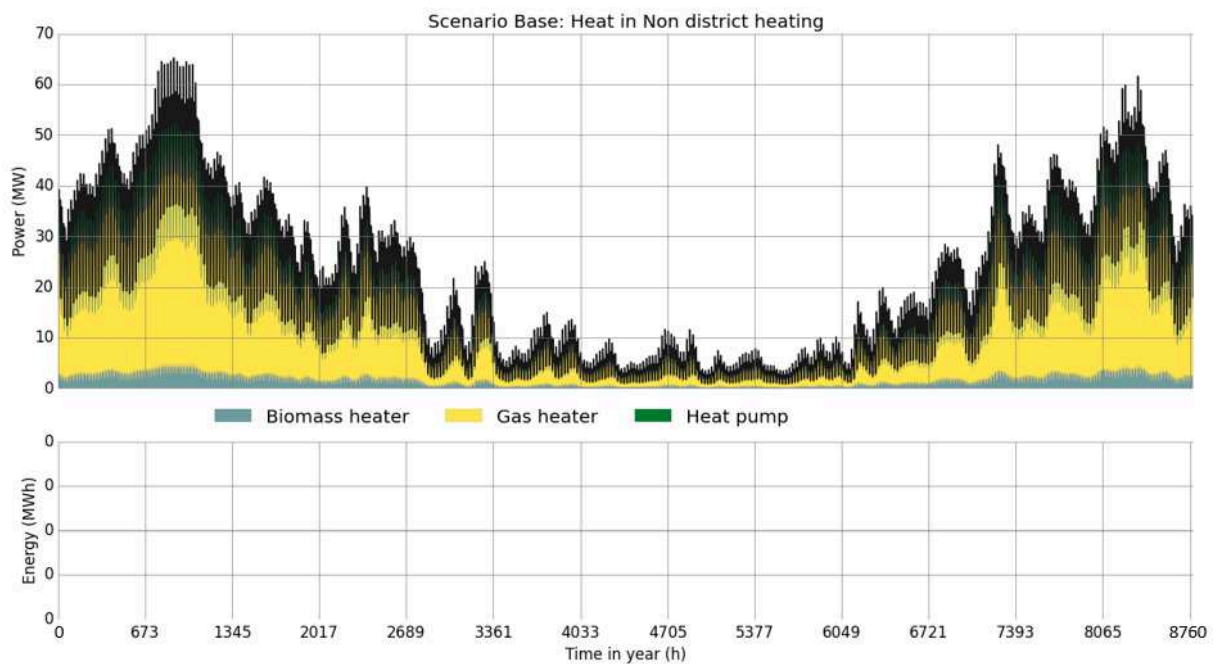


Abbildung 29: Jahresansicht der Wärmeversorgung außerhalb des Fernwärmegebietes (NEP 2030)



**Tabelle 25: Installierte Technologien der dezentralen Wärmeversorgung im Referenzszenario (NEP 2030) - 40 % CO<sub>2</sub> Reduktion**

Technologie	Installierte Leistung	Erzeugte Wärme (MWh)	Treibhausgasemissionen (t - CO <sub>2</sub> )
Wärmepumpe (COP 4)	12	32.603	2.445
Gas	48	138.411	30.195
Biomasse	5	13.118	210
<b>Gesamt</b>	<b>65</b>	<b>171.014</b>	<b>32.850</b>

**Tabelle 26: Systemkosten der Wärmebereitstellung im Jahr 2030 (NEP 2030)**

Kostenart	Kosten (€)
Variable Kosten	4.473.892
Brennstoff-/Stromkosten	23.146.841
Investitionskosten	4.798.245
<b>Gesamt</b>	<b>32.418.978</b>

In nachstehender Tabelle 27 sind die Parameter zur Berechnung der spezifischen Energiekosten aufgelistet. Die spezifischen Energiekosten ( $\bar{K}_{2030}$ ), spezifischen CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten ( $\bar{K}_{CO_2 2030}$ ) sowie die annuitätischen Vermeidungskosten durch die Sanierungsmaßnahmen ( $\bar{K}_{a 2030}$ ) werden in den nachstehenden Gleichungen bestimmt. Vollständiger halber sind diese dennoch in nachstehender Tabelle aufgeführt. Anhand der Kosten kann eine spätere Bewertung der Szenarien erfolgen.

**Tabelle 27: Kennzahlen zur Kostenberechnung 2030**

Annuitätsfaktor	<b><i>a</i></b>	0,07
Systemkosten	$K_{2030}$	32.418.978
Spezifische Energiekosten	$\bar{K}_{2030}$	
Spezifische CO <sub>2</sub> Vermeidungskosten	$\bar{K}_{CO_2 2030}$	
Annuitätische Vermeidungskosten	$\bar{K}_{a 2030}$	
Kosten des Ist Zustands	$K_{Ref}$	35.880.947 €
Wärmebedarf	$Q_{2030}$	387.645 MWh
Sanierungskosten	$K_{S,2030}$	103.924.644 €
Wärmereduktion durch Sanierung	$q_{2030}$	84.780 MWh
CO <sub>2</sub> Reduktion	$e_{2030}$	44.535 t

Die spezifischen Energiekosten ( $\bar{K}_{2030}$ ) für die reine Wärmeerzeugung einer Kilowattstunde ergeben sich durch die Aufteilung der Systemgesamtkosten auf den Wärmebedarf.

$$\bar{K}_{2030} = \frac{K_{2030}}{Q_{2030}} = \frac{32.418.978 \text{ €}}{387.645 \text{ MWh}} = 0,084 \text{ €/kWh} \quad \text{Formel 13}$$

Die Sanierungsmaßnahmen mit einer 18 % Reduktion des Wärmebedarfs führen zu annuitätischen Vermeidungskosten ( $\bar{K}_{a 2030}$ ).



$$\bar{K}_{a_{2030}} = \frac{K_{S,2030} \cdot a}{q_{2030}} = \frac{103.924.644 \cdot 0,07 \frac{\text{€}}{\text{a}}}{84.780 \text{ MWh/a}} = 0,086 \text{ €/kWh}$$

Formel 14

Die CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten werden durch die Mehrkosten gegenüber des bestehenden Systems (Ist-Zustand) und der nicht emittierten Menge an Treibhausgasen ermittelt.

$$\bar{K}_{CO_2_{2030}} = \frac{K_{S,2030} \cdot a + K_{2030} - K_{Ref}}{e_{2030}} = 45 \text{ €/t}_{CO_2}$$

Formel 15

## 13.2 Jahr 2050:

Für das Jahr 2050 wird davon ausgegangen, dass alle Leitungen zu benachbarten Bundesländern von 220 kV auf 380 kV aufgerüstet wurden. Dadurch erhöht sich die Grenze, bis zu welcher der Strom nicht abgeregelt werden muss, auf 10.160 MW (Tabelle 28).

Tabelle 28: Leitungskapazitäten 2050

Namen	Spannung (kV)	Länge (km)	Lastfaktor	Leistung (MW)	
L518	380	195	1,75	990	
L517		195	1,75	990	
L513		170	2,25	1.274	
L514		170	2,25	1.274	
L331		214	1,75	1.698	
L332		180	2,2	1.246	
L305		25	3	990	
L306		25	3	1.698	
<b>Gesamt</b>					<b>10.160</b>

Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass der spezifische Emissionswert des deutschen Strommixes im Jahr 2050, aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Stromerzeuger, auf 100 g/kWh sinkt. Es werden zwei verschiedene Szenarien vorgestellt. Das Unterscheidungsmerkmal ist, dass in dem einen Szenario der Überschussstrom nur den Stadtwerken zur Verfügung steht, da diese den Strom kostengünstig erwerben können. Das andere Szenario geht davon aus, dass auch den Gebäuden mit Eigenversorgung bezüglich der Wärmebereitstellung der Zugang zum Überschussstrom für geringe Kosten ermöglicht wird. Nachfolgend ist die Jahresdauerlinie des Stromes aus erneuerbaren Anlagen in M-V zu sehen. Die Jahresdauerlinie gibt der Größe nach absteigend die Leistungswerte in Abhängigkeit der Stundenhäufigkeit über das Jahr wieder. Aus dieser Grafik wird ersichtlich, Wie viele Stunden im Jahr mit einer entsprechender Leistung EE aufgetreten sind. Aufgrund von betriebswirtschaftlichen Gründen kann davon ausgegangen werden, dass ein Leitungsausbau nur bis

zu einem entsprechenden Optimum erfolgt. Dieses wird zufolge haben, dass es ein Stromüberschuss bestehen bleibt, welcher potentiell durch Power-to-Heat genutzt werden kann

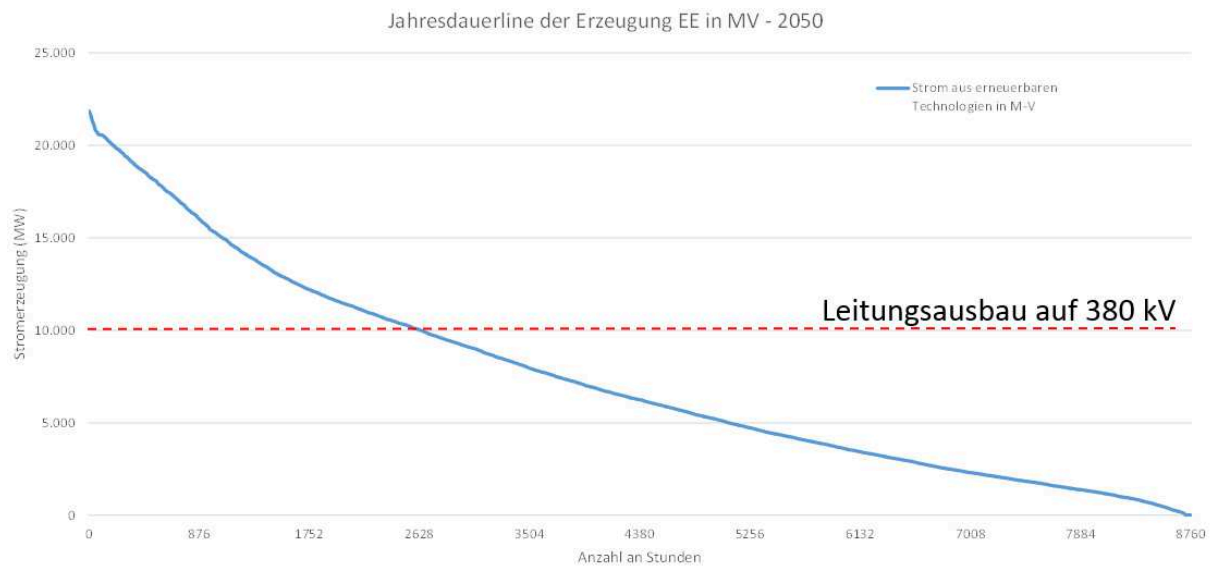


Abbildung 30: Jahresdauerlinie des Stroms aus erneuerbaren Anlagen in M-V im Jahr 2050

Es wird davon ausgegangen, dass eine weitere Sanierung durchgeführt wird. Diese Sanierung hat zur Folge, dass der jährliche Wärmebedarf um 28 % des Referenzwertes auf 338 GWh sinkt, Der CO<sub>2</sub> Grenzwert aus den Klimazielen von Deutschland jedoch um 80 % auf 22.400 t. Das bedeutet, dass allein durch den Fortbestand der Region mit konventionell erzeugter Raumwärme dieser Grenzwert deutlich überschritten wird (vgl. Tabelle 7). Hier gilt es, eine komplett neue Versorgungsstruktur durch die Nutzung emissionsarmer Heiztechnologien aufzubauen. Dabei wird überprüft, inwieweit die Fernwärme weiterhin eine zentrale Rolle spielt und emissionsfrei das Überangebot von Strom zur Wärmeerzeugung nutzt. Zusätzlich sind für diese Zeiten große Wärmespeicher zu nutzen, die bei Energieflauten der fluktuierenden Energieerzeugung die Wärmeversorgung sicherstellen. Außerdem wird von einem weiteren Zubau an erneuerbarer Energien (EE) aufgrund des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (Verbraucherschutz, 2014) bis hin zu einer Stromversorgung in Deutschland mit einem 80 %-igen Anteil an erneuerbaren Energien ausgegangen. Der Zubau an Erneuerbaren in Mecklenburg-Vorpommern stammt aus den Prognosen der Potentialanalyse.

Tabelle 29: Installierte Leistung an Erneuerbaren Stromerzeugern in M-V

Technologie	Installierte Leistung (MW)	Erzeugter Strom (MWh)
Onshore	14.755	33.791.857
Offshore	8.100	28.385.227
Photovoltaik	4.000	3.200.000
<b>Gesamt</b>	<b>26.855</b>	<b>65.377.084</b>

Die Kosten für die Sanierung wurden bereits in Kapitel 5.7 ermittelt. Der Gebäudebestand wird in den dort definierten vollsanierten Zustand gebracht. Die entstehenden Gesamtkosten belaufen sich auf 235.301.076 €.



### 13.2.1 Szenario: Nutzung des Überschussstromes von M-V nur im Fernwärmebereich

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der erneuerbare Überschussstrom aus Mecklenburg-Vorpommern nur dem Fernwärmebereich zu Verfügung steht. Die Stadtwerke haben somit die Möglichkeit diesen Strom durch einen Fernwärmeprozess zu nutzen. Der Preis von 60 €/MWh steht somit nur den Wärmeerzeugern in der Fernwärmeregion zur Verfügung.

Tabelle 30: Kosten der Heiztechnologien (2050 – Überschussstrom FW)

Heiztechnologie 2050	Investitionskosten (€/MW)	Gestehungskosten (€/MWh)
Überschussstrom (FW)		60
Fernwärme	installiert	65
Heizschwerter	100.000	abhängig vom Strom
Gasheizungen	300.000	80
Ölheizung	310.000	62
Kohleheizung	280.000	50
Biomasse <sup>11</sup>	500.000	30+100
Elektroheizung	200000	abhängig vom Strom
Wärmepumpen	900.000	abhängig vom Strom
Überschussstrom	0	60
Photovoltaik-System	1.920.000	in Investitionskosten enthalten
Solarthermie-System	1.920.000	in Investitionskosten enthalten
Strompreis Großabnehmer	0	120
Strompreis Haushaltskunde	0	253

#### Privathaushalte:

Im Bereich der Privathaushalte (außerhalb des Fernwärmenetzes) werden private Wärmespeicher gekoppelt mit solarthermischen Erzeugungsanlagen und Spitzenlastkesseln ausgebaut. In Abbildung 31 ist schematisch zu sehen, wie die EFH mit Solarthermie umgesetzt wurden. Dabei bilden die drei Technologien Gas-Spitzenlastkessel, Solarthermie sowie Wärmespeicher eine geschlossene Einheit. Aus Gründen der Modellierung muss eine Zwischengröße eingeführt werden. Über das bivalente Heizungselement besteht eine Verbindung zu den restlichen Haushalten. Damit wird sichergestellt, dass der Speicher nicht durch andere Technologien genutzt werden kann.

<sup>11</sup> Das Heizen mit Biomasse Anlagen führt zu erhöhten Kosten im Bereich der Wartung (100 €/MWh)

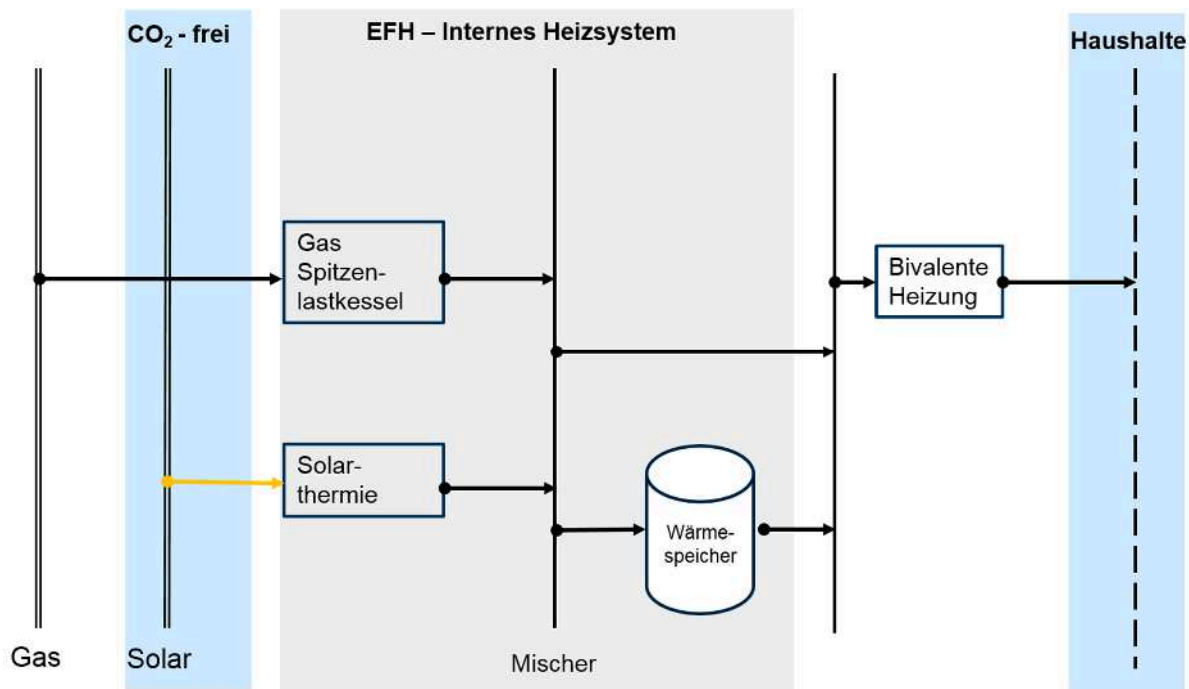


Abbildung 31: RES der EFH mit bivalenter Heiztechnologie wie sie modelliert wurden

Kumuliert über alle EFH ist der Ausbau der Solarthermie auf 30 MW beschränkt und der Speicherausbau auf 200 MWh Energieinhalt mit einer Lade-/Entladeleistung von 50 MW. Solarthermische Anlagen werden mit 12,4 MW Leistung installiert. Das entspricht in etwa 1650 Einfamilienhäuser, die sich für solch eine bivalente Strategie entscheiden. Aufgrund der hohen Kosten der Solarthermie wird zusätzlich in etwa die gleiche Menge an Spitzenlastkesseln installiert. Beschränkt durch die solarthermische Kapazität werden etwa 18 MWh Speicher installiert. Unter den gewählten Parametern ergibt sich somit eine optimale Speichergröße von ca. 250 l pro Haushalt. Die getroffenen Annahmen bezüglich der Kosten der solarthermischen Systeme sind somit eher konservativ angesetzt. Bei günstiger angesetzten Kosten bezüglich der Speicher ist ein deutlich höherer Ausbau zu erwarten. Das Ergebnis des EFH Modells ist in Abbildung 32 zu sehen. Der dunkel-magenta-farbige Bereich unterhalb der Abszisse ist die Energiemenge (vgl. Abbildung 31, Bivalente Heizung) welche zur Deckung des Wärmebedarfs der Haushalte im Bereich des dezentralen Wärmeversorgung genutzt wird (vgl. Abbildung 33, EFH bivalent heater).

### Dezentrale Wärmeversorgung – EFH mit bivalenter Heiztechnologie

Abbildung 32 zeigt die EFH welche eine bivalente Lösung zur Wärmelastdeckung wählen. Durch Solarthermie und gasbetriebene Heizanlagen wird Wärme erzeugt, welche in Speichern zwischengespeichert werden kann. Die Kurve im negativen Bereich erschließt sich aus der Speicherenergie sowie der Energie welche in Abbildung 33 zur Bedarfsdeckung aus „EFH bivalent heater“ genutzt wird.

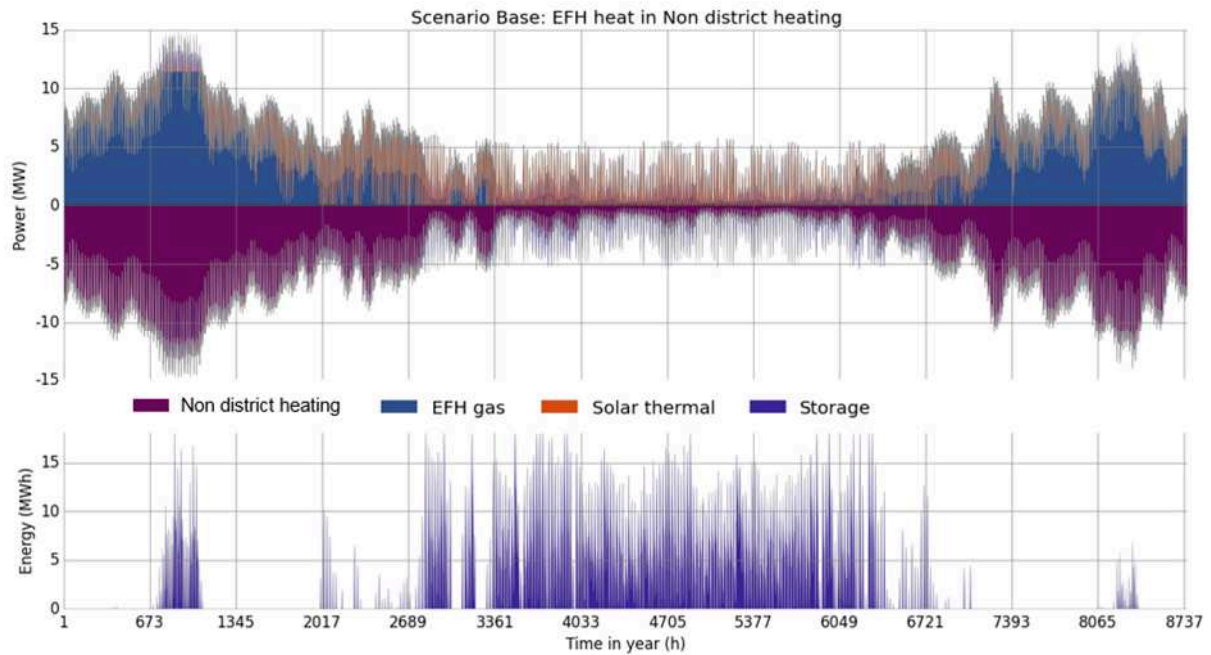


Abbildung 32: Wärmendeckung im Bereich der EFH durch Solarthermie und Spitzenlastkessel (2050 – Überschussstrom FW)

Die Wärme aus dem Bereich der EFH mit bivalenter Heizstrategie wird genutzt, um im Gebiet der dezentralen Wärmeversorgung einen Teil der Last zu decken. Weiterhin wird Biomasse sowie Wärmepumpen installiert. Ein moderater Anteil an elektrischen Wärmeerzeugern wird ausgebaut.

### Dezentrale Wärmeversorgung

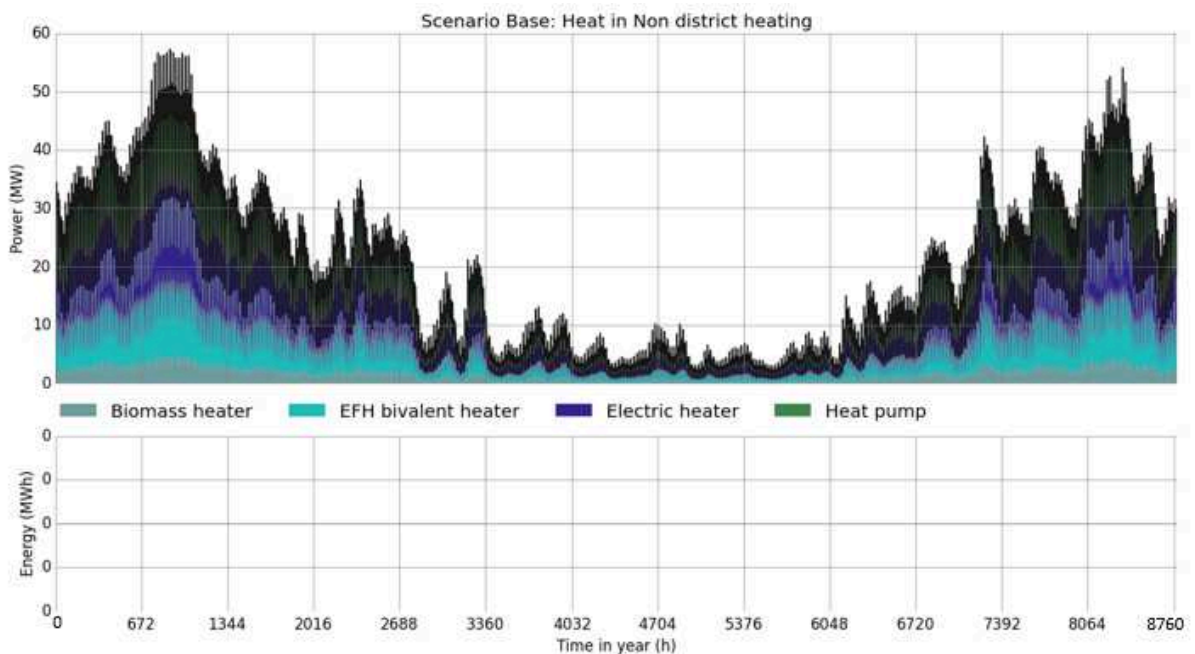


Abbildung 33: Wärmendeckung im Bereich der dezentralen Wärmeerzeugung (2050 – Überschussstrom FW)



Aufgrund des emissionsarmen Strommixes ist der Ausbau von Elektroheizungen eine Strategie die gewählt wird. Zudem werden die Wärmepumpen bis an ihr maximales Potential ausgebaut.

**Tabelle 31: Zusammenfassung des Bereichs: Dezentrale Wärmeversorgung (2050 – Überschussstrom FW)**

<b>Technologie</b>	<b>Installierte Leistung (MW)</b>	<b>Energie (MWh)</b>	<b>Treibhausgasemissionen (t - CO<sub>2</sub>)</b>
Wärmepumpe (COP 4)	13,6	39.571	989
Elektroheizung	22,6	58.410	5.841
ST	12,4	9.936	0
Gas Spitzenlast	11,4	30.709	7.370
Speicher	(4)	(18)	-
Biomasse	5 (max)	13.118	210
<b>Gesamt</b>	<b>65</b>	<b>151.744</b>	<b>14.410</b>

### Fernwärme Region

Im Bereich der Fernwärme werden Heizschwerter bis zu einer Leistung von 133 MW ausgebaut. Der Speicher wird bis zu seiner maximalen Kapazität von 1500 MWh ausgebaut und in diesen Zeiten innerhalb kürzester Zeit vollständig geladen. Das Modell hat die Möglichkeit Strom aus dem öffentlichen Stromnetz zu beziehen. Die Verwendung dieses Stromes hat einen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Bilanz zur Folge. Alternativ kann auch der Stromüberschuss genutzt werden, welcher mit keinen CO<sub>2</sub> Emissionen behaftet ist.

In den Zeiten ohne Stromüberschuss wird die Möglichkeit genutzt Strom aus dem Stromnetz zu nutzen. Dieser Strom ist aufgrund seiner niedrigen Emissionen im Jahr 2050 dafür gut geeignet und verursacht nur eine geringe Verschlechterung der Treibhausgasbilanz gegenüber des Überschussstromes. Etwa 28 % des für Power-to-Heat genutzten Stroms stammt aus dem Stromnetz. Da die SWG, als Großkunde, in dem Modell die Möglichkeit haben diesen zu einem günstigeren Preis zu beziehen, ist dieser attraktiver als teuren Photovoltaikanlagen auszubauen. Gegenüber der konventionellen Fernwärmeversorgung können durch die Power-to-Heat Technologie 31.143 t CO<sub>2</sub> eingespart werden, was in etwa 60 % der CO<sub>2</sub> Menge der gegenwärtigen Emissionen entsprechen.



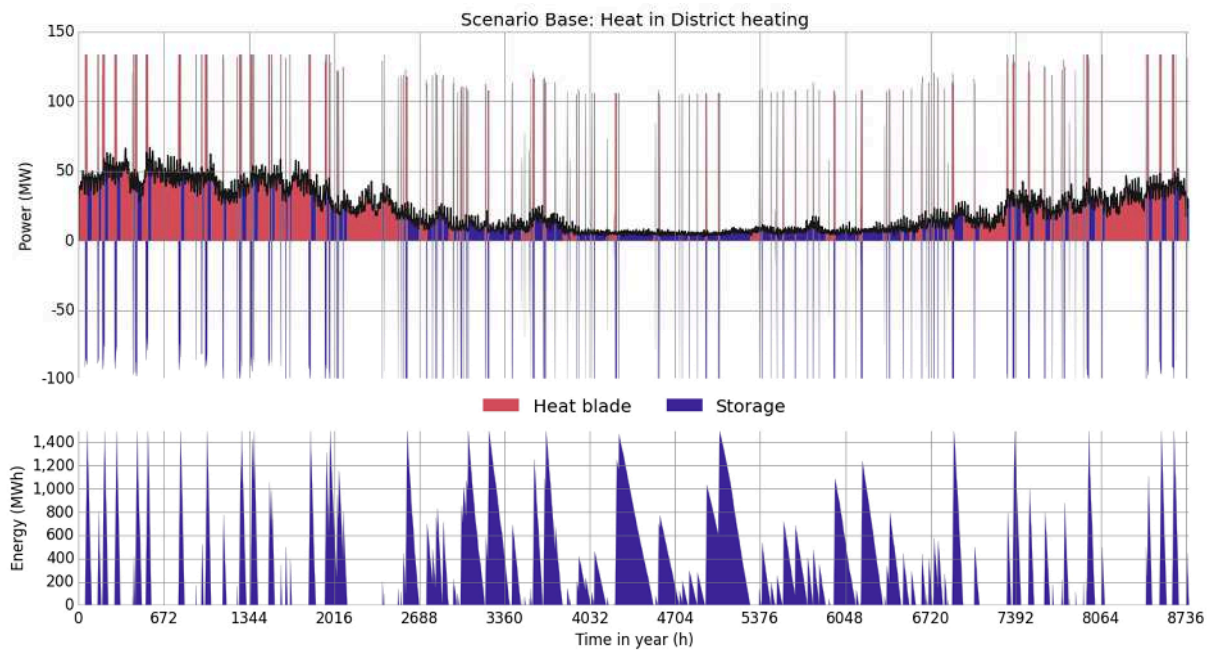


Abbildung 34: Wärmeversorgung im Bereich der Fernwärmeregion (2050 – Überschussstrom FW)

In nachstehender Tabelle sind die installierten Technologien sowie Energiemengen und Treibhausgasemissionen für das Referenzszenario 2050 enthalten.

Tabelle 32: Installierte Technologien der Fernwärmeregion im Referenzszenario (2050 – Überschussstrom FW)

Technologie	Installierte Leistung (MW)	Energie (MWh)	Treibhausgasemissionen (t - CO <sub>2</sub> )
Heizschwert	133,5	190.453	7.992
Stromnetz		79.922	(7.992)
Überschussstrom		(110.530)	0
Speicher	(100) (max)	(1.500) (max)	-
<b>Gesamt</b>	<b>133,5</b>	<b>270.375</b>	<b>7.992</b>

Das Ziel eines maximalen Ausstoßes von 22.400 t CO<sub>2</sub> kann erreicht werden. Die Gesamtkosten des Systems betragen 45.449.574 €.

Tabelle 33: Systemkosten der Wärmebereitstellung (2050 – Überschussstrom FW)

Kostenart	Kosten (€)
Variable Kosten	8.209.584
Brennstoff-/Stromkosten	29.984.998
Investitionskosten	7.254.993
<b>Gesamt</b>	<b>45.449.574</b>

Die spezifischen Kosten für die reine Wärmeerzeugung einer Kilowattstunde ergeben sich durch die Aufteilung der Systemgesamtkosten auf den Wärmebedarf.



**Tabelle 34: Parameter (2050 – Überschussstrom FW)**

Annuitätsfaktor	$a$	0,07
Systemkosten	$K_{2050}$	45.449.574 €
Spezifische Energiekosten	$\bar{K}_{2050}$	
Spezifische CO <sub>2</sub> Vermeidungskosten	$\bar{K}_{CO_2 2050}$	
Annuitätische Vermeidungskosten	$\bar{K}_{a 2050}$	
Kosten des Ist Zustands	$K_{Ref}$	35.880.947 €
Wärmebedarf	$Q_{2050}$	340.371 MWh
Sanierungskosten	$K_{S,2050}$	235.301.076 €
Wärmereduktion durch Sanierung	$q_{2050}$	131.880 MWh
CO <sub>2</sub> Reduktion	$e_{2050}$	89.600 t

$$\bar{K}_{2050} = \frac{K_{2050}}{Q_{2050}} = \frac{45.449.574 \text{ €}}{340.371 \text{ MWh}} = 0,13 \text{ €/kWh} \quad \text{Formel 16}$$

Die Sanierungsmaßnahmen mit einer 28 % Reduktion des Wärmebedarfs führen zu annuitätischen Vermeidungskosten ( $\bar{K}_{a 2050}$ ).

$$\bar{K}_{a 2050} = \frac{K_{S,2050} \cdot a}{q_{2050}} = \frac{235.301.076 \cdot 0,07 \frac{\text{€}}{\text{a}}}{131.880 \text{ MWh/a}} = 0,12 \text{ €/kWh} \quad \text{Formel 17}$$

Die CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten werden durch die Mehrkosten gegenüber dem bestehenden System (Ist-Szenario) und der nicht emittierten Menge an Treibhausgas ermittelt.

$$\bar{K}_{CO_2 2050} = \frac{K_{S,2050} \cdot a + K_{2050} - K_{Ref}}{e_{2050}} = 290 \text{ €/t}_{CO_2} \quad \text{Formel 18}$$

In einer monatlichen Darstellung (Abbildung 35) ist der Anteil der Power-to-Heat Technologie am Wärmebedarf der Fernwärmeregion hat dargestellt. Aufgrund der häufigeren Zeitpunkte mit Stromüberschüssen wird bereits im Sommer der Wärmebedarf fast ausschließlich aus dem Überschussstrom gedeckt. In den Wintermonaten erhöht sich der Anteil von Power-to-Heat am Wärmebedarf hat.

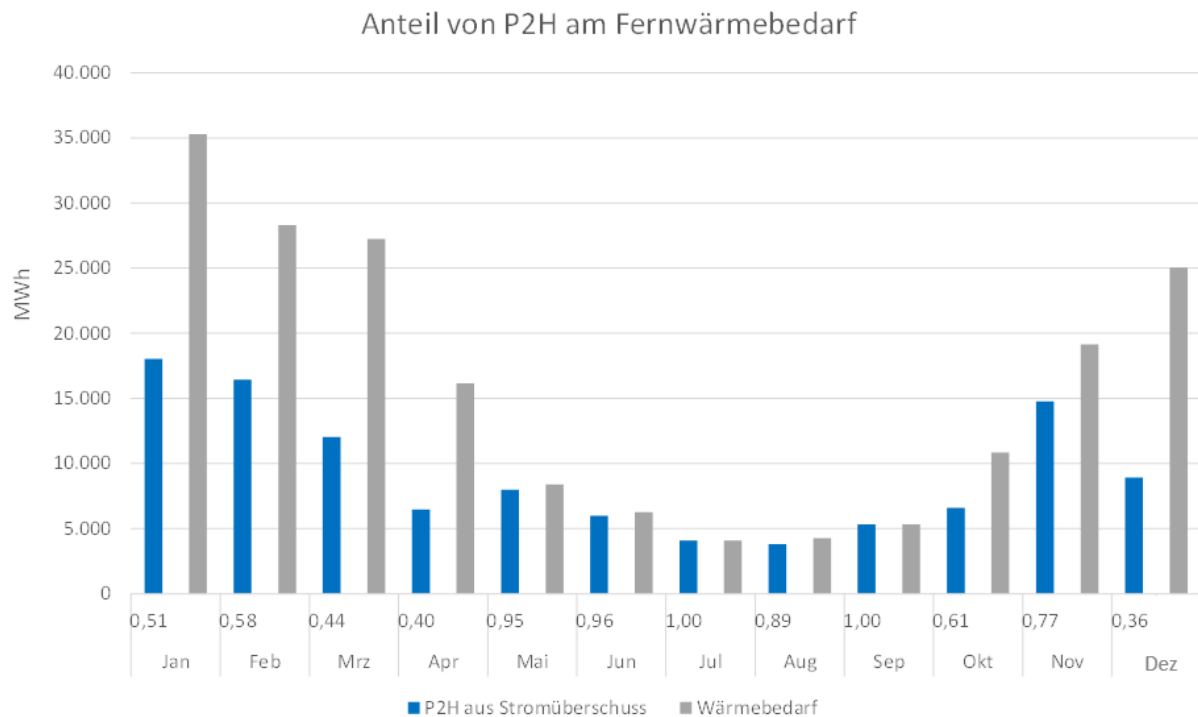


Abbildung 35: monatlich aufgelöster Anteil an Power-to-Heat (aus Stromüberschuss) zur Deckung des Fernwärmebedarfs

### 13.2.2 Szenario: Nutzung des Überschussstromes in der gesamten Region Greifswald

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der erneuerbare Überschussstrom aus Mecklenburg-Vorpommern sowohl dem Fernwärmebereich als auch dem dezentrale versorgten Bestand zu Verfügung steht. Dabei gelten auch für das dezentrale Wärmegebiet dieselben günstigen Bedingungen wie in der Fernwärmeregion (vgl. Tabelle 35). Dadurch ist der Bezug des günstigeren Überschussstromes auch durch die dezentralen Wärmeerzeuger möglich. Durch dieses Vorgehen wird der Nutzungsgrad des Überschussstroms nochmals deutlich erhöht.



**Tabelle 35: Kosten der Heiztechnologien im Jahre 2050 (Überschussstrom für FW+ Rest )**

Heiztechnologie 2050	Investitionskosten (€/MW)	Gestehungskosten (€/MWh)
Überschussstrom (FW+Rest)	Installiert	60
Fernwärme	Installiert	65
Gasheizungen	300.000	80
Ölheizung	310.000	62
Kohleheizung	280.000	50
Biomasse <sup>12</sup>	500.000	30+100
Elektroheizung	200.000	253
Wärmepumpen	900.000	-
Photovoltaik-System	1.920.000	in Investitionskosten enthalten
Solarthermie-System	1.920.000	in Investitionskosten enthalten
Strompreis Großabnehmer	0	120
Strompreis Haushaltskunde	0	253

Der Zugang zum Überschussstrom verdrängt die EFH mit bivalenter Wärmeerzeugung. Aufgrund der hohen Gestehungskosten der Solarthermie von etwa 12 ct/kWh wird diese Technologie nicht genutzt. Allerdings werden Elektroheizungen ausgebaut. Auch zu Zeiten ohne Überschussstrom sind diese, aufgrund der Dekarbonisierung des Strommixes, ein effizienter Wärmeerzeuger.

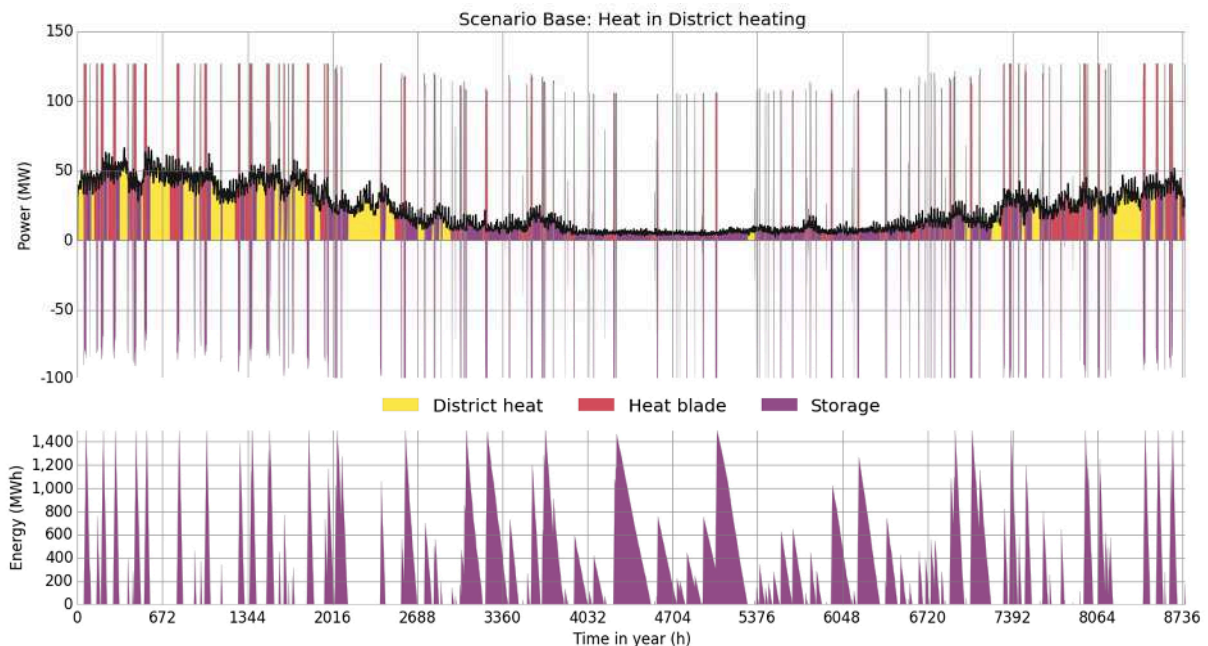
<sup>12</sup> Das Heizen mit Biomasse Anlagen führt zu erhöhten Kosten im Bereich der Wartung (100 €/MWh)

### Fernwärmeregion:

In der Fernwärmeregion wird gegenüber dem vorherigen Szenario (Kapitel 13.2.1) nun auch die konventionelle KWK genutzt. Dabei macht der Anteil der konventionellen Fernwärme 34 % am Jahreswärmbedarf aus. Dadurch steigen zwar die Emissionen im Fernwärmegebiet, jedoch werden Bilanzuell über die Stadt die CO<sub>2</sub> Ziele erreicht. Grund dafür ist, dass nun auch Privathaushalte Zugang zu dem Überschussstrom. Dies war vorher nicht der Fall, zuvor konnte nur das Fernwärmegebiet diesen günstigen Strom nutzen. Dadurch kommt es zu Emissionseinsparungen auf Seiten der dezentralen Wärmeversorgung.

**Tabelle 36: Installierte Leistungen der Fernwärmeregion im Referenzszenario (Überschussstrom für FW + Rest)**

Technologie	Installierte Leistung (MW)	Energie (MWh)	Treibhausgasemissionen (t - CO <sub>2</sub> )
KWK	vorinstalliert	65.427	13.543
Heizschwert	126	125.038	0
Stromnetz	0	0	0
Überschussstrom	-	(125.038)	0
Speicher	(100) (max)	(1.500) (max)	0
<b>Gesamt</b>	<b>126</b>	<b>190.465</b>	<b>13.543</b>



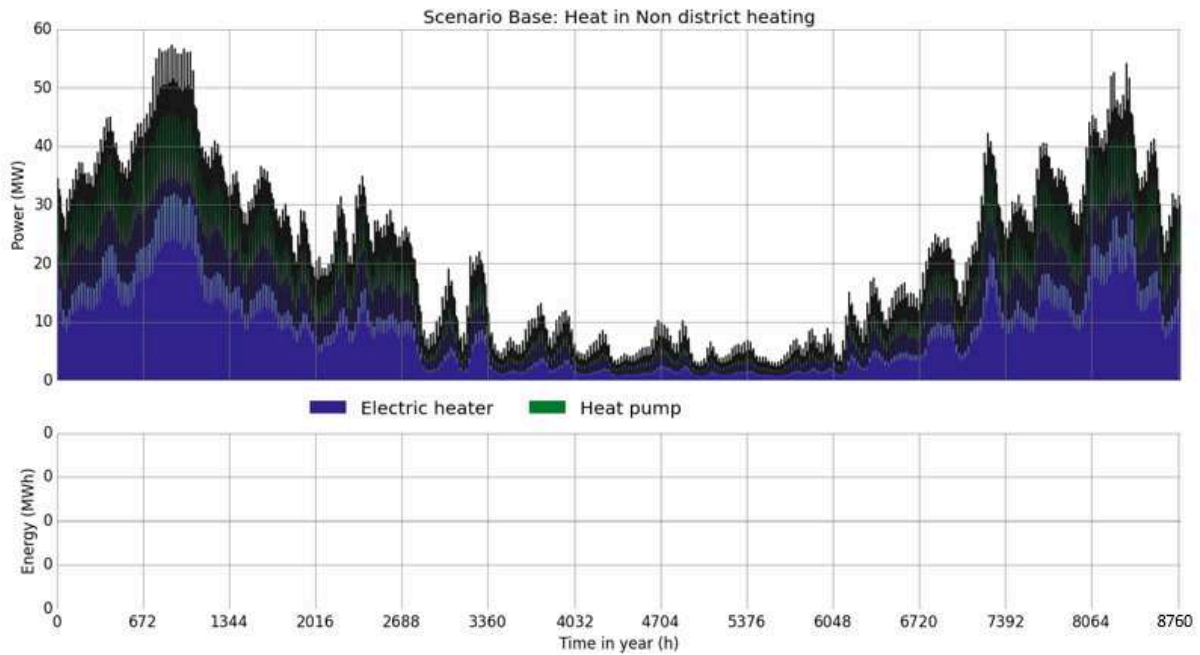
**Abbildung 36: Wärmeversorgung im Bereich der Fernwärmeregion (2050 - Überschussstrom für FW+Rest)**

### Dezentrale Wärmeversorgung

Wie bereits erwähnt wird im dezentralen Versorgungsgebiet nun ausschließlich mit Strom geheizt. Zum einen werden Elektroheizungen genutzt und zum anderen die effizienten Wärmepumpen. Insgesamt wird 33.365 MWh an Überschussstrom in dieser Region genutzt.

**Tabelle 37: Zusammenfassung des Bereichs: Dezentrale Wärmeversorgung (2050 – Überschussstrom FW+Rest)**

Technologie	Installierte Leistung (MW)	Energie (MWh)	Treibhausgasemissionen (t - CO <sub>2</sub> )
Wärmepumpe (COP 4)	13,6	37.597	940
Elektroheizung	43	112.562	7.919
<b>Gesamt</b>	<b>56,6</b>	<b>150.159</b>	<b>8.859</b>



**Abbildung 37: Wärmedeckung im Bereich der dezentralen Wärmezeugung (2050 – Überschussstrom FW+Rest)**

Die Gesamtkosten des Systems sinken, da der günstige Überschussstrom die anderen Versorgungsträger verdrängt. Auch die Investitionskosten sinken, da weniger Heizschwerer sowie konventionelle Wärmeherzeuger wie beispielsweise Biomasse Heizanlagen installiert werden. In der Fernwärmeregion gilt weiterhin, dass konventionelle KWK Anlagen bereits abgeschrieben im Bestand vorhanden sind. Im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung sinken die Kosten, da Elektroheizungen sehr günstig in Anschaffung und Wartung sind. Insgesamt betragen die Systemkosten 28.116.792 €.

**Tabelle 38: Systemkosten der Wärmebereitstellung (2050 – Überschussstrom FW)**

Kostenart	Kosten (€)
Variable Kosten	9.563.673
Brennstoff-/Stromkosten	14.942.397
Investitionskosten	3.610.722
<b>Gesamt</b>	<b>28.116.792</b>



**Tabelle 39: Parameter (2050 – Überschussstrom FW + Rest)**

Annuitätsfaktor	$a$	0,07
Systemkosten	$K_{2050}$	28.116.792
Spezifische Energiekosten	$\bar{K}_{2050}$	
Spezifische CO <sub>2</sub> Vermeidungskosten	$\bar{K}_{CO_2 2050}$	
Annuitätische Vermeidungskosten	$\bar{K}_{a 2050}$	
Kosten des Ist Zustands	$K_{Ref}$	35.880.947 €
Wärmebedarf	$Q_{2050}$	340.371 MWh
Sanierungskosten	$K_{S,2050}$	235.301.076 €
Wärmereduktion durch Sanierung	$q_{2050}$	131.880 MWh
CO <sub>2</sub> Reduktion	$e_{2050}$	89.600 t

Aufgrund der Nutzung des günstigen Überschussstromes im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung sinken die spezifischen Energiekosten stark.

$$\bar{K}_{2050} = \frac{K_{2050}}{Q_{2050}} = \frac{28.116.792 \text{ €}}{340.371 \text{ MWh}} = 0,083 \text{ €/kWh} \quad \text{Formel 19}$$

Die Sanierungsmaßnahmen mit einer 18 % Reduktion des Wärmebedarfs führen zu annuitätischen Vermeidungskosten ( $\bar{K}_{a 2050}$ ).

$$\bar{K}_{a 2050} = \frac{K_{S,2050} \cdot a}{q_{2050}} = \frac{235.301.076 \cdot 0,07 \frac{\text{€}}{\text{a}}}{131.880 \text{ MWh/a}} = 0,12 \text{ €/kWh} \quad \text{Formel 20}$$

Die CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten werden wie zuvor durch die Mehrkosten gegenüber dem bestehenden System (Ist-Szenario) und der nicht emittierten Menge an Treibhausgas ermittelt. Gegenüber des vorherigen Szenarios in Kapitel 13.2.1 sind die Kosten deutlich niedriger.

$$\bar{K}_{CO_2 2050} = \frac{K_{S,2050} \cdot a + K_{2050} - K_{Ref}}{e_{2050}} = 97 \text{ €/tCO}_2 \quad \text{Formel 21}$$

## 14 Alternativszenario - Ambitionierte Sanierung (2050)

Bei der ambitionierten Sanierung wird davon ausgegangen, dass die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Bereich des Wärmesektors nicht durch effizientere Heiztechnologien erfolgt, sondern durch eine Reduktion der Wärmenachfrage um 80 % gegenüber 2011. Diese wird durch eine umfassende Gebäudesanierung erreicht, welche mit einem erheblichen Kostenaufwand verbunden ist. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 7.991.328.358 €.

Tabelle 40: Parameter 2050 – Ambitionierte Sanierung

Annuitätsfaktor	$a$	0,07
Systemkosten	$K_{2050}$	
Spezifische Energiekosten	$\bar{K}_{2050}$	
Spezifische CO <sub>2</sub> Vermeidungskosten	$\bar{K}_{CO_2 2050}$	
Annuitätische Vermeidungskosten	$\bar{K}_{a 2050}$	
Kosten des Ist Zustands	$K_{Ref}$	35.880.947 €
Wärmebedarf	$Q_{2050}$	387.645 MWh
Sanierungskosten	$K_{S,2050}$	7.991.328.358 €
Wärmereduktion durch Sanierung	$q_{2050}$	376.800 MWh
Lebenszyklus- Sanierung (Jahre)	L	20
CO <sub>2</sub> Reduktion	$e_{2050}$	89.069

Die spezifischen Kosten für die reine Wärmeerzeugung einer Kilowattstunde werden als gleichbleibend gegenüber dem Jahr 2011 ( 0,076 €/kWh ) gesehen, da keine Steigerung der Effizienz von Heiztechnologien für das Erreichen der CO<sub>2</sub>- Vorgaben gefordert ist. Von steigenden Brennstoffpreisen wird abgesehen.

Aufgrund der starken Sanierung steigen die spezifischen annuitätischen Vermeidungskosten mit einem Annuitätsfaktor von 0,07 in diesem Szenario stark an.

$$\bar{K}_{a 2050} = \frac{\bar{K}_{S,2050} \cdot a}{e_{2050}} = \frac{7.991.328.358 \cdot 0,07 \frac{\text{€}}{\text{a}}}{376.800 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}} = 1,48 \text{ €/kWh}$$

Formel 22

Die CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten bilden sich durch die Sanierungskosten abzüglich der eingesparten Brennstoffkosten aus dem Ist-Szenario bezogen auf die eingesparten Treibhausgasemissionen. Dabei wird vereinfacht angenommen, dass das Verhältnis der Technologien zur Wärmeerzeugung bestehen bleibt. Dementsprechend reduzieren sich durch die Sanierung die Systemkosten (Brennstoffkosten, variable Kosten und Investitionskosten) gegenüber dem Ist-Szenario um 80 %.

$$\bar{K}_{CO_2 2050} = \frac{K_{S,2050} \cdot a - K_{Ref} \cdot 0,8}{e_{2050}} = \frac{7.991.328.358 \cdot 0,07 \frac{\text{€}}{\text{a}} - 35.880.947 \cdot 0,8 \frac{\text{€}}{\text{a}}}{89.069 \text{ t}} = 5.958 \text{ €/t}$$

Formel 23



Sollte der Weg der ambitionierten Sanierung gewählt werden, um die gesteckten Klimaziele im Wärmebereich des Wohnsektors zu erreichen, so stellt sich bei einer so drastischen Reduzierung des Wärmebedarfs die Frage bis zu welcher Grenze eine Sanierung noch sinnvoll ist. Die spezifischen Kosten sowie der Automatisierungsgrad werden immer höher, um den Wärmedurchgangskoeffizienten immer weiter zu senken. Man wird sich auch die Frage stellen müssen, ob das bestehende Fernwärmenetz in seiner bisherigen Form weiterhin wirtschaftlich ist (Abbildung 38), da die Wärmeabnahme stark sinkt. Die berechneten CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten sind um den Faktor 60 höher als die von Vergleichsstudien prognostizierten Werte. Studien gehen im Jahre 2050 von CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen zwischen 50 € und 110 € aus. (Kunz, 2013)

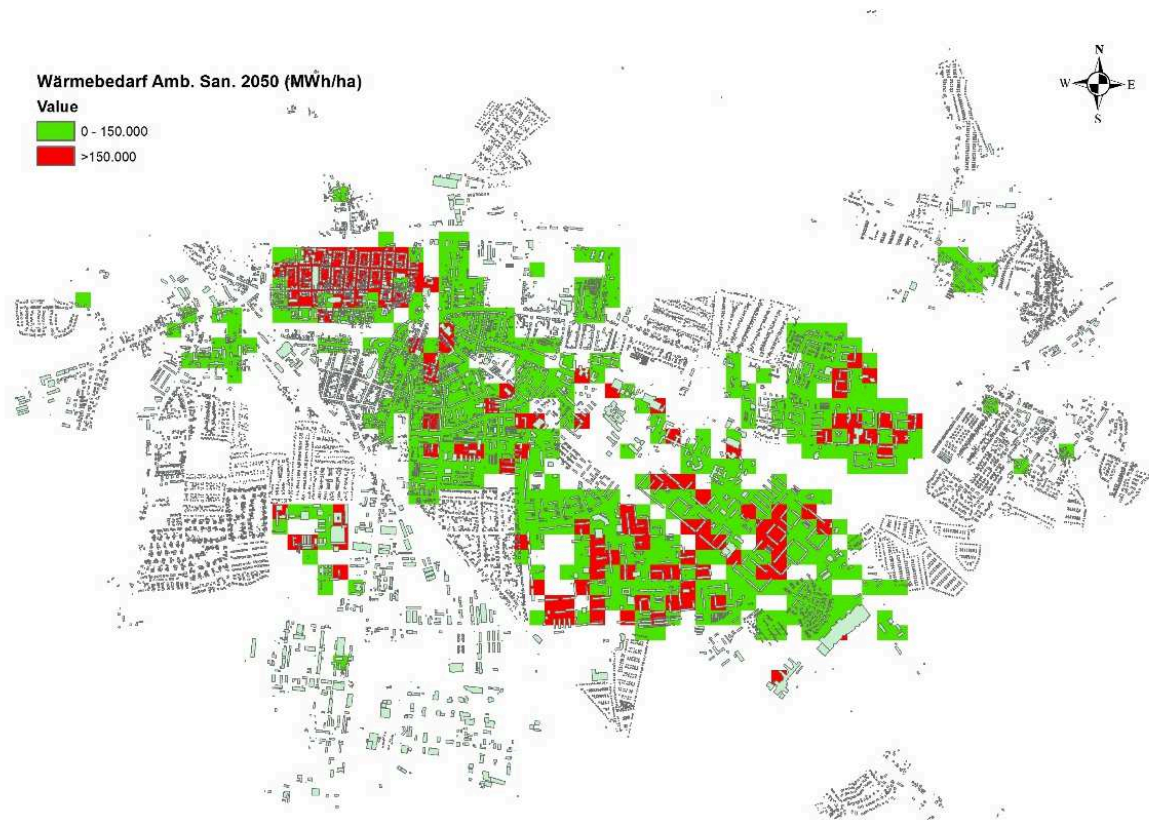


Abbildung 38: Fernwärmefachfrage im Gebäudebestand (Szenario Ambitionierte Sanierung 2050)



## 15 Zusammenfassung und Ausblick

### Die zukünftige Entwicklung der Wärmeversorgung

Das Klimaschutzteilkonzept erweitert das bestehende Klimaschutzkonzept (-Stadtbauamt-, 2010) um einen weiten Ausblick in die Zukunft. Dabei wurden zwei Schwerpunkte genauer betrachtet: die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeversorgung und die Reduzierung des Raumwärmebedarfes. Beide Bereiche müssen erstmalig getrennt betrachtet werden, da verschiedene Akteure für diese Bereiche in der Stadt verantwortlich sind. Die zentrale Wärmeversorgung und die Versorgung mit Erdgas liegt in der Hand der Stadtwerke, die Sanierung der Gebäude in der Hand der Hausbesitzer und hier insbesondere der Wohnungsbaugesellschaften.

Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung ist ein möglicher Trend, der sich aus zwei Entwicklungen speist: dem zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen und die erwartete Dekarbonisierung des Stromes. Insbesondere die zweite Entwicklung wird langfristig die Nutzung von Strom als neue „Primärenergie“ attraktiv machen. In dieser Betrachtung wird für das Jahr 2050 unterstellt, dass Strom nur noch eine spezifische CO<sub>2</sub> Emission von 100 kg CO<sub>2</sub>/KWh hat. In Greifswald kommt noch eine weitere Entwicklung hinzu, welche die Attraktivität des Stromes steigert. Der zurzeit erwartete starke Ausbau der Windenergie im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern und auf der Ostsee wird zu einer hohen Stromproduktion führen. Parallel dazu wird ein erheblicher Ausbau des Stromnetzes notwendig werden. Dieser wird jedoch nicht in der Lage sein, die letzte Leistungsspitze des Windstromes abzutransportieren. Deswegen werden diese Leistungsspitzen in Zukunft entweder einfach abgeregelt oder es werden sehr flexible Verbraucher identifiziert, die diese Leistungsspitzen zu beliebigen Zeitpunkten aufnehmen können um diese langfristig sinnvoll nutzen zu können. Die Fernwärme mit einem ausgebauten Wärmespeicher bietet hier eine einmalige Möglichkeit der Nutzung. Wie in der Studie gezeigt wurde führt allein die Aufnahme dieser Leistungsspitzen zu einer erheblichen Dekarbonisierung der Fernwärme. Die restliche Reduzierung wird durch die Aufnahme von „gewöhnlichem“ Strom aus dem Netz gewährleistet. Spitzenlastkessel als Basis einer sicheren Versorgung werden aber weiterhin bereit stehen müssen. Hier profitiert Greifswald von seinem großen Fernwärmenetz.

Bei der dezentralen Wärmeversorgung wird ein ähnlicher Trend erwartet. Die Elektrifizierung wird hier in erheblichem Maße über die Nutzung von Wärmepumpen erfolgen. Im Gegensatz zu der zentralen Versorgung kann hier der Strom noch effizienter genutzt werden, aber die Wärmespeicher können nicht in der gleichen Weise ausgebaut werden. Grund dafür ist, dass dezentrale kleine Speicher sowohl in ihren spezifischen Kosten als auch in ihren Wärmeverlusten deutlich höher sind als große Speichersysteme.

Damit ergibt sich hier ein optimales Zusammenspiel aus zentraler und dezentraler Wärmeversorgung die besonders flexibel und immer weniger Treibhausgase emittiert.

### Die Sanierung der Gebäude

Die Sanierung des Gebäudebestandes ist eine andere langfristige Möglichkeit die Wärmenachfrage um damit die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Ein erheblicher Teil des Gebäudebestandes ist im Besitz von Wohnungsbaugesellschaften, die einen sehr guten Überblick über die Potentiale der weiteren Sanierung haben. Daneben verfügt das Umweltamt über eine Gebäudedatenbank die als Grundlage für weitere Sanierungsmaßnahmen genutzt werden kann. Das Ergebnis der

Expertengespräche und die Abschätzung auf Basis der Gebäudedatenbank zeigen, dass noch ein sinnvolles Sanierungspotential bereit steht. Jedoch reicht dieses Potential nicht aus, um die Reduktionsziele zu erreichen. Dabei ergeben sich aber Grenzen der Sanierung bezüglich der Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen. Sollte eine Sanierung des Gebäudebestandes auf Passivhausstandard erfolgen, wird diese mit erheblichen Kosten verbunden sein und mit Abstand die Minderungsmaßnahmen mit den höchsten Kosten darstellen (Abbildung 39). Deswegen wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass die Nachfrage in zwei Stufen um 18 % im Jahr 2030 und dann um 28 % im Jahr 2050 reduziert wird. Die Sanierung auf Passivhausstandard wird nur als Alternativszenario diskutiert ohne, dass davon ausgegangen wird, dass dieser Weg wirtschaftlich sinnvoll ist.

### Kostenvergleich der einzelnen Szenarien

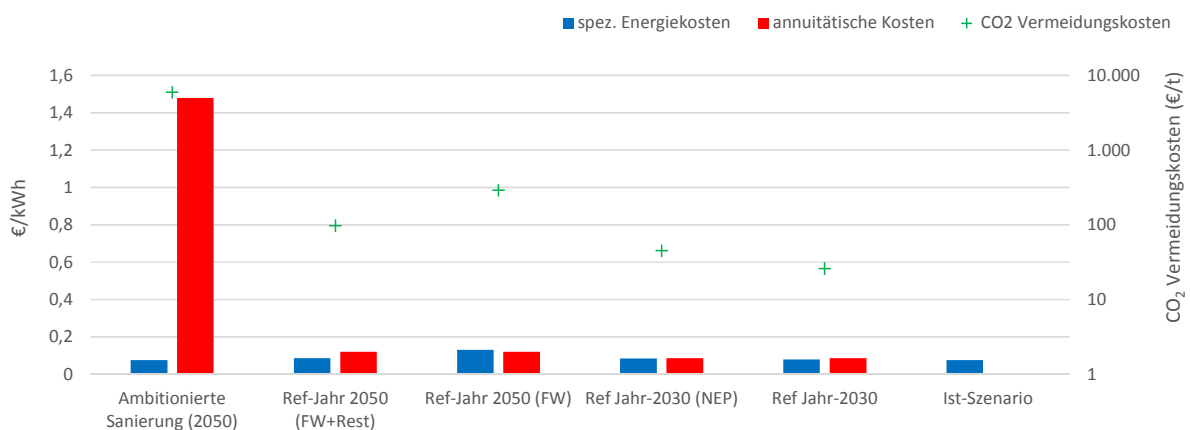


Abbildung 39: Gegenüberstellung von verschiedenen Kostenarten der jeweiligen Szenarien

### Die Zusammenführung

Aus beiden Betrachtungen ergibt sich, dass ein Weg zur angestrebten Reduktion der Treibhausgasemissionen in Greifswald aus einer Kombination aus Elektrifizierung der Wärmeversorgung und sinnvoller Sanierung besteht. Hier liegt es bei der Stadtverwaltung die entsprechenden Maßnahmen einzuleiten.

An dieser Stelle muss aber darauf verwiesen werden, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen heute eine einfache Umsetzung dieses Vorgehens nicht ohne weiteres erlauben. Die Hürden sollen hier nur kurz erwähnt werden. Bei der Nutzung von Strom wird der „abgeregelte“ Strom nicht besonders behandelt, insbesondere wird ihm kein attraktiver Primärenergiefaktor zugewiesen, der eine Nutzung in der Fernwärme erlauben würde. Zudem behindern die derzeit herrschenden gesetzlichen Rahmenbedingungen die Möglichkeit diesen Strom günstig zu beziehen.

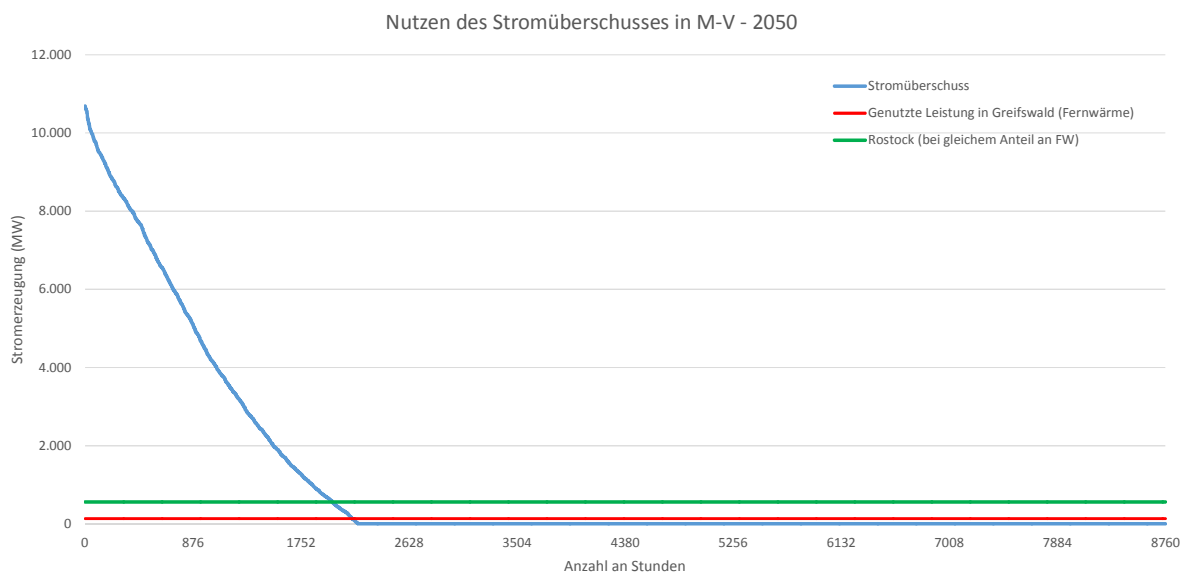
### Ausblick

Insgesamt zeigt sich, dass Greifswald ideale Voraussetzungen hat eine nachhaltige Wärmeversorgung langfristig aufzubauen. Der Kompromiss aus Gebäudesanierung und Elektrifizierung der Wärmeversorgung, unter Beibehaltung der Fernwärme als wesentliches Element der Flexibilisierung erscheint besonders attraktiv. Die weitere Nutzung der Fernwärme bietet aber noch weitere Vorteile. Sollte der Strom nicht wie erwartet zeitnah durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden, dann bietet die Fernwärme durch vorhandenen KWK-Anlagen auch mittelfristig eine interessante



Alternative zu effizienten Nutzung fossiler Brennstoffe. Aber die Fernwärme erlaubt eben auch die Einbringung von Biomasse oder Wärme aus Geothermie. Damit ist der beschriebene Weg ein Weg der auch weitere Optionen offen lässt und damit auch eine Risikominimierung für die Stadt darstellt.

Wird der Wärmebedarf von Greifswald im Referenzszenario 2050 als Bezugsgröße genommen, so besteht ein Potential für weitere Abnehmer. Städte wie beispielsweise Rostock, welche auch über ein Fernwärmenetz verfügen, können somit auch von einem Überangebot des Stromes profitieren. In Abbildung 40 ist dargestellt, dass das Potential für Power-to-Heat durch in der Region Mecklenburg-Vorpommern noch nicht ausgeschöpft ist.



**Abbildung 40: Potential von Power-to-Heat des Überschussstromes für weitere Städte in Mecklenburg-Vorpommern**



## 16 Literaturverzeichnis

4640, VDI. (2010). *Thermische Nutzung des Untergrunds*.

Agentur für Erneuerbare Energien. (09. 09 2015). *Föederal Erneuerbar*. Von [http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/wind/auswahl/180-installierte\\_leistung/abgerufen](http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/MV/kategorie/wind/auswahl/180-installierte_leistung/abgerufen)

Bareiß, K. (2015). Protokoll vom Klimaschutzteilkonzept am 26.01.2015. *Klimaschutzteilkonzept*, (S. 2). Greifswald.

Borkmann, S. (2014). *Stastwerke Greifswald - Geschäftsbericht 2013*. Greifswald: Stadtwerke Greifswald GmbH.

Branche, D. F. (11. 11 2015). *tab*. Von [http://www.tab.de/artikel/tab\\_Argumente\\_fuer\\_die\\_BHKW-Technologie\\_1361516.html](http://www.tab.de/artikel/tab_Argumente_fuer_die_BHKW-Technologie_1361516.html) abgerufen

Bundesministerium für Umwelt, N. B. (09. 10 2015). *Klimaschutzplan 2050*. Von <http://www.klimaschutzplan2050.de/> abgerufen

Bundesnetzagentur. (2013). *Netzentwicklungsplan Strom 2013*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Busch, M. (2009). *Analyse des Wärmebedarfs der Universitäts- und Hansestadt Greifswald mit Hilfe Geographischer Inormationssysteme*. Greifswald: IPP.

Christian Stolte, H. M. (2012). *dena-Sanierungsstudie Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzen Wohngebäuden. Begleitforschung zum dena-Projekt "Niedrigenergiehaus im Bestand"*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Corradini, R. e. (2014). *Solarthermie - Technik, Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäuser*. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung .

Fuchs, K., & Schmees, L. (2015). Neubau und Sanierung. *Die Wohnungswirtschaft*, 30.

GmbH, D. W. (2015). *Status des Offshore Windenergieausbaus in Deutschland*.

Gonen, T. (2014). *Electrical Power Transmission System Engineering*. Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, LCC.

Heilek, C. (2015). *Modellgestützte Optimierung des Neubaus und Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern für elektrische und thermische Energie im deutschen Energiesystem*. München: TUM.

Herrmann, D. M. (2015). *Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in Mecklenburg-Vorpommern*. Schwerin: tatistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern.

IWES, F. (2014). *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende*. IWES.

IWES, F. (2015). *Windenergie Report Deutschland 2014*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Janker, K. A. (2014). *Aufbau und Bewertung einer für die Energiemodellierung verwendbaren Datenbasis ann Zeitreihen erneuerbarer Erzeugung und sonstiger Daten*. München.

Kennedy, B. (2013). *Transmission Lines - Electricity's Highway*. b7kennedy & Associates Inc.

Kost, C. e. (2013). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg: Fraunhofer ISE.



- Kunz, C. (2013). *Studienvergleich: Entwicklung der Stromgroßhandels- und der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise*. Agentur für Erneuerbare Energie e.V.
- Mauch, W., Roger, C., Wiesemeyer, K., & Schwentzek, M. (Heft 9 2010). Allokationsmethoden für spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, S. 12-14.
- Reif-Dietzel, O. (2015). *Treibhausgasbilanz 2011\_Stand01-2015*. Greifswald.
- Ronny Meyer, WAB. (20. 02 2013). *Building a German Offshore Wind Industry*. Stockholm.
- Rotting. (15. 12 2014). *Gewerbe\_IV Quartal\_2014*. Greifswald: Statistikstelle.
- Rümenapp, J. (2014). *Kleinräumige Bevölkerungsprognose für den Landkreis Vorpommern-Greifswald*. Hamburg/Berlin: Gertz Gutsche Rümenapp GbR.
- Stadtbauamt-, U. u. (2010). *Integriertes Klimaschutzkonzept der Universitäts- und Hansestadt Greifswald*. Greifswald.
- Stadtwerke Greifswald. (18. 08 2015). *Stadtwerke Greifswald*. Von <http://www.sw-greifswald.de/siteflow/scripts/core/file.php?id=1604> abgerufen
- Statistikstelle, A. f. (2009). *Bevölkerungsprognose 2009*. Greifswald: Universitäts und Hansestadt Greifswald.
- Technische Universität München. (2011). *Leitfaden Energienutzungsplan*. Bayern: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StmWIVT), Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern (OBB).
- Tuschinski, M. (16. 12 2015). *EnEV-online*. Von <http://www.enev-online.com> abgerufen
- Universität Rostock. (2013). *Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern*. Rostock: Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern.
- Vaillant. (2015). *Multispeicher allSTOR*. Wien: Vaillant Austria GmbH.
- Verbraucherschutz, B. d. (2014). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Ausfertigungsdatum: 21.07.2014)*. juris GmbH.
- Viessmann Werke. (2011). *Planungshandbuch Wärmepumpe*. Calbe (Saale): Grafisches Centrum Cuno.
- Winkelmüller, S., Reuter, A., & Hamacher, T. (2005). *Modellrechnungen zum Energiekonzept für die Stadt Wien*. IPP, IRM.