

## 7 Handlungsfeld Energie und Gebäude

### 7.1 Ausgangslage

#### 7.1.1 Aufgabe und Ziele

In diesem Abschnitt zum Handlungsfeld Energie und Gebäude wird das Potential zur Reduzierung der energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen ermittelt. Es sollen einerseits kurz- bis mittelfristige bis zum Jahr 2020 umsetzbare Maßnahmen zur Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen identifiziert und zur Umsetzung vorgeschlagen werden. Andererseits soll mit der Entwicklung eines Leitbildes ein Weg aufgezeigt werden, auf dem das langfristig gesteckte Ziel der Reduktion der spezifischen Treibhausgas-Emissionen auf den bis zum Jahr 2050 angestrebten Wert von 2,5 t CO<sub>2</sub> jährlich je Einwohner zu erreichen ist.

Die Landeshauptstadt Potsdam ist der zentrale Dienstleistungsstandort von Brandenburg mit enger Anbindung an die Bundeshauptstadt Berlin, beheimatet jedoch keine maßgeblichen industriellen Energieverbraucher. Die energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen ohne Berücksichtigung des Verkehrs sind in Potsdam daher durch Dienstleistungsaktivitäten, Konsum und insbesondere durch den Energieverbrauch im Gebäudebereich geprägt.

Um die Potentiale zur Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu identifizieren ist es zunächst erforderlich, den Status Quo der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen differenziert zu ermitteln. Da der Energieverbrauch zur Wärmeversorgung im Gebäudebereich einen großen Anteil des Gesamtenergiebedarfs der Landeshauptstadt mit hohen Einsparpotentialen ausmacht, war es erforderlich, eine belastbare Grundlage zu schaffen, auf der der Energieverbrauch im Gebäudebereich zur Ermittlung des Status Quo und für zukünftige Szenarien abgebildet werden kann.

Die Arbeitsgemeinschaft hat hierzu ein GIS-basiertes Wärmekataster bereitgestellt, worin gebäudescharf der Energiebedarf sowie weitere wärme- und emissionstechnisch relevante Informationen dokumentiert sind.

Die darauf aufbauenden Potentialermittlungen und Maßnahmenvorschläge erstrecken sich auf drei Zielbereiche, um die in Potsdam verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen so erfolgreich wie möglich zu mindern:

- der Primärenergiebedarf soll durch die Verbesserung der thermischen Qualität der Gebäudehülle und die Erhöhung der dezentralen Energieeffizienz bei der Wärmenutzung kontinuierlich und weitest möglich reduziert werden,
- zentrale Effizienzmaßnahmen wie der Ausbau der Wärme-Kraft-Kopplung im Rahmen der Energieerzeugung soll den Primärenergiebedarf gegenüber der getrennten Wärme- und Stromerzeugung weiter senken,

- der Anteil der erneuerbaren, weitestgehend CO<sub>2</sub>-neutralen Energiegewinnung soll erhöht und der derzeitige Einsatz fossiler Brennstoffe damit sukzessive substituiert werden.

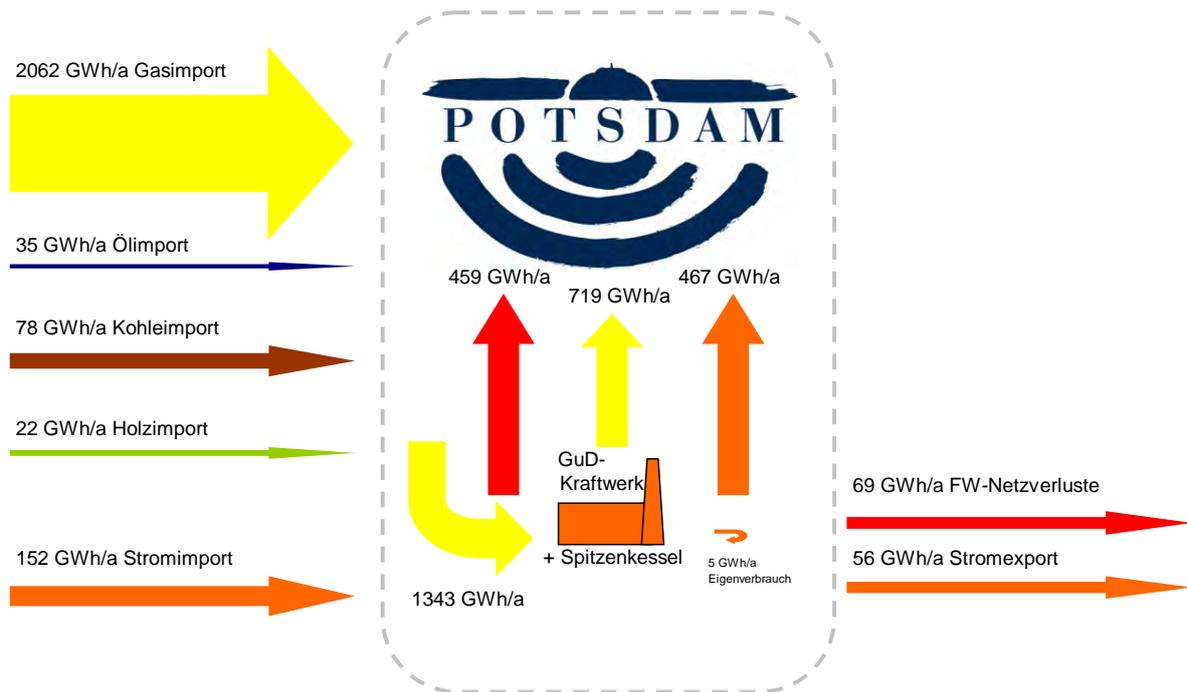
Wie die vorliegenden Klimaschutzberichte eindrücklich aufzeigen, hat die Stadt Potsdam in den vergangenen Jahren hinsichtlich einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen schon viel erreicht. Mit der Ablösung des kohlebefeuerten Kraftwerks durch ein hocheffizientes, mit Erdgas betriebenes wärmegeführtes Gas und Dampf-Kraftwerk (GuD) konnten die Stadtwerke (EWP) eine drastische Erhöhung der Energieeffizienz und damit verbunden eine starke Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreichen. Gleichzeitig ist inzwischen auch ein großer Teil des Gebäudebestandes saniert worden. Dies hat ebenfalls zu einer erheblichen Reduzierung des Energiebedarfes geführt, wenn auch das aus heutiger Sicht erschließbare Energieeinsparpotenzial eher zu einem geringeren Teil ausgeschöpft wurde aufgrund der in den 90iger Jahren geltenden geringeren Anforderungen.

In Zukunft werden Fortschritte bei der Minderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes auf dem Gebiet der Stadt Potsdam daher eher über differenzierte, kleinteiligere Maßnahmen erzielt, was eine anhaltende, kontinuierliche Anstrengung aller Beteiligten erfordert. Um einen stetigen Prozess in Gang zu setzen, ist es erforderlich, die verbleibenden Potentiale zur Primärenergieeinsparung zu ermitteln, zu dokumentieren und zu überprüfen. Es sind Strategien zu entwickeln, mit denen der Prozess der Zielannäherung auf kommunaler und privater Ebene verstärkt in Gang gesetzt und in Gang gehalten werden kann. Die in den folgenden Abschnitten benannten wesentlichen, kommunalpolitisch beeinflussbaren Akteure der Stadt Potsdam werden hierbei einerseits in ihrer steuernden Rolle und andererseits in ihrer Vorbildfunktion benötigt.

Die energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen, die dem Energiebedarf der Stadt Potsdam zuzurechnen sind, werden nur teilweise im Stadtgebiet von Potsdam emittiert. In einer Energie- oder CO<sub>2</sub>-Bilanz der Stadt, welche die mit der Gewinnung, dem Transport und ggf. der Umwandlung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen (Bereitstellungsvorketten) weitgehend berücksichtigt, sind diese bilanziell dem jeweiligen Energieträger bei der Nutzung in der Stadt zuzuordnen. In der Abb. 7.1 ist zur Erläuterung beispielhaft die Energiebilanz für das Jahr 2008 dargestellt. Es werden die Primärenergieträger Gas, Heizöl, Kohle und Holz, sowie dem „veredelten“ Sekundärenergieträger Strom importiert. Etwa 65 % des Erdgases wird im GuD-Kraftwerk der EWP zur gekoppelten Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie zu einem kleinen Teil zur Erzeugung von Spitzenlastwärme eingesetzt. Aus dem Bilanzkreis der Stadt exportiert wird ein kleiner Teil des in Wärme-Kraft-Kopplung erzeugten Stroms an Kunden der EWP außerhalb der Bilanzgrenze und an die Strombörse.

## Energiebilanz 2008\*

\* nicht klimabereinigt



**Abb. 7.1:** Energieströme Strom und Wärme

Den Energieträgern, die über die Bilanzgrenze nach Potsdam eingeführt werden, werden entsprechend der in den Bereitstellungsvorketten entstandenen Emissionen jeweils spezifische Emissionsfaktoren zugeschrieben. Eine allgemein anerkannte Grundlage zur Ermittlung der Größenordnung der Emissionsfaktoren bilden die Arbeiten des Öko-Instituts Freiburg. Unter der Bezeichnung „Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS)“ werden diese Emissionsfaktoren veröffentlicht, laufend fortgeschrieben und erweitert.

Der importierte Strom wird dabei näherungsweise nach den durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bewertet, die bei Erzeugung und Transport des im öffentlichen Stromnetz der Bundesrepublik Deutschland genutzten Stroms mit dem sogenannten „Strommix“ emittiert wurden. Dieser Wert wird jährlich in Abhängigkeit der beteiligten Erzeugungsanlagen vom Umweltbundesamt ermittelt und veröffentlicht. Eine detailliertere Bewertung des importierten Stromes ist in einem liberalisierten Strommarkt mit freier Lieferantenwahl im Fall der Stadt Potsdam mangels einer geeigneten statistischen Erhebung nicht möglich.

Für die emissionstechnische Bewertung von Maßnahmen zum Klimaschutz ist es erforderlich, den innerhalb des Bilanzraumes von Potsdam gekoppelt erzeugten Strom und die Wärme zu qualifizieren und die bei der Verbrennung des Erdgases entstehenden Emissionen auf beide Produkte zu verteilen.

Vereinfachend dargestellt wird der Strom dabei gemäß der Stromgutschriftmethode mit den Emissionen des deutschen Strommixes bewertet, den er substituiert<sup>1</sup>. Der Rest der durch die Verbrennung des Erdgases verursachten Emissionen wird der Fernwärme zugeteilt (Allokation). Als Rechengröße entsteht dabei der Primärenergiefaktor der Fernwärme, der angibt, welchen Anteil des Erdgas-Verbrauchs und damit der CO<sub>2</sub>-Emission der Fernwärme zugeordnet werden kann.

Diese Allokation ist bei fernwärmebeheizten Gebäuden auch zur Ermittlung der Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) hinsichtlich der Begrenzung des Jahresprimärenergiebedarfs erforderlich. Die Zuordnung erfolgt durch Zertifizierung des Primärenergiefaktors der Fernwärmeversorgung durch eine dafür qualifizierte Institution auf der Grundlage des Prinzips der vermiedenen Emissionen einer getrennten Wärme- und Stromerzeugung. Der Primärenergiefaktor der Fernwärmeversorgung der EWP wurde zuletzt im Juni 2009 auf der Grundlage der Betriebsdaten des Jahres 2008 durch den TÜV Nord zertifiziert.

Für die Maßnahmenentwicklung zur Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2020 sind stets verschiedene Unterziele zu gewichten. Bei der Abwägung zwischen sich ausschließenden Maßnahmen, die einerseits in der derzeitigen Energiekostenkonstellation einen etwas höheren betriebswirtschaftlichen Effekt erwarten lassen und andererseits Maßnahmen, die einen deutlich höheren Effekt bei der Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen liefern, hat sich die Arbeitsgemeinschaft entschieden, in diesen Fällen der CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung den Vorrang zu geben. Ein Beispiel ist die Entscheidung, die verfügbaren Mittel des kommunalen Immobilienservice der Stadt zur Sanierung der Gebäude vorrangig an die nicht mit Fernwärme versorgten Gebäude zu binden, da der CO<sub>2</sub>-Einspareffekt bei fernwärmeversorgten Gebäuden aufgrund des günstigen Primärenergiefaktors im Vergleich zu sonstigen Brennstoffen vergleichsweise gering ausfällt. Auch wenn die derzeit erheblich höheren Betriebskosten der fernwärmebeheizten Gebäude aus finanziellen Erwägungen eine andere Priorisierung nahelegen, wird an dieser Stelle empfohlen, die Sanierungsmaßnahmen zunächst vorrangig an nicht mit Fernwärme beheizten Gebäuden durchzuführen, sofern keine anderweitigen Gründe eine andere Entscheidung verlangen. Die betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen — das zeigt die Erfahrung — können bereits relativ kurzfristig sowohl durch Preisentwicklungen am Energiemarkt als auch durch strategische Entscheidungen des kommunal beeinflussbaren Fernwärmeversorgers zugunsten der Betriebswirtschaftlichkeit der Fernwärmeversorgung verändert werden.

---

<sup>1</sup> Vertreter der Fernwärmewirtschaft argumentieren hier teilweise anders und setzen die Emissionen des deutschen Strommixes ohne Berücksichtigung der regenerativen Anteile an.

## **7.1.2 Wesentliche Akteure**

### **7.1.2.1 Das Stadtwerk EWP und ihre Anteilseigner**

Die Energie und Wasser Potsdam GmbH (EWP) ging ursprünglich aus der WUP Wärmeunion Potsdam GmbH, einer 100 %igen Tochtergesellschaft der damaligen Gemeinnützigen Wohnungs- und Baugesellschaft Potsdam mbH (GEWOBA) hervor. 1993 hat die GEWOBA ihre Geschäftsanteile auf die Landeshauptstadt Potsdam übertragen und die Gesellschaft wurde in EVP Energieversorgung Potsdam GmbH umfirmiert. 1995 hat die GVP Gasversorgung Potsdam GmbH gemäß § 2 UmwG ihr Vermögen als Ganzes mit allen Rechten und Pflichten auf die EVP im Wege der Verschmelzung durch Aufnahme übertragen.

Im Jahr 2000 erfolgte die Einbringung der EVP-Anteile der Landeshauptstadt Potsdam in die neu gegründete Stadtwerke Potsdam GmbH. Im Juli 2002 fusionierten die EVP und die Wasserbetriebe Potsdam GmbH zur Energie und Wasser Potsdam GmbH. Gegenwärtig halten die Stadtwerke Potsdam GmbH 65 % und die E.ON|edis AG 35 % der Anteile an der Gesellschaft.

Die EWP versorgt die Bevölkerung Potsdams mit Strom, Gas und Fernwärme, wobei Strom und Fernwärme seit 1996 im Heizkraftwerk Potsdam Süd (281 MW Wärmeleistung und 84 MW elektrischer Leistung) erzeugt werden. Darüber hinaus versorgt die EWP die Landeshauptstadt Potsdam und Umlandgemeinden mit Trinkwasser und entsorgt das Abwasser. Die EWP hält Beteiligungen an der Energie und Wasser Dienstleistungen Potsdam GmbH sowie an der local energy GmbH Potsdam.

### **7.1.2.2 PRO POTSDAM**

Der Unternehmensverbund PRO POTSDAM setzt sich zusammen aus der vermögenshaltenden Dachgesellschaft PRO POTSDAM GmbH unter anderem mit folgenden wesentlichen Tochtergesellschaften:

- GEWOBA Wohnungsverwaltungsgesellschaft Potsdam mbH  
Sie hat die Bewirtschaftung und Verwaltung des Wohnungsbestandes der PRO POTSDAM GmbH übernommen. Mit einem Bestand von 17.500 Wohnungen ist sie der größte Wohnungsanbieter der Stadt. Sie ist damit für jede vierte Wohnung in Potsdam verantwortlich.
- Luftschiffhafen Potsdam GmbH  
Sie ist zuständig für die Bewirtschaftung und Entwicklung der sportlichen Infrastruktureinrichtung Luftschiffhafen Potsdam.
- Entwicklungsgesellschaft Bornstedter Feld GmbH  
Sie plant und koordiniert die städtebaulichen Entwicklungsmaßnahmen im Zusammenhang mit dem Gebiet Bornstedter Feld.
- Biosphäre Potsdam GmbH / Betriebs- und Veranstaltungsgesellschaft in der LHP mbH

### **7.1.2.3 Der Kommunale Immobilienservice (KIS)**

Der Kommunale Immobilienservice (KIS) verwaltet und betreibt alle städtischen Nichtwohngebäude (NWG). Hierzu zählen Verwaltungsbauten, Schulen, Schulturnhallen, Horte, Kitas und Jugendeinrichtungen, sonstige Sporteinrichtungen, Feuerwachen, sowie eine Reihe weiterer Einrichtungen.

Im Gegensatz zu den anderen Liegenschaftsverwaltungen untersteht der KIS direkt der Stadtverwaltung und steht damit im unmittelbaren Einflussbereich der Stadt.

### **7.1.2.4 Arbeitskreis Stadtspuren**

Der Arbeitskreis StadtSpuren ist ein Kooperationsprojekt der Potsdamer Wohnungswirtschaft, dem das kommunale und eine Reihe von genossenschaftlichen Wohnungsunternehmen angehören. Diese Unternehmen bewirtschaften mit etwa 30.000 Wohnungen mehr als die Hälfte der Potsdamer Mietwohnungen.

Mitglieder sind:

- Bauverein Babelsberg
- GWG Bauverein Babelsberg eG
- GEWOBA (PRO POTSDAM)
- Gewoba eG Babelsberg
- PWG 1956
- Wohnungsbaugenossenschaft 1903 eG
- Wohnungsbaugenossenschaft „Karl Marx“ Potsdam eG

Die beteiligten Partner haben am 17. Juni 2009 eine Klimaschutzvereinbarung mit der Stadt Potsdam vereinbart, in der gegenseitige Verpflichtungen im Hinblick auf die Klimaschutzziele (20 % Reduktion 2020 gegenüber 2005, 2,5 t CO<sub>2</sub> je Einwohner 2050) eingegangen werden.

### **7.1.2.5 Liegenschaftsverwaltungen als Datenlieferanten**

Folgende 29 Liegenschaftsverwaltungen haben das Anliegen der Stadt, ein fundiertes Klimaschutzkonzept für die LHP zu erarbeiten, durch aktive Mitarbeit als Datenlieferant in Form von tabellarisch zusammengefassten Verbrauchs- und Sanierungsdaten bzw. in Form der Bereitstellung bestehender Energiepässe unterstützt:

**Tab. 7.1:** beteiligte Liegenschaftsverwaltungen

ALLOD Immobilien- und Vermögensverwaltungsges. mbH	KUBON Immobilien GmbH
ALT u. KELBER Immobilienverwaltung GmbH	Martinswerk -Gemeinnütziger Verein zur Wohnraumbes
Arbeiter-Bau-Verein Potsdam eG	Potsdamer Wohnungsbaugenossenschaft eG
Bäderlandschaft Potsdam GmbH	Potsdamer Wohnungsgenossenschaft 1956 eG
Brandenburgischer Landesbetrieb für Liegenschaften (BLB)	PRO POTSDAM
Bundesanstalt für Immobilienaufgaben	RBB Immobilien- Verwaltungs- GmbH
DKB Wohnungsbaugesellschaft Berlin Brandenburg mbH	St. Josef Krankenhaus Potsdam
Fraunhofer IBMT	Stadtentsorgung Potsdam GmbH
Gewoba eG Babelsberg	Verein Oberlinhaus
Goal Service GmbH	Verkehrsbetrieb in Potsdam GmbH
GSW Gemeinnützige Siedlungs- und Wohnungsbaugesell	Wohnungsbaugenossenschaft 1903 Potsdam eG
GWG Bauverein Babelsberg eG	Wohnungsbaugenossenschaft Potsdam - West eG
Hausverwaltung Optima GmbH	Wohnungsgenossenschaft "Karl Marx" Potsdam eG
Klinikum Ernst von Bergmann Potsdam	Wohnungsbaugenossenschaft "Daheim" eG
Kommunaler Immobilien Service (KIS)	

### 7.1.3 Alte und neue Ortsteile

Die Stadtwerke EWP haben anfangs nur den Kernbereich der heutigen LHP versorgt. Die neuen Ortsteile Eiche, Golm, Grube, Uetz-Paaren, Marquardt, Satzkorn, Fahrland, Neu-Fahrland, Sacrow und Groß-Glienicke sind erst später bis 2003 hinzugekommen.

Für die alten Ortsteile liegen digitalisierte Karten des Gas- und Fernwärmenetzes und adressscharfe Jahresverbräuche vor, entsprechende Informationen wurden von den Gasnetzbetreibern in den neuen Ortsteilen (Havelländische Stadtwerke GmbH und Erdgas Mark Brandenburg GmbH) nicht zur Verfügung gestellt.

Adressscharfe Angaben zum verwendeten Brennstoff aus dem Kehrbuch der Schornsteinfeger konnten wegen ungeklärter datenschutzrechtlicher Vorbehalte nicht eingepflegt werden.

Hieraus ergibt sich, dass die Brennstoffaufnahme für die neuen Ortsteile in der Regel nicht gebäudescharf getroffen werden kann, da die entsprechenden Informationen sich auf die gemeldeten Wärmepumpen und Öltanks beschränken.

Seit 2010 hat die EWP das Stromnetz der neuen Ortsteile übernommen und kann damit als alleiniger Ansprechpartner eine zuverlässige Aussage zum Jahresstromverbrauch für den gesamten Einzugsbereich der LHP machen. Da die Übernahme des Gasnetzes durch die EWP ebenfalls geplant ist, können Gasnetzkarte und Gasverbrauch zukünftig voraussichtlich ebenfalls für das gesamte Gebiet eingepflegt werden.

Für die Außenbereiche der LHP, überwiegend neue Ortsteile und dünn besiedelte Bereiche in den alten Ortsteilen wurde eine Stadtbegehung zur Ermittlung der Bruttogrundfläche, der

Nutzung, des Sanierungsstandes und des Gebäudealters mit dem Auto durchgeführt und bei vergleichsweise homogener Struktur ein Gebiet blockweise kategorisiert. Daher sind insbesondere in den neuen Ortsteilen durch die Stadtbegehung ermittelte Kennwerte wie z. B. die Bruttogrundflächenschätzung mit höheren Unsicherheiten behaftet als in der Innenstadt.

#### **7.1.4 Denkmalschutz**

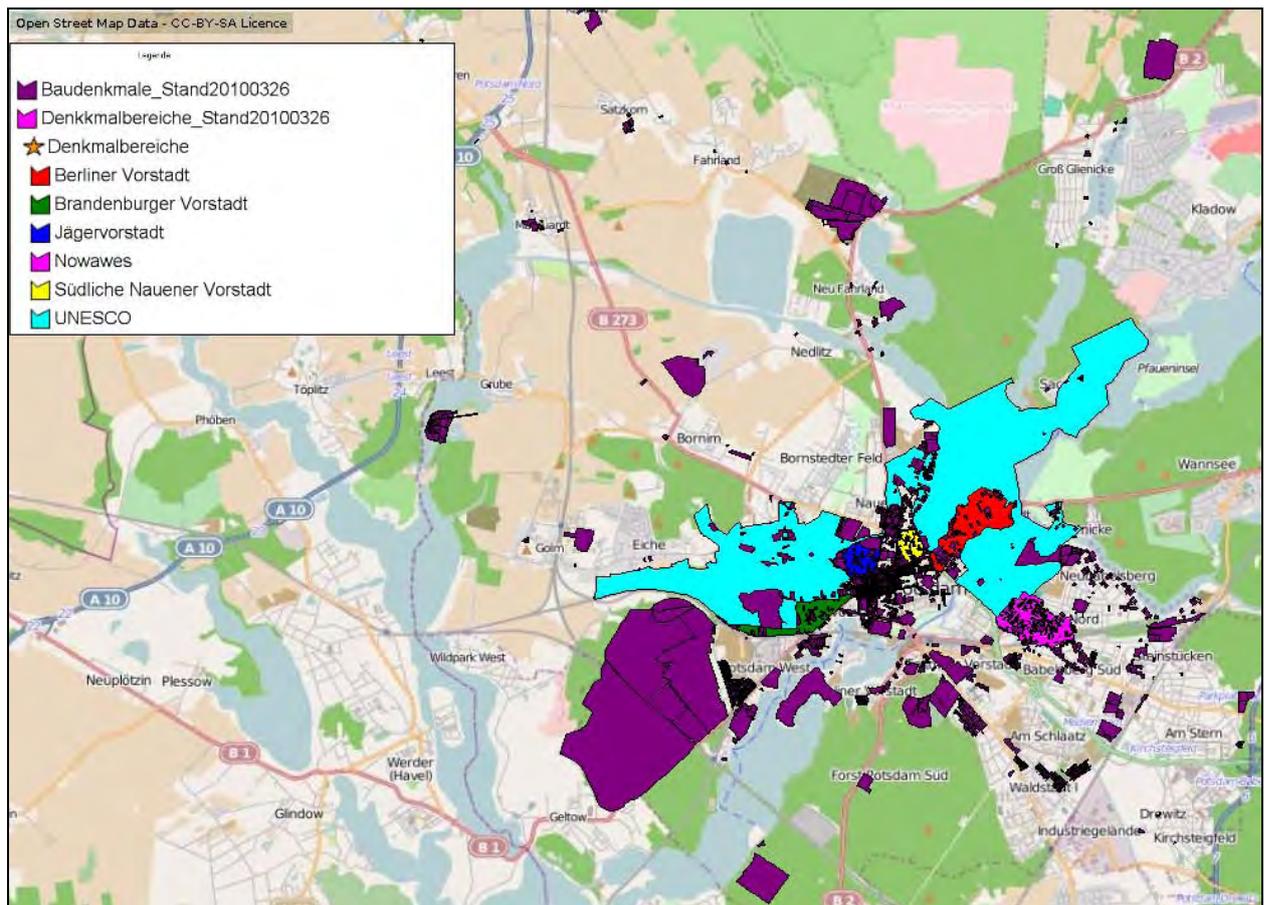
Die LHP weist einen hohen Anteil an Denkmalbereichen und Baudenkmalen aus.

Angaben zur Kategorisierung der Gebäude des Liegenschaftskatasters hinsichtlich der Attribute Baudenkmal und Flächendenkmal wurden von der Denkmalbehörde über Los 4 zur Verfügung gestellt. Dabei sind die Markierungen zu Baudenkmalen nicht auf ALK<sup>1</sup>-Gebäude bezogen, sondern liegen als Flächenmarkierungen vor (Beispiel Wildpark), die selbst Gebäude markieren, die auf Grund ihres Baualters nicht unter den Denkmalschutz fallen können. Eine manuelle Zuordnung zu den ALK-Objekten auf Grund der zur Verfügung gestellten textlichen Erläuterung war im Rahmen der zeitlichen Vorgaben und ohne Mithilfe der Denkmalschutzbehörde nicht möglich. Es wurde daher ein automatisierbares Verfahren gewählt, in dem alle Gebäude, die in den in folgender Karte farblich markierten Gebieten (Baudenkmale wie Flächendenkmale) liegen, mit dem Attribut Denkmal belegt wurden, wenn sie zusätzlich zur Gruppe „geschätztes Baualter < 1945“ gehören.

Unter diesen Annahmen ergibt sich bei einer insgesamt ermittelten Bruttogrundfläche (BGF) von 13,2 Mio. m<sup>2</sup> beheizter Fläche ein Anteil denkmalgeschützter Bruttogrundfläche von 22 % (2,9 Mio. m<sup>2</sup>).

---

<sup>1</sup> ALK steht für Automatisierte Liegenschaftskarte.



**Abb. 7.2:** Baudenkmale und Denkmalbereiche

### 7.1.5 Gebäudealter

Für die Bestimmung des Gebäudealters lagen vier Informationsquellen vor:

1. Die visuelle Einschätzung bei der Stadtbegehung in den Kategorien
  - vor 1945
  - bis 1989
  - bis 1995
  - bis jetzt (1.Quartal 2010)
2. Die von der Stadt übergebenen adressbezogenen Datensätze vom Bauamt (nur Wohngebäude, kein direkter Bezug zum ALK-Objekt, 68 % konnten auf Grund der Adresse zugeordnet werden mit Fehlern bei mehreren Gebäuden für eine Adresse)
3. Die Angaben der Liegenschaftsverwaltungen
4. Die Angaben aus den Energiepässen

Da nur die Daten aus der Stadtbegehung vollständig sind, wurden diese primär ausgewertet. Die Daten vom Bauamt wurden bei Unsicherheit und Verfügbarkeit im Rahmen der

Stadtbegehung hinzugezogen. Ein Abgleich mit den beiden letzten Quellen ist aus terminlichen Gründen nicht erfolgt.

Es ergibt sich folgende Verteilung:

**Tab. 7.2:** Bruttogrundflächen-Anteile nach Gebäudealter

Alter	Beheizte BGF [Mio m <sup>2</sup> ]	Anteil
vor 1945	5,0	38 %
bis 1989	4,1	31 %
bis 1995	0,4	3 %
bis 2009	3,7	28 %
Gesamt	13,2	100%

### 7.1.6 Sanierungsstand

Für die Bestimmung des Sanierungsstandes lagen vier Informationsquellen vor:

1. Die visuelle Einschätzung bei der Stadtbegehung mit den Kategorien
  - a. Einfachverglasung unsaniert
  - b. Doppelverglasung unsaniert
  - c. Teilsaniert nach der Wärmeschutzverordnung 1995
  - d. Wärmeschutzverordnung 1995 eingehalten
  - e. Teilsaniert nach der Energieeinsparverordnung von 2007
  - f. Energieeinsparverordnung von 2007 eingehalten
2. Sanierungsjahr vom Bauamt (siehe oben bei Gebäudealter)
3. Angaben der Liegenschaftsverwaltungen
4. Angaben aus den Energiepässen

Da nur die Daten aus der Stadtbegehung vollständig sind, wurden diese ausgewertet. Die Daten vom Bauamt wurden bei Unsicherheit und Verfügbarkeit im Rahmen der Stadtbegehung hinzugezogen. Ein Abgleich mit den beiden letzten Quellen ist aus terminlichen Gründen nicht erfolgt.

Es ergibt sich folgende Verteilung:

**Tab. 7.3:** Bruttogrundflächen-Anteile nach Sanierungsstand

Sanierungsstand	Beheizte BGF [Mio m <sup>2</sup> ]	Anteil
Einfachverglasung unsaniert	0,04	0%
Doppelverglasung unsaniert	1,5	12%
Teilsaniert WSV 95	5,4	41%
WSV 95	5,45	41%
Teilsaniert EnEV 2007	0,2	1%
EnEV 2007	0,6	5%
Gesamt	13,2	100%

### 7.1.7 Verteilung von Nichtwohngebäuden

Mit der Festlegung, dass alle Häuser mit einer BGF kleiner als 200 m<sup>2</sup> als Einfamilienhäuser gerechnet werden, ergibt sich folgende Verteilung:

**Tab. 7.4:** Bruttogrundflächen-Anteile der Gebäudetypen in Potsdam

Typ	Beheizte BGF [Mio m <sup>2</sup> ]	Anteil
Einfamilienhäuser (EFH)	1,2	9%
Mehrfamilienhäuser (MFH)	7,7	58%
Nichtwohngebäude (NWG)	4,4	33%
Gesamt	13,2	100%

Die Nichtwohngebäude verteilen sich auf die Kategorien:

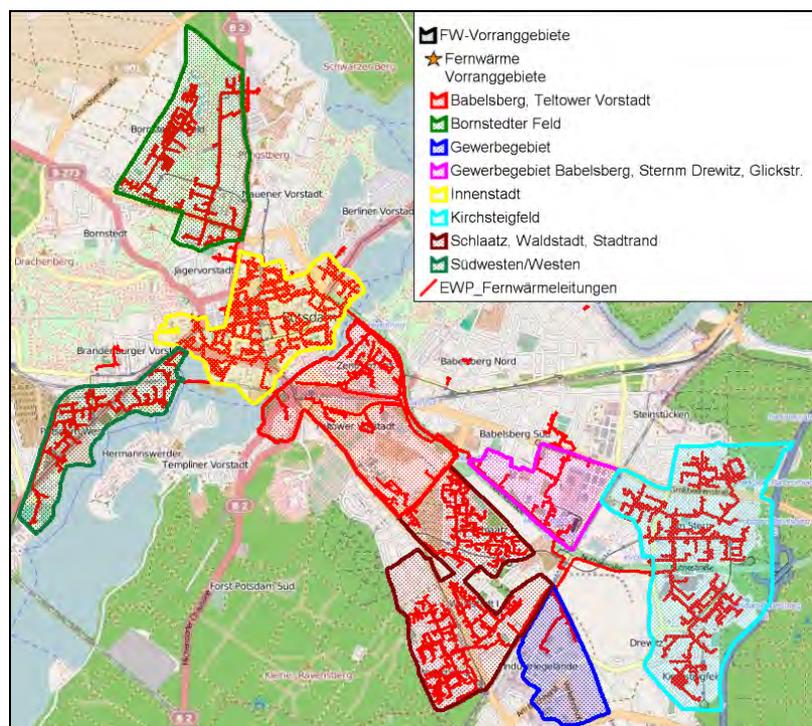
**Tab. 7.5:** Bruttogrundflächen-Anteile bei Nichtwohngebäuden

Kategorie	BGF-Anteil
Parlaments-, Gerichts-, Verwaltungsgebäude	17%
Universitäten, Institute, Fachhochschulen	9%
Gesundheitswesen	6%
Schulen / Kitas	10%
Sportbauten, Sportanlagen	2%
Sozialbauten	3%
Kulturelle und musische Zwecke, Veranstaltungen	5%
Hotel, Beherbergung	3%
Gaststätten	2%
Handel	17%
Bürogebäude	15%
Produktion, Werkstätten, Lager, Technik	12%
Gesamt	100%

## 7.1.8 Erzeugungs- und Versorgungsstruktur

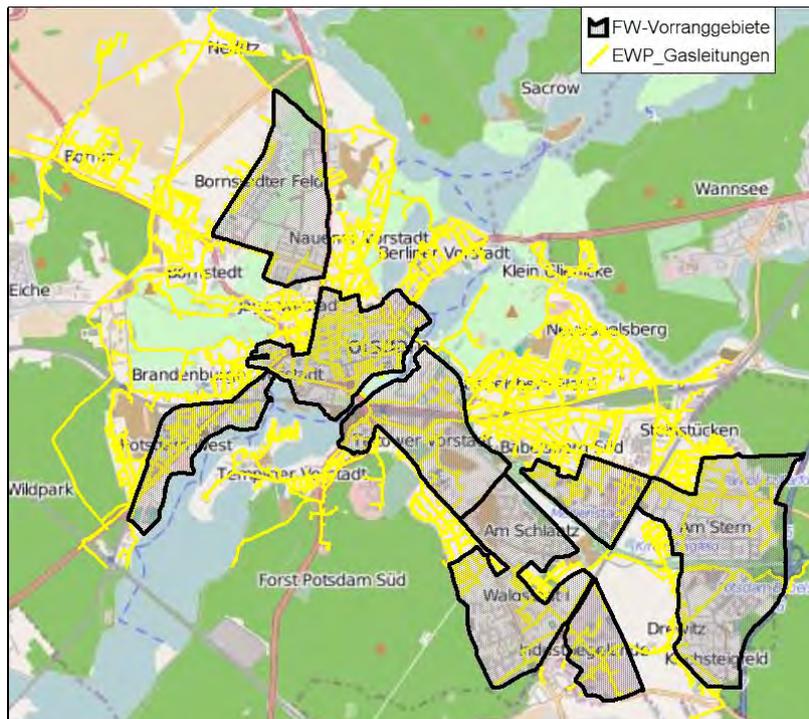
### 7.1.8.1 Versorgungsnetze Strom, Gas und Fernwärme

Das Stadtgebiet ist stromseitig und gasseitig überwiegend mit den bundesweiten Strom- und Gasnetzen (H-Gas) verbunden. Seit Januar 2010 hat die EWP das Stromnetz der neuen Ortsteile übernommen, die Übernahme der Gasverteilnetze in diesen Ortsteilen von der Havelländischen Stadtwerke GmbH und der Erdgas Mark Brandenburg GmbH ist geplant. Die Versorgung mit Fernwärme aus den Kraft-Wärme gekoppelten Energieerzeugungsanlagen der EWP ist im Wesentlichen auf die Fernwärmevorranggebiete gemäß der Fernwärmesatzung der Stadt Potsdam beschränkt (vgl. Landeshauptstadt Potsdam (1998)).



**Abb. 7.3:** Fernwärmevorranggebiete und Fernwärmenetz der EWP

Das Gasnetz der EWP der alten Ortsteile wird in nachfolgender Abbildung wiedergegeben. Zum Verteilnetz Gas der Neuen Ortsteile wurden von den bisherigen Betreibern keine Informationen zur Verfügung gestellt.



**Abb. 7.4:** Gasnetz der EWP und Fernwärmevorranggebiete zum Vergleich

Neben der Lage der Fernwärme- und Gasnetze wurde zur Bestimmung des Brennstoffeinsatzes in einem ALK-Gebäude auch adressbezogene Abrechnungsdaten zum Gas- und Fernwärmeverbrauch genutzt.

### 7.1.8.2 Primärenergiefaktor Fernwärme

Die in Potsdam von der EWP zur Verfügung gestellte Fernwärme wird im Jahresmittel zu 90 % im Erdgas gefeuerten GuD-Kraftwerk HKW Potsdam-Süd im Kraft-Wärme-Kopplungsprozess erzeugt. Der darüber hinausgehende Bedarf wird über Erdgas gefeuerte Spitzenkesselanlagen an den Standorten HKW Potsdam-Süd und HW Potsdam-Nord in der Zeppelinstraße gedeckt.

Die Auslegungsleistungen der GuD-Anlage betragen:

- Leistung elektrisch: 84,0 MW
- Leistung thermisch: 101,4 MW

Für die Deckung der Spitzenlast der Fernwärmeversorgung und zur Besicherung beim Ausfall von Kraftwerkseinheiten steht eine Heißwassererzeugerleistung von 218,0 MW zur Verfügung.

Im Jahr 2008 wurden bei einem Erdgas-Brennstoffeinsatz von rd. 1,2 Mio. MWh<sub>Hi</sub> ca. 467.000 MWh Strom in das elektrische Verteilnetz und ca. 522.000 MWh Wärme in das Fernwärmenetz gespeist. Der Eigenstrombedarf der Anlagen, z. B. für die Fernwärmenetzpumpen ist hierbei abgezogen worden. Der Jahresnutzungsgrad der Kraft-Wärme-

Kopplung betrug im Jahr 2008 etwa 86 %. Die erzeugte Strommenge betrug dabei auf den Brennstoffeinsatz bezogen 42,0 %, die erzeugte Wärmemenge analog 44,2 %. Die durch die Verteilung der Wärme im Stadtgebiet entstehenden Netzwärmeverluste betragen im Jahr ca. 13 % der an den Übergabestationen in den Gebäuden abgegebenen Wärmemenge.

Für eine Bewertung des Primärenergiegehalts der Fernwärmeversorgung sowie der mit der Fernwärmeversorgung verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen ist eine Zuteilung (Allokation) des verwendeten Brennstoffs auf die beiden energetischen Produkte Strom und Fernwärme erforderlich, die in dem Koppelprozess der Kraft-Wärme-Kopplung im GuD-Kraftwerk der EWP erzeugt werden. Zur Ermittlung des Primärenergiefaktors wird nach den Bestimmungen der gültigen Energieeinsparverordnung (EnEV) die Vornormen DIN V 18599-1/100 herangezogen. Der Primärenergiefaktor wird benötigt, um im Energieausweis die Einhaltung der primärenergetischen Anforderungen zu überprüfen.

Der Primärenergiefaktor der Fernwärmeversorgung der EWP wurde zuletzt im Juni 2009 auf der Grundlage der Betriebsdaten des Jahres 2008 sowie auf der Grundlage eines Primärenergiefaktors von 2,7 für den nicht erneuerbaren Anteil der Stromversorgung im bundesdeutschen Strommix durch den TÜV Nord zertifiziert. Im Ergebnis wird für die Wärmeversorgung aus dem Fernwärmenetz ein Primärenergiefaktor von 0,1836 ausgewiesen (vgl. TÜV Nord (2009)).

Die vorhergehende Zertifizierung wies einen Primärenergiefaktor für die Fernwärme von 0,05 aus, der auf dem zum Zertifizierungszeitpunkt geltenden höheren Rechenwert von 3,0 für den Primärenergiefaktor des bundesdeutschen Strommixes basierte. Der Primärenergiefaktor der Fernwärme lag damit 70 % unter dem derzeitigen, für die EnEV-Berechnung zulässigen Rechenwert von 0,1836. Die Rechenwerte dürfen nach ihrer Veröffentlichung 10 Jahre verwendet werden.

Mit der seit Oktober 2009 gültigen Novellierung der Energieeinsparverordnung (EnEV 2009) wird der Rechenwert 2,6 für den Primärenergiefaktor des nicht erneuerbaren Anteils im bundesdeutschen Strommixes verlangt. Im Fall einer Neuzertifizierung würde sich der Primärenergiefaktor der Fernwärme um mehr als 50% auf 0,2837 erhöhen, gleichbleibende Betriebsdaten vorausgesetzt. Die Ursache für die Veränderung der Primärenergiefaktoren liegt im Wesentlichen am steigenden Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung im bundesdeutschen Strommix.

Zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fernwärme werden gemäß DIN V 18599-1/100 die Primärenergiefaktoren des Brennstoffs (in Potsdam Erdgas) sowie der Primärenergiefaktor des Strommixes angewendet. Ausgegangen wird vom Primärenergieaufwand für die Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung und für den Spitzenlastbetrieb, bezogen auf die Primärseite der Hausübergabestationen. Davon wird der vermiedene Primärenergieaufwand der verdrängten Stromerzeugung abgezogen, der mit dem Primärenergiefaktor des nicht erneuerbaren Anteils im bundesdeutschen Strommix im Rahmen der sogenannten Stromgutschrift berechnet wird. Er wird auf die gleiche Bezugsgröße normiert. Bei der Be-

rechnung der Stromgutschrift wird nur der netto eingespeiste Strom berücksichtigt, der Anteil für elektrische Hilfsenergie z. B. für die Fernwärmenetzpumpen wird vorher abgezogen.

Außerhalb der EnEV sind zur Verteilung von Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Emissionsanteilen auch andere, abweichende Methoden anwendbar. Sämtliche Methoden beruhen jedoch auf einem Vergleich des Primärenergieeinsatzes bzw. der freigesetzten CO<sub>2</sub>-Emissionen mit einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung oder mit dem Brennstoffmehraufwand zum Ausgleich der Minderstromerzeugung eines Kraftwerks mit Fernwärmeauskopplung gegenüber dem Kraftwerksbetrieb in Kondensationsfahrweise (ohne Wärmeauskopplung). Was bei den verschiedenen Methoden ebenfalls mehr oder weniger berücksichtigt wird, ist die unterschiedliche Gewichtung der in den Produkten Strom und Wärme enthaltenen Exergieanteile<sup>1</sup>. Da der Strom als nahezu reine Exergie höherwertiger als die Wärme ist, wird ihm in der Regel der höhere Primärenergieaufwand zugeschrieben, er ist schließlich auch nur mit erheblich höherem Primärenergieaufwand zu erzeugen.

Bei der Anwendung der bereits zitierten Norm DIN V 18599, die für die Bewertung der Fernwärme nach der EnEV vorgeschrieben ist, wird dagegen der für die Stromerzeugung aufgewendete Primärenergieanteil entsprechend dem Primärenergieaufwand im bundesdeutschen Strommix zugeordnet und der verbleibende Primärenergieaufwand der Fernwärmeversorgung zugerechnet. Dies führt zu dem in diesem Kapitel beschriebenen Effekt, dass durch die stetige Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie im bundesdeutschen Strommix der Primärenergiefaktor für den Strom sinkt und der Primärenergiefaktor für die Fernwärme steigt.

Um diesem Effekt in Potsdam entgegenzuwirken, schlägt die Arbeitsgemeinschaft vor, bei der Kraft-Wärme-Kopplung den erneuerbaren Brennstoff Biomethan einzusetzen. Wird die vorgeschlagene Maßnahme, zunächst ein KWK-Aggregat mit einer elektrischen Leistung von ca. 4,5 MW und einem elektrischen Wirkungsgrad von rd. 45 % mit Biomethan im Grundlastbetrieb einzusetzen, umgesetzt, können ca. 8 % des jährlichen Erdgaseinsatzes substituiert werden. Der nach der EnEV 2009 berechnete Primärenergiefaktor der Fernwärme kann damit von rund 28 % auf 11 % gesenkt und stabilisiert werden.

Die Anwendung anderer Allokationsmethoden zur Verteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei KWK-Systemen führt, für gasgefeuerte GuD-Kraftwerke beim Primärenergiefaktor der Fernwärme in Abhängigkeit der jeweils gewählten Ansätze

zu etwa 7 bis 9 % unter Berücksichtigung des Brennstoffmehraufwands für die Substitution von Strommindererzeugung durch Fernwärmeauskopplung oder

zu etwa 28 bis 32 % unter Berücksichtigung der Wirkungsgrad-Methode (vgl. Öko-Institut Büro Darmstadt im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.) (2008)).

Bei der Anwendung der klassischen Gutschriftmethode kann das Ergebnis der Bewertung bei der Fernwärme zur Ausweisung negativer Primärenergiefaktoren bzw. negativer

---

<sup>1</sup> Als Exergie wird der Anteil Energie bezeichnet, der unter den Umgebungsbedingungen in mechanische Arbeit umwandelbar ist.

CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren führen. Gemäß DIN V 18599 werden negative Werte zu null gesetzt.

Die Arbeitsgemeinschaft bewertet die potenziell erzielbaren CO<sub>2</sub>-Einsparungen gemäß dem nach DIN V 18599 errechneten Primärenergiefaktor für Fernwärme, da diese Methode den Energiepässen der EnEV zugrunde liegt. Die Bewertung liegt damit im Mittelfeld möglicher Bewertungen.

### **7.1.8.3 Dezentrale BHKW-Einspeisungen**

Neben der zentralen KWK-Anlage der EWP gibt es mit Stand Juni 2010 noch 15 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 400 kW<sub>el</sub> die bis auf das Berufsbildungswerk im Oberlinhaus eine Anlagenleistung zwischen 5 und 15 kW<sub>el</sub> besitzen, in das Stromnetz der EWP in Potsdam einspeisen und eine Vergütung nach dem KWK-Gesetz bekommen bzw. bekommen haben.

Zusätzlich speisen in das Netz der EWP die nach dem EEG für Biomasse vergüteten BHKW's aus Fahrland mit 170 kW<sub>el</sub> (2006) und aus Golm mit 90 kW<sub>el</sub> (2007). Die gesamte dezentrale BHKW-Leistung beträgt damit 660 kW<sub>el</sub>, wobei Anlagen ohne KWK- oder EEG-Förderung nicht vollständig erfasst sind.

### **7.1.8.4 EEG-Windstromeinspeisungen**

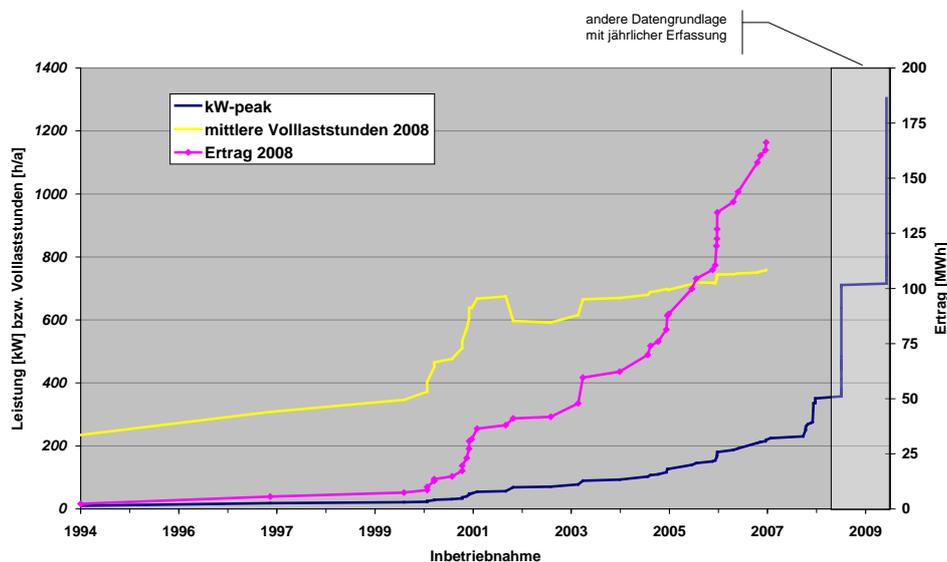
Im Netzgebiet der EWP gibt es mit Stand Juni 2010 keine Windstromeinspeisungen.

### **7.1.8.5 EEG-Solarstromeinspeisungen**

Der Bestand an Photovoltaikanlagen weist mit Stand 01.01.2009 insgesamt 53 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 351 kW<sub>p</sub> und einer Jahresstromproduktion von 175 MWh/a aus, die neu in 2008 installierten Anlagen mit eingerechnet. Dies entspricht 0,3 Promille des Jahresstromverbrauchs von Potsdam in 2008.

Jahresstromproduktion und installierte Leistung verlaufen in den letzten Jahren annähernd exponentiell, der Zuwachs in 2008 betrug rund 100 kW<sub>p</sub>, 2009 hat sich die installierte Leistung auf über 711 kW<sub>p</sub> erhöht. Mit Stand Sommer 2010 ist die Anzahl der Anlagen auf 105 mit einer Gesamtleistung von 1.304 kW<sub>p</sub> gestiegen. Aus den Unterlagen der EWP zur PV-EEG-Einspeisung geht hervor, dass es eine deutliche technologische Weiterentwicklung gegeben hat. Hatten die ersten Anlagen im ersten Jahr nach der Installation noch rund 500 Volllaststunden aufzuweisen, können für die neueren Anlagen im Einzelfall über 1200 h/a registriert werden. Der in den frühen Installationsjahren zu beobachtende tendenzielle Ertragsabfall kann bei den neueren Installationen im Allgemeinen nicht mehr beobachtet werden. Wird die derzeitige installierte Leistung mit 1000 h/a bewertet, beträgt der Anteil am Jahresstromverbrauch der LHP 2008 bereits 2,3 Promille.

Da die EWP die EEG-Netzeinspeisung erfasst, wäre ein automatischer Service seitens der EWP als Anlagenüberwachung denkbar, mit dem insbesondere kleinere Anlagenbetreiber auf einen Ertragsabfall gegenüber dem Neuzustand vom Netzbetreiber hingewiesen werden, um ggf. gegensteuern zu können. Dieser automatisierte Service ist zu geringen Kosten realisierbar und als Marketinginstrument mit der Auswirkung von Ertragssteigerungen im regenerativen Energiebereich einsetzbar.



**Abb. 7.5:** Installierte PV-Leistung / Volllaststunden 2008 / Ertrag 2008

Laut der Ergebnisse aus Los 4 sind von insgesamt 47.870 unbeheizten und beheizten Gebäuden rund 61 % auf Grund des Standortes ohne Berücksichtigung von Statik oder Besitzverhältnissen für die Solare Stromerzeugung geeignet. Davon werden außerhalb der denkmalgeschützten Bereiche 15 % als bis 2020 realisierbares Potential abgeschätzt, was einer Dachfläche von rund 190.000 m<sup>2</sup> und einer installierten Peak-Leistung von ca. 27 MW<sub>p</sub> entspricht. Das sind rund 32% der derzeitigen elektrischen Leistung des GuD-Kraftwerks der EWP. Wenn man exponentielles Wachstum — wie in den letzten Jahren beobachtet — voraussetzt, wäre der Anteil von 32 % sogar schon vor 2020 erreicht.

### 7.1.8.6 Solarthermienutzung

Es gibt in Potsdam, insbesondere in den Außenbereichen, zahlreiche Solaranlagen zur Warmwasserbereitung, die verstärkt beim Neubau im Rahmen des seit dem 01.01.2009 geltenden Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetz als eine Maßnahme zum vorgeschriebenen Einsatz von erneuerbaren Energien entstehen.

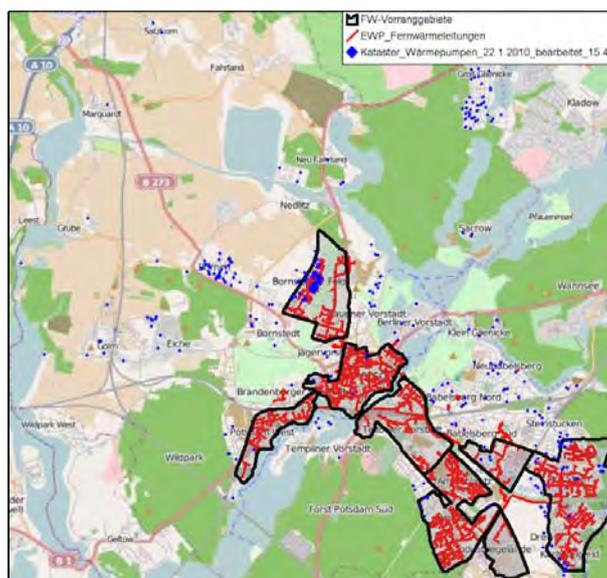
Daten für eine systematische Bestandsaufnahme sind nicht vorhanden, daher wird dieser Anteil im Rahmen der Bestandsanalyse als konservative Abschätzung vernachlässigt. Bei der Verwendung von Mustergebäuden im Rahmen von Szenarios wird der vorgeschriebene

Anteil regenerativer Energien außer bei Anlagen mit Wärmepumpe oder bei der Annahme eines Fernwärmeanschlusses ab EnEV 2009 berücksichtigt.

Für die Gebiete außerhalb der Fernwärmevorranggebiete weisen die Ergebnisse aus Los 4 bei einer Realisierungsrate von 30 % außerhalb der denkmalgeschützten Bereiche ein Potential von rund 34.000 m<sup>2</sup> Modulfläche bei einer Endenergieersparnis von 15 GWh/a Endenergie aus. Dies entspricht 0,9 % der für Heizung und Warmwasser insgesamt in Potsdam benötigten Endenergie.

### 7.1.8.7 Wärmepumpeneinsatz

Die untere Wasserbehörde pflegt in Potsdam ein Wärmepumpenkataster, in dem alle Wärmepumpen mit Erdkontakt mit Adresse und thermischer Leistung gelistet sind. Es ist insgesamt eine Anlagenleistung von rund 8 MW (rund 2,5 % der installierten Fernwärmeleistung) bei 666 Einträgen registriert. Von diesen konnten 62 % auf Basis der bestehenden Adressinformationen einem ALK-Gebäude zugeordnet werden.



**Abb. 7.6:** Wärmepumpenstandorte mit Erdberührung

Auffällig in der Karte ist die Häufung des Wärmepumpeneinsatzes im nördlichsten Fernwärmevorranggebiet im Bornstedter Feld. Dort wurde die Investition in die Wärmepumpentechnik insbesondere bei kleinen Gebäuden genutzt, um einen Anschluss an die Fernwärme mit höheren Betriebskosten zu vermeiden, da die Wärmepumpentechnik als Einsatz von regenerativer Energietechnik bewertet wird und hierdurch der Anschlusszwang an die Fernwärme entfällt.

Für alle in der Karte zugeordneten Gebäude wurde in der Auswertung angenommen, dass diese vollständig und monovalent mit einer elektrisch betriebenen Wärmepumpe beheizt werden. Da es für Wärmepumpen, die ihre Energie aus der Umgebungsluft entnehmen, keine Standortangaben gibt und diese somit in der Karte auch nicht dargestellt werden

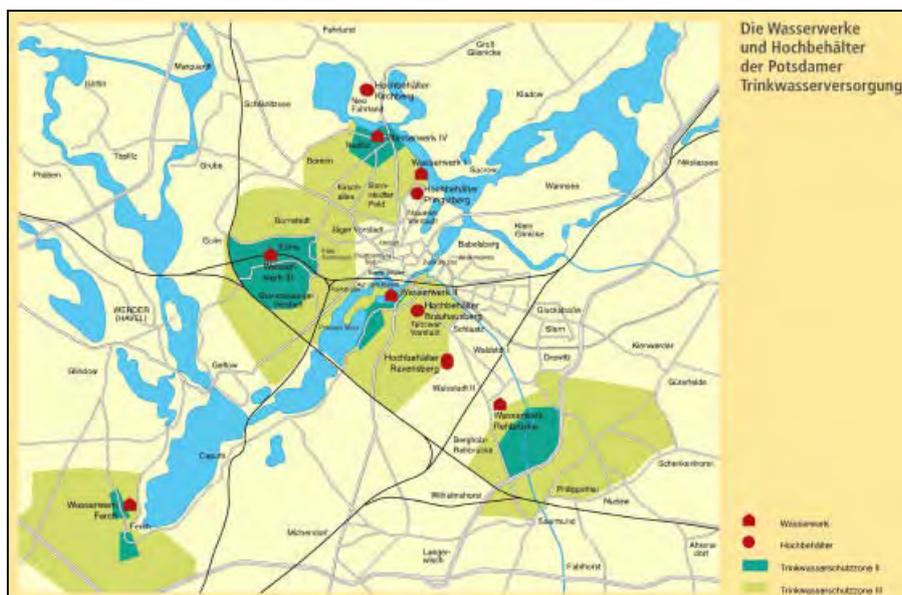
können, wurden diese nur pauschal summarisch bei der Potentialabschätzung für Wärmepumpen bei den Maßnahmen berücksichtigt.

Derzeit sind stromgetriebene Luft-Wasser-Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von rund 2,8 bis 3 primärenergetisch betrachtet nur unwesentlich besser als Gasbrennwertkessel. Zukünftig wird sich diese Technik jedoch durch den steigenden Anteil von regenerativem Strom im Strommix, durch den steigenden Anteil von Niedertemperaturheizungen und der damit verbundenen niedrigeren Vorlauftemperaturen bzw. höherer Jahresnutzungsgrade sowie durch technologische Fortschritte deutlich von den Gasheizungen abheben. Dies gilt in sehr viel stärkerem Maß für die Wasser-Wasser-Wärmepumpen. Für die Hochrechnung auf das Jahr 2020 wurde für Luft-Wasser-Systeme mit einer Jahresarbeitszahl von 3,1 und für Wasser-Wasser-Systeme mit 4,2 kalkuliert.

### 7.1.8.8 Öl als Brennstoff

Die Bestimmung der Gebäude, die mit Öl als Brennstoff versorgt werden, erfolgt auf Basis der registrierten Öltanks bei der unteren Wasserbehörde, ergänzt durch die Angaben durch die Liegenschaftsverwaltungen und die Angaben in den Energiepässen für spezielle Gebäude. Eine Abstimmung mit den Kkehrbuchdaten der Schornsteinfeger konnte nicht getroffen werden, da die Daten nicht adressscharf bereitgestellt wurden.

Die Anzeigepflicht bei der unteren Wasserbehörde – eingeführt nach der Wende 1989 - nimmt oberirdische Heizöltanks bis 1.000 l von der Anzeigepflicht aus, wenn diese sich außerhalb von Trinkwasserschutzgebieten befinden.



**Abb. 7.7:** Trinkwasserschutzzonen

Da in der Innenstadt nur mit wenigen oberirdischen Heizöltanks zu rechnen ist, beschränkt sich die Ungenauigkeit im Wesentlichen auf die entlegenen Außenbereiche der neuen Orts-

teile sowie dünn besiedelte Gebiete in Babelsberg, jeweils mit kleinen Gebäuden und wurde daher insgesamt vernachlässigt.

Im praktischen Alltag der unteren Wasserbehörde erfährt diese in der Regel nicht von den Außerbetriebnahmen oder dem Abbau der Öltanks, obwohl der Rückbau meldepflichtig ist. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass ein Teil der registrierten Öltanks nicht mehr benutzt wird. Sofern anderslautende Angaben aus anderen Quellen zum Brennstoff vorlagen, wurden die Brennstoffannahmen zum Öl korrigiert.

Insgesamt sind rund 1.300 Standorte mit registrierten Öltanks bekannt, von denen 79 % auf Grund der Adresse einem ALK-Gebäude zugeordnet werden konnten. Anlagenleistungen sind auf Grund der Öltankregistrierung nicht vorhanden.

Der Einsatz von Ölheizungen konzentriert sich auf die Gebiete außerhalb des Fernwärmevorranggebietes, insbesondere in Groß Glienicke, südliche Teltower Vorstadt, Babelsberg Nord und Süd sowie Stern und Drewitz.

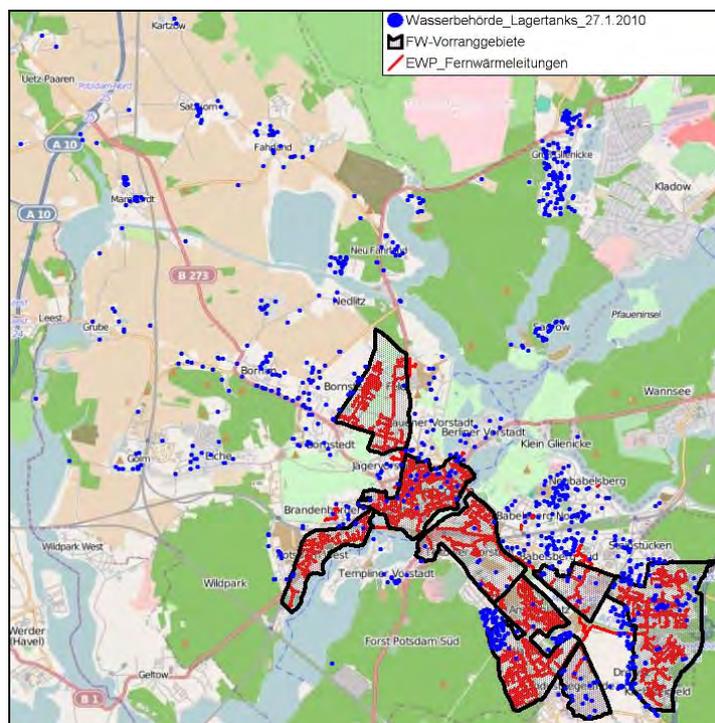


Abb. 7.8: registrierte Öltanks

### 7.1.8.9 Festbrennstoffe

Als Festbrennstoffe zur Heizung und Warmwassergewinnung werden Braunkohle, Steinkohle in Form von Koks und Holz in Form von Scheitholz, Hackschnitzel oder Pellets verwendet. Beschaffung, Absatz und Installation der Anlagen sind stark individualisiert, eine gebäudescharfe Zuordnung der Brennstoffe ist auch bei Nutzung der Kkehrbuchdaten der Schornsteinfeger nicht möglich.

In der historischen Klimabilanz der Stadt Potsdam wurde der Verbrauch von Kohle über die Anzahl kohlebeheizter Wohnungen auf Basis des noch aus DDR-Zeiten stammenden Wohnungskatasters übernommen. Das Kataster wird bis heute weiter gepflegt, die Beheizungsart gehört jedoch zu den weniger gepflegten Attributen<sup>1</sup>. Holz als Brennstoff wurde in der historischen Klimabilanz nur für die beiden mit Holz beheizten Nahwärmenetze berücksichtigt, der Anteil wurde zwischen 2003 und 2008 nicht verändert und berücksichtigt weder den steigenden Anteil an Holzpellettheizung im privaten Bereich noch die maßgeblichen Anteile der Beheizung mit Scheitholz<sup>2</sup>.

Auf Grund der hohen Unsicherheiten bei der Datenbeschaffung zu Festbrennstoffen wurde bei allen Gebäuden ohne Brennstoffzuordnung bei den gebäudescharfen Zuordnungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen pauschal eine Beheizung mit Gas angenommen mit der Begründung, dass sich die höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Kohlebrand in erster Näherung durch die geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Heizen mit Holz ausgleichen. Bei expliziter Kenntnis des eingesetzten Brennstoffes können die Annahmen zukünftig verfeinert werden.

#### **7.1.8.10 Bilanzierungsproblematik in liberalisierten Energiemärkten**

In liberalisierten Energiemärkten gibt es eine zusätzliche Schwierigkeit bei der gebäudescharfen Zuordnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen: Da jeder Bezieher von Strom und Gas (im Prinzip auch bei Öl) frei entscheiden kann, welche Qualität er einkauft, lässt sich die verursachte CO<sub>2</sub>-Emission nicht ohne Kenntnis der Bezugsquellen zweifelsfrei einem einzelnen Gebäude zuordnen. Diese Information ist in der Regel nicht verfügbar. Bei der Erstellung des Wärmekatasters werden „grüne“ Energiequellen wie Ökostrom, Biogas und Biodiesel, die für die Beheizung und Warmwasserbereitstellung genutzt werden, bei der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht berücksichtigt, es wird von bundesweiten Durchschnittswerten ausgegangen. Nur bei der Fernwärme kann auf Grund der lokalen Eingrenzung mit einem speziell angepassten und lokal zertifizierten Primärenergiefaktor gerechnet werden.

Methodisch bedeutet es, dass sich Maßnahmen wie der Einsatz von Biogas oder der Betrieb von mit Ökostrom betriebenen Wärmepumpen im Wärmeatlas auf einzelne Gebäude und bilanztechnisch nicht auswirken, auch wenn der positive Effekt im Einzelfall natürlich vorhanden ist.

#### **7.1.9 Verbrauchs- und Emissionsstruktur**

Durch die Separierung von beheizten und unbeheizten Gebäuden, die Ermittlung der beheizten Bruttogeschosfläche und der gebäudescharfen Zuordnung von Verbrauchsdaten der Stadtwerke (EWP), der Liegenschaftsverwaltungen, der verfügbaren Energiepassdaten und der Kennwerte der Mustergebäude wird gebäudescharf der Energieverbrauch und die

---

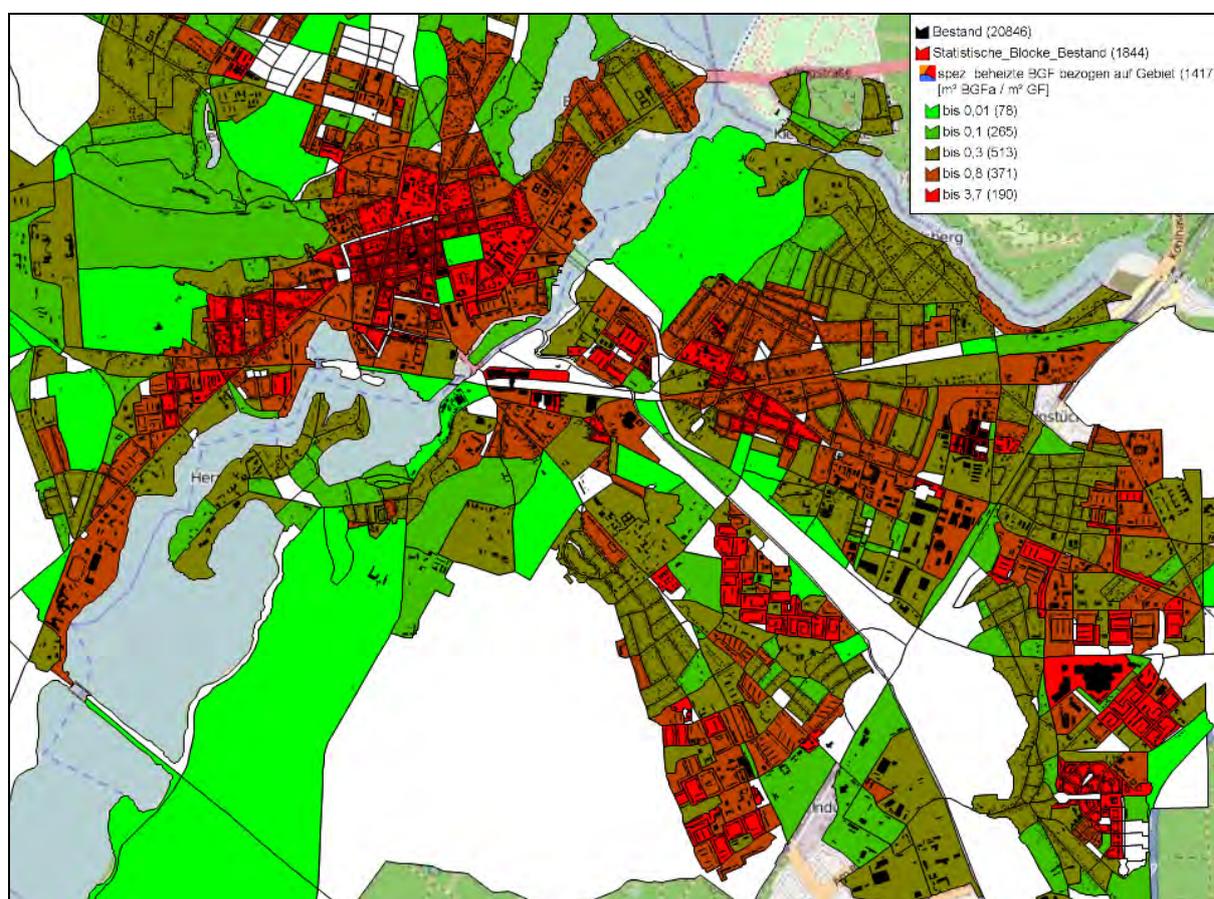
<sup>1</sup> Telefonat vom 12.08.2010 mit Herrn Förster, ehemals Leiter der Fachabteilung Statistik der LHP  
<sup>2</sup> Scheitholzanteil bei Energieholzeinsatz in Privathaushalten liegt bei 80%, durchschnittlicher Verbrauch je WE bei Städten > 50.000 Einwohner 2,4 Fm / WE \* a (vgl. Mantau/Sörgel (2006)).

CO<sub>2</sub>-Emission bestimmt. Diese können zu Zwecken der Auswertung nach verschiedenen Kriterien gefiltert und aggregiert sowie in thematischen Karten dargestellt werden. Im Bestand ergeben sich für den Heizungs- und Warmwasserverbrauch der Stadt Potsdam folgende Werte:

**Tab. 7.6:** Verbrauchs- und Emissionsstruktur Heizung und Warmwasser Bestand

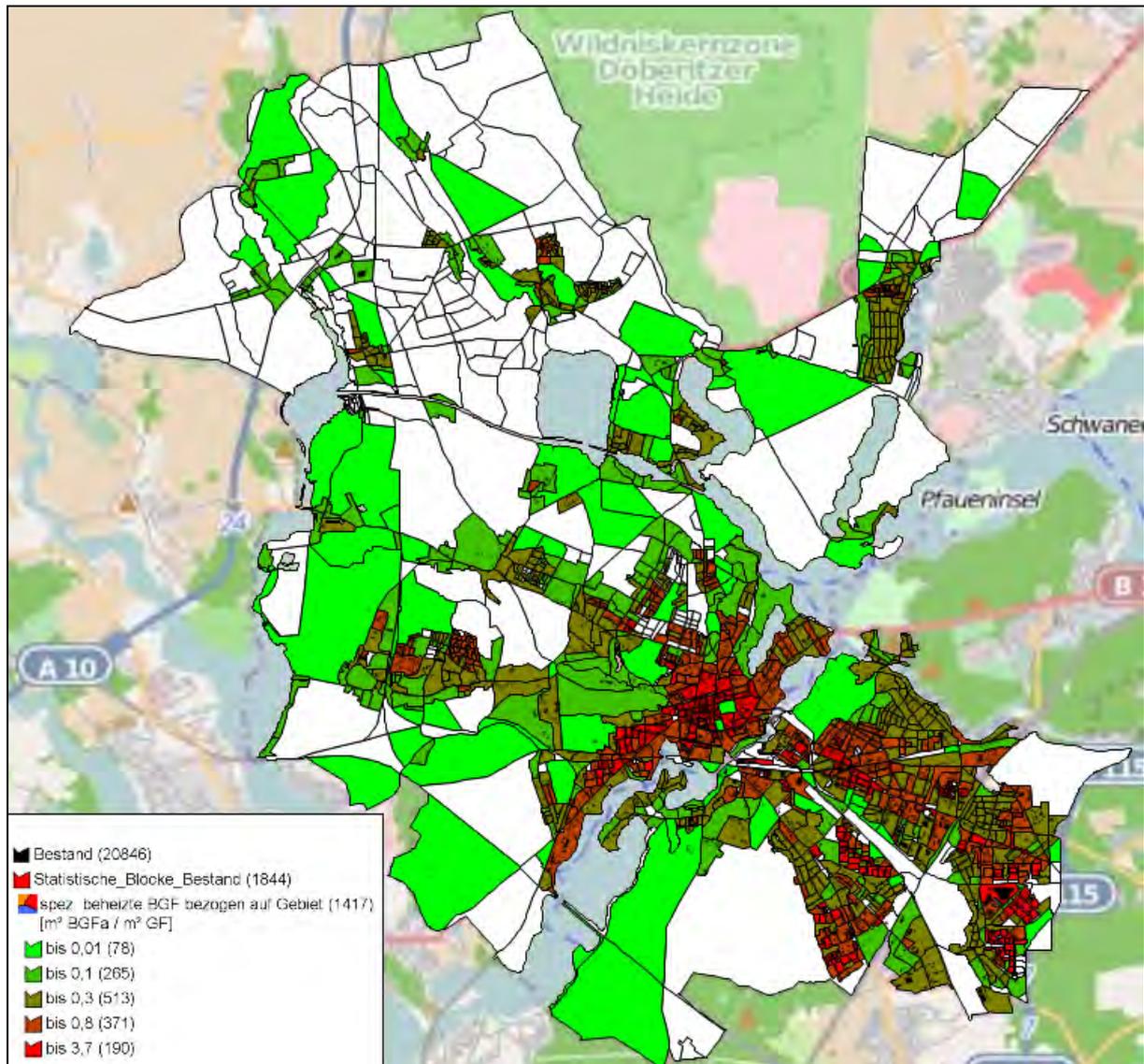
	Gesamt	EFH	MFH	NWG	EFH	MFH	NWG
BGF	13,2 Mio. m <sup>2</sup>	1,2 Mio. m <sup>2</sup>	7,7 Mio. m <sup>2</sup>	4,4 Mio. m <sup>2</sup>	9 %	58 %	33 %
Endenergie	1.723 GWh/a	195 GWh/a	961 GWh/a	567 GWh/a	11 %	56 %	33 %
Primärenergie	1.222 GWh/a	194 GWh/a	678 GWh/a	350 GWh/a	16 %	55 %	29 %
CO <sub>2</sub> -Emission	303 kt/a	48 kt/a	168 kt/a	87 kt/a	16 %	55 %	29 %

Die flächige Verteilung dieser Verbrauchs- und Emissionsstruktur in der Stadt wird in folgenden Bildern veranschaulicht:



**Abb. 7.9:** BGF-Dichte im Bestand, Innenstadt

Abb. 7.9 und Abb. 7.10 weisen farblich für die Innenstadt und das gesamte Untersuchungsgebiet die städtischen Flächenkonzentrationen an beheizter Bruttogrundfläche aus.

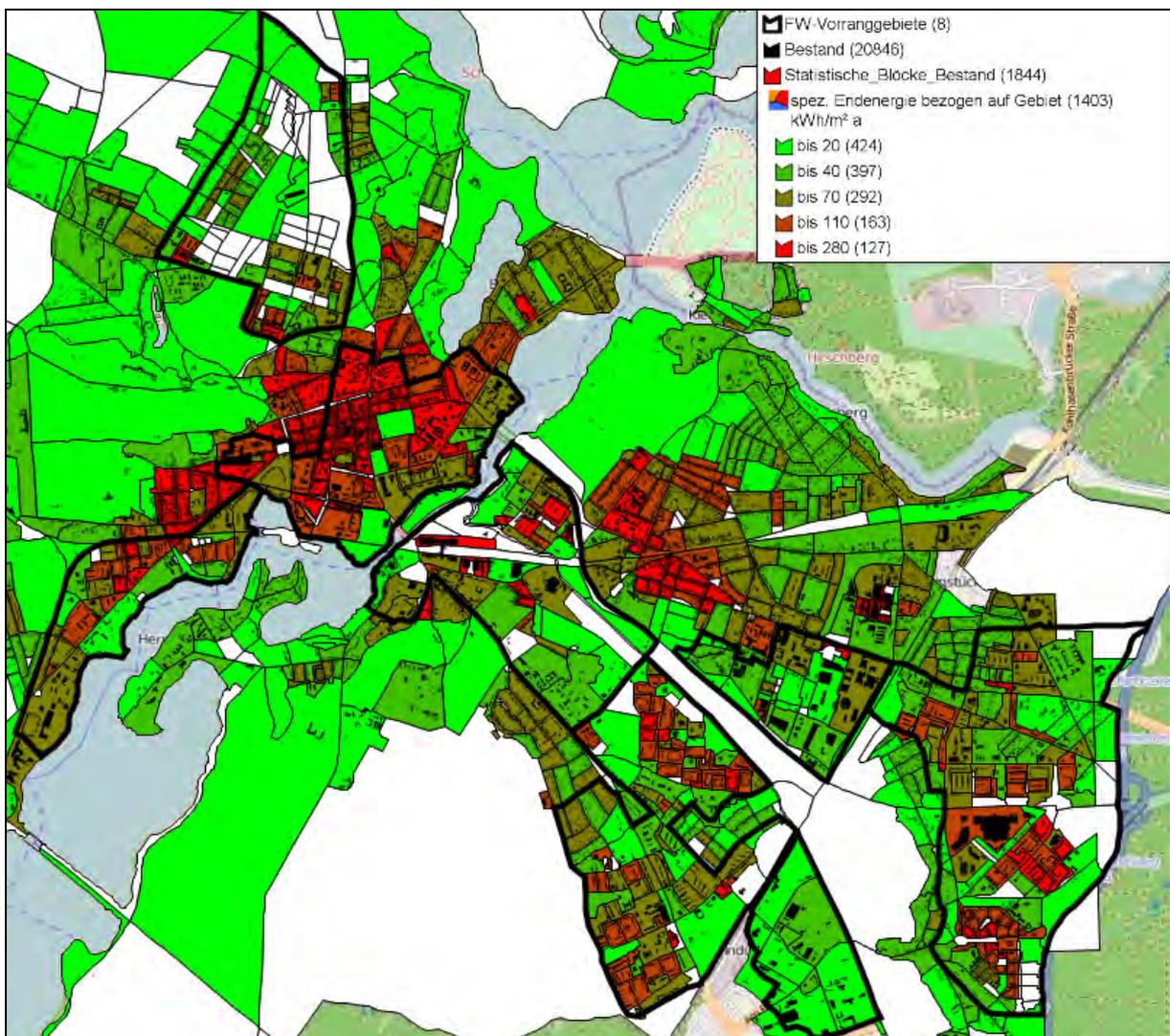


**Abb. 7.10:** BGF-Dichte im Bestand, Bezug statistische Blöcke, gesamt

Bei der Betrachtung der Dichte der beheizten BGF bezogen auf die Grundfläche der statistischen Blöcke, eine gemessene Größe ähnlich der Geschossflächenzahl (GFZ), können städtische Verdichtungsgebiete analysiert werden. Beim Vergleich z. B. des Verdichtungsgebietes Golm/Eiche mit den zugehörigen Energiedichten bezogen auf die Grundfläche der statistischen Blöcke fällt auf, dass dieses Verdichtungsgebiet einen vergleichsweise guten spezifischen Energieverbrauch aufweist und somit für die Nah- und Fernwärmeerschließung von nachrangiger Bedeutung ist.



**Abb. 7.11:** Vergleich Campus Eiche / Golm Verdichtung und Energiedichte

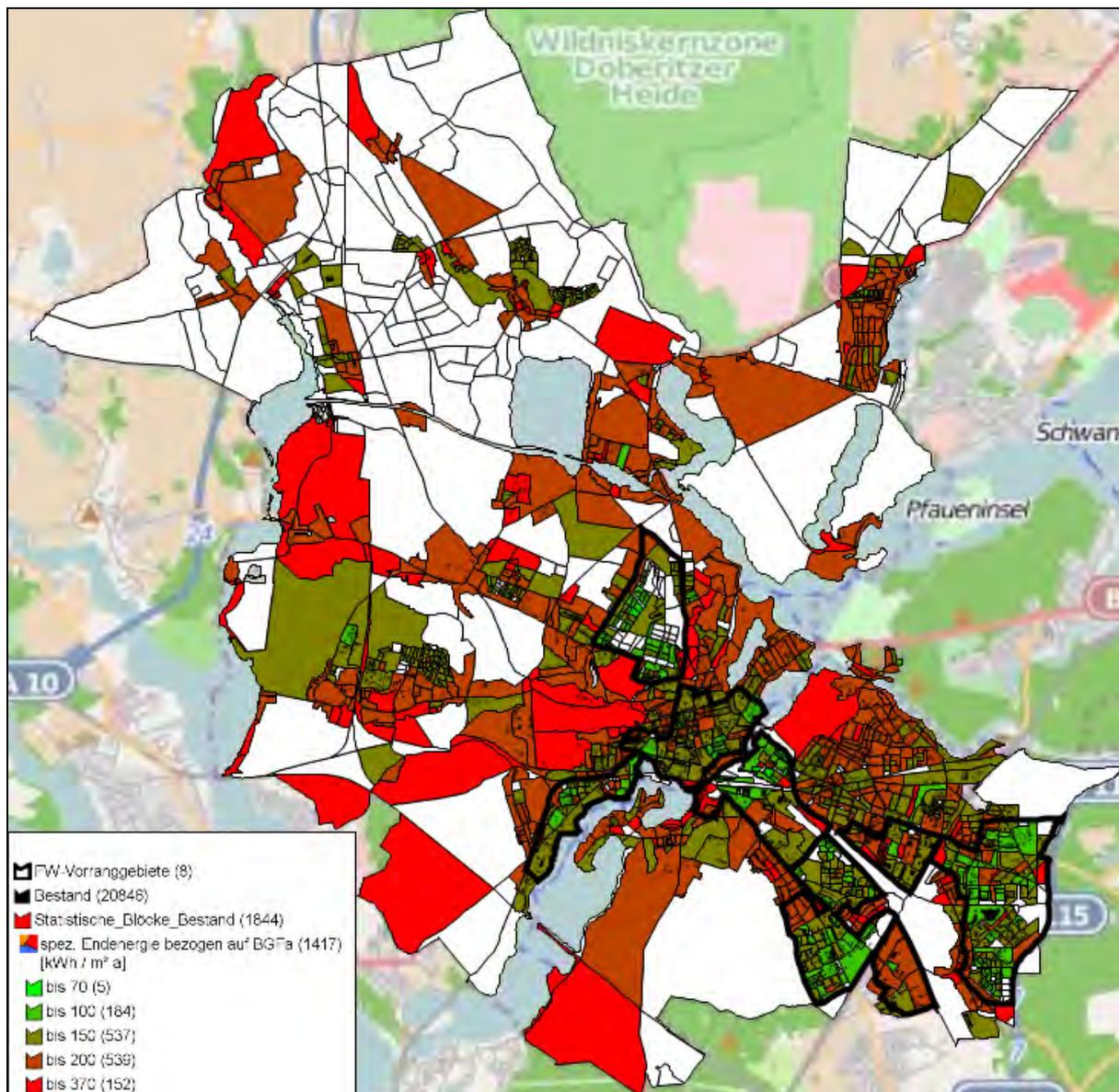


**Abb. 7.12:** Endenergiedichte im Bestand, Bezug statistische Blöcke

Beim Vergleich der Energiedichte für die Endenergie bezogen auf die Grundfläche der statistischen Blöcke ist offensichtlich, dass die Fernwärmevorranggebiete sich nicht mit den Gebieten decken, in denen eine hohe Abnahme erfolgt. Eine vergleichsweise teure Fern-

wärme hat hier möglicherweise ihren Teil zu erhöhten Sanierungsbemühungen in den Fernwärmevorranggebieten beigetragen (vgl. Abb. 7.13).

Zukünftige Fernwärmeerweiterungsgebiete müssen sich aus wirtschaftlichen Erwägungen an der Energiedichte der Endenergie eines Gebietes orientieren.



**Abb. 7.13:** Energiedichte im Bestand, Bezug beheizte BGFa<sup>1</sup> (Sanierungsstand)

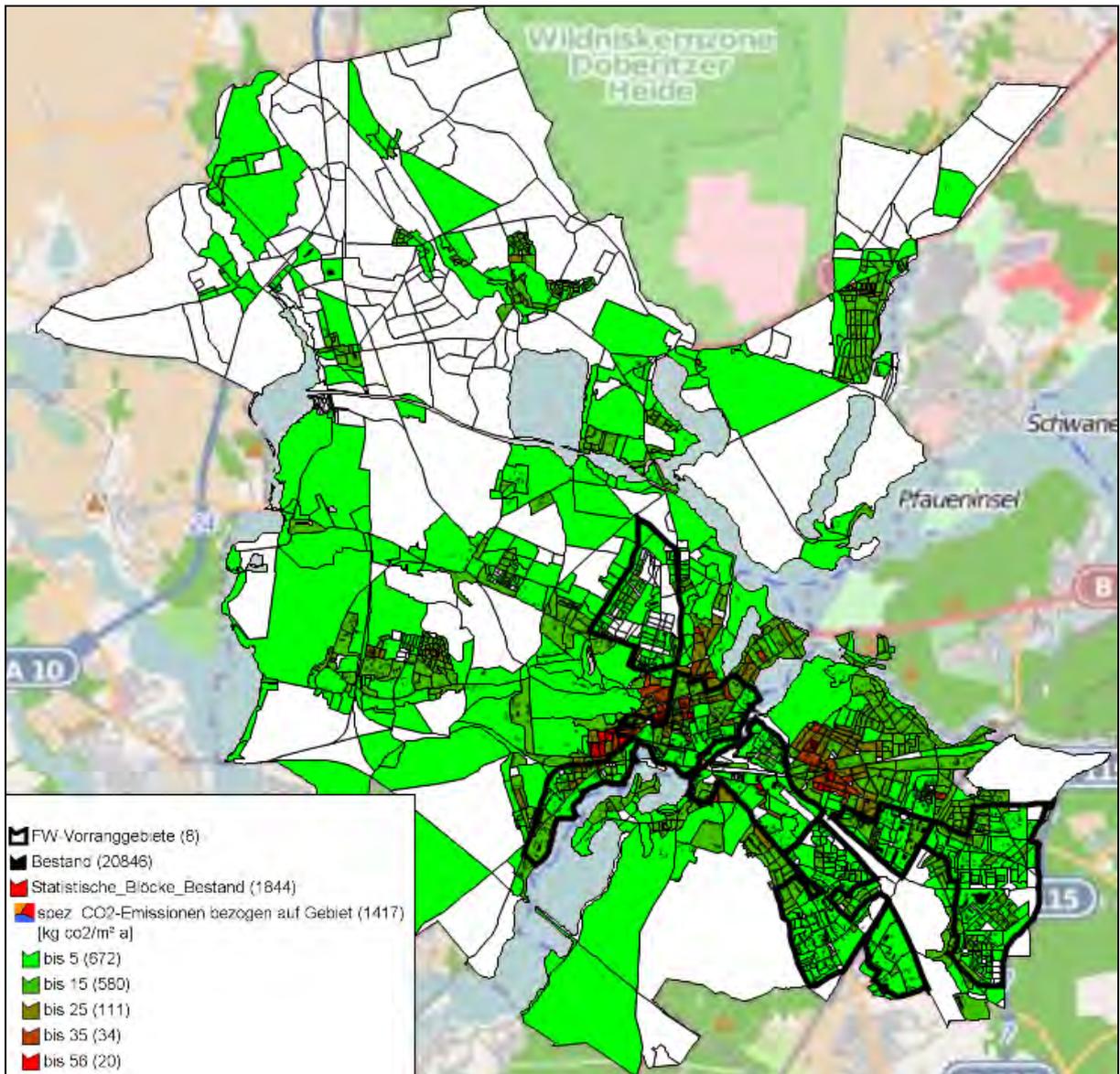
Im Vergleich von Abb. 7.12 mit Abb. 7.13 wird die spezifische Kennzahl durch die Division der Fläche des statistischen Gebiets (Blocks) bzw. durch die Division mit der in diesem Gebiet ermittelten beheizten BGF ermittelt. Weiß sind in beiden Abbildungen die Gebiete geblieben, in denen keine beheizten Gebäude ermittelt wurden.

<sup>1</sup> BGFa = beheizte BGF. Die beheizte Bruttogrundfläche ist im Wärmeatlas generell die Bezugsgröße, daher entfällt der Index in der Regel

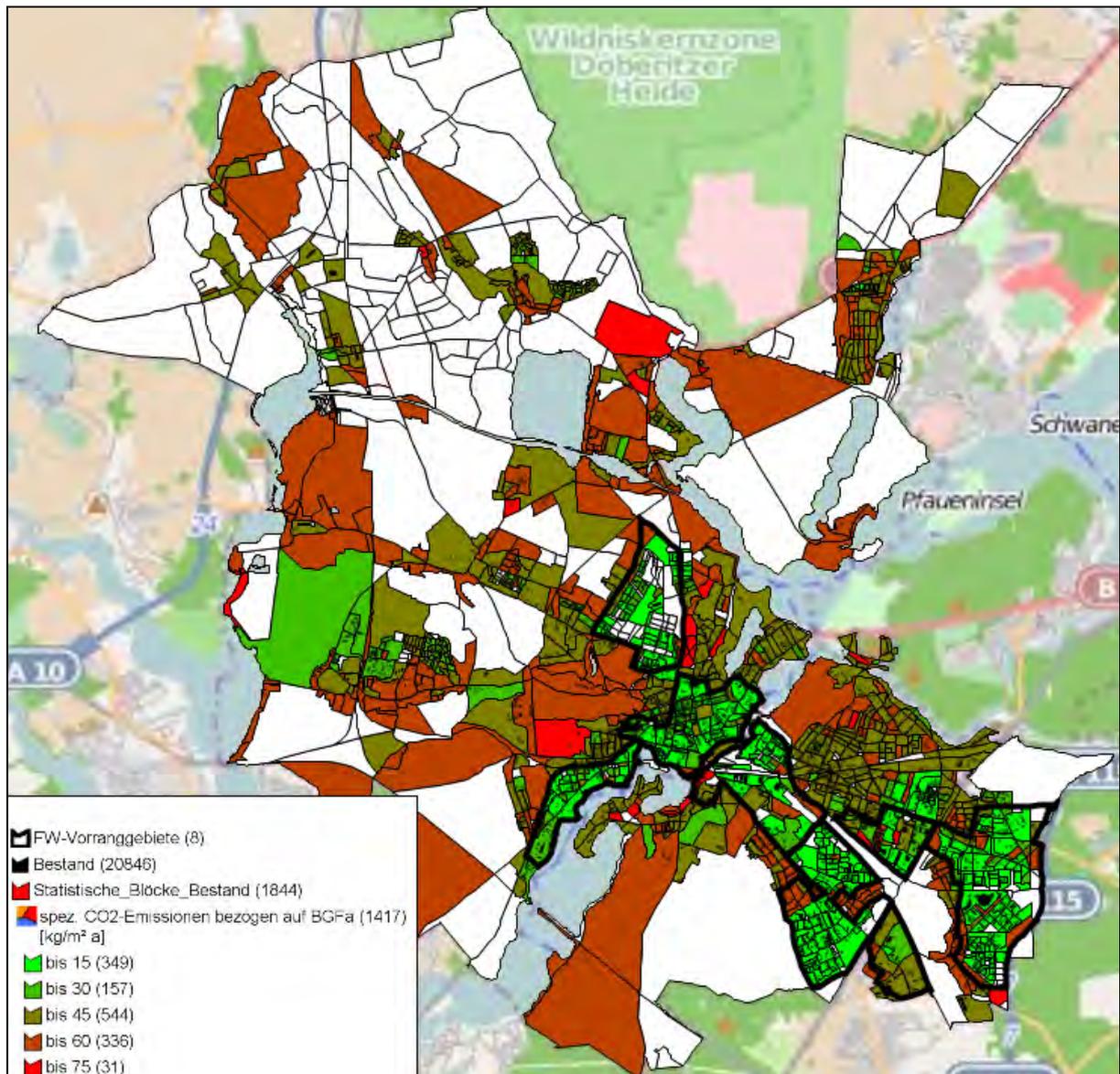
Am vergleichsweise großen Gebiet des südlichen Teils vom Park Sanssouci lassen sich die verschiedenen Blickwinkel verdeutlichen: In Abb. 7.13 fällt das Gebiet in die Kategorie mit den höchsten spezifischen Energieverbräuchen je BGFa. Da es sich jedoch im Vergleich zur Parkfläche nur um wenige denkmalgeschützte Gebäude handelt, wird der Energieverbrauch in Abb. 7.12 über die große Fläche aufgetragen und das Gebiet fällt damit in die Kategorie mit dem geringsten spezifischen Energieverbrauch bezogen auf die Gebietsfläche. Eine Auswertung nach Abb. 7.13 ist damit besser geeignet, einen Handlungsbedarf zu visualisieren, die Darstellung nach Abb. 7.12 wird dagegen für Überlegungen zur Ausbauplanung der Fernwärme benötigt.

In Abb. 7.13 ist noch einmal deutlich zu erkennen, dass der Sanierungsstand der Gebäude, gemessen am spezifischen Endenergiebedarf je beheizter BGFa innerhalb der Fernwärmevorranggebiete deutlich besser ist im Vergleich zu angrenzenden Gebieten.

Abb. 7.14 weist die Schwerpunkte der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus, die mit Ausnahme einiger denkmalgeschützter Gebiete der nördlichen Innenstadt außerhalb der Fernwärmevorranggebiete liegen.



**Abb. 7.14:** CO<sub>2</sub>-Emissionsdichte im Bestand, Bezug statistische Blöcke



**Abb. 7.15:** CO<sub>2</sub>-Emissionsdichte im Bestand, Bezug BGFa (CO<sub>2</sub>-Sanierungsstand)

Beim Bezug der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die beheizte Bruttogrundfläche verschieben sich die Details: Durch die hohe Bebauungsdichte in der nördlichen Innenstadt wird die Interpretation von Abb. 7.14 bezüglich der denkmalgeschützten Gebiete relativiert, sie treten nicht mehr so stark hervor.

Die nur mit geringer Baudichte belegten Gebiete in der Teltower Vorstadt südwestlich vom Aradosee, die zwar im Fernwärmevorranggebiet liegen, aber noch nicht erschlossen sind, sind dagegen auffälliger gefärbt.

Für alle Kategorien sind im Wärmeatlas Online auch gebäudescharfe Karten visualisierbar, die sich für einen Bericht jedoch nur als Ausschnittsvergrößerung eignen. Exemplarisch wird nachfolgend eine Karte mit dem Endenergieverbrauch für die Innenstadt dargestellt.



Abb. 7.16: spezifische Endenergiekennwerte gebäudescharf im Bestand

Mit dieser Darstellung lassen sich aggregierte Werte hinsichtlich der Plausibilität überprüfen und Ausreißer auf Gebäudeebene eingrenzen.

Es lassen sich die Bestandsinformationen aller digitalisierten Energiepässe sowie alle weiteren erfassten Attribute gebäudescharf am Bildschirm online abrufen und analysieren.

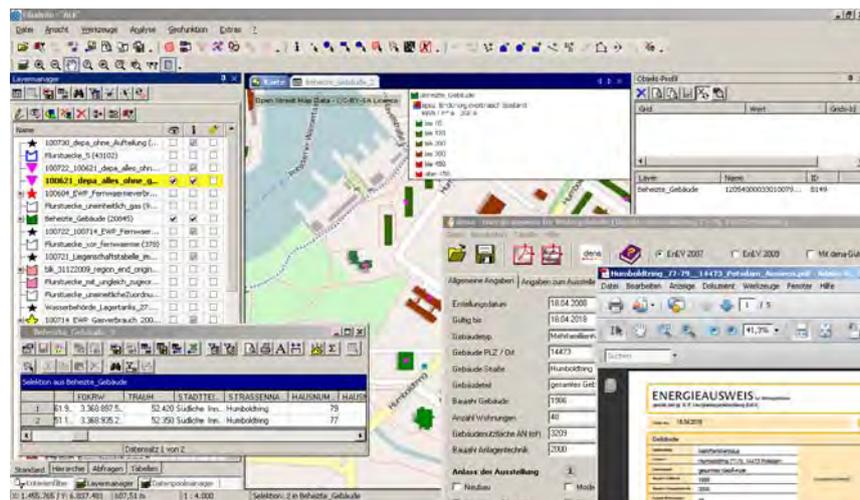


Abb. 7.17: Online-Abwurf von den Gebäuden zugeordneten Energiepässen

## 7.2 Leitbild

Das Leitbild zur Energieversorgung orientiert sich an der konsequenten Verfolgung dreier Unterziele:

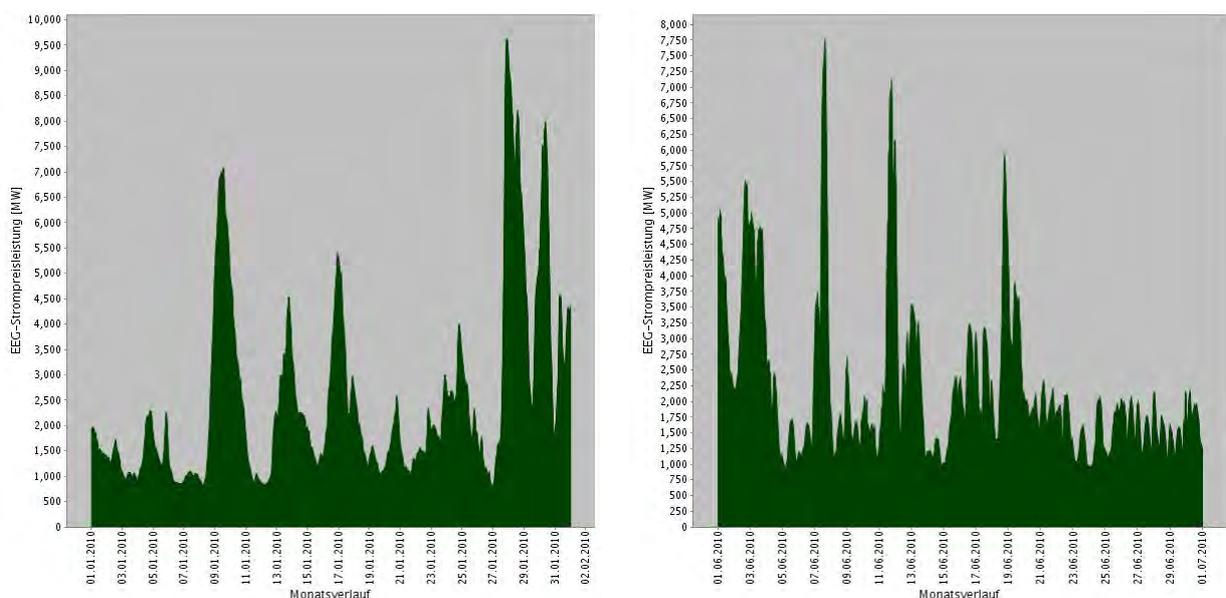
- Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Einhaltung der Klimaschutzvereinbarung 2020 und der Klimaschutzziele 2050
- Reduzierung des fossilen Energieeinsatzes zum nachhaltigen Schutz natürlicher Ressourcen
- Minderung des Endenergiebedarfs zur nachhaltigen Stabilisierung der Wohnkosten

Zur Umsetzung dienen

- Bedarfsenkung (Gebäudedämmung, hohe, z. B. Passivhausstandards im Neubau)
- Effizienzsteigerung (u. a. gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung, PV, Solarthermie und Windstrom)
- Energieträgerwechsel (z. B. Fossil auf KWK-Fernwärme unter Nutzung zunehmend regenerativer Ressourcen oder regenerativ betriebener Wärmepumpen)

### 7.2.1 Stromerzeugung

Bei einem Zeithorizont bis 2020 und darüber hinaus werden sich die Randbedingungen der Energieversorgung drastisch ändern: Der Anteil der regenerativen, stärker fluktuierenden Stromerzeugung wird bis 2050 auf 50 bis 100 % prognostiziert mit dem Effekt, dass die Strompreise für den Endverbraucher sehr volatil werden und dass Energieerzeugungs- wie auch Verbrauchsanlagen, die auf diese dynamisch schwankenden Preise und Erlösstrukturen reagieren können, im Vorteil sind. Es werden tendenziell eher kleine und flinke Erzeugungseinheiten sowie Speichermöglichkeiten für Strom und Wärme benötigt.



**Abb. 7.18:** EEG Einspeisung Januar, Juni 2010 im Netzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH

Der bewusste und transparente Umgang mit Stromverbrauch, -preis und -qualität (Smart-Metering) sowie die Effizienzsteigerung im Haushalt durch die geplanten Top-Runner-Effizienzgesetze bewirken zusätzliche CO<sub>2</sub>-Einsparpotentiale.

### **7.2.2 Wärmeerzeugung**

Der Primärenergiefaktor der KWK-Fernwärme dient zur Umlage der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fernwärmenutzung im Rahmen der Stromgutschriftmethode bei gleichzeitiger Erzeugung von Strom und Wärme aus einem Brennstoff. Er ist eine maßgebliche Größe zur Einhaltung der EnEV-Nachweise bei Fernwärmenutzung. Mit steigendem regenerativem Stromanteil im deutschen Stromnetz sinkt die Stromgutschrift und der Primärenergiefaktor der Fernwärme steigt. Er wird auf Grund des Zusatzaufwandes für den Betrieb des Fernwärmenetzes langfristig ohne stabilisierende Ausgleichsmaßnahmen den Primärenergiefaktor der ungekoppelten Wärmeerzeugung mit Erdgas überschreiten. Mit anderen Worten verschlechtert sich die CO<sub>2</sub>-Effizienz der Fernwärme ohne Gegenmaßnahmen langfristig unter das Niveau einer Brennwerttherme und Gebäude, die heute unter Nutzung von Fernwärme die EnEV einhalten, werden die gleichen gesetzlichen Normen ohne Gegenmaßnahmen in einigen Jahren durch die veränderte Stromgutschrift nicht mehr einhalten können. Immobilien können dadurch an Wert verlieren, Wohnungen werden in Konkurrenz zu anderer Heizungstechnik schlechter vermietbar. Damit die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme, die hohen Investitionen in das bestehende Fernwärmenetz und letztlich auch die Energiestandards und damit die Werthaltigkeit des mit Fernwärme beheizten Gebäudebestandes gesichert und erhalten werden kann, muss der Primärenergiefaktor der Fernwärme langfristig mit einem steigenden Anteil regenerativer Wärmeerzeugung bei der EWP abgesichert werden.

### **7.2.3 Allgemein**

Als Leitbild wird hierzu neben zentralen Maßnahmen der EWP wie z. B. die Nutzung von Biomasse, die Speicherung von Windstrom in Form von regenerativ erzeugtem Gas langfristig auch die Nutzung des kommunalen Fernwärmenetzes zur dezentralen Einspeisung regenerativer Wärme oder Abwärme zur Entwicklung empfohlen. Die Synergien bei gemeinsamer Nutzung von zentralen - auch saisonalen - wie dezentralen Wärmespeichern durch reduzierte Gleichzeitigkeiten lassen sich so optimiert nutzen. Dabei sind der konsequente Aufbau eines intelligenten Abrechnungssystems (Smart-Metering inklusive Fernwärme), eine Absenkung der Netztemperaturen und eine Einbindung dezentraler Stromerzeugung in die Fahrplangestaltung der zentralen städtischen Stromerzeugung die wesentlichen Elemente. Die Rechtfertigung zum Erhalt des Fernwärmenetzes verschiebt sich unter den neuen Randbedingungen von der CO<sub>2</sub>-Stromgutschrift hin zur Nutzung als universeller Puffer und Verteiler von dezentraler Überschusswärme inklusive eines thermischen Windstrompuffers.

## **7.2.4 Das Leitbild der EU – die neue Effizienzrichtlinie für Gebäude**

Die formulierten Leitgedanken fügen sich in den Rahmen der am 19. Mai 2010 veröffentlichten Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamteffizienz von Gebäuden (Neufassung). Diese neuen Rahmenbedingungen müssen in den nächsten Jahren in nationales Recht umgesetzt werden.

In der Richtlinie wird als Ziel formuliert, ein über die Lebensdauer eines Investitionsgutes kostenoptimale Gesamtenergieeffizienz zu erreichen, wobei Investitionskosten, Instandhaltungskosten, Betriebs- und Verbrauchskosten sowie ggf. Entsorgungskosten einbezogen werden. Externe Umweltkosten bleiben weiter unberücksichtigt. Die Mitgliedsstaaten der EU legen Mindestanforderungen an die Gesamteffizienz fest, müssen diese alle 5 Jahre überprüfen und bei technischen Fortschritten auch anpassen. Hocheffiziente Versorgungssysteme wie dezentrale Energieversorgungssysteme auf der Grundlage von erneuerbaren Energien, Kraft-Wärmekopplung, Fern- und Nahwärme bzw. Kälte insbesondere mit regenerativem Anteil und Wärmepumpen sollen bei technischer, ökologischer und wirtschaftlicher Realisierbarkeit bei Neubauten und bei Bestandsbauten im Fall einer größeren Renovierung zukünftig berücksichtigt werden müssen. Die Ausgestaltung der Richtlinie obliegt den Mitgliedsstaaten.

Die Mitgliedsstaaten können gemäß der EU-Richtlinie Ausnahmen bei bestimmten Gebäudekategorien verabschieden, z. B. bei Gebäuden, die auf Grund ihres architektonischen oder historischen Wertes offiziell geschützt sind. Ab 2019 müssen alle Gebäude der Behörden, ab 2021 alle neuen Gebäude als Niedrigstenergiegebäude realisiert werden, der Standard hierzu ist jedoch noch nicht festgelegt. Energieausweise werden Pflicht bei Neubau, Verkauf und Neuvermietung, bei Behörden ab Juli 2015 für Gebäude mit einer Gesamtnutzungsfläche größer als 250 m<sup>2</sup> und starkem Publikumsverkehr. Energieausweise müssen zukünftig bei Bau, Verkauf oder Vermietung dem neuen Mieter oder Käufer vorgelegt und deren Kennwerte auch bei kommerziellen Anzeigen veröffentlicht werden.

## **7.3 Handlungsmöglichkeiten**

In diesem Kapitel werden die Potenziale zur Einsparung von Treibhausgasemissionen für die Beheizung und Warmwassergewinnung von Gebäuden für die LHP unter dem Blickwinkel der Energieversorgung vorgestellt, eine Gegenüberstellung der Einsparpotentiale vorgenommen, Szenarien für eine sinnvolle und realistische Nutzung der Potentiale entwickelt und eine Methode zum Monitoring der Umsetzung vorgeschlagener Maßnahmen beschrieben.

## 7.3.1 Potentiale in der Gebäudehülle

### 7.3.1.1 Vorgehen

Gemäß der Philosophie der Energieeinsparverordnung kommt es im Wesentlichen darauf an, welchen spezifischen Primärenergiekennwert je Quadratmeter Nutz- bzw. Nettogeschossfläche ein Gebäude aufweist. Dabei wird bis auf Vorgaben zum Mindestwärmeschutz bewusst nicht zwischen der Gebäudehülle und der Anlagentechnik unterschieden, um architektonische Freiheiten nicht über Gebühr einzuschränken und die Nutzung örtlicher Gegebenheiten besser einfließen zu lassen.

Da es heutzutage möglich ist, sogar Plusenergiegebäude zu bauen, d. h. Gebäude, die im Jahresdurchschnitt bilanziert mehr Energie erzeugen als sie für den Betrieb verbrauchen, ist die Frage nach dem theoretischen Potenzial für Einsparungen des Primärenergieverbrauchs der Gebäude schnell beantwortet: Sämtliche Primärenergie kann im Prinzip eingespart werden, das Einsparpotential ist gleich dem aktuellen jährlichen Verbrauch. Ebenso verhält es sich mit den CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Rechnung nach EnEV, da hierbei nur Betriebsenergien berücksichtigt werden.

Schwieriger zu beantworten ist dagegen die Frage nach den CO<sub>2</sub>-Einsparpotentialen unter Berücksichtigung der sogenannten grauen Energie<sup>1</sup>, da hierbei Lebenszyklusbetrachtungen angestellt und somit z. B. auch für ein im Betrieb CO<sub>2</sub>-freien Photovoltaikstrom nach GEMIS 4.6 141 g CO<sub>2</sub>/kWh bzw. 154 g CO<sub>2</sub>-e je erzeugter kWh eingerechnet werden müssen (vgl. Öko-Institut e.V. (2010)). Selbst Strom aus Atomenergie hat unter diesem Blickwinkel eine CO<sub>2</sub>-Emission in der Größenordnung 30 bis 60 g/kWh. Die graue Energie bei der Errichtung eines Gebäudes wird im Rahmen des Wärmeatlas auf Grund einer mangelnden Datenbasis nicht in die Bilanz einbezogen.

Da sich der Wärmeatlas außerdem auf den Warmwasser- und Heizenergiebedarf und der damit verbundenen Sekundärenergien wie beispielsweise den Antriebsstrom für die Heizungsumwälzpumpen beschränkt, ist eine Verrechnung der Aufwendungen für die Wärmebereitstellung mit der Gutschrift von Strom aus Photovoltaikanlagen — wie sie bei der Deklaration von Plusenergiegebäuden häufig anzutreffen ist — in diesem Kontext eine unzulässige Methode.

Um eine detaillierte Analyse zu ermöglichen, werden im Folgenden die aus der Gebäudehülle stammenden Sanierungspotentiale getrennt von den Potentialen der Anlagentechnik untersucht. Für die Ermittlung dieser CO<sub>2</sub>-Einsparpotentialen wird von der Methode her, der in der Bestandsanalyse ermittelte gebäudescharfe Ausgangswert mit dem Wert verglichen, der sich durch Änderung der Energieverbrauchskennwerte bei den zugewiesenen Muster-

---

<sup>1</sup> kumulierter Energieaufwand für Herstellung, Transport, Lagerung, Verkauf und Entsorgung eines Produktes inklusive Vorketten und Vorprodukte

gebäuden durch Dämmung der Gebäudehülle unter Beibehaltung von Anlagentechnik und Brennstoff ergibt<sup>1</sup>.

Dabei werden in einem Szenario für die Berechnung der Potenziale in der Gebäudehülle nur Gebäude bestimmter Klassen berücksichtigt (z. B. keine Neubauten), um Sanierungspotenziale unter realistischen Randbedingungen abbilden zu können. Von diesem Potenzial werden für den Zeithorizont 2020 differenziert nach Sanierungsstand, Eigentümerstruktur, Fernwärmenutzung und Denkmalschutz Realisierungsraten bestimmt, um zu einer Abschätzung der Reichweite der vorgestellten Maßnahmen zur Sanierung der Gebäudehülle zu gelangen. Das Ergebnis ist ein realistisches wirtschaftliches CO<sub>2</sub>-Einsparpotential, das durch Maßnahmen an der Gebäudehülle realisiert werden kann.

Bei der Erfassung des Bestandes wurden folgende Sanierungsstände gebäudescharf durch visuellen Anschein im Rahmen der Stadtbegehung erfasst:

- Unsaniert Einfachverglasung
- Unsaniert Doppelverglasung
- Teilsaniert nach WSVO'95
- Teilsaniert nach EnEV 2007
- WSVO'95 Neubau eingehalten
- EnEV 2007 Neubau eingehalten

Für die Bestimmung des Sanierungspotentials in der Gebäudehülle wurden virtuell in einem Szenario alle Gebäude mit den Sanierungsständen unsaniert (Einfach- oder einfache Doppelverglasung) und teilsaniert nach WSVO'95 auf einen in der Gebäudehülle nach zukünftigen Vorgaben sanierten Status gebracht. Nur bei diesen Gebäuden ist es realistisch, dass in die Gebäudehülle innerhalb der kommenden 10 Jahre investiert wird.

Abhängig vom Status des Denkmalschutzes wurde dabei für denkmalgeschützte Gebäude eine Teilsanierung mit einer Sanierungsqualität der thermischen Hülle zwischen EnEV 2009 und einem fiktiven Stand EnEV 2020 berücksichtigt, bei der jedoch auf Grund des Denkmalschutzes nur Fenster, Dach- und Kellerdämmung saniert werden. Für nicht denkmalgeschützte Gebäude wurde ein Standard der Vollsanierung ebenfalls zwischen EnEV 2009 und EnEV 2020 angenommen. In beiden Fällen wurde als Annahme die Dämmwerte der Bauteile zwischen 2009 und 2020 mit gleichen Gewichten gemittelt.

Gebäude, die sich in ihren Verbrauchswerten im Rahmen der Modellierungsgenauigkeit nicht wesentlich unterscheiden, wurden vereinfacht durch ein gemeinsames Mustergebäude abgebildet. Gebäude, die in ihrer Ausprägung nur selten vorkommen wie beispielsweise Altbauten mit Einfachverglasung wurden vereinfachend durch ein naheliegendes Mustergebäude abgebildet, in diesem Fall durch ein unsanierten Altbau mit Doppelverglasung. Durch diese Vereinfachungen wurde die Anzahl der Mustergebäude auf ein verträgliches

---

<sup>1</sup> Szenarienwerte unterliegen der Einschränkung, dass sie in der Auswertung minimal den Bestandswert annehmen dürfen.

Maß reduziert, die vergleichsweise geringen Potenziale durch die Sanierung der unsanierten Gebäude mit Einfachverglasung wurden unterschätzt.

### 7.3.1.2 Bauteilkennwerte der Mustergebäude

Folgende Annahmen wurden für die Gebäudehülle der Mustergebäude getroffen:

**Tab. 7.7:** Übersicht thermische Gebäudequalität der Mustergebäude<sup>1</sup>

Klasse	Gebäudetyp	Sanierungsstand	Bauteile (U-Wert in W / m <sup>2</sup> K <sup>Quelle</sup> )			
			Außenwand	Fenster	Dach	Kellerdecke
vor 1945	Altbau	Doppelverglasung	1,7 <sup>1</sup>	2,7 <sup>1</sup>	0,9 <sup>2</sup>	1,2 <sup>1</sup>
		Teilsaniert WSV 95	1,7 <sup>1</sup>	1,8 <sup>3</sup>	0,3 <sup>3</sup>	0,5 <sup>3</sup>
		WSV 95	0,5 <sup>3</sup>	1,8 <sup>3</sup>	0,3 <sup>3</sup>	0,5 <sup>3</sup>
		Teilsaniert EnEV 2007	1,7 <sup>1</sup>	1,7 <sup>4</sup>	0,3 <sup>4</sup>	0,4 <sup>4</sup>
		EnEV 2007	0,45 <sup>4</sup>	1,7 <sup>4</sup>	0,3 <sup>4</sup>	0,4 <sup>4</sup>
bis 1989	Altbau	Doppelverglasung	1,2 <sup>2</sup>	3,0 <sup>1</sup>	0,7 <sup>2</sup>	0,7 <sup>2</sup>
		Teilsaniert WSV 95	1,2 <sup>2</sup>	1,8 <sup>3</sup>	0,3 <sup>3</sup>	0,5 <sup>3</sup>
		WSV 95	0,5 <sup>3</sup>	1,8 <sup>3</sup>	0,3 <sup>3</sup>	0,5 <sup>3</sup>
	Plattenbau	Doppelverglasung	0,7 <sup>6</sup>	3 <sup>6</sup>	0,45 <sup>6</sup>	0,85 <sup>6</sup>
		Teilsaniert WSV 95	0,7 <sup>6</sup>	1,8 <sup>3</sup>	0,3 <sup>3</sup>	0,5 <sup>3</sup>
		WSV 95	0,5 <sup>3</sup>	1,8 <sup>3</sup>	0,3 <sup>3</sup>	0,5 <sup>3</sup>
bis 1995	Neubau	WSV 95	0,5 <sup>7</sup>	1,8 <sup>7</sup>	0,3 <sup>7</sup>	0,5 <sup>7</sup>
bis 2009	Neubau	WSV 95	0,5 <sup>7</sup>	1,8 <sup>7</sup>	0,3 <sup>7</sup>	0,5 <sup>7</sup>
		EnEV 2007	0,45 <sup>4</sup>	1,7 <sup>4</sup>	0,3 <sup>4</sup>	0,4 <sup>4</sup>
saniert	Denkmal	EnEV 2009/2020	1,7 <sup>1</sup>	0,8 <sup>9</sup>	0,1 <sup>9</sup>	0,1 <sup>9</sup>
saniert	kein	EnEV 2009	0,24 <sup>8</sup>	1,3 <sup>8</sup>	0,2 <sup>8</sup>	0,3 <sup>8</sup>
	Denkmal	„EnEV 2020“	0,18 <sup>9</sup>	0,8 <sup>9</sup>	0,1 <sup>9</sup>	0,1 <sup>9</sup>

### 7.3.1.3 Umsetzungsraten bei der Sanierung der Gebäudehülle

Unter Verwendung der Bauteilkennwerte nach Tab. 7.7 ergibt sich ein Potential von 104 kt CO<sub>2</sub> / a, das dezidiert

<sup>[1]</sup> Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Bekanntmachung der Regeln zur Datenaufnahme und Datenverwendung im Wohngebäudebestand. (Berlin, 30. Juli 200). Wärmedurchgangskoeffizienten entsprechend der Baualtersklasse (Tabelle 2).

<sup>[2]</sup> wie [1], Wärmedurchgangskoeffizienten über mehrere Baualtersklassen gemittelt.

<sup>[3]</sup> WSV 95, Anlage 3, Anforderungen bei Modernisierung

<sup>[4]</sup> EnEV 2007, Anlage 3, Anforderungen bei Modernisierung

<sup>[5]</sup> EnEV 2009, Anlage 3, Anforderungen bei Modernisierung

<sup>[6]</sup> Auswertung von Angabe in den Leitfäden für die Instandsetzung und Modernisierung von Wohngebäuden in der Plattenbauweise des Bundesministeriums für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau zu mehreren Bauarten.

<sup>[7]</sup> Der über die U-Werte definierte Standard ergibt sich aus den Anforderungen der WSV 95 an Neubauten sowie den dort beschriebenen Anforderungen bei Modernisierung.

<sup>[8]</sup> Der über die U-Werte definierte Standard ergibt sich aus den Anforderungen der EnEV 2009 an Neubauten sowie den dort beschriebenen Anforderungen bei Modernisierung.

<sup>[9]</sup> Thermische Qualität ergibt sich aus Diskussionen und Festlegungen der Projektgruppe

- nach den Gruppen Private, PRO POTSDAM, PRO POTSDAM/Drewitz, KIS-Schulen/ Kitas, KIS-sonstige und BLB,
- unterschieden nach Denkmalschutz,
- Brennstoff (Fernwärme und sonstige) und nach
- Sanierungstyp

bezüglich der Umsetzbarkeit geprüft wurde (vgl. Tab. 7.8). Die Betrachtung ergibt ein realistisch umsetzbares Einsparpotential von rund 11 kt CO<sub>2</sub>/a, wobei die verfügbaren Ressourcen auf ein maximales CO<sub>2</sub>-Einsparpotential konzentriert wurden, d.h. bei einer Wahrscheinlichkeit wurden primär Häuser ohne Fernwärmeanschluss saniert ohne Optimierung hinsichtlich geringster Steigerung der zweiten Miete, da hierdurch größere CO<sub>2</sub>-Einsparpotentiale realisierbar sind.

**Tab. 7.8:** Umsetzungsrate Sanierung Gebäudehülle bis 2020

Brennstoff	Denkmal	Akteur	Sanierung	BGF	Diff Co2	Umsetzung 2020	Umsetzung_BGF	U Diff_Co2	U_Kosten
andere Brennstoffe	kein Denkmal	BLB	unsaniert doppelverglast	1.664 m <sup>2</sup>	-43 t/a	100%	1.664 m <sup>2</sup>	-43 t/a	355.693 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	BLB	teilsaniert WSV 95	16.244 m <sup>2</sup>	-480 t/a	40%	6.498 m <sup>2</sup>	-192 t/a	1.192.573 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	KIS_Kita/Schulen	unsaniert doppelverglast	512 m <sup>2</sup>	-24 t/a	100%	512 m <sup>2</sup>	-24 t/a	131.876 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	KIS_Kita/Schulen	teilsaniert WSV 95	20.724 m <sup>2</sup>	-530 t/a	20%	4.145 m <sup>2</sup>	-106 t/a	715.727 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	KIS_sonstige	unsaniert doppelverglast	1.455 m <sup>2</sup>	-62 t/a	100%	1.455 m <sup>2</sup>	-62 t/a	384.516 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	KIS_sonstige	teilsaniert WSV 95	16.955 m <sup>2</sup>	-548 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	Privat WG/NWG	unsaniert doppelverglast	269.128 m <sup>2</sup>	-11.079 t/a	20%	53.826 m <sup>2</sup>	-2.216 t/a	13.498.706 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	Privat WG/NWG	unsaniert einfachverglast	24.086 m <sup>2</sup>	-1.113 t/a	100%	24.086 m <sup>2</sup>	-1.113 t/a	7.230.266 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	Privat WSV 95	teilsaniert WSV 95	2.022.309 m <sup>2</sup>	-66.748 t/a	4%	80.892 m <sup>2</sup>	-2.670 t/a	20.402.609 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	ProPotsdam_Drewitz	teilsaniert WSV 95	168 m <sup>2</sup>	-5 t/a	100%	168 m <sup>2</sup>	-5 t/a	53.667 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	ProPotsdam_sonstige	unsaniert doppelverglast	26.090 m <sup>2</sup>	-965 t/a	100%	26.090 m <sup>2</sup>	-965 t/a	5.713.434 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	ProPotsdam_sonstige	unsaniert einfachverglast	213 m <sup>2</sup>	-7 t/a	100%	213 m <sup>2</sup>	-7 t/a	63.334 €
andere Brennstoffe	kein Denkmal	ProPotsdam_sonstige	teilsaniert WSV 95	29.719 m <sup>2</sup>	-800 t/a	100%	29.719 m <sup>2</sup>	-800 t/a	5.739.390 €
andere Brennstoffe	Denkmal	BLB	unsaniert doppelverglast	29.463 m <sup>2</sup>	-434 t/a	20%	5.893 m <sup>2</sup>	-87 t/a	1.068.426 €
andere Brennstoffe	Denkmal	BLB	teilsaniert WSV 95	13.409 m <sup>2</sup>	-64 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
andere Brennstoffe	Denkmal	KIS_Kita/Schulen	unsaniert doppelverglast	4.926 m <sup>2</sup>	-56 t/a	100%	4.926 m <sup>2</sup>	-56 t/a	581.540 €
andere Brennstoffe	Denkmal	KIS_Kita/Schulen	teilsaniert WSV 95	21.372 m <sup>2</sup>	-101 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
andere Brennstoffe	Denkmal	KIS_sonstige	unsaniert doppelverglast	655 m <sup>2</sup>	-15 t/a	100%	655 m <sup>2</sup>	-15 t/a	230.453 €
andere Brennstoffe	Denkmal	Privat WG/NWG	unsaniert doppelverglast	373.575 m <sup>2</sup>	-5.401 t/a	20%	74.715 m <sup>2</sup>	-1.080 t/a	15.330.778 €
andere Brennstoffe	Denkmal	Privat WG/NWG	unsaniert einfachverglast	1.627 m <sup>2</sup>	-25 t/a	100%	1.627 m <sup>2</sup>	-25 t/a	318.779 €
andere Brennstoffe	Denkmal	Privat WG/NWG	teilsaniert WSV 95	1.440.092 m <sup>2</sup>	-7.352 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
andere Brennstoffe	Denkmal	ProPotsdam_sonstige	unsaniert doppelverglast	52.649 m <sup>2</sup>	-678 t/a	100%	52.649 m <sup>2</sup>	-678 t/a	11.072.388 €
andere Brennstoffe	Denkmal	ProPotsdam_sonstige	teilsaniert WSV 95	43.100 m <sup>2</sup>	-210 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	kein Denkmal	BLB	unsaniert doppelverglast	1.535 m <sup>2</sup>	-9 t/a	100%	1.535 m <sup>2</sup>	-9 t/a	234.434 €
FW	kein Denkmal	BLB	teilsaniert WSV 95	40.758 m <sup>2</sup>	-139 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	kein Denkmal	KIS_Kita/Schulen	unsaniert doppelverglast	23.461 m <sup>2</sup>	-107 t/a	100%	23.461 m <sup>2</sup>	-107 t/a	4.722.611 €
FW	kein Denkmal	KIS_Kita/Schulen	teilsaniert WSV 95	101.135 m <sup>2</sup>	-388 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	kein Denkmal	KIS_sonstige	unsaniert doppelverglast	16.988 m <sup>2</sup>	-85 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	kein Denkmal	KIS_sonstige	teilsaniert WSV 95	20.298 m <sup>2</sup>	-93 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	kein Denkmal	Privat WG/NWG	unsaniert doppelverglast	266.007 m <sup>2</sup>	-1.228 t/a	20%	53.201 m <sup>2</sup>	-246 t/a	9.062.824 €
FW	kein Denkmal	Privat WG/NWG	unsaniert einfachverglast	12.846 m <sup>2</sup>	-85 t/a	100%	12.846 m <sup>2</sup>	-85 t/a	3.645.074 €
FW	kein Denkmal	Privat WSV 95	teilsaniert WSV 95	715.920 m <sup>2</sup>	-2.382 t/a	4%	28.637 m <sup>2</sup>	-95 t/a	4.155.604 €
FW	kein Denkmal	ProPotsdam_Drewitz	unsaniert doppelverglast	122.613 m <sup>2</sup>	-421 t/a	100%	122.613 m <sup>2</sup>	-421 t/a	16.464.655 €
FW	kein Denkmal	ProPotsdam_Drewitz	teilsaniert WSV 95	199 m <sup>2</sup>	-1 t/a	100%	199 m <sup>2</sup>	-1 t/a	71.330 €
FW	kein Denkmal	ProPotsdam_sonstige	unsaniert doppelverglast	38.008 m <sup>2</sup>	-119 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	kein Denkmal	ProPotsdam_sonstige	teilsaniert WSV 95	411.842 m <sup>2</sup>	-1.353 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	Denkmal	BLB	teilsaniert WSV 95	32.902 m <sup>2</sup>	-14 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	Denkmal	KIS_Kita/Schulen	unsaniert doppelverglast	16.051 m <sup>2</sup>	-21 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	Denkmal	KIS_Kita/Schulen	teilsaniert WSV 95	12.411 m <sup>2</sup>	-2 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	Denkmal	KIS_sonstige	unsaniert doppelverglast	31.607 m <sup>2</sup>	-44 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	Denkmal	KIS_sonstige	teilsaniert WSV 95	14.160 m <sup>2</sup>	-7 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	Denkmal	Privat WG/NWG	unsaniert doppelverglast	223.111 m <sup>2</sup>	-388 t/a	20%	44.622 m <sup>2</sup>	-78 t/a	7.174.790 €
FW	Denkmal	Privat WG/NWG	unsaniert einfachverglast	476 m <sup>2</sup>	-2 t/a	100%	476 m <sup>2</sup>	-2 t/a	139.554 €
FW	Denkmal	Privat WG/NWG	teilsaniert WSV 95	427.653 m <sup>2</sup>	-340 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	Denkmal	ProPotsdam_sonstige	unsaniert doppelverglast	15.851 m <sup>2</sup>	-30 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
FW	Denkmal	ProPotsdam_sonstige	teilsaniert WSV 95	21.878 m <sup>2</sup>	-12 t/a	0%	0 m <sup>2</sup>	0 t/a	0 €
<b>Gesamtsumme</b>				<b>6.977.845 m<sup>2</sup></b>	<b>-104.010 t/a</b>		<b>657.322 m<sup>2</sup></b>	<b>-11.187 t/a</b>	<b>129.755.032 €</b>

Die Realisierungsraten beziehen sich auf die Umsetzung im Jahr 2020, jeweils bezogen auf den spezifischen Fall und sind in Tab. 7.8 dokumentiert. Eine Rate von 20 % bedeutet dort, dass jährlich ab 2011 2 % der BGF saniert wird. Die sanierte Fläche für KIS und PRO POTSDAM wurde summarisch abgestimmt. Aus der Tabelle kann entnommen werden, dass rund zwei Drittel der CO<sub>2</sub>-Einsparung aus dem Bereich der Privaten Liegenschaften stammen. Als Annahmen wurde in dieser Gruppe davon ausgegangen, dass bis 2020 alle Gebäude mit Einfachverglasung, jährlich 2 % der unsanierten Gebäude mit Doppelverglasa-

sung und jährlich 0,4 % der bereits teilsanierten Gebäude, für die kein Denkmalschutz besteht, auf einen aktuelle Stand saniert werden.

Die bereits zwischen 2005 und 2010 durchgeführten Sanierungen und ihr Einsparpotential bleiben unberücksichtigt, da die Bestandsanalyse den Zustand via Stadtbegehung und Mustergebäude für das 1. Quartal 2010 erfasst hat. Eine rückwirkende Bestandsanalyse für das Jahr 2005 ist mit den Methoden des Wärmekatasters nicht möglich.

#### **7.3.1.4 Sanierungskosten**

Die Sanierungskosten wurden mit einem einfachen Modell automatisiert über die zu sanierende Oberfläche bestimmt. Grundlage ist ein „Klötzchenmodell“ zur Bestimmung des A/V-Verhältnisses eines Gebäudes anhand der Anzahl der Stockwerke ohne Berücksichtigung der Dachform oder der tatsächlichen Gebäudehöhe. In diesem Rahmen wurden die Fläche der Außenhülle und die Grundfläche bestimmt. Es wurde bei einem angenommenen Fensterflächenanteil aktuelle Sanierungskosten je m<sup>2</sup> Außenhülle für Fenster, Fassade, Keller und einem fensterlosen Giebeldach angegeben. Eine bekannte Grenze des Modells ist die angenommene Höhe einer Etage mit 3 m. Für eine eingeschossige Turnhalle mit Flachdach und einem schmalen Fensterband als Beispiel sind die geschätzten Sanierungskosten daher zu hinterfragen. Für die Betrachtung der Teilsanierung unter Denkmalschutz wurde für die Fenster pauschal ein erhöhter Kostenansatz von 150 % in Rechnung gestellt. Bei diesem Ansatz werden die Mehrkosten bei den Fenstern durch die geringeren Kosten beim Wegfall der Fassadendämmung gerade kompensiert, so dass von den Kosten her nicht zwischen Teilsanierung bei Denkmalschutz und einer Vollsanierung der Gebäudehülle unterschieden werden musste und stets mit den Rechenwerten ohne Berücksichtigung des Denkmalschutzes kalkuliert werden konnte.

Es wurden folgende Ansätze zugrunde gelegt:

**Tab. 7.9:** Kostenannahmen Fassadensanierung

Typ	inkl. MWST	Anteil Bezug	Bezug	Kennwert netto
<b>Außenwand</b>	83,90 €/m <sup>2</sup>	65%	Außenwandfläche	45,83 €/m <sup>2</sup>
<b>Fenster</b>	320,00 €/m <sup>2</sup>	35%	Außenwandfläche	94,12 €/m <sup>2</sup>
<b>Dach</b>	162,40 €/m <sup>2</sup>	150%	Grundfläche	204,71 €/m <sup>2</sup>
<b>Kellerdecke</b>	57,40 €/m <sup>2</sup>	100%	Grundfläche	48,24 €/m <sup>2</sup>

Vollsanierung ohne Denkmalschutz

**Außenhülle** ohne Dach/Keller 139,95 €/m<sup>2</sup>

**Dach/Keller** 252,94 €/m<sup>2</sup>

Teilsanierung mit Denkmalschutz erhöhter Kostenansatz

**Außenhülle** ohne Dach/Keller 141,18 €/m<sup>2</sup> 150%

**Dach/Keller** 252,94 €/m<sup>2</sup> 100%

Quellen: Fraunhofer IRB Verlag (2010); Baukosteninformationszentrum Deutsche Architektenkammer (2009)

### 7.3.1.5 Was kostet der Denkmalschutz?

Diese Frage lässt sich durch ein weiteres Szenario verhältnismäßig leicht ermitteln: Es werden alle denkmalgeschützten Gebäude im Vergleich zum Szenario oben mit einem zukunftsweisenden Standard ohne Berücksichtigung des Denkmalschutzes saniert. In Beiden Szenarien wird nur die Gebäudehülle betrachtet. Die Differenz beider Szenarien ergibt die CO<sub>2</sub>-Kosten für den Denkmalschutz unter der Annahme, dass alle denkmalgeschützten Gebäude im Dach, Kellerdecke und den Fenstern optimal ausgestattet worden sind.

Unter dieser Prämisse wird Potsdam zukünftig für den Denkmalschutz jährlich zusätzlich 52 kt CO<sub>2</sub> emittieren. Das ist knapp ein Drittel der jährlichen CO<sub>2</sub>-Menge, die die LHP im Vergleich zu 2005 bis 2020 einsparen will. Dieser CO<sub>2</sub>-Ausstoß kann durch weitere Maßnahmen wie eine ökologischere Wärmeerzeugung verringert werden. In der Regel ist hier der Fernwärmeanschluss ein opportunes Mittel, sofern verfügbar und noch nicht realisiert. Bei knapp 75 % der unter Denkmalschutz stehenden Gebäude wäre eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen Anschluss an die Fernwärme möglich und ist in den Potentialen zur Fernwärmeerweiterung und Fernwärmeverdichtung enthalten.

Unter der Voraussetzung, dass alle möglichen Verbesserungen an einer effizienten Energieerzeugung zusätzlich zur Dämmung der Gebäudehülle genutzt werden und alle denkmalgeschützten Gebäude — wo möglich — an die Fernwärme angeschlossen werden, kann die Mehremission durch die schlechtere Dämmung der Gebäudehülle bei denkmalgeschützten Gebäuden auf minimal zusätzliche 18 kt CO<sub>2</sub> jährlich abgeschätzt werden.

### 7.3.2 Potentiale durch Nutzung effizienter Erzeugungsanlagen

Bei der Nutzung von Effizienztechnologien zur Gebäudebeheizung und Warmwassererzeugung müssen die realen Vorgaben in der Stadt berücksichtigt werden. So ist es beispielsweise in den nächsten Jahren noch nicht sinnvoll, eine thermische Solaranlage auf einem Gebäude zu betreiben, das am Fernwärmenetz angeschlossen ist, da damit die sommerli-

che Warmwassererzeugung nicht mehr im Kraft-Wärme-Kopplungsprozess erfolgen kann und der im Sommer benötigte Strom dann als Konsequenz aus dem allgemeinen Strommix bezogen werden muss. Im Sommer verursacht dieser Strommix – überwiegend ohne Abwärmenutzung - hohe Emissionen von 800 bis 1.000 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> und der Effekt ist insgesamt negativ.

Daher wird bei der Beschreibung der Handlungsmöglichkeiten zwischen Einzugsgebieten der Fernwärme und den sonstigen Standorten unterschieden.

### **7.3.2.1 Im Fernwärmeverdichtungs- und Erweiterungsgebiet**

Das Einzugsgebiet der Fernwärme wird in Fernwärmeverdichtungs- und Fernwärmeerweiterungsgebiete unterteilt.

Die Handlungsmöglichkeiten im Einzugsgebiet der Fernwärme unterscheiden sich durch die zeitliche Perspektive. Kurzfristig für einen Zeitraum bis 2020 hat die Erweiterung der städtischen, wärmegeführten Stromerzeugung durch eine Erweiterung der Wärmeabnahme aus ökologischer Sicht oberste Priorität. Damit verbieten sich aus Sicht der CO<sub>2</sub>-Einsparung in diesem Gebiet alle Maßnahmen und Energieerzeuger, die einen deutlich höheren Primärenergiefaktor als die Fernwärme der EWP ausweisen. Hierzu zählen neben dem Ersatz von Öl-, Gas- und Kohleheizungen auch die mit GuD-Strom betriebenen Wärmepumpen.

#### **7.3.2.1.1 Fernwärmeverdichtung**

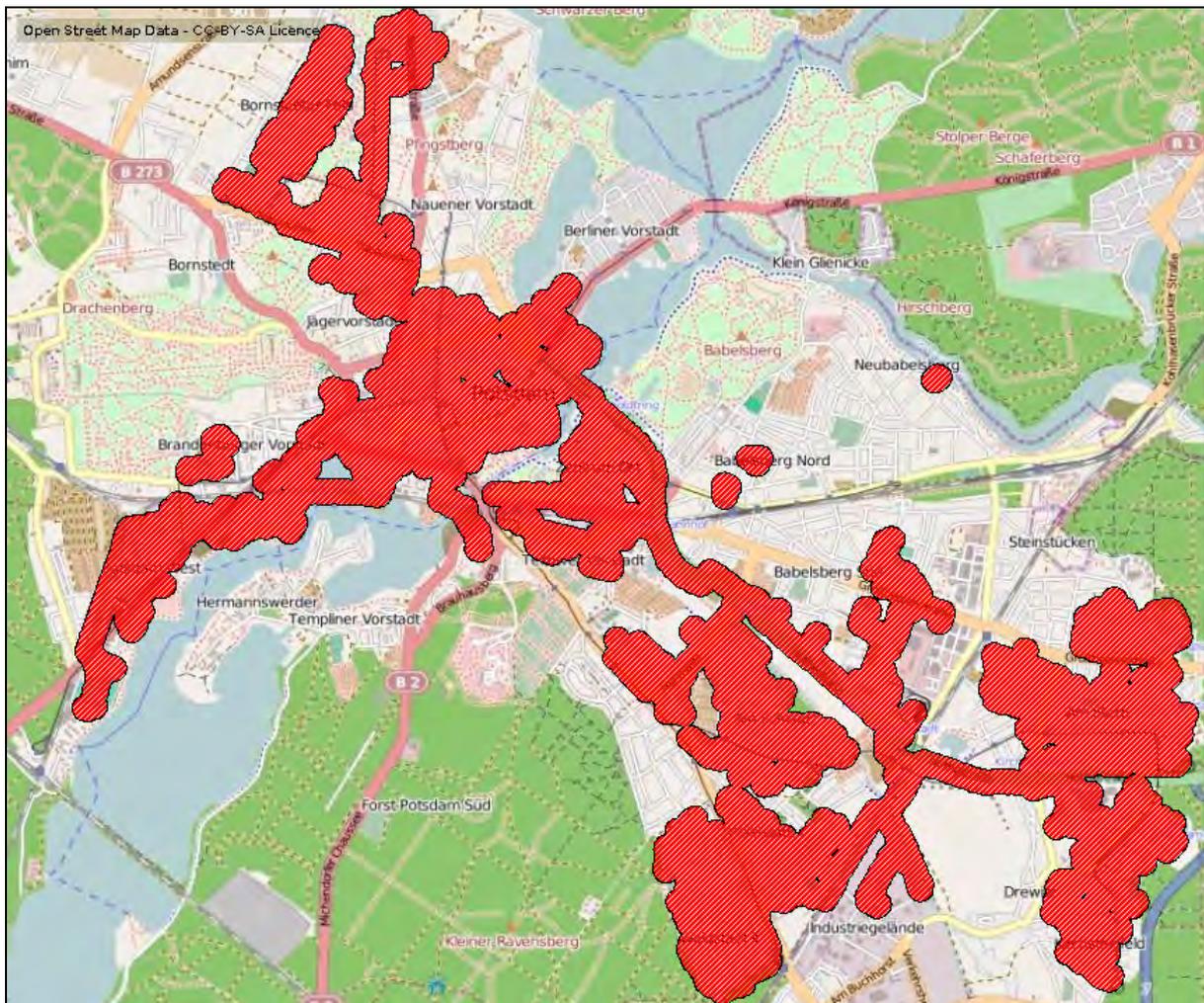
Das Fernwärmeverdichtungsgebiet ist als Schlauch mit 100 m Abstand zu den verlegten Fernwärmeleitungen der EWP definiert. Ziel der Fernwärmeverdichtung ist es, möglichst alle Gebäude innerhalb dieses Gebietes, mindestens aber alle nicht mit Holz beheizten Gebäude sukzessive an die Fernwärme anzuschließen. Damit verbessert sich die CO<sub>2</sub>-Bilanz der neu angeschlossenen Gebäude erheblich, gleichzeitig kann die EWP als Fernwärmeversorger durch diese Verdichtung den Verlust des jährlichen Wärmeverkaufs durch wärmetechnische Gebäudesanierung kompensieren.

Im Fernwärmeverdichtungsgebiet ist der Anschluss in der Regel ohne hohe Investitionen in den Netzausbau möglich. Das ausgewiesene Verdichtungsgebiet liegt überwiegend im Fernwärmevorranggebiet, das den Anschluss- und Benutzungszwang gemäß der Fernwärmesatzung der LHP vom 21. Dezember 1998 definiert. Nach § 5 (2) gilt der Anschluss- und Benutzungszwang ab dem Zeitpunkt der Erneuerung oder wesentlicher Änderung baulicher Anlagen, spätestens jedoch ab dem Jahr 2020 auch für Bestandsgebäude, sofern in den Gebäuden der Wärmebedarf nicht überwiegend regenerativ gedeckt wird. Ein direkter Bezug auf die Erneuerung der Heizungsanlagen ist nicht formuliert worden.

Innerhalb des Fernwärmeverdichtungsgebietes liegt das Potenzial der CO<sub>2</sub>-Reduzierung durch den Wechsel zur Fernwärme bei knapp 27 kt CO<sub>2</sub> jährlich. Durch eine gleichzeitige Dämmung der Gebäudehülle im Rahmen der angesetzten Realisierungsrate bei der Sanie-

Die Einsparung der über 20 Jahre alten Gebäude verringert sich das Einsparpotential abgeschätzt auf gut 24 kt CO<sub>2</sub> jährlich<sup>1</sup>.

Würden alle Gebäude mit einem Alter größer 20 Jahre im Fernwärmeverdichtungsgebiet unter Berücksichtigung des Denkmalschutzes thermisch saniert und erst anschließend die Fernwärmeverdichtung durchgeführt, so reduziert sich das maximal erreichbare Einsparpotential durch Fernwärmeverdichtung auf 16 kt CO<sub>2</sub> jährlich, wenn die Einsparungen durch die Dämmung der Gebäudehülle vollständig der Maßnahme Gebäudehülle zugeordnet werden.



**Abb. 7.19:** 100 m Hüllfläche um das Fernwärmenetz

### 7.3.2.1.2 Fernwärmeerweiterung

Bei der Fernwärmeerweiterung wurden alle an das Fernwärmeverdichtungsgebiet angrenzenden Bebauungsgebiete betrachtet, die visuell eine enge Bebauung mit mindestens zwei Vollgeschossen aufweisen. Dabei wurden bisher nicht erschlossene Gebäude innerhalb der

<sup>1</sup> Das umsetzbare Potential aus der Sanierung der Gebäudehülle beträgt 11 kt CO<sub>2</sub> jährlich. Davon befinden sich 2,6 kt CO<sub>2</sub> jährlich im FW-Verdichtungsgebiet, 4 kt CO<sub>2</sub>/a im FW-Erweiterungsgebiet und 4,6 kt CO<sub>2</sub>/a außerhalb dieser Gebiete.

„Hüllfläche 100 m“ inhaltlich den Erweiterungsgebieten und nicht dem Verdichtungsgebiet zugeschlagen. Das Einsparpotential durch eine Fernwärmeerweiterung beim derzeitigen Sanierungsstand der Häuser beträgt rund 91 kt CO<sub>2</sub> jährlich. Bei einer Realisierungsrate von 50 % unter Berücksichtigung einer gleichzeitigen Gebäudedämmung wie oben angenommen kann das Einsparpotential zu 44 kt CO<sub>2</sub> jährlich abgeschätzt werden.

Würden alle Gebäude mit einem Gebäudealter größer 20 Jahre unter Berücksichtigung des Denkmalschutzes saniert und anschließend an die Fernwärme angeschlossen werden, so beträgt das maximale Einsparpotential im Fernwärmeerweiterungsgebiet 66 kt CO<sub>2</sub> jährlich, wenn die Einsparungen durch die Dämmung der Gebäudehülle vollständig der Maßnahme Gebäudehülle zugeordnet werden.

Das neue Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 01. Januar 2009 setzt in der Schlussbestimmung im Teil 4 den aktuellen gesetzlichen Rahmen:

„Die Gemeinden und Gemeindeverbände können von einer Bestimmung nach Landesrecht, die sie zur Begründung eines Anschluss- und Benutzungszwangs an ein Netz der öffentlichen Nah- oder Fernwärmeversorgung ermächtigt, auch zum Zwecke des Klima- und Ressourcenschutzes Gebrauch machen.“ (EEWärmeG 2009, § 16)

Es wird empfohlen, über diesen Weg den Anschluss- und Benutzungszwang im Fernwärmeerweiterungsgebiet durchzusetzen.

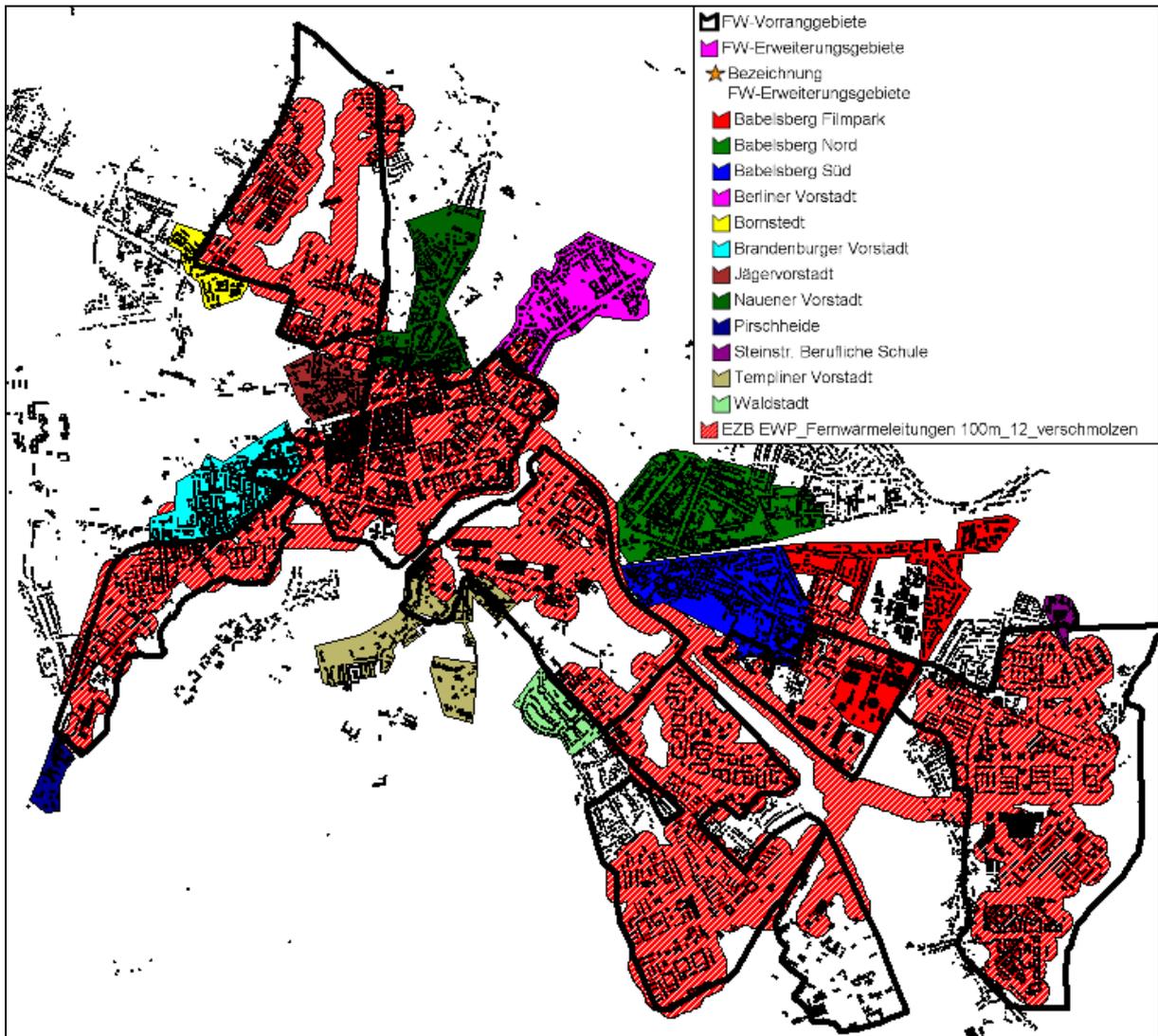


Abb. 7.20: Fernwärmeverdichtungs- und Erweiterungsgebiete

#### 7.3.2.1.3 PV-Nutzung

Die Kombination Warmwasser- und Heizungswärmeversorgung über Fernwärme in Kombination mit Photovoltaik ist eine verträgliche Kombination, die sich ergänzt und nicht behindert: Im Sommer, wenn wenig Wärme benötigt wird und daher weniger Strom im Kraft-Wärme-Verbund mit geringen Gesamtemissionen erzeugt werden kann, wird an den sommerlich langen Tagen ein Teil der fehlenden KWK-Stromproduktion durch die PV-Anlage übernommen. Im Winter dagegen, in dem der Stromertrag über Photovoltaikmodule auf Grund der tief stehenden und seltener scheinenden Sonne sehr gering ist, wird der Strom als Koppelprodukt der Wärmeerzeugung produziert.

#### 7.3.2.1.4 Thermische Solaranlagen

Thermische Solaranlagen in Kombination mit einem Fernwärmenetz sind mittelfristig zu vermeiden, da im Sommer keine Wärme aus dem Fernwärmenetz bezogen wird und daher gerade dann die Gutschrift durch die gekoppelte Stromerzeugung nicht wirken kann. Im

Winter dagegen wird aus dem Fernwärmenetz zusätzliche Spitzenleistung bezogen, die überwiegend durch ungekoppelte Gas-Spitzenlastkessel bereitgestellt wird. Der über das Jahr pauschalisierte gute Primärenergiefaktor der Fernwärme ist also für diesen konkreten Anwendungsfall deutlich schlechter, auch wenn in der EnEV formal mit dem pauschalisierten Wert gerechnet werden darf.

In Ausnahmefällen kann es zur Netzoptimierung in Absprache mit dem Fernwärmeversorger trotzdem sinnvoll sein, eine thermische Solaranlage ggf. sogar mit Netzzurückspeisung am Fernwärmenetz zu betreiben. Bei zunehmenden Warmwasseranteils für hochgedämmte Häusern mit geringem Heizungsverbräuchen kann es zu lokalen Netzengpässen kommen, wenn auf Grund der global abgesenkten sommerlichen Netztemperatur im Fernwärmenetz der Volumenstrom zum Transport der Wärme lokal nicht mehr ausreicht. Im Einzelfall kann es auch aus Sicht der CO<sub>2</sub>-Emissionen sinnvoller sein, zur Unterstützung der sommerlichen Wärmeversorgung eine thermische Solaranlage im Netz zuzulassen, anstatt global die Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz anzuheben, da die Anhebung zu Wirkungsgradverlusten bei der Stromerzeugung im GuD-Kraftwerk führt. Diesbezügliche Entscheidungen und CO<sub>2</sub>-Optimierungen können nur durch die EWP übersehen und begutachtet werden, da sie sehr komplex sind.

Es wird empfohlen, über die Klimaagentur im Rahmen von Bauvoranfragen und von allgemeinen Infoflyern Bauherren und Bevölkerung auf diesbezügliche Zusammenhänge hinzuweisen und innerhalb der Fernwärmeverdichtungs- und Erweiterungsgebiete den Einsatz von Photovoltaikanlagen zur Dachnutzung zu empfehlen und zu priorisieren, sofern der Nutzung der Dachfläche nicht generell der Denkmalschutz entgegensteht.

#### 7.3.2.1.5 Holzheizungen

Energieholz als nachwachsender Rohstoff senkt die CO<sub>2</sub>-Emissionen nachhaltig und kann im Einzelfall auch unter betriebswirtschaftlichen Aspekten Vorteile aufweisen. Daher ist der Einsatz von Holz insbesondere bei einer hundertprozentigen Brennstoffsubstitution in Verbindung mit einer thermischen Solaranlage prinzipiell zu begrüßen.

Wird in einem Fernwärmeverdichtungs- oder Fernwärmeerweiterungsgebiet lokal durch den Einsatz von Holz auf den Fernwärmeanschluss verzichtet, bedeutet dies für die am Netz angeschlossenen Fernwärmenutzer, dass die Überbrückung der Anschlusslücke von den Investitionen her durch alle verbleibenden Fernwärmenutzer getragen werden muss und die spezifischen Netzkosten je angeschlossenen Nutzer sich damit erhöhen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht der bestehenden Fernwärmenutzer ist daher eine lokale Nutzung von Holz bei Vermeidung eines Fernwärmeanschlusses tendenziell nachteilig. Dieser Aspekt sollte auch bei kommunalen Liegenschaften berücksichtigt werden, da es ja stets auch eine Reihe von Liegenschaften gibt, die bereits an der Fernwärme angeschlossen sind und damit durch spezifische Mehrkosten belastet werden. Ein auf das Objekt bezogener Vorteil bei der Beheizung mit Holz kann sich damit insgesamt relativieren oder mit anderen Worten sind der Wunsch nach günstigeren Fernwärmeariften einerseits und der Wunsch nach ge-

ringsten Versorgungskosten für ein Einzelobjekt ohne Fernwärme andererseits zwei sich widersprechende Ziele.

Automatisierte größere Holzheizungen sind von den Investitions- und Betriebskosten her teurer als Gasheizungen und rechnen sich nur über die Einsparungen bei den Verbrauchskosten über den günstigeren Brennstoff. Üblicherweise wird eine Anlage daher bivalent ausgelegt mit einem Holzkessel in Grundlast und einem Gaskessel für die Spitzenlast und die redundante Sicherheit. Solche bivalenten Anlagen weisen im Vergleich zum Fernwärmeanschluss an das zentrale Netz der EWP in der Regel deutlich höhere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen auf (vgl. Tab. 7.10). Aus ökologischer wie auch aus gesamtökonomischer Sicht sind daher dezentrale Grundlast-Holzheizungen vorrangig im Außenbereich außerhalb der Fernwärmeverdichtungs- und Erweiterungsgebiete sinnvoll und geeignet, die aus den Maßnahmenblättern der anderen Lose ausgewiesene Biomassenutzung zu realisieren. Eine entsprechende Aufklärungsarbeit sollte über die geplante Energieagentur institutionalisiert werden.

Eine Holzheizung in Kombination mit einem Fernwärmeanschluss ist bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen insbesondere dann ein Vorteil, wenn die Holzheizung im Fernwärmenetz gasbetriebene Spitzenlastkessel substituiert. Eine Verdrängung von Kraft-Wärme-Kopplungspotential in Konkurrenz zur bestehenden GuD-Anlage durch Wärme aus Holzheizungen ist auch beim Einsatz von ORC-Technologie<sup>1</sup> zur gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom aus Holz wegen der geringen erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade von unter 20 % fragwürdig.

Wegen fallender spezifischer Investitionskosten bei großen Anlagen ist ein holzbetriebener Spitzenlastkessel als zentraler zusätzlicher Kessel im Anlagenpark der EWP wirtschaftlicher als eine dezentrale Anlage. Eine entsprechende Wirtschaftlichkeitsstudie ist zu empfehlen.

#### 7.3.2.1.6 Wärmepumpen

Der Einsatz von Wärmepumpen im Fernwärmevorranggebiet hat sich in der Praxis als betriebswirtschaftlicher Ausweg zur Vermeidung der hohen Betriebskosten der Fernwärme insbesondere im Bornstedter Feld etabliert. Argumentativ wird hierbei die Wärmepumpe als regenerative Energiequelle behandelt und die Ausnahme vom Anschluss- und Benutzungszwang nach § 4 (4) der Potsdamer Fernwärmesatzung erteilt unter der Annahme der überwiegend regenerativen Wärmeerzeugung.

Beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) wird als Voraussetzungen für die Förderung von effizienten Wärmepumpen eine nachgewiesene Jahresarbeitszahl von 4,3 für Sole/Wasser- und Wasser/Wasser- sowie von 3,7 für Luft/Wasser-Wärmepumpen gefordert. Die Jahresarbeitszahl gibt das durchschnittliche Verhältnis von Nutzenergie zur Antriebsenergie an, die Hilfsenergien und schwankende Temperaturniveaus mit jahreszeit-

---

<sup>1</sup> Organic Rankine Cycle: Um niedrigere Temperaturniveaus und geringe Temperaturgefälle effektiv ausnutzen zu können, wird im Dampfturbinenprozess ein organisches Arbeitsmittel genutzt.

lich schwankenden Kennzahlen berücksichtigt. Unter Berücksichtigung realer Bedingungen bei nicht mehr neuwertigen Anlagen wurde zur Abschätzung der Emissionen mit Jahresarbeitszahlen von 4,2 bzw. 3,1 gerechnet.

Selbst in besonders günstigen Fällen mit einer angenommenen Jahresarbeitszahl von 5 weist die Wärmepumpe noch eine CO<sub>2</sub>-Emission von 103 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>Wärme</sub> auf. Im Vergleich zur Fernwärme mit 44 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>Wärme</sub>.<sup>1</sup> ist die spezifische CO<sub>2</sub>-Emission der Wärmepumpen damit mindestens um den Faktor 2,3, bei einer Jahresarbeitszahl von 3,1 sogar um den Faktor 3,8 höher als bei der Fernwärme und nur um 38 % besser als ein Gaskessel.

Damit gilt die Annahme einer überwiegenden regenerativen Wärmezeugung nur dann pauschal, wenn der elektrische Antrieb mit 100 % grünem Strom betrieben wird. Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von 4,2 erreichen einen überwiegenden regenerativen Umweltanteil von rund 54 %<sup>2</sup>, Luft-Wasser-Wärmepumpen setzen dagegen nur zu 38 % regenerative Energiequellen ein und dürfen daher gemäß der Fernwärmesatzung derzeit nicht als Begründung für die Befreiung vom Anschluss- und Benutzungszwang herhalten, sofern der Betrieb mit grünem Strom keine Berücksichtigung findet.

Als Fazit kann ähnlich wie bei Holzheizungen festgehalten werden, dass der Betrieb von dezentralen Wärmepumpen im Fernwärmevorranggebiet bzw. schärfer gefasst im Fernwärmeverdichtungs- und Fernwärmereiterungsgebieten das CO<sub>2</sub>-Einsparpotential verringert und die spezifischen Kosten der an der Fernwärmeversorgung teilnehmenden Kunden erhöht, da es Verdichtungs- und Konzentrationsbemühungen zur wirtschaftlichen Optimierung der Fernwärmeversorgung konterkariert.

Erst bei dem von der Bundesregierung für 2020 prognostizierten regenerativen Stromanteil von rund 38 %<sup>3</sup> stellt der Einsatz einer hochwertigen Sole/Wasser-Wärmepumpe im optimierten Betrieb mit Jahresarbeitszahlen um 5 eine aus ökologischer Sicht adäquate Alternative zur Fernwärmeversorgung dar. Das Argument der erhöhten Netzkosten bei Anschlusslücken im Fernwärmenetz bleibt allerdings bestehen. Entsprechende Konzepte zur Einbindung von Wärmepumpen in ein Fernwärmenetz werden im Kapitel Maßnahmen bis 2050 diskutiert.

---

<sup>1</sup> Nebenrechnung: Laut TÜV-Gutachten werden im GuD-Kraftwerk 2,57 kWh<sub>Erdgas</sub> Hi je kWh Strom eingesetzt. Unter Berücksichtigung der Aufteilung der Primärenergie gemäß der Stromgutschriftmethode mit dem Primärenergiefaktor von 18 % für Potsdam ergibt sich eine Verrechnungsgröße für die dortige Stromproduktion von  $244 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{\text{Gas}} \text{ Hi} * 2,57 \text{ kWh}_{\text{Gas}} \text{ Hi} / \text{kWh}_{\text{el}} * (1-18 \%) = 514 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$ . Damit kann einer Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 5 eine CO<sub>2</sub>-Emission von  $514/5 = 103 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{Wärme}}$  zugeordnet werden. Fernwärme hat nach gleicher Methodik eine CO<sub>2</sub>-Emission von  $18 \% * 244 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{\text{Gas}} \text{ Hi} = 44 \text{ g}/\text{kWh}_{\text{Wärme}}$ .

<sup>2</sup> Im Vergleich zur Gasheizung liegen die Emissionen bei  $46 \% = 514 \text{ g CO}_2 / 4,2 / (244 \text{ g CO}_2 * 1,1)$ , d. h. 54 % sind emissionsfrei.

<sup>3</sup> Siehe „Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ der Bundesrepublik Deutschland vom 4. August 2010, [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler\\_aktionsplan\\_ee.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf)

Eine Klimaagentur hat hier die Aufgabe, Bauherren und Investoren diesbezüglich aufzuklären, für die Nutzung der Fernwärme zu werben und den Einsatz von monovalenten Luft-/Wasserwärmepumpen im Fernwärmeverdichtungs- und Fernwärmeerweiterungsgebiet zu unterbinden, sofern hierfür innerhalb des Fernwärmevorranggebietes die rechtlichen Möglichkeiten gegeben sind.

### **7.3.2.2 Außerhalb des Fernwärmegebietes**

Außerhalb des Fernwärmegebietes meint hier außerhalb vom Fernwärmeverdichtungs- und Fernwärmeerweiterungsgebiet. In Ausnahmefällen kann dies auch innerhalb der Fernwärmevorranggebiete sein, wenn das Gebiet dünn besiedelt und derzeit nicht für Fernwärmenutzung erschlossen ist.

Das CO<sub>2</sub>-Einsparpotential, das neben der Gebäudedämmung durch technische Effizienzgewinne z. B. durch Einsatz effizienterer Heizungsanlagen oder die Nutzung von thermischen Solaranlagen realisierbar ist, wurde zu 5,4 t CO<sub>2</sub> abgeschätzt. Es wurde durch ein Szenario ermittelt, bei dem analog zur Analyse der Potentiale der Gebäudehülle alle Gebäude älter als 20 Jahre thermisch saniert wurden und gleichzeitig auch neue Heizungs-technik erhielten, z. B. Gas-Brennwerttherme mit solarer Warmwasserbereitung. Dieses Potential muss noch durch eine Realisierungsrate abgemindert werden. Da es sich mit anderen Potentialen und Maßnahmen überschneidet (Solarthermienutzung, Biomassenutzung), wird es zur Vermeidung von Doppelwertungen als Maßnahme nicht weiter ausgewertet.

#### **7.3.2.2.1 Solarthermische Anlagen**

Im Gegensatz zur Situation innerhalb des Fernwärmegebietes ist eine thermische Solaranlage als Effizienzmaßnahme zur Erhöhung des regenerativen Anteils beim Wärmebedarf ohne Einschränkungen zu unterstützen. Die entsprechenden Potentiale wurden in Absprache mit dem Partner der Arbeitsgemeinschaft in Los 4 ausgewiesen.

#### **7.3.2.2.2 PV-Anlagen**

Solaranlagen zur solaren Stromgewinnung sind generell eine sinnvolle Maßnahme, um den regenerativen Anteil der Energieerzeugung zu erhöhen und die Ressourcen zu schonen. Im Rahmen der EnEV und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) werden sie jedoch als Maßnahme zur Erhöhung des regenerativen Anteils im Wärmebedarf derzeit nicht anerkannt<sup>1</sup>. Soll die Dachfläche zur Erfüllung der Pflichten aus der EnEV bzw. dem EEWärmeG genutzt werden, kann die Nutzung der vorhandenen Dachfläche nur nachrangig nach Einsatz der vorgeschriebenen solarthermischen Flächenanteile von 0,03 bzw.

---

<sup>1</sup> Das EEWärmeGesetz Baden-Württemberg macht hier beispielsweise eine Ausnahme für Bestandsgebäude, wenn die solartechnisch nutzbare Fläche bereits vollständig durch die PV-Nutzung belegt ist. Für diesen Fall gilt die PV-Anlage als Ersatzmaßnahme.

0,04 m<sup>2</sup> je m<sup>2</sup> beheizter Nutzfläche erfolgen. Entsprechende Potenziale werden in Los 4 ausgewiesen.

### 7.3.2.2.3 Wärmepumpen

Der Wärmepumpeneinsatz insbesondere von Wasser-Wasser bzw. Wasser-Sole-Wärmepumpen bringt gegenüber der Gasheizung mit solarer Unterstützung (Sowieso-Maßnahme bei Neubauten) einen deutlichen Effizienzgewinn und ist außerhalb des Fernwärmegebietes ohne Einschränkungen als eine Möglichkeit zur Erhöhung des regenerativen Anteils an der Wärmeerzeugung zu empfehlen und einer Erfüllung des EnEV bzw. EEWärmeG im Vergleich zu einer thermischen Solaranlage aus dem Gesichtspunkt der CO<sub>2</sub>-Reduzierung vorzuziehen. Bei Verwendung von grünem Strom oder auch langfristig durch den sich erhöhenden Anteil des regenerativen Stromes im deutschen Strommix erhöht sich der Anteil der CO<sub>2</sub>-Einsparung durch Einsatz dieser Technologie weiter. Durch den Hebel der Jahresarbeitszahl wirken sich Energiepreissteigerungen nur gedämpft auf den Nutzer aus. Eine entsprechende Aufklärungsarbeit sollte durch die geplante Energieagentur erfolgen.

Bei Berücksichtigung von 5 % der 3,5 Mio. m<sup>2</sup> BGF, die weder im Fernwärmeverdichtungs- noch im Fernwärmeerweiterungsgebiet liegen, ergibt sich eine Fläche von rund 150.000 m<sup>2</sup> NGF, die im Laufe der nächsten 10 Jahre zu einem Drittel mit einer Luft-Wasser und zu zwei Dritteln mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe ausgerüstet werden sollen und dabei als Annahme einen Brennwertkessel mit Solaranlage verdrängen.

Zur Ermittlung der Vergleichswerte wird für die Variante Gasheizung mit solarer Unterstützung ein spezifischer Wärmebedarf von 40 W / m<sup>2</sup> bei 2.000 h / a Vollbenutzung angenommen. Es ergibt sich ein jährlicher Wärmebedarf von 12 GWh / a. Bei einem Flächenanteil der solaren Unterstützung von 4 % der Nettogeschossfläche gemäß dem EEWärmeG für Ein- und Zweifamilienhäuser und einem Ertrag von 450 kWh/m<sup>2</sup> Kollektorfläche werden insgesamt 2,7 GWh/a solarthermisch erzeugt und im Rahmen dieser Abschätzung als CO<sub>2</sub>-frei angenommen. Die verbleibenden 9,3 GWh/a verursachen jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2.160 t CO<sub>2</sub>/a bei einem angenommenen optimalen Jahreswirkungsgrad von 105 % der Brennwerttherme (9,3 GWh / a / 105 % \* 244 t CO<sub>2</sub>/ GWh<sub>Erdgas</sub>).

Laut Gutachten des TÜV im Rahmen der Zertifizierung des Primärenergiefaktors werden im GuD-Kraftwerk 2,57 kWh Erdgas bezogen auf den unteren Brennwert H<sub>i</sub> je erzeugter kWh Strom eingesetzt. Unter Berücksichtigung des Primärenergiefaktors von 18 % ergibt sich eine Verrechnungsgröße von  $244 \text{ g} / \text{kWh}_{\text{Gas}} * 2,57 * (1-18 \%) = 514 \text{ t CO}_2 / \text{GWh}_{\text{el}}$ .

Bei einer Sole-Wasser-Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 4,2 ergibt sich eine spezifische CO<sub>2</sub>-Emission von  $514 / 4,2 = 122 \text{ t CO}_2 / \text{GWh}_{\text{Wärme}}$ , bei der Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 3,1 ergibt sich entsprechend  $106 \text{ t CO}_2 / \text{GWh}_{\text{Wärme}}$ , im 1/3-2/3-Mix entsprechend  $137 \text{ t CO}_2 / \text{GWh}_{\text{Wärme}}$ . Gegenüber der Brennwerttherme mit solarer Unterstützung ergibt sich eine Einsparung von  $2.160 \text{ t CO}_2 / \text{a} - 137 \text{ t CO}_2 / \text{GWh}_{\text{Wärme}} * 9,3 \text{ GWh} / \text{a} = 886 \text{ t CO}_2 / \text{a}$ .

Bei einem Ansatz von einer Brennwerttherme je 170 m<sup>2</sup> Nettogrundfläche (NGF) zu Investitionskosten von 6.500 Euro und Kosten für die solarthermische Anlage von 5.000 Euro je 7 m<sup>2</sup> Kollektorfläche ergeben sich 10 Mio. Euro Investition für die Vergleichsvariante (150.000 m<sup>2</sup>/170 m<sup>2</sup> \* (6.500 Euro + 5.000 Euro)). Werden für die Luft-Wärmepumpe 12.500 Euro und für die Sole-Wasser-Wärmepumpe 19.500 Euro je Wohneinheit á 170 m<sup>2</sup> NGF in Ansatz gebracht, ergibt sich als Investitionssumme 15 Mio. Euro (150.000 m<sup>2</sup>/170 m<sup>2</sup> \* (1/3 \* 12.500 Euro + 2/3 \* 19.500 Euro)). Beim Ansatz der Mehrkosten der Wärmepumpe ergeben sich 5 Mio. Euro Investitionssumme.

#### 7.3.2.2.4 Dezentraler KWK-Einsatz

Um das Kraftwärmekopplungspotential aktiv zu erweitern wird empfohlen, das dezentrale Mini-KWK-Potenzial zu stärken und den sich zukünftig ergebenden zwangsläufigen Ausbau aktiv zu gestalten. Es wird empfohlen, dass die EWP hierbei investitionswillige Anlagenbetreiber beratend und abwickelnd unterstützt, eine Kundenbindung fördert und langfristig auch die Einbindung in das Energiemanagement des Kraftwerkparks via Smart-Metering zur besseren Vergütung der bereitgestellten Stromerzeugung auf Abruf unterstützt (Regelenergie). Sofern das Fernwärmenetz der EWP anliegt, sollte langfristig auch eine Vergütung CO<sub>2</sub>-freier durch Biogas gewonnener und rückgespeister Abwärme des BHKWs ermöglicht werden.

Für die Potenzialabschätzung werden zunächst 2,8 Mio. m<sup>2</sup> BGF bei Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden, die nicht im Fernwärmeverdichtungs- oder Fernwärmeerweiterungsgebiet liegen, berücksichtigt. Diese Flächen erzeugen bei der Bereitstellung des Wärmebedarfs in der Bestandsanalyse eine CO<sub>2</sub>-Emission von 96 kt jährlich. Wird anstatt einer Erdgasheizung mit einem Primärenergiefaktors von 1,1 mit dem pauschalen Ansatz von 0,7 als Primärenergiefaktor für die dezentrale Mini-KWK gerechnet, kann die CO<sub>2</sub>-Emission um 36 % gesenkt werden. Bei einer angenommenen Realisierungsrate von 5 % bis 2020 bezogen auf die Fläche ergeben sich Einsparungen von 1,7 kt CO<sub>2</sub> jährlich (96 kt/a \* 5 % \* 36 %). Wird das BHKW mit Biogas betrieben und dieses im Überschlag als CO<sub>2</sub>-frei betrachtet, kann sogar die gesamte CO<sub>2</sub>-Emission der realisierten Fläche eingespart werden, abgeschätzt insgesamt 4,8 kt/a (96 kt/a \* 5 %).

Bei einer Wärmedichte bezogen auf die Nettogeschossfläche von 40 W/m<sup>2</sup> und einem NGF-Anteil von 116.000 m<sup>2</sup> werden bei einer Anlagengröße von 45 kW<sub>th</sub> insgesamt 103 BHKW benötigt, um den Wärmebedarf zu decken. Als Preisansatz wird bei spezifischen Investitionspreisen von 2.450 Euro/kW<sub>el</sub> für ein 11 kW<sub>el</sub>-BHKW und 1200 Euro/kW<sub>el</sub> für ein 50 kW<sub>el</sub>-BHKW für die betrachtete Anlagengröße von 30 kW<sub>el</sub>/45 kW<sub>th</sub> ein Preisansatz von 1.800 Euro/kW<sub>el</sub> gewählt. Die Investitionskosten belaufen sich damit auf 5,6 Mio. Euro (103 \* 30 kW<sub>el</sub> \* 1.800 Euro/kW<sub>el</sub>).

### 7.3.2.2.5 Vergleich verschiedener Heiztechnologien anhand einer fiktiven Modellschule

Zur Beurteilung der wirtschaftlichen und ökologischen Effizienz verschiedener dezentraler Wärmeversorgungsvarianten mit der zentralen Fernwärmeversorgung wurde ein exemplarischer Vergleich anhand einer fiktiven Modellschule durchgeführt und hierbei die anzusetzenden Kosten detailliert betrachtet.

Die untersuchten Varianten weichen bei den Gesamtkosten nur um rund 20 % voneinander ab. Fast doppelt so hoch ist die Abweichung bei den umlagefähigen Kosten, die bei einer Betriebskostenabrechnung an die Mieter weitergeleitet werden dürfen. Noch stärker schwanken die Varianten bezüglich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, bis zu 518 % beim Vergleich des Favoriten Fernwärme im Vergleich zum Erdgas-Brennwertkessel. Bei den Kosten ist die Fernwärme allerdings der Favorit und führt die Liste bei den Gesamtkosten wie auch bei den umlagefähigen Kosten an. Die umlagefähigen Fernwärmekosten liegen um 25 % über den Kosten des Erdgas-Brennwertkessels. Diese Spanne wird sich bei Einrechnung der beim Erdgasvertrieb üblichen Staffelpreise und Einrechnung eines Bündelrabatts für Sonderkunden noch erhöhen, da der bei 100 MWh/a endende Tarifpreis für Erdgas als Grundlage der Kalkulation eines Verbrauchs von 250 MWh/a genutzt wurde. Im Gegensatz zum Gaspreis gibt es bei der Fernwärme keinen Mengenrabatt.

**Tab. 7.10:** Vergleich der Heizwärmebereitstellung für eine Modellschule

Variante	Beschreibung	Kosten <sup>1</sup> [Euro / MWh <sub>th</sub> ]	Umlagefähige Kosten <sup>2</sup>	Kosten <sup>3</sup> [Euro MWh <sub>th</sub> ]	Spez.- Emission [t CO <sub>2</sub> / MWh <sub>th</sub> ]	Primärenergie- faktor
1	Fernwärme 150 kW	101 (-8)	79 (-8)	115 (-7)	44 (-2)	0,18
2	Erdgas- BW-Kessel 150 kW	84 (-3)	63 (-7)	96 (-1)	228 (-8)	1,24
3-1	Erdgas-BHKW 15 kW <sub>th</sub>	82 (-1)	48 (-2)	100 (-3)	204 (-7)	0,95
3-2	Erdgas-BHKW 30 kW <sub>th</sub>	83 (-2)	42 (-1)	106 (-4)	164 (-6)	0,61
3-3	Bioerdgas- BHKW 15 kW <sub>th</sub>	96 (-5)	61 (-6)	114 (-6)	144 (-5)	0,55
3-4	Bioerdgas- BHKW 30 kW <sub>th</sub>	99 (-6)	57 (-4)	119 (-8)	72 (-4)	-0,06
4-1	Holzpellet- Kessel 50 kW	89 (-4)	57 (-4)	99 (-2)	68 (-3)	0,37
4-2	Holzpellet- Kessel 150 kW	99 (-6)	56 (-3)	110 (-5)	36 (-1)	0,2

Platzierung im Vergleich in Klammern

Nachfolgende Grafik veranschaulicht die Größenverhältnisse bei den spezifischen Gesamtkosten und deren analysierten Bestandteile umlagefähige und nicht umlagefähige Kosten. Unter der Voraussetzung, dass die Gewinne aus der Stromerzeugung vollständig auf die umlagefähigen Kosten verteilt werden stellen die beiden Varianten mit Erdgas-BHKWs sowohl bei den Gesamtkosten als auch bei den umlagefähigen Kosten die günstigsten Varianten dar.

<sup>1</sup> Basis 2011

<sup>2</sup> Basis 2011

<sup>3</sup> Basis 2011–2025, Durchschnittliche Wärmegestehungskosten über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren unter Berücksichtigung von Preissteigerungsraten

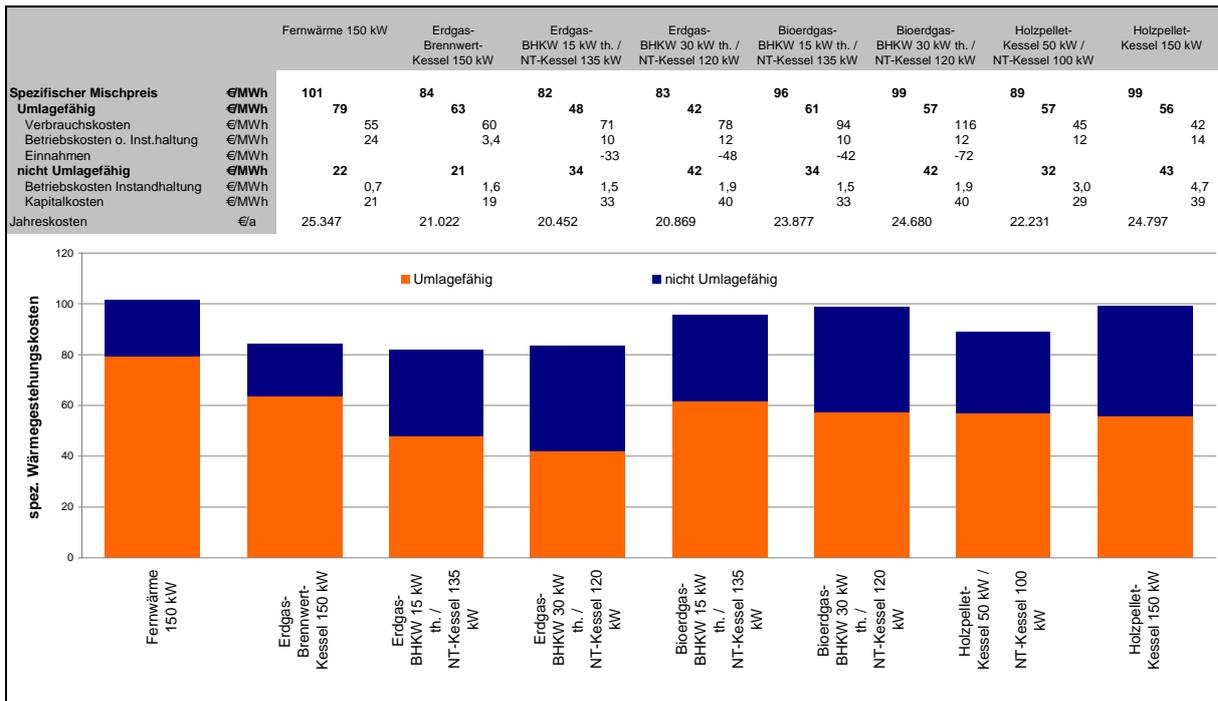


Abb. 7.21: Umlagefähige Wärmegestehungskosten verschiedener Versorgungsvarianten

### 7.3.2.3 Zentrale, nicht gebäudebezogene Potentiale

#### 7.3.2.3.1 Fernwärme-Tagesspeicher

Ein Tagesspeicher im Fernwärmenetz ermöglicht es, die zeitliche Nutzung von Wärme und Strom über den Tag zu verschieben, wobei die Produktion sich wegen der besseren Speichermöglichkeit der Wärme am Strombedarf orientiert. Neben insbesondere wirtschaftlichen Aspekten für die EWP, bei der die bessere Vergütung des erzeugten Stromes am Tag, für vorgegebene Zeitfenster und zukünftig insbesondere bei Windstille ausgenutzt werden kann, hat der Betrieb auch einen positiven Effekt für die globale CO<sub>2</sub>-Minderung, der allerdings rechnerisch nur schwer zu bewerten ist. Bei der Stromproduktion zu Zeiten der Spitzenlast werden Spitzenlastkraftwerke mit tendenziell höheren spezifischen Emissionen, in der Nacht eher Grundlastkraftwerke und natürlich der Windstrom mit insgesamt geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen verdrängt.

Bei zunehmend regenerativen Anteil der Stromerzeugung kann ein Tagesspeicher dazu genutzt werden, die Stromproduktion auf Zeiten mit geringer Windeinspeisung zu konzentrieren und er kann ggf. bei Windstromüberangebot in der Nacht auch die Abschaltzeiten von Windkraftanlagen verringern, indem die in diesen Zeiten sogar vergütete Nutzung des Windstromes in Form von negativen Spotmarktpreisen zur Warmwasserbereitung genutzt wird. Damit wird der regenerative Anteil der Wärmeerzeugung in Potsdam erhöht und der Primärenergiefaktor in Zeiten steigender regenerativer Stromanteile stabilisiert. Aus diesem Gesichtspunkt heraus ist ein Warmwasserspeicher, der sogar Speicherkapazitäten über

den Tagesbedarf hinaus besitzt, eine ernstzunehmende Zukunftsoption. Es wird empfohlen, entsprechende Optionen bei der Planung mit zu untersuchen.

Im Zusammenhang mit dezentralen, an das Fernwärmenetz gekoppelten Wärmepumpen kann kostenloser bzw. günstiger Windstrom noch effektiver genutzt werden. Entsprechende Konzepte werden im Teil Maßnahmen bis 2050 diskutiert.

Für größere Wärmemengen mit der Kapazität von mehreren Wochen oder sogar Monaten und für eine zeitlich langfristige, saisonale Verschiebung von Produktion und Nutzung ist ein oberirdischer Warmwasserspeicher dagegen aus technischen wie wirtschaftlichen Gründen nicht geeignet.

#### 7.3.2.3.2 Saisonaler Aquiferspeicher

Ein Aquifer ist eine horizontal gut wasserdurchlässige Bodenformation aus einer Kies- oder lockeren Gesteinsschicht, die nach unten und ggf. auch nach oben durch eine wasserundurchlässige Schicht abgeschlossen ist. Über zwei Förder- und Schluckbrunnen entsteht ein Solekreislauf, über den warmes Wasser eingespeist und später wieder entnommen wird. Potsdam liegt in einem geologisch für die Nutzung eines Aquiferspeichers geeignetem Gebiet, wie in bereits vorliegenden Studien nachgewiesen wurde. Große Aquiferspeicher sind die wirtschaftlichste Methode, Wärme über einen langen Zeitraum zu speichern, da im Gegensatz zu Erdsondenspeichern die Kapazität nur von den Kapazitätsgrenzen der Brunnen abhängt im Gegensatz zu Erdsondenspeichern, bei denen die Länge der Sonden linear mit der Kapazität des Speichers wächst.

Durch die Größe eines solchen Speichers ist das Verhältnis einer gedachten Oberfläche zum Nutzvolumen und damit der Wärmeverlust vergleichsweise gering, zumal sich im Grenzbereich um umliegenden Erdreich über die Jahre eine viele Meter dicke thermische Übergangsschicht ausbildet. Bei einer thermisch ausgeglichenen Umgebung kann bei einer saisonalen Speicherung bei hohen Einspeicherungstemperaturen über das Jahr rund 66 % der eingespeicherten Wärmemenge auf einem niedrigeren Temperaturniveau wieder entnommen werden. Um die Verluste und die spezifischen Investitionskosten möglichst gering zu halten, ist eine Mindestkapazität notwendig, damit dieses Speichersystem seine Vorteile ausspielen kann.

Da die Ladung des Aquiferspeichers im Sommer mit niedrigen Netzvorlauftemperaturen erfolgt, die Entladung dagegen im Winter mit hohen Netzvorlauftemperaturen im Fernwärmenetz, gleichzeitig aber die Entladetemperatur des Speichers deutlich unter der Beladetemperatur liegt, kann die Entladeleistung ohne Wärmepumpen nicht in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingebunden werden. Eine Möglichkeit ohne den Einsatz einer Wärmepumpe ist die Nutzung des Aquifervorlaufs in einem abgeschlossenen Gebiet mit Niedertemperaturheizsystemen, bei denen eine Vorlauftemperatur von rund 60°C im Winterbetrieb zum Heizen im Gebäude ausreicht. Hier gibt es eine Optimierungsaufgabe, einerseits einen großen Speicher mit geringen Verlusten und geringen spezifischen Kosten einzusetzen und andererseits direkt mehrere geschlossene Siedlungsgebiete mit einer Heizungsauslegung auf Niedertemperatur zu erreichen.

Soweit den Projektpartnern bekannt ist, sind entsprechende Vorüberlegungen bei der EWP bereits abgeschlossen. Es wird vorgeschlagen, diese Vorarbeiten zu unterstützen und die Umsetzung als Maßnahme zu favorisieren. Für das Pilotvorhaben wird mit zwei Aquiferspeichern mit einer Lade- und Entladeleistung von jeweils 5 MW und einer Kapazität von 20 GWh gerechnet. Nach anfänglich höheren Einfahrverlusten wird anschließend mit 25 % jährlichen Verlusten bei einem Temperaturniveau von 75 C gerechnet, das in dezentral sekundär angekoppelten, neu gebauten Fernwärmenetzen genutzt werden kann.

Wird für den Antrieb der Pumpen vereinfachend von grünem Strom ohne zusätzliche Emissionen ausgegangen, kann dieser vernachlässigt werden. Die Fernwärme im Netz der EWP wird mit 44 g CO<sub>2</sub>/kWh Wärme bewertet (244 g CO<sub>2</sub>/kWh für Erdgas \* 18 % Primärenergiefaktor). Unter Einrechnung der 25 % jährlichen Verluste erhöht sich der Bewertungsfaktor für dem Speicher entnommene Wärme auf 59 g CO<sub>2</sub>/kWh Wärme (244 \* 18 % / (1-25 %)), d. h. je genutzter kWh Fernwärme über den Umweg Aquiferspeicher entsteht ein Zusatzaufwand von 15 g CO<sub>2</sub>/kWh Wärme. Andererseits wird die Wärme im Sommer erzeugt, wenn es allgemein nicht genügend Wärmeabnahme gibt und der erzeugte KWK-Strom ungekoppelten Strom aus dem bundesdeutschen Netz verdrängt. Gemäß TÜV-Gutachten wird im GuD-Kraftwerk je kWh Strom 2,57 kWh Gas H<sub>i</sub> eingesetzt. Mit dem Primärenergiefaktor von 18 % folgt daraus eine Bewertung der Stromproduktion mit 514 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>. Der verdrängte Strom wird im Sommer andernorts ohne KWK mit höheren Emissionen erzeugt. Wird vereinfachend ein sommerlicher Primärenergiefaktor von 3 beim Einsatz des Brennstoffs Gas angesetzt, so ergeben sich je verdrängte kWh Strom eine Einsparung von 3 \* 244 g CO<sub>2</sub>/kWh – 514 g CO<sub>2</sub>/kWh = 218 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>. Wird im Sommer beim GuD-Kraftwerk eine sommerliche Stromkennzahl von 1 zugrunde gelegt, steht dem Mehrereission auf der Wärmeseite von 15 g CO<sub>2</sub>/kWh Wärme stromseitig eine Einsparung von 218 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> gegenüber, summarisch also eine Nettoeinsparung von 203 g CO<sub>2</sub> je kWh Wärme, die dem Aquifer wieder entnommen wird. Dies ist nur eine grobe abschätzende Überschlagsrechnung. Verfeinerungen könnten einbeziehen, dass im Winter Spitzenlast aus den Gaskesseln substituiert wird, dass im Sommer Braunkohlestrom substituiert wird und dass der Aquiferspeicher auch zur Einlagerung von Überschussstrom aus der Windkraft genutzt werden kann. In diesen Fällen würde sich das Einsparpotential erhöhen und damit auch die nötige Reserve liefern, den eingangs unberücksichtigt gebliebenen Pumpenstrom zu kompensieren.

Das absolute jährliche Einsparpotential ergibt sich aus der Annahme, dass die Kapazität von 2 \* 20 GWh jährlich einmal vollständig durchgeladen wird und 75 % der Wärme wieder genutzt werden können zu 6.090 t CO<sub>2</sub> jährlich (2 \* 20 GWh \* 75 % \* 203 t CO<sub>2</sub>/GWh). Die Kosten werden mit insgesamt 8 Mio. Euro abgeschätzt.

#### 7.3.2.3.3 Biomethan-Einsatz bei der zentralen Strom- und Wärmeerzeugung

Die EWP ist gemäß Beschluss des Aufsichtsrats dabei, für den Standort Heizkraftwerk Potsdam Süd eine Erhöhung der vorhandenen KWK-Stromerzeugungskapazitäten zu prüfen.

Um die von der Bundesregierung im Jahr 2007 in Meseberg beschlossene Zielvorgabe hinsichtlich des Anteils an regenerativ erzeugtem Strom auch für die Landeshauptstadt Potsdam erfüllen zu können, wird vorgeschlagen, eine modular strukturierte Kapazitätserhöhung unter dem Aspekt der Nutzung regenerativ erzeugten Biomethans und der stufenweisen Erhöhung des regenerativen Anteils in die Überlegungen einzubeziehen und nach Möglichkeit umzusetzen.

Gleichzeitig kann mit dem Aufbau eines regenerativen Brennstoffanteils bei der Kraft-Wärme-gekoppelten Fernwärmeerzeugung der Primärenergiefaktor der Fernwärme verbessert und damit der drohenden Verschlechterung dieser für die Immobilienwirtschaft in Potsdam wie auch für die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Stadt Potsdam wichtigen Kenngröße entgegen getreten werden. Hier besteht dringender Handlungsbedarf, da sich dieser Kennwert im Zuge des steigenden bundesdeutschen regenerativen Stromanteils verschlechtert hat und zukünftig weiter verschlechtern wird.

Um diesem Effekt in Potsdam entgegenzuwirken, schlägt die Arbeitsgemeinschaft vor, zunächst ein KWK-Aggregat mit einer elektrischen Leistung von ca. 4,5 MW und einem elektrischen Wirkungsgrad von rd. 45 % mit Biomethan im Grundlastbetrieb einzusetzen. Hierdurch kann ca. 8 % des jährlichen Erdgaseinsatzes substituiert und der nach der EnEV 2009 berechnete Primärenergiefaktor der Fernwärme von rund 28 % auf 11 % gesenkt und stabilisiert werden. In den nächsten Jahren kann durch die Inbetriebnahme weiterer Module der Primärenergiefaktor sukzessive und mittelfristig weiter stabilisiert werden. Bei einem angenommenen Anteil der regenerativen Stromerzeugung von 38 %<sup>1</sup> im Jahr 2020 muss der Primärenergiefaktor des eingesetzten Brenngases von derzeit 1,1 für reines Erdgas auf 0,78 gesenkt werden, um unter den Betriebsbedingungen des letzten TÜV-Gutachtens von 2008 einen Primärenergiefaktor der Fernwärme auf 0,18 zu stabilisieren. Hierzu ist im Jahr 2020 ein regenerativer Brennstoffanteil von rund 29 % notwendig.

Es wird im Rahmen dieser Maßnahme empfohlen zu prüfen, ob beim Ausbau der Fernwärme in KWK einen zweiten Standort zu nutzen ist, der dichter am Verbrauchsschwerpunkt liegt. Neben den hydraulischen Vorteilen kann hierdurch im Sommer auch besser eine hohe minimale Vorlauftemperatur in den nördlichen Teilen des Netzes gewährleistet werden, die für eine wirtschaftliche Umsetzung von Absorptionskältetechnik dort erforderlich ist.

Werden im Jahr 2020 alle drei Module mit einer elektrischen Gesamtleistung von 13,5 MW in Grundlast über 8.000 h/a betrieben, werden 108 GWh/a Strom emissionsfrei erzeugt. Laut TÜV-Gutachten werden je MWh Strom 2,57 MWh Erdgas eingesetzt. Die eingesparten Emissionen betragen damit  $108 \text{ GWh}_{\text{el}}/\text{a} * 2,57 * 244 \text{ t CO}_2/\text{GWh}_{\text{Gas}} = 68 \text{ kt CO}_2$ . Durch den sukzessiven Ausbau wird als mittlere Laufzeit 6 Jahre angenommen. Damit summieren sich die CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 auf 408 kt.

---

<sup>1</sup> Siehe „Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ der Bundesrepublik Deutschland vom 4. August 2010, [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler\\_aktionsplan\\_ee.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf)

Die Investitionen werden zu 2,1 Mio. Euro je Modul abgeschätzt.

#### 7.3.2.3.4 Einsatz von Klärgas-KWK

Im Klärwerk der EWP entsteht kontinuierlich Klärgas, das derzeit bis auf Prozessbeheerungsschritte im Wesentlichen nicht genutzt wird. Es wird vorgeschlagen, diese Energiequelle zur Stromerzeugung über ein motorisch mit Klärgas betriebenes 150 kW<sub>el</sub> BHKW zu nutzen.

In Grundlast wird bei einer Laufzeit von 8.000 h / a jährlich eine Strommenge von 1,2 GWh erzeugt. Da nur der Strom genutzt wird, substituiert dieser die Stromproduktion den Strom aus dem GuD-Kraftwerk. Laut TÜV-Gutachten werden 2,57 GWh Erdgas für eine GWh Strom eingesetzt. Unter Berücksichtigung der Aufteilung der Emissionen nach dem Primärenergiefaktor für Fernwärme von 18 % ergibt sich eine eingesparte jährliche CO<sub>2</sub>-Menge von  $244 \text{ t CO}_2/\text{GWh} * 2,57 * (1-18\%) * 1,2 \text{ GWh} = 617 \text{ t CO}_2/\text{a}$ .

Die Investition wird mit 110.000 Euro abgeschätzt.

#### 7.3.2.3.5 Einsatz von Grünstrom im kommunalen Einflussbereich

Der Kommunale Immobilienservice (KIS) hat bei rund 160 Verbrauchsstellen 2008 einen Jahresverbrauch von rund 6 GWh / a. Weitere 7 GWh / a stehen im Rahmen der öffentlichen Straßenbeleuchtung im Einflussbereich der Kommune zur Disposition.

Bei angenommen Preisunterschieden von 15 Euro / MWh wird empfohlen zu prüfen, ob die Vorbildfunktion und der Multiplikatoreffekt den Mehraufwand für den Einsatz von Grünstrom im kommunalen Einflussbereich rechtfertigen. Potsdam steht dabei im Wettbewerb mit anderen Kommunen, die diese Entscheidung bereits getroffen haben. Bei positiver Entscheidung sind entsprechende Strompreisangebote einzuholen, um den aktuellen Mehraufwand bezogen auf die jeweils angebotene Stromqualität zu spezifizieren.

Laut TÜV-Gutachten werden 2,57 GWh Erdgas für eine GWh Strom eingesetzt. Bei insgesamt 13 GWh / a jährlichem Stromverbrauch und unter Berücksichtigung der Aufteilung der Emissionen nach dem Primärenergiefaktor für Fernwärme von 18 % ergibt sich eine eingesparte jährliche CO<sub>2</sub>-Menge von  $244 \text{ t CO}_2/\text{GWh} * 2,57 * (1-18\%) * 13 \text{ GWh} = 67.000 \text{ t CO}_2/\text{a}$ .

Die Mehrkosten werden als voraussichtliche Obergrenze zu  $15.000 \text{ Euro/GWh} * 13 \text{ GWh/a} = 195.000 \text{ Euro/a}$  abgeschätzt.

#### 7.3.2.3.6 Erzeugung von EEG-Windstrom

Um die von der Bundesregierung im Jahr 2007 in Meseberg beschlossene Zielvorgabe hinsichtlich des Anteils an regenerativ erzeugtem Strom auch für die Landeshauptstadt Potsdam erfüllen zu können wird vorgeschlagen, dass sich die EWP als mehrheitlich im

kommunales Eigentum befindliches Energieversorgungsunternehmen an Investitionen in Windstromerzeugungsanlagen beteiligt.

Der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wird auch hinsichtlich der Deckung der steigenden Kundennachfrage nach eigenem CO<sub>2</sub>-freiem, regenerativ gewonnenen Stroms für erforderlich erachtet.

Für die Beteiligung an 3 Windkraftanlagen á 3 MW Leistung bei spezifischen Investitionen von 1.300 Euro / kW wird eine Investition von einmalig 11,7 Mio. Euro veranschlagt.

Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen belaufen sich bei angesetzten 2.300 h/a Volllast auf 13.100 t CO<sub>2</sub>/a (9 MW \* 2.300 h/a \* 0,633 t CO<sub>2</sub>/MWh), wenn der bundesdeutsche Strommix von 2008 in Ansatz gebracht wird.

### **7.3.3 Monitoringkonzept – Fortschreibung**

Das Wärmekataster ist als Instrument geeignet, die Veränderungen im Gebäudebereich über die Jahre zu dokumentieren und Veränderungen auszuwerten. Hierzu ist es erforderlich, Veränderungen im Gebäudebestand einzupflegen.

Neben einem Update der Daten des Liegenschaftskatasters, das insbesondere für die Berücksichtigung von Abriss und Neubau erforderlich ist, müssen auch Sanierungen, geänderte Nutzungen, Wiederinbetriebnahmen von zum Zeitpunkt der Erfassung leerstehender oder im Umbau begriffener Gebäude und Erfassung weiterer im Umbau begriffener oder neu leerstehender Gebäude berücksichtigt werden. Geänderte Primärenergiefaktoren der Fernwärme lassen sich zentral berücksichtigen. Es ist ein Update der Wärmepumpen und Öltankkataster erforderlich, die Einbindung aktualisierter Netzkarten für Fernwärme und Gas, neue Abrechnungsdaten der EWP sind einzupflegen. Für zukünftig neue Energiestandards sind die Mustergebäude zum Aufbau von Szenarien zu aktualisieren. Vor einer aktualisierten Auswertung sollte erneut versucht werden, Daten aus dem Kkehrbuch der Schornsteinfeger in das Wärmekataster zu integrieren, insbesondere da zu erwarten ist, dass Schornsteinfeger auf Grund der Nähe zum Objekt zukünftig verstärkt auch Energieausweise ausstellen werden.

Im Laufe der Zeit bekannt gewordene Änderungswünsche sollten möglichst kontinuierlich eingearbeitet werden, damit der Verwaltungsaufwand gering gehalten werden kann und eine arbeitsfähige Version jederzeit kurzfristig verfügbar ist.

Letztlich sollten neue Energiepassdaten kontinuierlich akquiriert und eingepflegt werden, da diese zumindest für nicht denkmalgeschützte Gebäude<sup>1</sup> die zukünftigen Basisinformationen zum Erhalt des Wärmeatlas bilden. Wir empfehlen, Prozesse im Rahmen von Amtshandlungen zu definieren und einzuführen, bei denen automatisiert eine Kopie der Energiepässe, möglichst in maschinenlesbarer Form des Depa-Formats an die mit der Wartung des

---

<sup>1</sup> Besitzer denkmalgeschützte Gebäude sind von der Pflicht zur Erstellung von Energiepässen derzeit noch ausgenommen.

Wärmeatlas betrauten Stelle weitergeleitet werden. Die Lebensfähigkeit des Systems hängt von der Anzahl der Systemnutzer ab, da sich die Wartungskosten mit steigender Anzahl der Nutzer relativieren.

Es wird empfohlen, die ALK-Daten zukünftig sukzessive durchgängig in Verwaltungsprozessen zu nutzen und alle gebäudebezogenen Daten über eine GIS-basierte Datenbank zu pflegen. Hierzu zählen beispielsweise Baualter und Sanierungsstand der Baubehörde, die Kataster der unteren Wasserbehörde, aber auch die Abrechnungsdaten der EWP. Im einfachsten Fall reicht es bereits aus, neue GIS-basierte Attribute in den alten bisherigen Systemen zu pflegen, um die Schnittstellen handhabbarer zu gestalten und zukünftig die umfangreiche Handarbeit bei der Zuordnung der adressbasierten Daten zu den korrekten geografischen Objekten einfacher, effizienter und zuverlässiger zu gestalten.

Wir empfehlen, Zuständigkeiten mit ausreichend Ressourcen zu schaffen, wodurch die die Fortführung des Wärmekatasters gesichert, potentielle Nutzer zusammengebracht und potentielle Interessenskonflikten bearbeitet werden können. Es sollte geprüft werden, ob die geplante Klimaagentur hierfür herangezogen werden kann.

#### **7.4 Maßnahmen bis 2020**

Die folgenden Maßnahmen für den Zeithorizont der kommenden 10 Jahre sind das Ergebnis aus der Bewertung der Potentiale unter der Maßgabe der Einschätzung einer realistischen Umsetzbarkeit und wurden nach ihrem Beitrag zur Erreichung des Gesamtziels der CO<sub>2</sub>-Reduzierung sortiert.

Als Indiz für die Wirtschaftlichkeit einer Maßnahme kann die spezifische jährliche Investition je vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> herangezogen werden, wenn die Nutzungszeit einbezogen wird. Da Verbrauchs- und Betriebskosten einer Maßnahme und insbesondere die Erlöse beim Verkauf der erzeugten Energie nicht berücksichtigt sind, entsteht insbesondere bei Maßnahmen mit Energieproduktion jedoch ein verzerrtes Bild.

**Tab. 7.11:** Maßnahmen nach den spezifischen jährlichen Investitionskosten sortiert

ID	Maßnahme	Umsetzungspotential	U-Rang	Investitionskosten	Nutzungsdauer	spezifische Investition	I-Rang
M2-15	Biomethan BHKWs	68,000 kt Co2/a	1	6,30 Mio. €	10 a	9 €/t Co2/a	1
M2-13	Klärgas	0,617 kt Co2/a	13	0,11 Mio. €	10 a	18 €/t Co2/a	2
M2-1	FW-Verdichtung	24,000 kt Co2/a	3	17,00 Mio. €	35 a	20 €/t Co2/a	3
M2-2	FW-Erweiterung	44,000 kt Co2/a	2	53,00 Mio. €	35 a	34 €/t Co2/a	4
M2-14	Aquifer	6,000 kt Co2/a	7	8,00 Mio. €	30 a	44 €/t Co2/a	5
M2-16	Wind	13,100 kt Co2/a	4	11,70 Mio. €	20 a	45 €/t Co2/a	6
M2-6	Hülle ProPotsdam ohne Denkmal	1,800 kt Co2/a	8	12,00 Mio. €	40 a	167 €/t Co2/a	7
M2-10	Hülle KIS sonstige	0,077 kt Co2/a	17	0,62 Mio. €	40 a	200 €/t Co2/a	8
M2-11	Hülle BLB	0,330 kt Co2/a	15	2,80 Mio. €	40 a	212 €/t Co2/a	9
M2-4	Hülle Privat ohne Denkmal	6,400 kt Co2/a	6	58,00 Mio. €	40 a	227 €/t Co2/a	10
M2-12	Wärmepumpen	0,886 kt Co2/a	11	5,00 Mio. €	20 a	282 €/t Co2/a	11
M2-17	Grünstrom	6,700 kt Co2/a	5	2,00 Mio. €	1 a	299 €/t Co2/a	12
M2-3	Mini BHKW	1,700 kt Co2/a	9	5,60 Mio. €	10 a	329 €/t Co2/a	13
M2-7	Hülle ProPotsdam mit Denkmal	0,680 kt Co2/a	12	11,00 Mio. €	40 a	404 €/t Co2/a	14
M2-5	Hülle Privat mit Denkmal	1,200 kt Co2/a	10	23,00 Mio. €	40 a	479 €/t Co2/a	15
M2-9	Hülle KIS Kita/Schulen	0,293 kt Co2/a	16	6,20 Mio. €	40 a	529 €/t Co2/a	16
M2-8	Hülle ProPotsdam Drewitz	0,430 kt Co2/a	14	17,00 Mio. €	40 a	988 €/t Co2/a	17

Es zeigt sich, dass der Einsatz von Biomethan-BHKWs (M2-15) zur Stabilisierung des Primärenergiefaktors der Fernwärme hinsichtlich des Umsetzungspotentials und hinsichtlich der spezifischen Investitionskosten ein Favorit ist. Bei Einbeziehung der Gesamtkosten und Erlöse kann gezeigt werden, dass der Betrieb der BHKWs mit Biogas im Vergleich zum Betrieb mit herkömmlichem Erdgas nicht konkurrenzfähig ist, der Betrieb also derzeit Mehraufwendungen verursacht. Der Grund hierfür sind die aktuell günstigen Brennstoffkosten für Erdgas und die rund 50 Euro / MWh höheren Brennstoffkosten für Biogas, die derzeit durch die EEG-Vergütung nicht aufgefangen werden können. Bei steigenden Erdgaspreisen, die nicht direkt an die Biogaspreise gekoppelt sind, kann sich die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme schnell wieder herstellen.

Kostengünstige, vielleicht sogar die wirtschaftlichsten Maßnahmen sind in jedem Fall das Klärgas-BHKW und Investitionen in die Windkraft, da hier der im Wesentlichen keine Verbrauchskosten anfallen, demgegenüber aber Erlöse durch den Stromverkauf eingerechnet werden können. Fernwärmeverdichtung und Erweiterung sind gut platziert. Grünstrom und Mini-BHKW können sich tendenziell bei Einbeziehung einer alle Aspekte berücksichtigenden Wirtschaftlichkeitsrechnung besser platzieren, da die angesetzten Mehrkosten für den Grünstrom ohne Auswertung einer Ausschreibung einer gewissen Willkür unterliegen und bei Mini-BHKWs die Differenz zwischen Verbrauchs- und Betriebskosten sowie den Erlösen einen höheren Rang erwarten lassen.

## 7.5 Maßnahmen bis 2050

Die Bundesregierung hat mit dem am 28. September 2010 veröffentlichten Energiekonzept den Zielrahmen für die Zeit bis 2050 abgesteckt:

- der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2050 soll bei 60 % liegen,
- der Anteil der erneuerbaren Stromproduktion soll bis 2050 auf 80 % steigen und
- eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen soll bis 2050 auf ein Niveau von 15 bis 20 % des Standes von 1990 gesenkt werden.

Sie ist damit hinter zuvor diskutierten Szenarien und Handlungsspielräume zurückgeblieben.

Letztlich ist jedoch unstrittig, dass das deutsche Energieversorgungssystem umgebaut werden soll und hierfür gewaltige Anstrengungen unternommen und Perspektiven aufgezeigt werden müssen, wie das angestrebte Ziel zu erreichen ist. Diese konkreten Perspektiven zur Zielannäherung im Kontext der Situation in der Landeshauptstadt Potsdam werden in diesem Abschnitt aufgezeigt, wobei zwei zentrale Fragestellungen angesprochen werden:

- Lassen sich die Ziele mit dem Denkmalschutz vereinbaren und
- wie kann der wertvolle Kapitalstock der Fernwärmeinfrastruktur im Kontext veränderter Strukturen genutzt werden.

### **7.5.1 Denkmalschutz**

Die durch den Denkmalschutz verursachten Mehremissionen wurden in Abschnitt 7.3.1.5 behandelt und wurden für 2020 zu 52 kt CO<sub>2</sub>/a und minimal 18 kt CO<sub>2</sub>/a abgeschätzt. Im Verhältnis zu den für 2008 abgeschätzten Gesamtemissionen der Landeshauptstadt Potsdam von 853 kt CO<sub>2</sub>/a betragen die Mehremissionen 2020 6 % bzw. minimal 2 %.

Für ein Gedankenexperiment soll die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2008 rückwärts um 20 % erhöht auf das Jahr 1990 projiziert (1024 kt CO<sub>2</sub>/a) werden, nach 2020 keine weiteren Maßnahmen im Denkmalschutz bis 2050 unterstellt werden und von den minimal ermittelten Mehremissionen von 18 kt CO<sub>2</sub>/a ausgegangen werden, die einen weitestgehenden Anschluss der denkmalgeschützten Gebäude an die Fernwärme voraussetzt. Bei der Zielvorgabe der Gesamtreduzierung der Treibhausgase auf 15 % sind 2050 insgesamt nur noch 154 t CO<sub>2</sub>/a vorgegeben, wobei der Denkmalschutz mit 18 kt CO<sub>2</sub>/a bereits 12 % ausmacht.

Dieses Gedankenexperiment zeigt auf, dass sich Gewichtungen verschieben können und im Kontext dieser Hintergründe auch Denkmalschutz neu definiert werden sollte.

### **7.5.2 Demokratische Fernwärmenetze**

Für 2050 wird erwartet, dass die großen zentralen Kern- und Kohlekraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung stark an Marktanteilen verlieren bzw. nicht mehr am Markt vertreten sind. Strom wird im hohen Maße regenerativ erzeugt und in einem größeren Umfang auch importiert werden. Kraft-Wärme-Kopplung muss flexibel auf die Lücken im fluktuierenden, volatilen Strommarkt reagieren können und wird daher tendenziell eher dezentral und mit Biogas oder aus mit Windstrom elektrolytisch erzeugtem Gas angetrieben werden. Der Anteil der Wärmepumpen als primärenergetisch der Fernwärme, dann mindestens gleichwertigen Heiztechnik, wird steigen.

Durch den zunehmenden Anteil hocheffizienter Gebäude mit geringem Heizbedarf verringert sich die Energiedichte im Fernwärmenetz, der Warmwasseranteil und damit die Vollbenutzungsstunden steigen. Bei geringerer Auslastung der Netze kann die Fördermenge und die Temperaturspreizung im Netz verringert werden. Ersteres verringert den Anteil des Pumpenstroms und letzteres den Anteil der Thermischen Verluste.

Die Fernwärme wird auch bei steigendem Anteil von regenerativ gewonnenen Brennstoffen den derzeitigen Vorteil beim Primärenergiefaktor auf Dauer nicht halten können, da das Fernwärmenetz mit den entsprechenden Pumpen gegenüber dezentralen Lösungen zunehmend benachteiligt wird.

Hierauf sollte reagiert und das Netz als Bestandteil öffentlichen Vermögens in der Nutzung demokratisiert werden mit folgenden Eigenschaften:

- An jeder Stelle im Netz darf Wärme entnommen und zugeführt werden, sowohl im Vorlauf als auch im Rücklauf.
- Die Bedingung der Nutzung, die Kosten der Nutzung bzw. die Vergütungen bei Einspeisungen werden transparent nachvollziehbar und langfristig kalkulierbar veröffentlicht.
- Die Tarife sollten eine virtuelle Nutzung des Netzes als Wärmespeicher ermöglichen und dabei Tages- wie auch saisonale Speichereffekte abbilden können.
- Die Tarife müssen flexibel die Temperaturniveaus von Vor- und Rücklauf der Nutzer bewerten können, um eine verursachungsgerechte Kostenweitergabe zu gewährleisten.
- Die Tarife und Abrechnungsprozesse müssen bewerten können, zu welchen Anteilen eine Einspeisung regenerativ ist und dies finanziell bewerten.
- Fernwärmenetz und Erzeugung sollten kalkulatorisch getrennt werden analog wie bei den Stromnetzen.
- Zumindest für Nutzer mit Rückspeisungen in das Fernwärmenetz sollte eine lastgangabhängige Abrechnung via Smart-Metering und zeitabhängigen Tarifen ermöglicht werden.
- Die Temperaturen im Netz sollten langfristig planbar abgesenkt werden, damit Einspeisungen über Wärmepumpen in das Netz ermöglicht werden.
- Die Temperaturspreizung im Netz sollte über Wärmepumpen soweit stabilisiert werden, dass ein Technikkonzept der angeschlossenen Nutzer verlässliche Rahmendaten nutzen kann.
- Der Rücklauf sollte ein so niedriges Temperaturniveau aufweisen, dass er zur Wärmeabgabe von Kälteanlagen geeignet ist.

Mit der Bereitstellung eines solchen Fernwärmenetzes sollten folgende Nutzeranforderungen erfüllt werden können:

- Nutzung des Netzes als Backup zur Reduzierung der Redundanzkosten bei regenerativen Systemen.
- Einspeisung von Überschusswärme aus thermischen Solaranlagen zur Vermeidung von Anlagenschäden in Zeiten geringer Nutzung.
- Nutzung von Mini-BHKW-Wärme-Einspeisungen bei stromgeführter Fahrweise.
- Einspeisung von Abwärme.

- Einspeisung von Wärme aus Rückkühlungen von Kälteprozessen zur Vermeidung offener, nasser Kühltürme.
- Ausspeisungen und Nutzung des Fernwärmerücklaufs durch Wärmepumpen zur Hausheizung als Alternative zur Erdsonde.

Neben den angesprochenen direkten Maßnahmen bedarf es beim demokratisierten Fernwärmenetz auch einer Bewältigungsstrategie für die Komplexität. Hier ist der vorgelegte Wärmeatlas ein erster Anfang. Bis 2050 ist ausreichend Zeit, sich auf eine solche Vision einzulassen, aber ohne Vision wird man ein Ziel nie erreichen.

## Literaturverzeichnis

- Baukosteninformationszentrum Deutsche Architektenkammer (2009): BKI Baukosten 2009 Teil 2, „Statistische Kostenkennwerte für Bauelemente“.
- Fraunhofer IRB Verlag (2010): Modernisierungsempfehlungen in Rahmen der Ausstellung eines Energieausweises - energetische, baukonstruktive, bauphysikalische und wirtschaftliche Bewertung von Modernisierungsmaßnahmen.
- IPCC 2007, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007): Fourth Assessment Report, Cambridge.
- Landeshauptstadt Potsdam (1998): Fernwärmesatzung der Landeshauptstadt Potsdam vom 21. Dezember 1998 (Amtsblatt 1/99).
- Mantau, U.; Sörgel, C. (2006): „Energieholzverwendung in privaten Haushalten“, 12/2006, INFRO Universität Hamburg
- Öko-Institut Büro Darmstadt im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.) (2008): Climate Change 8/08 „Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme“.
- Öko-Institut e.V. (2010): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.6. 8/2010. Freiburg.
- Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.
- Richtlinie 2010/31/EU vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden.
- TÜV Nord (2009): Bericht über die Zertifizierung des Primärenergiefaktors und des KWK-Anteils des Fernwärmenetzes der EWP, 17. Juni 2009. Hamburg,
- UBA 2010, Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt Dessau-Roßlau, Vorabdruck für die Bundespressekonferenz am 7. Juli 2010
- WWF 2010, Modell Deutschland, Klimaschutz bis 2050, Studie von Prognos, Ökoinstitut und Dr. Ziesing im Auftrag der WWF.