

TEILSTUDIE
KLIMANEUTRALE
FERNWÄRME

Impressum

Auftraggeber

Landeshaupt Potsdam
Koordinierungsstelle Klimaschutz
Friedrich-Ebert-Str. 79/81
14469 Potsdam



Auftragnehmer und Autoren

BLS Energieplan GmbH

Christoph Lange, Ralph Klebsch, Antonia Faber, Jan Schönewolf,
Martin Thur, Christian Laakmann, Frank Hollandt,
Stefan Türkowsky



LUP – Luftbild Umwelt Planung GmbH

Gregor Weyer, Antje Knorr, Leilah Haag



Stand

Juli 2017

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit



NATIONALE
KLIMASCHUTZ
INITIATIVE

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Aufgaben- und Zielstellung	11
1.1. Ausgangslage	11
1.2. Ziele der Teilstudie	12
2 Technische Grundlagen	13
2.1. Definition Fern- und Nahwärme.....	13
2.2. Aufbau und Funktionsweise von Fernwärmenetzen	13
3 Rechtliche Grundlagen	15
3.1. Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG).....	15
3.2. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG).....	16
3.3. Energieeinsparverordnung (EnEV).....	17
4 Bestandsaufnahme der Potsdamer Fernwärmeversorgung	19
4.1. Versorgungsgebiete	19
4.2. Kunden und Wärmeabsatz.....	20
4.3. Erzeugungsanlagen	21
5 Prognose des Potsdamer Fernwärmebedarfs	23
6 Geschäftsmodelle: künftige Rolle und Funktion der Fernwärme.....	27
6.1. Offene Wärmeplattform	27
6.2. Energieeinsparcontracting.....	28
6.3. Pachtmodelle	29
6.4. Beteiligungsmodelle	30
6.5. Genossenschaften.....	31
6.6. Public-Private-Partnership	33

7	Technische Weiterentwicklung des Fernwärmenetzes – künftige Systemtemperaturen.....	35
7.1.	Bedeutung der Kundenseite für eine Netztransformation zu mehr EE.....	35
7.2.	Technische Lösung für die Übergangsphase.....	37
7.3.	Schritte zur Absenkung des Temperaturniveaus	38
8	Investitionen in Netz- und Erzeugungsanlagen durch die LHP	39
8.1.	Mögliche Entwicklung des Fernwärme-Erzeugerportfolios für das zentrale Fernwärmenetz	39
8.2.	Kraft-Wärme-Kopplung.....	39
8.3.	Heizwerke	40
8.4.	Power-to-Heat	40
8.5.	Wärmepumpen	43
8.6.	Solarthermie.....	45
8.7.	Biomasse.....	47
8.8.	Möglicher Kraftwerkseinsatz	50
	Literaturverzeichnis.....	53
	Anhang	57

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Schematische Darstellung von Vor- und Rücklauftemperatur eines FW-Netzes (Quelle: eigene Darstellung)	14
Abb. 4-1	Darstellung des Potsdamer Fernwärmevorranggebiets (Quelle: eigene Darstellung)	20
Abb. 4-2	Fernwärmeverbrauch nach Stadtteilen für die Jahre 2013, 2014 und 2015	21
Abb. 5-1	Möglicher Entwicklungspfad der Fernwärmenachfrage (Quelle: eigene Darstellung)	25
Abb. 6-1	Schematische Darstellung einer offenen Wärmeplattform (eigene Darstellung nach: IÖW, BLS 2014)	27
Abb. 7-1	Abhängigkeiten der Wertschöpfungsstufen der Fernwärme (Quelle: eigene Darstellung)	35
Abb. 7-2	Temperaturabsenkung von Sekundärnetzen durch Rücklauf-Beimischung (Quelle: eigene Darstellung nach LBD, 2013)	38
Abb. 8-1	Darstellung der Abregelung von Stromerzeugungsanlagen gemäß § 13 Abs. 1 und 2 EnWG in MWh für das Jahr 2016 (Quelle: 50Hertz, 2016)	42
Abb. 8-2	Entwicklung der installierten Leistung verschiedener Fernwärmeerzeuger (Quelle: eigene Darstellung)	48
Abb. 8-3	Anteile verschiedener Technologien an der Wärmeerzeugung (Quelle: eigene Darstellung)	49
Abb. 8-4	Schematische Darstellung des Kraftwerkseinsatzes [MWh] im zukünftigen Fernwärmesystem (Quelle: eigene Darstellung)	50

Tabellenverzeichnis

Tab. 4-1	Kraftwerkspark der EWP zur Fernwärmeversorgung.....	22
Tab. 5-1	Annahmen zur Entwicklung des Potsdamer Fernwärmebedarfs.....	24
Tab. 8-1	Potenziale verschiedener Formen von Umweltwärme für die Fernwärmebereitstellung (Quelle: eigene Berechnungen).....	45
Tab. 8-2	Entwicklung der installierten Leistung verschiedener Fernwärmeerzeuger.....	48
Tab. 8-3	Entwicklung der Fernwärmeerzeugung.....	49

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWP	Energie und Wasser Potsdam GmbH
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampf (Kraftwerk)
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
FW	Fernwärme
HKW	Heizkraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LHP	Landeshauptstadt Potsdam
PEF	Primärenergiefaktor
PPP	Public-Private-Partnership
PtH	Power-to-Heat
RL	Rücklauf
TAB	technische Anschlussbedingungen
TWh	Terrawattstunden
TWW	Trinkwarmwasser
VL	Vorlauf

1 Aufgaben- und Zielstellung

1.1. Ausgangslage

Mit der Aufnahme in die Bundesförderung zur 100 % Klimaschutz-Masterplankommune verpflichtet sich die Landeshauptstadt Potsdam (LHP), ihre Bemühungen im Bereich des Klimaschutzes nicht nur fortzuführen, sondern einen langfristigen Klimaschutzplan zu entwickeln und umzusetzen. Zielvorgabe ist dabei die Reduktion der Treibhausgas-(THG)-Emissionen um rd. 95 % und die Halbierung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Basisjahr 1990 (LHP, 2016).

Eine der großen Herausforderungen zur Erreichung dieser Ziele liegt in der Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung, in der die Fernwärme eine Schlüsselfunktion einnimmt. Diese bietet einerseits die Möglichkeit durch die Integration regenerativer Energien, wie Solarthermie- oder Geothermie-Anlagen sowie Flusswasserentnahme, Wärme emissionsfrei bereitzustellen und ermöglicht andererseits die Kopplung des Strom- und Wärmesektors durch Power-to-Heat (Power-to-Cool) Anwendungen.

In der Landeshauptstadt Potsdam ist bereits ein Großteil der Bevölkerung (ca. 60 % aller Haushalte) an das vergleichsweise sehr gut ausgebaute Fernwärmenetz angeschlossen (EWP, o. J.). Die Bereitstellung der Fernwärme erfolgt vorwiegend aus dem zentralen, erdgasbefeuelten Heizkraftwerk (HKW) Potsdam-Süd im Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb. Für eine effiziente Fernwärmeversorgung aller Abnehmer mit einem zentralen Kraftwerk sind derzeit hohe Systemtemperaturen mit bis zu 130 °C im Vorlauf und 60 °C im Rücklauf notwendig (EWP, 2016). Diese können von regenerativen Erzeugern nicht gewährleistet werden. Für eine klimaneutrale Fernwärme sind die Absenkung der Vor- und Rücklauftemperatur daher notwendige Voraussetzungen.

1.2. Ziele der Teilstudie

Die Untersuchung soll mögliche organisatorische und technische Veränderungen der aktuellen Fernwärmeversorgung aufzeigen und mit Hinblick auf die Klimaschutzziele der LHP Empfehlungen für bestimmte Änderungsmaßnahmen aussprechen.

Vertiefend zu betrachten sind:

- Geschäftsmodelle für den Wandel der Fernwärmeversorgung weg von einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens hin zu einer offenen Wärmeplattform
- Maßnahmen zur sukzessiven Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen mit dem Ziel der Implementierung eines Niedertemperatursystems im Bestand. (Erzeugung, Netz, Heizungsanlagen, Hausübergabestationen, TWW)
- Empfehlung und Bewertung von Investitionen in die Fernwärmeerzeugungs- und Netzinfrastuktur, insbesondere mit Hinblick auf die Erneuerung bzw. den Ersatz des bestehenden Heizkraftwerks Potsdam-Süd.

Die Teilstudie muss daher zunächst den Status Quo der Fernwärmeversorgung in Potsdam aufarbeiten und vor dem Hintergrund aktueller und zukünftiger Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer langfristigen Tauglichkeit zur Erreichung der Klimaschutzziele bewerten. Basierend auf den Ergebnissen sollen mögliche Veränderungsmaßnahmen dargestellt und in den Zeithorizont bis 2050 eingeordnet werden.

2 Technische Grundlagen

2.1. Definition Fern- und Nahwärme

Im Allgemeinen spricht man von Fernwärme (FW), wenn thermische Energie in einem Leitungssystem über weite Strecken vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert wird; beispielsweise zur Wärmeversorgung ganzer Stadtteile oder Städte. Eine Sonderform umschreibt der Begriff „Nahwärme“, der aus technischer Sicht ebenfalls Fernwärme meint, jedoch mit geringeren Distanzen beim Transport (Biedermann und Kolb, 2014).

2.2. Aufbau und Funktionsweise von Fernwärmenetzen

Ein Fernwärmenetz besteht aus drei Hauptkomponenten, dem Wärmeerzeuger, dem Wärmenetz und dem Verbraucher. Dabei erfolgt die Wärmeverteilung vom Erzeuger zum Verbraucher in den meisten Fernwärmesystemen – so auch in Potsdam – über ein Zweileitersystem (ein Vor- und ein Rücklauf) mit Heizwasser als Transportmedium. Das Temperaturniveau liegt üblicherweise bei 70 bis 130 °C im Vorlauf und 30 bis 70 °C im Rücklauf (Stadtwerke München, 2015).

Gemeinsam mit dem Druckniveau bilden Vor- und Rücklauftemperatur die zentralen Betriebsparameter eines Wärmenetzes. Diese bestimmen maßgeblich die Höhe der Wärmeleistung, die innerhalb des Fernwärmesystems übertragen werden kann. Es ergibt sich folgender Zusammenhang:

$$\begin{aligned}\dot{Q} &= \dot{m} * c_p * \Delta T \\ \dot{Q} &= \text{Wärmeleistung} \\ \dot{m} &= \text{Massestrom} \\ c_p &= \text{Wärmekapazität von Wasser} \\ \Delta T &= \text{Temperaturspreizung} = T_{\text{Vorlauf}} - T_{\text{Rücklauf}}\end{aligned}$$

Bei gleichbleibendem Volumenstrom steigt (sinkt) die Wärmeleistung mit steigender (sinkender) Temperaturspreizung. Ist die Temperaturspreizung konstant, so kann die Leistung des Systems theoretisch auch über eine Erhöhung bzw. Verringerung der umgewälzten Wassermenge gesteuert werden. Dies ist gleichbedeutend mit einer Veränderung der Strömungsgeschwindigkeit des Wassers, da die Wassermenge pro Fläche über den Querschnitt der Leitungsrohre fest vorgegeben ist. Hier gilt es zu beachten, dass sich Druckverluste proportional zum Quadrat der Strömungsgeschwindigkeit verhalten. Eine Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit führt ergo zu einem erheblichen Mehraufwand beim Einsatz der Umwälzpumpen. Aufgrund der verwendeten Armaturen innerhalb des Netzes ergibt sich zudem eine Beschränkung hinsichtlich der maximal zulässigen Strömungsgeschwindigkeit. In der Praxis wird sowohl das Druck- als auch das Temperaturniveau über die anliegenden Kundenlast und die vorhandene Netztopologie definiert (BWK, 2017).

Faktoren, die die gewählte Vorlauftemperatur bestimmen, sind die zur Verfügung stehenden Erzeugungsanlagen, die Dämmqualität des Leitungssystems, Kundenbedürfnisse und die Kapazität des Netzes. Aufgrund der saisonal schwankenden Nachfrage der Verbraucher wird die Vorlauftemperatur zumeist gleitend gefahren und in den Sommermonaten abgesenkt. Sofern die Erwärmung des TWW ausschließlich über die Fernwärme und Speicherladesysteme erfolgt, darf die VL-Temperatur auch im Sommer nicht unter 65-70 °C abgesenkt werden, um die Gefahr der Legionellenbildung zu vermeiden.

Im Gegensatz zur Vorlauftemperatur hat der Netzbetreiber keinen Einfluss auf das Niveau der Rücklauftemperatur. Diese wird durch Art, Qualität und Betriebsweise des Heizungssystems (Heizkörper oder Flächenheizung) auf Kundenseite sowie der zugehörigen Übergabestation vorgegeben (Paar et al., 2013). Abb. 2-1 zeigt schematisch einen typischen Verlauf der Betriebstemperaturen eines Fernwärmenetzes in Abhängigkeit zur Außentemperatur.

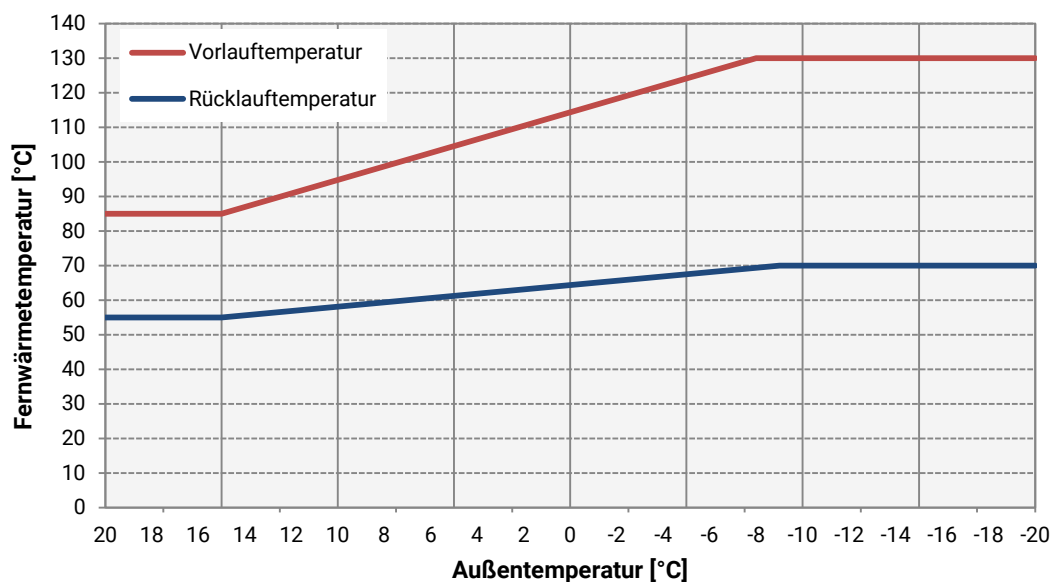


Abb. 2-1 Schematische Darstellung von Vor- und Rücklauftemperatur eines FW-Netzes
(Quelle: eigene Darstellung)

3 Rechtliche Grundlagen

3.1. Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)

Das KWKG wurde in den letzten Jahren mehrmals novelliert und ist in seiner aktuellen Fassung vom 01. Januar 2017 gültig. Grundlegendes Ziel ist die Erhöhung des Anteils von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen an der Stromerzeugung. Die konkreten Zielvorgaben liegen bei einer Nettostromerzeugung von 110 Terrawattstunden (TWh) aus KWK-Anlagen bis zum Jahr 2020 und 120 TWh bis zum Jahr 2025.

Zur Erreichung dieses Ziels werden vor allem der Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen gefördert. Investitionen in den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen sowie die Errichtung von Wärme- und Kältespeichern wird ebenfalls bezuschusst.

Die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von KWK-Anlagen erfolgt anhand eines Einspeisevorrangs und eines monetären Zuschlags auf die erzeugte Strommenge. Die Zuschlagshöhe ist für Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner als 1 MW oder größer als 50 MW nach § 7 KWKG definiert. Sie variiert je nach Anlagentyp und Leistung und ist zeitlich auf eine bestimmte Anzahl Vollbenutzungsstunden begrenzt. Für KWK-Anlagen im Leistungsbereich von 1 MW bis 50 MW wird die Zuschlagshöhe nach § 8 KWKG in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt.

Anlagen, die Wärme aus erneuerbaren Energien wie Biogas, Biomasse und/oder Geothermie bereitstellen, sind im Gegensatz dazu direkt über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) subventioniert. Zu beachten ist, dass KWK-Anlagen nach § 61 KWKG nicht wie bisher von der EEG-Umlage befreit sind, sofern der erzeugte Strom selbst genutzt wird. Das sogenannte Eigenstromprivileg gilt zwar weiterhin für Bestandsanlagen, nicht jedoch für den Neubau von KWK-Anlagen und im Falle der Modernisierung von Bestandsanlagen. Dort muss die EEG-Umlage auch beim Eigenstromverbrauch anteilig (40 % beim Neubau, 20 % bei Modernisierung) entrichtet werden.

Im Zusammenspiel von KWKG und EEG ist mit Hinblick auf die Versorgungssicherheit der Fernwärme das Einspeisemanagement gemäß § 14 EEG zu beachten. Demzufolge dürfen die Netzbetreiber KWK-Anlagen bei einer Überlastung des Stromnetzes abregeln beziehungsweise abschalten. Um auch in diesem Fall eine ausreichende Wärmeversorgung zu gewährleisten, müssen Reservekapazitäten in Form von Elektro- oder Gaskesseln bereitgehalten werden, wodurch ein zusätzlicher Investitionsbedarf entsteht.

Die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen ist in § 18 des KWKG geregelt, sofern diese vorwiegend mit Wärme aus KWK-Anlagen betrieben werden. Die Förderung erfolgt in Abhängigkeit des Leitungsdurchmessers in Form eines Zuschlags von maximal 30 bzw. 40 % der Investitionskosten und darf eine maximale Förderhöhe von 20 Mio. € pro Projekt nicht übersteigen. Anspruch auf die Zahlung des Zuschlags hat der Wärmenetzbe-

treiber, zahlungspflichtig ist der Übertragungsnetzbetreiber. Für Kältenetze sind die Förderbedingungen identisch.

Auch Speicher für Wärme und Kälte können nach §§ 23 – 25 KWKG eine Förderung in Form eines Zuschlags erhalten. Dieser liegt bei maximal 30 % der Investitionskosten und nicht mehr als 10 Mio. € pro Projekt.

Durch die Förderung des KWKG wird die Rentabilität von KWK-Anlagen zwar grundsätzlich verbessert, allerdings sind diese insbesondere in der Fernwärme derzeit kaum wirtschaftlich zu betreiben. Grund dafür ist das aktuelle und für die Zukunft prognostizierte Niveau von Strom-, Gas- und CO₂-Zertifikatspreisen (LBD, 2015). Inwiefern die politischen Ziele mit den gegenwärtigen Markt- und Förderbedingungen erreicht werden können, ist daher fraglich.

3.2. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)

Mit dem EEWärmeG sollen Technologien zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien (EE) gefördert werden. Konkret soll der Anteil der EE am Endenergieverbrauch zur Wärme- und Kältebereitstellung in Gebäuden bis zum Jahr 2020 auf 14 % erhöht werden (EEWärmeG 2015).

Für alle Neubauten und für die grundlegende Sanierung von Bestandsgebäuden in öffentlicher Hand ist die Nutzung von EE zu Heiz- und Kühlzwecken verpflichtend (§ 3 EEWärmeG). Je nach Technologie gelten unterschiedliche Anforderungen. Gemäß § 5 EEWärmeG gilt die Nutzungspflicht als erfüllt, sofern der Wärme- und Kälteenergiebedarf mindestens:

- zu 15 % aus solarer Strahlungsenergie oder
- zu 30 % aus gasförmiger Biomasse oder
- zu 50 % aus flüssiger oder fester Biomasse oder
- zu 50 % aus Geothermie oder Umweltwärme

gedeckt wird. Bei sanierten öffentlichen Gebäuden fallen die Mindestanteile etwas geringer aus.

Als Ersatzmaßnahme zu den genannten Mindestanteilen kann Fernwärme bzw. Fernkälte verwendet werden. Dies gilt allerdings nur, sofern die Fernwärme /-kälte zu einem wesentlichen Anteil aus EE, oder zu mindestens 50 % aus entweder Anlagen zur Nutzung von Abwärme oder KWK-Anlagen stammt. In diesem Zusammenhang liegt es in der Verantwortung der Fernwärme- oder -kältenetzbetreiber, den Wohnungseigentümern die Einhaltung der geforderten Mindestanteile zu bescheinigen, damit diese ihrerseits ihre Nachweispflicht gegenüber den Behörden erfüllen können.

Mit Hinblick auf die Fernwärme hat das EEWärmeG vielfältige Auswirkungen. Es beeinflusst sowohl die Nachfrage als auch die Erzeugungsstruktur der Fernwärme und ihren anlegbaren Preis. Im Neubau und bei der Sanierung von öffentlichen Gebäuden nimmt der dezentrale Einsatz von EE aufgrund der Nutzungspflicht des EEWärmeG zu. Im Sinne einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung konkurriert die Fernwärme daher nicht länger mit einem reinen Gasbrennwertkessel als Referenzsystem, sondern beispielsweise mit einer gekoppel-

ten Anlage aus Gasbrennwertkessel und Solarthermie. Dadurch steigt der anlegbare Fernwärmepreis, wodurch Investitionen in Netze leichter refinanziert werden können. Durch die Anerkennung von Fernwärme als Ersatzmaßnahme ist zudem von einer Erhöhung der Fernwärmenachfrage auszugehen. Dies gilt allerdings nur, sofern die lokale Fernwärme die Mindestanforderungen gemäß EEWärmeG erfüllt. Hieraus entsteht ein direkter Anreiz für die Fernwärmebetreiber, die Erzeugungsstruktur entsprechend den Anforderungen anzupassen und den CO₂-Emissionsfaktor der lokalen Fernwärme zu senken.

In der Landeshauptstadt Potsdam sind aktuell überwiegend private Bestandsgebäude an das Wärmenetz angeschlossen. Da diese aktuell nicht in den Geltungsbereich des EEWärmeG fallen, sind die Auswirkungen des Gesetzes auf die Fernwärmeversorgung in Potsdam vermutlich eher gering. Sollte sich der Geltungsbereich erweitern, werden auch die Lenkungswirkungen des Gesetzes in Bezug auf die Fernwärmenachfrage, den anlegbaren Preis und die Erzeugungsstruktur an Bedeutung gewinnen.

3.3. Energieeinsparverordnung (EnEV)

Die EnEV hat das Ziel, den Energiebedarf im Gebäudesektor zu senken. Sie soll so einen Beitrag dazu leisten, das politische Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 zu erreichen (EnEV 2016).

In Kombination mit dem EEWärmeG setzt die EnEV den gesetzlichen Rahmen für die Entwicklung des Bedarfs und der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Das EEWärmeG zielt dabei auf den Einsatz von EE auf der Erzeugungsseite ab, während die EnEV die Absenkung des Energiebedarfs von Wohn- und Nicht-Wohngebäuden bewirkt. Die Vorgaben der EnEV richten sich hier sowohl an Neu- als auch an Bestandsbauten. Für den Neubau gilt, dass der Jahres-Primärenergiebedarf sowie der Transmissionswärmeverlust eines vordefinierten Referenzgebäudes nicht überschritten werden darf. Bestandsgebäude adressiert die EnEV im Sanierungsfall. Sofern Sanierungsmaßnahmen vorgenommen werden, sind für die erneuerten Bauteile jeweils maximal zulässige Wärmedurchgangskoeffizienten vorgeschrieben. Die Bauteilanforderungen gelten alternativ als erfüllt, sofern das Gebäude nach der Sanierung den Jahres-Primärenergieverlust und den Transmissionswärmeverlust des jeweiligen Referenzgebäudes um nicht mehr als 40 % überschreitet.

Die Berechnung der Primärenergiebilanz eines Gebäudes basiert auf sogenannten Primärenergiefaktoren (PEF), welche das Verhältnis zwischen eingesetzter Primärenergie und erhaltener Endenergie beschreiben (BDEW, 2015). Für Fernwärme fallen diese in der Regel sehr niedrig aus¹, wodurch Fernwärme eine gute Option zur Erfüllung der EnEV-Vorgaben darstellt. Grund für den niedrigen PEF der Fernwärme ist, dass diese in der Regel zu einem Großteil aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereitgestellt wird und diese derzeit nach der Berechnungsmethodik FW 309 eine Stromgutschrift erhalten. Auch KWK-Anlagen, die mit Kohle betrieben werden, können somit niedrige PEFen erreichen. Von der Zielgröße Primärenergiebedarf geht nach der gegenwärtigen Berechnungsmethodik daher insbesonde-

¹ Die Fernwärmeversorgung in der Landeshauptstadt Potsdam wurde am 02.06.2016 mit einem Primärenergiefaktor von $f_{p,FW} = 0,17$ durch den TÜV Nord bewertet (TÜV Nord, 2016).

re für die Fernwärme keine Lenkungswirkung in Richtung des Einsatzes von EE aus (Maaß et al., 2015).

Weitere Auswirkungen auf die Fernwärme ergeben sich aus der EnEV durch die Absenkung des Raumwärmebedarfs für Wohn- und Nichtwohngebäude. Dadurch sinken das Absatzpotenzial für die Wärmeversorger und der Bedarf nach Fernwärme, was den wirtschaftlichen Betrieb und die energetische Effizienz von Fernwärmenetzen erschweren kann. Gleichzeitig erleichtern geringe Wärmedichten im Gebäudesektor die Umgestaltung von Fernwärmenetzen, z. B. hin zu niedrigeren Vor- und Rücklauftemperaturen. Für den Neubereich gilt außerdem, dass sich durch die Etablierung eines Niedrigenergiestandards das Verhältnis von Heizwasser, Warmwasser und Kühlbedarf verändert. In Zukunft könnten daher auch Kältenetze an Bedeutung zunehmen.

4 Bestandsaufnahme der Potsdamer Fernwärmeversorgung

Die Fernwärmeversorgung hat in Potsdam Tradition und wird seit 1967 aus: „Gründen des öffentlichen Wohls, insbesondere zum Schutz von Menschen, der natürlichen Umwelt sowie von Kultur- und Sachgütern vor schädlichen Umwelteinwirkungen und um dem Entstehen von schädlichen Umwelteinwirkungen entgegen zu wirken“, (LHP, 1998) betrieben.

4.1. Versorgungsgebiete

Die Gebiete, in denen in Potsdam eine Fernwärmeversorgung stattfindet, lassen sich in ein zentrales Fernwärmenetzgebiet sowie zwei Nahwärmeinseln und die Kläranlage unterteilen. Das zentrale Netz erstreckt sich von den südlichsten Stadtteilen Waldstadt, Kirchsteigfeld und Drewitz bis in den Norden der Jägervorstadt und des Bornstedter Felds (siehe Abb. 4-1). Mit der Satzung über die öffentliche Fernwärmeversorgung der LHP vom 21. Dezember 1998 wurden alle Stadtgebiete, die durch Fernwärme erschlossen sind, als Fernwärmeverrangsgebiete deklariert (LHP, 1998). Innerhalb dieser Gebiete gilt demnach ein Anschluss- und Benutzungszwang an die Fernwärme. Für das ca. 163 km lange Fernwärmenetz sind dadurch eine ausreichende Wärmenachfrage und die Auslastung des Netzes langfristig sichergestellt. Eine detaillierte Ansicht einzelner Fernwärmegebiete findet sich im Anhang.

Seit 2013 zählt auch die Nahwärmeinsel Kunersdorfer Straße, Am Brunnen und Drevesstraße zum Wärmenetz der EWP. Hier liefert ein BHKW Wärme und Strom für 170 Haushalte (Stadtwerke Potsdam, 2013). 2016 wurde durch die Inbetriebnahme von zwei weiteren BHKWs eine zusätzliche Nahwärmeinsel an der Kaiser-Friedrich-Straße eingerichtet.

Außerhalb der genannten Versorgungsgebiete liegt die Kläranlage Nord. Dort wurde 2012 ein Blockheizkraftwerk (BHKW) in Betrieb genommen, welches das in der Kläranlage gewonnene Klärgas in Strom und Wärme umwandelt. Dadurch werden einerseits der Eigenstrombedarf der Kläranlage gedeckt und andererseits die umliegenden Gebäude mit Prozesswärme versorgt (Stadtwerke Potsdam, 2012).

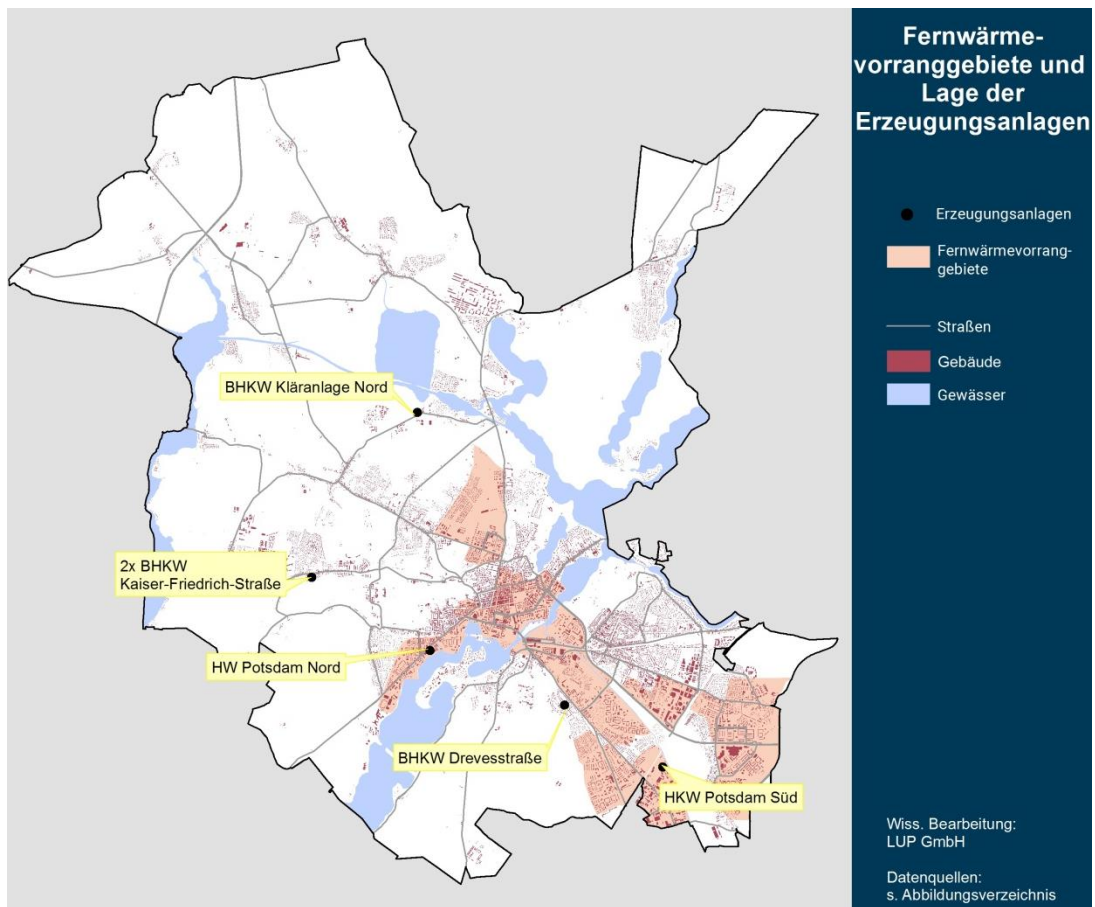


Abb. 4-1 Darstellung des Potsdamer Fernwärmeevorranggebiets (Quelle: eigene Darstellung)

4.2. Kunden und Wärmeabsatz

Die Abnehmer der Fernwärme bestehen in der LHP mit ca. 87 % vor allem aus Privathaushalten, in kleinem Umfang (ca. 10 %) auch aus Verbrauchern des Bereichs Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und zu ca. 3 % aus kommunalen Einrichtungen (eigene Auswertung von EWP-Verbrauchsdaten).

Der jährliche Fernwärmebedarf liegt dabei im Mittel bei ca. 550.000 MWh (siehe Abb. 4-2). Mit Blick auf die regionale Verteilung der Wärmenachfrage, ist zu erkennen, dass diese in den meisten Stadtteilen in einem Bereich von 20.000–40.000 MWh pro Jahr liegt. Ausnahmen sind die Stadtteile „Am Stern“ und insbesondere „Nördliche Innenstadt“, die deutlich höhere Wärmebedarfe ausweisen. Grund dafür ist jeweils eine höhere Siedlungsdichte, durch Blockrandbebauung in der Innenstadt bzw. Sozialwohnblocks im Stadtteil „Am Stern“ und der damit höheren Wärmedichte. Umgekehrt fällt die Wärmenachfrage in dünn besiedelten Gebieten oder mit hohem Grünflächenanteil, wie „Babelsberg Nord“ und „Nedlitz“ vergleichsweise gering aus. Am „Bornstedter Feld“ führt ein hoher Anteil von Neubauten und privaten Einfamilienhäusern, die mitunter auf regenerative Wärmeerzeugung zurückgreifen und dadurch vom Anschluss und Benutzungszwang an die Fernwärme freigesprochen sind, zu geringerer Wärmenachfrage.

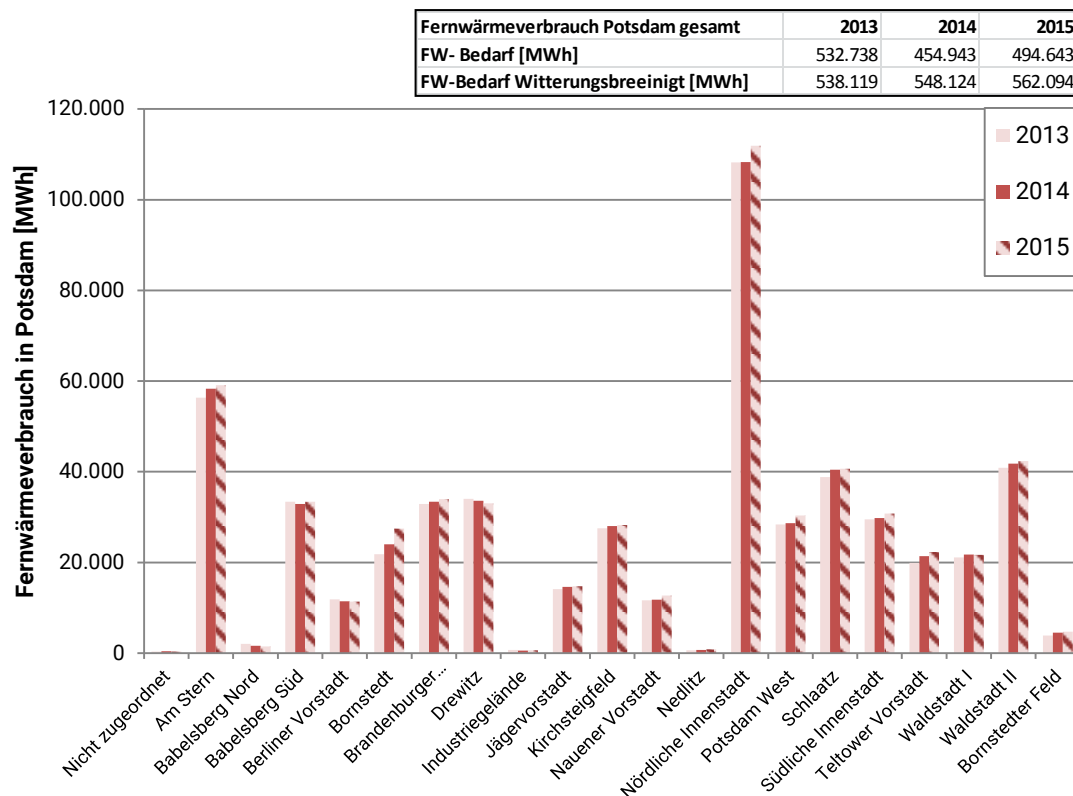


Abb. 4-2 Fernwärmeverbrauch nach Stadtteilen für die Jahre 2013, 2014 und 2015

4.3. Erzeugungsanlagen

Die Erzeugung der Fernwärme und der Betrieb des Netzes obliegen dem kommunalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) Energie und Wasser Potsdam GmbH (EWP). Bis zum Jahr 2012 erfolgte die Fernwärmebereitstellung für Potsdam an zwei Standorten, dem HKW Potsdam-Süd und dem Heizwerk Potsdam-Nord. In den letzten Jahren wurde das Erzeugungsportfolio durch kleinere BHKWs und einen Heißwasserspeicher erweitert (siehe Tab. 4-1).

Die zentrale Erzeugungseinrichtung ist nach wie vor das Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) Potsdam-Süd. Rund 85 % des jährlichen Fernwärmebedarfs der LHP wird hier erzeugt (EWP, 2016). Der verwendete Brennstoff ist Erdgas, welches im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb neben Wärme auch in Strom umgewandelt wird. Ausgelegt ist die GuD-Anlage mit einer thermischen Leistung von 101,4 MW und einer elektrischen Leistung von 84,0 MW.

Zur Deckung des restlichen Wärmebedarfs stehen Spitzenkesselanlagen, drei am Standort HKW Potsdam-Süd, mit einer thermischen Leistung von jeweils 60 MW und eine am Heizwerk Potsdam-Nord (38 MW_{th}), bereit. Diese werden ebenfalls mit Erdgas befeuert und kommen insbesondere in Spitzenlastzeiten zum Einsatz. Sie dienen außerdem zur Besicherung beim Ausfall von Kraftwerkseinheiten. Insgesamt ergibt sich eine Heißwassererzeugerleistung von 218,0 MW.

Gegen Ende des Jahres 2015 wurde am HKW Potsdam-Süd ein Wärmespeicher mit einem Speichervolumen von 45.000 m³ in Betrieb genommen. Dadurch wird eine optimierte und an die Stromnachfrage angepasste Fahrweise der GuD-Anlage möglich. Zusätzlich wurden in 2015 zwei Elektrodenkessel mit einer thermischen Leistung von jeweils 10 MW am Standort HWK Potsdam-Süd installiert (EWP, 2016).

Losgelöst vom zentralen Fernwärmenetz sind seit 2012 kleine dezentrale Wärmenetze entstanden (siehe Kapitel: 4.1.). Zur Wärmebereitstellung betreibt die EWP dort unterschiedlich groß dimensionierte BHKWs, die teilweise mit Biogas betrieben werden. Dadurch findet sich auch ein kleiner Anteil an regenerativ erzeugter Wärme im Portfolio der EWP, auch wenn der größte Anteil der Fernwärme aus erdgasbasiertem KWK-Betrieb stammt.

Tab. 4-1 Kraftwerkspark der EWP zur Fernwärmeversorgung

Standort	Anlagentyp	Betriebsart	Therm. Leistung	Elektr. Leistung	Energie-träger	Bau-jahr
zentrales FW-Netz						
HKW Potsdam-Süd	Gas- und Dampf Kraftwerk	KWK	101,4 MW	81,8 MW	Erdgas	1995
	3 x Heißwasser-erzeuger	Wärme-erzeugung	jeweils 60 MW	-	Erdgas	1995
	Heißwasser-speicher	Wärme-speiche-rung	45 MW	-	-	2015
	2 x Elektrodenkes-sel	Power-to-Heat	jeweils 10 MW	-	Strom	2015
Heizwerk Potsdam-Nord	Heißwasser-erzeuger	Wärme-erzeugung	38 MW	-	Erdgas	1994
	BHKW	KWK	4,66 MW	4,31 MW	Erdgas	2016
dezentrale FW-Netze						
BHKW im Klärwerk Nord	Heißwasser-erzeuger	Wärme-erzeugung	0,80 MW	-	Klärgas / Erdgas	2012
	BHKW	KWK	0,21 MW	0,17 MW	Klärgas / Erdgas	2012
BHKW Dreves-straße	Heißwasser-erzeuger	Wärme-erzeugung	0,75 MW	-	Erdgas	2013
	BHKW	KWK	0,21 MW	0,14 MW	Biogas	2013
BHKW Kaiser-Friedrich-Straße	2 x Heißwasser-erzeuger	Wärme-erzeugung	0,75 MW	-	Erdgas	2016
	2 x BHKW	KWK	0,21 MW	0,14 MW	Biogas / Erdgas	2016

5 Prognose des Potsdamer Fernwärmebedarfs

Im Jahr 2014 lag der Fernwärmebedarf der LHP witterungsbereinigt bei ca. 550 GWh (siehe Abb. 4-2). Ausgehend davon soll die zukünftige Entwicklung der Nachfrage nach Fernwärme abgeschätzt werden. Zentrale Parameter dafür sind die Zu- bzw. Abnahme der Anzahl der angeschlossenen Verbraucher und / oder deren jeweiliger Wärmenachfrage.

Durch den Anschluss und Benutzungszwang an das Fernwärmenetz der EWP wird angenommen, dass die Anzahl der Bestandskunden nahezu konstant bleibt. Die Wärmenachfrage dieser Kunden ändert sich jedoch, sobald Sanierungsmaßnahmen vorgenommen werden. In Anlehnung an das Energiekonzept der Bundesregierung und dem Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestands wird die dort geforderte Sanierungsrate von 2 % pro Jahr (BMWi und BMU 2010) auch für die LHP unterstellt.

Die damit verbundene Reduktion des Wärmeenergiebedarfs für Gebäude schlägt sich vor allem in einer Abnahme des Raumwärmebedarfs nieder, während der Wärmebedarf für TWW durch die energetische Gebäudesanierung kaum reduziert wird (Klebsch et al., 2014). Insgesamt wird die Senkung des Wärmebedarfs durch Sanierungsmaßnahmen auf 30 %¹ abgeschätzt. Aus diesen Annahmen ergibt sich, dass die gesamte Wärmenachfrage der Bestandskunden der EWP um 0,6 % pro Jahr abnimmt.

Eine Zunahme des Fernwärmebedarfs entsteht durch neue Abnehmer, die zusätzlich zu den Bestandskunden an das Netz angeschlossen werden. Dabei gilt es zwischen Verdichtungs- und Erweiterungsmaßnahmen zu unterscheiden. Der Unterschied liegt in der räumlichen Distanz – und damit implizit dem Anschlussaufwand – zu bestehenden Fernwärmeleitungen.

Mit Verdichtung ist hier der Neuanschluss von Gebäuden gemeint, die sich in einer Straße befinden, in der mind. 60 % der übrigen Gebäude bereits an das Fernwärmenetz angeschlossen sind. Umgekehrt beschreibt Erweiterung die Verlegung von Fernwärmeanschlüssen in Straßenzügen mit weniger als 60 %, mindestens aber einem Fernwärmeanschluss der Gebäude.²

Basierend auf von der EWP bereitgestellten Daten wurde eine maximale zusätzliche Fernwärmenachfrage von ca. 21 GWh durch Verdichtungs- und ca. 86 GWh durch Erweite-

¹ Eine Evaluierung des KfW-Programms „Energieeffizient Sanieren“ zeigt, dass im Rahmen von energetischen Sanierungsmaßnahmen durchschnittlich Endenergieeinsparungen von rund 25 % erreicht werden (Diefenbach et al., 2014). Aus Untersuchungen der BLS Energieplan GmbH für die Stadt Berlin geht hervor, dass Einsparungen im Bereich von 50 % durchaus möglich sind (BLS, 2015a; BLS, 2015b). Um die ambitionierten Klimaschutzziele der LHP zu erreichen, ist eine umfassende Sanierung des Gebäudesektors unerlässlich. Daher wird hier auf eine Reduktion des Wärmebedarfs von durchschnittlich 30 % (50% im Zeitraum von 2014 bis 2020) zurückgegriffen.

² Eigene Definition; aufgrund der hohen Investitionskosten für das Verlegen von Fernwärmeleitungen wurden Straßenzüge, in denen bislang kein Anschluss an das Fernwärmenetz besteht, nicht für Erweiterungsmaßnahmen berücksichtigt.

rungsmaßnahmen bis zum Jahr 2050 ermittelt. Von einer vollständigen Erschließung beider Potenziale ist in der Praxis nicht auszugehen, eine Umsetzung von 50 % des Verdichtungs- und 50 % des Erweiterungspotenzials wird hier als realistisch eingestuft. Die Verdichtung und Erweiterung des Fernwärmenetzes erfolgen dabei sukzessive und sind in Tab. 5-1 dargestellt.

Neben Verdichtung und Erweiterung ergeben sich neue Fernwärmekunden auch aus der Errichtung neuer Gebäude und zusätzlicher Wohnflächen innerhalb des Fernwärmeverorgungsgebiets. Eine Prognose zur Stadtentwicklung zeigt, dass nahezu in allen Stadtgebieten Potsdams von einer Zunahme der Bevölkerung auszugehen ist (siehe Anhang). Insgesamt wird ein Anstieg der Einwohnerzahl der LHP von ca. 164.000 im Jahr 2014 auf ca. 216.000 Einwohner im Jahr 2050 vorausgesagt.

Basierend auf diesen Daten wurde entsprechend des aktuellen Fernwärmegebiets (siehe Kapitel 4.1.) sowie der Überlegungen zu Verdichtungs- bzw. Erweiterungsmaßnahmen der Fernwärmebedarf durch Neubevölkerung abgeschätzt (siehe Tab. 5-1). Dieser fällt aufgrund von Schwankungen des Bevölkerungswachstums, vorwiegend aber durch die Annahme von steigenden rechtlichen Anforderungen an die energetische Qualität von Gebäuden und einem damit einhergehenden abnehmenden spezifischen Wärmeenergiebedarf [kWh/m²] in Zukunft deutlich geringer aus.

Tab. 5-1 Annahmen zur Entwicklung des Potsdamer Fernwärmebedarfs

	Entwicklung Fernwärmebedarf [GWh]				
	2014	2020	2030	2040	2050
Fernwärmebedarf – Ist	550,0				
Sanierung (kumuliert)		- 33,0 (-)	- 31,0 (- 64,0)	- 29,2 (- 93,2)	- 27,4 (- 120,6)
Verdichtung (kumuliert)		8,4 (-)	6,3 (14,7)	4,2 (18,9)	2,1 (21,0)
Erweiterung (kumuliert)		17,2 (-)	25,8 (43,0)	25,8 (68,8)	17,2 (86,0)
Bevölkerungszuwachs (kumuliert)		12,9 (-)	11,8 (24,7)	4,2 (28,9)	1,4 (30,3)
Fernwärmebedarf	550,0	555,5	568,3	573,3	566,6

In der Prognose verweilt der Fernwärmebedarf der LHP bis zum Jahr 2050 damit auf einem ähnlichem Niveau gegenüber dem Ausgangsjahr 2014. Der Bedarfsrückgang durch Sanierungsmaßnahmen kann zunächst durch ein Zusammenspiel aus Verdichtung, Erweiterung und Bevölkerungszuwachs, später hauptsächlich durch Erweiterungsmaßnahmen, kompensiert werden. Eine grafische Darstellung der Zusammenhänge findet sich in Abb. 5-1.

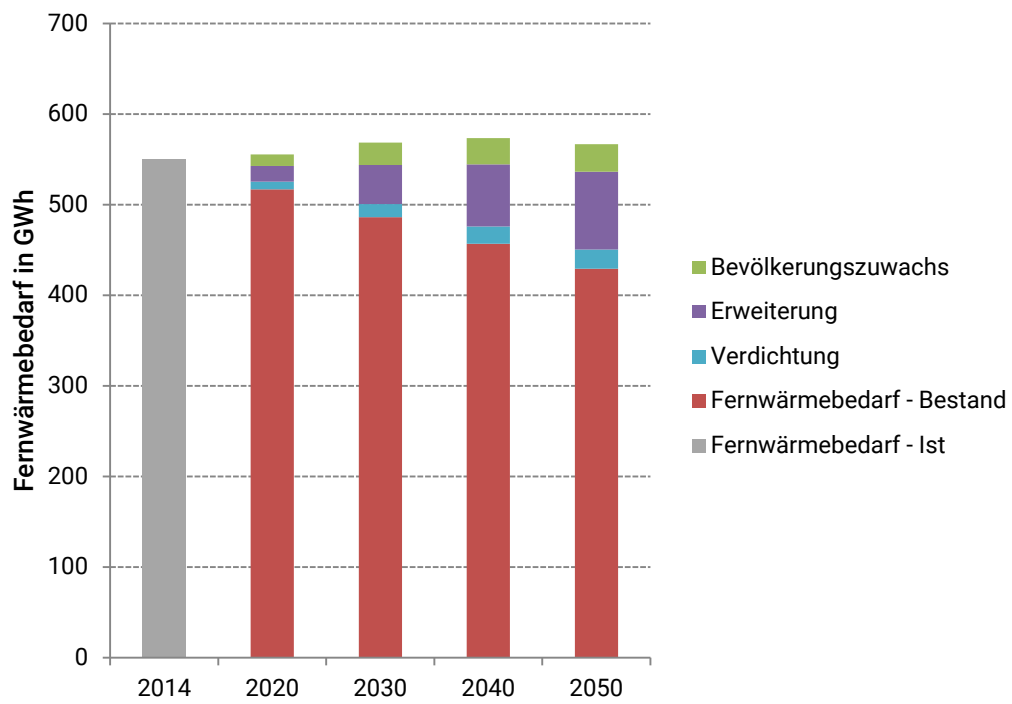


Abb. 5-1 Möglicher Entwicklungspfad der Fernwärmenachfrage (Quelle: eigene Darstellung)

6 Geschäftsmodelle: künftige Rolle und Funktion der Fernwärme

Gegenwärtig wird das Fernwärmesystem der LHP von einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen betrieben. Das bedeutet, dass auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Verteilung und Vertrieb der Fernwärme nur ein Akteur agiert. In Potsdam ist dies die Energie und Wasser Potsdam GmbH (EWP), eine Tochtergesellschaft der lokalen Stadtwerke.

Die Integration weiterer Akteure in die Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Vertrieb der Fernwärme kann eine dezentrale und erneuerbare Fernwärmeversorgung begünstigen und so einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele der LHP leisten. Im Folgenden sollen daher zunächst das Konzept einer „offenen Wärmeplattform“ und im Anschluss verschiedene Geschäftsmodelle zur Unterstützung dieses Konzepts vorgestellt werden.

6.1. Offene Wärmeplattform

Das Prinzip einer offenen Wärmeplattform ist die Integration neuer Stakeholder und die Schaffung von Wettbewerb auf dem lokalen Wärmemarkt. Dieser entsteht, sofern neuen Akteuren der Zugang zu den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Vertrieb von Fernwärme gewährt wird. Der Netzbetrieb ist davon ausgeschlossen, da hier analog zu Strom- und Gasnetzen aufgrund der hohen Fixkosten ein natürliches Monopol vorliegt. Eine schematische Darstellung der offenen Wärmeplattform findet sich in Abb. 6-1.

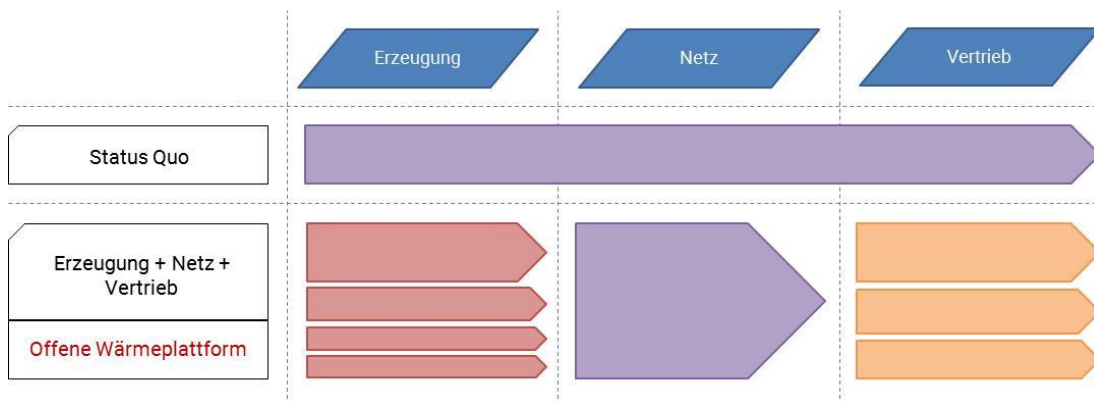


Abb. 6-1 Schematische Darstellung einer offenen Wärmeplattform (eigene Darstellung nach: IÖW, BLS 2014)

Die Überlegung hinter dem Konzept der offenen Wärmeplattform ist, dass insbesondere regenerative Wärmepotenziale regional verteilt und bei den potenziellen Fernwärmenutzern angesiedelt sind. Diese Prosumer sind daran interessiert, Potenziale aus Gleichzeitigkeiten von Bedarf und Angebot mit anderen Wärmekunden zu erschließen, effiziente Großwärmespeicher zu nutzen und Restwärmebedarf zu decken.

Die Rolle und Funktion der Fernwärmenetze ändert sich bei diesem Konzept. Der wesentliche Vorteil von Fernwärmesystemen – eine von Erzeugungstechnologien unabhängige Infrastruktur bereitzustellen – wird gestärkt. Das Fernwärmenetz stellt die Infrastruktur bereit und übernimmt die Verantwortung für die Versorgungssicherheit. Dafür bedarf es entsprechender Prozesse und vertraglicher Strukturen, da es hierfür auf bundesrechtlicher Ebene bislang keine eindeutigen Vorgaben gibt.

Gemäß § 19 Abs. 2 Nr. 4 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) haben Dritte grundsätzlich einen Anspruch, Zugang zum Netz eines anderen zu erhalten, sofern sie dafür ein angemessenes Entgelt entrichten. Juristisch unklar ist die Bemessung dieses Entgelts. Ebenso existieren, im Gegensatz zum Strom- und Gasmarkt, keine Regelungen zu allgemeinen Rechten und Pflichten für Netzbetreiber und dritte Wärmeanbieter. Im Ergebnis bestehen große Unsicherheiten für potenzielle Wärmeanbieter, so dass der Zugangsanspruch zu einem Wärmenetz in der Praxis nur sehr selten ausgeübt wird (Maaß et al., 2015).

Ziel der LHP sollte es sein, diese Unsicherheiten zu überwinden, um die Potenziale emissionsarmer, dezentraler und regenerativer Erzeuger für das Fernwärmenetz zu erschließen. Dazu sind neben organisatorischen Regelungen auch technische Veränderungen nötig. Bestehende Verträge zwischen Versorgern und Endkunden müssen geändert und Investitionen in Wärmeerzeuger, -netze, vor allem aber in die Übergabestationen und Hausnetze der Kunden getätigt werden. Solche Investitionen bedürfen einer langfristig, abgesicherten Perspektive. Insbesondere für regenerative aber auch für dezentrale Wärmelieferanten ist eine bedarfsgerechte Einspeisung nicht oder nur schwer möglich. Es muss daher klar geregelt sein, welcher Wärmeerzeuger zu welchem Zeitpunkt, mit welchem Entgelt und mit welchen Systemparametern (Temperatur, Volumenstrom, etc.) einspeisen kann bzw. muss (Klebsch et al., 2014).

6.2. Energieeinsparcontracting

Im Gebäudebestand verbergen sich große Potenziale zur Effizienzsteigerung. Dies gilt über alle Nutzergruppen (Haushalte, GHD, Industrie und öffentliche Einrichtungen) hinweg und dabei insbesondere für die Wärmeversorgung. Um diese Potenziale zu heben, sind Investitionen nötig, beispielsweise für die Modernisierung oder den Austausch der Heizungsanlage. Durch fehlendes Kapital, aber auch aufgrund von mangelnder Kenntnis über mögliche Energieeinsparungen, finden diese Investitionen in der Praxis häufig nicht statt. Contracting stellt vor diesem Hintergrund eine pragmatische Lösung dar, um die Finanz- und Wissenslücken zu schließen.

Beim Energie-Contracting wird die Finanzierung, die Errichtung und der Betrieb inklusive Wartung und Instandhaltung von Energieanlagen von einem Dienstleister, dem sogenannten Contractor, übernommen. Das Invest- und Betriebsrisiko geht dabei vollständig vom Hauseigentümer auf den Contractor über. Somit erhält der Contracting-Nehmer eine neue oder modernisierte Anlage und den Energiebezug in Form von Wärme und/oder Strom ohne selbst investieren zu müssen. Die Vergütung erfolgt für eine bestimmte Laufzeit über

eine monatliche Pauschale (Contracting-Rate). Contractoren sind hierbei üblicherweise Unternehmen, die bereits als Energieversorger tätig sind.

Eine Sonderform des Energie-Contractings ist das Energie-Einspar-Contracting. Dabei sichert der Contractor dem Hauseigentümer Energieeinsparungen in einer im Voraus festgelegten Höhe zu, die er durch Modernisierungs-/Sanierungsmaßnahmen erreicht. Entlohnt wird diese Dienstleistung über eine vertraglich festgeschriebene Beteiligung an den eingesparten Energiekosten. Zu beachten ist, dass diese Form des Energie-Contractings nur bei Bestandsgebäuden zum Einsatz kommt (BDEW, 2010).

In Potsdam gehört das Energie-Contracting bereits zum Portfolio der EWP. Grundsätzlich besteht darin eine Möglichkeit, Modernisierungsmaßnahmen von Heizungsanlagen im Bestand anzuregen. Dabei besteht die Chance, die technische Auslegung von Anlagen bestehender und potenzieller Fernwärmekunden im Sinne einer offenen Wärmeplattform zu beeinflussen, denn die Betriebstemperaturen der Fernwärme lassen sich erst dann senken, wenn die Nutzerseite technisch in der Lage ist, ihr Bedürfnis nach Raumwärme und Trinkwarmwasser trotz niedrigerer Vor- und Rücklauftemperaturen zu erfüllen. Dazu bedarf es unter anderem einer Vergrößerung der Heizflächen, effizienterer Hausübergabestationen und gegebenenfalls einer Anlage zur Nacherwärmung des Trinkwarmwassers. All dies könnte im Rahmen von Contracting-Maßnahmen umgesetzt werden.

Zu beachten ist, dass Contracting-Maßnahmen nicht zwangsläufig zu einer Senkung des Energiebedarfs und/oder der CO₂-Emissionen führen. Sie bieten jedoch eine Möglichkeit, den Umstieg auf andere Technologien (z. B. Brennstoffwechsel oder Systemumstellung von Hoch- auf Niedertemperatur) voranzutreiben und zu finanzieren. Sofern – wie beim Energie-Einspar-Contracting – eine Reduktion des Endenergiebedarfs oder ein Energiemanagementsystem realisiert werden, kann Contracting auch im Sinne der Klimaschutzziele eine Maßnahme sein.

6.3. Pachtmodelle

Die Wirtschaftlichkeit von Pachtmodellen basiert auf der Vermeidung bzw. Verringerung der EEG-Umlage durch Inanspruchnahme des sog. „Eigenstromprivilegs“ (§ 61 EEG 2017). Solche Modelle werden demzufolge auch nur für Stromerzeugungsanlagen angeboten. Ähnlich wie das Contracting bieten sie Kunden die Möglichkeit von neuen oder modernisierten Anlagen zu profitieren, ohne selbst Investitionen zu tätigen.

Der Kunde pachtet eine EE-Anlage für eine monatliche Gebühr, kann dafür den produzierten Strom selbst nutzen und Überschüsse in das Netz einspeisen. Sofern die installierte Leistung der Anlage unterhalb von 100 kW liegt, erhält er dafür eine Vergütung nach EEG (bei KWK-Anlagen nach KWKG). Für größere Anlagen gilt die verpflichtende Direktvermarktung, d. h. der Anlagenbetreiber muss die ins Netz eingespeisten Stromüberschüsse selbst an der Börse oder an einen Dritten (Direktvermarkter) verkaufen. In den meisten Fällen ist der Aufwand einer Eigenvermarktung (u. a. Führung eines eigenen Bilanzkreises) nicht wirtschaftlich, so dass auf den Stromverkauf an einen Direktvermarkter zurückgegriffen werden muss (Bolay und Meyer, 2015).

Die Finanzierung und Wartung der Anlage kann von einem EVU übernommen werden. Das besondere Merkmal im Gegensatz zum Contracting ist, dass das wirtschaftliche Risiko auf den Stromverbraucher (Pächter) übertragen wird. Dies gilt als zwingende Voraussetzung, um sich für den Eigenverbrauch zu qualifizieren und die Zahlung der EEG-Umlage zu vermeiden. Für Kunden liegt der Vorteil einer Pacht in der Abgabe des Investmentrisikos. Zudem können sich steuerliche Vorzüge gegenüber dem Eigenerwerb der Anlage ergeben. Positiv aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens (Verpächter) ist, dass den Kunden damit die Möglichkeit des Eigenverbrauchs geboten wird, ohne sie als Kunden zu verlieren (BSW, 2016).

Im Wärmesektor kommen für dieses Geschäftsmodell allein KWK-Anlagen in Betracht. Alle anderen Technologien erzeugen fast ausschließlich Wärme ohne Stromauskopplung¹, so dass der Vorteil einer vermiedenen EEG-Umlage nicht genutzt werden kann. Zu beachten ist, dass KWK-Anlagen über das Eigenstromprivileg des EEG 2017 nicht mehr vollständig von der EEG-Umlage befreit sind. Die Befreiung gilt weiterhin für Bestandsanlagen, beim Neubau und der Modernisierung muss die EEG-Umlage jedoch anteilig, zu 40 % bzw. 20 % (§ 61b und § 61e EEG), entrichtet werden. Dies kann sich negativ auf die Rentabilität von Pachtmodellen auswirken.

Mit Blick auf die Potsdamer Fernwärmeversorgungen ist die Verpachtung von Blockheizkraftwerken für Einrichtungen mit hohem Eigenbedarf an Strom und Wärme, wie Hotels, Krankenhäuser oder Schulen denkbar. Im Zuge einer solchen Pacht kann die Errichtung einer Nahwärmeinsel, bestehend aus dem Großverbraucher und den umliegenden Gebäuden, sinnvoll sein. Sie ermöglicht eine größere Dimensionierung des BHKWs (auf maximalen Eigenstromverbrauch), da im Zuge der Stromproduktion ggfs. entstehende Überschusswärme an andere Verbraucher abgegeben werden kann. Von einer Anbindung an das zentrale Fernwärmenetz im Rahmen einer BHKW-Pacht ist abzusehen, da dieses mit 82 % (TÜV Nord, 2016) bereits einen sehr hohen KWK-Anteil ausweist und zusätzliche KWK-Anlagen zu Nutzungskonflikten führen können.

6.4. Beteiligungsmodelle

Für die Umsetzung von Erneuerbare-Energien-Projekten ist die Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung ein wichtiger Aspekt. Beteiligungsmodelle können diese in erheblichem Maße fördern. Der Zeitpunkt der Einbindung der Anwohner in das Projekt ist dabei von entscheidender Bedeutung. In der Regel gilt, je früher die Bürgerbeteiligung stattfindet, umso größer ist deren Zustimmung (Schweizer-Ries et al., 2010).

Die Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Beteiligungsmodells sind vielfältig, sowohl die Art der Beteiligung als auch der Beteiligungsgrad kann stark variieren. Grundsätzlich lässt sich zwischen inhaltlicher (planerischer) und finanzieller Beteiligung unterscheiden. Die Grundlage für jede Form der Partizipation ist Information.

¹ Technisch lässt sich Wärmeenergie aus Geothermie-Anlagen und industrieller Abwärme auch in Strom umwandeln, bislang allerdings nur mit sehr geringen Wirkungsgraden. In der Praxis ist die Bedeutung dieser Technologien bei der Stromerzeugung daher gering (Paar et al., 2013).

Inhaltliche Beteiligungsmodelle beinhalten in ihrer einfachsten Form reine Aufklärungsmaßnahmen, z. B. im Rahmen von Informationsveranstaltungen. Darüber hinaus können Bürger durch Anhörungen oder Befragungen konsultiert und ihre Meinung in den Entscheidungsprozess aufgenommen werden. Neben Information und Konsultation kann inhaltliche Bürgerbeteiligung auch in Form einer aktiven Zusammenarbeit von Projektträgern und Bürgern umgesetzt werden. Hierbei werden den Bürgern Mitspracherechte eingeräumt, die bis zur selbstbestimmten Durchführung von Projekten ausgeweitet werden können (Wunderlich, 2012).

Auch für finanzielle Beteiligungsmodelle wird zwischen einer Beteiligung mit (aktiv) und ohne (passiv) Mitbestimmungsrechte unterschieden. Im aktiven Fall ist der Bürger nicht nur Geldgeber, sondern auch Miteigentümer und hat dementsprechende Mitspracherechte. Eine passive Partizipation kommt einer reinen Kapitalanlage gleich. Wichtig für finanzielle Bürgerbeteiligung sind geringe Zeichnungshöhen und Laufzeiten nicht länger als 10-15 Jahre. Außerdem sollte die Verzinsung über dem marktüblichen Zins für klassische Kapitalanlagen liegen (Lenk et al. 2015).

In Potsdam beschäftigt sich die EWP bereits seit 2012 sowohl mit inhaltlichen als auch mit finanziellen Beteiligungsmodellen. Zur inhaltlichen Einbindung der Kundinnen und Kunden wurde der EWP-Kundenbeirat ins Leben gerufen. Dies ist ein Gremium, bestehend aus bis zu 25 ehrenamtlichen EWP-Kunden, das vierteljährlich tagt und der EWP mit beratender Funktion zur Seite steht. Im Dialog mit dem Management der EWP werden insbesondere die Themen Strom, Erdgas und Fernwärme diskutiert (EWP, 2017).

Finanzielle Beteiligung ermöglichte die EWP in Form eines Kundenfonds. Über einen Zeitraum von 9 Monaten konnten Anteile zwischen 500-5.000 € gezeichnet und so insgesamt 2,2 Mio. € für die Finanzierung ökologischer Projekte akquiriert werden. Unter anderem wurden damit Nahwärmeprojekte wie der Bau des BHKWs an der Kläranlage und die Nahwärmeinsel Kunersdorfer Straße mitfinanziert (EWP, 2013).

Mit Hinblick auf die Fernwärme und die Umgestaltung hin zu einer offenen Wärmeplattform können Beteiligungsmodelle zwei Funktionen erfüllen. Erstens können Beteiligungsmodelle die Zustimmung für notwendige Veränderungen, beispielsweise die Errichtung einer erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlage an einem bestimmten Standort, erhöhen. Zweitens besteht die Möglichkeit der Kumulation von Kapital für solche Vorhaben. Die Bedeutung von Beteiligungsmodellen ist daher nicht zu unterschätzen.

6.5. Genossenschaften

Ein starker Treiber für Innovationen im Bereich einer vernetzten Wärmeversorgung sind Akteure, die bereit sind, langfristige Investitionen zu tätigen und dabei geringe Renditeerwartungen stellen. Solche Akteure können gemeinwohlorientierte Institutionen wie Kommunen oder kommunale Stadtwerke sein. Noch geeigneter sind genossenschaftliche Strukturen. Bei Bürgerenergieprojekten im Strombereich liegt die Renditeerwartung erfahrungsgemäß zwischen der Inflationsrate und unter 10 %. Genau dies macht, neben der hohen Akzeptanz durch Beteiligung der Menschen vor Ort, den Erfolgsfaktor für Genossenschaftsprojekte aus (Maaß et al., 2015).

In den letzten 10 Jahren wurden in Deutschland mehr als 800 Energiegenossenschaften neu gegründet. Die große Mehrheit der Mitglieder besteht aus ortsansässigen Bürgerinnen und Bürgern, die teilweise mit lokalen Unternehmen, Banken, Landwirten und/oder der Kommune selbst kooperieren. Die Geschäftsmodelle reichen von regenerativer Stromerzeugung aus Solar- oder Windenergieanlagen über den Betrieb von Wärmenetzen bis hin zu genossenschaftlichen Energieversorgungsunternehmen. Der Fokus der Genossenschaften liegt dabei klar auf der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, 86 % aller Genossenschaften sind in diesem Geschäftsfeld tätig. Doch die Zahl der Nahwärmegenossenschaften steigt stetig und hat sich seit 2006 von einer auf 145 in 2015 erhöht (DGRV, 2016).

Für den genossenschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen stellen die hohen Anfangsinvestitionen eine vergleichsweise hohe Hürde dar, vor allem da diese auf lange Zeit festgelegt werden müssen. Um ausreichend Eigenkapital bereitstellen zu können, sind daher Kooperationen und finanzielle Zuschüsse oder Kredite, beispielsweise von der KfW-Bankengruppe, von entscheidender Bedeutung.

Synergieeffekte können sich dafür auch in der Zusammenarbeit von Energie- und Wohnungsgenossenschaften ergeben. Erstere verfügen über Fachkenntnisse im Bereich der Planung, Entwicklung und des Betriebs von dezentralen Energieprojekten und Wohnungsgenossenschaften haben genaue Kenntnis vom Zustand und Entwicklungsbedarf ihres Gebäudebestands. Hinzu kommt, dass Wohnungsgenossenschaften häufig finanzielle Mittel fehlen, um politische Vorgaben hinsichtlich der Energieeffizienz und -nutzung der Gebäude zu erfüllen. Energiegenossenschaften können diese finanzielle Lücke schließen und sich über den Vertrieb von Wärme und/oder Strom refinanzieren. Für Wohnungsgesellschaften ist dies nur schwer möglich, da sie, sofern sie Umsätze außerhalb der Vermietung generieren, ihren Status als steuerbefreite Vermietungsgenossenschaft verlieren (Flieger, 2015).

In Potsdam finden sich verschiedene Wohnungs- und eine Energiegenossenschaft. Die „Neue Energie Genossenschaft“ wurde 2008 gegründet und betreibt gegenwärtig zwei Photovoltaikanlagen mit einer kumulierten Leistung von 240 kWp. Dafür konnte ein Investitionsvolumen von ca. 750.000 € aufgebracht werden (NEG, 2011). Ein gewisses Interesse und der Wille zur Beteiligung an klimafreundlichen Projekten innerhalb der Bevölkerung der LHP kann demnach unterstellt werden.

Klar ist, dass genossenschaftliche Projekte stark von sicheren und einfachen politischen Rahmenbedingungen abhängig sind. Mit der Umstellung von einer fixen Vergütung je Kilowattstunde (kWh) an regenerativ erzeugtem Strom auf ein Ausschreibungsverfahren im Rahmen des EEG 2017 hat der Zuwachs an Energiegenossenschaften zunächst deutlich an Fahrt verloren. Auch für KWK-Anlagen im Leistungsbereich von 1-50 MW wird im Rahmen des KWKG 2017 ein solches Verfahren umgesetzt. Die genauen Ausschreibungsmodalitäten sind hier derzeit noch ungeklärt.

Es bleibt abzuwarten, inwiefern sich unter den zukünftigen gesetzlichen Rahmenbedingungen wirtschaftliche Geschäftsmodelle für Genossenschaften darstellen lassen. Mit der gesetzlichen Definition von Bürgerenergiegesellschaften (§ 3 Abs. 15 EEG) und vereinfach-

ten Teilnahmebedingungen an Ausschreibungen hat der Gesetzgeber bereits erste Schritte zur Stärkung von Genossenschaften unternommen.

Bei einer offenen Wärmeplattform könnten Genossenschaften als neuer Akteur auf der Erzeugerseite, beispielsweise als Betreiber von dezentralen BHKWs, in Erscheinung treten. Bislang basieren Genossenschaftsmodelle häufig auf der Einspeisevergütung für regenerativ erzeugten Strom (EEG), sie kommen daher eher als Betreiber von Anlagen mit Strom- und Wärmeauskopplung in Frage als von reinen bzw. vorwiegenden Wärmeerzeugungstechnologien wie Solar- und Geothermie oder Wärmepumpen.

6.6. Public-Private-Partnership

Eine exakte Definition für Public-Private-Partnerships (PPP), zu Deutsch öffentlich-private Partnerschaften, gibt es nicht. Im Allgemeinen handelt es sich um eine langfristige und vertraglich geregelte Zusammenarbeit zwischen privatwirtschaftlichen Unternehmen und der öffentlichen Hand mit dem Ziel, eine öffentliche Aufgabe zu erfüllen (PwC et al, 2003).

Motivation für eine öffentlich-private-Partnerschaft ist sowohl die Steigerung von Effizienz und Qualität einer öffentlichen Dienstleistung als auch die Entlastung des öffentlichen Haushalts (EK, 2003). Im Rahmen der Kooperation achtet der öffentliche Partner darauf, dass gemeinwohlorientierte Ziele verfolgt werden. Für das Privatunternehmen steht eine effiziente Umsetzung des Projekts und eine angemessene Kapitalrendite im Vordergrund, da die Finanzierung des Projekts zumindest teilweise, mitunter auch vollständig, durch das Unternehmen erfolgt. PPPs bewegen sich daher immer im Spannungsfeld von Gemeinwohlorientierung der öffentlichen Hand und dem Ziel der Gewinnmaximierung des privaten Unternehmens (Kühlmann, 2006).

In der Praxis sind dies die häufigsten Ausprägungsformen von PPPs:

- Institutionelle PPP, z. B. in Form von gemischtwirtschaftlichen Unternehmen zur Erfüllung von Aufgaben der Daseinsvorsorge
- Projektbezogene PPP, z. B. zum Bau und zum Betrieb von öffentlichen Infrastruktureinrichtungen
- Städtebauliche PPP, z. B. zur Entwicklung und Erschließung von städtischen Gebieten
- PPP im weiteren Sinn, wie z. B. Formen der Kooperation öffentlicher Einrichtungen und der Privatwirtschaft (Grabow, 2006).

In Potsdam ist die Energie und Wasser Potsdam GmbH Teil einer institutionellen öffentlich-privaten-Partnerschaft. Die Gesellschaftsanteile liegen zu 65 % in öffentlicher Hand bei den Potsdamer Stadtwerken und zu 35 % bei der E.ON edis AG (Paffhausen, 2008). Um die Klimaschutzziele der LHP zu realisieren, ist eine Einflussnahme auf die Betriebsaktivitäten des städtischen Energieversorgers EWP von entscheidender Bedeutung. Von einer weitergehenden Privatisierung ist daher abzuraten.

In Bezug auf die Potsdamer Fernwärmeversorgung können Public-Private-Partnerships grundsätzlich eine Möglichkeit darstellen Investitionen umzusetzen, für die sonst finanzielle Mittel fehlen. Dies gilt insbesondere für Aus- bzw. Umbaumaßnahmen des Fernwärmenetzes in Entwicklungsgebieten, aber auch für die Errichtung regenerativer Wärmeerzeu-

gungsanlagen, da beides in der Regel mit hohem Investitionsaufwand verbunden ist. Damit eine PPP aus Sicht der öffentlichen Hand erfolgreich verläuft, muss sichergestellt sein, dass Anreizmechanismen zum wirtschaftlichen Handeln des privaten Partners vorhanden sind. Ansonsten wird das Ziel der kontrollierten Einbindung privatwirtschaftlicher Effizienz verfehlt und die Gemeinwohlorientierung tritt gegenüber der Gewinnmaximierung in den Hintergrund. Eine zentrale Herausforderung für das Gelingen einer PPP ist daher die Ausgestaltung des Partnerschaftsvertrags.

7 Technische Weiterentwicklung des Fernwärmenetzes – künftige Systemtemperaturen

7.1. Bedeutung der Kundenseite für eine Netztransformation zu mehr EE

Das Potsdamer Fernwärmenetz birgt erhebliche Potenziale für die Bereitstellung regenerativer und emissionsarmer Wärme. Um diese Potenziale zu heben und einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten, sind jedoch Veränderungen des bestehenden Systems notwendig. Zentrale Stellgröße ist dabei die Absenkung der Betriebstemperatur, wobei es die Abhängigkeiten der verschiedenen Wertschöpfungsstufen zu beachten gilt (siehe Abb. 7-1).

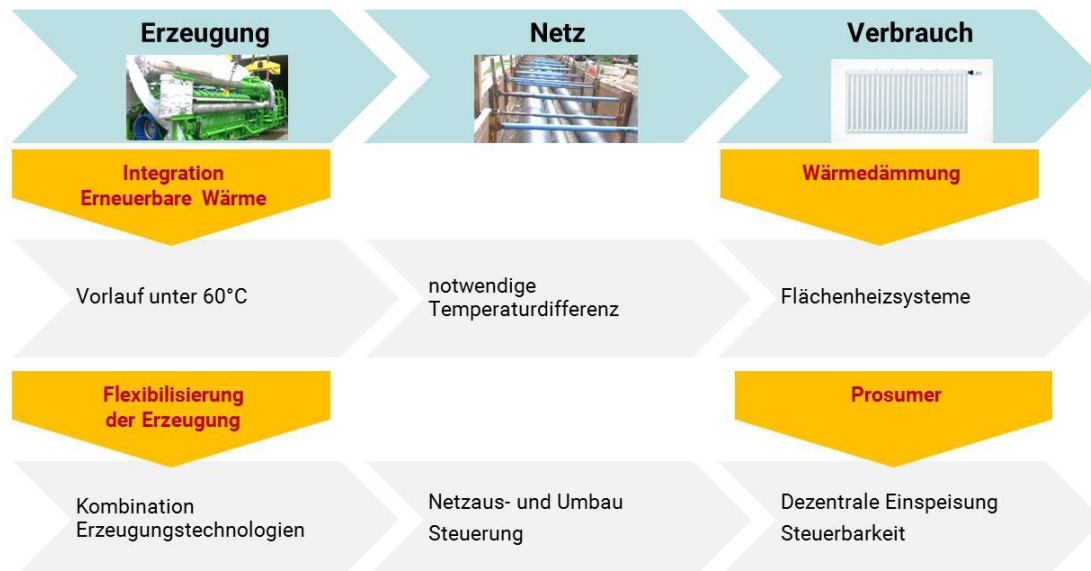


Abb. 7-1 Abhängigkeiten der Wertschöpfungsstufen der Fernwärme (Quelle: eigene Darstellung)

Für eine klimaneutrale Fernwärme sind Vorlauftemperaturen von 90 °C im ersten Schritt mit dem langfristigen Ziel der Reduzierung auf Temperaturen von 60 °C notwendig. Um die vorhandene Netzinfrastruktur zu nutzen und regenerative Erzeuger zu betreiben, sind auf der Verbraucherseite Rücklauftemperaturen unter 60 °C mit dem langfristigen Ziel 30-40 °C notwendig.

Gegenwärtig betreibt die EWP das Fernwärmenetz mit gleitenden, an den saisonalen Wärmebedarf angepassten Vorlauftemperaturen von bis zu 130 °C im Winter und 85 °C im Sommer (EWP, 2016). Die Rücklauftemperaturen sind über die technischen Anschlussbedingungen an das Wärmenetz auf ≤ 55 °C begrenzt. Es ist davon auszugehen, dass diese Vorgabe nicht flächendeckend erfüllt wird. Das tatsächliche Temperaturniveau im Netzzrücklauf wird daher auf 70 °C geschätzt. Damit ergibt sich eine Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf von $\Delta T = \max. 60$ K.

Je nach Wertschöpfungsstufe rückt einer der drei Temperaturparameter (VL-Temperatur, RL-Temperatur, ΔT) in den Fokus. Auf Erzeugerseite ist die Vorlauftemperatur maßgeblich. Sie entscheidet, ob der Einsatz einer Technologie technisch möglich und wirtschaftlich effizient ist. Regenerative Wärmeerzeuger benötigen niedrige Vorlauftemperaturen ($< 60\text{ °C}$ für Umweltwärme, $< 80\text{ °C}$ für Solarthermie und BHKWs), um effizient eingesetzt zu werden.

Für den Netzbetrieb ist die Temperaturspreizung ΔT entscheidend, sie gibt die Wärmeübertragungskapazität des Netzes an. Um Netzengpässe zu vermeiden und alle Kunden ausreichend mit Wärme zu versorgen, sollte sie aus Sicht des Netzbetreibers ausreichend groß sein. Die Wärmeabnehmer sind an die zulässige RL-Höchsttemperatur gebunden, über sie ergeben sich technische Anforderungen an das verwendbare Heizungs- bzw. Trinkwarmwassersystem.

Eine Absenkung der Vorlauftemperaturen mit dem Ziel, regenerative Wärmeerzeuger zu integrieren und die gleichzeitige Wahrung eines ausreichend großen ΔT zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bedingt also auch die Umstellung der Abnehmerseite auf niedrigere Rücklauftemperaturen. Dies kann nicht ad hoc, sondern nur im Rahmen eines Umstellungsprozesses realisiert werden. Dabei sollten schrittweise die Betriebstemperaturen einzelner Netzteile abgesenkt werden, bis abschließend das gesamte Netz transformiert werden kann.¹

Wichtig ist, dass dieser Prozess mit Maßnahmen auf der Kundenseite beginnen muss. Erst wenn die Wärmeverbraucher in der Lage sind, niedrigere Rücklauftemperaturen für einen Netzbereich bereitzustellen, können die Vorlauftemperaturen des Bestandsnetzes schrittweise zurückgeführt werden (Paar et al., 2013).

Hierbei gilt es die langen Lebensdauern der Komponenten der Kundenanlage zu beachten. Gemäß VDI 2067 liegen diese für Hausübergabestationen je nach Anschlussart (indirekt oder direkt) bei 20 bzw. 30 Jahren und für Heizungsanlagen im Bereich von 30–40 Jahren. Daraus folgt, dass – sofern Sanierungsmaßnahmen erst mit Ablauf der Lebensdauer ergriffen werden – pro Jahr nur rund 1/30 des Bestands an die energetische Qualität von Neubauten angeglichen wird. Würde über die TAB ein Zielwert im Sinne eines Niedertemperatursystems von 40 °C RL-Temperatur vorgegeben, würde dieser allein durch notwendige Sanierungsmaßnahmen folglich erst kurz vor oder im Zieljahr des Klimaschutzplans 2050 erreicht.

Solange ein Zustand vorherrscht, indem nicht alle FW-Kunden in der Lage sind niedrige Rücklauftemperaturen bereitzustellen, ergibt sich die RL-Temperatur des gesamten Fernwärmesystems immer als Mittelwert aus RL-Temperaturen von Neu- bzw. sanierten Anlagen und Bestandsanlagen. Eine Herausforderung liegt deshalb darin, Anreize für Sanie-

¹ Die Absenkung der Netztemperatur bringt jedoch nicht nur technische, sondern auch juristische Herausforderungen mit sich. So verpflichten die technischen Anschlussbedingungen einerseits die Kundenseite zur Einhaltung einer Rücklaufhöchsttemperatur, andererseits aber auch den Netzbetreiber zur Lieferung einer vorgeschriebenen Vorlauftemperatur. Diese Verpflichtung kann der FW-Netzbetreiber nicht ohne weiteres ändern.

ungsmaßnahmen von Hausübergabestationen und Heizungsanlagen vor Ende ihrer betrieblichen Lebenszeit zu setzen.

Eine temperaturabhängige Tarifgestaltung mit geringeren Entgelten bei niedrigen Betriebstemperaturen kann hier unterstützend wirken und die Akzeptanz für kundenseitige Investitionen erhöhen. Dadurch ließe sich auch das Nutzer-Investor-Dilemma (Kunde investiert, Netzbetreiber gibt die Investitionen durch günstigere Tarife anteilig zurück) in gewissem Maße abschwächen (Paar et al., 2013).

- Nicht nur bei temperaturabhängiger Tarifgestaltung, sondern insbesondere für die Umstellung auf ein Niedertemperatursystem, ist eine Einhaltung des vereinbarten RL-Temperaturniveaus von erheblicher Bedeutung. Deshalb bedarf es technischer Messeinrichtungen auf Kundenseite, um die von den Hausübergabestationen an das Fernwärmenetz tatsächlich gelieferte Rücklauftemperatur zu überprüfen. Für die Nichteinhaltung sollten Pönalen eingeführt werden, um Anreize zur Behebung der Temperaturüberschreitung zu setzen.

7.2. Technische Lösung für die Übergangsphase

Die Senkung der Systemtemperaturen muss schrittweise und zunächst für einzelne Netzgebiete erfolgen. In der Übergangsphase kann es deshalb sinnvoll sein, dass neben dem primären Fernwärmenetz mit hohen Systemtemperaturen, hydraulisch entkoppelte Sekundärnetze mit geringeren Vor- und Rücklauftemperaturen entstehen.

Eine kostengünstige Lösung für die Anbindung solcher Sekundärnetze an das Primärnetz wurde für die Fernwärmeversorgung der Stadt Ulm entwickelt (siehe Abb. 7-2). Dort findet die Versorgung des Sekundärnetzes vorwiegend aus dem Rücklauf des Primärnetzes statt, wobei dessen Temperatur durch Beimischung von Heizwasser aus dem primären Vorlauf angehoben werden kann, sofern dies nötig ist (LBD, 2013). Dies ermöglicht eine flexible Steuerung und Absenkung der Betriebstemperaturen des Sekundärnetzes, ohne dass grundlegende Veränderungen des bestehenden Fernwärmesystems nötig sind. Ein positiver Nebeneffekt entsteht zudem bei der Rückführung des Rücklaufs aus dem Sekundärnetz in den primären Rücklauf, da dieser dadurch abkühlt und ΔT sich entsprechend erhöht (siehe Kapitel 2.2.).

Grundvoraussetzung für die Temperaturabsenkung innerhalb eines Netzgebiets und die Umsetzung der beschriebenen Lösung ist, dass die Wärmeabnehmer technisch in der Lage sind niedrigere Systemtemperaturen zu verarbeiten (siehe voriges Kapitel). Weiterhin sollte es sich um ein zusammenhängendes Netzgebiet handeln, von dem keine nachgelagerten Gebiete (keine Durchleitungsfunktion) versorgt werden. Sofern dies gilt, müssen auch die Übergabestationen der Fernwärmekunden auf die niedrigere Systemtemperatur des Gebiets umgestellt und ggfs. Nachheizregister für die Trinkwarmwasserbereitung errichtet werden (LBD, 2013).

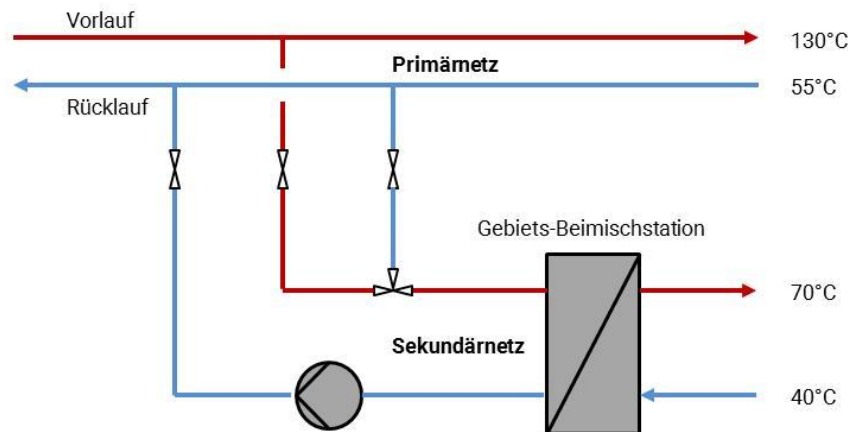


Abb. 7-2 Temperaturabsenkung von Sekundärnetzen durch Rücklauf-Beimischung
(Quelle: eigene Darstellung nach LBD, 2013)

7.3. Schritte zur Absenkung des Temperaturniveaus

Bei allen Transformationsschritten ist die Wahrung der Versorgungssicherheit das oberste Gebot. Daher sollte jede Maßnahme zur Temperaturabsenkung im Vorfeld durch thermohydraulische Simulationsrechnungen geprüft und nach der Umsetzung gemonitort werden. Die Maßnahmen müssen langfristig vorbereitet und mit den Kunden des Fernwärmenetzes vertraglich geregelt werden, wobei alle notwendigen Maßnahmen so schnell wie möglich starten sollten. Folgende Schritte sind zur Absenkung des Temperaturniveaus denkbar (Klebsch et al., 2014 und Paar et al., 2013):

- Anpassung der Technischen Anschlussbedingungen
 - Umsetzung der TAB und entsprechender Regelungen bei Neukunden
 - Entwicklung eines Anreizsystems für Bestandskunden zur Umstellung
- Kundenbezogene Maßnahmen
 - Absenkung der Rücklauftemperatur bei reinen Heizkunden durch z. B. hydraulischen Abgleich oder ähnliche geringinvestive Maßnahmen auf der Kundenseite
 - Rückbau von Speicherladesystemen und Umstellung auf Fernwärme-Durchflusssysteme bei der Trinkwarmwasserbereitung
 - Absenkung des Bedarfs an hohen Vorlauftemperaturen bei einzelnen Kundengruppen und Einzelobjekten, z. B. durch Umstellung der Heizsysteme auf größere Heizflächen (wie z. B. Fußbodenheizungen)
 - Entwicklung einer Versorgungsstrategie für Kunden, die ihr Temperaturniveau nicht umstellen können
- Netzbezogene Maßnahmen
 - Absenkung der Rücklauftemperatur in einzelnen, zusammenhängenden Netzteilen z. B. durch Errichtung von Sekundärnetzen mit Versorgung aus dem Rücklauf des Primärnetzes (siehe Kapitel 7.2.).

8 Investitionen in Netz- und Erzeugungsanlagen durch die LHP

8.1. Mögliche Entwicklung des Fernwärme-Erzeugerportfolios für das zentrale Fernwärmenetz

Eine der wesentlichen Herausforderungen der LHP auf dem Weg zur Erreichung der Klimaschutzziele von 95 % weniger THG-Emissionen und einer Halbierung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 ist die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung und damit die Umstellung des Erzeugerportfolios auf regenerative und dezentrale Erzeuger. Gegenwärtig erfolgt die Bereitstellung der Fernwärme vorwiegend zentral aus der erdgasbefeuerten GuD-Anlage Potsdam-Süd (EWP, 2016). Wie der Umstellungsprozess verläuft, welche Erzeuger wann und mit welcher Leistung zu- bzw. abgebaut werden, hängt maßgeblich von folgenden Faktoren ab:

- Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen, z. B. im Hinblick auf Subventionen/Förderung für bestimmte Technologien
- Umsetzungsgeschwindigkeit der beschriebenen Maßnahmen zur Auslegung der Kundenseite auf niedrigere Systemtemperaturen (siehe Kapitel 7.3.
- Wirtschaftlichkeitsüberlegungen der EWP

Im Folgenden wird ein Szenario für das zukünftige Fernwärmesystem unter der Prämisse einer möglichst regenerativen Wärmeerzeugung unter Wahrung der Versorgungssicherheit skizziert.

8.2. Kraft-Wärme-Kopplung

Mit einem mittleren KWK-Anteil von 82 % erfolgte der Großteil der Fernwärmebereitstellung in den Jahren 2012, 2013 und 2014 durch das GuD-Kraftwerk Potsdam-Süd (TÜV Nord, 2016). Dementsprechend ergibt sich für diese Jahre ein hoher Nutzungsgrad der KWK-Anlage mit 4.500 bis 5.000 Volllaststunden.

Es wird angenommen, dass sich die Rolle der KWK-Anlage in Zukunft ändert und ihre Hauptaufgabe nicht mehr in der Deckung der Wärmegrundlast, sondern in der Bereitstellung von Flexibilität liegt. Denn auch, wenn sich Primärenergieträger wie Erdgas oder biogene Brennstoffe mittels KWK besonders effizient in Strom und Wärme umwandeln lassen, handelt es sich nicht um eine emissionsfreie Technologie. Im Sinne der Klimaschutzziele ist der Einsatz regenerativer Wärmeerzeuger dem von KWK-Anlagen daher vorzuziehen.

Dies deutet sich auch im rechtlichen Kontext an, indem KWK-Anlagen nach KWKG 2017 vorrangig abgeschaltet werden, um keine regenerativen Anlagen aus der Stromerzeugung zu verdrängen. Für neue, sogenannte „innovative KWK-Systeme“ wird zudem die Anforderung

rung gestellt, dass die mit der KWK-Anlage ausgekoppelte Wärme jederzeit auch durch einen mit dieser Anlage verbundenen elektrischen Wärmeerzeuger (PtH) bereitgestellt werden kann (§ 33 Abs. 2e KWKG 2017). In Zeiten mit Überschüssen an regenerativ erzeugtem Strom kann so gleichzeitig die Stromproduktion gesenkt und die Stromnachfrage erhöht, während die Wärmeproduktion konstant bleibt. Daraus ergibt sich, dass KWK-Anlagen langfristig nur dann zum Einsatz kommen sollten, wenn kein regenerativer Überschuss-Strom für Wärme aus PtH-Anlagen zur Verfügung steht bzw. die Wärmenachfrage nicht allein aus regenerativen Quellen gedeckt werden kann.

Basierend auf diesen Annahmen wird entsprechend der Zunahme von regenerativen Wärmeerzeugungskapazitäten eine sukzessive Abnahme der Betriebszeiten von KWK-Anlagen auf rund 2.000 Volllaststunden im Jahr 2050 prognostiziert. Unabhängig vom Nutzungsgrad sollte die derzeit installierte KWK-Leistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Spitzenlastzeiten oder in Zeiten geringer bzw. keiner regenerativen Stromeinspeisung (Dunkelflauten) jedoch beibehalten werden (siehe Tab. 8-2). Auch aus wirtschaftlicher Sicht erscheint ein Kraftwerksmix aus strombeziehenden und stromerzeugenden Anlagen sinnvoll, um sich gegen positive sowie negative Strompreisspitzen abzusichern. Mit der Abnahme der Einsatzzeiten sinkt auch der Anteil an der Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen kontinuierlich von ca. 83 % im Jahr 2020 auf ca. 44 % im Jahr 2050 ab (siehe Abb. 8-3).

8.3. Heizwerke

Zur Abdeckung der Spitzenlast und zur Besicherung von Kraftwerkskapazitäten stehen an den Standorten Potsdam-Süd und Potsdam-Nord erdgasbefeuerte Heizwerke zur Verfügung. Gegenüber anderen Erzeugungstechnologien weisen diese vergleichsweise hohe spezifische Emissionswerte aus. Vor diesem Hintergrund sollten Heizwerke langfristig keine Perspektive innerhalb des Fernwärmesystems haben und durch andere, emissionsfreie oder -ärmere Technologien ersetzt werden.

Bis zum Jahr 2020 wird ein Verbleib der bislang installierten Kapazitäten prognostiziert, die dann schrittweise und bis 2050 vollständig abgebaut werden. Bereits im Jahr 2030 findet im Rahmen dieses Szenarios kein Einsatz von Heizkraftwerken bei der Wärmebereitstellung mehr statt, sie dienen ab dann zur Erhaltung der Wärmeversorgung beim Ausfall von Kraftwerkskapazitäten. Die geschilderten Zusammenhänge sind in Abb. 8-2 und Abb. 8-3 grafisch dargestellt.

8.4. Power-to-Heat

Power-to-Heat (PtH) meint die Umwandlung von Strom in Wärme. Sinnvoll ist die Technologie dann, wenn überschüssiger EE-Strom in nutzbare Wärme umgewandelt wird und, sofern der Wärmebedarf gleichzeitig fehlt, eine Speicherung der Wärme möglich ist. Mit der Errichtung des Wärmespeichers am Standort des HKW Potsdam-Süd im Jahr 2015 ist die Möglichkeit zur Speicherung der Wärme gegeben und PtH-Kapazitäten von 20 MW sind bereits installiert (siehe Kapitel 4.3. .

Ein Blick auf die Stromerzeugung im Netzgebiet von 50Hertz zeigt, dass Situationen, in denen EE-Stromüberschüsse auftreten und regenerative Stromerzeugungsanlagen zur Erhaltung der Systemstabilität (§ 13 Abs. 2 EnWG) abgeregelt werden müssen, zunehmend zu beobachten sind. Für das Jahr 2016 war dies in 1.753 Stunden – rund 20 % des Jahres – der Fall (siehe Abb. 8-1). Im Mittel wurde dabei eine erneuerbare Leistung von ca. 400 MW pro Stunde (max. 3.100 MW pro Stunde) abgeschaltet.

Im Hinblick auf die saisonale Verteilung der § 13 Abs. 2 Abrufe fallen diese in der Tendenz in den Wintermonaten häufiger und in größerem Umfang, grundsätzlich jedoch über das ganze Jahr verteilt, an. Daran wird deutlich, dass bereits heute regenerativer und emissionsfreier Überschussstrom in erheblicher Größenordnung zur Verfügung steht. Dieser könnte – anstelle einer Abregelung – quasi kostenfrei für strombasierte Wärmeerzeuger, wie Elektrokessel (PtH) oder Wärmepumpen verwendet werden.¹

¹ Den Abregelungen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im 50Hertz-Netzgebiet liegt ein – im bundesweiten Vergleich – hoher Anteil von ca. 50 % EE-Anlagen an der Stromerzeugung zugrunde (50Hertz, 2017). Mit der für Mitte der 2020er Jahre geplanten Fertigstellung der Nord-Süd-Stromtrasse „SuedLink“ ist davon auszugehen, dass Stromüberschüsse besser regional verteilt werden und die Abregelungen mittelfristig zurückgehen (TenneT, 2017). Bis zum Jahr 2050 sehen die Ziele der Bundesregierung einen EE-Anteil von mindestens 80 % an der Bruttostromerzeugung für Gesamtdeutschland vor (EEG, 2017). Langfristig kann demnach von einem vergleichbaren Anteil an regenerativem Überschussstrom, wie er gegenwärtig im 50Hertz-Netzgebiet zu beobachten ist, für das gesamte deutsche Netzgebiet ausgegangen werden.

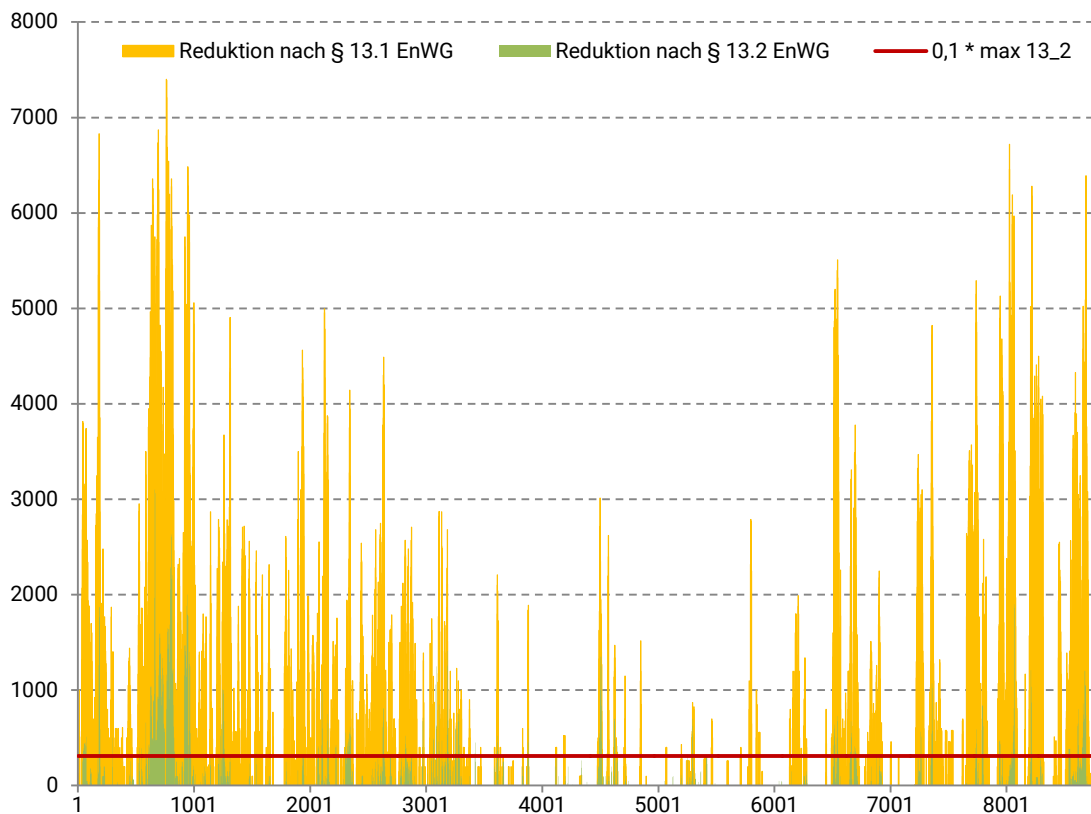


Abb. 8-1 Darstellung der Abregelung von Stromerzeugungsanlagen gemäß § 13 Abs. 1 und 2 EnWG in MWh für das Jahr 2016 (Quelle: 50Hertz, 2016)

Ein Vorteil der PtH-Anwendungen ist, dass diese unabhängig von der Systemtemperatur und damit technisch einfach in das Fernwärmenetz integriert werden können. Hinzu kommt, dass Überschussstrom aus Windkraftanlagen vor allem im Winterhalbjahr und damit zu Zeiten, in denen die Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen hoch ist, auftritt. Mit einem thermischen Wirkungsgrad von 98 %, sind die Effizienzverluste von PtH-Modulen außerdem minimal (Paar et al., 2013).

In Verbindung mit dem Wärmespeicher der EWP können PtH-Anlagen ihre Vorteile hinsichtlich der flexiblen Betriebsweise ausschöpfen und zusätzlich zur Wärmeerzeugung in Flexibilitätsmärkten, insbesondere im Sekundärregelmarkt, eingesetzt werden. Hier können diese Anlagen negative Regelleistung bereitstellen. Der spezifische CO₂-Emissionsfaktor ist im Regellenergieeinsatz zurzeit noch relativ hoch, da eine Bewertung mit dem Deutschlandmix anzusetzen ist. Bei der Nutzung von regenerativem Überschussstrom wäre die erzeugte Wärme dagegen emissionsfrei.

Eine andere, beziehungsweise ergänzende Möglichkeit ist es, PtH-Module mit KWK-Anlagen zu kombinieren. In Anlehnung an § 33 Abs. 2e) KWKG 2017² wird angenommen, dass diese Kombination in Zukunft in der LHP realisiert wird und die installierte Leistung

² Für sogenannte „innovative KWK-Systeme“ wird hier gefordert, dass die mit der KWK-Anlage ausgekoppelte Wärme jederzeit auch durch einen mit dieser Anlage verbundenen elektrischen Wärmeerzeuger (PtH) bereitgestellt werden kann.

von PtH-Anlagen bis zum Jahr 2030 auf das Niveau der installierten KWK-Kapazität von 106 MW ansteigt. Bis zum Jahr 2050 wird ein weiterer Anstieg der installierten PtH-Leistung auf 150 MW abgeschätzt (siehe Tab. 8-2). Die Betriebszeiten der Anlagen wechseln dabei mit der Verfügbarkeit von EE-Überschussstrom, in Zeiten mit Überschüssen läuft die PtH- und in Zeiten ohne die KWK-Anlage.

Den Vorteilen von PtH stehen nur die derzeit vergleichsweise hohen Betriebskosten aufgrund der Umlagepflichtigkeit vom fremdbezogenen Strom als Nachteil gegenüber. Gegenwärtig müssen PtH-Modul-Betreiber die EEG-Umlage, Stromsteuer etc. zahlen. Gegebenenfalls wird dieser Nachteil in Zukunft durch eine Befreiung von der Umlagepflicht aufgehoben, aktuell lässt er sich über die Vermarktung von negativer Regelenergie kompensieren (Klebsch et al., 2014).

Grundsätzlich konkurriert PtH bei der Nutzung von regenerativem Überschussstrom mit anderen Power-to-X- und Stromspeicher-Technologien. Um die Einsatzzeiten von PtH-Anwendungen nicht zu überschätzen, wird angenommen, dass diese erst dann genutzt werden, wenn ein bestimmtes Maß an EE-Überschussstrom zur Verfügung steht. Dieses wird auf Stunden, in denen mehr EE-Leistung als 10 % des maximalen §-13-Abs.-2-Abrufs abgeregelt wurden, festgelegt (siehe Abb. 8-1). Aus den Daten des 50Hertz-Netzgebiets für 2016 ergibt sich damit eine Einsatzzeit für PtH-Anlagen von 700 Stunden im Jahr.

Basierend auf diesen Annahmen wird für die Jahre 2020 und 2030 eine Einsatzzeit von 500 und für die Jahre 2040 und 2050 eine Einsatzzeit von 600 Stunden pro Jahr festgelegt. Vor allem durch die Zunahme der installierten Kapazität erhöht sich der Anteil von PtH an der Wärmeerzeugung stetig von zunächst 2 % im Jahr 2020 auf 16 % im Jahr 2050 (siehe Abb. 8-3).

8.5. Wärmepumpen

Wärmepumpen sind in der Lage Wärme aus der Umwelt, beispielsweise aus dem Erdreich, Grund- sowie Flusswasser oder der Umgebungsluft, zu entnehmen und in Heizenergie umwandeln. Dazu wird Umweltwärme über einen Wärmetauscher auf ein Arbeitsmittel übertragen, welches bereits bei sehr niedrigen Temperaturen verdampft. Das entstehende Gas wird verdichtet, wodurch der Druck zunimmt und die Temperatur steigt. Ein weiterer Wärmetauscher nimmt die Wärme auf und übergibt sie an ein Heizsystem. Dabei kühlt das Gas ab, verflüssigt sich und der Kreislauf beginnt erneut (GtV, 2017).

Für den Verdichtungsprozess wird Antriebsenergie benötigt. In der Regel wird diese von einem elektrisch betriebenen Kompressor bereitgestellt. Durch gezielte Steuerung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen, bilden diese – wie PtH-Anlagen – eine Schnittstelle zum Strommarkt und liefern so die Möglichkeit regenerativen, emissionsfreien Überschussstrom in Form von Wärme zu speichern (Gradmann und Müller, 2012).

Wieviel Antriebsenergie benötigt wird, hängt von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle (Umweltwärme) und Wärmeabgabesystem (hier Vorlauf der Fernwärme) ab. Je geringer die Differenz, desto weniger Antriebsenergie wird benötigt und desto besser ist die Effizienz der Anlage. Die Effizienz wird als Leistungszahl (engl. Coefficient of Performance – cop) gemessen und gibt das Verhältnis zwischen eingesetzter Antriebsenergie und resul-

tierender Wärmeenergie wieder. Typischerweise lässt sich mit einer Wärmepumpe ein Temperaturhub von bis zu 40 K zwischen Wärmequelle und Wärmeabgabe realisieren. Dabei wird ein cop von 4 erreicht, was bedeutet, dass mit einer Einheit Antriebsenergie vier Einheiten Wärme bereitgestellt werden können (Milles, 2008). Um höhere Temperaturhübe als 40 K zu realisieren, ist es möglich Wärmepumpen stufenweise und miteinander zu kombinieren. Die Wärme wird dabei nicht von der ersten Wärmepumpe an ein Heizsystem, sondern an eine zweite Wärmepumpe übergeben, die das Temperaturniveau erneut anhebt. Ein solches System benötigt mehr Antriebsenergie und liefert entsprechend niedrigere cops .

In Potsdam wurden die theoretischen Potenziale verschiedener Formen von Umweltwärme untersucht und die Ergebnisse in Tab. 8-1 dargestellt. Für mittlere und tiefe Geothermie liegen keine konkreten Potenziale vor. Im Rahmen einer Studie des Deutschen Geoforschungszentrums konnte jedoch eine gute Eignung der geographischen Gegebenheiten in Potsdam für die Nutzung von mittlerer und tiefer Geothermie festgestellt werden. Zur genauen Quantifizierung des Potenzials sind weitere – vor allem tiefe – Bohrungen nötig, die Rückschlüsse auf die erzielbaren Förderraten zulassen. In welchem Umfang Abwärme aus Kühlung zur Fernwärmeerzeugung zur Verfügung steht, konnte im Rahmen der Studie nicht abschließend ermittelt werden. Vor allem in Einkaufszentren und Bürokomplexen sowie bei mittlerer und kleiner Industrie sind Potenziale zu erwarten, da hier in der Regel Kühlprozesse auftreten.

Auch ohne genaue Kenntnis aller Potenziale zeigt sich, dass in der Theorie der gesamte Fernwärmebedarf der LHP (550.000 MWh/a) durch Umweltwärme gedeckt werden kann. In der Praxis ist der Einsatz für die meisten Formen von Umweltwärme erst nach Absenkungen der FW-Betriebstemperaturen technisch möglich beziehungsweise wirtschaftlich effizient, da die Temperaturniveaus der Wärmequellen vergleichsweise niedrig sind (siehe Tab. 8-1). Lediglich bei tiefen Geothermie-Anlagen werden Temperaturen $> 100\text{ °C}$ vermutet, die eine Einspeisung in Hochtemperatursysteme ohne 2-stufige Wärmepumpe erlauben. Hier sind jedoch einerseits hohe Investitionskosten zu erwarten und die erzielbaren Wärmeerträge ohne weitere geologische Untersuchungen schwer abschätzbar. Mit dem vermehrten Eintritt von Umweltwärme in Verbindung mit Wärmepumpen in die Fernwärmeerzeugung wird daher erst im Zuge einer Absenkung der Systemtemperaturen gerechnet.

Tab. 8-1 Potenziale verschiedener Formen von Umweltwärme für die Fernwärmebereitstellung
(Quelle: eigene Berechnungen)

	Theoretisch verfügbares Wärmepotenzial		Nutzung bei Vorlauftemperaturen von ... möglich?		
	MW	MWh/a	> 90 °C	90 – 60 °C	< 60 °C
Flusswasser	59	520.000	nein	ja ^{***})	ja ^{**})
Oberflächennahe Geothermie	43	89.200	nein	ja ^{***})	ja ^{**})
Mittlere Geothermie	n.V.	n.V.	ja ^{***})	ja ^{**})	ja [*])
Tiefe Geothermie	n.V.	n.V.	ja [*])	ja [*])	ja [*])
Abwärme aus Kühlung	n.V.	n.V.	nein	ja ^{**})	ja [*])

^{*}) direkt über Wärmetauscher

^{**}) in Verbindung mit 1-stufiger Wärmepumpe (cop = 4)

^{***}) in Verbindung mit 2-stufiger Wärmepumpe (cop = 2,5)

Es wird angenommen, dass bis zum Jahr 2020 zunächst eine Kapazität von 1 MW installiert wird (siehe Tab. 8-2). Mit zunehmender Temperaturabsenkung in einzelnen Netzabschnitten (siehe Kapitel 7.2.) steigt die installierte Leistung von Wärmepumpen kontinuierlich von 20 MW im Jahr 2030 auf 45 MW im Jahr 2050 an. Sofern Temperaturabsenkungen nicht oder nur langsam stattfinden, kann es – im Sinne der Klimaschutzziele – notwendig sein, Umweltwärmepotenziale auch mit 2-stufigen Wärmepumpensystemen und geringerer Effizienz zu erschließen.

Aufgrund der überwiegend ganzjährigen Verfügbarkeit von Umweltwärme sind hohe Volllaststunden von rund 5.000 h pro Jahr und damit hohe Anteile an der Fernwärmeerzeugung möglich. Basierend auf den Annahmen zur installierten Leistung von Wärmepumpen wird angenommen, dass bis zum Jahr 2050 40 % der Fernwärme aus Umweltwärme stammt (siehe Tab. 8-3).

8.6. Solarthermie

Die Integration von solarer Wärme in Fernwärmenetze ist grundsätzlich möglich, unterliegt technisch und räumlich jedoch gewissen Einschränkungen. Zur Nutzung von Solarthermie bedarf es Flächenkollektoren, die auf verschattungsfreien Flächen in Südausrichtung angebracht werden. In Potsdam liegen Freiflächen nur sehr begrenzt vor, so dass sich das Potenzial vorwiegend auf Dachflächen beschränkt. Basierend auf Daten des Potsdamer Solarkatasters können 1.468.027 m² als gut beziehungsweise sehr gut nutzbare Modulflächen ausgewiesen werden.

Das Potenzial der Solarthermie liegt damit dezentral und verteilt über das gesamte Fernwärmeversorgungsgebiet vor. Zu beachten ist, dass hier grundsätzlich ein Nutzungskonflikt zwischen Photovoltaik und Solarthermie besteht, die um die vorhandenen Flächen konkurrieren. Hier wird die Photovoltaik im Hinblick auf das derzeitige Preisgefüge (Investitionskosten und Energiepreise) den Vorzug haben (Klebsch et al., 2014).

Größtes Hemmnis für die Integration von Solarthermie in Wärmenetze ist jedoch die Abhängigkeit des spezifischen Solarertrags der Kollektoren von Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmenetzes. Um hohe Erträge zu erzielen, müssen die Zieltemperaturen für die Erwärmung (optimal 45–55 °C Vorlauftemperatur) und die Rücklauftemperatur in den Kollektorkreislauf (40–50 °C) niedrig sein und eine Gleichzeitigkeit zwischen Wärmenachfrage und Solarwärmeangebot vorliegen (Paar et al., 2013).

Im Winterhalbjahr fällt das Angebot an Solarstrahlung gering aus, während die Wärmenachfrage (Heizperiode) hoch ist. Umgekehrt gibt es in den Sommermonaten ein hohes Solarthermie-Angebot, wo jedoch kein Heizenergiebedarf besteht und die Wärmenachfrage insgesamt niedrig ist. Eine Gleichzeitigkeit von Wärmenachfrage und Solarthermie-Angebot ist daher von Natur aus schwierig und nur in Verbindung mit Speicherkapazitäten herzustellen. Hinzu kommt, dass das Niveau der Vorlauftemperaturen von 85–130 °C eine effiziente Einbindung von Solarthermie innerhalb des zentralen Fernwärmenetzes gegenwärtig nicht zulässt.

Die Fernwärmenetze bedienen im Sommer fast ausschließlich den Trinkwarmwasserbedarf. Ein Einsatz von Solarthermie würde in diesem Zeitraum vermutlich Wärme aus Wärmepumpen und KWK-Anlagen verdrängen, wodurch die Einsatzzeiten dieser Technologien abnehmen. Zukünftig werden Photovoltaik-Anlagen in diesen Zeiten voraussichtlich ein Überangebot an Strom produzieren, so dass der Rückgang der Stromerzeugung aus KWK vertretbar ist. Aus Sicht des Klimaschutzes ist eine Verdrängung fossil befeuerter KWK zudem zu begrüßen. Die Konkurrenz zwischen Wärme aus Wärmepumpen und Solarthermie ist hingegen problematisch, da die Wirtschaftlichkeit der Anlagen von ihren Einsatzzeiten abhängt. Aus technologischer Sicht ist hier die größtenteils ganzjährig verfügbare Leistung von Wärmepumpen vorzuziehen.

Ein Einsatz von Solarthermie zur Deckung des Heizwärmebedarfs in der Winterperiode ist innerhalb von Niedertemperaturnetzen in Neubaugebieten oder zur Erwärmung eines Teilstroms aus dem Wärmenetz denkbar (s. Paar et al. 2013). Um die zeitliche Differenz zwischen Solarangebot und Raumheizprofil zu überbrücken, sind allerdings saisonale Speicher mit hohen Kapazitäten notwendig. Die Temperaturniveaus derartiger Speicher (z. B. Aquifer) sind in der Regel gering, so dass die gespeicherte Wärme nicht direkt, sondern nur in Verbindung mit Großwärmepumpen nutzbar ist. Ein solches System ist mit hohen Umwandlungsverlusten und Investitionskosten verbunden, was gegen einen signifikanten Anteil an Solarthermie in Fernwärmenetzen spricht.

Unter Berücksichtigung dieser Hemmnisse wird, auch bei zukünftig niedrigeren Systemtemperaturen, von einer großflächigen Einbindung von Solarthermie-Anlagen in das zentrale Fernwärmenetz abgeraten. Punktuell kann die Integration von Solarthermie dennoch sinnvoll sein, weshalb die Errichtung von Solarthermie-Kapazität in Höhe von 1,5 MW bis zum Jahr 2020 berücksichtigt ist (siehe Abb. 8-2). Grundsätzlich sollten die verfügbaren Flächenpotenziale für Photovoltaik anstelle von Solarthermie genutzt und Wärme durch andere regenerative Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen bereitgestellt werden.

8.7. Biomasse

Biomasse kann entweder in fester oder in gasförmiger Form als Energieträger verwendet werden. Für beide Formen ist der Einsatz in der Fernwärmeversorgung grundsätzlich ohne besondere technische Einschränkungen möglich. Holzartige (feste) Biomasse kann entweder als alleiniger Brennstoff im KWK-Betrieb oder in kohlebefeuelten KWK-Anlagen mitverbrannt werden und dabei Fernwärme auf hohem Temperaturniveau bereitstellen. In bestehenden gasbetriebenen Anlagen (BHKW, GuD) kann Erdgas durch gasförmige Biomasse ersetzt werden und ebenfalls hohe Temperaturniveaus erzeugen (Paar et al., 2013).

Größtes Hemmnis für die Nutzung von Biomasse sind die geringe Verfügbarkeit, hohe Nutzungskonkurrenz und verschiedene Nachhaltigkeitsprobleme. Da nur begrenzte Mengenpotenziale existieren, ist der Biomasseeinsatz grundsätzlich limitiert. Bei Holz besteht vor allem eine Konkurrenz zur stofflichen und baulichen Nutzung, die Vorrang vor der energetischen Nutzung hat (Paar et al. 2013).

In Potsdam beschränken sich die Potenziale für feste und gasförmige Biomasse vorwiegend auf das städtische Aufkommen von Grün- und Gehölzschnitt der Schlösser und Gärten, Schnittgut und Laub von Straßenbäumen sowie privaten Garten- und sonstigen organischen Abfällen. Die Potenzialermittlung im Rahmen dieses Gutachtens zeigt, dass dabei ein jährliches Aufkommen von fester Biomasse von rund 600 t (Heizwert ca. 2,25 GWh) entsteht. In der Theorie stehen außerdem der vergärungsfähige Anteil des Grünschnitts mit ca. 4.300 t/a und die Abfälle der Biotonne mit ca. 6.000 t/a zur Produktion von Biogas zur Verfügung. Auch im Restmüll finden sich hohe Anteile an organischem Material, die bei verbesserter Mülltrennung zusätzlich für die Biogasproduktion genutzt werden könnten (ca. 9.000 t/a). Gegenwärtig existiert in Potsdam jedoch keine Biogasanlage, so dass die Potenziale einer Biogasproduktion noch nicht gehoben werden können.

Für die Nutzung von fester Biomasse innerhalb der Potsdamer Fernwärme ergeben sich neben der geringen Verfügbarkeit zusätzliche Einschränkungen. Einerseits weisen reine Biomasse-KWK-Anlagen verhältnismäßig hohe Investitionskosten auf, so dass die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage fraglich ist. Andererseits ist die Möglichkeit zur Mitverbrennung nicht gegeben, da derzeit (und auch in Zukunft) keine Kohlekraftwerke zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt werden (sollten). Im Rahmen des Gutachtens wird daher empfohlen, die vorhandenen Potenziale fester Biomasse nicht innerhalb der Fernwärme, sondern lokal in dezentralen Heizungsanlagen zu verwenden.

Die Potenziale von Biogas können und sollten durch die Errichtung einer Biogasanlage zunächst erschlossen werden. Der Einsatz von Biogas innerhalb der KWK-Anlagen der Fernwärme ist dann grundsätzlich denkbar. Aufgrund des geringen Potenzials ist eine dezentrale Verwertung, z. B. zur Bereitstellung von Prozesswärme, vorzuziehen.

Tab. 8-2 Entwicklung der installierten Leistung verschiedener Fernwärmeerzeuger

	Installierte Leistung [MW]				
	2014	2020	2030	2040	2050
KWK	101	106	106	106	106
Heizwerke	218	218	100	50	0
Power-to-Heat	0	20	106	106	150
Wärmepumpen	0	1	20	40	45
Solarthermie	0	1,5	1,5	1,5	1,5
Gesamt	319	365,5	333,5	303,5	302,5

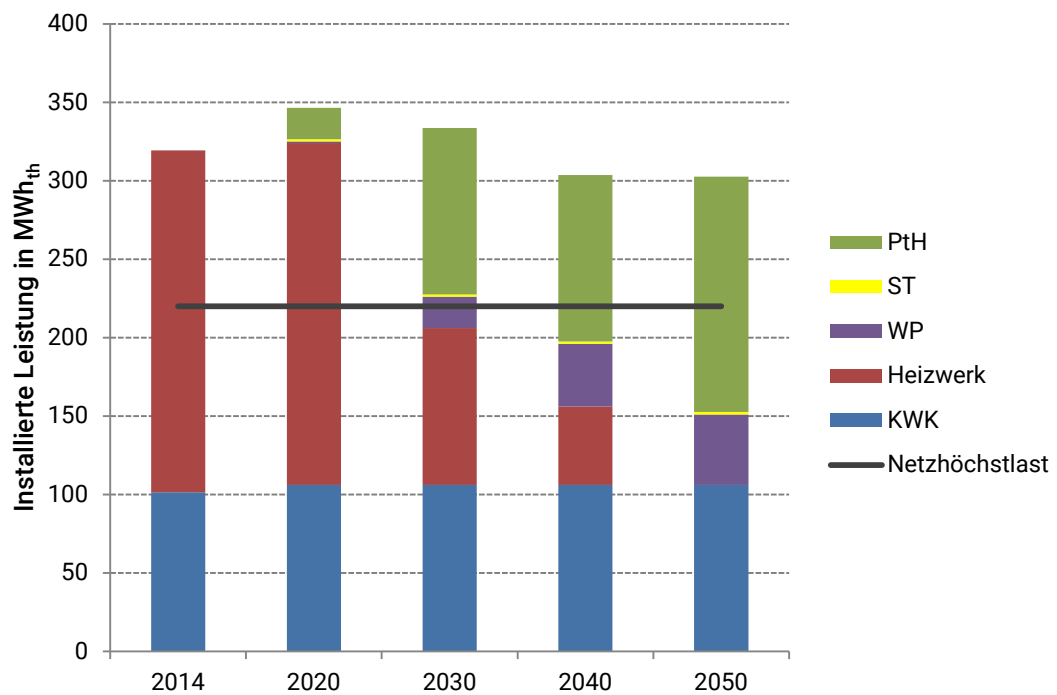


Abb. 8-2 Entwicklung der installierten Leistung verschiedener Fernwärmeerzeuger (Quelle: eigene Darstellung)

Tab. 8-3 Entwicklung der Fernwärmeerzeugung

	Wärmeerzeugung [GWh]				
	2014	2020	2030	2040	2050
KWK (%)	451 (82)	450 (81)	413 (73)	308 (54)	250 (44)
Heizwerke (%)	99 (18)	76 (14)	0 (0)	0 (0)	
Power-to-Heat (%)		10 (2)	53 (9)	64 (11)	90 (16)
Solarthermie (%)		2 (0,4)	2 (0,3)	2 (0,3)	2 (0,3)
Wärmepumpen (%)		5 (1)	100 (18)	200 (35)	225 (40)
Gesamt	550	555	568	573	567

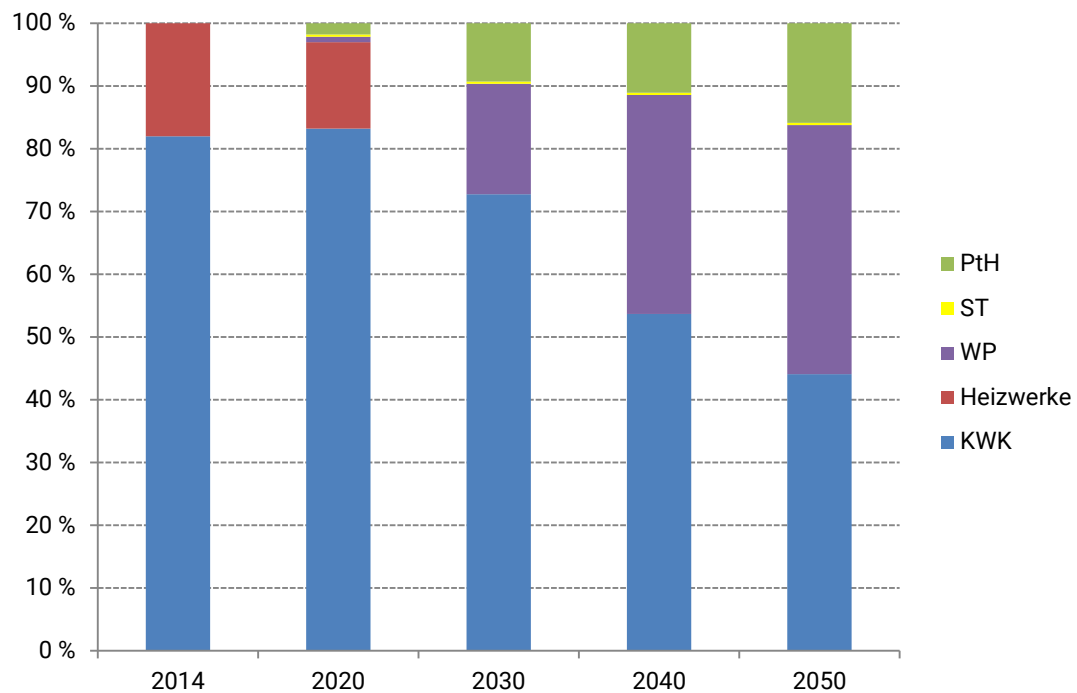


Abb. 8-3 Anteile verschiedener Technologien an der Wärmeerzeugung (Quelle: eigene Darstellung)

8.8. Möglicher Kraftwerkseinsatz

Im Folgenden soll ein möglicher Kraftwerkseinsatz des im vorherigen Kapitel skizzierten Erzeugerportfolios für das Jahr 2050 erläutert werden. Abb. 8-4 zeigt schematisch einen sortierten Wärmelastgang und die jeweils eingesetzten Kraftwerkstypen zur Deckung der Wärmenachfrage.³

In Zeiten mit sehr hoher Wärmenachfrage wird mitunter die gesamte Kapazität von Wärmepumpen und KWK-Anlagen sowie zusätzlich der Einsatz des Wärmespeichers benötigt (Bereich 1), um die Wärmenachfrage zu decken. Dieser Einsatzbereich ist als KWK- und WP-must-run definiert. Sofern die Wärmelast innerhalb des must-run-Bereichs kleiner als die gemeinsame Leistung von KWK-Anlagen und Wärmepumpen ist, ergibt sich die Zusammensetzung der Fernwärmeerzeugung anhand des Börsenstrompreises (Bereich 2). In Zeiten mit niedrigen Strompreisen sind die Betriebskosten der Wärmepumpen niedrig, während KWK-Anlagen kaum Erlöse erzielen. Hier sollte die volle Leistung der Wärmepumpen zum Einsatz kommen, umgekehrtes gilt für Zeiten mit hohen Strompreisen.

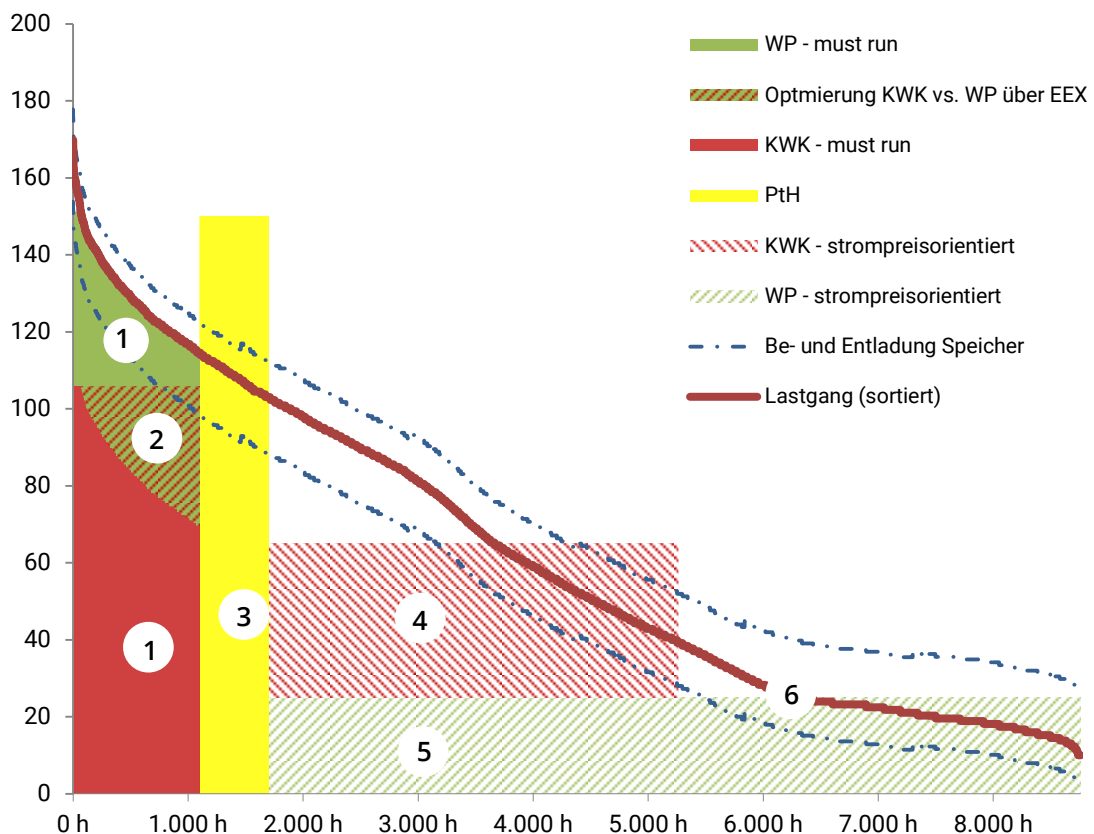


Abb. 8-4 Schematische Darstellung des Kraftwerkseinsatzes [MWh] im zukünftigen Fernwärmesystem (Quelle: eigene Darstellung)

Power-to-Heat-Anlagen (Bereich 3) werden dann eingesetzt, wenn regenerative Stromüberschüsse (siehe Kapitel 8.4.) zur Verfügung stehen und die Strompreise sehr niedrig sind.

³ Auf eine Darstellung der Fernwärmeerzeugung aus Solarthermie-Anlagen wurde aufgrund des geringen Anteils von unter 1 % verzichtet.

Sofern dabei Wärmeüberschüsse entstehen, werden diese zur Beladung des Speichers eingesetzt.

Die übrige Wärmebereitstellung erfolgt über Wärmepumpen und KWK-Anlagen (Bereiche 4 und 5), wobei analog zu Bereich 2 der Strompreis entscheidet, welche Technologie anteilig stärker eingesetzt wird. Sofern die Wärmenachfrage die installierte Leistung der Wärmepumpen übersteigt, ist immer ein Zusammenspiel aus Wärmepumpen, KWK-Anlagen und dem Speicher notwendig, um die Wärmenachfrage zu decken. Der Speicher bietet dabei über den gesamten Zeitraum die Möglichkeit, Wärmeüber- bzw. -unterkapazitäten auszugleichen und so den Kraftwerkseinsatz zu glätten.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz (2016).** Kennzahlen. 50Hertz Transmissions GmbH.
Abgerufen am 07.01.2017 unter:
<http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen>
- 50Hertz (2017).** Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz legt Geschäftsbericht 2016 vor. Gesunkene Kosten für Netzeingriffe zeigen positive Wirkung des voranschreitenden Netzausbaus. Presseinformation vom 13.03.2017. 50Hertz Transmissions GmbH.
Abgerufen am 20.03.2017 unter:
<http://www.50hertz.com/de/Medien/News>
- AGFW (2014).** Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil I. Energetische Bewertung von Fernwärme. Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
- AGFW (o.J.). Der Begriff Fernwärme.** Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
Abgerufen am 26.01.2017 unter:
<https://www.agfw.de/recht/avbfernwaermev/der-begriff-der-fernwaerme/>
- BDEW (2015).** Grundlagenpapier Primärenergiefaktoren. Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- BDEW (2010).** Effizient, wirtschaftlich, ökologisch: Energie-Contracting. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Biedermann und Kolb (2014):** Nutzung von Wärmetechnologien. Ratgeber: Wärme in Hessen. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (Ffe). Im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft der Hessischen Industrie- und Handelskammern. Frankfurt.
- Bolay und Meyer (2015).** Faktenpapier Eigenerzeugung und Stromdirektlieferung. Chancen / Risiken / Rechtsrahmen. Hrsg.: Deutscher Industrie- und Handelskammertag und Bundesverband Solarwirtschaft. Berlin, Brüssel.
- BSW (2016).** PV-Finanzierungsleitfaden. Deutschland. Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Abgerufen am 15.02.2017 unter:
http://www.pv-financing.eu/wp-content/uploads/2016/04/PV-financing_WP3_D3.5_FS-guidelines_GERMANY_DE.pdf
- DGRV. (2016).** Energiegenossenschaften. Ergebnisse der DGRV-Jahresumfrage (zum 31.12.2015). Ergebnisse der Blitzumfrage unter Energie-Kommunen der AEE. Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V.
- EK (2003).** Guidelines for successful Public-Private-Partnerships. Europäische Kommission, Generaldirektion Regionalpolitik und Stadtentwicklung. Brüssel.
- EEG (2017).** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- EEWärmeG (2015).** Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist.
- Energie und Wasser Potsdam GmbH (2017).** EWP-Kundenbeirat.
Abgerufen am 15.02.2017 unter:
https://www.swp-potsdam.de/swp/de/energie/ueber-uns-ewp/kundenbeirat/aktuelles/st_kundenbeirat.php
- Energie und Wasser Potsdam GmbH (Hrsg.) (2016).** Energie von hier. Heizkraftwerk Süd. Abgerufen am 10.01.2017 unter:
https://www.swp-potsdam.de/swp/media/02-energie_1/pdf_energie/411-3586_L151216_HKW-B_Waermespeicher.pdf
- Energie und Wasser Potsdam GmbH (Hrsg.) (2015).** Grüne Zukunft. Umwelterklärung 2015. Abgerufen am 16.01.2017 unter:
https://www.swp-potsdam.de/swp/media/02-energie_1/pdf_energie/Umwelterklaerung_EWP_2015.pdf
- Energie und Wasser Potsdam GmbH (2013).** Erster "EWP Kundenfonds Potsdam" abgeschlossen.
Abgerufen am 13.02.2017 unter:
https://www.swp-potsdam.de/swp/de/energie/angebote-ewp/angebote-aktuell-ewp/ende_kundenfonds.php

Energie und Wasser Potsdam GmbH (o.J). Vorteile der Fernwärme.

Abgerufen am 12.01.2017 unter:

<https://www.swp-potsdam.de/swp/de/energie/angebote-ewp/fernwaerme-ewp/vorteile-ewp/vorteile.php>

EnEV (2016). Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.

Fondel (2015). Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2011-2013. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH.

Fricke (2016). Handbuch methodische Grundfragen zur Masterplan-Erstellung, Kommunale Masterpläne für 100% Klimaschutz. Aachen: FH Aachen, Körperschaft des öffentlichen Rechts, ausführende Stelle Solar-Institut Jülich der FH Aachen in Kooperation mit Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH und Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt.

Flieger (2015). Wohnungs- und Energiegenossenschaften organisieren die Energiewende 2.0. innova eG und Solar-Bürger-Genossenschaft eG. Gastbeitrag im Energiedialog NRW.

Abgerufen am 02.02.2017 unter:

<http://www.energiedialog.nrw.de/wohnungs-und-energiegenossenschaften-organisieren-die-energiewende-2-0/>

Gradmann und Müller (2012). Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt. Die Wärmepumpe als Schlüsseltechnologie für Lastmanagement im Haushalt. In: Renew's Spezial 2012, Nr. 59. Hrsg.: Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Grabow (2006). Was sind PPP und welche PPP-Projekte gibt es in Deutschland. Ein Überblick. Deutsches Institut für Urbanistik.

Abgerufen am 17.02.2017 unter:

https://www.petrakellystiftung.de/fileadmin/user_upload/newsartikel/PDF_Dokus/PPP_Grabow.pdf

GTV (2017). Oberflächennahe Geothermie. Die vielen Möglichkeiten der oberflächennahen Geothermie. Geothermische Vereinigung - Bundesverband Geothermie e.V., Berlin.

Abgerufen am 24.03.2017 unter:

<http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/oberflaechnahe-geothermie.html>

GWB (2016). Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.

Klebsch, Hollandt, Schwarz, Dunkelberg, Hirschl (2014). Technische und wirtschaftliche Bewertung einer getrennten Betriebsführung von Netz und Erzeugung des Fernwärmenetzes von Vattenfall für den Fall eines Eigentumsübergangs auf Berlin. BLS Energieplan GmbH und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung gGmbH.

Kühlmann (2006). Systematik und Abgrenzung von PPP-Modellen und Begriffen. In: Andreas Pfnür (Hrsg.), Arbeitspapiere zur Immobilienwirtschaftlichen Forschung und Praxis, Band Nr. 5.

KWKG (2017): Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.

Landeshauptstadt Potsdam (2016). Masterplan für den Klimaschutz: Potsdam erhält Bundesförderung. Pressemitteilung Nr. 453 vom 14.07.2016. Abgerufen am 12.01.2017 unter:

<https://www.potsdam.de/453-masterplan-fuer-den-klimaschutz-potsdam-erhaelt-bundesfoerderung>

Landeshauptstadt Potsdam (1998). Satzung über die öffentliche Fernwärmeversorgung (Fernwärmesatzung) der Landeshauptstadt Potsdam vom 21. Dezember 1998.

Abgerufen am 16.01.2017 unter:

http://www.swp-potsdam.de/swp/media/02-energie_1/pdf_energie/pdfs-angebote-fernwaerme/Satzung_Fernwaerme.pdf

LBD (2013). Rekommunalisierung der Hamburger Fernwärmeversorgung. Ökonomischer und ökologischer Nutzen für Hamburg. LBD-Beratungsgesellschaft mbH.

Abgerufen am 14.02.2017 unter:

<http://unser-netz-hamburg.de/wp-content/uploads/9-2013-Zusammenfassung-LBD-Fernwaerme-Hamburg-1.pdf>

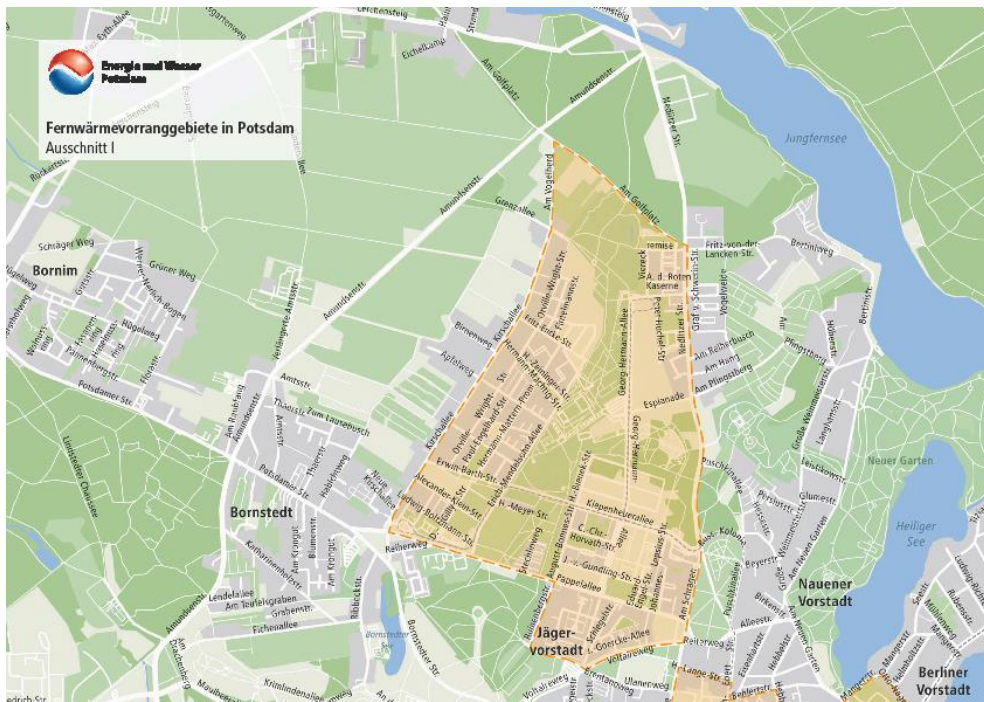
Lenk, Rottmann, Grüttner, Starke (2015). Finanzielle Bürgerbeteiligung im Rahmen der Energiewende: Optionen zur Finanzierung von Netzausbau und Erzeugung? Wolter Hoppenberg, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. und Bertelsmann Stiftung.

Maaß (2015). Fernwärme 3.0, Strategien für eine zukunftsorientierte Fernwärmepolitik. Hamburg: HIR Hamburg Institut Research gGmbH.

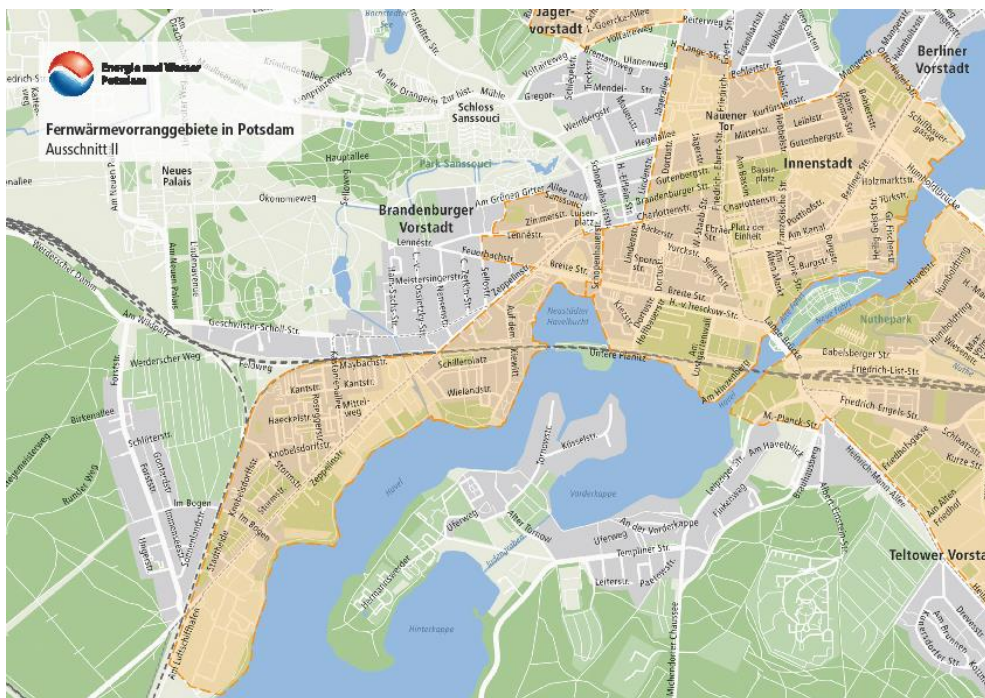
- Milles (2008).** Wärmepumpen. BINE basisEnergie Nr. 10, BINE Informationsdienst. Hrsg: FIZ Karlsruhe GmbH und Leibnitz-Institut für Informationsinfrastruktur, Eggenstein-Leopoldshafen.
- NEG (2011).** Projekte. NEG baut 180 kW Photovoltaikanlage. Neue Energie Genossenschaft eG. Abgerufen am 02.02.2017 unter:
<http://www.neue-energie-genossenschaft.de/Projekte.htm>
- Paar, Herbert, Pehnt, Ochse, Richter, Maier, Kley, Huther, Kühne und Weidlich (2013).** Transformationsstrategien Fernwärme. TRAFO – Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. Frankfurt am Main.
- Paffhausen (2008).** Gestaltung von Public Private Partnerships Motive, Erfolgsfaktoren, Risiken für die Kommune, Rekommunalisierung. In: KWI Schriften I, S. 95 – 108. Universitätsverlag Potsdam.
- PwC, FBD, Uni Weimar, CC (2003).** PPP im öffentlichen Hochbau. Band I: Leitfaden. PricewaterhouseCoopers AG, Freshfields Bruckhaus Deringer Rechtsanwälte, Bauhaus Universität Weimar und Creative Concept. Abgerufen am 16.02.2017 unter:
www.ppp.niedersachsen.de/download/31795/Band_I_-_Leitfaden.pdf
- Stadtwerke München (2015).** Fernwärme und Rücklauftemperatur in modernen Niedertemperaturnetzen. Abgerufen am 26.01.2017 unter: <https://www.swm.de/dam/jcr:7821c04d-9a95-44bf-9edb-2792c8c89f28/broschuere-fernwaerme-ruecklauftemperatur.pdf>
- Stadtwerke Potsdam (2013).** Blockheizkraftwerk Drevessaße am Nahwärmenetz. Pressemitteilung vom 29.10.2013 Abgerufen am 19.01.2017 unter:
https://www.swp-potsdam.de/swp/de/stadtwerke-potsdam/ueber-uns-swp/presse-swp/pressemitteilung-detail_42880.php?all=true
- Stadtwerke Potsdam (2012).** EWP-Kundenfonds: Erstes „grünes Projekt“ fertig gestellt. Pressemitteilung vom 18.12.2012. Abgerufen am 19.01.2017 unter:
https://www.swp-potsdam.de/swp/de/stadtwerke-potsdam/ueber-uns-swp/presse-swp/pressemitteilung-detail_33920.php?all=true
- Schweizer-Ries, Rau, Zoellner, Nolting, Rupp, Keppler (2010).** Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern. Forschungsgruppe Umweltpsychologie, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Zentrum Technik und Gesellschaft der TU Berlin.
- TenneT (2017).** Projektportrait – SuedLink. Tennet TSO GmbH. Abgerufen am 13.03.2017 unter:
<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/ueber-suedlink/projektportrait/>
- TÜV Nord (2016).** Bescheinigung über die energetische Bewertung der Fernwärme nach AGFW Arbeitsblatt FW 309-1 (Mai 2014) für das Fernwärmenetz Potsdam (ohne dezentrale Wärmenetze) der Energie und Wasser Potsdam GmbH. Abgerufen am 17.01.2017 unter:
https://www.swp-potsdam.de/swp/media/02-energie_1/pdf_energie/pdfs-angebote-fernwaerme/Bescheinigung_EWP_PEF_Waermenetz_2016.pdf
- VDI 2067 (2012).** Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung. Verein Deutscher Ingenieure, Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung.
- Wunderlich (2012).** Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien. Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung. In: Renew Spezial, Nr. 60. Hrsg: Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Anhang

Fernwärmevorranggebiete



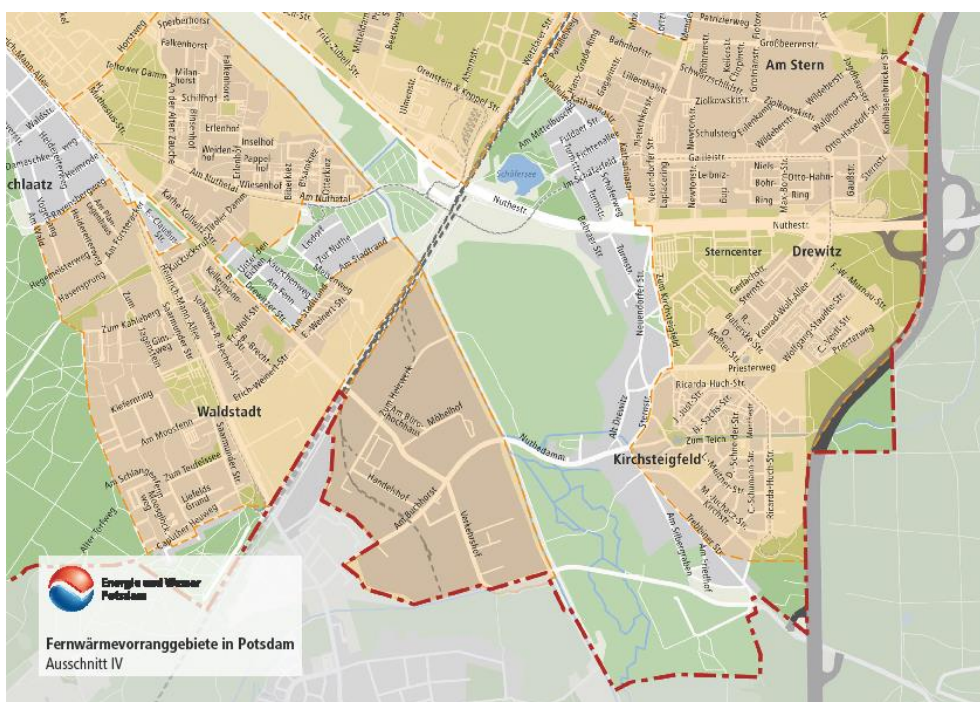
Fernwärmevorranggebiet Ausschnitt I



Fernwärmevorranggebiet Ausschnitt II



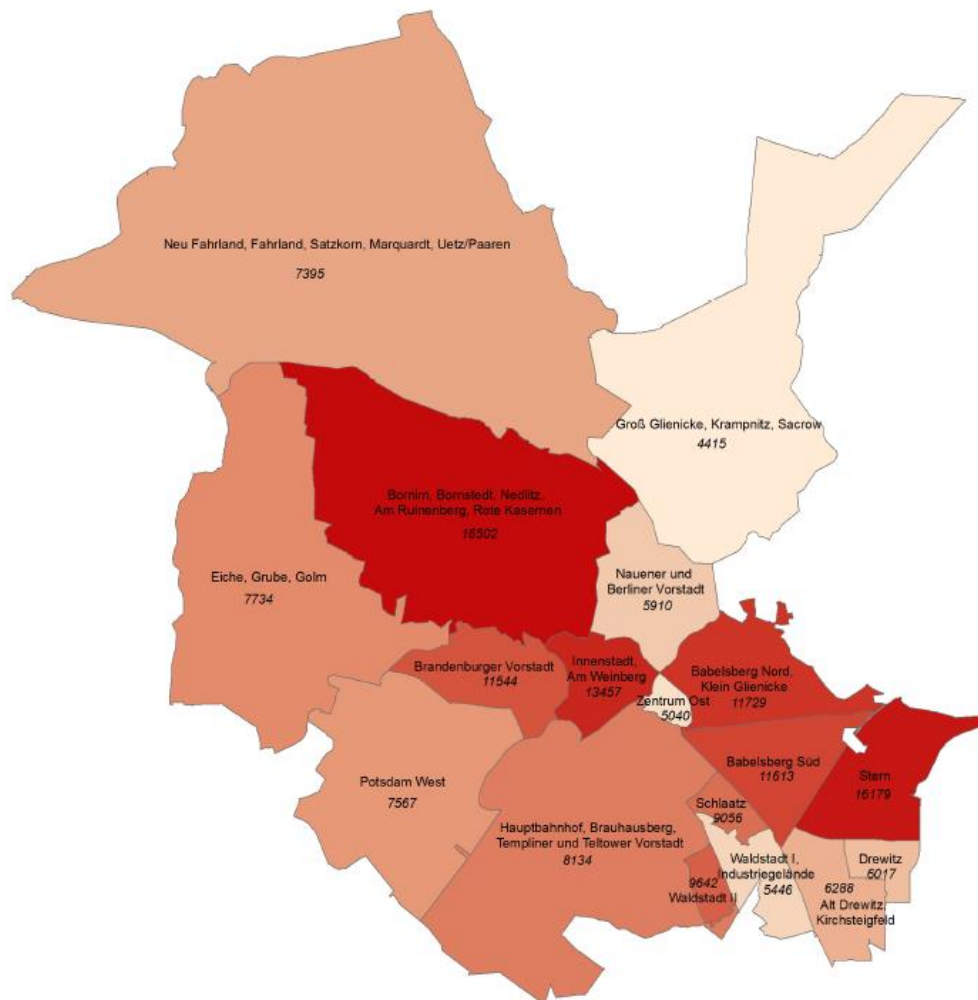
Fernwärmeverrangsgebiet Ausschnitt III



Fernwärmeverrangsgebiet Ausschnitt IV

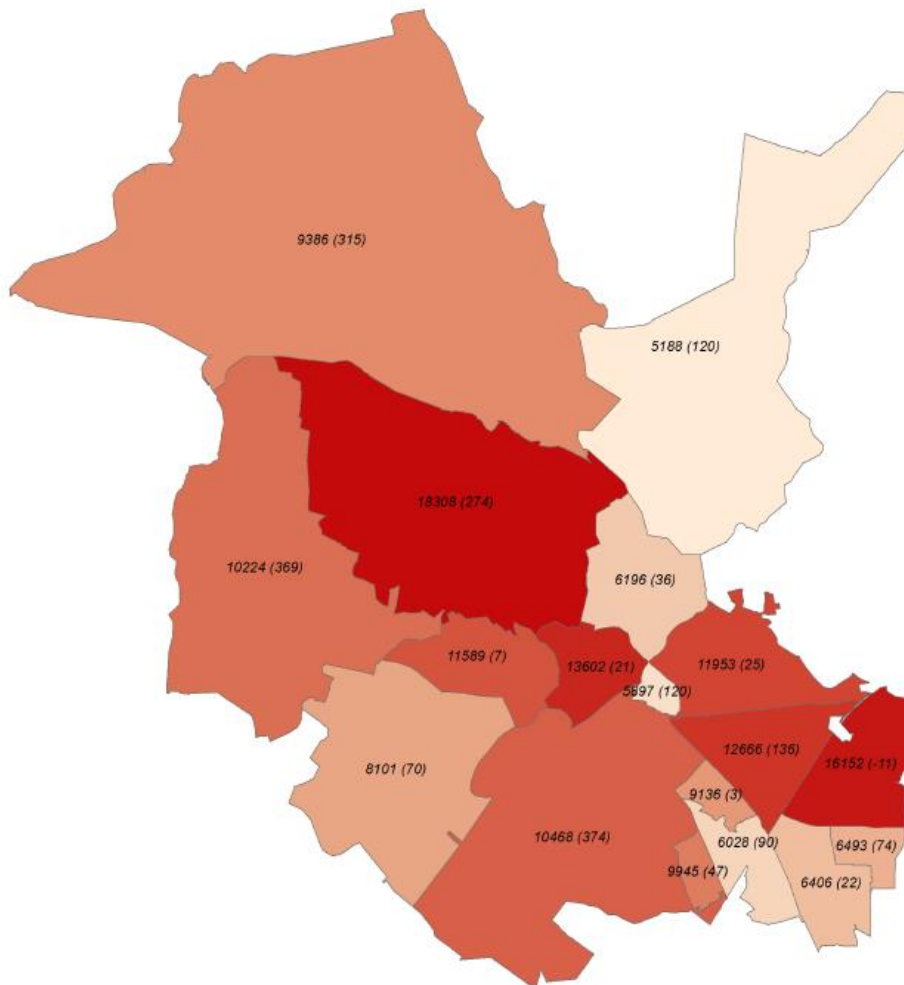
Bevölkerungsprognose Landeshauptstadt Potsdam bis 2050

2014 163.668 EW



Bevölkerung Landeshauptstadt Potsdam in 2014

2020

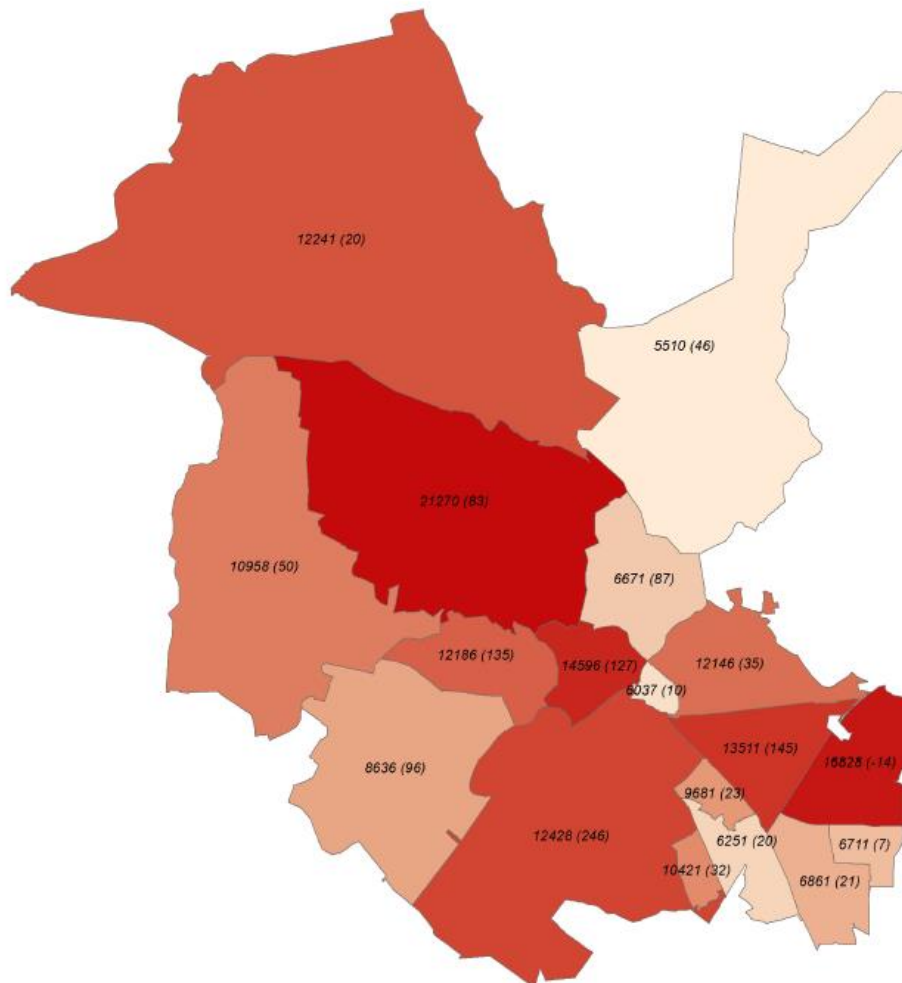


Prognose LHP

177.748 EW = 108,6 %

Bevölkerungsprognose Landeshauptstadt Potsdam in 2020

2030

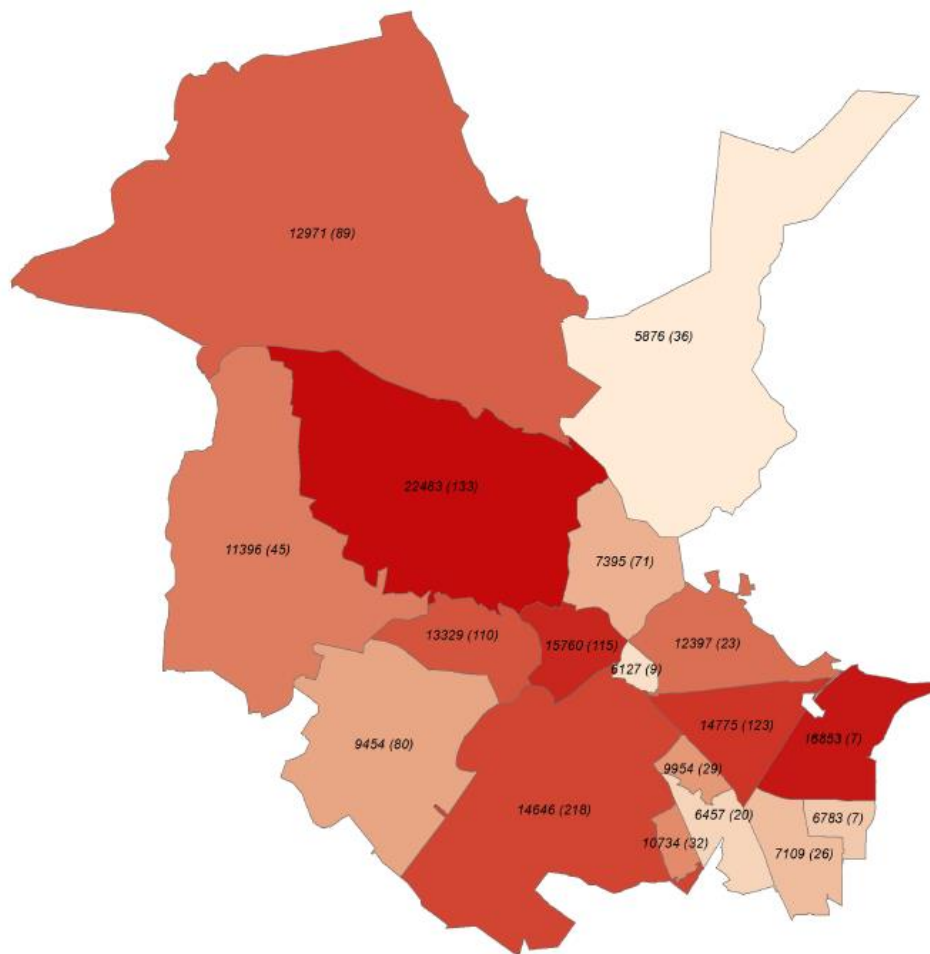


Prognose LHP

192.952 EW = 117,9 %

Bevölkerungsprognose Landeshauptstadt Potsdam in 2030

2040

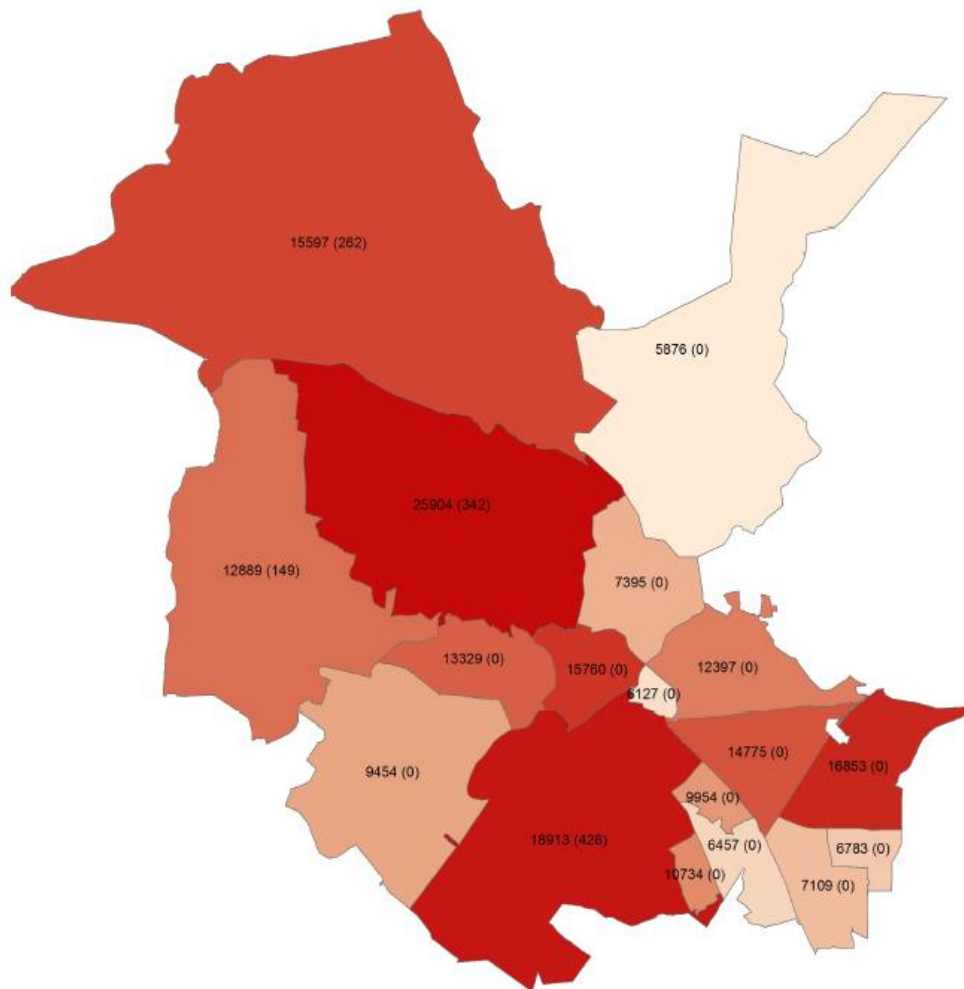


Prognose LUP

204.510 EW = 125 %

Bevölkerungsprognose Landeshauptstadt Potsdam in 2040

2050



Prognose LUP

216.317 EW = 132,2 %

Bevölkerungsprognose Landeshauptstadt Potsdam in 2050