

Klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel

Vertiefendes Teilkonzept zum Kieler Energie- und Klimaschutzkonzept 2008.

Die Erarbeitung des Konzeptes wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Rahmen der nationalen Klimaschutzinitiative gefördert.

Förderkennzeichen FKZ03KS0314

Empfehlungen der Gutachter

Siemens AG I IS WEST OC EC
Neuenhofstr.194
52078 Aachen

**UTEC, Ingenieurbüro für Entwicklung und Anwendung
umweltfreundlicher Technik GmbH**
Cuxhavener Straße 10
28217 Bremen

Büro BiomasseVerwertung
Wissenschaftszentrum
Fraunhoferstraße 13
24118 Kiel

Schnutenhaus & Kollegen
Reinhardtstraße 29 B
10117 Berlin

Investitionsbank Schleswig-Holstein, Energieagentur
Fleethörn 29 - 31
24103 Kiel

INHALT

Vorbemerkung	3
0 Empfehlungen.....	5
1 Ambitionierte Energieeinsparstrategie für Wärme und Strom	8
1.1 Einsparung von Heizenergie durch energieeffiziente Sanierung des Gebäudebestandes.	9
1.2 Stromsparkampagne in Gewerbe, Kleinverbrauch und öffentlichen Liegenschaften	12
1.3 Ergänzende Einsparempfehlungen.....	14
2 Optimale Nutzung regional verfügbarer regenerativer Energieträger	15
2.1 Nutzung regional verfügbarer Biomasse in einem Biomasseheizkraftwerk am Standort der Müllverbrennungsanlage Kiel	17
2.2 Nutzung von regional erzeugtem Biogas in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.....	18
2.3 Ergänzende Empfehlungen zur Nutzung regenerativer Energieträger	22
3 Aufbau einer hocheffizienten Energieversorgungsstruktur	26
3.1 Ausbau der Kieler Fernwärme	28
3.2 Bau eines Zentralen Gas- und Dampf-Heizkraftwerkes GuD	29
3.3 Ergänzende Empfehlungen zur Optimierung der Energieversorgungsstruktur	35

Anlagen

Bericht I	Energie- und CO ₂ -Bilanz 2006
Bericht II	Energiebedarfsprognosen 2006 - 2050 - Energieeinsparkonzepte
Bericht II	Energie- und CO ₂ -Bilanz 2020
Bericht IV	Szenarien zum Fernwärmeabsatz und zur Energieträgeraufteilung bei der Wärmeversorgung
Bericht V	Klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel
Bericht VI	Regenerative Energien
Bericht VII	Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung
Bericht VIII	Rechtliche Instrumente kommunaler Energieversorgungsplanung

Vorbemerkungen

Im Mai 2008 hat die Kieler Ratsversammlung ein ambitioniertes „Kieler Energie- und Klimaschutzkonzept 2008“ beschlossen. Darin orientiert sich die Landeshauptstadt Kiel an dem Ziel der Bundesregierung, die CO₂-Emissionen Deutschlands bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Auf der Grundlage der im Kieler Energie- und Klimaschutzkonzept 2008 genannten Arbeitsfelder soll ein fortzuschreibendes Arbeitsprogramm entwickelt und umgesetzt werden.

Im Kieler Energie- und Klimaschutzkonzept 2008 wurde bereits in enger Abstimmung mit dem regionalen Energieversorger Stadtwerke Kiel AG der weitere Um- und Ausbau der Kieler Fernwärme beschlossen. Angesichts der anstehenden Außerbetriebnahme des Kieler Gemeinschaftskraftwerkes GKK, das derzeit ca. 60 % der Kieler Fernwärme bereitstellt, bietet sich die Gelegenheit zur Erstellung und Umsetzung eines zukunftsweisenden Energieversorgungskonzeptes, das die Klimaschutzziele der Landeshauptstadt Kiel und der Bundesregierung berücksichtigt.

Im Oktober 2008 hat die Ratsversammlung der Landeshauptstadt Kiel beschlossen, dass in Kiel kein neues Kohlekraftwerk gebaut wird. Die Verwaltung wurde beauftragt mit gutachterlicher Unterstützung ein Zukunftskonzept für eine klimaverträgliche Energieerzeugung und Versorgung zu entwickeln.

Ziel des Konzeptes ist es, unter der Maßgabe des Klimaschutzes und im Interesse einer verbesserten und transparenten Entscheidungsfindung sowie einer fundierten Diskussion mit der Öffentlichkeit, die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines alternativen Energieversorgungskonzeptes für die Kieler Fern- und Nahwärmeversorgung mit zentralen und dezentralen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung unter Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung- und Blockheizkraftwerk-Anlagen sowie der Nutzung erneuerbarer Energiequellen insbesondere von Biomasse zu ermitteln.

Zu den Anforderungen an das Konzept gehören gemäß Ratsbeschluss auch

- Untersuchungen zur Energieeinsparung im privaten, gewerblichen und öffentlichen Bereich,
- die Betrachtung von Arbeitsplatzeffekten in der Kieler Region,
- die Erörterung von rechtlichen Instrumenten, die der Landeshauptstadt Kiel zur Verfügung stehen, um ihre energiepolitischen Vorstellungen umzusetzen,
- die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen sowie
- die Minimierung der CO₂-Emissionen im Hinblick auf das angestrebte Klimaschutzziel der Stadt.

Für die Erstellung dieses nachhaltigen ökonomischen und ökologischen Konzeptes als vertiefendes Teilkonzept zum Kieler Energie- und Klimaschutzkonzept 2008 wurden Fördermittel der Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit eingeworben (Förderkennzeichen FKZ03KS0314).

Die ausgewählten fünf Gutachterbüros Siemens AG (ehemals EUtech GmbH), UTEC GmbH, Büro Biomasse Verwertung, Rechtsanwälte Schnutenhaus & Kollegen und Investitionsbank Schleswig-Holstein Energieagentur wurden mit der Bearbeitung verschiedener Bausteine beauftragt.

Die Gutachter verantworten die Empfehlungen gemeinschaftlich. Für jeden der acht Teilberichte in der Anlage zeichnen die jeweiligen Verfasser verantwortlich.



Von den Gutachtern wurden zur Bearbeitung der Bausteine 8 eigenständige Teilberichte erstellt. Den 8 Berichten sind die vorliegenden zusammenfassenden Empfehlungen der Gutachter für ein klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel vorangestellt.

Baustein	Bericht Nr.	Bericht Titel	Gutachter
1	I	Energie- und CO2-Bilanz 2006	UTEC
	II	Energiebedarfsprognosen 2006 - 2050 Energiesparkonzepte	UTEC
	III	Energie- und CO2-Bilanz 2020	UTEC
2	IV	Szenarien zum Fernwärmeabsatz und zur Energieträgeraufteilung bei der Wärmeversorgung	UTEC
	V	Klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel	Siemens (EuTech)
3	VI	Regenerative Energien	Büro Biomasse Verwertung
4	VI	Regenerative Energien Kapitel 3	Büro Biomasse Verwertung
	VII	Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung Kapitel 3 + 4	UTEC
5	VII	Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung	UTEC
7	VIII	Rechtliche Instrumente kommunaler Energieversorgungsplanung	Schnutenhaus & Kollegen

0 Empfehlungen

Die im vorliegenden Gutachten dargestellten Maßnahmen sind aus Sicht der Gutachter wirtschaftlich und umsetzbar. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen basieren auf gemeinsam abgestimmten und als realistisch angesehenen Energiepreisentwicklungen (Referenzpreisszenario).

Die Empfehlungen der Gutachter für ein klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept gliedern sich in 3 aufeinander aufbauende Komponenten. Diese Gliederung folgt der von den Gutachtern bei der Erstellung des Gutachtens zugrundegelegten Vorgehensweise zur Ermittlung und Gewichtung der Maßnahmen:

- Die erste Komponente umfasst Maßnahmenvorschläge zur Energieeinsparung und damit zur Verringerung des insgesamt benötigten Energiebedarfes.
- Die zweite Komponente umfasst Maßnahmenvorschläge zur Deckung des erforderlichen Energiebedarfes durch regional verfügbare regenerative Energieträger.
- Die dritte Komponente umfasst Maßnahmenvorschläge zum besonders effizienten Einsatz der Energieträger.

Jede Komponente besteht aus 2 Maßnahmenschwerpunkten sowie ergänzenden Empfehlungen:

1. **Ambitionierte Energieeinsparstrategie für Wärme und Strom**

- 1.1. Einsparung von Heizenergie durch energieeffiziente Sanierung des Gebäudebestandes
- 1.2. Stromsparkampagne in Gewerbe, Kleinverbrauch und öffentlichen Liegenschaften
- 1.3. Ergänzende Einsparempfehlungen

2. **Optimale Nutzung regional verfügbarer regenerativer Energieträger**

- 2.1. Nutzung regional verfügbarer Biomasse in einem Biomasseheizkraftwerk am Standort der Müllverbrennungsanlage Kiel
- 2.2. Nutzung von regional erzeugtem Biogas in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
- 2.3. Ergänzende Empfehlungen zur Nutzung regenerativer Energieträger

3. **Aufbau einer hocheffizienten Energieversorgungsstruktur**

- 3.1. Ausbau der Kieler Fernwärme
- 3.2. Bau eines Zentralen Gas- und Dampf-Heizkraftwerkes GuD
- 3.3. Ergänzende Empfehlungen zur Optimierung der Energieversorgungsstruktur

Die Gutachter geben der Landeshauptstadt Kiel die Empfehlung, darauf hinzuwirken, die im Gutachten aufgezeigten Maßnahmen in Kooperation mit den Akteuren in Kiel bis zum Jahr 2020 umzusetzen.

Klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept Kiel - Empfehlungen

- 1. Ambitionierte Energieeinsparstrategie für Wärme und Strom**
- 1.1. Einsparung von Heizenergie durch energieeffiziente Sanierung des Gebäudebestandes**

Die im Rahmen des Kieler Energie- und Klimaschutzkonzeptes 2008 von der Landeshauptstadt Kiel mit der Umsetzung der Innovativen Bauausstellung InBA und den hierbei entwickelten Energieeffizienzstandards begonnenen Aktivitäten sollten systematisch ausgebaut und zu einer Sanierungskampagne im Gebäudebestand gebündelt werden.

Ziel ist die Erhöhung der energetischen Sanierungsrate im Gebäudebestand auf 2 % pro Jahr und die Umsetzung erhöhter Energieeffizienzstandards.
- 1.2. Stromsparkampagne in Gewerbe, Kleinverbrauch und öffentlichen Liegenschaften**

Die Landeshauptstadt Kiel sollte federführend eine Stromsparaktion in Gewerbe und Kleinverbrauch ins Leben rufen und zusammen mit den möglichen Beteiligten ein Konzept entwickeln und dieses umsetzen.

Ziel ist die Reduzierung des Stromverbrauches in Kiel bis zum Jahr 2020 um ca. 10 % gegenüber 2006.
- 1.3. Ergänzende Einsparempfehlungen**

Bei Bauvorhaben im Kieler Stadtgebiet sollte die Landeshauptstadt Kiel weiterhin verstärkt ihre Einflussmöglichkeiten nutzen, damit Neubauten mit einem hohen Energieeffizienzstandard begleitet von Qualitätssicherungsmaßnahmen umgesetzt werden.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte auch für die eigenen Liegenschaften verstärkt auf die Entwicklung des Strombedarfes achten, Stromsparziele setzen und Stromeinsparmaßnahmen identifizieren und umsetzen.
- 2. Optimale Nutzung regional verfügbarer regenerativer Energieträger**
- 2.1. Nutzung regional verfügbarer Biomasse in einem Biomasseheizkraftwerk am Standort der Müllverbrennungsanlage Kiel**

Zur langfristigen Nutzung der regional verfügbaren Potenziale an fester Biomasse sollte die Landeshauptstadt Kiel die Errichtung eines Biomasseheizkraftwerkes initiieren.

Das Gelände der Kieler Müllverbrennungsanlage MVK ist hierfür ein geeigneter Standort.

Im Hinblick auf die Optimierung der CO₂-Reduktion und im Rahmen der Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Kieler Fernwärmeversorgung wird eine thermische Heizkraftwerksleistung von 20 MW als wirtschaftlich und ökologisch optimal bewertet.
- 2.2. Nutzung von regional erzeugtem Biogas in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen**

Die Gutachter empfehlen, das im Kieler Stadtgebiet und außerhalb des Fernwärmeversorgungsgebietes zur Verfügung stehende Potenzial an dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung von insgesamt ca. 8 bis 9 MW zu erschließen.

Die Gutachter empfehlen, für die Stadtquartiere - Elmschenhagen (Joachimsthaler Weg), Elmschenhagen (Lechweg), Wellsee (Stauffenbergweg), Grünes Herz (Vogelhain), Russee (Spreeallee), Schilksee Süd – Nahwärmeconzepte auf der Basis von KWK-Anlagen zu erstellen und umzusetzen.

Die Gutachter empfehlen, die dezentralen KWK-Anlagen vorrangig mit Biogas bzw. Biomethan zu betreiben.

Die Gutachter empfehlen, die für den Betrieb der dezentralen KWK-Anlagen benötigten Biogasmengen langfristig aus der Region zu beziehen und hierzu den Aufbau von Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen im Gebiet des Erdgasnetzes der Stadtwerke Kiel AG zu unterstützen.
- 2.3. Ergänzende Empfehlungen zur Nutzung regenerativer Energieträger**

Die Gutachter empfehlen, die im Kieler Stadtgebiet zur Verfügung stehenden Potenziale an regenerativen Energieträgern möglichst optimal zu nutzen.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte die Umsetzung der Wind- und Wasserkraftprojekte aktiv unterstützen.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte den allgemeinen Trend zur Nutzung von Solarthermischen Anlagen, Photovoltaik-Anlagen, Holzpelletanlagen und Oberflächennaher Erdwärme im Rahmen ihrer Öffentlichkeitsarbeit und Beratungstätigkeit unterstützen.

Die Einsatzmöglichkeit von Strohpellets und Holz aus Kurzumtriebplantagen sollte im Zusammenhang mit der Planung des Biomasseheizkraftwerkes weiterverfolgt werden.

Für die Entsorgung des Kieler Klärschlammes sollte eine energieeffiziente Lösung im Hinblick auf die Nutzung des Klärschlammes als Ersatzbrennstoff auf der Basis vorliegender Untersuchungen weiterentwickelt werden.
- 3. Aufbau einer hocheffizienten Energieversorgungsstruktur**
- 3.1. Ausbau der Kieler Fernwärme**

Die Gutachter bestätigen den von der Stadtwerke Kiel AG geplanten ambitionierten Ausbau der Kieler Fernwärme bis zum Jahr 2030 und empfehlen der Landeshauptstadt Kiel den Wärmeversorger hierbei zu unterstützen.

Aufgrund der mit dem Kieler Fernwärmeconzept verbundenen Klimaschutzaspekte, insbesondere der erheblichen CO₂-Einsparungen, steht der Landeshauptstadt Kiel mit dem Beschluss einer Fernwärmesatzung ein Instrument zur langfristigen Sicherung der Kieler Fernwärmeversorgung zur Verfügung.
- 3.2. Bau eines Zentralen Gas- und Dampf-Heizkraftwerkes GuD**

Die Gutachter empfehlen der Landeshauptstadt Kiel, darauf hinzuwirken, dass zur Fernwärmeversorgung Kiels ein GuD-Heizkraftwerk mit Kondensationsbetrieb und einer elektrischen Spitzenleistung von ca. 400 MW und einer thermischen Leistung von ca. 260 MW gebaut wird.
- 3.3. Ergänzende Empfehlungen zur Optimierung der Energieversorgungsstruktur**

Die Gutachter empfehlen, Optimierungsmöglichkeiten für den Betrieb des Fernwärmnetzes zu prüfen, insbesondere den Einsatz von Fernwärmepufferspeichern und die Absenkung der Netzurücklauf-temperatur durch Anschluss von Fernwärmekunden an den Fernwärmerücklauf.

Abbildung 0-1: Übersicht der Gutachterempfehlungen

Während sich die CO₂-Emissionen in der Landeshauptstadt Kiel von 1990 bis 2006 lediglich geringfügig verändert haben, wird durch die Umsetzung der von den Gutachtern empfohlenen Maßnahmen bis zum Jahr 2020 eine deutliche Reduktion um 54 % gegenüber 1990 erzielt (Tabelle 0-1). Das politische Ziel einer Reduktion um 40 % kann damit erreicht werden.

- Während sich der Primärenergiebedarf im Zeitraum 1990 bis 2006 lediglich geringfügig verändert hat, wird bis zum Jahr 2020 eine deutliche Reduktion um 40 % erreicht.
- Durch ambitionierte Einsparstrategien kann der Nutzwärmebedarf trotz eines weiteren Zubaus an Wohnungen bis zum Jahr 2020 um ca. 10 % reduziert werden.
- Durch ambitionierte Einsparstrategien kann der Stromverbrauch bis zum Jahr 2020 um ca. 10 % reduziert werden.
- Der Anteil der Kieler Fernwärmeversorgung an den Heizenergieträgern wird von 37,4 % im Jahr 2006 auf ca. 50 % im Jahr 2020 gesteigert.
- Die Fernwärmenetzverluste verringern sich von ca. 20 % im Jahr 2006 auf zukünftig durchschnittlich 12% im Jahr 2020.
- Der Anteil des in Kiel regenerativ erzeugten Stroms am Kieler Stromverbrauch kann von derzeit ca. 2,5 % auf 17 % im Jahr 2020 gesteigert werden.
- Der Anteil an regenerativ bereitgestellter Wärme kann von derzeit < 1% auf ca. 10 % im Jahr 2010 gesteigert werden.

	Referenzszenario	
	CO ₂ -Emission 1.000 t/a	Reduktion %
1990	1.541	0
1997	1.564	-1
2000	1.504	2
2006	1.502	2
2020	716	54

Tabelle 0-1: CO₂ – Emission 1990 – 2020

1 Ambitionierte Energieeinsparstrategie für Wärme und Strom

In der Energie- und CO₂-Bilanz 2006 (Bericht I) wurde die Energieverbrauchs- und CO₂-Emissionsentwicklung für die Jahre 1990, 1997 und 2000 fortgeschrieben. In der Bilanz erfolgt eine Aufteilung des Energieverbrauchs auf die Nutzergruppen Haushalte, Kleinverbrauch, öffentliche Liegenschaften und Industrie Abbildung 1-1.

Knapp die Hälfte des Endenergieverbrauchs in Kiel entfällt auf die privaten Haushalte. Ein weiteres Viertel des Endenergieverbrauchs entfällt auf den Bereich Kleinverbrauch. Hierbei handelt es sich um alle Unternehmen und Institutionen in Kiel, mit Ausnahme der Öffentlichen Liegenschaften von Bund, Land und Landeshauptstadt Kiel sowie Industriebetriebe, d.h. Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes mit mehr als 20 Mitarbeitern.

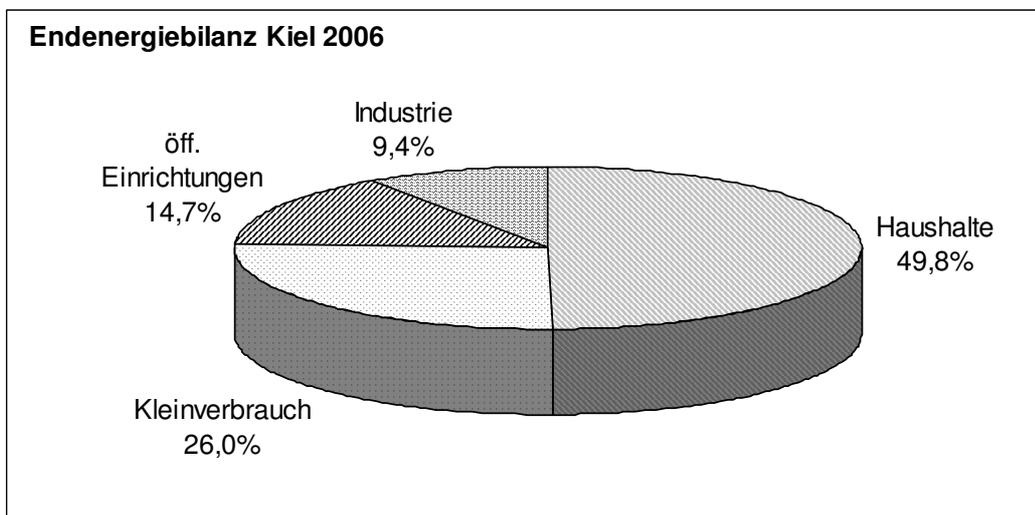


Abbildung 1-1: Anteile der Nutzergruppen am Endenergieverbrauch im Jahr 2006 in Kiel

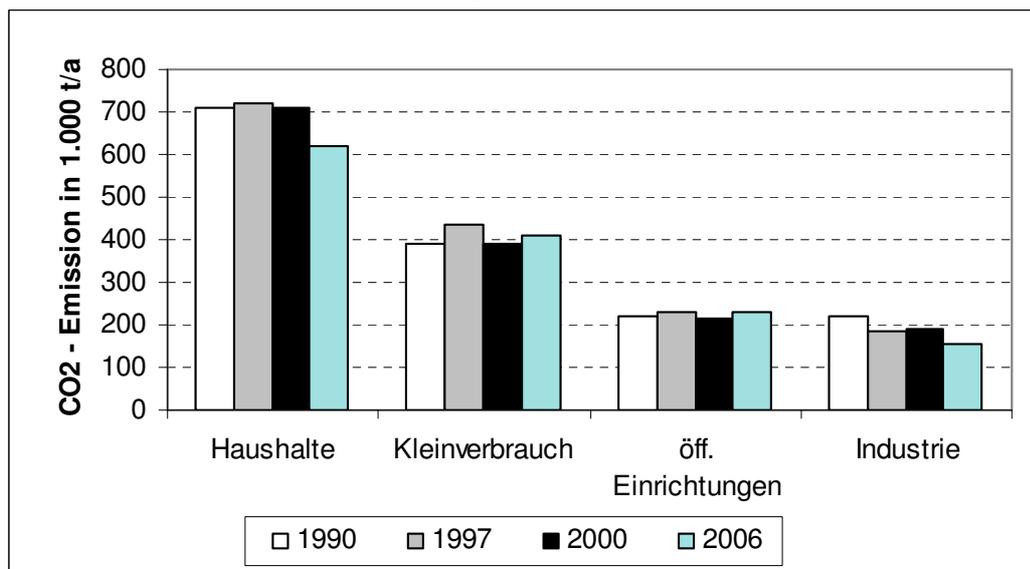


Abbildung 1-2: Entwicklung der CO₂-Emissionen der verschiedenen Nutzergruppen in Kiel

Die CO₂-Emissionen der privaten Haushalte sind im Betrachtungszeitraum, insbesondere in den Jahren 2000 bis 2006, relevant gesunken. Dieser Bereich stellt jedoch weiterhin den größten Anteil an den Kieler CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 1-2).

Ebenfalls gesunken sind die CO₂-Emissionen der Industriebetriebe.

Die CO₂-Emissionen von Kleinverbrauch und Öffentlichen Liegenschaften haben gegenüber 1990 leicht zugenommen.

Bezogen auf das Basisjahr 1990 ergibt sich für Kiel in der Summe bisher nur eine leichte Reduktion des Endenergiebedarfes um 0,6 % und der CO₂-Emissionen um 2,3 %.

1.1 Einsparung von Heizenergie durch energieeffiziente Sanierung des Gebäudebestandes

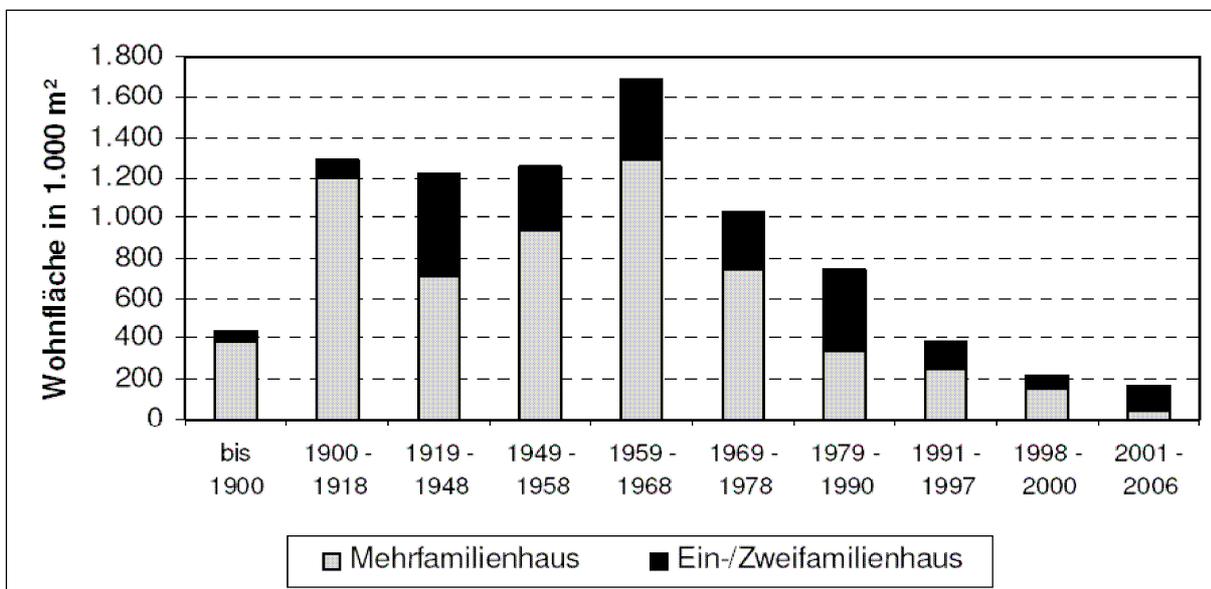


Abbildung 1-3: Verteilung der Wohnfläche nach dem Baualter der Gebäude in Kiel

Ein großer Anteil des Energiebedarfes in der Landeshauptstadt Kiel entfällt auf die Beheizung bestehender Gebäude. Der Trend der letzten Jahre zeigt einen leichten Rückgang des Heizwärmebedarfes für Wohngebäude, hervorgerufen durch energetische Sanierungsmaßnahmen. Die energetische Sanierungsrate der vergangenen Jahre liegt bei ca. 0,8 % pro Jahr,

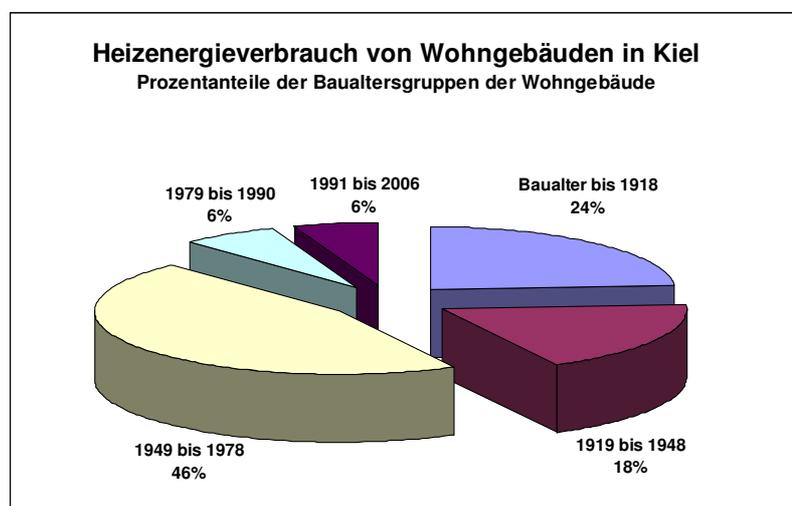


Abbildung 1-4: Heizenergieverbrauch nach Baualtersgruppen

d.h. theoretisch wird ein Zeitraum von 125 Jahren benötigt, um eine vollständige energetische Sanierung des Gebäudebestandes zu erreichen. Eine Beibehaltung dieser Rate würde bis zum Jahr 2020 lediglich zu einer Nutzwärmeeinsparung von ca. 2,6 % gegenüber 2006 führen.

Um die mit dem klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept angestrebten CO₂-Einsparungen zu erreichen, gehen die Gutachter von einer deutlichen Heizenergieeinsparung im Gebäudebestand aus. Diese Einsparziele wurden bei der Prognose des zukünftigen Heizenergiebedarfs und darauf aufbauend zur Ermittlung des zukünftigen Fernwärmeabsatzes verwendet. Diese Einsparziele sind aus Sicht der Gutachter nur dann erreichbar, wenn die Landeshauptstadt Kiel ein Konzept zur energieeffizienten Sanierung des Gebäudebestandes zur Einsparung von Heizenergie initiiert und unterstützt. Das Konzept sollte folgende zwei Ziele verfolgen:

1. Deutliche Erhöhung der Sanierungsrate von derzeit knapp 1 % pro Jahr auf 2 % pro Jahr

Aus Sicht der Gutachter wird sich eine Erhöhung der Sanierungsrate zum Teil durch die in Zukunft zu erwartenden und im Referenzszenario beschriebenen Energiepreissteigerungen ergeben. Durch eine aktive Politik der Landeshauptstadt Kiel erscheint eine ambitionierte Verdopplung der Sanierungsquote auf 2 % pro Jahr erreichbar. Eine Erhöhung der Sanierungsquote erfordert eine Strategie zur Sensibilisierung und Motivation von Investoren und Gebäudeeignern. Ansprechpartner hierzu sind Wohnungsbaugesellschaften bzw. deren Verbände, private Wohnungseigentümer und deren Verbände sowie private Hauseigentümer.

2. Erhöhung des energetischen Standards bei der Sanierung von Gebäuden

Die Einhaltung von hohen energetischen Standards bei der Sanierung, die zum Teil deutlich über die gesetzlich vorgegebenen Mindeststandards hinausgehen, ist in der Praxis nicht gesichert. Es muss deshalb davon ausgegangen werden, dass sich die Heizenergiebedarfsprognose des Referenzszenarios nicht von allein einstellen wird. Zur Umsetzung der Prognose sind deshalb unterstützende Maßnahmen erforderlich. Eine Erhöhung der energetischen Standards erfordert vor allem die Vermittlung von Wissen über Energiespartechniken und Hinweise zur praktischen Ausführung und Qualitätssicherung. Ansprechpartner im Rahmen der Kampagne sind neben den Investoren und Gebäudeeigentümern vor allem auch Architekten, Planungsbüros und Handwerksbetriebe.

Die Gutachter gehen davon aus, dass Gebäude, die älter als 30 Jahre sind, grundsätzlich energetisch saniert werden sollten. Es wird angenommen, dass sich Energiestandards in Zukunft sowohl für Neubauten als auch für bestehende Gebäude kontinuierlich verschärfen werden. Zum einen aufgrund entsprechender gesetzgeberischer Initiativen der Europäischen Union, zum anderen durch technischen Fortschritt. Es wird angenommen, dass ab dem Jahr 2020 Neubauten nur noch im Passivhausstandard errichtet werden, und dass ab dem Jahr 2030 auch bei Sanierungen nur noch Passivhauskomponenten eingesetzt werden.

Als anzustrebender **Mindeststandard für zukünftige Neubauten** wird folgender, auf die Wohnfläche bezogener Nutzwärmebedarf angesetzt:

- Neubauten bis 2015: 84 kWh/m²/a
- Neubauten bis 2020: 40 kWh/m²/a
- Neubauten ab 2020: 15 kWh/m²/a (Passivhaus)

Als **Mindeststandard bei zukünftigen Sanierungen** wird folgender, auf die Wohnfläche bezogener Nutzwärmebedarf angesetzt, wobei dieser Wert jeweils um 30 % über dem Wert des Neubaustandards des entsprechenden Jahres liegt:

- Sanierung bis 2015 (alle Gebäude bis Baujahr 1978): 108,5 kWh/m²/a
- Sanierung bis 2030 (alle Gebäude bis Baujahr 1997): 52,0 kWh/m²/a
- Sanierung bis 2050 (alle Gebäude bis Baujahr 2020): 19,5 kWh/m²/a

Der durchschnittliche, auf die Wohnfläche bezogene Heizwärmebedarf aller Kieler Wohnungen lag im Jahr 2006 bei ca. 180 kWh/m². Dieser Wert reduziert sich aufgrund der Neubau- und Sanierungsmaßnahmen bis zum Jahr 2020 auf ca. 150 kWh/m²a, dies entspricht einer Einsparung von ca. 17 %.

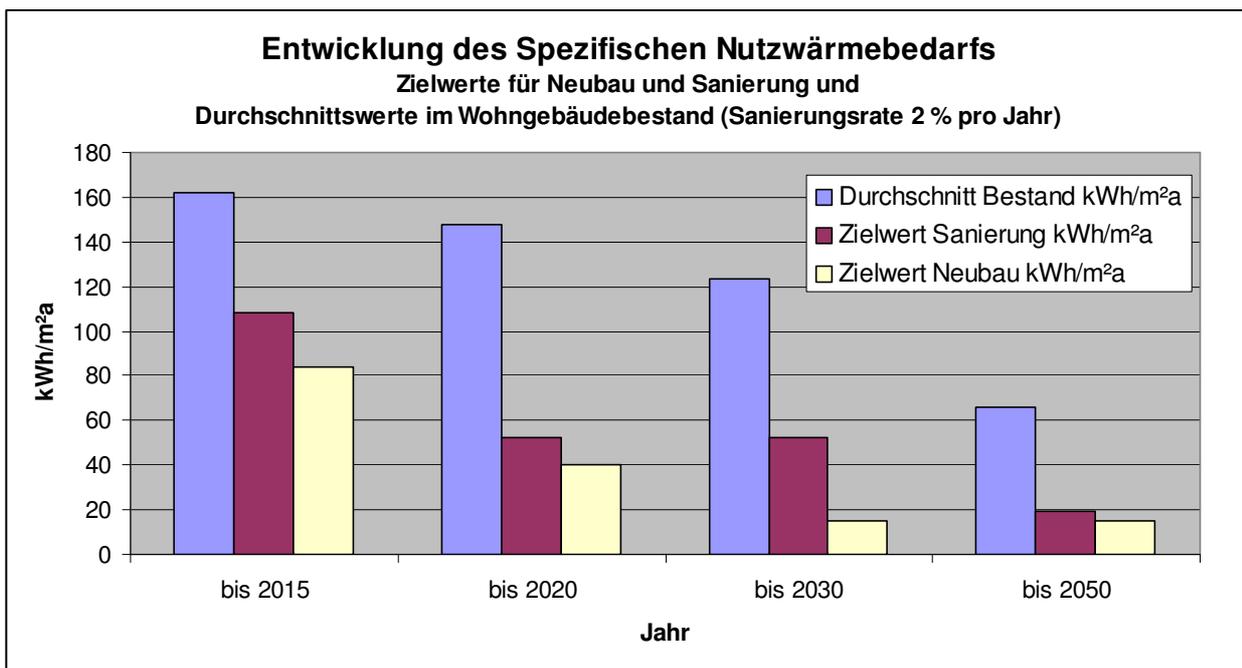


Abbildung 1-5: Zielwerte des Spezifischen Nutzwärmebedarfs (inkl. Warmwasser) bei Neubau und Sanierung Kieler Wohngebäude

Jahr	Referenzszenario	
	kWh/m ² /a	%
2006	179	100
2010	171	96
2015	162	90
2020	148	83
2025	135	76
2030	123	69
2035	108	60
2040	93	52
2045	79	44
2050	66	37

Tabelle 1-1: Entwicklung des spezifischen Nutzwärmebedarfes (inkl. Warmwasser) von Kieler Wohngebäuden bis zum Jahr 2050

Empfehlung 1.1

Die im Rahmen des Kieler Energie- und Klimaschutzkonzeptes 2008 von der Landeshauptstadt Kiel mit der Umsetzung der Innovativen Bauausstellung InBA und den hierbei entwickelten Energieeffizienzstandards begonnenen Aktivitäten sollten systematisch ausgebaut und zu einer Sanierungskampagne im Gebäudebestand gebündelt werden.

Ziel ist die Erhöhung der energetischen Sanierungsrate im Gebäudebestand auf 2 % pro Jahr und die Umsetzung erhöhter Energieeffizienzstandards.

1.2 Stromsparkampagne in Gewerbe, Kleinverbrauch und öffentlichen Liegenschaften

Der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch im Kieler Stadtgebiet lag im Jahr 2006 bei ca. 25 %. Da Strom gegenüber anderen Energieträgern wie Fernwärme, Erdgas und Heizöl einen höheren spezifischen CO₂-Emissionfaktor hat (siehe Tabelle 1-2) beträgt sein Anteil an den CO₂-Emissionen in Kiel sogar ca. 50 %. Die Strombedarfsentwicklung in Kiel hat maßgeblichen Einfluss auf die CO₂-Emissionsentwicklung.

2006					
Endenergie-träger	Endenergiebedarf		CO ₂ -Faktor t/GWh	CO ₂ -Emission	
	GWh/a	%		1.000 t/a	%
Fernwärme	1.146	29%	236	270	18%
Erdgas	1.135	28%	202	229	15%
Heizöl	677	17%	266	180	12%
Strom	1.001	25%	806	807	54%
Kohle	45	1%	335	15	1%
Summe	4.005			1.502	

Tabelle 1-2: CO₂-Emissionen nach Energieträgern in Kiel im Jahr 2006

Insgesamt ist der Strombedarf in Kiel seit 1990 um ca. 6 % angestiegen, allein im Zeitraum 2000 bis 2006 um ca. 9,0 %. Damit entspricht der Verlauf in Kiel grob dem Trend in Deutschland.

Die Analyse für Kiel zeigt:

- Der Strombedarf der Industrie sinkt relativ kontinuierlich.
- Der Strombedarf für Heizen nimmt kontinuierlich ab.
- Der Strombedarf für den Haushaltsbereich inkl. elektrischer Warmwasserbereitung steigt bis 2000 geringfügig an und sinkt danach leicht.
- Der Strombedarf „Kleinverbraucher“ unterliegt starken Schwankungen und steigt in der Tendenz stark an.
- Der Strombedarf der öffentlichen Gebäude ist im Zeitraum 1990 – 2000 relativ konstant. 2006 ist eine deutliche Steigerung zu verzeichnen.

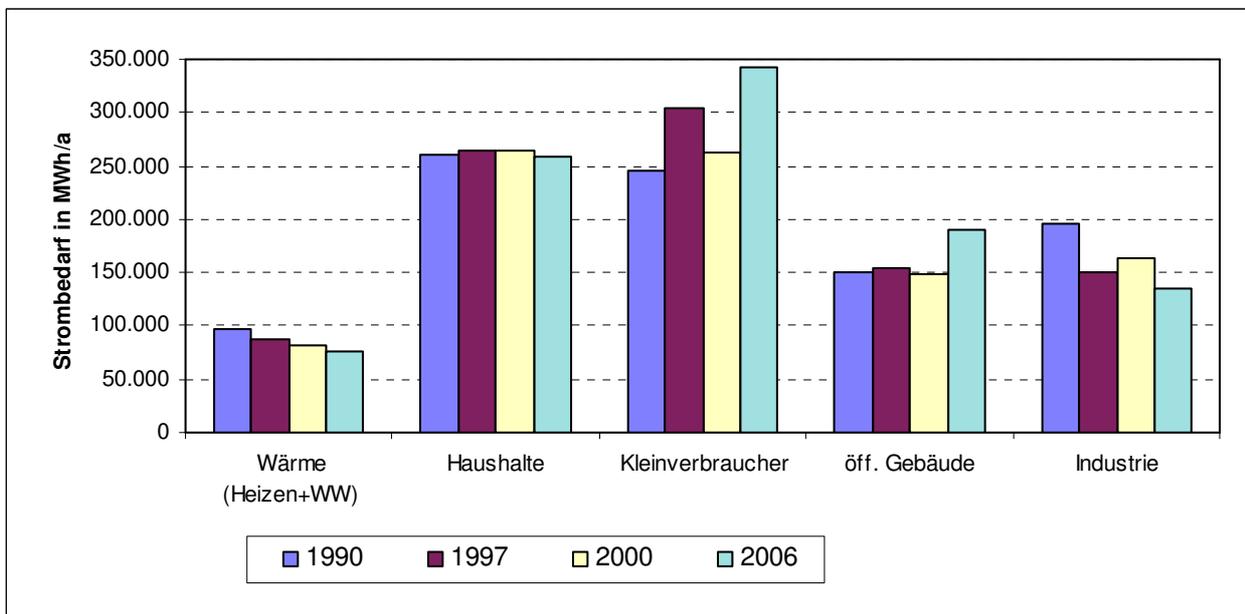


Abbildung 1-6: Entwicklung des Strombedarfs nach Nutzergruppen in Kiel

Der Strombedarf im Sektor Kleinverbrauch zeigt einen besonders starken Anstieg. Der Verbrauchsanstieg hat eine Reihe von Gründen, z.B.

- Der Klimatisierungsbedarf von Büroarbeitsplätzen steigt.
- Die EDV wird immer leistungstärker und erfordert ab einer bestimmten Größenordnung eine Klimatisierung.
- Produktionsprozesse werden stromintensiver.

Es muss damit gerechnet werden, dass dieser Anstieg auch in der Zukunft in abgeschwächter Form bestehen wird, wenn nicht über gesonderte Maßnahmen gegengesteuert wird.

Die Gutachter empfehlen durch eine gezielte Stromsparaktion, den Verbrauchsanstieg der letzten Jahre im Sektor „Kleinverbrauch“ zu stoppen. Die Landeshauptstadt Kiel sollte diese Stromsparaktion im Gewerbe federführend ins Leben rufen und zusammen mit den möglichen Beteiligten ein Konzept entwickeln und dieses umsetzen.

Diese Aktion sollte auf die Effizienzinitiative der Bundesregierung aufbauen. Ziel dieses Projektes sollte sein, zusammen mit möglichen Partnern den Begriff „Stromsparen“ in das Gewerbe zu kommunizieren und so dafür zu sorgen, dass Einsparmaßnahmen durchgeführt werden.

Mögliche Beteiligte an einem solchen Projekt können z.B. sein:

- Landeshauptstadt Kiel (Umweltschutzamt, Wirtschaftsförderung)
- Industrie- und Handelskammer
- Handwerkskammer
- Stadtwerke Kiel AG
- Energieagentur der Investitionsbank Schleswig-Holstein.

Mögliche Maßnahmen könnten sein:

- Gründung eines moderierten Arbeitskreises „Energieeffizienz in Kieler Unternehmen“,
- Hinweise über vorhandene Medien (Mitgliederzeitschriften o.ä.) auf die Möglichkeiten der Förderung von Einsparberatungen der KfW
- Informationsveranstaltung und Messen zu Einspartechnologien (Energieeffiziente Rechenzentren und Green IT, energieeffiziente Antriebe bei Lüftungssystemen, Motoren und Umwälzpumpen, Druckluftherzeugung und -verteilung etc.)
- Initiierung von branchenbezogenen Pilotprojekten (z.B. Abwärmenutzung in Bäckereien, energieeffiziente Kühlsysteme für Verbrauchermärkte)
- Etablierung eines Verfahrens zur frühzeitigen Ansprache von Firmen und Investoren, die sich in Kiel ansiedeln wollen bzw. innerhalb Kiels genehmigungsbedürftige Bautätigkeiten planen.

Der in Bericht II „Energiebedarfsprognosen 2006 – 2050“ beschriebene allgemeine Trend lässt bis 2020 eine Reduktion des Stromverbrauches um 4,6 % gegenüber 2006 erwarten. Die Stromsparkampagnen sollten eine Verdoppelung des Trends, d.h. eine Einsparung um 9,2 % bis 2020 zum Ziel haben.

Empfehlung 1.2

Die Landeshauptstadt Kiel sollte federführend eine Stromsparaktion in Gewerbe und Kleinverbrauch ins Leben rufen und zusammen mit den möglichen Beteiligten ein Konzept entwickeln und dieses umsetzen.

Ziel ist die Reduzierung des Stromverbrauches in Kiel bis zum Jahr 2020 um ca. 10 % gegenüber 2006.

1.3 Ergänzende Einsparempfehlungen

Die Gutachter gehen davon aus, dass ab dem Jahr 2020 Neubauten nur noch im Passivhausstandard errichtet werden, und dass sich die ambitionierten Energie-Standards für Neubau- und Sanierungsmaßnahmen auch auf den Bereich der Kleinverbraucher und öffentlichen Liegenschaften übertragen lassen. Sowohl die Einführung des Passivhausstandards als auch die Ausweitung von Sanierungsmaßnahmen im Bereich Kleinverbrauch und öffentlichen Liegenschaften sollte die Landeshauptstadt Kiel begleitend unterstützen.

Die Gutachter gehen davon aus, dass sich viele im Rahmen der gewerblichen Stromsparkampagne entwickelten Maßnahmen auch im Bereich der öffentlichen Liegenschaften umsetzen lassen.

Empfehlung 1.3

Bei Bauvorhaben im Kieler Stadtgebiet sollte die Landeshauptstadt Kiel weiterhin verstärkt ihre Einflussmöglichkeiten nutzen, damit Neubauten mit einem hohen Energieeffizienzstandard begleitet von Qualitätssicherungsmaßnahmen umgesetzt werden.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte auch für die eigenen Liegenschaften verstärkt auf die Entwicklung des Strombedarfes achten, Stromsparziele setzen und Stromeinsparmaßnahmen identifizieren und umsetzen.

2 Optimale Nutzung regional verfügbarer regenerativer Energieträger

Die Nutzung regenerativer Energieträger ist in Kiel gegenüber dem Bundesvergleich noch unterentwickelt. Der Anteil von regenerativen Energieträgern an der gesamten Stromproduktion im Stromnetz der Stadtwerke Kiel AG lag im Jahr 2006 bei 4,7 %, darin enthalten sind bereits der regenerative Anteil bei der Müllverbrennung und der regenerative Anteil in dem von E.ON bezogenen Strom von 8,3 %. Ohne Müllverbrennung und Strombezug liegt der regenerativ erzeugte Stromanteil derzeit lediglich bei ca. 2,5 %. Wesentliche Beiträge leisten derzeit Windkraftanlagen außerhalb des Kieler Stadtgebietes. Die Einspeisung von Photovoltaikanlagen hat sich seit 2000 vervierfacht, der Anteil am Gesamtstromverbrauch ist weiterhin gering.

Im Vergleich lag die EEG-Quote, d.h. der Anteil des nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz vergüteten regenerativen Stroms am Gesamtstromverbrauch Deutschlands, im Jahr 2006 bei 12 %, für das Jahr 2009 wird ein Anteil von 19,5 % prognostiziert.

Ein erhebliches Potenzial regenerativer Energieträger stellt für Kiel die Nutzung von regional verfügbarer Biomasse aus den benachbarten Kreisen dar. Nach Angaben der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) wurden in Deutschland im Jahr 2010 auf rund 18 Prozent der heimischen Ackerfläche pflanzliche Rohstoffe zur Energieerzeugung und zur industriellen Verwendung angebaut. Der Anteil des Energiepflanzenanbaus an der regionalen Ackerfläche kann je nach Vorzüglichkeit des Anbaus auch größer als 18 Prozent sein, ohne die Rohstoffbasis für eine konkurrenzfähige Nahrungs- und Futtermittelproduktion zu gefährden. Eine nachhaltige

Verwertung von Biomasse beginnt jedoch stets bei nicht flächengebundenem Reststoffen wie Bioabfällen verschiedenster Art, Gülle aus der Tierhaltung, Stalleinstreu, Reststroh sowie Klärschlamm.

Bei der Darstellung der Möglichkeiten zur Biomassenutzung im Rahmen des klimaverträglichen Energiekonzepts wird von den Gutachtern ein regionaler Ansatz verfolgt und als mittelfristiges Ziel die konsequente Erschließung der im Kieler Raum zur Verfügung stehenden regenerativen Energieträger empfohlen. Vorgeschlagen werden die Nutzung von fester Biomasse in einem Biomasseheizkraftwerk sowie die Erzeugung von Biogas zur Nutzung in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

In einem Umkreis von zirka 55 Kilometern um Kiel steht ausreichend Biomasse zur Verfügung um ein Holzheizkraftwerk mit einer thermischen Leistung von 20 MW zu betreiben sowie eine Biomethanmenge zu erzeugen, die rechnerisch dem derzeitigen Gasverbrauch im Kiele4r Stadtgebiet an einem normalen Sommertag entspricht.

Auch wenn übergangsweise Importe von Holzhackschnitzeln oder Biomethan erforderlich sein sollten, um den wirtschaftlichen Betrieb eines Biomasseheizkraftwerkes oder von Biomethan-BHKW abzusichern, kann die im vorliegenden Konzept benötigte Biomasse in einem Umkreis bis zu 55 km erzeugt, geerntet und langfristig energetisch genutzt werden.

Andere regenerative Energieträger sind im Kieler Stadtgebiet von untergeordneter Bedeutung, sollten aber trotzdem konsequent erschlossen werden.

Tabelle 2-1: Energiepotenziale aus erneuerbaren regionalen Ressourcen

Ressource	Strom [MWh]	Wärme [MWh]
Holzpellet-Heizanlagen		34.310
Oberflächennahe Geothermie		11.827
Wasserkraft	540	
Windkraft	25.000	
Photovoltaik	1.564	
Solarthermie		6.410
Biomasse-Heizkraftwerk	75.750	150.000
Biogas/Biomethan-BHKW	41.777	59.604
Summe	144.631	262.151
Anteil regenerativer Energien (2020)	17 %	10 %

Bei Umsetzung der von den Gutachtern vorgeschlagenen Maßnahmen kann der Anteil des in Kiel regenerativ erzeugten Stroms am Kieler Stromverbrauch von derzeit ca. 2,5 % auf 17 % im Jahr 2020 gesteigert werden (ohne Müllheizkraftwerk).

Der Anteil an regenerativ bereitgestellter Wärme kann von derzeit < 1% auf ca. 10 % im Jahr 2020 gesteigert werden.

2.1 Nutzung regional verfügbarer Biomasse in einem Biomasseheizkraftwerk am Standort der Müllverbrennungsanlage Kiel

In der Region stehen ca. 110.000 Tonnen Holz für die Belieferung eines Biomasseheizkraftwerkes mit einer thermischen Leistung von 20 MW auf Basis von Holzhackschnitzeln zur Verfügung. Waldflächen zur Nutzung von Restholz aus der Forstwirtschaft liegen in der Hauptsache südlich Kiels. Weiterhin fällt in der Region Holz aus der Knick- und Straßenpflege an. In den Anfangsjahren können Holzmengen, die während des Aufbaus einer regionalen Lieferstruktur fehlen, übergangsweise auch per Schiff aus dem Ostseeraum bezogen werden. Mittel- bis langfristig könnte die Versorgung des Biomasseheizkraftwerkes auch über Holz aus Kurzumtriebsplantagen oder durch eine Zufeuerung mit 10 bis 15 % Strohpellets gesichert werden. Als mögliche Standorte für das Biomassewerk am Kieler Fernwärmenetz kommen das Gemeinschaftskraftwerk Kiel (GKK), die Müllverbrennung Kiel (MVK) sowie das Spitzenlastheizwerk Wik in Frage.

Standortvergleich			
Kriterium	MVK	GKK	Wik
Anbindung per Lkw aus der Region	sehr gut	ausreichend	befriedigend
Anbindung Schiff	ausreichend (ü. Zw.-Lager)	sehr gut	gut
Kapazität für Lagerung	gering	gering	gering
Synergie Betrieb / Personal	gut	gut	keine
Anbindung an Fernwärmenetz	Netzhydraulik muss geprüft werden	gut	gut
Genehmigungsfähigkeit	grundsätzlich gegeben	grundsätzlich gegeben	grundsätzlich gegeben

Tabelle 2-2: Standortvergleich für ein 20 MWth-Heizkraftwerk in der Landeshauptstadt Kiel

Da die logistische Anbindung bei der Belieferung mit Biomasse aus der Region am Standort MVK vorteilhaft ist, wird für diesen Standort ein 20 MWth-Biomasseheizkraftwerk vorgeschlagen.

Zur Optimierung des wirtschaftlichen Betriebs und der CO₂-Einsparungen werden für das Biomasseheizkraftwerk lange Betriebszeiten pro Jahr angesetzt. Der Vorschlag der Gutachter sieht vor, das Biomasseheizkraftwerk zusammen mit der Müllverbrennungsanlage Kiel zur Deckung der Grundlast der Kieler Fernwärme einzusetzen. Aufgrund der spezifisch höheren Investitionskosten werden die Wärmegestehungskosten, d.h. der für einen wirtschaftlichen Betrieb des Biomasseheizkraftwerkes erforderliche Wärmepreis, in den ersten Betriebsjahren über dem eines GuD-Heizkraftwerkes liegen. Die Wirtschaftlichkeit des Biomasseheizkraftwerkes ergibt sich im Rahmen der Gesamtbetrachtung des Kieler Heizkraftwerkparkes, indem der über den

Abschreibungszeitraum der Heizkraftwerke gebildete zukünftige Fernwärmepreis stets unter dem anlegbaren Wärmepreis liegt.

Empfehlung 2.1

Zur langfristigen Nutzung der regional verfügbaren Potenziale an fester Biomasse sollte die Landeshauptstadt Kiel die Errichtung eines Biomasseheizkraftwerkes initiieren.

Das Gelände der Kieler Müllverbrennungsanlage MVK ist hierfür ein geeigneter Standort.

Im Hinblick auf die Optimierung der CO₂-Reduktion und im Rahmen der Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Kieler Fernwärmeversorgung wird eine thermische Heizkraftwerksleistung von 20 MW als wirtschaftlich und ökologisch optimal bewertet.

2.2 Nutzung von regional erzeugtem Biogas in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist Stand der Technik und wird auf breiter Ebene eingesetzt. Durch die gemeinsame Strom- und Wärmeerzeugung mit dem relativ emissionsarmen Brennstoff Erdgas, dem CO₂-emissionsfreien Biogas oder Biomethan, d.h. auf Erdgasqualität aufbereitetes und in das Erdgasnetz eingespeistes Biogas, führt der Einsatz dieser Technik zu hohen Energie- und CO₂-Einsparungen. Aus diesem Grund ist die dezentrale KWK - insbesondere in Verbindung mit dem Einsatz von Biogas oder Biomethan - als ein wichtiger Baustein im Rahmen des klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel ausgewählt worden.

In den letzten Jahren wurde die Technik zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität mit anschließender Einspeisung dieses Biomethans in das Erdgasversorgungsnetz zur Marktreife entwickelt und in mehreren Projekten erfolgreich umgesetzt.

Neben der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz ist es bei kleineren Entfernungen zwischen Biogasanlage und Abnehmer sinnvoll, das Biogas über eine Gasleitung direkt zu einem BHKW bzw. zu den Nutzern zu leiten (Mikrogasnetz), um den EEG-Strom vor Ort in einer Wärmesenke zu produzieren.

Grundlage aller Überlegungen zur Biogasnutzung ist die Substratgrundlage. In einem Einzugsbereich von zirka 55 Kilometern um die Landeshauptstadt Kiel werden etwa 100 Tsd. Hektar Ackerland bewirtschaftet. Es wird von einem langfristig nachhaltigen Energiepflanzenanbau auf 30 % der Fläche ausgegangen, wobei für das klimaverträgliche Energieversorgungskonzept zunächst von einer möglichen Realisierungsquote von 40 % dieses Potenzials ausgegangen wird.

Substrat	Fläche * [ha]	Menge Biomasse [t/a]	Methangehalt im Biogas [%]	Biomethan fürs Netz [Nm ³ /h] **
Organische Reststoffe (Speise- und Nahrungsmittelreste, Biotonne)	0	9.000	60	56
Gras aus der Landschaftspflege	4.500	40.500	50	241
Maissilage	8.400	378.000	52	3.370
Ganzpflanzensilage (Getreide)	2.400	84.000	53	744
Rüben	2.100	168.000	52	504
Summe	17.400	679.500		4.915

* von 30.000 Hektar 40% für dieses Projekt angerechnet, ** 8.400 Jahresstunden

Tabelle 2-3: Übersicht Substratgrundlage zur Erzeugung von Bioerdgas im Umkreis Kiels

Legt man diese 40 % Realisierungsquote zugrunde, so würde die täglich eingespeiste Biomethanmenge den Erdgasbedarf im Kieler Stadtgebiet an Tagen mit geringem Wärmebedarf im Sommer übersteigen. Mit dieser Biogasmenge könnten Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Gesamtleistung von ca. 19 MW betrieben werden. Das Potenzial ist mehr als doppelt so hoch, wie im Rahmen dieses klimaverträglichen Energieversorgungskonzeptes für das

realisierbare dezentrale BHKW-Potenzial an Standorten außerhalb des Fernwärmeversorgungsgebietes benötigt wird.

Die Einspeisung von Wärme aus dezentralen KWK-Anlagen in das Kieler Fernwärmenetz in Konkurrenz zu einem zentralen GuD Heizkraftwerk bietet weder ökonomische noch ökologische Vorteile. Das von den Gutachtern ausgewiesene KWK-Potenzial beschreibt deshalb nur Anlagen außerhalb des Fernwärmegebietes.

In der Potenzialabschätzung wird unterschieden zwischen

- vorhandenen BHKW, die im Zeitraum 2007 – 2009 in Betrieb genommen wurden
- BHKW in Heizzentralen der SWK
- BHKW an gut geeigneten Einzelstandorten
- BHKW in neu zu erschließenden Nahwärmegebieten
- BHKW an sonstigen Standorten.

BHKW in neu zu erschließenden Nahwärmegebieten wurden ausgewiesen, weil BHKW an Einzelstandorten in der Regel relativ klein sind. Kleine BHKW haben eine deutlich schlechtere Energie- und CO₂-Bilanz als große. Es gibt im Kieler Wohnungsbestand relativ wenige Standorte, an denen BHKW mit einer elektrischen Leistung > 100 kW einsetzbar sind. Um größere Einheiten zu erreichen, müssen mehrere Gebäude über ein Nahwärmenetz zusammengefasst und aus einer Heizzentrale versorgt werden.

Als neue Nahwärmegebiete wurden folgende Gebiete identifiziert:

- Elmschenhagen (Joachimsthaler Weg)
- Elmschenhagen (Lechweg)
- Wellsee (Stauffenberggring)
- Grünes Herz (Vogelhain)
- Russee (Spreaallee)
- Schilksee Süd

Das ermittelte Potenzial für dezentrale KWK ist in der Abbildung 2-1 dargestellt.

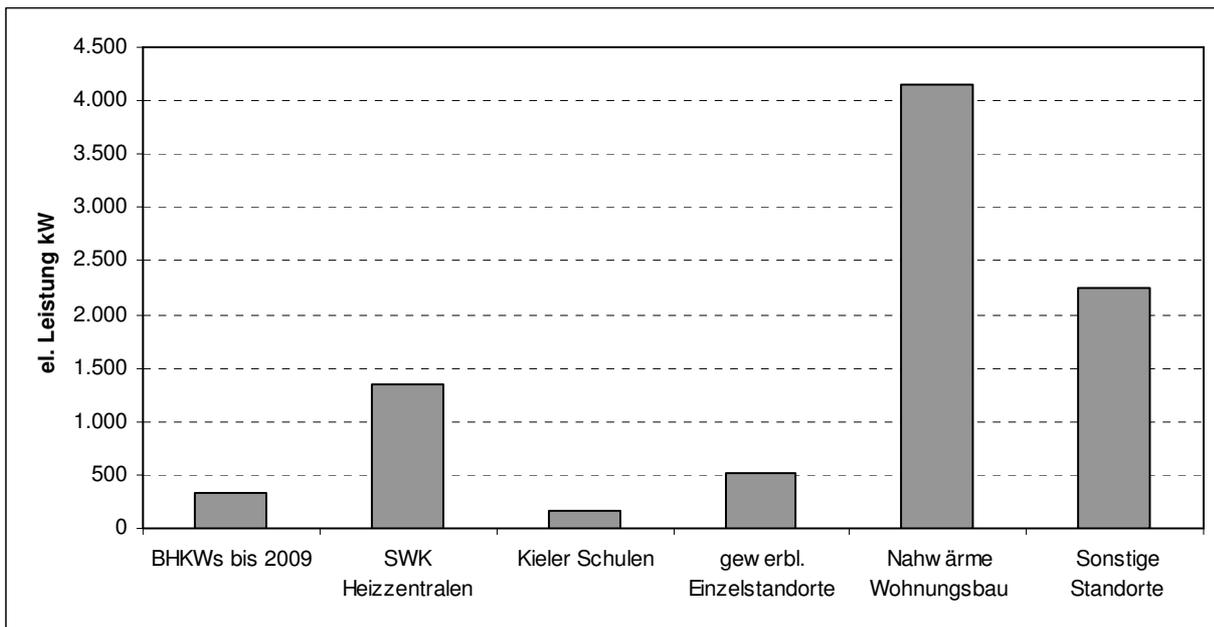


Abbildung 2-1: Potenzial für den Einsatz dezentraler KWK-Anlagen in Kiel

Für verschiedene BHKW-Anlagengrößen und mögliche Betreibervarianten sowie den Erdgas-, Biogas- und Biomethanbetrieb wurden Wirtschaftlichkeits- und Emissionsbetrachtungen durchgeführt.

Das Gesamtpotenzial an elektrischer Leistung von dezentralen KWK-Anlagen außerhalb des Fernwärmeversorgungsgebietes beträgt ca. 8,8 MW, davon sind ca. 74 % (6,5 MW) für den Betrieb mit Biogas- bzw. Biomethan geeignet, ca. 26 % (2,3 MW) für einen Betrieb mit Erdgas, siehe Tabelle 2-3.

	elektr. Leistung kW	Erdgas kW	Biogas kW	Bio-methan kW	Stromprod. Erdgas MWh/a	Stromprod. Biogas MWh/a	Wärmeprod. MWh/a
BHKW bis 2009	338	338			1.690		3.085
SWK Heizzentralen	1.345	181	1.164		1.160	8.036	11.376
Kieler Schulen	157	157			967		1.928
gewerblich. Einzelstandorte	525	525			2.888		4.736
Nahwärme Wohnungsbau	4.157			4.157		27.572	29.723
Sonstige Standorte	2.243	1.122		1.122	6.168	6.168	18.505
Summe	8.766	2.323	1.164	5.279	12.873	41.777	69.352

Tabelle 2-3: Dezentrales KWK-Potenzial mit Energieträgeraufteilung

Die für dezentrale KWK-Anlagen benötigten Biogasmengen können in der Region erzeugt und in ca. 4 bis 5 Anlagen zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz der Stadtwerke Kiel eingespeist werden. Mögliche Standorte sind in Abbildung 2-2 dargestellt.

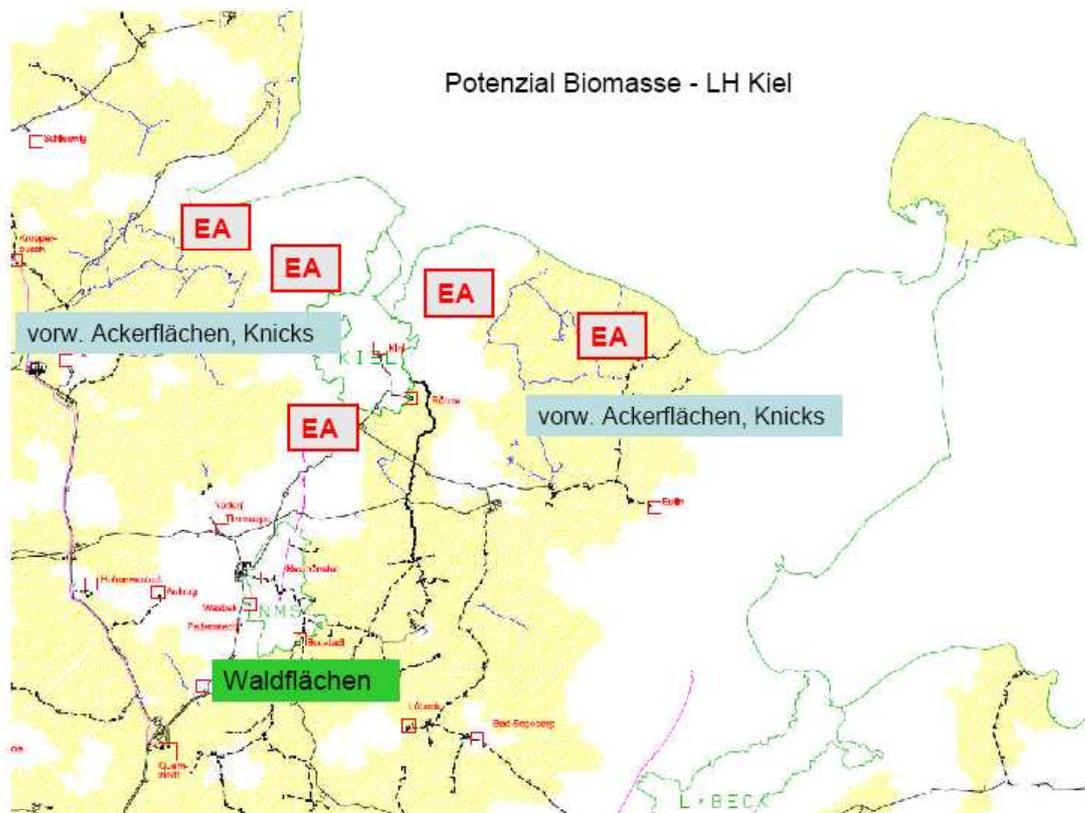


Abbildung 2-2: Betrachtete Region um Kiel (ca. 55 km) mit Biomasse-Schwerpunkten und möglichen Standorten für Einspeiseanlagen

Bezogen auf die CO₂-Emission 2006 der Stadt Kiel führt die Umsetzung des dezentralen KWK-Potenzials zu einer CO₂-Einsparung von 2,0 %.

Durch das ausgewiesene Potenzial kann ein Anteil von ca. 5 % am Kieler Strombedarf erzeugt werden.

Empfehlung 2.2

Die Gutachter empfehlen, das im Kieler Stadtgebiet und außerhalb des Fernwärmeversorgungsgebietes zur Verfügung stehende Potenzial an dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung von insgesamt ca. 8 bis 9 MW zu erschließen.

Die Gutachter empfehlen, für die Stadtquartiere - Elmschenhagen (Joachimsthaler Weg), Elmschenhagen (Lechweg), Wellsee (Stauffenberggring), Grünes Herz (Vogelhain), Russee (Spreeallee), Schilksee Süd – Nahwärmekonzepte auf der Basis von KWK-Anlagen zu erstellen und umzusetzen.

Die Gutachter empfehlen, die dezentralen KWK-Anlagen vorrangig mit Biogas bzw. Biomethan zu betreiben.

Die Gutachter empfehlen, die für den Betrieb der dezentralen KWK-Anlagen benötigten Biogasmengen langfristig aus der Region zu beziehen und hierzu den Aufbau von Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen im Gebiet des Erdgasnetzes der Stadtwerke Kiel AG zu unterstützen.

2.3 Ergänzende Empfehlungen zur Nutzung regenerativer Energieträger

Solarthermie Es gibt in Kiel bereits thermische Solaranlagen, deren genaue Anzahl aber nicht bekannt ist. Der Deckungsanteil am Wärmebedarf ist bisher noch so gering, dass er in der Energie- und CO₂-Bilanz 2006 nicht berücksichtigt ist. Eine Potenzialabschätzung für Kiel ergibt eine theoretisch nutzbare Solarkollektorfläche von ca. 100.000 m². Das realistische Solarpotenzial wird deutlich kleiner sein, eine Deckungsrate von mehr als 25 % ist nicht zu erwarten, d.h. das realistische thermische Solarpotenzial kann zu 6.410 MWh/a (Endenergie) angenommen werden. Um diese Deckungsrate bis beispielsweise zum Jahr 2020 zu erreichen, muss jedes Jahr eine Kollektorfläche von ca. 1.800 m² installiert werden. Dies entspricht ca. 200 Anlagen. Das CO₂-Einsparpotenzial durch solarthermische Anlagen beträgt bis zum Jahr 2020 bezogen auf das Jahr 2006 lediglich 0,07 %.

Photovoltaik Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Kiel betrug die Solareinspeisung 2006 insgesamt 813 MWh, hiervon 571 MWh im Bereich der Landeshauptstadt Kiel. Bis zum Oktober 2008 hat sich die Einspeisemenge auf 1.510 MWh/a (Versorgungsgebiet) bzw. ca. 1.060 MWh/a für Kiel nahezu verdoppelt. Die weitere Entwicklung der Photovoltaik wird entscheidend von den zu erwartenden Veränderungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) abhängen. Es kann aufgrund der politischen Ziele der Bundesregierung aber davon ausgegangen werden, dass es weiterhin eine erhöhte Stromeinspeisevergütung für Solarstrom geben wird, so dass der Betrieb von Photovoltaikanlagen an geeigneten Standorten weiterhin wirtschaftlich interessant bleiben wird. Geht man deshalb von einer jährlichen Steigerung ab 2009 von 6 %/a aus, so ist für 2020 eine solare Strommenge von 2.135 MWh/a zu erwarten. Der Zubau ab 2008 liegt damit bei 1.074 MWh. Die solare Strommenge in 2020 entspricht ungefähr 0,2 % des Kieler Strombedarfes, der Zubau ab 2006 ca. 0,15 %.

Windenergie Im Kieler Stadtgebiet wird derzeit nur eine kleinere Windkraftanlage betrieben. Die Landeshauptstadt Kiel prüft derzeit zwei Flächen auf die Eignung für eine Windenergienutzung:

- Gebiet 1: südliches Meimersdorf, Fläche 14 ha,
- Gebiet 2: westliches Suchsdorf, Fläche 2 ha.

Unter Beachtung von üblichen Anlagenabständen lässt sich auf den genannten Flächen eine Windleistung von ca. 10 MW installieren.

Setzt man eine Vollbenutzungsstundenzahl von 2.500 h/a an, dann ergibt sich an den Standorten eine zusätzliche Windstrommenge von 25.000 MWh/a. Dies entspricht ungefähr 2,5 % des Kieler Strombedarfes.

Wasserkraft In der Schwentine gibt es bereits 2 Wasserkraftanlagen, die von der SWK betrieben werden. Diese erzeugen eine Jahresstrommenge von 4.149 MWh/a (2006). In der Schwentine gibt es noch eine größere, derzeit ungenutzte Staustufe an der Holsatia Mühle. Für diesen Standort gibt es ein Konzept, das von einer elektrischen Leistung von 132 kW und einer Jahresstromproduktion von 700.000 kWh ausgeht.

Tiefengeothermie In Kiel werden bereits seit mehreren Jahren die Möglichkeiten der Nutzung der Tiefengeothermie diskutiert. Nach Einschätzung der Gutachter ist ein solches Projekt sehr unsicher und wird deshalb nicht in das umsetzungsorientierte „Klimaverträgliche Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel“ aufgenommen.

Oberflächennahe Geothermie Die Nutzung von oberflächennaher Geothermie (Erdwärme) beinhaltet den Einsatz von Wärmepumpen. Bei der Abschätzung eines realistischen Nutzungspotenzials von Erdwärme wird unterschieden von Anlagen im Gebäudebestand und Anlagen in Neubauten. Die Einsatzmöglichkeiten im Gebäudebestand erfordern ein Niedertemperatur-Heizsystem. Dieses ist hier in der Regel nicht vorhanden. Mit ansteigendem Sanierungsanteil an Gebäuden erhöht sich die Gebäudeanzahl, bei denen mit dem vorhandenen System geringere Temperaturen gefahren werden können. Eine Abschätzung des Erdwärmepotenzials für Wohngebäude und Gewerbe in Kiel ergibt unter den Annahmen der Energiepreisentwicklungen des Referenzszenarios ein Potenzial von ca. 12.000 MWh bis zum Jahr 2020.

Biomasseheizungen Als Biomasseheizungen kommen hauptsächlich Holzpellettheizungen zum Einsatz. Bei Heizungserneuerungen kann außerhalb des Fernwärmegebietes davon ausgegangen werden, dass ein bestimmter Anteil Holzpellettheizungen eingebaut wird. Eine Abschätzung des Potenzials für den Einsatz von Holzpellettheizungen in Kiel ergibt unter den Annahmen der Energiepreisentwicklungen des Referenzszenarios ein Potenzial von ca. 35.000 MWh bis zum Jahr 2020.

Stroh Reststroh steht im Prinzip in der Region zur Verfügung. Bei einer Getreidefläche von zirka 60.000 Hektar im Umkreis von 55 Kilometern um die Landeshauptstadt Kiel und einer anteiligen externen Strohabgabe von 15% kann Stroh in einer Menge von 63.000 Tonnen pro Jahr bereit gestellt werden. Eine Pelletierung des Strohs auf dem Feld bzw. am Feldrand kann grundsätzliche Vorteile bieten, weil der Aufwand für Transport, Lagerung verringert und die Zuführung in den Brennraum verbessert ist.

Technisch ist zu klären, ob bzw. gegebenenfalls in welcher Menge Stroh als Brennstoffergänzung in einem neuen Kieler Holzhackschnitzelwerk eingesetzt werden kann.

Durch die Anwendung neuer Techniken wie die Pyrolysegaserzeugung, die sich in der Entwicklung befinden, könnte eine Nutzung von Strohpellets mittel- und langfristig in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen möglich werden.

Kurzumtriebsplantagen In Nachbarländern wie Schweden wird mit Kurzumtriebsplantagen bereits wettbewerbsfähige Biomasse produziert. Die weitere Entwicklung auf dem deutschen Markt sollte vom Betreiber eines Kieler Biomasseheizkraftwerkes beobachtet und regional begleitet werden, um zukünftig auch Holz aus Energiewäldern rund um Kiel einsetzen zu können.

Klärschlamm Im Klärwerk Bülk werden die Abwässer der Landeshauptstadt Kiel sowie von zirka 20 Umlandgemeinden gereinigt. Der anfallende Klärschlamm wird zunächst ausgefault und entwässert, das entstehende Klärgas im Blockheizkraftwerk energetisch genutzt.

Die Landeshauptstadt Kiel ist für die sichere, preiswerte und umweltgerechte Entsorgung des bei der Klärung ihrer Abwässer anfallenden Klärschlammes verantwortlich. Dieser wird bisher auf landwirtschaftliche Flächen aufgebracht. Jährlich werden zirka 35.000 Tonnen Klärschlamm auf etwa 3.000 Hektar Ackerfläche verwertet.

Klärschlamm ist ein regenerativer Energieträger, der auf der Kläranlage zur Klärgasproduktion dient und auf dem weiteren Verwertungsweg nach Entwässerung und Trocknung zur Substitution von fossilen Energieträgern verwendet werden kann. Ein thermisches Verfahren zur Klärschlammnutzung sollte prinzipiell so gestaltet sein, dass die Asche nicht deponiert werden muss, sondern stofflich verwertbar wird. Optionen eröffnen sich beispielsweise durch den Einsatz der Asche in mineralischen Systemen wie Zement, Asphalt, Ziegeln etc.

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich einer Monoverbrennung in Bülk, einer Mitverbrennung bei der MVK und einer Abgabe an das Zementwerk der Holcim AG in Itzehoe wurde bereits durch die PFI Planungsgemeinschaft in 2004 bewertet. Die Abgabe an das Zementwerk der Holcim AG oder ein für die Klärschlammverbrennung genehmigtes Müllheizkraftwerk wäre in Bülk für eine mit dem vorhandenen Wärmeüberschuss getrocknete Teilmenge kurzfristig umsetzbar und würde die Energie- und CO₂-Bilanz umgehend verbessern. Zusätzlich würden in Kürze nicht unerhebliche Kosten für die landwirtschaftliche Verwertung eingespart und gleichzeitig die Entsorgungssicherheit erhöht. Dieser von der Landesregierung aus Nachhaltigkeitsgründen befürwortete Entsorgungsweg kann darüber hinaus ohne weitere Kosten für die Schaffung von Verbrennungskapazitäten beschränkt werden, weil von der Holcim AG Ersatzbrennstoffe benötigt werden.

Empfehlung 2.3

Die Gutachter empfehlen, die im Kieler Stadtgebiet zur Verfügung stehenden Potenziale an regenerativen Energieträgern möglichst optimal zu nutzen.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte die Umsetzung der Wind- und Wasserkraftprojekte aktiv unterstützen.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte den allgemeinen Trend zur Nutzung von Solarthermischen Anlagen, Photovoltaik-Anlagen, Holzpelletanlagen und Oberflächennaher Erdwärme im Rahmen ihrer Öffentlichkeitsarbeit und Beratungstätigkeit unterstützen.

Die Einsatzmöglichkeit von Strohpellets und Holz aus Kurzumtriebplantagen sollte im Zusammenhang mit der Planung des Biomasseheizkraftwerkes weiterverfolgt werden.

Für die Entsorgung des Kieler Klärschlammes sollte eine energieeffiziente Lösung im Hinblick auf die Nutzung des Klärschlammes als Ersatzbrennstoff auf der Basis vorliegender Untersuchungen weiterentwickelt werden.

3 Aufbau einer hocheffizienten Energieversorgungsstruktur

Der weitere Ausbau der Fernwärmeversorgung, die Zusammensetzung des zukünftigen Heizkraftwerksparks aus hocheffizienten Anlagen und die Wahl emissionsarmer Energieträger ist eine zentrale Komponente des klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel um die Klimaschutzziele der Landeshauptstadt Kiel bis zum Jahr 2020 zu erreichen.

Angesichts der anstehenden Außerbetriebnahme des Kieler Gemeinschaftskraftwerkes GKK, das derzeit ca. 60 % der Kieler Fernwärme bereitstellt, bietet sich die Gelegenheit für eine Neuausrichtung der Fernwärmeversorgung.

Ökologisches Ziel bei der Auswahl und Dimensionierung des zukünftigen Heizkraftwerksparks ist die Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger, d.h. der Einsatz regional verfügbarer Biomasse sowie die Effizienzsteigerung bei den Kraft-Wärme-Kopplungsprozessen.

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Kieler Fernwärme wurden von den Gutachtern Prognosen zum zukünftigen Fernwärmebedarf sowie zur zukünftigen Energiepreisentwicklung erstellt und in zwei Szenarien zusammengefasst.

Das **Referenzszenario** beschreibt die von den Gutachtern als realistisch bewertete zukünftige Entwicklung. Es entsteht durch die Kombination einer aufgrund ambitionierter Heizenergieeinsparungen im Gebäudebestand (Sanierungsquote 2 %) langfristig rückläufigen Fernwärmeabsatzentwicklung mit einer Energiepreisentwicklung, die von kontinuierlich steigenden Energiepreisen ausgeht (Referenzpreisentwicklung Tabelle 3-1).

Im **Niedrigpreisszenario** wird eine Entwicklung niedrigerer Energiepreise (Niedrigpreisentwicklung Tabelle 3-1) mit einer niedrigen Sanierungsquote von 1 % im Gebäudebestand betrachtet. Dieses Szenario stellt eine Preisentwicklung dar, die aus Sicht der Gutachter nicht zu erwarten ist, da die Energiepreise in diesem Szenario zukünftig nahezu konstant bleiben müssten. Das Niedrigpreisszenario spiegelt in wesentlichen Teilen die Annahmen der GKK-Studie wider und ermöglicht daher auch einen direkten Vergleich zu den Ergebnissen dieses Gutachtens.

		Aktuell	Niedrigpreisszenario Quelle: GKK-Endbericht (Referenzszenario)			Referenzpreisszenario Quelle: GKK-Endbericht (Hochpreisszenario)		
		2010	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Rohöl	\$/b	78,4 ¹	62			89,12	100,2	
Erdgas	€/MWh	14,1 ²	30,9	34,6	37,6	44,2	68,9	111,7
CO ₂	€/t CO ₂		23,6	26,2	28,4	29,4	45,0	71,9
Strom	€/MWh		65,3	77,7	66,3	89,6	149,6	184,8

Tabelle 3-1: Übersicht Preisentwicklungen

¹ Rohölpreis (Brent) vom 1. Halbjahr 2010; Quelle: www.godmode-trader.de

² CO₂-Preis (EUA Dec10) vom 1. Halbjahr 2010; Quelle www.ecx.eu

Auf der Basis der beiden Szenarien wurden in einem ersten Schritt die technischen Anforderungen an ein zentrales GuD-Heizkraftwerk ermittelt. Dies erfolgte auf der Grundlage einer Bestandsanalyse der in Kiel vorhandenen Erzeugungsanlagen und ihrer zukünftigen Entwicklung sowie einer Prognose der zukünftigen Fernwärmebedarfsentwicklung unter Berücksichtigung des von den Stadtwerken Kiel geplanten Ausbaus des Fernwärmenetzes.

Jahr	Referenzszenario			
	GuD	BMHKW	MHKW	HW
2015 bis 2020	65,7%	11,9%	17,6%	4,8%
2021 bis 2030	65,7%	12,0%	17,7%	4,6%
2031 bis 2040	63,2%	13,60%	19,6%	3,6%
2041 bis 2050	56,8%	17,1%	22,8%	3,4%
2015 bis 2050	63,0%	13,5%	19,3%	4,1%

Tabelle 3-2: Zukünftige Anteile der Erzeugungsanlagen an der Fernwärme

Es folgte in einem zweiten Schritt die Zusammenführung der Teilergebnisse zu einem nachhaltigen und versorgungssicheren Energiekonzept für den Zeitraum 2015 bis 2050. Dieses Konzept umfasst neben dem zentralen GuD-Heizkraftwerk ein Biomasse Heizkraftwerk BMHKW und das vorhandene Müllheizkraftwerk Kiel MVK, ergänzt um die Spitzenlastheizwerke HKW Humboldtstraße und HW-Nord (HW).

Zur Gesamtbewertung der Kieler Fernwärmeerzeugung werden die Wärmegestehungskosten der einzelnen Fernwärmeerzeugungsanlagen berechnet und gemäß ihrem Anteil an der gesamten Fernwärmeerzeugung zu einem für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen benötigten Fernwärmepreis zusammengeführt. Dieser Preis wird um die Verteilungskosten und die Netzverluste ergänzt. Um die Rentierlichkeit der Investition in ein GuD abzuschätzen, wurde mit verschiedenen Zinssätzen für das eingesetzte Kapital gerechnet. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurden die resultierenden Fernwärmepreise mit den Kosten einer konkurrierenden Wärmeerzeugung verglichen, um zu bewerten, ob der Fernwärmepreis der beiden Preisszenarien am Neukundenmarkt erzielt werden kann. Hierzu wurde der anlegbare Wärmepreis aus der GKK-Studie verwendet, da er die Kosten einer Wärmeerzeugung mit Erdgas dezentral beim Kunden beschreibt und auf der Basis der in diesem Konzept verwendeten Preisszenarien ermittelt wurde.

Aus Sicht der Gutachter ist die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Kieler Fernwärmeversorgung gegeben. Die Gesamtkosten der Kieler Fernwärme liegen langfristig unter dem anlegbaren Wärmepreis. Dies bedeutet, dass der Fernwärmepreis für den Fernwärmekunden im Mittel stets günstiger ist als eine alternative Heizenergieversorgung auf der Basis von Erdgas. Der Investor eines GuD kann aus Sicht der Gutachter mit einer angemessenen Kapitalverzinsung rechnen.

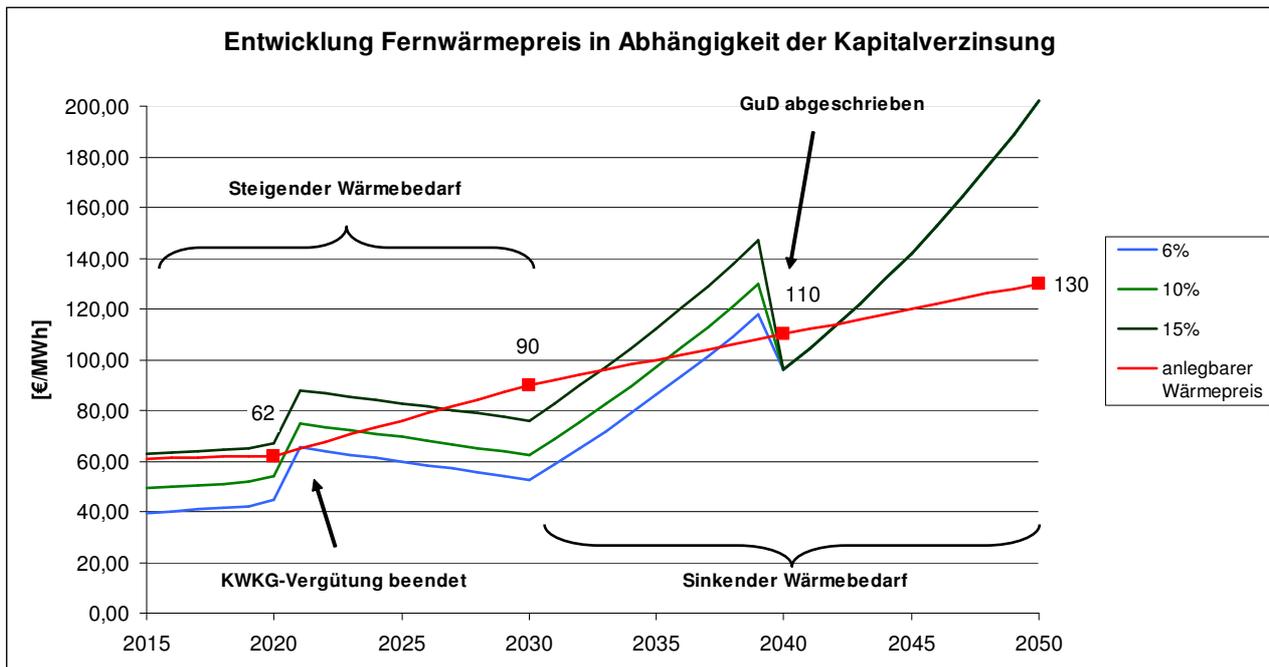


Abbildung 3-1: Fernwärmeendkundenpreis im Referenzszenario

In der Abbildung 3-1 ist deutlich zu erkennen, dass ab dem Jahr 2043, unabhängig vom Kapitalzinssatz, der benötigte Fernwärmepreis nachhaltig über dem anlegbaren Wärmepreis liegt. Diese Entwicklung ist vorrangig dem starken Absinken des Wärmebedarfs bis 2050 geschuldet. Das GuD-Heizkraftwerk ist zu diesem Zeitpunkt jedoch bereits abgeschrieben und könnte, aus Sicht des Investors, abgeschaltet werden. Es müsste dann rechtzeitig ein der Situation angepasstes neues Energieversorgungskonzept entwickelt werden. Vor dem Hintergrund des langen, mit zahlreichen Unsicherheiten verbundenen Betrachtungszeitraums wird empfohlen, die Bedarfsituation und die Energiepreissituation zu gegebener Zeit zu beobachten und eine der Situation angepasste Entscheidung zu treffen.

3.1 Ausbau der Kieler Fernwärme

Der ambitionierte Ausbau der Kieler Fernwärme ist eine wesentliche Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit der Kieler Fernwärme. Die Gutachter bekräftigen den von der Landeshauptstadt Kiel und der Stadtwerke Kiel AG bereits im Energie- und Klimaschutzkonzept 2008 vereinbarten Beschluss, die Fernwärme weiter auszubauen. Ziel ist, den zukünftig rückläufigen Fernwärmeabsatz im Bestand möglichst durch eine ambitionierte Ausbau- und Nachverdichtungsstrategie zu kompensieren.

Die von den Gutachtern aufgestellte Fernwärmeabsatzprognose ist von zwei Hauptfaktoren beeinflusst:

- Erhöhung des Absatzes durch Gewinnung von neuen Kunden durch Verdichtung in bestehenden Versorgungsgebieten und durch Netzausbau
- Reduktion des Absatzes durch energetische Sanierungsaktivitäten der Kunden

Die Stadtwerke Kiel AG (SWK) hat bis zum Jahr 2020 eine Zubauprognose für das Fernwärmenetz angegeben. Diese wurde vom Gutachter Siemens in Abstimmung mit den Stadtwerken bis 2030

fortgeschrieben. Diese Prognose beinhaltet einen Rückgang des Wärmebedarfes pro Kunde von etwas mehr als 2 %/a und entspricht damit in der Größenordnung dem Ansatz des Referenzszenarios. Der Zubau bis zum Jahr 2030 liegt in dieser Prognose bei einem zusätzlichen Fernwärmeabsatz von 369 GWh pro Jahr.

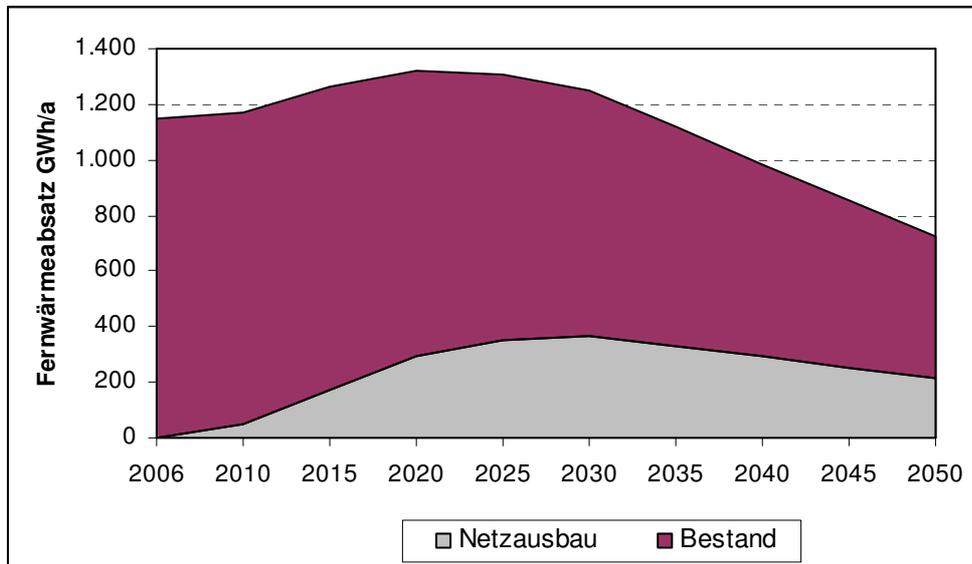


Abbildung 3-2: Fernwärmeabsatzentwicklung im Referenzszenario für Bestand und Netzausbau

Der Fernwärmeanteil an den Heizenergieträgern wird von 37,4 % im Jahr 2006 auf ca. 50 % im Jahr 2020 zunehmen. Mit Ende der Fernwärmeausbauphase im Jahr 2030 wird der Fernwärmeanteil dann bei ca. 55 % liegen.

Durch Maßnahmen am Fernwärmenetz verringern sich nach Berechnungen der Stadtwerke Kiel AG die Fernwärmenetzverluste von ca. 20 % im Jahr 2006 auf durchschnittlich 12% im Jahr 2020.

Empfehlung 3.1

Die Gutachter bestätigen den von der Stadtwerke Kiel AG geplanten ambitionierten Ausbau der Kieler Fernwärme bis zum Jahr 2030 und empfehlen der Landeshauptstadt Kiel den Wärmeversorger hierbei zu unterstützen.

Aufgrund der mit dem Kieler Fernwärmekonzept verbundenen Klimaschutzaspekte, insbesondere der erheblichen CO₂-Einsparungen, steht der Landeshauptstadt Kiel mit dem Beschluss einer Fernwärmesatzung ein Instrument zur langfristigen Sicherung der Kieler Fernwärmeversorgung zur Verfügung.

3.2 Bau eines Zentralen Gas- und Dampf-Heizkraftwerkes GuD

Die Dimensionierung einer zentralen GuD-Anlage erfolgt zunächst wärmeseitig anhand von Jahresdauerlinien der Fernwärmeerzeugung. Aus den Jahresdauerlinien ist ersichtlich, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Wärmemenge nachgefragt wird. Als Basis für die Erstellung von zukünftigen Jahresdauerlinien dient die nach stündlichen Verbrauchswerten aufgelöste Jahresdauerlinie der Kieler Fernwärmeerzeugung des Heizwasser- und Dampfnetzes des Jahres

2008. Zusammen mit den Fernwärmebedarfsprognosen wurden Jahresdauerlinien für die Jahre 2015, 2020, 2040 sowie 2050 berechnet.

Die Ermittlung einer bedarfsgerechten Anlagengröße einer zentralen GuD-Anlage folgt einerseits der Bedingung, dass die maximal erforderliche thermische Spitzenleistung zu jedem Zeitpunkt in beiden betrachteten Szenarien mit dem zur Verfügung stehenden Heiz- und Heizkraftwerken gedeckt werden kann. Andererseits müssen die Heizkraftwerke ausreichend viele Betriebsstunden pro Jahr im Einsatz sein, um wirtschaftlich zu sein.

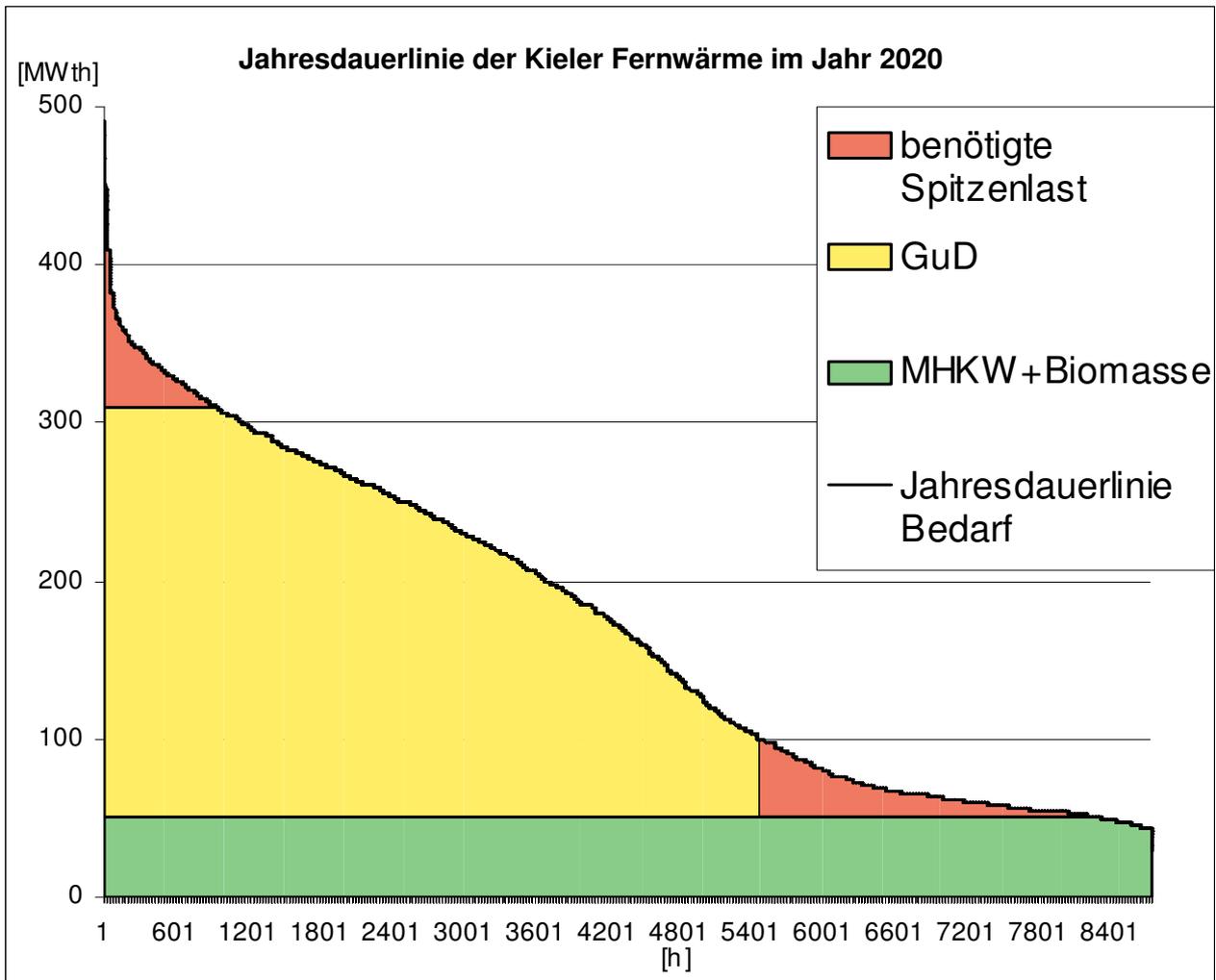


Abbildung 3-3: Jahresdauerlinie der Kieler Fernwärme im Referenzszenario für das Jahr 2020 mit Wärmeanteilen der Heizkraftwerke

In der Jahresdauerlinie ist die Reihenfolge der eingesetzten Erzeugungsanlagen zu sehen. Die Grundlast wird ganzjährig vom Biomasse-HKW und MHKW erzeugt (grüne Fläche), während das GuD den absolut größten Beitrag zur Wärmeversorgung Kiels leistet (gelbe Fläche). Die Spitzenheizwerke speisen Wärmemengen zu Spitzen- und Übergangszeiten ein (rote Flächen).

Bei der Wahl der Kraftwerksgröße haben sich die Gutachter an gängigen Kraftwerksdimensionierungen orientiert. Um die geforderte Wärmelast bereitstellen zu können, wurde eine GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von rund 400 MW betrachtet. Diese

Leistung erreicht die GuD-Anlage im Kondensationsbetrieb. Die maximale thermische Leistung der Anlage beläuft sich auf 260 MW bei einer Feuerungswärmeleistung von ca. 700 MW. Bei maximaler Wärmeauskopplung beträgt die elektrische Leistung etwa 350 MW. Der elektrische Wirkungsgrad dieses Kraftwerks liegt im Kondensationsbetrieb bei 58,8 %, der Gesamtwirkungsgrad bei maximaler Wärmeauskopplung beläuft sich auf 85,4 %³.

Jahr	Referenzszenario				
	2015	2020	2030	2040	2050
Jahresnutzungsgrad	73,95%	74,42%	73,80%	70,88%	67,60%
el. Energie [GWh]	2.522	2.538	2.518	2.463	2.364
th. Energie [GWh]	951	992	938	713	478
Brennstoffeinsatz [GWh]	4.696	4.743	4.683	4.481	4.204
Volllaststunden th. [h/a]	3.658	3.815	3.607	2.743	1.837
Volllaststunden el. [h/a]	6.224	6.262	6.214	6.078	5.834
CO ₂ [kt]	947	956	944	904	848

Tabelle 3-3: Ergebnisse GuD Referenzszenario

Im Referenzszenario werden über den Betrachtungszeitraum gemittelt mit dem GuD-Heizkraftwerk durchschnittlich 814 GWhth pro Jahr erzeugt bei einem durchschnittlichen Jahresnutzungsgrad von 72 %. Die elektrischen Volllaststunden betragen im Durchschnitt ca. 6.100 Stunden im Jahr.

Bei der Wahl des Kraftwerkstyps wurde ein Heizkraftwerk mit einem möglichen Kondensationsbetrieb gewählt. Ein GuD mit Kondensationsbetrieb, d.h. in diesem Fall durch eine Kühlung mit Seewasser, kann im Prinzip auch dann Strom erzeugen, wenn kein Fernwärmebedarf vorhanden ist. Insbesondere besteht zum Ende des Betrachtungszeitraums -wenn der Wärmebedarf deutlich abnimmt - die Möglichkeit der Spitzenstromerzeugung. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks bei sinkendem Wärmebedarf verbessert.

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit des zentralen GuD-Heizkraftwerks wird der Fernwärmegestehungspreis bei fixen Kapitalzinssätzen von 6%, 10% und 15% bestimmt. Die folgende Tabelle 3-4 fasst die verwendeten Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung zusammen.

³ Bei maximaler Wärmeauskopplung beträgt die Vorlauftemperatur 125°C bei einer Rücklauftemperatur von 65°C.

Posten	Wert	Eskalationsfaktor
Investitionen Gesamt	388 Mio €	
Investitionen Kraftwerk (826 €/kW)	335 Mio €	
Zusatzinvestition (FW-Anbindung, Erdgas-Pipeline)	53 Mio €	
Nutzungsdauer	36 a	
Abschreibungsdauer	25 a	
Personalkosten (25 Pers. je 75.000€)	1,9 Mio €	2%
Wartungs- und Instandhaltungskosten (2% von Investitionskosten Kraftwerk)	6,7 Mio €	2%
Versicherungs- und Verwaltungskosten (0,7% von Investitionskosten Kraftwerk)	2,4 Mio €	2%
Kalkulationszinssätze	6%; 10%; 15%	
KWK-Vergütung	15,11 €/MWh _{el}	

Tabelle 3-4: Parameter zur Wirtschaftlichkeitsrechnung des GuD

Aufgrund des zum Ende des Betrachtungszeitraums stark sinkenden Wärmebedarfs im Referenzszenario und einer damit verbundenen schlechteren Auslastung des Kraftwerks wurde eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren angesetzt. Dadurch werden die Wärmegestehungskosten in den letzten zehn Jahren des Betrachtungszeitraums nicht mehr mit Kapitalkosten belastet und der Betreiber erhält eine höhere Flexibilität in Bezug auf die Nutzungsdauer des Kraftwerks.

Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von der Kapitalverzinsung. Die Wärmegestehungskosten bilden immer den Preis ab, bei dem mit der entsprechenden Wärmeproduktion alle anfallenden Kosten gedeckt.

Da eine jährliche Bewertung der Wärmegestehungskosten nicht sinnvoll erscheint, werden die Wärmegestehungskosten gemittelt über die Zeiträume 2015 bis 2020, 2021 bis 2030, 2031 bis 2040 und 2041 bis 2050 dargestellt. Die mittleren Wärmegestehungskosten über den Zeitraum 2015 bis 2050 betragen bei einer Kapitalverzinsung von 6% 36,01 €/MWh, bei einer Kapitalverzinsung von 10% 45,47 €/MWh und bei einer Kapitalverzinsung von 15% 58,67 €/MWh.

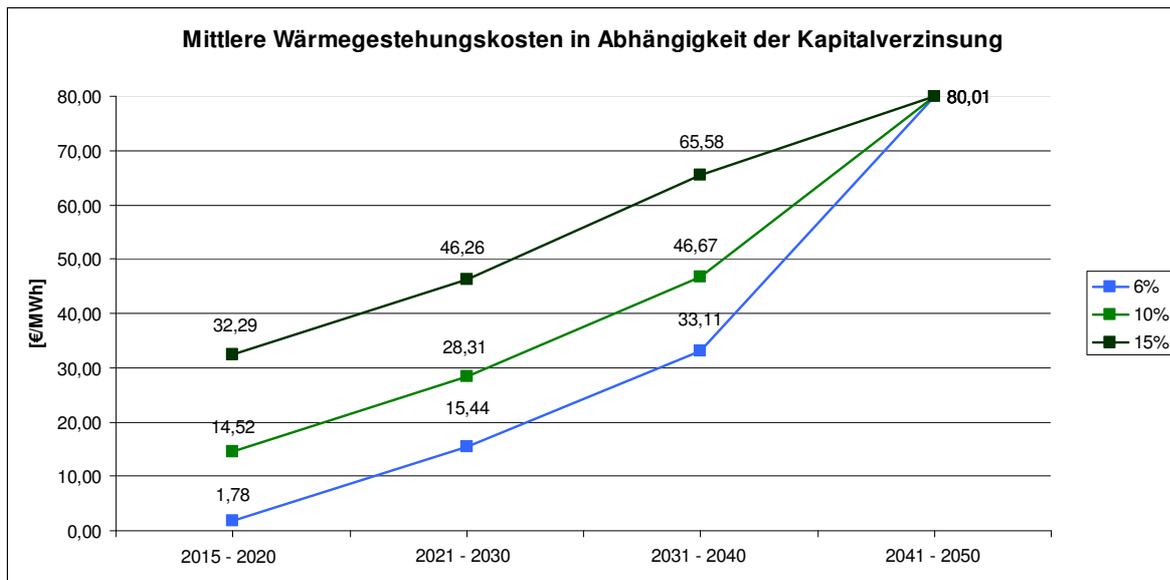


Abbildung 3-4: Mittlere Wärmegestehungskosten GuD im Referenzszenario

Im Zeitraum 2015 bis 2020 sind die Wärmegestehungskosten auf einem relativ geringem Niveau, dies gilt insbesondere bei einer Kapitalverzinsung von 6%. In diesem Fall sind annähernd alle anfallenden Kosten durch die Stromerlöse gedeckt. Der Grund für diese relativ geringen Wärmegestehungskosten in diesem Zeitraum ist die Stromvergütung nach KWKG, welche für die ersten 30.000 Volllaststunden bzw. für max. sechs Jahre gezahlt wird. Hier wird davon ausgegangen, dass der KWKG-Bonus vollständig der Erzeugung der Wärme zugeordnet wird. Im Zeitraum 2041 bis 2050 sind die Wärmegestehungskosten unabhängig vom Kapitalzinssatz, da das GuD-Heizkraftwerk in diesem Zeitraum bereits abgeschrieben ist.

Der für einen wirtschaftlichen Betrieb der Kieler Fernwärme benötigte Fernwärmepreis setzt sich zusammen aus den Wärmegestehungskosten der einzelnen Heiz- und Heizkraftwerke, ergänzt um die Kosten für den Betrieb und die Unterhaltung des Fernwärmenetzes und die Netzverluste.

Die Tabelle 3-5 stellt die Wärmegestehungskosten der einzelnen Erzeugungsanlagen dar. Beim GuD wurden drei verschiedene Kapitalzinssätze berücksichtigt. Die Wärmegestehungskosten der einzelnen Erzeugungsanlagen fließen gemäß ihrer Anteile an der gesamten Wärmeerzeugung (Tabelle 3-2) in den benötigten Fernwärmepreis ein. Im Posten „Netz“ sind die Kosten für Betrieb und Unterhalt des Fernwärmenetzes die erzeugte Wärmemenge umgelegt. Aus Wärmegestehungskosten, Netzkosten und unter Berücksichtigung der Netzverluste ergibt sich der benötigten Fernwärmepreis.

Jahr	GuD			BM-HKW	MHKW	HW	Netz	Netz-Verluste	Benötigter FW-Preis			AW
	6%	10%	15%						6%	10%	15%	
2015 bis 2020	1,8	14,5	32,3	34,0	16,3	229,5	17,4	12,2%	41,5	51,0	64,3	61,5
2021 bis 2030	15,4	28,3	46,3	49,1	19,1	278,8	19,4	12,3%	59,0	68,6	82,0	77,4
2031 bis 2040	33,1	46,7	65,6	65,9	23,2	439,2	25,3	14,0%	87,8	97,7	111,6	101,0
2041 bis 2050	80,0	80,0	80,0	80,5	28,3	625,2	36,7	17,6%	149,7	149,7	149,7	121,0
2015 bis 2050	36,0	45,5	58,7	-	-	-	-		89,3	96,3	106,1	93,4
2015 bis 2042	-	-	-	-	-	-	-		69,1	78,1	90,7	85,0

Tabelle 3-5: Vergleich der Wärmegestehungskosten von GuD, BMHKW, MVK, HW, mit Netzkosten (Netz), benötigtem Fernwärmepreis und anlegbarem Wärmepreis (AW) in €/MWh im Referenzszenario

Die durchschnittlichen benötigten Fernwärmepreise liegen im Falle eines Kapitalzinssatzes von 6% für das GuD sowohl im Zeitraum 2015 bis 2050 als auch im verkürzten Zeitraum 2015 bis 2042 unter den durchschnittlichen anlegbaren Wärmepreisen. Bei einem Kapitalzinssatz von 10% trifft dies für den verkürzten Zeitraum 2015 bis 2042 zu. Bei einem Kapitalzinssatz von 15% liegt der benötigte Fernwärmepreis immer über dem anlegbaren Fernwärmepreis.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass die Umsetzung des neuen Energiekonzeptes wirtschaftlich ist, wenn für das GuD ein Kapitalzins von etwa 10% angesetzt wird und ein verkürzter Betrachtungszeitraum gewählt wird. Über den gesamten Betrachtungszeitraum ist eine Kapitalverzinsung zwischen 6% und 10% möglich.

In der Tabelle 3-6 ist die erhebliche Reduzierung bei den CO₂-Emissions- und Primärenergiefaktoren angegeben, die sich durch den Ersatz des bestehenden GKK-Kraftwerkes durch die GuD-Anlage ergeben.

		GKK	GUD	Reduktion %
CO ₂ -Emissionsfaktor Strom	kg/MWh	867	344	60
CO ₂ -Emissionsfaktor Wärme	kg/MWh	246	87	65
Primärenergiefaktor Strom	MWh/MWh	2,59	1,70	34
Primärenergiefaktor Wärme	MWh/MWh	0,80	0,43	46

Tabelle 3-6: Faktorenvergleich GKK / GUD

Empfehlung 3.2

Die Gutachter empfehlen der Landeshauptstadt Kiel, darauf hinzuwirken, dass zur Fernwärmeversorgung Kiels ein GuD-Heizkraftwerk mit Kondensationsbetrieb und einer elektrischen Spitzenleistung von ca. 400 WM und einer thermischen Leistung von ca. 260 MW gebaut wird.

3.3 Ergänzende Empfehlungen zur Optimierung der Energieversorgungsstruktur

Im Zusammenhang mit der Umsetzung des Fernwärmeversorgungskonzeptes bieten sich Möglichkeiten im Hinblick auf die Optimierung des Fernwärmenetzes und der Kraft-Wärme-Kopplungsprozesse.

Grundsätzlich kann durch den Einsatz von Fernwärmepufferspeichern ein Wärmelastmanagement des Fernwärmesystems durchgeführt werden und dadurch eine bessere Auslastung von Heizkraftwerken erfolgen.

Zur Erhöhung der KWK-Wirkungsgrade und zur Reduzierung der Wärmeverluste bei der Fernwärmeverteilung ist es sinnvoll, die Temperaturen im Fernwärmenetz (Vor- und Rücklauftemperaturen) möglichst gering zu halten.

Eine Möglichkeit zur Absenkung der Rücklauftemperatur bieten sogenannte Wärmesenken im Netzzücklauf, also Wärmeabnehmer bzw. Wärmekunden, die Nutzwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau benötigen und damit an den Netzzücklauf angeschlossen werden können.

Dem Fernwärmenetzbetreiber wird empfohlen, sich im Zusammenhang mit der Reduzierung von Fernwärmenetzverlusten intensiv mit den Möglichkeiten zur Absenkung der Rücklauftemperatur durch Wärmesenken im Fernwärmerücklauf zu befassen.

Empfehlung 3.3

Die Gutachter empfehlen, Optimierungsmöglichkeiten für den Betrieb des Fernwärmenetzes zu prüfen, insbesondere den Einsatz von Fernwärmepufferspeichern und die Absenkung der Netzzücklauftemperatur durch Anschluss von Fernwärmekunden an den Fernwärmerücklauf.

Bericht I

Energie- und CO₂-Bilanz 2006 für die Landeshauptstadt Kiel

Endbericht

**erstellt im Rahmen des
Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel**

Bremen, im Juli 2010

UTEK, Ingenieurbüro für Entwicklung und Anwendung
umweltfreundlicher Technik GmbH

Cuxhavener Straße 10, 28217 Bremen
Tel.: 0421 / 38678 - 9, Fax: 0421 / 38678 – 88
www.utek-bremen.de

Inhaltsverzeichnis		Seite
1	ZUSAMMENFASSUNG	4
2	VORBEMERKUNGEN	7
3	ALLGEMEINE ASPEKTE	8
3.1	Übersicht	8
3.2	CO ₂ - Faktoren	8
3.3	Witterungsbereinigung	9
3.4	Abgrenzung auf das Gebiet der Landeshauptstadt Kiel	9
4	ENERGIEVERSORGUNG DER LANDESHAUPTSTADT KIEL	10
4.1	Strukturdaten der Landeshauptstadt Kiel	10
4.2	Energieabsatzentwicklung	10
4.3	Stromversorgung	11
4.4	Fernwärmeversorgung	13
4.5	Energieträgereinsatz in Kieler Heiz-(kraft-)werken	14
5	NUTZ- UND ENDEENERGIEBILANZ FÜR DIE LANDESHAUPTSTADT KIEL	16
5.1	Haushalte	16
5.1.1	Berechnungsmethodik	16
5.1.2	Strukturdaten Haushalte	16
5.1.3	Endenergiebilanz Haushalte	17
5.2	Kleinverbrauch	19
5.2.1	Strukturdaten „Kleinverbrauch“	19
5.2.2	Endenergiebilanz „Kleinverbrauch“	20
5.3	Öffentliche Einrichtungen	21
5.4	Industrie	22
5.4.1	Strukturdaten „Industrie“	22
5.4.2	Endenergiebilanz „Industrie“	23
5.5	Endenergiebilanz gesamt	24

6	PRIMÄRENERGIEBILANZ FÜR DIE LANDESHAUPTSTADT KIEL	26
6.1	Primärenergiebedarf in der Landeshauptstadt Kiel	26
6.2	Gesamtenergiebilanz für die Landeshauptstadt Kiel	27
7	CO₂ – BILANZ FÜR DIE LANDESHAUPTSTADT KIEL	28
7.1	CO ₂ - Faktoren	28
7.2	CO ₂ – Bilanz für die Landeshauptstadt Kiel	28
8	ANHANG	30

1 Zusammenfassung

Für das Gebiet der Landeshauptstadt Kiel ist eine Energie- und CO₂ – Bilanz für das Jahr 2006 für alle Energienutzungsbereiche mit Ausnahme des Verkehrs erstellt worden. Diese Bilanz stellt eine Fortschreibung der mit der gleichen Methodik erstellten Bilanzen 1990, 1997 und 2006 dar.

Im Jahr 2006 hat es in der Landeshauptstadt Kiel bei den allgemeinen Strukturdaten die in Tabelle 1 angegebenen Veränderungen gegeben.

	1990	1997	2000	2006	
Einwohner	241.934	237.030	229.044	232.389	
Wohnfläche	7.650.775	8.032.200	8.253.272	8.420.099	m ²
spez. Wohnfläche	31,6	33,9	36,0	36,2	m ² /EW
Wohneinheiten	117.311	122.787	125.568	127.957	
spez. Personenzahl	2,06	1,93	1,82	1,82	EW/WE
spez. Wohnfläche	65,2	65,4	65,7	65,8	m ² /WE

Tabelle 1: Strukturdaten der Landeshauptstadt Kiel

Die Gesamtenergiebilanz 1990 – 2006 ist in der Abbildung 1 angegeben.

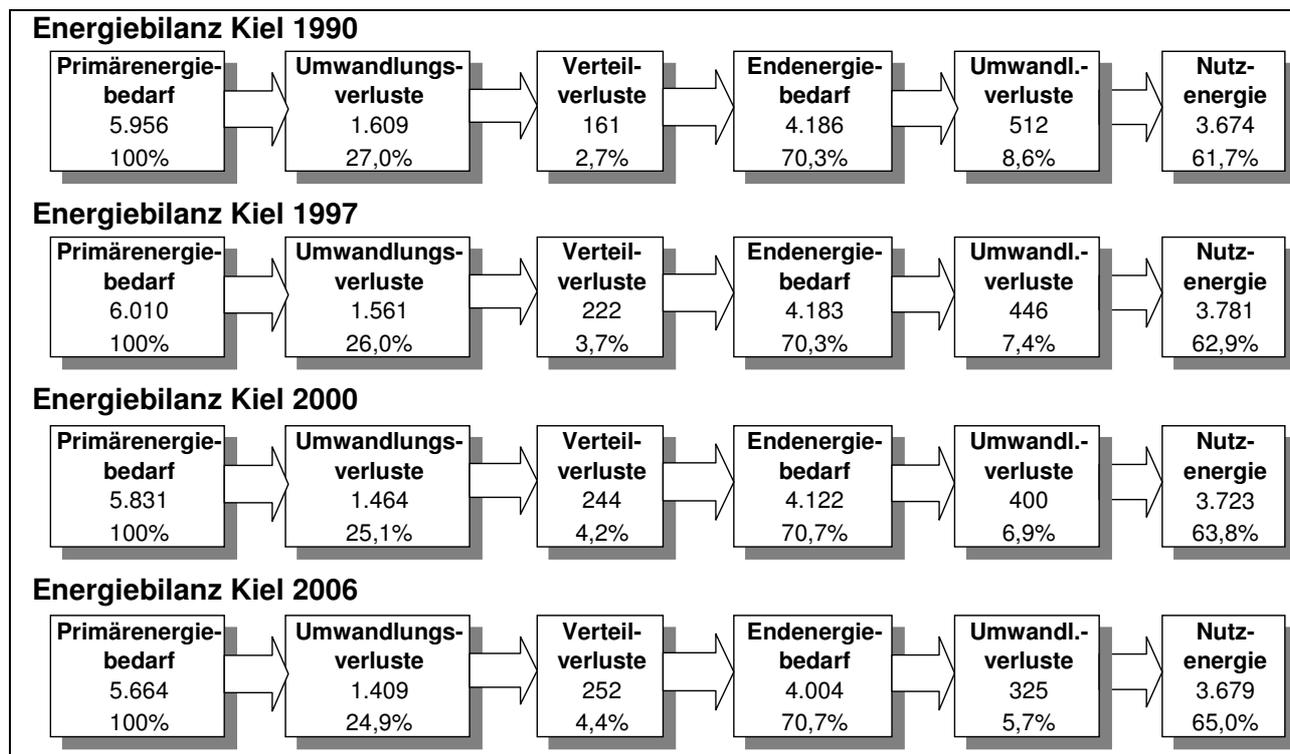


Abbildung 1: Gesamtenergiebilanz Kiel 1990 – 2006 (ohne Verkehr), Angaben in GWh/a

Im Zeitraum 2000 bis 2006 haben sich nachstehende Veränderungen ergeben. Bei deren Interpretation muss beachtet werden, dass sie sich im Bereich der statistischen Genauigkeit bewegen. Folgende Tendenzen lassen sich erkennen:

- Der Nutz- und Endenergiebedarf hat sich leicht verringert (1,3 bzw. 3,0 %).
- Die Umwandlungsverluste in den Kieler Kraftwerken haben sich leicht verringert (2,4 %).
- Der Primärenergiebedarf ist leicht zurück gegangen (2,5 %).

Das Gesamtenergiesystem der Landeshauptstadt Kiel ist effizienter geworden.

Der Endenergiebedarf teilt sich im Jahr 2006 auf die Nutzergruppen gemäß Abbildung 2 auf.

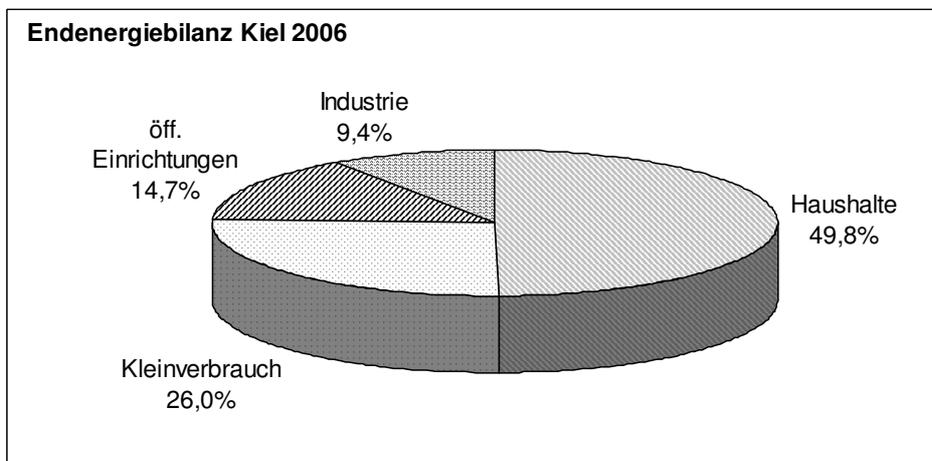


Abbildung 2: Endenergiebilanz 2006 mit Aufteilung auf die Nutzergruppen

Die Endenergieträgeraufteilung 2006 ist in der Abbildung 3 angegeben.

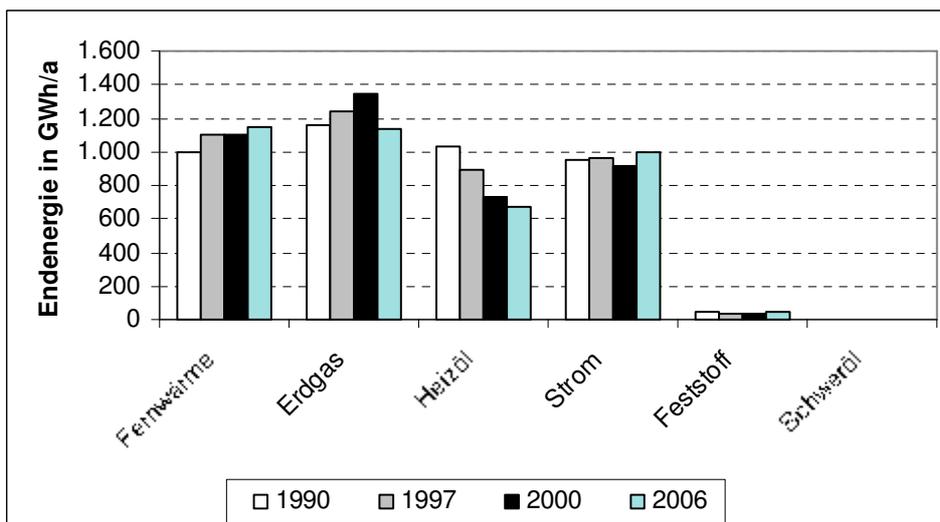


Abbildung 3: Endenergieträgeraufteilung (ohne Verkehr)

Wesentliche Veränderungen gegenüber 2000 hat es beim Strom, beim Erdgasverbrauch und bei der Fernwärme gegeben. Der Erdgasbedarf in der Industrie hat sich relevant verringert. Bei den

öffentlichen Gebäuden ist der Fernwärmebedarf auf Kosten von Erdgas gestiegen. Der Fernwärmeabsatz (witterungsbereinigt) ist leicht gestiegen (4,2 %). Insgesamt liegt der Fernwärmeanteil am Heizbedarf bei ca. 41 %

In der Abbildung 4 ist die CO₂ – Bilanz angegeben.

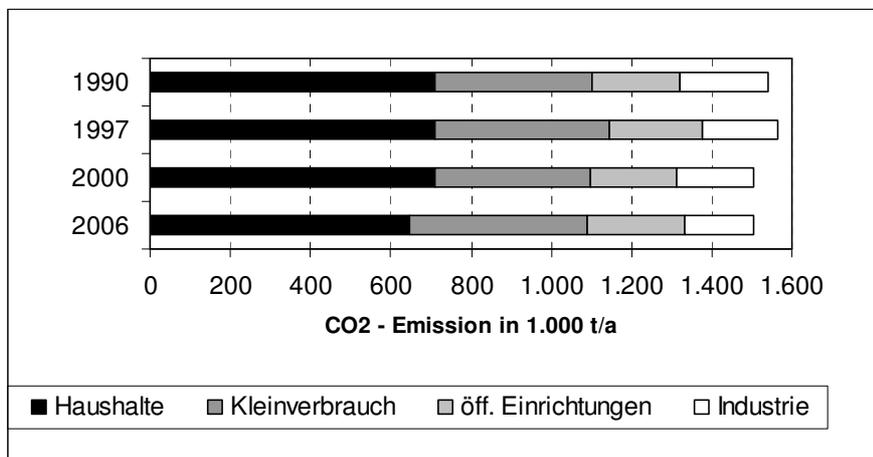


Abbildung 4: CO₂ – Bilanzen 1990 bis 2006

Die CO₂ – Emission 2006 ist gegenüber 2000 nahezu unverändert geblieben. Sie liegt bei 1.502.000 t.

In der Tabelle 2 sind für die Bilanzjahre verschiedene, auf die Einwohnerzahl bezogene Energie- und Emissionskennzahlen angegeben.

	1990	1997	2000	2006	
spez. Endenergiebedarf	17,3	17,7	18,0	17,2	MWh/a/Einwohner
spez. Primärenergiebedarf	24,6	25,4	25,5	24,4	MWh/a/Einwohner
spez. CO ₂ - Emission	6,4	6,6	6,6	6,5	t/a/Einwohner

Tabelle 2: Kennzahlen des Kieler Energiesystems (ohne Verkehr)

Der Endenergiebedarf hat sich im Zeitraum 2000 bis 2006 verringert. Der Anstieg, der im Zeitraum 1990 bis 2000 zu verzeichnen war, konnte gestoppt und in 2006 wieder etwas reduziert werden.

Für das Jahr 2006 liegt bezogen auf das Basisjahr 1990 eine Reduktion des Endenergiebedarfes um 4,3 % und der CO₂ – Emission um 2,5 % vor.

2 Vorbemerkungen

Die Landeshauptstadt Kiel erstellt ein klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept, in dem die Möglichkeiten zur Reduzierung der CO₂-Emissionen durch eine umweltfreundliche Energieversorgung aufgezeigt werden sollen. In einem ersten Schritt soll hierfür eine aktuelle Energie- und CO₂-Bilanz für die Landeshauptstadt Kiel aufgestellt werden.

In der vorliegenden Energie- und CO₂-Bilanz 2006 (Bericht I) wird die bereits vorliegende Energieverbrauchs- und CO₂-Emissionsentwicklung für die Jahre 1990, 1997 und 2000 fortgeschrieben. In der Bilanz erfolgt eine Aufteilung des Energieverbrauchs auf die Nutzergruppen Haushalte, Kleinverbrauch, öffentliche Liegenschaften und Industrie.

In der Energie- und CO₂-Bilanz wird die Energieverbrauchs- und CO₂-Emissionsentwicklung insgesamt sowie aufgeteilt auf die einzelnen Nutzergruppen Haushalte, Kleinverbrauch, öffentliche Liegenschaften und Industrie aufgezeigt.

Damit die Ergebnisse der Bilanz 2006 mit denen der Vorjahre vergleichbar sind, wurde die Bilanz mit der gleichen Methodik der Vorjahre erstellt.

Dieser Bericht besteht aus einem Textteil und einem Anhang. Im Textteil sind die wesentlichen Ergebnisse und Zusammenhänge dargestellt. Im Anhang sind die einzelnen Berechnungsschritte mit den jeweils relevanten Zahlen tabellarisch angegeben.

3 Allgemeine Aspekte

3.1 Übersicht

Die Energie- und CO₂ – Bilanz wird für das Kalenderjahr 2006 erstellt. Damit Entwicklungen erkennbar sind, werden die Ergebnisse der Bilanzen der Vorjahre in den jeweiligen Tabellen und Abbildungen jeweils mit angegeben.

Die Bilanz beinhaltet

- eine Darstellung der Energieversorgung,
- eine Nutzenergiebilanz für die verschiedenen Nutzergruppen,
- eine Endenergiebilanz für die verschiedenen Nutzergruppen mit einer Energieträgeraufteilung,
- eine Primärenergiebilanz,
- eine CO₂ – Bilanz unter Anwendung bestimmter Emissionsfaktoren.

3.2 CO₂ - Faktoren

Mit der verwendeten Methodik ergeben sich die CO₂ - Faktoren gemäß Tabelle 3.

	1990	1997	2000	2006		Quelle
Fernwärme	220	263	255	236	kg/MWh	berechnet Datei "Kraftwerke2-2006"
Erdgas	202	202	202	202	kg/MWh	KFA Jülich s.u.
Heizöl	266	266	266	266	kg/MWh	KFA Jülich s.u.
Strom Kiel	839	817	813	806	kg/MWh	berechnet Datei "Kraftwerke2-2006"
Strom Strombezug	594	594	594	594	kg/MWh	Preußen Elektra, ab 2000 E.ON
Kohle	335	335	335	335	kg/MWh	KFA Jülich s.u.
Schweröl	284	284	284	284	kg/MWh	KFA Jülich s.u.

Tabelle 3: CO₂ – Faktoren

Endenergieträger, die einer Umwandlung in Kiel unterliegen, haben in den verschiedenen Jahren unterschiedliche Emissionsfaktoren. Diese Werte ergeben sich aus der Auswertung des Kieler Kraftwerksparkes. Die Bilanz hierzu ist in Kap. 6 angegeben.

Für den CO₂ - Faktor „Strom Strombezug“ wurde für alle Jahre der gleiche Wert angesetzt. Hierdurch wird sichergestellt, dass die in den Kieler Bilanzen ermittelten Veränderungen bei den CO₂-Emissionen unmittelbar auf die in Kiel umgesetzten Maßnahmen zurückgeführt werden können.

3.3 Witterungsbereinigung

Um die Energiebedarfsmengen zur Heizwärmebereitstellung der verschiedenen Jahre vergleichen zu können, wird eine Witterungsbereinigung durchgeführt. Hierin werden die tatsächlich abgesetzten Verbrauchs- bzw. Absatzmengen unter Anwendung der jeweiligen Gradtagszahlen auf ein Normjahr umgerechnet, das dem langjährigen klimatischen Mittel entspricht.

Es wurden folgende Gradtagszahlen verwendet:

- langjähriges Mittel 4.047
- 1990 3.580
- 1997 3.953
- 2000 3.563
- 2006 3.520

3.4 Abgrenzung auf das Gebiet der Landeshauptstadt Kiel

Die Stadtwerke Kiel AG versorgen die Landeshauptstadt Kiel und das Kieler Umland mit Strom, Erdgas und Fernwärme. Die Gesamtabsatzmengen der Stadtwerke Kiel AG entsprechen damit nicht dem Bedarf im Bereich des Kieler Stadtgebietes. Hier wurden deshalb 2 Abgrenzungen vorgenommen:

1. Es werden nur die Absatzmengen im Stadtgebiet betrachtet. Die Mengenabgrenzung wurde von der Stadtwerke Kiel AG vorgenommen. Danach betragen die Absatzanteile für das Stadtgebiet
 - 100 % bei Fernwärme,
 - 41 % bei Erdgas,
 - 77 % bei Strom.
2. Bei der Bildung von Kennzahlen für den in Kiel verbrauchten Strom werden die für das gesamte Stromnetz der Stadtwerke Kiel AG geltenden Stromerzeugungs- und –bezugsbedingungen ermittelt und gemäß des Kieler Anteils am Stromabsatz auf das Stadtgebiet übertragen.

4 Energieversorgung der Landeshauptstadt Kiel

4.1 Strukturdaten der Landeshauptstadt Kiel

In der Tabelle 4 sind zusammenfassend einige Strukturdaten der Landeshauptstadt Kiel der Jahre 1990 bis 2006 angegeben.

		1990	1997	2000	2006
Einwohner		241.934	237.030	229.044	232.389
Wohnfläche	m ²	7.650.775	8.032.200	8.253.272	8.420.099
spez. Wohnfläche	m ² /EW	31,6	33,9	36,0	36,2
Wohneinheiten		117.311	122.787	125.568	127.957
Größe d. Wohneinheiten	m ² /WE	65,2	65,4	65,7	65,8
Beschäftigte		136.759	125.517	120.778	120.290
davon Industrie		22.593	15.662	14.645	10.407
davon Kleinverbrauch		80.938	82.861	80.756	84.441
davon öff. Einrichtungen		33.265	26.993	25.377	25.442

Tabelle 4: Strukturdaten der Landeshauptstadt Kiel

Die Einwohnerzahl Kiels ist im Jahr 2006 gegenüber dem Jahr 2000 um 1,5% leicht angestiegen.

Die Wohnfläche in Kiel ist im Jahr 2006 gegenüber dem Jahr 2000 um 2,5 leicht angestiegen.

Die Gesamtbeschäftigtenzahl in Kiel ist im Jahr 2006 gegenüber dem Jahr 2000 nahezu konstant geblieben.

4.2 Energieabsatzentwicklung

Für die Jahre 1990, 1997, 2000 und 2006 gibt die Stadtwerke Kiel AG Energieabsatzzahlen in ihrem Versorgungsgebiet und in der Landeshauptstadt Kiel nach Tabelle 5 und Abbildung 5 an.

Im Zeitraum 2000 bis 2006 haben sich für das Stadtgebiet Kiel folgende Veränderungen bei den Absatzzahlen ergeben:

- der Stromabsatz ist um 9,0 % gestiegen,
- der Erdgasabsatz ist absolut und witterungsbereinigt gesunken,
- der Fernwärme ist absolut gesunken, berücksichtigt man die Witterungsbereinigung, so ist der Absatz leicht gestiegen.

	Erdgas GWh	Fernwärme GWh	Strom GWh
Versorgungsgebiet			
1990	2.244	887	1.213
1997	2.951	1.075	1.256
2000	2.859	968	1.237
2006	2.802	1.129	1.277
Landeshauptstadt Kiel absolut			
1990	1.138	887	949
1997	1.347	1.075	947
2000	1.290	968	904
2006	1.112	1.009	985
Landeshauptstadt Kiel witterungsbereinigt			
1990	1.286	1.003	949
1997	1.379	1.101	947
2000	1.465	1.100	904
2006	1.263	1.146	985

Tabelle 5: Energieabsatz der Stadtwerke Kiel AG (absolut und witterungsbereinigt, ohne Nahwärme, Erdgas in Hs)

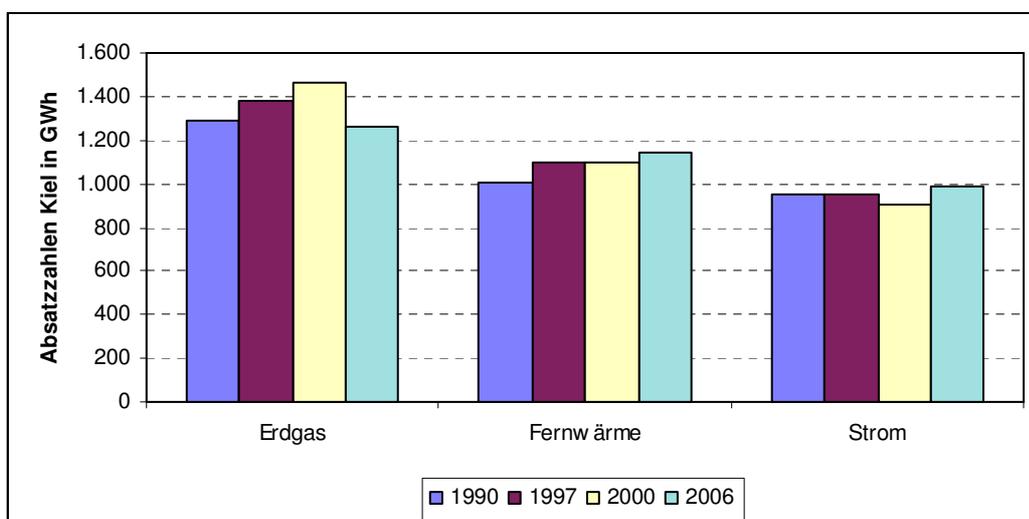


Abbildung 5: Entwicklung der Energieabsatzzahlen der Stadtwerke Kiel AG im Stadtgebiet Kiel (Fernwärme und Erdgas witterungsbereinigt)

4.3 Stromversorgung

Die Eigenerzeugungsstruktur der Stadtwerke Kiel hat sich im Zeitraum 2000 bis 2006 nur geringfügig verändert. Im Heizkraftwerk Humboldtstraße wurden zwei Gasturbinen in Betrieb genommen. Zudem sind mehrere kleine BHKWs in Betrieb gegangen.

Neben der Eigenerzeugung beziehen die Stadtwerke Kiel Strommenge von folgenden Einspeisern:

- E.ON
- Müllheizkraftwerk
- Klär- und Deponiegasverstromung im Klärwerk Bülk und Deponie Becker
- privaten, gasbetriebenen BHKWs
- Windkraftanlagen
- Wasserkraftwerk Quarnbek
- Photovoltaikanlagen

In der Tabelle 6 und der Abbildung 6 ist die Stromerzeugung und -beschaffung angegeben (siehe auch Anhang). Detaillierte Energiebilanzen der einzelnen Kraftwerke sind im Anhang angegeben.

Erzeuger	1990		2000		2006	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
HKW Wik	129,3	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0
HKW Humboldtstraße	40,5	3,3	45,2	3,7	65,5	5,1
Müllheizkraftwerk	0,0	0,0	13,2	1,1	15,5	1,2
BHKW d. Stadtwerke	0,0	0,0	2,5	0,2	3,4	0,3
Wasserkraftwerk Raisdorf	7,4	0,6	5,3	0,4	3,8	0,3
GKK	949,1	78,3	969,2	78,3	931,1	72,9
PE-/E.ON-Bezug	117,2	9,7	217,4	17,6	298,4	23,4
Wasserkraftwerk Quarnbek	0,7	0,1	0,3	0,0	0,3	0,0
Klärwerk Bülk	1,5	0,1	2,0	0,2	0,7	0,1
Mülldeponie Bekker	6,1	0,5	3,5	0,3	4,0	0,3
private BHKWs	0,0	0,0	4,1	0,3	0,1	0,0
EEG-Biomasseanlagen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0
Windkraftanlagen	0,0	0,0	16,2	1,3	18,5	1,4
Photovoltaikanlagen	0,0	0,0	0,2	0,0	0,8	0,1
Summe	1.252	103	1.279	103	1.343	105
Netzverluste	39,1	3,2	41,9	3,4	65,2	5,1
Stromabsatz	1.213	100	1.237	100	1.278	100

Tabelle 6: Stromerzeugung und -beschaffung der Stadtwerke Kiel AG (Netzgebiet)

Der überwiegende Teil der Strommenge wird in Kiel oder im Kieler Umland erzeugt. Dabei spielt das GKK die dominante Rolle, es hat einen Anteil von ca. 69 % bezogen auf die Stromerzeugung und ca. 70 % bezogen auf den Stromabsatz.

Der Anteil der regenerativen Energieträgern an der gesamten Stromproduktion liegt 2006 bei 4,7 % (incl. regenerativem Anteil des Mülls und regenerativer Anteil von E.ON-Bezug (8,3 %)). Die Windkrafteinspeisung hat sich nicht relevant verändert. Die Einspeisung von Photovoltaikanlagen hat sich vervierfacht.

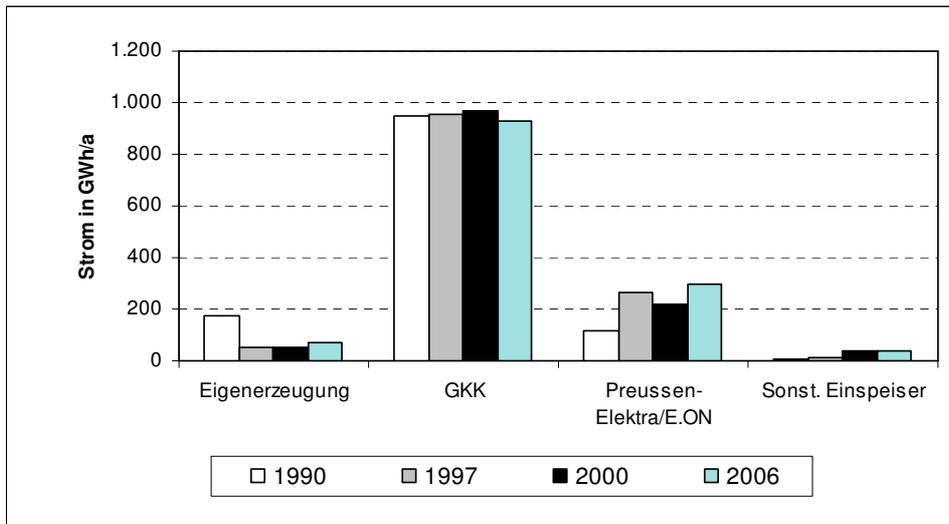


Abbildung 6: Stromerzeugung und -beschaffung der Stadtwerke Kiel AG

Die Verluste auf dem Stromversorgungsnetz im Jahr 2006 betragen 4,8 % der Einspeisung (5,1 % des Absatzes).

Der Stromabsatz der Stadtwerke 2006 entspricht nicht exakt dem Gesamtstrombedarf in der Landeshauptstadt Kiel. 2006 gab es folgende wesentliche Stromeigenerzeuger, die insgesamt ca. 16,1 GWh/a eigenerzeugten Strom selbst nutzen:

- Müllheizkraftwerk (50 % der Stromproduktion wird im Kraftwerk selbst genutzt, lediglich 50 % wird in das Netz der Stadtwerke eingespeist)
- private BHKWs

Der Gesamtstrombedarf in der Landeshauptstadt Kiel beträgt im Jahr 2006 insgesamt 1.001 GWh.

4.4 Fernwärmeversorgung

Die Erzeugungsanlagen für Kieler Fernwärme haben sich in 2006 gegenüber 2000 nur geringfügig verändert. Definitionsgemäß ist die Wärme in Nahwärmesystemen nicht „Kieler Fernwärme“.

Die erzeugte Fernwärmemenge und die Aufteilung auf die einzelnen Heiz-(kraft-)werke ist in Tabelle 7 und der Abbildung 7 angegeben (Absolutzahlen, nicht witterungsbereinigt). Eine detaillierte Aufteilung der Fernwärmeerzeugung auf die einzelnen Kraftwerke ist im Anhang 1 dargestellt.

Erzeuger	1990		2000		2006	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GKK	0	0,0	611	63,1	645	64,5
HKW Wik	320	36,1	0	0,0	0	0,0
HKW Humboldtstraße	284	32,0	270	27,9	261	26,1
Müllheizkraftwerk	236	26,6	177	18,3	208	20,8
Heizwerk Ost	105	11,8	20	2,1	9	0,9
Heizwerk Nord	0	0,0	93	9,6	68	6,8
Heizwerk West	65	7,4	7	0,7	0	0,0
Heizwerk Süd	6	0,7	2	0,2	9	0,9
Summe	1.017	114,7	1.181	122,0	1.202	120,1
Netzverluste	130	14,7	213	22,0	201	20,1
Fernwärmeabsatz	887	100,0	968	100,0	1.000	100,0

Tabelle 7: Fernwärmeerzeugung in Kieler Heiz-(kraft-)werken (nicht witterungsbereinigt)

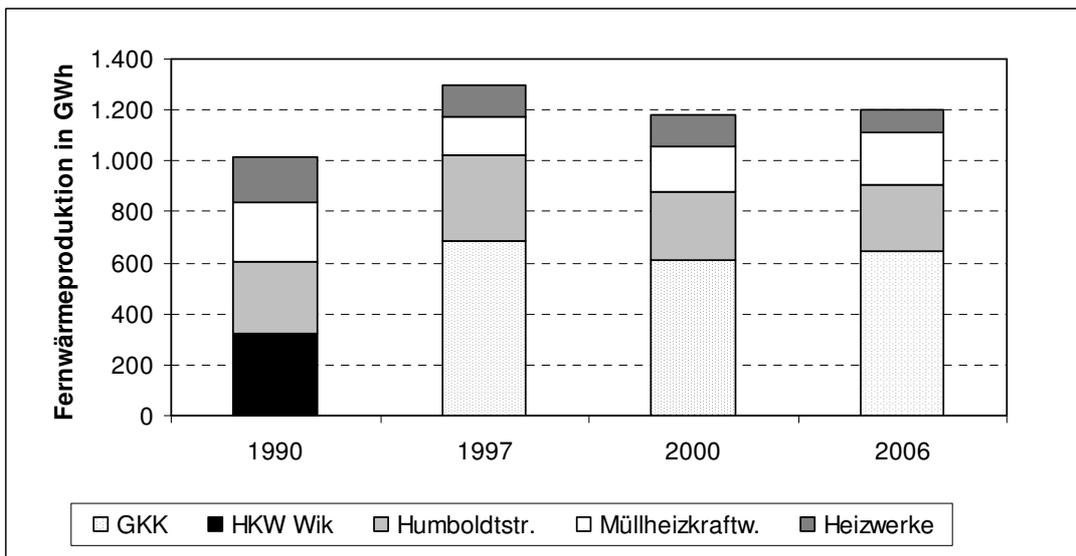


Abbildung 7: Fernwärmeproduktion (nicht witterungsbereinigt) der einzelnen Heiz-(kraft-)werke

Das GKK ist auch im Jahr 2006 der wesentliche Fernwärmerzeuger. Die Einspeisung des Müllheizkraftwerkes konnte gegenüber 2000 relevant erhöht werden. Der Anteil der Heizwerke ist in 2006 geringer geworden.

Die Verluste auf dem Fernwärmenetz sind gegenüber 2000 leicht gesunken

4.5 Energieträgereinsatz in Kieler Heiz-(kraft-)werken

Die Energieträgerentwicklung in den Kieler Heiz-(kraft-)werken ist in der Tabelle 8 und Abbildung 8 angegeben.

Energieträger	1990		1997		2000		2006		Veränderung 2006/2000 %
	GWh/a	%	GWh/a	%	GWh/a	%	GWh/a	%	
Kohle	2.792	70	3.048	78	3.009	79	2.882	77	-4
Erdgas	755	19	519	13	507	13	507	14	0
Heizöl	14	0	90	2	16	0	32	1	97
Schweröl	59	1	15	0	13	0	12	0	-6
Strom	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Müll	366	9	236	6	264	7	310	8	18
Summe	3.998	100	3.907	100	3.809	100	3.744	100	-2

Tabelle 8: Energieträgereinsatz in Kieler Heiz-(kraft-)werken (beim GKK nur Kieler Stromanteil an der Gesamtproduktion)

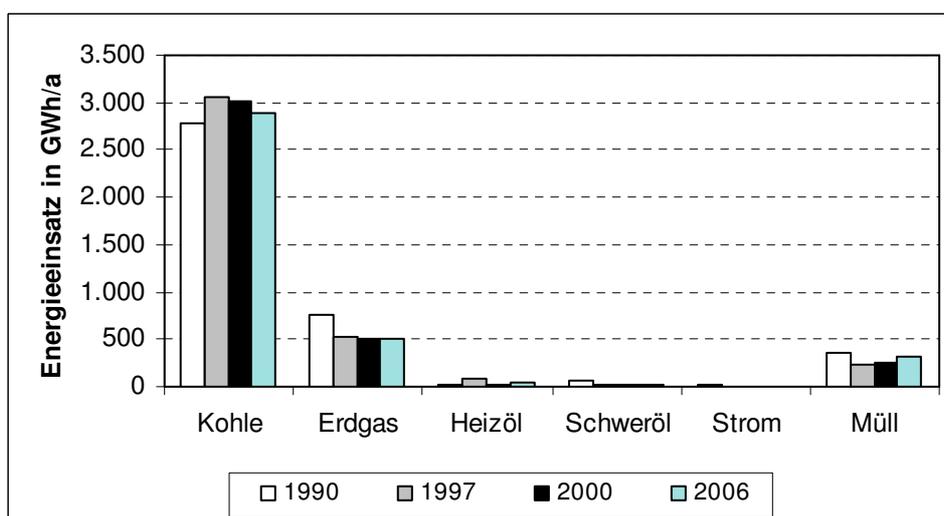


Abbildung 8: Energieträgereinsatz in Kieler Heiz-(kraft-)werken

5 Nutz- und Endenergiebilanz für die Landeshauptstadt Kiel

Im folgenden wird für den Bereich der Landeshauptstadt Kiel eine Nutz- und Endenergiebilanz aufgestellt. Hierin wird eine Aufteilung nach folgenden Sektoren verwendet:

- Haushalte
- Kleinverbrauch (ohne öffentliche Einrichtungen)
- öffentliche Einrichtungen (Landeshauptstadt Kiel, Land Schleswig-Holstein, Bund)
- Industrie.

Die Endenergie wird auf folgende Endenergieträger aufgeteilt:

- Fernwärme
- Erdgas
- Heizöl
- Schweröl
- Strom
- Kohle

Das Bilanzergebnis wird im folgenden angegeben. Ausführliche Berechnungsunterlagen sind im Anhang beigefügt.

5.1 Haushalte

Die Angaben des Endenergiebedarfes der Haushalte teilen sich auf in die Bereiche

- Raumwärme
- Brauchwasserwärme
- Licht und Kraft

5.1.1 Berechnungsmethodik

Neben den Quellen der Vorjahre (1990 – 2000) standen folgende Daten zur Verfügung:

- Kieler Zahlen 2006
- Fortschreibung des Wohngebäudebestandes
- Energieabsatzzahlen 2006 der Stadtwerke Kiel AG

5.1.2 Strukturdaten Haushalte

In der Abbildung 9 ist die Altersstruktur der Wohnfläche des Kieler Gebäudebestandes sowie die Aufteilung auf Mehr- und Ein-/Zweifamilienhäuser angegeben (siehe auch Anhang).

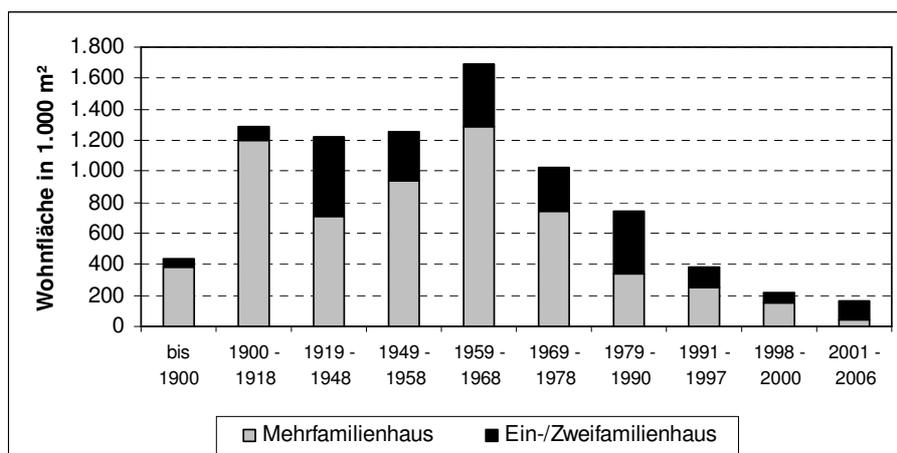


Abbildung 9: Wohnfläche in Kiel nach Baualtersklassen

Die Gesamtwohnfläche betrug zum Ende des Jahres 2006 insgesamt 8,42 Mio. m². Seit 1990 erhöhte sich die Wohnfläche um 770.000 m².

Einige weitere Strukturdaten der Kieler Haushalte im Zeitraum 1990 bis 2006 sind in der Tabelle 9 angegeben.

	1990	1997	2000	2006	
Einwohner	241.934	237.030	229.044	232.389	
Wohnfläche	7.650.775	8.032.200	8.253.272	8.420.099	m ²
spez. Wohnfläche	31,6	33,9	36,0	36,2	m ² /EW
Wohneinheiten	117.311	122.787	125.568	127.957	
spez. Personenzahl	2,06	1,93	1,82	1,82	EW/WE
spez. Wohnfläche	65,2	65,4	65,7	65,8	m ² /WE

Tabelle 9: Strukturdaten Haushalte

Die Einwohnerzahl steigt wieder leicht an. Gleichzeitig steigt die Wohnfläche und die Anzahl der Wohneinheiten an. Dieses führt zu einer Erhöhung der spezifische Wohnfläche pro Person auf 36,2 m²/EW.

5.1.3 Endenergiebilanz Haushalte

Aus der Stromabsatzentwicklung für den Allgemeinen Tarif der Stadtwerke Kiel ist für den Zeitraum 2000 bis 2006 auf eine Stromeinsparung in den Haushalten von 2,9 % geschlossen worden.

Der Nutzwärmebedarf hat sich um 6,7 % verringert. Damit ist erstmalig seit 1990 eine relevante Einsparung im Wohngebäudebereich erzielt worden.

In der Tabelle 10 ist die Nutz- und Endenergiebilanz für den Bereich der Haushalte angegeben.

Endenergieträger	1990			1997		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	512	538	25	538	565	27
Erdgas	522	666	31	564	698	33
Heizöl	440	558	26	389	479	23
Strom Heizen	80	88	4	73	80	4
Strom allgemein	260	260	12	264	264	12
Feststoff	34	48	2	25	36	2
Summe	1.849	2.158	100	1.855	2.122	100
	2000			2006		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	563	591	27	511	537	27
Erdgas	617	751	35	592	702	35
Heizöl	374	449	21	335	393	20
Strom Heizen, WWB	69	76	4	64	71	4
Strom allgemein	264	264	12	259	259	13
Feststoff	22	30	1	15	21	1
Summe	1.910	2.161	100	1.776	1.984	100

Tabelle 10: Nutz- und Endenergiebilanz Haushalte

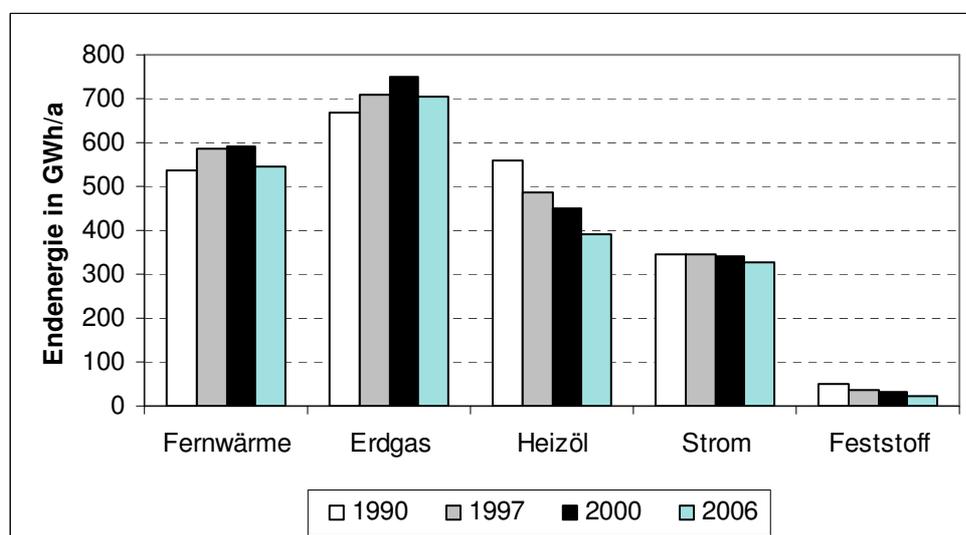


Abbildung 10: Energieträgerentwicklung 1990- 2006 Haushalte

Der Nutzenergie- und Endenergiebedarf ist von 2000 bis 2006 relevant gesunken.

Die Endenergieaufteilung hat sich in 2006 gegenüber 2000 nicht relevant verändert.

5.2 Kleinverbrauch

Unter Kleinverbrauch wird der Verbrauch der Branchen

- Landwirtschaft und Gartenbau
- Handwerk, industrielle Kleinbetriebe
- Baugewerbe
- Handel
- Banken, Versicherungen
- Verkehr, Nachrichtenübermittlung
- Dienstleistungen

zusammengefasst. Er umfasst somit alle gewerblichen Verbraucher mit Ausnahme der öffentlichen Einrichtungen und der Industrie. Letztere wird definiert als Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes mit mehr als 20 Beschäftigten.

5.2.1 Strukturdaten „Kleinverbrauch“

In der Tabelle 11 ist die zugrunde gelegte Entwicklung der Beschäftigtenzahlen für Kleinverbrauch (ohne Beschäftigte der Landeshauptstadt Kiel, des Landes und des Bundes) angegeben.

Branche	1990	1997	2000	2006
Land- und Fortwirtschaft	231	284	275	289
Energie- und Wasserversorgung	1.915	1.663	1.563	1.258
Verarb. Gewerbe < 20 Besch.	3.759	3.830	1.639	2.947
Baugewerbe	6.735	6.165	6.402	4.111
Handel	19.040	18.298	18.946	17.635
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	9.322	8.597	8.493	10.602
Banken, Versicherungen	6.552	6.322	6.289	6.312
Gastgewerbe	3.869	4.224	4.168	4.646
Dienstleistungen	21.542	23.520	23.210	25.874
Org. o. Erwerbszweck	6.498	8.760	8.645	9.637
Gebietskörperschaften o. Stadt, Land, Bund	1.476	1.198	1.126	1.129
Summe	80.938	82.861	80.756	84.441
Stadt, Land, Bund	33.265	26.993	25.377	25.442
Industrie	22.556	15.662	14.645	10.407
Summe	136.759	125.517	120.778	120.290

Tabelle 11: Beschäftigtenzahlen 1990 bis 2006 (Abschätzung)

5.2.2 Endenergiebilanz „Kleinverbrauch“

In der Tabelle 12 ist die Nutz- und Endenergiebilanz für den Bereich „Kleinverbrauch“ angegeben (siehe auch Anhang 11 bis 13).

Endenergieträger	1990			1997		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	181	188	18,3	191	199	18,6
Erdgas	251	310	30,2	275	328	30,5
Heizöl	222	275	26,8	196	235	21,8
Strom	254	254	24,7	312	312	29,0
Summe	908	1.028	100	974	1.074	100
Endenergieträger	2000			2006		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	179	187	18,7	212	221	20,9
Erdgas	284	333	33,3	269	306	29,0
Heizöl	179	210	21,0	159	183	17,3
Strom	269	269	26,9	347	347	32,8
Summe	911	998	100	987	1.057	100

Tabelle 12: Nutz- und Endenergiebilanz „Kleinverbrauch“

Die Endenergieträgeraufteilung ist in Abbildung 11 angegeben.

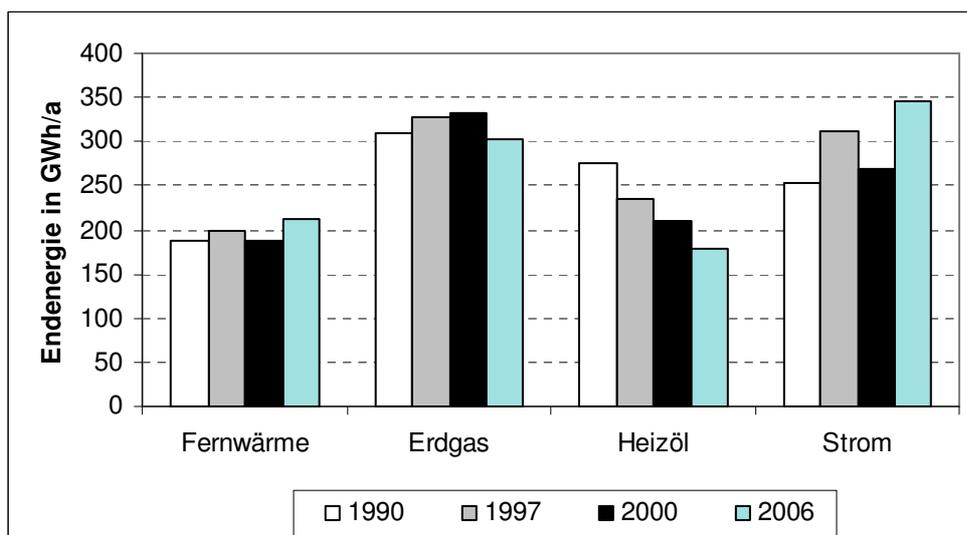


Abbildung 11: Energieträgerentwicklung 1990 - 2006 „Kleinverbrauch“

Der Stromverbrauch ist relevant gestiegen.

5.3 Öffentliche Einrichtungen

Unter „öffentliche Einrichtungen“ werden im folgenden alle Einrichtungen mit Energieverbrauch

- der Landeshauptstadt Stadt Kiel
- des Landes Schleswig-Holstein
- des Bundes (Bundeswehr und sonstige Bundesliegenschaften)

erfasst.

In der Tabelle 13 ist die Nutz- und Endenergiebilanz für den Bereich der öffentlichen Einrichtungen angegeben.

Endenergieträger	1990			1997		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	260	271	47,9	256	266	47,3
Erdgas	48	59	10,4	54	64	11,4
Heizöl	68	85	15,0	66	79	14,1
Strom	151	151	26,7	153	153	27,2
Summe	527	565	100	529	563	100
Endenergieträger	2000			2006		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	262	273	50,8	303	316	53,7
Erdgas	77	90	16,8	52	59	10,1
Heizöl	22	25	4,7	19	21	3,6
Strom	148	148	27,6	191	191	32,5
Summe	509	537	100	565	587	100

Tabelle 13: Nutz- und Endenergiebilanz „öffentliche Einrichtungen“

Der Nutz- und Endenergieverbrauch ist von 2000 bis 2006 relevant angestiegen.

Die Endenergieträgeraufteilung ist in Abbildung 12 angegeben.

Fernwärme ist der wesentliche Energieträger. Der Absatz ist auf Kosten von Erdgas gestiegen.

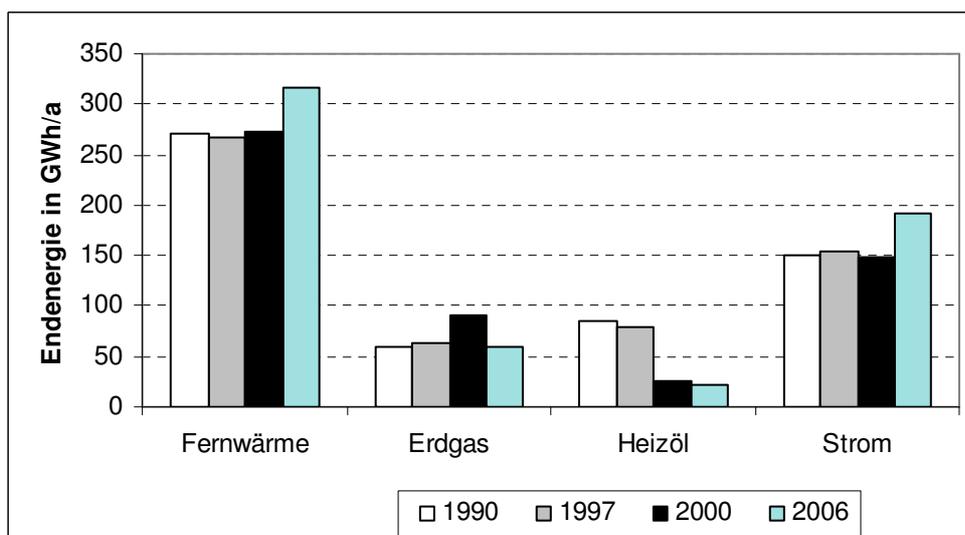


Abbildung 12: Energieträgerentwicklung 1990 – 2006 der öffentlichen Einrichtungen

In der Tabelle 14 ist die Aufteilung des Endenergiebedarfes der Liegenschaften der Landeshauptstadt Kiel angegeben.

Endenergieträger	1990 GWh/a	1997 GWh/a	2000 GWh/a	2006 GWh/a
Fernwärme	76	78	78	93
Erdgas	29	32	28	24
Heizöl	16	8	6	3
Strom	35	36	33	36
Summe	156	155	145	156

Tabelle 14: Endenergiebedarf der städtischen Liegenschaften

5.4 Industrie

Der Bereich „Industrie“ erfasst die Betriebe des verarbeitenden Gewerbes mit mehr als 20 Beschäftigten.

5.4.1 Strukturdaten „Industrie“

In der Tabelle 15 sind die Beschäftigtenzahlen der Industrie aufgeteilt nach einzelnen Wirtschaftszweigen angegeben.

	Beschäftigte			
	1990	1997	2000	2006
Stahl- u. Leichtmetallbau	215	314	338	163
Maschinen- u. - Schiffbau	11.910	6.905	6.989	5.939
Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	5.300	4.550	3.660	2.001
KFZ-Bau, -Reparatur *	1.397	0	0	0
Druckerei, Papier, Verlagsgew.	1.036	1.019	858	684
Ernährungsgewerbe	1.488	655	459	304
Sonstige	1.248	2.219	2.341	1.316
Summe Endenergie absolut	22.594	15.662	14.645	10.407

ab 1990 geändert Systematik

Tabelle 15: Strukturdaten „Industrie“

5.4.2 Endenergiebilanz „Industrie“

In der Tabelle 16 ist die Nutz- und Endenergiebilanz für den Bereich „Industrie“ angegeben.

Endenergieträger	1990			1997		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	5	6	1,3	47	49	11,6
Erdgas	99	122	28,1	115	137	32,4
Heizöl	87	108	24,9	72	86	20,4
Strom	196	196	45,1	151	151	35,6
Feststoffe	0	0	0,0	0	0	0,0
Schweröl	2	3	0,6	0	0	0,0
Summe	390	435	100	385	424	100
	2000			2006		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	47	49	11,6	69	72	19,1
Erdgas	143	167	39,3	59	68	17,9
Heizöl	39	46	10,7	90	103	27,3
Strom	164	164	38,4	134	134	35,6
Feststoffe	0	0	0,0	0	0	0,0
Schweröl	0	0	0,0	0	0	0,0
Summe	393	426	100,0	353	377	100,0

Tabelle 16: Nutz- und Endenergiebilanz „Industrie“

Die Endenergieträgeraufteilung hat sich teilweise relevant verändert. Dieses ist in Abbildung 13 angegeben.

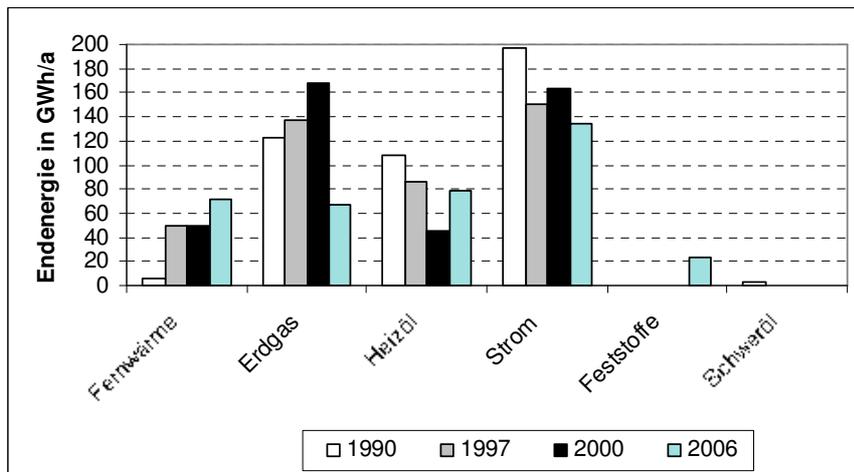


Abbildung 13: Energieträgerentwicklung 1990 bis 2006 „Industrie“

Der Heizölverbrauch hat sich auf Kosten von Erdgas relevant erhöht. Der Stromverbrauch hat sich leicht verringert. Erstmals werden in relevanter Menge Feststoffe energetisch genutzt.

5.5 Endenergiebilanz gesamt

In der Tabelle 17 ist die Nutz- und Endenergiebilanz für die Landeshauptstadt Kiel angegeben.

Endenergie-träger	1990			1997		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	958	1.003	24,0	1.032	1.080	25,8
Erdgas	920	1.158	27,7	1.007	1.227	29,3
Heizöl	818	1.027	24,5	723	879	21,0
Strom	941	949	22,7	954	961	23,0
Feststoffe	34	48	1,1	25	36	0,8
Schweröl	2	3	0,1	0	0	0,0
Summe	3.674	4.186	100	3.743	4.183	100
	2000			2006		
	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %	Nutzenergie- bedarf GWh/a	Endenergie- bedarf GWh/a	Anteil Endenerg. %
Fernwärme	1.052	1.100	26,7	1.096	1.146	28,6
Erdgas	1.122	1.341	32,5	972	1.135	28,4
Heizöl	614	730	17,7	582	677	16,9
Strom	914	921	22,3	995	1.001	25,0
Feststoffe	22	30	0,7	36	45	1,1
Schweröl	0	0	0,0	0	0	0,0
Summe	3.723	4.122	100,0	3.680	4.005	100,0

Tabelle 17: Nutz- und Endenergiebilanz der Landeshauptstadt Kiel

Der Nutzenergieverbrauch ist von 2000 bis 2006 um 1,2 %, der Endenergiebedarf um 2,8 % gesunken.

Die Aufteilung des Endenergiebedarfes auf die Nutzergruppen ist in Abbildung 14 angegeben.

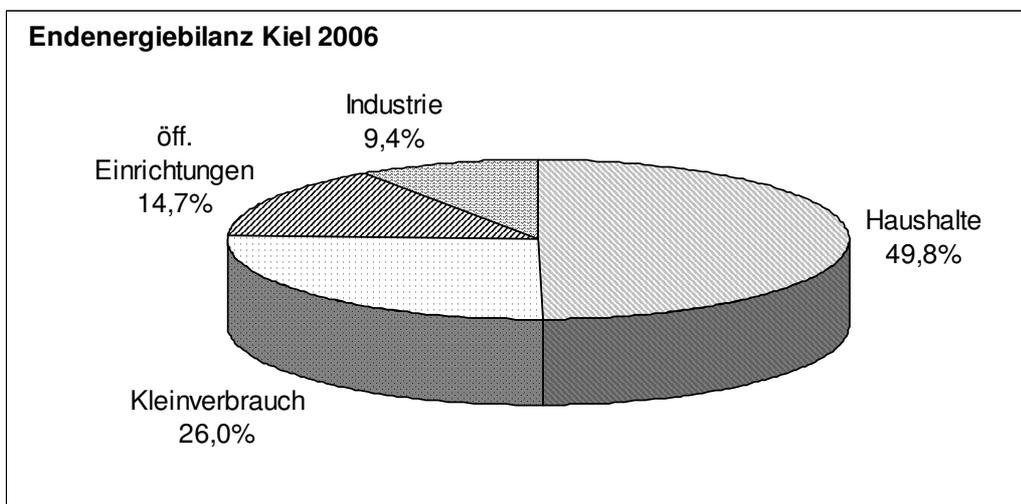


Abbildung 14: Endenergiebilanz der Landeshauptstadt Kiel 2006

Ca. 50 % des Bedarfes besteht im Bereich der Haushalte. Der gewerbliche Bereich (Kleinverbrauch und Industrie) benötigt ca. 35 % des Bedarfes. In den öffentlichen Einrichtungen wird ca. 15 % des Endenergiebedarfes benötigt.

Der Endenergiebedarf pro Kieler Einwohner liegt 2006 bei 17,2 MWh/a (18,0 MWh/a in 2000).

Die Endenergieaufteilung nach Energieträgern ist in Abbildung 15 angegeben.

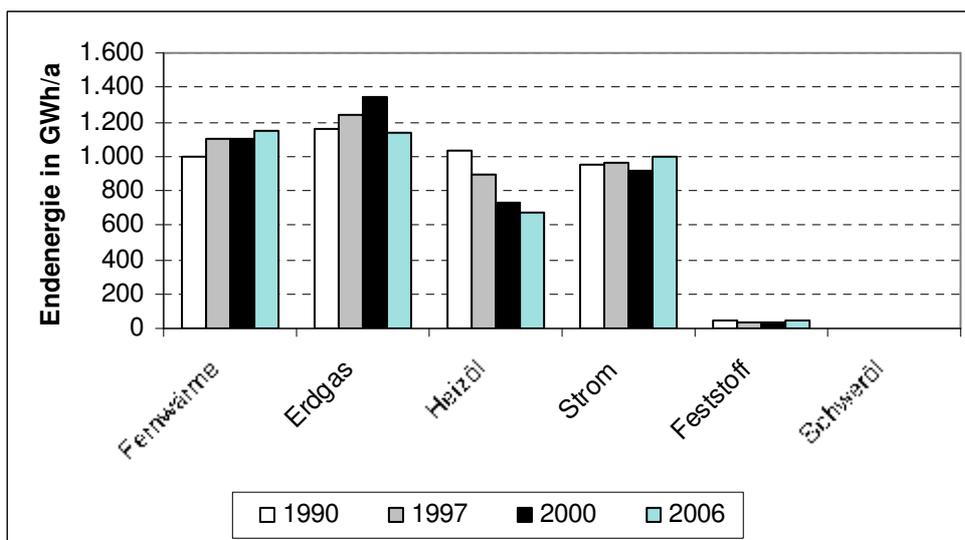


Abbildung 15: Endenergiebilanz/Energieträgeraufteilung Landeshauptstadt Kiel

6 Primärenergiebilanz für die Landeshauptstadt Kiel

Als Primärenergie werden im folgenden die Endenergiemengen an Erdgas, Heizöl, Feststoffe Schweröl, die direkt bei den Energienutzern umgewandelt werden, sowie die Energiemengen, die in den Kraftwerken zur Bereitstellung der Endenergieträger Strom und Fernwärme benötigt werden, bezeichnet.

6.1 Primärenergiebedarf in der Landeshauptstadt Kiel

In der Tabelle 18 ist der Primärenergiebedarf 2006, der zur Produktion der Kieler Strom- und Fernwärmeabsatzmengen benötigt wird, angegeben. Die angegebene Stromproduktionsmenge ist die anteilig im Stadtgebiet Kiel eingespeiste Strommenge. Die Fernwärmemenge ist witterungsbereinigt.

Erzeuger	Strom- produktion GWh/a	PE-Zahl Strom MWh/MWh	Wärme- produktion GWh/a	PE-Zahl Wärme MWh/MWh	PE- Bedarf GWh
Strombezug	230	2,39			549
GKK	718	2,59	723	0,73	2.390
HW Ost Kessel			11	1,22	13
HKW Humboldtstraße	51	2,39	293	0,96	403
Müllheizkraftwerk	27	2,39	234	1,24	354
BHKW der Stw. Kiel	3	1,16			3
HW Nord			77	1,08	83
HW Süd			0	1,33	0
HW West			11	1,09	12
Sonstige Einspeiser	22	1,00			22
Summe	1.050	2,49	1.347	0,90	3.828

Tabelle 18: Primärenergiebedarf 2006 der Kieler Strom- und Fernwärmeversorgung (witterungsbereinigt)

Der gesamte Primärenergiebedarf in Kiel ergibt sich aus der Summe des Bedarfes in den Heiz-(kraft-)anlagen und der Primärenergiemenge, die direkt als Endenergie bei den Nutzern benötigt wird.

In der Tabelle 19 ist der gesamte Primärenergiebedarf angegeben.

	1990 GWh/a	1997 GWh/a	2000 GWh/a	2006 GWh/a
Primärenergie bei Nutzer	2.235	2.165	2.102	1.857
Primärenergie Heiz-(kraft-)werke	3.721	3.845	3.729	3.807
Summe	5.956	6.010	5.831	5.664

Tabelle 19: Entwicklung des Primärenergiebedarfes in Kiel

Im Zeitraum 2000 bis 2006 ist der Primärenergiebedarf um ca. 2,6 % gesunken.

Der Primärenergiebedarf pro Kieler Einwohner (ohne Verkehr) liegt im Jahr 2006 bei 24,4 MWh/a (25,5 in 2000).

6.2 Gesamtenergiebilanz für die Landeshauptstadt Kiel

In der Abbildung 16 ist die Gesamtenergiebilanz Kiel für die Jahre 1990 bis 2006 dargestellt.

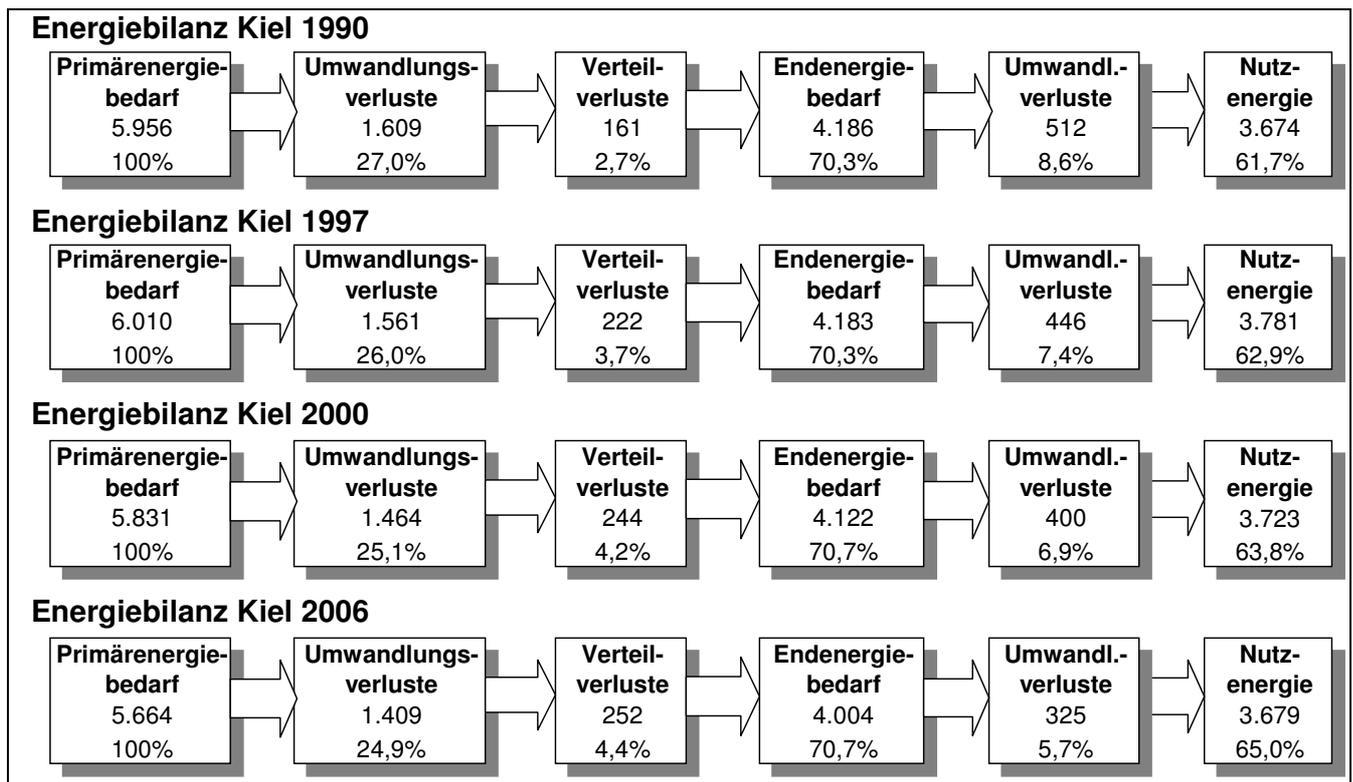


Abbildung 16: Gesamtenergiebilanz Kiel 1990 - 2006

Das ganze Energiesystem hat im Jahr 2006 einen Wirkungsgrad (Verhältnis Nutzenergie/Primärenergie) von 65 %. Das System hat sich somit im Zeitraum 2000 bis 2006 um 1,2 % verbessert.

Der Nutzenergiebedarf ist um 1,3 % gesunken.

Die Umwandlungsverluste bei den Energienutzern haben sich gegenüber 2000 verringert. Dieses ist hauptsächlich auf die Sanierung von alten Kesselanlagen und eine Umrüstung auf Fernwärme zurück zu führen.

Der Endenergiebedarf ist um ca. 2,9 % gesunken.

7 CO₂ – Bilanz für die Landeshauptstadt Kiel

7.1 CO₂ - Faktoren

Die CO₂ – Emission wird aus der Endenergiebilanz auf der Basis von CO₂ – Emissionsfaktoren für jeden Endenergieträger berechnet.

In der Tabelle 20 sind die CO₂ – Faktoren zusammenfassend angegeben. Eine ausführliche Berechnung der Faktoren für Strom und Fernwärme befindet sich im Anhang.

	1990	1997	2000	2006		Quelle
Fernwärme	220	263	255	236	kg/MWh	berechnet Datei "Kraftwerke2-2006"
Erdgas	202	202	202	202	kg/MWh	KFA Jülich s.u.
Heizöl	266	266	266	266	kg/MWh	KFA Jülich s.u.
Strom Kiel	839	817	813	806	kg/MWh	berechnet Datei "Kraftwerke2-2006"
Strom Strombezug	594	594	594	594	kg/MWh	Preußen Elektra, ab 2000 E.ON
Kohle	335	335	335	335	kg/MWh	KFA Jülich s.u.
Schweröl	284	284	284	284	kg/MWh	KFA Jülich s.u.

Tabelle 20: CO₂ - Faktoren Kiel

Die CO₂ - Faktoren für Strom und Fernwärme haben sich im Zeitraum 2000 bis 2006 teilweise relevant verringert.

7.2 CO₂ – Bilanz für die Landeshauptstadt Kiel

In der Tabelle 21 ist die CO₂ – Bilanz für die Landeshauptstadt Kiel für die Jahre 1990, 2000 und 2006 angegeben.

Endenergieträger	1990		1997		2000		2006	
	Endenergiebedarf GWh/a	CO ₂ Emission 1.000 t/a						
Fernwärme	1.003	221	1.080	238	1.100	280	1.146	270
Erdgas	1.158	234	1.227	248	1.341	271	1.135	229
Heizöl	1.027	273	879	234	730	194	677	180
Strom	949	796	961	807	921	749	1.001	807
Kohle	48	16	36	12	30	10	45	15
Schweröl	3	1	0	0	0	0	0	0
Summe	4.186	1.541	4.183	1.538	4.122	1.504	4.005	1.502

Tabelle 21: Endenergiebedarf und CO₂ – Bilanz der Landeshauptstadt Kiel

Die CO₂ – Emission ist im Zeitraum 2000 bis 2006 konstant geblieben. Setzt man für den Fremdstrombezug den offiziell von E.ON veröffentlichten Emissionsfaktor von 317 kg/MWh an, würde sich für 2006 gegenüber 2000 eine CO₂-Einsparung von 5,7 % ergeben. Stromnetzbetreiber sind

zwar verpflichtet, Auskunft über die Zusammensetzung ihres Strommixes zu geben, ein verbindliches Bilanzierungsverfahren gibt es jedoch nicht. Nach Ansicht der Gutachter sollten externe CO₂-Einsparungen nicht in Bilanzen der Kommune angerechnet werden

Die spezifische CO₂ – Emission pro Kieler Einwohner liegt im Jahr 2006 bei 6,6 t/a (unverändert gegenüber 2000).

Die Aufteilung der CO₂ – Emission auf die verschiedenen Nutzergruppen ist in der Tabelle 22 und der Abbildung 17 angegeben.

	1990	1997	2000	2006	Reduktion 2006/2000 %
	1.000 t/a	1.000 t/a	1.000 t/a	1.000 t/a	%
Haushalte	709	711	708	646	8,8
Kleinverbrauch	390	436	389	442	-12,2
öff. Einrichtungen	221	230	215	246	-13,5
Industrie	220	187	192	168	12,7
Summe	1.541	1.564	1.504	1.502	0,1

Tabelle 22: CO₂ – Emission der Nutzergruppen

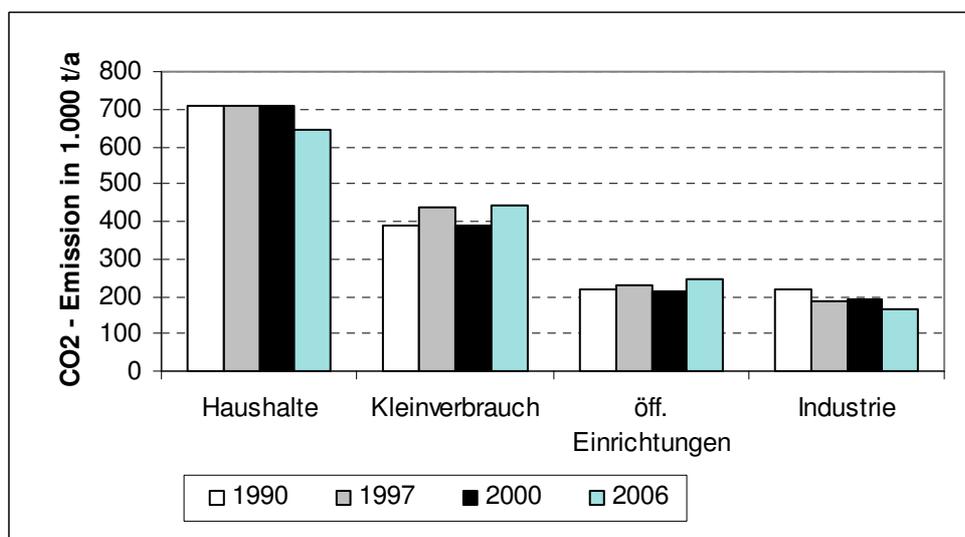


Abbildung 17: CO₂ – Emission der Nutzergruppen

Der überwiegende Teil der CO₂ – Emission wird durch die Haushalte hervorgerufen.

Die CO₂ – Emission von Kleinverbrauch und öffentliche Gebäude ist 2006 gegenüber 2000 relevant angestiegen.

8 Anhang

- Energiebilanzen der Kieler Kraft- und Heizwerke 1990 - 2006
- Wohnungsbaustatistik, spezifischer Nutzwärmebedarf
- Jahresnutzungsgrad Heizungsanlagen
- Endenergiebedarf Wohnraumheizung 2006
- Endenergiebedarf der Brauchwasserbereitung 2006
- Endenergiebedarf für Licht und Kraft Haushalte 1990, 1997, 2000, 2006
- Endenergiebedarf Kleinverbrauch 2006
- Endenergiebedarf der städtischen Liegenschaften
- Endenergiebilanz Industrie 1990 bis 2006
- Energie- und Emissionsbetrachtung Kraftwerke 2006
- Erzeugungsbilanz Strom mit CO₂- und PE-Faktor 1990 bis 2006
- Erzeugungsbilanz Fernwärme mit PE-Faktor 1990 bis 2006
- Erzeugungsbilanz Fernwärme mit CO₂-Faktor 1990 bis 2006
- Primärenergiebilanzen Strom- und Fernwärmeerzeugung

Energie-Bilanzen der Kieler Kraft- und Heizwerke											Datenbasis:	Angabe swk
1990												
Standort	Stromabgabe		Wärmeabgabe MWh	Brennstoffeinsatz					Strom MWhel	Müll MWh Hu	Wirkungs- grad %	
	MWh	%		Kohle MWh Hu	Erdgas MWh Hu	Schweröl MWh Hu	Heizöl MWh Hu					
GKK	1.337.479	87,8		3.539.756		30.098					37,5	
HW Ost Kessel			70.853		80.622		74				87,8	
HW Ost Wärmepumpe			34.203					11.984			285,4	
HKW Wik	129.339	8,5	313.366	254.976	226.491	28.811					86,8	
aus Frischdampf			7.001	3.818	3.387	431					91,7	
HKW Humboldtstraße	40.530	2,7	236.159		317.922		5.129				85,6	
aus Frischdampf			47.542		54.227		871				86,3	
Müllheizwerk			236.358				329		366.096		64,5	
HW Süd			6.432				7.224				89,0	
HW West			65.420		72.519		94				90,1	
WKW Raisdorf	7.384											
WKW Quarnbek	733											
Klärwerk Bülk	1.530											
Mülldeponie Becker	6.118											
Summe	1.523.113	100	1.017.334	3.798.550	755.168	59.340	13.721	11.984	366.096			
2000												
Standort	Stromabgabe		Wärmeabgabe MWh	Brennstoffeinsatz					Strom MWhel	Müll MWh Hu	Wirkungs- grad %	
	MWh	%		Kohle MWh Hu	Erdgas MWh Hu	Schweröl MWh Hu	Heizöl MWh Hu					
GKK	1.481.060	93,2	611.374	4.327.296		13.278					48,2	
HW Ost			20.123		21.796		430				90,5	
HKW Humboldtstraße	45.164	2,8	243.129		326.406		987				88,1	
HW Mitte			27.132		29.931						90,6	
Müllheizkraftwerk*	28.471	1,8	176.787		10.468		10.113		263.544		72,2	
BHKW Flintbek 1	76	0,0	274		396						88,4	
BHKW Neumeinersdorf	0		615		772						79,7	
BHKW Preetz Krankenh.	2.360	0,1	4.866		7.850						92,1	
BHKW Preetz Schwimm	23	0,0	1.318		1.757						76,3	
HW Nord			93.334		99.894		1.656				91,9	
HW Süd			2.202				2.901				75,9	
HW West					8.034						89,6	
HW MZ Wik			19.553		21.200		1.085				87,7	
WKW Raisdorf	5.289	0,3										
WKW Quarnbek	302	0,0										
Klärwerk Bülk	2.000	0,1										
Mülldeponie Becker	3.473	0,2										
Windkraftanlagen	16.237	1,0										
PV Anlagen	159	0,0										
Sonst. BHKWs	4.034	0,3										
Öko-Siedlung	36	0,0										
Landeszentralbank	1	0,0										
Summe**	1.588.686	100	1.181.279	4.327.296	507.304	13.278	16.087	0	263.544			
* incl. Stromeigenbedarf des MHKWs				** bei Wärme ohne BHKWs, HW MZ Wyk, die nicht in die Kieler Fernwärme einspeisen								
2006												
Standort	Stromabgabe		Wärmeabgabe MWh	Brennstoffeinsatz					Strom MWhel	Müll MWh Hu	Wirkungs- grad %	
	MWh	%		Kohle MWh Hu	Erdgas MWh Hu	Schweröl MWh Hu	Heizöl MWh Hu					
GKK	1.804.833	93,4	644.795	5.132.108	3.626	12.440					47,6	
HW Ost			9.453		11.229		283				82,1	
HKW Humboldtstraße	65.550	3,4	252.897		393.833		5.180				79,8	
HW Mitte			8.304		9.240						89,9	
Müllheizkraftwerk*	30.807	1,6	208.263		10.468		10.113		310.347		72,2	
BHKW Flintbek 1	65	0,0	181		287						85,6	
BHKW Holtenau	79	0,0	187		329						80,9	
BHKW Molfsee	66	0,0	180		313						78,6	
BHKW Neumeinersdorf	1.189	0,1	1.735		3.556						82,2	
BHKW Preetz Krankenh.	1.778	0,1	3.194		5.453						91,2	
BHKW Preetz Schwimm	198	0,0	275		590						80,2	
BHKW Preetz 4	6	0,0	12		21						82,9	
BHKW Wentorf	7	0,0	14		26						83,3	
BHKW Kronshagen	34	0,0	65		131						75,4	
HW Nord			68.387		57.681		16.022				92,8	
HW Süd			118				157				75,0	
HW West			9.368		10.257						91,3	
HW MZ Wik												
Wasserkraftwerke	4.149	0,2										
Klärwerk Bülk	744	0,0										
Mülldeponie Becker	3.970	0,2										
EEG Biomassanlagen	495	0,0										
Windkraftanlagen	18.496	1,0										
PV Anlagen	813	0,0										
Sonst. BHKWs	54	0,0										
Summe**	1.933.334	100	1.202.043	5.132.108	507.039	12.440	31.755	0	310.347			
* incl. Stromeigenbedarf des MHKWs												

Wohnungsbaustatistik, spez. Nutzwärmebedarf

Gebäudeanzahl nach Baualter, Energieträger

Quelle: Landeshauptstadt Kiel, Amt für Wirtschaft, Verkehr, Stadt- und Regionalentwicklung, Abteilung Statistik

Baualter- klasse	Insgesamt			davon mit ... Wohnungen					
	Wohn- gebäude	darin Wohn- fläche m ²	darin Wohnungen	1 oder 2			3 und mehr		
				Wohn- gebäude	darin Wohn- fläche m ²	darin Wohnungen	Wohn- gebäude	darin Wohn- fläche m ²	darin Wohnungen
bis 1900	1.369	435.184	7.291	453	57.929	641	916	377.255	6.650
1900 - 1918	3.090	1.287.200	20.747	744	84.755	992	2.346	1.202.445	19.755
1919 - 1948	7.874	1.220.838	19.735	5.712	517.115	6.767	2.162	703.723	12.968
1949 - 1958	5.564	1.253.097	22.216	3.367	310.686	4.086	2.197	942.411	18.130
1959 - 1968	6.209	1.687.183	25.433	3.862	394.996	4.307	2.347	1.292.187	21.126
1969 - 1978	3.175	1.027.009	13.034	2.359	290.359	2.621	816	736.650	10.413
1979 - 1990	4.013	740.264	8.855	3.517	398.345	3.748	496	341.919	5.107
1991 - 1997	1.597	381.425	5.476	1.206	128.749	1.263	391	252.676	4.213
1998 - 2000	764	221.072	2.781	552	69.708	553	212	151.364	2.228
2001 - 2006	1.226	166.974	2.389	1.005	123.564	1.116	142	43.263	1.273
Summe	34.881	8.420.246	127.957	22.777	2.376.206	26.094	12.025	6.043.893	101.863

Spezifischer Nutzwärmebedarf gemäß Haustypologie SH (UTEC/Gertec)

Typen 90 und 97 aus Typologie Hannover, auf Kieler Klimadaten umgerechnet

Haustyp	Ist kWh/m ²	Opt kWh/m ²	1987 * kWh/m ²	1990 * kWh/m ²	1997 * kWh/m ²	2000* kWh/m ²	2006* kWh/m ²
E18	350	116	281	267	258	258	231
E48	371	128	299	285	276	276	246
E59	382	104	300	283	274	274	245
E69_S	304	106	245	234	226	226	202
E69_F	314	132	260	249	241	241	216
E77_S	255	100	209	200	194	194	173
E77_F	293	128	244	234	227	227	203
E90			149	149	149	149	149
E97					127	127	127
E00						127	127
E06							127
R18	297	83	234	221	214	214	191
R48	297	84	234	221	214	214	191
R59	237	69	187	177	172	172	153
R69_S	189	70	154	147	142	142	127
R69_F	182	78	151	145	140	140	125
R77_S	164	66	135	129	125	125	112
R77_F	170	76	142	137	132	132	118
R90			100	100	100	100	100
R97					90	90	90
R00						90	90
R06							90
M18	260	94	211	201	195	195	174
M48	295	103	238	227	220	220	196
M59	290	73	226	213	206	206	184
M69_S	231	89	189	181	175	175	156
M69_F	205	63	163	155	150	150	134
M77_S	179	77	149	143	138	138	123
M77_F	165	57	133	127	123	123	110
M90			98	98	98	98	98
M97					90	90	90
M00						90	90
M06							90

* bestimmt aus Abgleich mit Energieabsatz der Stadtwerke

Jahresnutzungsgrade Heizungsanlagen										
Quelle:	Versorgungstypologie Schleswig-Holstein UTEK 1998									
Heizung EZFH										
	Fern- wärme %	Erdgas Zentralh. %	Heizöl Zentralh. %	Strom Zentralh. %	Kohle Zentralh. %	Etagen- heizung %	Gas- ofen %	Öl- ofen %	Strom- ofen %	Kohle- ofen %
Altanlage *	96	73,3	73,3	100	75	-	80	80	100	70
Neuanlage *	96	87,1	87,1	100	75	-	80	80	100	70
Brennwert	96	90,0	87,1	100	75	-	80	80	100	70
Heizung MFH										
	Fern- wärme %	Erdgas Zentralh. %	Heizöl Zentralh. %	Strom Zentralh. %	Kohle Zentralh. %	Etagen- heizung %	Gas- ofen %	Öl- ofen %	Strom- ofen %	Kohle- ofen %
alt *	96	74,7	74,7	100	75	66,4	80	80	100	70
neu *	96	87,2	87,2	100	75	74	80	80	100	70
Brennwert	96	94,0	87,2	100	75	74	80	80	100	70
Anteil Neuanlage										
	1987 %	1990 %	1997 %	2000 %	2006 %	* Eine Altanlage ist eine Anlage, die vor 1980 errichtet wurde. Eine Neuanlage ist eine Anlage, die ab 1980 errichtet wurde. Dieser teilt Heizkesselanlagen in Altkessel (hohe Bereitschaftsverluste und Niedertemperaturkessel ein).				
<1918	50	50	50	75	100					
1919 - 1948	50	50	50	75	100					
1949 - 1957	0,0	22,2	100,0	100,0	100					
1958 - 1968	72,7	81,8	81,8	85,0	100					
1969 - 1978	0,0	20,0	90,0	95,0	100					
1979 - 1997	88,9	91,7	94,7	95,0	100					
1998 - 2000				100,0	100					
2001 - 2006					100					
Anteil Brennwert bei Erdgasheizungen										
	1987 %	1990 %	1997 %	2000 %	2006 %					
<1918					20					
1919 - 1948					20					
1949 - 1957					20					
1958 - 1968					20					
1969 - 1978					20					
1979 - 1997					20					
1998 - 2000					20					
2001 - 2006					20					

Endenergiebedarf Wohnraumheizung Stadt Kiel 2006

Endenergiebedarf EZFH											
Typ	Fernwärme *	Erdgas-Z	Heizöl-Z	Strom-Z	Kohle-Z	Etagenheiz. *	Gasofen	Ölofen	Stromofen	Kohleofen	Summe
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
vor 1918	0	8.628	15.597	114	727	0	3.313	1.019	1.719	2.536	33.653
1918 - 1948	0	59.696	65.677	105	668	0	3.041	935	1.578	2.328	134.029
1949 - 1957	0	30.760	36.598	99	629	0	2.864	881	1.487	2.193	75.510
1958 - 1968	0	32.895	38.722	99	630	0	2.868	882	1.488	2.195	79.778
1969 - 1978	0	27.256	27.037	0	0	0	0	0	0	0	54.293
1979 - 1990	0	56.439	4.607	0	0	0	0	0	0	0	61.045
1991 - 1997	0	17.019	0	0	0	0	0	0	0	0	17.019
1998 - 2000	0	9.214	0	0	0	0	0	0	0	0	9.214
2001 - 2006	0	16.333	0	0	0	0	0	0	0	0	16.333
Summe	0	258.240	188.237	418	2.653	0	12.086	3.716	6.273	9.252	480.875

Endenergiebedarf MFH											
Typ	Fernwärme	Erdgas-Z	Heizöl-Z	Strom-Z	Kohle-Z	Etagenheiz.	Gasofen	Ölofen	Stromofen	Kohleofen	Summe
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
vor 1918	170.256	81.891	56.410	153	973	21.246	2.043	628	1.061	1.564	336.225
1918 - 1948	70.155	33.748	30.546	139	883	9.465	1.854	570	962	1.419	149.739
1949 - 1957	92.203	44.359	34.600	125	794	11.900	1.667	512	865	1.276	188.302
1958 - 1968	107.601	51.767	38.204	123	783	13.676	1.644	505	853	1.258	216.416
1969 - 1978	52.741	25.370	12.908	0	0	6.138	0	0	0	0	97.158
1979 - 1990	18.456	15.390	899	0	0	1.723	0	0	0	0	36.468
1991 - 1997	11.844	12.956	0	0	0	0	0	0	0	0	24.800
1998 - 2000	0	15.523	0	0	0	0	0	0	0	0	15.523
2001 - 2006	811	3.549	0	0	0	0	0	0	0	0	4.361
Summe	524.067	284.554	173.568	540	3.434	64.148	7.208	2.216	3.741	5.518	1.068.993

Endenergiebedarf Summe											
Typ	Fernwärme	Erdgas-Z	Heizöl-Z	Strom-Z	Kohle-Z	Etagenheiz.	Gasofen	Ölofen	Stromofen	Kohleofen	Summe
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
vor 1918	170.256	90.519	72.006	268	1.701	21.246	5.356	1.647	2.780	4.100	369.879
1918 - 1948	70.155	93.444	96.223	244	1.551	9.465	4.895	1.505	2.540	3.747	283.768
1949 - 1957	92.203	75.119	71.198	224	1.423	11.900	4.531	1.393	2.352	3.469	263.812
1958 - 1968	107.601	84.662	76.927	222	1.413	13.676	4.512	1.387	2.342	3.454	296.195
1969 - 1978	52.741	52.626	39.945	0	0	6.138	0	0	0	0	151.450
1979 - 1990	18.456	71.829	5.505	0	0	1.723	0	0	0	0	97.513
1991 - 1997	11.844	29.975	0	0	0	0	0	0	0	0	41.819
1998 - 2000	0	24.737	0	0	0	0	0	0	0	0	24.737
2001 - 2006	811	19.883	0	0	0	0	0	0	0	0	20.694
Summe	524.067	542.794	361.805	958	6.087	64.148	19.294	5.932	10.014	14.769	1.549.867

Typ	Fernwärme	Erdgas-Z/E	Heizöl-Z/E	Strom-Z/E	Kohle-Z/E	Summe	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
vor 1918	170.256	117.121	73.653	3.048	5.801	369.879	
1918 - 1948	70.155	107.804	97.728	2.784	5.298	283.768	
1949 - 1957	92.203	91.551	72.591	2.576	4.892	263.812	
1958 - 1968	107.601	102.850	78.314	2.564	4.866	296.195	
1969 - 1978	52.741	58.764	39.945	0	0	151.450	
1979 - 1990	18.456	73.552	5.505	0	0	97.513	
1991 - 1997	11.844	29.975	0	0	0	41.819	
1998 - 2000	0	24.737	0	0	0	24.737	
2001 - 2006	811	19.883	0	0	0	20.694	
Summe	524.067	626.236	367.737	10.972	20.856	1.549.867	
Anteil	33,8	40,4	23,7	0,7	1,3	100	

* Fernwärme- und Etagenheizungsanteil pauschal zu 0 gesetzt, da in der Anzahl vernachlässigbar.

Endenergiebedarf der Brauchwasserbereitung Stadt Kiel 2006						
Anteile zentrale/dezentrale Systeme (Abschätzung)						
Annahmen:	WEs in 1-/2-Familienhäuser mit zentralen Heizsystemen haben zentrales WW					
	WEs in MFH haben Aufteilung Kieler Heizspiegel (pers. Mitteilung Frau Julius)					
Fernwärme	33	% mit zentraler WWB				
Erdgas	34	% mit zentraler WWB				
Öl	33	% mit zentraler WWB				
Etagenheizur	67	% mit zentraler WWB (pers. Schätzung)				
Anlagenverteilung "zentrales/dezentrales System"						
Heizsystem	Anzahl WEs		Zentrale WWB		Dezentrale WWB	
		davon EZFH	Anteil %	Anzahl WE	Anteil %	Anzahl WE
Fernwärme	50.236	0	33	16.745	67	33.491
Gas zentral	44.352	14.916	56	24.866	44	19.486
Öl zentral	23.379	9.051	59	13.827	41	9.552
Etagenheiz.	5.545	0	67	3.715	33	1.830
Sonstiges	4.445	2.127	0	0	100	4.445
Summe	127.957	26.094	46	59.154	54	68.803
Verteilung der dezentralen WWB						
System	Anteil %	Anzahl WE				
Strom	80	55.043				
Gas	20	13.761				
Summe		68.803				
Endenergieverbrauch WWB						
Einwohnerzahl	232.389					
Bewohner pro WE	1,82	Personen				
Brauchwassertemperatur*	60	oC				
System	Anzahl WE	Bedarf* l/(d*Pers)	Nutz-energie MWh/a	Wirkungs-grad %	End-energie MWh/a	Anteil %
Fernwärme	16.745	25	16.137	75	21.516	12,5
Gas zentral	24.866	25	23.963	59	40.615	23,6
Öl zentral	13.827	25	13.325	55	24.227	14,1
Etagenheiz.	3.715	25	3.580	59	6.068	3,5
Strom	55.043	25	53.044	89	59.600	34,6
Gas dez.	13.761	25	13.261	66	20.092	11,7
Summe	127.957		123.310		172.119	100,0
* nach BINE "Große Solaranlagen", Nr. 9, 1998						
Endenergie nach Energieträger						
	MWh/a					
Fernwärme	21.516					
Erdgas	66.776					
Heizöl	24.227					
Strom	59.600					
Summe	172.119					

Endenergiebedarf für Licht und Kraft 1990, 1997, 2000 und 2006

Definition: Licht + Kraft beinhaltet Allgemeinstrom und Endenergiebedarf für Kochen

Energiebedarf für Kochen

Ansätze: 1. nur Strom und Erdgas

2. Anteil Gasherde nach Prognos /18/	18 %
Anteil E-Herde	82 %
3. spez. Bedarf pro WE bei Gas nach Prognos /18/	550 kWh/a Hu
spez. Bedarf pro WE bei Strom nach Prognos /18/	425 kWh/a

	Anteil	1990		1997		2000		2006	
		WEs	Endenergie- bedarf MWh/a	WEs	Endenergie- bedarf MWh/a	WEs	Endenergie- bedarf MWh/a	WEs	Endenergie- bedarf MWh/a
	%								
Erdgas	18	21.116	11.614	22.102	12.156	22.602	12.431	23.032	12.668
Strom	82	96.195	40.883	100.685	42.791	102.966	43.760	104.925	44.593
Summe	100	117.311	52.497	122.787	54.947	125.568	56.192	127.957	57.261

Strombedarf Haushalte 1990 (ohne Heizen)

Ansatz: Allgemeinstrom 1990 wird berechnet aus Stromabsatz der Stadtwerke und berechneten Bedarfszahlen der einzelnen Nutzergruppen

Allgemeinstrombedarf	219.109	MWh/a
Strombedarf für Kochen	40.883	MWh/a
Strombedarf Warmwasserbereitung	64.669	MWh/a
Summe	324.661	MWh/a
	2.768	kWh/a/WE

Strombedarf Haushalte 1997 (ohne Heizen)

Ansatz: Allgemeinstrom 1997 wird berechnet aus Allgemeinstrom 1990 zzgl. dem prozentualen Anstieg des Stromabsatzes der Stadtwerke im Tarifkundenbereich.

Mit diesem Ansatz wird der BHKW-Strom aus der Öko-Siedlung nicht mit erfaßt.
Er wird deshalb addiert werden

Stadtwerkeabsatz 1990	436.310	MWh/a
Stadtwerkeabsatz 1997	441.455	MWh/a
Abweichung	1,18	%

Allgemeinstrombedarf	221.693	MWh/a
BHKW-Strom Ökosiedlung	61	MWh/a
Strombedarf für Kochen	42.791	MWh/a
Strombedarf Warmwasserbereitung	62.360	MWh/a
Summe	326.905	MWh/a
	2.662	kWh/a/WE

Strombedarf Haushalte 2000 (ohne Heizen)

Ansatz: Allgemeinstrom 2000 wird berechnet aus Allgemeinstrom 1997 zzgl. dem prozentualen Anstieg des Stromabsatzes Haushalte Schleswig-Holstein gemäß Energiebilanz SH vom Inst. f. Weltwirtschaft

Gesamtverbrauch SH 1999	4.474	GWh/a
Gesamtverbrauch SH 2000	4.445	GWh/a
Abweichung	-0,65	%

Allgemeinstrombedarf	220.256	MWh/a
BHKW-Strom Ökosiedlung	77	MWh/a
Strombedarf für Kochen	43.760	MWh/a
Strombedarf Warmwasserbereitung	59.840	MWh/a
Summe	323.933	MWh/a
	2.580	kWh/a/WE

Strombedarf Haushalte 2006 (ohne Heizen)

Ansatz: Stromabsatz allg. Tarif 2000
Stromabsatz allg. Tarif 2006
Abweichung

398.638	MWh/a
387.062	MWh/a
-2,90	%

Allgemeinstrombedarf	213.860	MWh/a
BHKW-Strom Ökosiedlung	77	MWh/a
Strombedarf für Kochen	44.593	MWh/a
Strombedarf Warmwasserbereitung	59.600	MWh/a
Summe	318.130	MWh/a
	2.486	kWh/a/WE

Endenergiebedarf Kleinverbrauch 2006				
Beschäftigte				
Hinweis:	Basis Arbeitsstättenzählung 87			
	Hochrechnung auf 2000 mit Entwicklung der Sozialversicherungspflichtig Beschäftigten			
		2006		
Land- und Fortwirtschaft		289	275	
Energie- und Wasserversorgung		1.258	1.563	
Verarb. Gewerbe < 20 Besch.		2.947	1.639	
Baugewerbe		4.111	6.402	
Handel		17.635	18.946	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung		10.602	8.493	
Banken, Versicherungen		6.312	6.289	
Gastgewerbe		4.646	4.168	
Dienstleistungen		25.874	23.210	
Org. o. Erwerbszweck		9.637	8.645	
Gebietskörperschaften o. Stadt, Land, Bund		1.129	1.126	
Summe		84.441		
Stadt, Land, Bund		25.442		
Industrie		10.407		
Summe		120.290		
Nutzenergiebedarf				
		Wärme	Strom	
		MWh/a	MWh/a	
Land- und Fortwirtschaft		3.183	1.777	
Energie- und Wasserversorgung		10.963	45.374	
Verarb. Gewerbe < 20 Besch.		53.224	15.456	
Baugewerbe		6.579	1.020	
Handel		169.709	62.301	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung		47.820	37.111	
Banken, Versicherungen		42.257	11.471	
Gastgewerbe		62.090	19.122	
Dienstleistungen		116.710	90.573	
Org. o. Erwerbszweck		105.548	51.893	
Gebietskörperschaften		12.363	6.078	
Summe		630.448	342.176	
Energieträgeraufteilung Wärme				
Annahmen	Fernwärmeanteil wird bestimmt aus Datei "Abgleich" 2006, D20 = 0			
	Erdgas- und Heizölanteil entsprechen Aufteilung Wohnen			
	Stromanteil entspricht Wohnen			
	Anteil	Nutz-energie	Nutzungs-grad	Endenergie-bedarf
	%	MWh/a	%	MWh/a
Fernwärme	32,4	204.265	96	212.776
Erdgas	42,1	265.698	88	302.755
Heizöl	24,7	156.022	87	178.925
Strom	0,7	4.463	100	4.463
Summe	100,0	630.448	90	698.918

Endenergiebedarf der Städtischen Liegenschaften						
1990		GTZ Mittel	4.047			
		GTZ 1990	3.580			
Liegenschaft	Heizöl	Erdgas	Fernwärme Warmwasser	Fernwärme Dampf	Strom	Summe
	MWh/a	MWh/a Ho	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Straßenbeleuchtung					9.160	9.160
städt. Kankenhaus	899	3.598	0	11.918	5.600	22.015
städt. Gebäude*	13.166	25.391	32.816	22.669	19.970	114.012
Summe absolut	14.065	28.989	32.816	34.587	34.730	145.187
Summe bereinigt	15.900	32.771	37.096	39.099	34.730	159.596
* Quelle: Energiebericht 1988 - 1990, bei Fernwärme Aufteilung gemäß 1997						
1997		GTZ 1997	3.953			
Liegenschaft	Heizöl	Erdgas*	Fernwärme Warmwasser	Fernwärme Dampf	Strom	Summe
	MWh/a	MWh/a Ho	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Straßenbeleuchtung					9.050	9.050
städt. Kankenhaus	857	3.426		11.350	5.600	21.233
Schulen	2.384	15.416	22.757	13.474	6.250	60.281
Altenheime	1.070	4.235	2.808	1.461	1.844	11.418
Sport-/Kulturstätten	1.572	1.690	6.316	5.050	3.479	18.107
Ämter	149	272	4.818	4.724	1.979	11.942
Sonstiges	1.691	9.918	1.873	1.937	7.835	23.254
Summe absolut	7.723	34.957	38.572	37.996	36.037	155.285
Summe bereinigt	7.906	35.788	39.489	38.900	36.037	158.120
* incl. Flüssiggas	566	MWh				
2000		GTZ 2000	3.563			
Liegenschaft	Heizöl	Erdgas*	Fernwärme Warmwasser	Fernwärme Dampf	Strom	Summe
	MWh/a	MWh/a Ho	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Straßenbeleuchtung					8.600	8.600
städt. Kankenhaus	97	3.436		9.010	5.698	18.241
Schulen						0
Altenheime						0
Sport-/Kulturstätten						0
Ämter						0
Sonstiges	5.145	23.860		59.695	18.900	107.600
Summe absolut	5.242	27.296	0	68.705	33.198	134.441
Summe bereinigt	5.954	31.004	0	78.038	33.198	148.194
2006		GTZ 2006	3.520		o. Klärwerk Bülk	
Liegenschaft	Heizöl	Erdgas*	Fernwärme Warmwasser	Fernwärme Dampf	Strom	Summe
	MWh/a	MWh/a Ho	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Straßenbeleuchtung						0
städt. Kankenhaus						0
Schulen						0
Altenheime						0
Sport-/Kulturstätten						0
Ämter						0
Sonstiges						0
Summe absolut	2.675	23.224	80.489	0	36.375	142.763
Summe bereinigt	3.075	26.701	92.539	0	36.375	158.691

Endenergiebilanz Industrie 1990 bis 2006								
Umrechnungsfaktoren								
Quelle:	Statistisches Landesamt Statistische Berichte							
Strom	0,278	kWh/MJ						
Kohle	8,056	kWh/t						
Heizöl HEL	11,863	kWh/t Hu						
Schweröl HES	11,398	kWh/t Hu						
Erdgas	0,278	kWh/MJ						
Endenergiebilanz 1990								
			GTZ 1990	3580		GTZ Mittel	4047	
	Beschäftigte	Erdgas	Heizöl HEL	Schweröl HES	Fernwärme	Strom	Summe	
		MWh/a Hu	MWh/a Hu	MWh/a Hu	MWh/a	MWh/a	MWh/a	
Stahl- u. Leichtmetallbau	215							
Maschinen- u. - Schiffbau	11.910							
Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	5.300							
KFZ-Bau, -Reparatur	1.397							
Druckerei, Papier, Verlagsgew.	1.036							
Ernährungsgewerbe	1.488							
Sonstige	1.248							
Summe Endenergie absolut	22.594	108.245	95.719	2.268	5.000	196.401	407.633	
Summe Endenergie bereinigt		122.366	108.205	2.564	5.652			
Energiebilanz 1997								
			GTZ 1997	3953		GTZ Mittel	4047	
	Beschäftigte	Erdgas	Heizöl HEL	Schweröl HES	Fernwärme	Strom	Summe	
		MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	
Stahl- u. Leichtmetallbau	314							
Maschinen- u. - Schiffbau	6.905							
Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	4.550							
KFZ-Bau, -Reparatur	0							
Druckerei, Papier, Verlagsgew.	1.019							
Ernährungsgewerbe	655							
Sonstige	2.219							
Summe Endenergie absolut	15.662	134.223	84.307	205	48.108	150.919	417.762	
Summe Endenergie bereinigt		137.415	86.312	210	49.252			
Energiebilanz 2000								
			GTZ 2000	3563		GTZ Mittel	4047	
	Beschäftigte	Erdgas	Heizöl HEL	Schweröl HES	Fernwärme	Strom	Summe	
		MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	
Stahl- u. Leichtmetallbau	338							
Maschinen- u. - Schiffbau	6.989							
Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	3.660							
KFZ-Bau, -Reparatur	0							
Druckerei, Papier, Verlagsgew.	858							
Ernährungsgewerbe	459							
Sonstige	2.341							
Summe Endenergie absolut	14.645	147.328	40.273	0	43.362	163.824	394.787	
Summe Endenergie bereinigt		167.341	45.744	0	49.252			
Energiebilanz 2006								
			GTZ 2006	3520		GTZ Mittel	4047	
	Beschäftigte	Erdgas	Heizöl HEL	Schweröl HES	Fernwärme	Strom	Sonstiges	Summe
		MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Stahl- u. Leichtmetallbau	163							
Maschinen- u. - Schiffbau	5.939							
Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	2.001							
KFZ-Bau, -Reparatur	0							
Druckerei, Papier, Verlagsgew.	684							
Ernährungsgewerbe	304							
Sonstige	1.316							
Summe Endenergie absolut	10.407	58.826	68.755	0	62.589	134.221	20.872	345.263
Summe Endenergie bereinigt		67.633	79.048	0	71.959	134.221	23.997	376.859

Emissionsbetrachtungen Kraftwerke 2006

CO₂-Faktoren Brennstoffe

Erdgas	202 kg/MWh
Heizöl	266 kg/MWh
Schweröl	284 kg/MWh
Kohle	335 kg/MWh

Gemeinschaftskraftwerk Kiel

Methodik: Der Fernwärme wird die Emission zugesprochen, die zur Produktion der Stromeinbuße im gleichen Kraftwerkstyp notwendig wäre.

Ausgangsdaten:	Stromabgabe	1.804.833	MWh/a
	Wärmeabgabe	644.795	MWh/a
	Kohleeinsatz	5.132.108	MWh/a
	Schweröleinsatz	12.440	MWh/a
	Erdgas	4.029	MWh/a
	Stromeinbuße bei KWK	0,2818	MWh _{el} /MWh _{th}

Berechnung	el Wirkungsgrad o. KWK	38,61	%
	Brennstoffeinsatz o. KWK	4.674.522	MWh/a
	CO ₂ -Emission nur Strom	1.564.902	t/a
	CO₂-Faktor Strom	867	kg/MWh
	CO ₂ -Emission mit KWK	1.723.603	t/a
	CO ₂ -Emission Wärme	158.701	t/a
	CO₂-Faktor Fernwärme	246	kg/MWh

HKW Humboldtstraße

Methodik: Die Emissionen der Fernwärme ergeben sich aus den Emissionen des Kraftwerkes abzüglich der Emissionsmenge, die sich bei der Produktion der Strommenge in einem Referenzkraftwerk ergibt. Als Referenzkraftwerk wird hier der Netzbezug nach Angaben der Stadtwerke verwendet.

Ausgangsdaten:	Stromabgabe	65.550	MWh/a
	Wärmeabgabe	252.897	MWh/a
	Erdgaseinsatz	393.833	MWh/a
	Heizöleinsatz	5.180	MWh/a

Berechnung	CO ₂ -Emission mit KWK	80.932	t/a
	CO₂-Faktor Strom	594	kg/MWh
	Stromgutschrift	38.936	t/a
	CO ₂ -Emission Fernwärme	41.996	t/a
	CO₂-Faktor Fernwärme	166	kg/MWh

Endenergiebilanz Stromerzeugung/CO₂- und PE - Faktor 1990 bis 2006

1990							
Erzeuger	PE-Faktor Strombezug		3,02 MWh/MWh		PE-Faktor	PE-Menge Kiel	
	Netzeinspeisung		CO ₂ -Faktor	CO ₂ -Menge			
	Gesamt	Stadt Kiel		Gesamt			Stadt Kiel
	MWh	MWh	kg/MWh	t			t
PE-Bezug*	117.200	91.665	594	69.617	54.449	3,02	276.827
GKK*	949.107	742.317	893	847.551	662.888	2,67	1.981.312
HKW Wik	129.339	101.159	594	76.827	60.088	3,02	305.500
HKW Humboldtstraße	40.530	31.699	594	24.075	18.829	3,02	95.732
Wasserkraftwerk Raisdorf	7.384	5.775	0	0	0	0	0
WKW Quarnbek	733	573	0	0	0	0	0
Kläwerk Bülk	1.530	1.197	0	0	0	0	0
Mülldeponie Bekker	6.118	4.785	0	0	0	0	0
Summe	1.251.941	979.170	813	1.018.070	796.254	2,72	2.659.371
Netzverluste 3,1 %	39.141	30.613					
Stromabsatz**	1.212.800	948.557	839			2,80	
* aus Geschäftsbericht 1990		** nutzbare Abgabe nach Geschäftsbericht 1997					
2000							
Erzeuger	PE-Faktor Strombezug		3,02 MWh/MWh		PE-Faktor	PE-Menge Kiel	
	Netzeinspeisung		CO ₂ -Faktor	CO ₂ -Menge			
	Gesamt	Stadt Kiel		Gesamt			Stadt Kiel
	MWh	%	kg/MWh	t			t
GKK	969.163	708.624	871	844.221	617.269	2,60	1.843.454
PE-Bezug*	217.400	158.957	594	129.136	94.420	3,02	480.049
HKW Humboldtstraße	45.164	33.023	594	26.827	19.615	3,02	99.728
Müllheizkraftwerk	28.471	20.817	594	16.912	12.365	3,02	62.868
BHKWs d. SWK	2.459	1.798	228	561	411	1,13	2.032
Wasserkraftwerk Raisdorf	5.289	3.867	0	0	0	0	0
WKW Quarnbek	302	221	0	0	0	0	0
Kläwerk Bülk	2.000	1.463	0	0	0	0	0
Mülldeponie Bekker	3.473	2.539	0	0	0	0	0
Windkraftanlagen	16.237	11.872	0	0	0	0	0
PV Anlagen	159	116	0	0	0	0	0
Sonst. BHKWs	4.034	2.960	228	921	674	1,13	3.335
Öko-Siedlung	36	26	228	8	6	1,13	30
Landeszentralbank	1	1	228	0	0	1,13	1
Summe	1.294.189	946.273	787	1.018.587	744.761	2,63	2.491.496
Stromeigenbedarf Müll-HKW	15.314	15.314					
Transportierte Strommenge	1.278.875	930.959					
Netzverluste 3,2 %	41.875	30.618					
Stromabsatz**	1.237.000	904.458	813				
Stromabsatz mit MHKW	1.252.314	919.772				2,71	
* aus Geschäftsbericht 2000		** nutzbare Abgabe nach Geschäftsbericht 2000					
2006							
Erzeuger	PE-Faktor Strombezug		2,39 MWh/MWh		PE-Faktor	PE-Menge Kiel	
	Netzeinspeisung		CO ₂ -Faktor	CO ₂ -Menge			
	Gesamt	Stadt Kiel		Gesamt			Stadt Kiel
	MWh	%	kg/MWh	t			t
GKK	931.076	680.775	867	807.301	590.275	2,59	1.763.210
EON Bezug	298.442	218.212	317	94.606	69.173	2,39	520.959
HKW Humboldtstraße	65.550	47.928	317	20.779	15.193	2,39	114.423
Müllheizkraftwerk	30.807	22.525	317	9.766	7.140	2,39	53.777
BHKWs d. SWK	3.423	2.503	233	799	584	1,16	2.892
BHKWs privat	54	39	233	12	9	1,16	45
Wasserkraftwerke	4.149	3.034	0	0	0	0	0
Kläwerk Bülk	744	544	0	0	0	0	0
Mülldeponie Bekker	3.970	2.903	0	0	0	0	0
EEG Biomasanlagen	495	362	0	0	0	0	0
Windkraftanlagen	18.496	13.524	0	0	0	0	0
PV Anlagen	813	594	0	0	0	0,00	0
Summe	1.368.018	992.943	687	933.263	682.375	2,47	2.455.306
Stromeigenbedarf Müll-HKW	15.314	15.314					
Transportierte Strommenge	1.342.704	977.629					
Netzverluste 4,8 %	65.153	50.222					
Stromabsatz	1.277.552	984.785	722				
Stromabsatz mit MHKW	1.292.866	1.000.099				2,46	

Erzeugungsbilanz Fernwärme mit PE-Faktor												
Strommengen beziehen sich auf die Gesamtproduktionsmengen der Anlagen												
1990												
Erzeuger	Strom- menge MWh	Wärme- menge MWh	Brennstoffeinsatz						Summe MWh	Gutschrift Strom MWh	anzurechn. PE-Menge MWh/a	PE- Faktor MWh/MWh
			Kohle MWh	Erdgas MWh	Schweröl MWh	Heizöl MWh	Strom MWh	Müll MWh				
HW Ost		70.853	0	80.622	0	74	0	0	80.696	0	80.696	1,14
HW Ost GWP		34.203						11.984	11.984	0	31.986	0,94
HKW Wik KWK	129.339	313.366	254.976	226.491	28.811	0	0	0	510.278	390.604	119.674	0,38
aus Frischdampf		7.001	3.818	3.387	431	0	0	0	7.636	0	7.636	1,09
HKW Humboldtstraße	40.530	236.159	0	317.922	0	5.129	0	0	323.051	122.401	200.650	0,85
aus Frischdampf		47.542	0	54.227	0	871	0	0	55.098	0	55.098	1,16
Müllheizwerk		236.358	0	0	0	329	0	366.096	366.425	0	366.425	1,55
HW Süd		6.432	0	0	0	7.224	0	0	7.224	0	7.224	1,12
HW West		65.420	0	72.519	0	94	0	0	72.613	0	72.613	1,11
Summe		1.017.334	258.794	755.168	29.242	13.721	11.984	366.096	1.435.005	513.004	942.003	0,93
Netzverluste 12,8 %		130.234										
Fernwärmeabsatz*		887.100										
* aus Geschäftsbericht 1990 ("nutzbare Abgabe")												
2000												
Erzeuger	Strom- menge MWh	Wärme- menge MWh	Brennstoffeinsatz						Summe MWh	Gutschrift Strom MWh	anzurechn. PE-Menge MWh/a	PE- Faktor MWh/MWh
			Kohle MWh	Erdgas MWh	Schweröl MWh	Heizöl MWh	Strom MWh	Müll MWh				
GKK	1.481.060	611.374	4.327.296	0	13.278	0	0	0	4.340.574	3.852.914	487.660	0,80
HW Ost		20.123	0	21.796	0	430	0	0	22.226	0	22.226	1,10
HKW Humboldtstraße	45.164	243.129	0	326.406	0	987	0	0	327.393	136.395	190.998	0,79
		27.132	0	29.931	0	0	0	0	29.931	0	29.931	1,10
Müllheizkraftwerk	28.471	176.787	0	10.468	0	10.113	0	263.544	284.125	32.184	251.941	1,43
HW Nord		93.334	0	99.894	0	1.656	0	0	101.550	0	101.550	1,09
HW Süd		2.202	0	0	0	2.901	0	0	2.901	0	2.901	1,32
HW West		7.198	0	8.034	0	0	0	0	8.034	0	8.034	1,12
Summe		1.181.279	4.327.296	496.529	13.278	16.087	0	263.544	5.116.734	4.021.493	1.095.241	0,93
Netzverluste 18 %		212.896										
Fernwärmeabsatz*		968.383										
* aus Geschäftsbericht 2000 ("nutzbare Abgabe") abzüglich Nahwärmenetze, HW MZ Wyk												
2006												
Erzeuger	Strom- menge MWh	Wärme- menge MWh	Brennstoffeinsatz						Summe MWh	Gutschrift Strom MWh	anzurechn. PE-Menge MWh/a	PE- Faktor MWh/MWh
			Kohle MWh	Erdgas MWh	Schweröl MWh	Heizöl MWh	Strom MWh	Müll MWh				
GKK	1.804.833	644.795	5.132.108	3.626	12.440	0	283	0	5.148.175	4.674.522	473.652	0,73
HW Ost		9.453	0	11.229	0	283	0	0	11.512	0	11.512	1,22
HKW Humboldtstraße	65.550	252.897	0	393.833	0	5.180	0	0	399.013	156.493	242.519	0,96
HW Mitte		8.304	0	9.240	0	0	0	0	9.240	0	9.240	1,11
Müllheizkraftwerk	30.807	208.263	0	10.468	0	10.113	0	310.347	330.928	73.549	257.380	1,24
HW Nord		68.387	0	57.681	0	16.022	0	0	73.703	0	73.703	1,08
HW Süd		118	0	0	0	157	0	0	157	0	157	1,33
HW West		9.368	0	10.257	0	0	0	0	10.257	0	10.257	1,09
Summe		1.201.585	5.132.108	496.334	12.440	31.755	0	310.347	5.982.984	4.904.564	1.078.420	0,90
Netzverluste 16,8 %		201.398										
Fernwärmeabsatz		1.000.187										

Erzeugungsbilanz Fernwärme mit CO2-Faktors

Strommengen beziehen sich auf die Gesamtproduktionsmengen der Anlagen

Erzeugungsbilanz Fernwärme mit CO2-Faktors												
Strommengen beziehen sich auf die Gesamtproduktionsmengen der Anlagen												
CO2-Faktoren der Brennstoffe	1990	1997	2000	2006	2020							
Erdgas*	202	202	202	202	202	kg/MWh						
Heizöl*	266	266	266	266	266	kg/MWh						
Schweröl*	284	284	284	284	284	kg/MWh						
Kohle*	335	335	335	335	335	kg/MWh						
Müll	94	86	86	86	86	kg/MWh						
Strom für Guts	594	594	594	594	594	kg/MWh						
Strom **	893					kg/MWh						
1990												
Erzeuger	Strommenge MWh	Wärmemenge MWh	Brennstoffeinsatz					CO2-Menge t/a	CO2-Gutschrift t/a	anzurechn. CO2-Menge t/a	CO2-Faktor kg/MWh	
			Kohle MWh	Erdgas MWh	Schweröl MWh	Heizöl MWh	Strom MWh	Müll MWh				
HW Ost		70.853	0	80.622	0	74	0	0	16.305		16.305	230
HW Ost GWP		34.203					11.984		10.702		10.702	313
HKW Wik KWK	129.339	313.366	254.976	226.491	28.811	0	0	0	139.350	76.827	62.523	200
aus Frischdampf		7.001	3.818	3.387	431	0	0	0	2.086	0	2.086	298
HKW Humboldtstraße	40.530	236.159	0	317.922	0	5.129	0	0	65.585	24.075	41.510	176
aus Frischdampf		47.542	0	54.227	0	871	0	0	11.186	0	11.186	235
Müllheizwerk		236.358	0	0	0	329	0	366.096	34.471	0	34.471	146
HW Süd		6.432	0	0	0	7.224	0	0	1.922	0	1.922	299
HW West		65.420	0	72.519	0	94	0	0	14.674	0	14.674	224
Summe		1.017.334	258.794	755.168	29.242	13.721	11.984	366.096	296.279	100.902	195.377	192
Netzverluste 12,8 %		130.234										
Fernwärmeabsatz*		887.100										220
* aus Geschäftsbericht 1990 ("nutzbare Abgabe")												
2000												
Erzeuger	Strommenge MWh	Wärmemenge MWh	Brennstoffeinsatz					CO2-Menge t/a	Gutschrift t/a	anzurechn. CO2-Menge t/a	CO2-Faktor kg/MWh	
			Kohle MWh	Erdgas MWh	Schweröl MWh	Heizöl MWh	Strom MWh	Müll MWh				
GKK	1.481.060	611.374	4.327.296	0	13.278	0	0	0	1.453.415	1.290.125	163.290	267
HW Ost		20.123	0	21.796	0	430	0	0	4.517		4.517	224
HKW Humboldtstraße	45.164	243.129	0	326.406	0	987	0	0	66.197	26.827	39.369	162
HW Mitte		27.132	0	29.931	0	0	0	0	6.046		6.046	223
Müllheizkraftwerk	28.471	176.787	0	10.468	0	10.113	0	263.544	27.407	16.912	10.496	59
HW Nord		93.334	0	99.894	0	1.656	0	0	20.619		20.619	221
HW Süd		2.202	0	0	0	2.901	0	0	772		772	350
HW West		7.198	0	8.034	0	0	0	0	1.623		1.623	225
Summe		1.181.279	4.327.296	496.529	13.278	16.087	0	263.544	1.580.596	1.333.864	246.732	209
Netzverluste 18 %		212.896										
Fernwärmeabsatz*		968.383										255
* aus Geschäftsbericht 2000 ("nutzbare Abgabe") abzüglich Nahwärmenetze												
2006												
Erzeuger	Strommenge MWh	Wärmemenge MWh	Brennstoffeinsatz					CO2-Menge t/a	Gutschrift t/a	anzurechn. CO2-Menge t/a	CO2-Faktor kg/MWh	
			Kohle MWh	Erdgas MWh	Schweröl MWh	Heizöl MWh	Strom MWh	Müll MWh				
GKK	1.804.833	644.795	5.132.108	3.626	12.440	0	0	0	1.723.522	1.564.902	158.619	246
HW Ost		9.453	0	11.229	0	283	0	0	2.344		2.344	248
HKW Humboldtstraße	65.550	252.897	0	393.833	0	5.180	0	0	80.932	38.936	41.996	166
HW Mitte		8.304	0	9.240	0	0	0	0	1.866		1.866	225
Müllheizkraftwerk	30.807	208.263	0	10.468	0	10.113	0	310.347	31.421	18.299	13.122	63
HW Nord		68.387	0	57.681	0	16.022	0	0	15.913		15.913	233
HW Süd		118	0	0	0	157	0	0	42		42	355
HW West		9.368	0	10.257	0	0	0	0	2.072		2.072	221
Summe		1.201.585	5.132.108	496.334	12.440	31.755	0	310.347	1.858.112	1.622.138	235.974	196
Netzverluste 16,8 %		201.398										
Fernwärmeabsatz*		1.000.187										236

Primärenergiebilanzen Strom- und Fernwärmeerzeugung								
1990 PE-Bilanz Versorgungsgebiet Stadt Kiel (mit Witterungsberreinigung)								
Witterungsfaktor		1,11						
Erzeuger	Strom- menge MWh	Wärme- menge MWh	PE-Faktor Strom MWh/MWh	PE-Bedarf Strom MWh	PE-Faktor Wärme MWh/MWh	PE-Bedarf Wärme MWh	PE-Bedarf Summe MWh	Umwandl. verluste MWh
Strombezug	91.665	0	3,02	276.827		0	276.827	185.163
GKK	742.317	0	2,67	1.981.312		0	1.981.312	1.238.995
HW Ost Kessel	0	78.912		0	1,14	89.875	89.875	10.963
HW Ost GWP	0	38.094		0	0,94	35.625	35.625	-2.469
HKW Wik	101.159	349.011	3,02	305.500	0,38	133.287	438.787	-11.383
Spitzenkessel	0	7.797		0	1,09	8.505	8.505	707
HKW Humboldtstraße	31.699	263.022	3,02	95.732	0,85	223.474	319.206	24.485
Spitzenkessel	0	52.950		0	1,16	61.365	61.365	8.415
Müllheizwerk	0	263.243		0	1,55	408.105	408.105	144.862
HW Süd	0	7.163		0	1,12	8.046	8.046	882
HW West	0	72.862		0	1,11	80.873	80.873	8.011
Sonstige Einspeiser	12.330	0	0,00	0		0	0	
Summe	979.170	1.133.053	2,72	2.659.371	0,93	1.049.153	3.708.525	1.608.631
2000 PE-Bilanz Versorgungsgebiet Stadt Kiel (mit Witterungsberreinigung)								
						Fernwärmeabsatz nach Bilanz	1.099.928 MWh	
						Differenz nach Korrektur	0 MWh	
Witterungsfaktor		1,11						
Erzeuger	Strom- menge MWh	Wärme- menge MWh	PE-Faktor Strom MWh/MWh	PE-Bedarf Strom MWh	PE-Faktor Wärme MWh/MWh	PE-Bedarf Wärme MWh	PE-Bedarf Summe MWh	Umwandl. verluste MWh
Strombezug	158.957	0	3,02	480.049		0	480.049	321.092
GKK	708.624	679.456	2,60	1.843.454	0,80	541.966	2.385.419	997.340
HW Ost Kessel	0	22.364		0	1,10	24.701	24.701	2.337
HKW Humboldtstraße	33.023	270.204	3,02	99.728	0,79	212.267	311.995	8.769
HW Mitte	0	30.153			1,10	33.264	33.264	3.111
Müllheizkraftwerk	24.934	196.474	3,02	75.301	1,43	279.997	355.298	133.890
BHKWs der SWK	1.798	0	1,13	2.032		0	2.032	234
BHKW privat	2.977	0	1,13	3.365		0	3.365	388
HW Nord	0	103.728		0	1,09	112.858	112.858	9.131
HW Süd	0	2.447		0	1,32	3.224	3.224	777
HW West	0	8.000		0	1,12	8.929	8.929	929
Sonstige Einspeiser	20.078	0	0,00	0		0	0	
Summe	950.390	1.312.825	2,63	2.503.929	0,93	1.217.206	3.721.135	1.477.999
2006 PE-Bilanz Versorgungsgebiet Stadt Kiel (mit Witterungsberreinigung)								
						Fernwärmeabsatz nach Bilanz	1.146.072 MWh	
						Differenz nach Korrektur	0 MWh	
Witterungsfaktor		1,12				Korrekturfaktor Datenabweichung	1,00	
Erzeuger	Strom- menge MWh	Wärme- menge MWh	PE-Faktor Strom MWh/MWh	PE-Bedarf Strom MWh	PE-Faktor Wärme MWh/MWh	PE-Bedarf Wärme MWh	PE-Bedarf Summe MWh	Umwandl. verluste MWh
Strombezug	230.050	0	2,39	549.820		0	549.820	319.770
GKK	717.709	723.080	2,59	1.858.867	0,73	531.159	2.390.026	949.237
HW Ost Kessel	0	10.601		0	1,22	12.910	12.910	2.309
HKW Humboldtstraße	50.528	283.602	2,39	120.762	0,96	271.773	392.535	58.405
HW Mitte	0	9.313			1,11	10.361	10.361	1.049
Müllheizkraftwerk	27.257	233.548	2,39	65.143	1,24	288.538	353.682	92.877
BHKWs der SWK	2.639	0	1,16	3.049		0	3.049	410
BHKW privat	41	0	1,16	48		0	48	6
HW Nord	0	76.690		0	1,08	82.651	82.651	5.961
HW Süd	0	132		0	1,33	177	177	44
HW West	0	10.505		0	1,09	11.503	11.503	998
Sonstige Einspeiser	22.098	0	0,00	0		0	0	0
Summe	1.050.321	1.347.470	2,47	2.597.689	0,90	1.209.071	3.806.760	1.431.066

Bericht II

Energiebedarfsprognosen 2006 - 2050 für die Landeshauptstadt Kiel

Energieeinsparkonzepte

Endbericht

**erstellt im Rahmen des
Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel**

Bremen, im Juni 2010

UTEC, Ingenieurbüro für Entwicklung und Anwendung
umweltfreundlicher Technik GmbH

Cuxhavener Straße 10, 28217 Bremen
Tel.: 0421 / 38678 - 9, Fax: 0421 / 38678 – 88
www.utec-bremen.de

Inhaltsverzeichnis		Seite
1	ZUSAMMENFASSUNG	3
2	VORBEMERKUNGEN	8
3	NUTZWÄRMEBEDARFSPROGNOSE	9
3.1	Nutzwärmebedarf Wohnen	9
3.2	Nutzwärmebedarf Kleinverbraucher, öffentliche Gebäude und Industrie	12
3.3	Entwicklung des Nutzwärmebedarfes	12
3.4	Wärmeeinsparkonzept im Wohngebäudebestand	13
4	STROMBEDARFSENTWICKLUNG UND -PROGNOSE 1900 - 2020	15
4.1	Strombedarfsentwicklung 1990 - 2006	15
4.2	Strombedarfsprognose	16
4.2.1	Ausgangsdaten	16
4.2.2	Gesonderte Strombedarfsentwicklungen	17
4.2.3	Strombedarfsentwicklung 1990 - 2020	17
4.3	Stromsparaktion im Gewerbe	19

1 Zusammenfassung

In dem Konzeptbaustein „Energiebedarfsprognosen“ wird

- eine Nutzwärmebedarfsprognose und
- eine Strombedarfsprognose

entwickelt. Die Nutzwärmebedarfsprognose wird für zwei Varianten angegeben. Sie basieren auf den beiden Preisszenarien, die für dieses Konzept durchgehend angewendet werden.

Das „Niedrigpreisszenario“ setzt voraus, dass sich die Energiepreise nicht relevant verändern. Es wird angenommen, dass dies Auswirkungen auf die Durchdringung von Energiesparmaßnahmen hat. Es wird unterstellt, dass bei einem generell niedrigerem Energiepreisniveau grundsätzlich weniger Energiesparmaßnahmen umgesetzt werden und dass eine Umsetzung mit einem geringeren Energiestandard erfolgt. Dieses führt zu einer schlechteren energetischer Qualität.

Das „Referenzszenario“ wird von den Gutachtern als realistische Energiepreisentwicklung angesehen und unterstellt eine kontinuierliche Energiepreissteigerung. Dieses macht Einsparmaßnahmen wirtschaftlicher. Es werden mehr Maßnahmen und in höherer energetischer Qualität umgesetzt.

Nutzwärmebedarfsprognose

Für die Nutzwärmebedarfsprognose 2006 - 2050 werden für den Wohnbereich folgenden Annahmen getroffen:

- jährliche Gebäudesanierungsrate 1 %/a (Niedrigpreis, entspricht ungefähr der Sanierungsrate der letzten Jahre) bzw. 2 %/a (Referenz, deutliche Erhöhung in Relation zu den letzten Jahren)
- Sanierungsstandard 130 % des jeweiligen Neubaustandards
- Bevölkerungsrückgang bis 2020 um 0,1 %/a und ab 2020 um 0,15 %/a.
- Erhöhung der spezifischen Wohnfläche auf 45 m²/Einwohner
- Anstieg der Wohnfläche bis 2050 um 24 %
- keine relevante Abrissrate

Die Sanierungsraten und die Neubauquote des Wohnbereiches wird auf den Sektor „Kleinverbraucher“ übertragen.

Für die öffentlichen Gebäude werden keine Neubauten angenommen. Die Sanierungen erfolgen analog zum Wohnbereich.

Der industrielle Wärmebedarf reduziert sich um 1 %/a.

Mit den genannten Annahmen für den Wohnbereich entwickelt sich der spezifische Nutzwärmebedarf der Gebäude gemäß Abbildung 1.

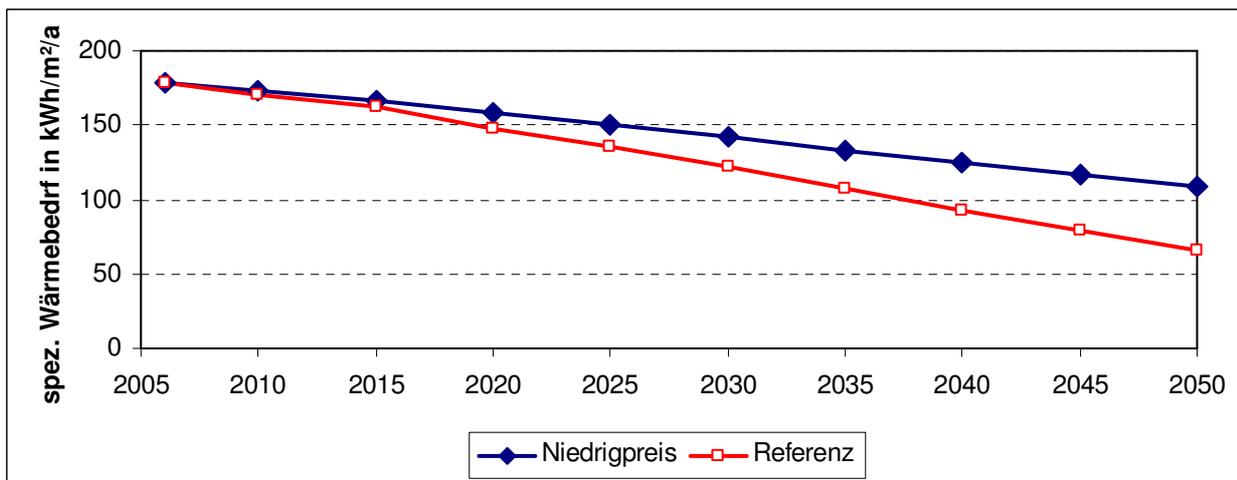


Abbildung 1: Entwicklung des spezifischen Nutzwärmebedarfes im Wohnbereich (incl. Warmwasser)

Die prognostizierte Entwicklung des Nutzwärmebedarfes für Kiel ist in der Abbildung 2 angegeben.

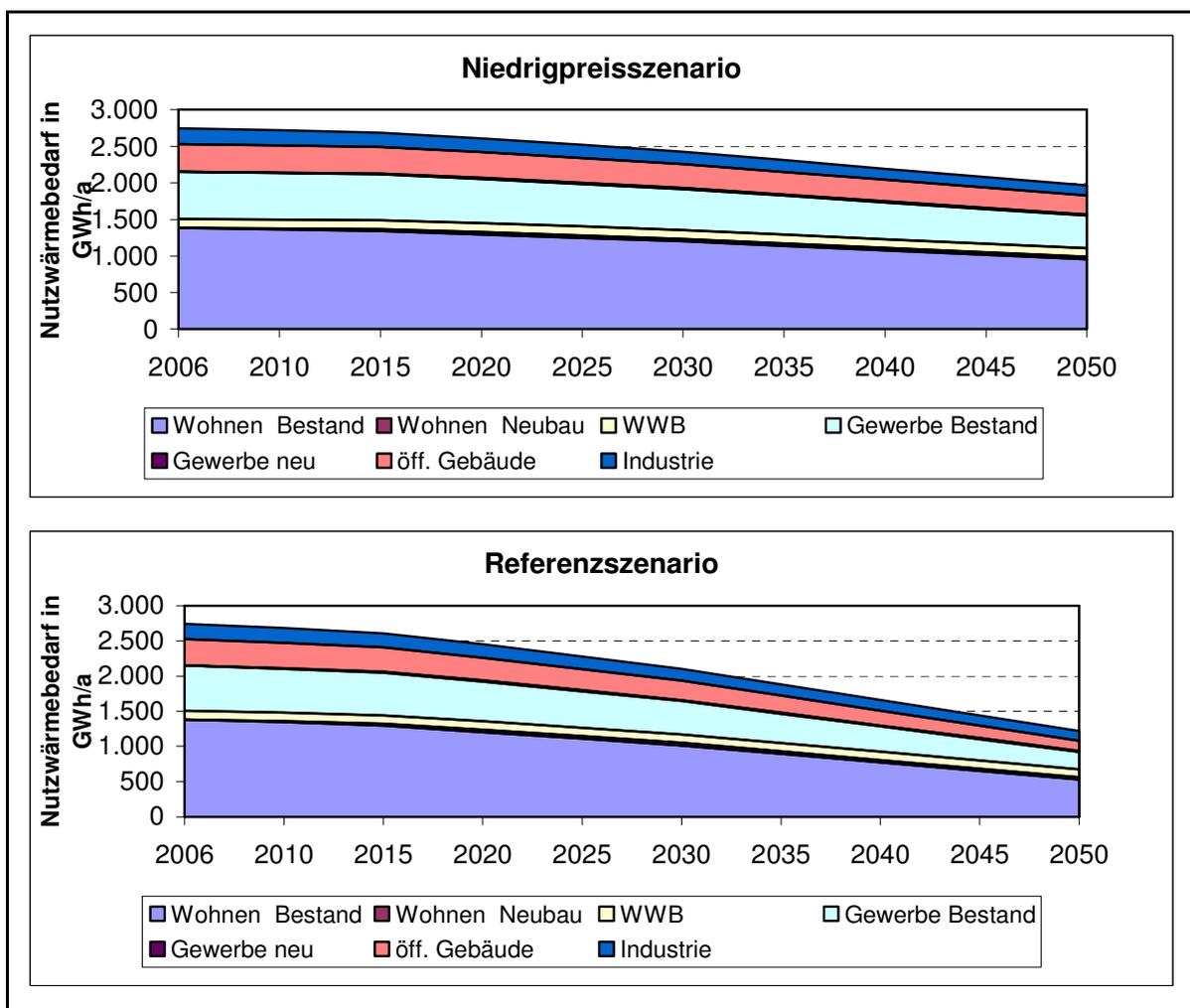


Abbildung 2: Entwicklung des Nutzwärmebedarfes für Kiel

Es wird in beiden Varianten trotz des Zubaus eine deutliche Verbrauchsreduktion erwartet. Die Auswirkungen des Zubaus sind aufgrund der hohen energetischen Qualität auf den gesamten Energiebedarf bezogen gering.

Wärmeeinsparkonzept im Wohngebäudebestand

Ca. 50 % des Wärmebedarfes der Landeshauptstadt Kiel wird zur Beheizung von bestehenden Wohngebäuden benötigt. Der Trend der letzten Jahre zeigt einen leichten Rückgang des Wärmebedarfes, hervorgerufen durch energetische Sanierungen.

Eine Erhöhung der Wärmeeinsparung erfordert:

- eine Erhöhung der Sanierungsquote
- eine Erhöhung des energetischen Standards bei der Sanierung von Gebäuden

Die Erhöhung der Sanierungsquote wird sich zum Teil durch die in Zukunft zu erwartenden Energiepreiserhöhungen (Referenzszenario) ergeben. Die Einhaltung von hohen energetischen Standards bei der Sanierung ist in der Praxis jedoch nicht gesichert. Es muss deshalb davon ausgegangen werden, dass die entwickelte Prognose des Referenzszenarios sich nicht von allein einstellen wird. Zur Umsetzung der Prognose sind deshalb unterstützende Maßnahmen erforderlich. Diese müssen als Ziel haben:

- Erhöhung der Sanierungsquote durch Sensibilisierung und Motivation von Gebäudeeignern, Ansprechpartner hierzu sind Wohnungsbaugesellschaften bzw. deren Verbände, private Wohnungsbesitzer und deren Verbände, private Hausbesitzer
- Erhöhung des energetischen Standards durch Vermittlung von Wissen über Energiespartechniken und Hinweise zur praktischen Ausführung, Ansprechpartner hierzu sind Handwerksbetriebe, Architekten und Planungsbüros.

Die bestehenden Aktivitäten der Landeshauptstadt Kiel sollten vor diesem Hintergrund verstärkt und zu einem Wärmeeinsparkonzept gebündelt werden.

Strombedarfsprognose

Die Strombedarfsprognose wird für den Zeitraum 2006 – 2020 angegeben.

Im Niedrigpreisszenario wird von den Annahmen des GKK-Referenzszenarios ausgegangen. Dieses bedeutet, dass der Strombedarf bezogen auf 2006 nahezu konstant bleibt.

Im Referenzszenario wird von einer Bedarfsreduktion bis 2020 um 4,6 % ausgegangen. Zusätzlich werden folgende Entwicklungen berücksichtigt.

- Stromheizungen werden abgeschafft (gesetzliches Verbot von Nachtspeicherheizungen).
- Elektrische Wärmepumpen mit Erdwärmenutzung werden vermehrt eingesetzt.
- Der Strombedarf für die Straßenbeleuchtung reduziert sich aufgrund der entsprechenden Vereinbarung im Betriebsführungsvertrag um 3.002 MWh/a.

- Der Strombedarf „Kleinverbrauch“ reduziert sich im Referenzszenario durch eine gezielte Stromsparkampagne für diesen Sektor um 9,2 % (s.u.).
-

Die prognostizierte Entwicklung des Strombedarfes ist in der Abbildung 3 angegeben.

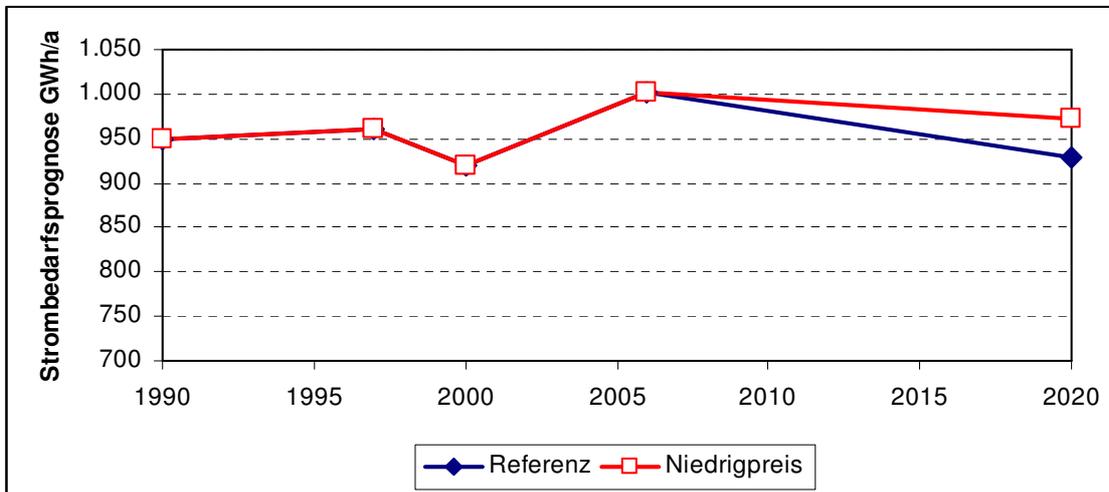


Abbildung 3: Strombedarfsprognose 2020 (bis 2006 realer Verlauf)

Der Unterschied zwischen den beiden Varianten in 2020 liegt bei ca. 43 GWh. Ca. 60 % hiervon wird durch die angesetzte gezielte Stromsparaktion im Sektor „Kleinverbrauch“ bewirkt.

Stromsparaktion im Gewerbe

Der Begriff „Kleinverbrauch“ ist definiert als Gewerbe ohne das produzierendes Gewerbe mit mehr als 20 Beschäftigten.

Durch eine gezielte Stromsparkampagne soll der Verbrauchsanstieg der letzten Jahre im Sektor „Kleinverbrauch“ gestoppt werden. Diese Kampagne sollte auf die Effizienzinitiative der Bundesregierung, die u.a. eine hohe Förderung für Energieanalysen für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) beinhaltet, aufbauen. Ziel dieses Projektes sollte sein, zusammen mit möglichen Partnern den Begriff „Stromsparen“ in das Gewerbe zu kommunizieren und so dafür zu sorgen, dass Einsparmaßnahmen durchgeführt werden.

Mögliche Beteiligte an einem solchen Projekt können z.B. sein:

- Landeshauptstadt Kiel (Umschutzweltamt, Wirtschaftsförderung)
- Industrie- und Handelskammer,
- Handwerkskammer
- Stadtwerke Kiel AG
- Investitionsbank Energieagentur Schleswig-Holstein

Mögliche Aktivitäten könnten sein:

- Gründung eines moderierten Arbeitskreises „Energieeffizienz in Kieler Unternehmen“
- Hinweise über vorhandene Medien (Mitgliederzeitschriften o.ä.) auf die Möglichkeiten der Förderung von Einsparberatungen der KfW
- Informationsveranstaltung und Messen zu Einspartechnologien (Energieeffiziente Rechenzentren und Green IT, energieeffiziente Antriebe bei Lüftungssystemen, Motoren und Umwälzpumpen, Druckluftherzeugung und –verteilung etc.)
- Initiierung von branchenbezogene Pilotprojekten (z.B. Abwärmenutzung in Bäckereien, energieeffiziente Kühlsysteme für Verbrauchermärkten)
- Etablierung eines Verfahrens zur frühzeitigen Ansprach von Firmen und Investoren, die sich in Kiel ansiedeln wollen bzw. innerhalb Kiels genehmigungsbedürftige Bautätigkeiten planen.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte die Stromsparaktion im Gewerbe federführend ins Leben rufen und zusammen mit den möglichen Beteiligten ein Konzept entwickeln und dieses umsetzen.

2 Vorbemerkungen

Die Energienutzung und damit die Höhe des Energieverbrauches unterliegt zum einen dem allgemeinen Trend, zum anderen wirken die speziellen Kieler Maßnahmen, die in dem Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel entwickelt werden.

In dem Konzeptbaustein „Energiebedarfsprognosen“ wird

- eine Nutzwärmebedarfsprognose und
- eine Strombedarfsprognose

entwickelt. Die Prognosen werden für zwei Varianten angegeben. Sie basieren auf den beiden Preisszenarien, die für dieses Konzept durchgehend angewendet werden.

Das „Niedrigpreisszenario“ setzt voraus, dass sich die Energiepreise nicht relevant verändern. Es wird angenommen, dass dies Auswirkungen auf die Durchdringung von Energiesparmaßnahmen hat. Es wird unterstellt, dass bei einem generell niedrigerem Energiepreisniveau grundsätzlich weniger Energiesparmaßnahmen umgesetzt werden und dass eine Umsetzung mit einem geringeren Energiestandard erfolgt. Dieses führt zu einer schlechteren energetischer Qualität.

Das „Referenzszenario“ wird von den Gutachtern als realistische Energiepreisentwicklung angesehen und unterstellt eine kontinuierliche Energiepreissteigerung. Dieses macht Einsparmaßnahmen wirtschaftlicher lukrativer. Es werden mehr Maßnahmen und in höherer energetischer Qualität umgesetzt.

Die Prognosen stellen die Basis der Entwicklung und Wirtschaftlichkeit der in diesem Konzept behandelten Versorgungstechniken dar und fließen in die resultierende Energie- und CO₂-Bilanz 2020 ein.

3 Nutzwärmebedarfsprognose

Bei der Entwicklung des Nutzwärmebedarfes wird analog zur Energie- und CO₂ - Bilanz unterschieden zwischen den Sektoren

- Wohnen (Heizung und Warmwasserbereitung)
- Kleinverbraucher
- Öffentliche Gebäude
- Industrie

3.1 Nutzwärmebedarf Wohnen

Der Nutzwärmebedarf „Wohnen“ wurde in der Bilanz 2006 auf der Basis des Haustypologie für Schleswig-Holstein unter Anwendung der Daten des Gebäudebestandes und einer über die Verbrauchsentwicklung abgeschätzten Sanierungsrate in Kiel berechnet. Diese Methodik wird beibehalten.

In die Nutzwärmebedarfsprognose fließen folgende Aspekte ein:

- Jährliche Sanierungsrate im Altbau-Gebäudebestand,
- baualtersklassenspezifischer Nutzwärmebedarf eines vollständig sanierten Gebäudes
- Vergrößerung der Wohnfläche durch Neubauten
- Bevölkerungsentwicklung

Sanierungsrate im Altbau-Gebäudebestand

Es werden jährliche Sanierungsraten von 1 bzw. 2 %/a (Niedrigpreisszenario und Referenzszenario) betrachtet. Dieser Ansatz impliziert, dass die Sanierungsrate abhängig vom Energiepreis ist. Im Niedrigpreisszenario ist die Sanierungsrate nur etwas höher als die der vergangenen Jahre. Im Referenzszenario, das eine deutliche Energiepreissteigerung beinhaltet, verdoppelt sich die Sanierungsrate.

Gebäude, die älter als 30 Jahre sind, werden saniert. Sanierungen erreichen in den kommenden Jahren bis 2015 ein Niveau von 130 % des in dem jeweiligen Jahr gültigen Energiestandards für Neubauten.. Es wird angenommen, dass sich der Energiestandard in den dann folgenden Jahren deutlich verschärfen wird, zum einen durch entsprechende gesetzgeberische Initiativen der Europäischen Union, zum anderen durch den technischen Fortschritt. Es wird angenommen, dass ab dem Jahr 2020 Neubauten nur noch im Passivhausstandard errichtet werden und dass ab dem Jahr 2030 auch bei Sanierungen nur noch Passivhauskomponenten eingesetzt werden. Damit werden sich in Zukunft folgende Nutzwärmebedarfe sanierter Gebäude ergeben:

- Sanierung bis 2015 (alle Gebäude bis Baujahr 1978): 108,5 kWh/m²/a
- Sanierung bis 2030 (alle Gebäude bis Baujahr 1997): 52,0 kWh/m²/a
- Sanierung bis 2050 (alle Gebäude bis Baujahr 2020): 19,5 kWh/m²/a

Erhöhung der mittleren Wohnfläche pro Einwohner

Die mittlere Wohnfläche pro Einwohner liegt gemäß der Energie- und CO₂-Bilanz 2006 bei 36,2 m²/Einwohner. Sie wird sich wegen des zu erwartenden steigenden Lebensstandards in der Zukunft erhöhen. Für die Berechnungen wird der relative Ansatz der „Kraftwerksstudie der Stadtwerke Kiel“ gewählt. Demnach steigt die mittlere Wohnfläche bis 2050 um 24 %, d.h. von 36,2 m²/EW auf 45 m²/EW.

Bevölkerungsentwicklung

Es wird die in der „Kraftwerksstudie“ verwendete Bevölkerungsentwicklung übernommen. Danach sinkt die Bevölkerung in Kiel bis 2020 um 0,1 %/a und ab 2020 um 0,15 %/a.

Neubauten

Die zusätzliche Wohnfläche wird durch Neubauten bereitgestellt. Eine relevante Abrissquote im Gebäudebestand wird nicht angenommen.

Mit der Erhöhung der mittleren Wohnfläche und der Bevölkerungsentwicklung ergeben sich die zusätzlichen Wohnflächen gemäß Tabelle 1.

Jahr	Bevölkerung	spez. Wohnfl. m ² /EW	Wohnfläche m ²	Zubau m ²
2006	232.389	36,2	8.420.099	
2010	231.461	37,0	8.570.635	150.536
2015	230.306	38,0	8.756.926	186.291
2020	229.157	39,0	8.941.144	184.218
2025	227.443	40,0	9.100.497	159.353
2030	225.742	41,0	9.256.968	156.470
2035	224.054	42,0	9.410.589	153.621
2040	222.379	43,0	9.561.395	150.806
2045	220.716	44,0	9.709.420	148.025
2050	219.066	45,0	9.854.697	145.277
Summe				1.434.598

Tabelle 1: Bevölkerungsentwicklung und Wohnfläche

Zukünftige Neubauten werden mit folgendem spezifischen Nutzwärmebedarf angesetzt:

- Neubauten bis 2015: 84 kWh/m²/a
- Neubauten bis 2020: 40 kWh/m²/a
- Neubauten ab 2020: 0 kWh/m²/a (Passivhaus mit 100 % regenerativer Energieversorgung)

Warmwasserbedarf

Der Warmwasserbedarf wird analog zur Bilanz mit 25 l/Person/d bei einer Temperatur von 60 °C angesetzt. Der Wärmebedarf verändert sich mit der Bevölkerungsentwicklung.

Ein relevanter Solaranteil wird nicht angesetzt. Dieser wird gesondert an anderer Stelle dieses Konzeptes behandelt.

Entwicklung des spezifischen Nutzwärmebedarfes

Der auf die Wohnfläche bezogene spezifische Nutzwärmebedarf wird sich unter den genannten Annahmen gemäß Tabelle 2 und Abbildung 4 entwickeln.

Jahr	Niedrigpreis		Referenz	
	kWh/m ² /a	%	kWh/m ² /a	%
2006	179	100	179	100
2010	173	97	171	96
2015	167	93	162	90
2020	158	88	148	83
2025	150	84	135	76
2030	142	80	123	69
2035	134	75	108	60
2040	125	70	93	52
2045	117	65	79	44
2050	109	61	66	37

Tabelle 2: Entwicklung des spezifischen Nutzwärmebedarfes (incl. Warmwasser)

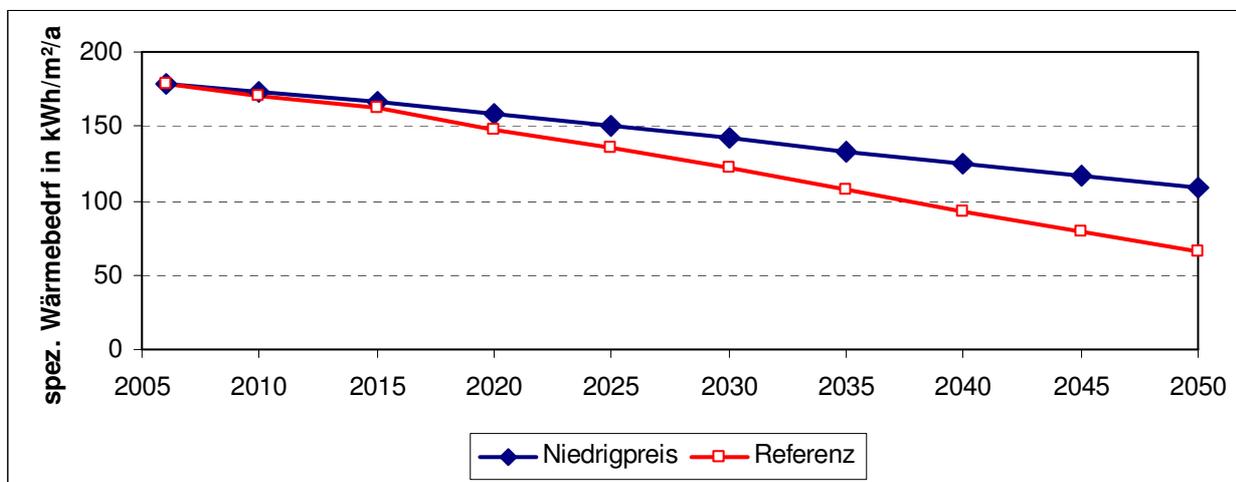


Abbildung 4: Entwicklung des spezifischen Nutzwärmebedarfes (incl. Warmwasser)

3.2 Nutzwärmebedarf Kleinverbraucher, öffentliche Gebäude und Industrie

Die Sanierungsraten und die Neubauquote des Wohnbereiches wird auf den Sektor „Kleinverbraucher“ übertragen.

Für die öffentlichen Gebäude werden keine Neubauten angenommen. Die Sanierungen erfolgen analog zum Wohnbereich.

Der industrielle Wärmebedarf reduziert sich um 1 %/a.

3.3 Entwicklung des Nutzwärmebedarfes

Mit den o.g. Parameteransätzen entwickelt sich der Nutzwärmebedarf gemäß Abbildung 5 und Tabelle 3 .

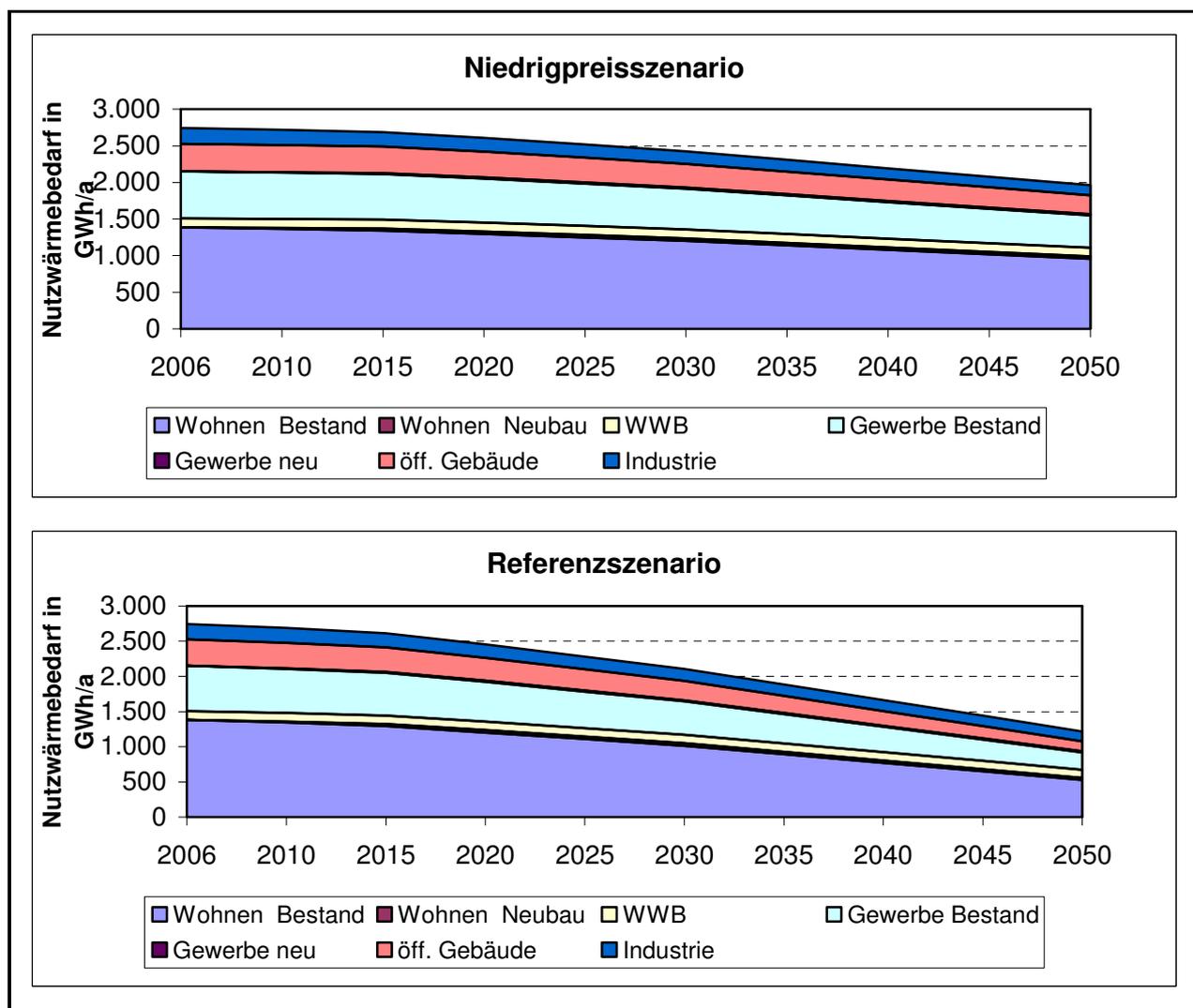


Abbildung 5: Entwicklung des Nutzwärmebedarfes in Kiel

Niedrigpreisszenario						
	2006	2010	2020	2030	2040	2050
Wohnen Bestand	1.382	1.363	1.293	1.199	1.077	956
Wohnen Neubau	0	13	35	35	35	33
WWB	123	123	122	120	118	116
Gewerbe Bestand	645	636	603	559	502	446
Gewerbe neu	0	6	17	17	16	15
öff. Gebäude	374	369	350	324	291	259
Industrie	218	209	189	170	154	139
Summe	2.742	2.718	2.608	2.425	2.193	1.963
Referenzszenario						
	2006	2010	2020	2030	2040	2050
Wohnen Bestand	1.382	1.344	1.203	1.015	771	529
Wohnen Neubau	0	13	35	35	35	30
WWB	123	123	122	120	118	116
Gewerbe Bestand	645	627	561	474	360	247
Gewerbe neu	0	6	17	17	15	14
öff. Gebäude	374	363	325	275	209	143
Industrie	218	209	189	170	154	139
Summe	2.742	2.684	2.452	2.106	1.662	1.218

Tabelle 3: Entwicklung des Nutzwärmebedarfes (Angaben in GWh/a)

Es zeigt sich in beiden Varianten trotz des Zubaus eine deutliche Verbrauchsreduktion. Die Auswirkungen des Zubaus ist aufgrund der hohen energetischen Qualität auf den gesamten Energiebedarf bezogen gering.

3.4 Wärmeeinsparkonzept im Wohngebäudebestand

Ca. 50 % des Wärmebedarfes der Landeshauptstadt Kiel wird zur Beheizung von bestehenden Wohngebäuden benötigt. Der Trend der letzten Jahre zeigt einen leichten Rückgang des Wärmebedarfes, hervorgerufen durch energetische Sanierungen. Die Sanierungsrate der vergangenen Jahre liegt bei ca. 0,8 %/a, d.h. theoretisch wird ein Zeitraum von 125 Jahren benötigt, um eine vollständige Sanierung zu erreichen. Eine Beibehaltung dieser Rate wird bis 2020 lediglich zu einer Nutzwärmeeinsparung von ca. 2,6 % führen.

Eine Erhöhung der Wärmeeinsparung bedingt:

- Erhöhung der Sanierungsquote
- Erhöhung des energetischen Standards von sanierten Gebäuden

Die Erhöhung der Sanierungsquote wird sich teilweise durch in Zukunft zu erwartende Energiepreiserhöhungen (Referenzszenario) ergeben. Die Einhaltung von hohen energetischen Standards bei der Sanierung erfolgt in der Praxis leider nicht gesichert. Es muss deshalb davon ausgegangen werden, dass die entwickelte Prognose des Referenzszenarios sich nicht von allein einstellen wird.

Zur Umsetzung der Prognose sind deshalb unterstützende Maßnahmen erforderlich. Diese müssen als Ziel haben:

- Erhöhung der Sanierungsquote durch Sensibilisierung und Motivation von Gebäudeeignern, Ansprechpartner hierzu sind Wohnungsbaugesellschaften bzw. deren Verbände, private Wohnungsbesitzer und deren Verbände, private Hausbesitzer
- Erhöhung des energetischen Standards durch Vermittlung von Wissen über Energiespartechiken und Hinweise zur praktischen Ausführung, Ansprechpartner hierzu sind Handwerksbetriebe, Architekten und Planungsbüros.

Die bestehenden Aktivitäten der Landeshauptstadt Kiel sollten vor diesem Hintergrund verstärkt und zu einem Wärmeeinsparkonzept gebündelt werden.

4 Strombedarfsentwicklung und –prognose 1990 - 2020

4.1 Strombedarfsentwicklung 1990 - 2006

In der Abbildung 6 ist die relative Entwicklung des Strombedarfes in Kiel für den Zeitraum 1990 – 2006 angegeben (Basis 1990) und in Relation zu der Entwicklung in Deutschland gestellt. Der Kie-ler Verlauf basiert auf den Verbrauchswerten der Jahre 1990, 1997, 2000 und 2006. Die Entwick- lung zwischen diesen Jahren ist linearisiert.

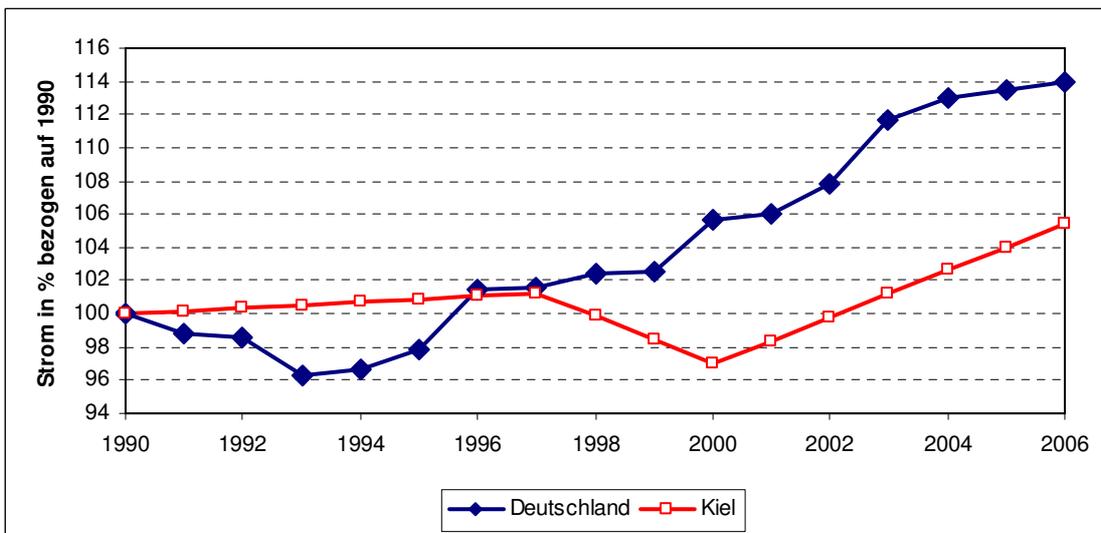


Abbildung 6: Strombedarfsentwicklung Deutschland und Kiel

Es kann ersehen werden, dass der Verlauf in Kiel grob dem Trend Deutschlands entspricht. Bis 2000 sind lediglich geringe Veränderungen vorhanden. Ab 2000 ist ein deutlicher Verbrauchsanstieg zu ersehen. Insgesamt ist der Strombedarf in Kiel seit 1990 um ca. 6 % angestiegen.

Aus den Energie- und CO₂ – Bilanzen, die für Kiel seit 1990 für 4 bestimmte Jahre erstellt wurden, ist eine Aufteilung auf verschiedene Nutzergruppen angegeben. Diese ist für die 4 Jahre in der Abbildung 7 angegeben.

Es kann folgendes ersehen werden:

- Der Strombedarf für Heizen nimmt kontinuierlich ab.
- Der Strombedarf für den Haushaltsbereich (allg. Strombedarf und elektrische Warmwasserbereitung) steigt bis 2000 geringfügig an und sinkt danach leicht.
- Der Strombedarf „Kleinverbraucher“ unterliegt starken Schwankungen und steigt in der Tendenz stark an.
- Der Strombedarf der öffentlichen Gebäude ist im Zeitraum 1990 – 2000 relativ konstant. 2006 ist eine deutliche Steigerung zu verzeichnen.
- Der Strombedarf der Industrie sinkt relativ kontinuierlich.

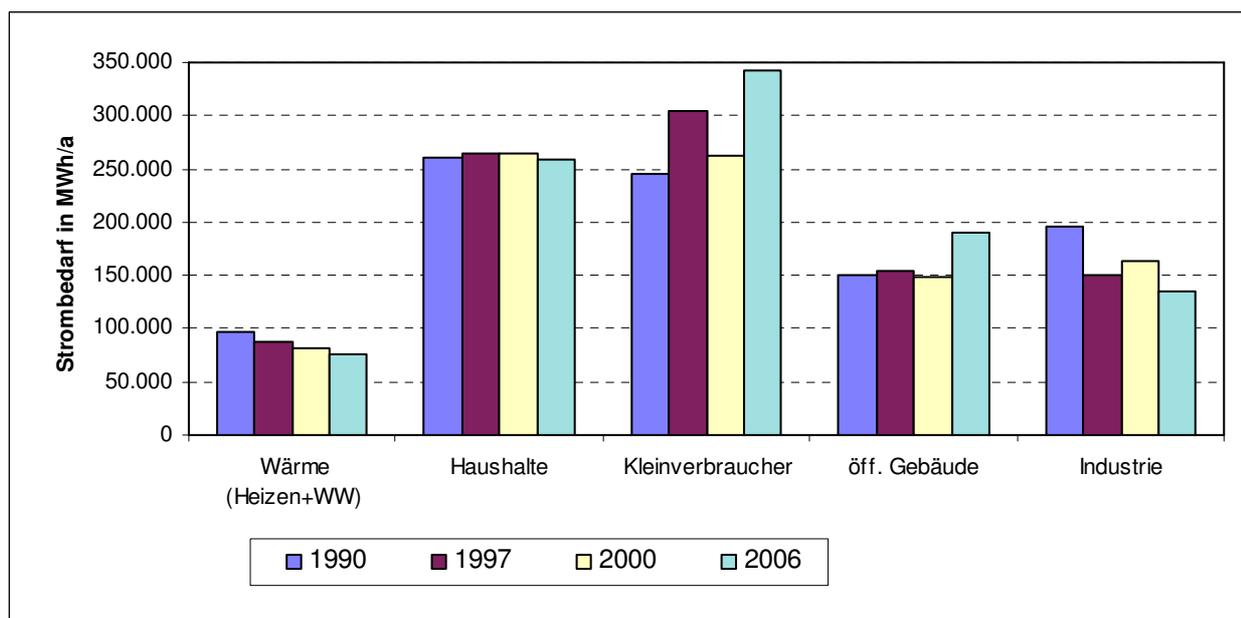


Abbildung 7: Strombedarfsentwicklungen der verschiedenen Nutzergruppen

Da der Stromverbrauch mit ca. 50 % zu der gesamten CO₂-Emission beiträgt, hat die Strombedarfsentwicklung maßgeblichen Einfluss auf die CO₂-Emissionsentwicklung. Die Erhöhung des Strombedarfes in der Vergangenheit hat erzielte Einsparungen im Wärmebereich (Gebäudesanierungen, Erzeugungsanlagen) kompensiert, so dass die resultierende CO₂ – Einsparung der vergangenen Jahre gering ist.

4.2 Strombedarfsprognose

4.2.1 Ausgangsdaten

Aus folgenden Quellen wird eine Strombedarfsprognose entwickelt (s. Tabelle 4):

- Leitstudie 2008 Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, BMU 2008
- GKK Studie in 2 Varianten

		2005	2006	2007	2010	2015	2020
Leitstudie absolut*	TWh/a	612	615	617	617	602	586
Leitstudie relativ auf 2006	%		100	100	100	98	95,4
GKK "Referenz" Kiel absolut	GWh/a		1.001	1.001	1.001	1.001	986
GKK "Referenz" relativ	%		100	100	100	100	98,5
GKK "Alternativ" Kiel absolut	GWh/a		1.001	994	986	950	915
GKK "Alternativ" relativ	%		100	99,3	98,5	94,9	91,4

* Bruttostromverbrauch in Deutschland nach Leitstudie

Tabelle 4: Strombedarfsprognosen verschiedener Quellen

Die Prognose „GKK Alternativ“ erscheint optimistisch und setzt definitionsgemäß verstärkte Einsparbemühungen und eine stärkere Durchdringung energieeffizienter Elektrogeräte an.

Im Niedrigpreisszenario des Energiekonzeptes wird von den Annahmen des GKK-Referenzszenarios ausgegangen. Dies bedeutet, dass der Strombedarf bezogen auf 2006 nahezu konstant bleibt.

Im Referenzszenario wird prinzipiell die Prognose der Leitstudie übernommen. Darüberhinaus werden Entwicklungen des folgenden Kapitels berücksichtigt.

4.2.2 Gesonderte Strombedarfsentwicklungen

Die Stromverbrauchstendenzen der letzten Jahre im Haushalts- und Industriebereich sind fallend. Für diese Bereiche erscheint es nicht erforderlich, besondere Aktivitäten zu starten.

Heizung

Nachtspeicherheizungen sind ab 2020 verboten, d.h. sie müssen durch andere Techniken/Energieträger ersetzt werden. Der Anteil an Wärmepumpen wird sich erhöhen (s. auch Baustein „Regenerative Energien“).

Öffentlicher Bereich

Die Landeshauptstadt Kiel hat einen Betriebsführungsvertrag für die Straßenbeleuchtung abgeschlossen, der vom Betreiber eine Stromspargarantie von 3.002 MWh/a verlangt.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte auch für die anderen Liegenschaften verstärkt auf die Entwicklung des Strombedarfes achten, Stromsparziele setzen und Stromeinsparmaßnahmen identifizieren und umsetzen.

Kleinverbraucher

Der Strombedarf des Sektors „Kleinverbrauch“ wird durch eine „Stromsparaktion im Gewerbe“ überproportional reduziert (s.u.).

4.2.3 Strombedarfsentwicklung 1990 - 2020

Mit den Annahmen der vorangegangenen Kapitel, d.h.

- geringer Strombedarfsrückgang im Niedrigpreisszenario gemäß GKK Referenzszenario, Berücksichtigung der zusätzlichen Einsparung bei der Straßenbeleuchtung und Stromsubstitution bei der Heizung
- allgemeine Stromverbrauchsreduktion im Referenzszenario in allen Bereichen um 4,6 %, Berücksichtigung der zusätzlichen Einsparung bei der Straßenbeleuchtung, Stromsubstitution bei der Heizung und Überproportionale Einsparung im Sektor „Kleinverbrauch“

ist eine Strombedarfsentwicklung gemäß Abbildung 8 zu erwarten

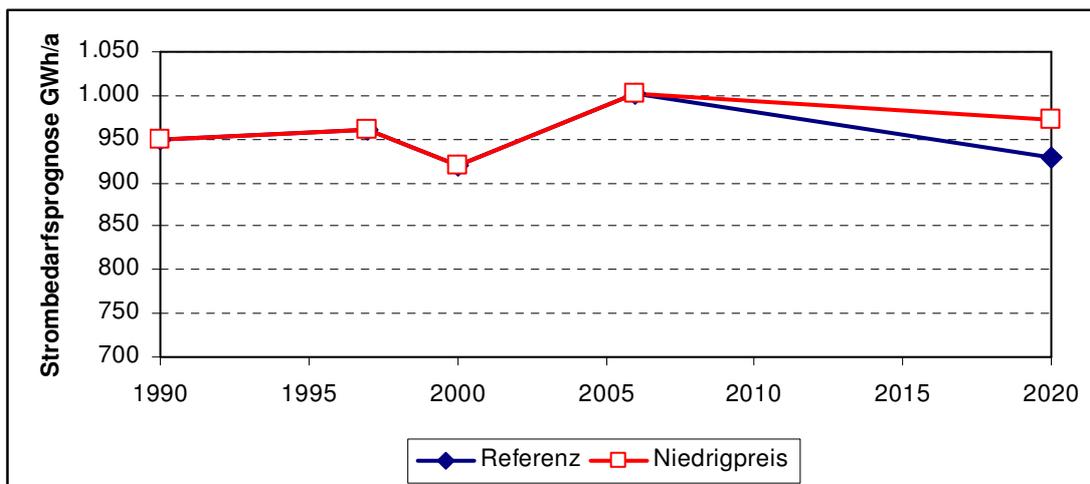


Abbildung 8: Strombedarfsprognosen 2006 – 2020 (realer Verlauf bis 2006)

Die Strombedarfsentwicklung bis 2006 und die Prognose des Referenzszenarios bis 2020 ist für die einzelnen Nutzergruppen in der Abbildung 9 angegeben.

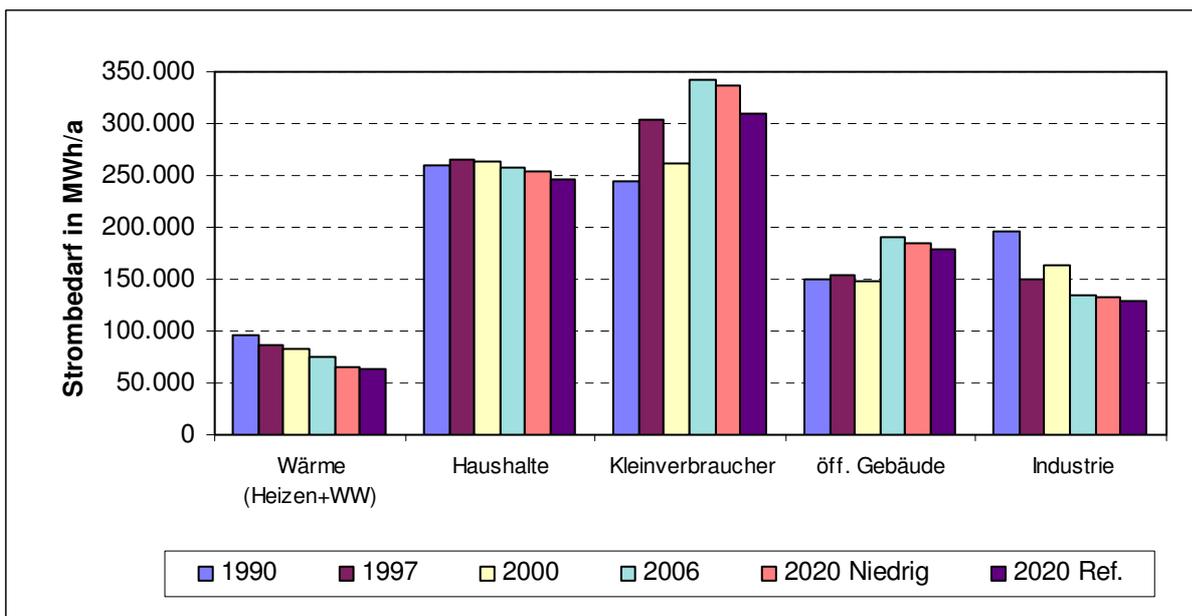


Abbildung 9: Strombedarfsentwicklung und -prognose der verschiedenen Nutzergruppen

4.3 Stromsparaktion im Gewerbe

Der Begriff „Kleinverbrauch“ ist definiert als Gewerbe ohne das produzierendes Gewerbe mit mehr als 20 Beschäftigten.

Die Strombedarfsentwicklung der letzten Jahre dieses Sektor zeigt einen starken Anstieg. Es muss damit gerechnet werden, dass dieser Anstieg auch in der Zukunft in abgeschwächter Form bestehen wird, wenn nicht über gesonderte Maßnahmen gegengesteuert wird. Der Verbrauchsanstieg hat eine Reihe von Gründe, z.B.

- Der Klimatisierungsbedarf von Büroarbeitsplätzen steigt.
- Die EDV wird immer leistungsstärker und erfordert ab einer bestimmten Größenordnung eine Klimatisierung.
- Produktionsprozesse werden stromintensiver.

Die Bundesregierung hat zur Abschwächung dieser Tendenz eine Effizienzinitiative gestartet, die z.B. für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) Energieberatungen fördert. Die Praxis zeigt, dass dieses Angebot relativ schwach abgefragt wird, obwohl es sehr lukrativ ist.

Durch eine gezielte Stromsparaktion soll der Verbrauchsanstieg der letzten Jahre im Sektor „Kleinverbrauch“ gestoppt werden. Diese Aktion sollte auf die Effizienzinitiative der Bundesregierung aufbauen. Ziel dieses Projektes sollte sein, zusammen mit möglichen Partnern den Begriff „Stromsparen“ in das Gewerbe zu kommunizieren und so dafür zu sorgen, dass Einsparmaßnahmen durchgeführt werden.

Mögliche Beteiligte an einem solchen Projekt können z.B. sein:

- Landeshauptstadt Kiel (Umweltschutzamt, Wirtschaftsförderung)
- Industrie- und Handelskammer,
- Handwerkskammer
- Stadtwerke Kiel AG
- Investitionsbank Energieagentur Schleswig-Holstein.

Mögliche Aktivitäten könnten sein:

- Gründung eines moderierten Arbeitskreises „Energieeffizienz in Kieler Unternehmen“,
- Hinweise über vorhandene Medien (Mitgliederzeitschriften o.ä.) auf die Möglichkeiten der Förderung von Einsparberatungen der KfW
- Informationsveranstaltung und Messen zu Einspartechnologien (Energieeffiziente Rechenzentren und Green IT, energieeffiziente Antriebe bei Lüftungssystemen, Motoren und Umwälzpumpen, Druckluftherzeugung und -verteilung etc.)
- Initiierung von branchenbezogene Pilotprojekten (z.B. Abwärmenutzung in Bäckereien, energieeffiziente Kühlsysteme für Verbrauchermärkten)
- Etablierung eines Verfahrens zur frühzeitigen Ansprache von Firmen und Investoren, die sich in Kiel ansiedeln wollen bzw. innerhalb Kiels genehmigungsbedürftige Bautätigkeiten planen.

Die Landeshauptstadt Kiel sollte die Stromsparaktion im Gewerbe federführend ins Leben rufen und zusammen mit den möglichen Beteiligten ein Konzept entwickeln und dieses umsetzen.

Der allgemeine Trend (Prognose s.o.) lässt bis 2020 eine Reduktion des Stromverbrauches um 4,6 % erwarten. Die Stromsparkampagnen sollten eine Verdoppelung des Trends, d.h. eine Einsparung um 9,2 % bis 2020 zum Ziel haben. Die Einsparung für diesen Sektor entspricht damit ungefähr dem Alternativ-Szenario der GKK Studie, in dem verstärkte Einsparbemühungen vorausgesetzt wurden

Bericht III

Energie- und CO₂-Bilanz 2020 für die Landeshauptstadt Kiel

Endbericht

**erstellt im Rahmen des
Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel**

Bremen, im Juli 2010

UTEK, Ingenieurbüro für Entwicklung und Anwendung
umweltfreundlicher Technik GmbH

Cuxhavener Straße 10, 28217 Bremen
Tel.: 0421 / 38678 - 9, Fax: 0421 / 38678 – 88
www.utek-bremen.de

Inhaltsverzeichnis		Seite
1	ZUSAMMENFASSUNG	3
2	VORBEMERKUNGEN	8
3	ENERGIEBEDARFSPROGNOSEN	9
4	ENERGIETRÄGERAUFTEILUNG BEI DER WÄRMEERZEUGUNG	11
4.1	Fernwärmeabsatzentwicklung	11
4.2	Energieträgeraufteilung Wärmeerzeugung	12
5	KIELER STROMMIX 2020	14
5.1	Zentrale GUD – Stromerzeugung	14
5.2	Sonstige Stromeinspeisungen aus Kieler Anlagen	15
5.3	Zusammenfassung Kieler Strommix 2020	16
6	KIELER FERNWÄRMEERZEUGUNG 2020	18
7	ENERGIE- UND CO₂-BILANZ 2020	20
7.1	Emissions- und Primärenergiefaktoren	20
7.2	CO ₂ – Bilanz 1990 - 2020	20
7.3	Primärenergiebedarf 1990 – 2020	22

1 Zusammenfassung

In den Bausteinen zum Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel werden verschiedene Maßnahmen untersucht, deren Umsetzung Auswirkungen auf die Energie- und CO₂-Bilanz Kiels hat. In dem Bericht III werden die Auswirkungen aller für das Konzept empfohlenen Maßnahmen des Referenzszenarios in einer Energie- und CO₂ – Bilanz für das Jahr 2020 zusammengefasst. Dabei werden auch die Entwicklungen berücksichtigt, die ohne die empfohlenen Maßnahmen nach Einschätzung der Gutachter eintreten.

Zu Vergleichszwecken wurde die Bilanz auch für die weniger ambitionierten Einsparungen im Falle der „Niedrigpreisszenarios“ berechnet.

Entsprechend der Berechnungssystematik der Energie- und CO₂-Bilanzen 1990, 1997 und 2000 wurden die CO₂ – Emissionsfaktoren der einzelnen Energieträger jeweils ohne vorgelagerte Kette angesetzt.

Kieler Strommix

Die Stromerzeugungsstruktur der Stadtwerke Kiel wird sich bis 2020 durch die Inbetriebnahme eines zentralen GUD-Kraftwerkes als Ersatz zum GKK und durch weitere Stromeinspeisungsanlagen relevant verändern. Die wesentliche Rolle spielt hierbei das GUD-Kraftwerk. Dieses drückt sich deutlich aus in dem Vergleich der CO₂-Emissions- und Primärenergiefaktoren von GKK und GUD (s. Tabelle 1).

		GKK	GUD	Reduktion %
CO ₂ -Emissionsfaktor Strom	kg/MWh	867	344	60
CO ₂ -Emissionsfaktor Wärme	kg/MWh	246	87	65
Primärenergiefaktor Strom	MWh/MWh	2,59	1,70	34
Primärenergiefaktor Wärme	MWh/MWh	0,80	0,43	46

Tabelle 1: Faktorenvergleich mit dem bestehenden GKK und dem vorgeschlagenen GuD

Folgende Kieler Anlagen werden gemäß Energieerzeugungskonzept im Jahr 2020 zusätzlich zum GuD Strom in das Kieler Stromnetz einspeisen:

- Müllheizkraftwerk (nur Überschussstrom)
- Biomasseheizkraftwerk
- Bestandseinspeiser 2006 (Bestands-BHKWs, Sonstige)
- 2 Gasturbinen Humboldtstraße (die Anlagen dienen nur noch als Spitzenkraftwerk bei Wärmelastspitzen und Revisionszeiten des Biomasse- und Müllheizkraftwerks)
- zusätzliche Erdgas-, Biogas- und Biomethan-BHKWs
- zusätzliche Wasserkraftanlage
- zusätzliche Windkraftanlagen
- zusätzliche PV-Anlagen

Mit dem prognostizierten Strommix ergibt sich im Referenzszenario ein CO₂ – Emissionsfaktor für den Kieler Strom von 348 kg/MWh, d.h. eine Reduktion um 56 % gegenüber dem Wert im Jahr 2006 (806 kg/MWh).

In der Tabelle 2 sind die Einspeisemengen 2020 an regenerativen Strom angegeben. Der Anteil an regenerativ erzeugtem Strom am Kieler Strombedarf liegt danach im Jahr 2020 bei ca. 17%.

	EEG-Strom MWh/a	Anteil %
Bestandseinspeiser 2006	22.098	13
Holzheizkraftwerk	75.750	45
dez. KWK ab 2006	41.777	25
Wasserkraftzubau	540	0
PV Anlage Zubau	1.563	1
Windkraft Zubau	25.000	15
Summe	166.728	100

Tabelle 2: EEG-Stromeinspeisung 2020

Auch der Primärenergiebedarf des Kieler Strommixes reduziert sich erheblich. Während der Primärenergiefaktor 2006 noch bei 2,6 kWh/kWh liegt, beträgt er in 2020 lediglich 1,62 kWh/kWh, d.h. es wird bei der Stromerzeugung eine Primärenergieeinsparung von ca. 38 % erreicht.

Kieler Fernwärmemix

Die Kieler Fernwärme wird in 2020 gespeist von folgenden Anlagen:

- GUD-Kraftwerk
- Müllverbrennungsanlage
- Biomasseheizkraftwerk
- Gasturbine Humboldtstraße
- Spitzenheizwerke

Der Fernwärmeabsatz wird sich entsprechend der Absatzprognosen relevant erhöhen. In der Abbildung 1 ist der Bedarf und der Einspeisemix angegeben.

Mit dem angegebenen Einspeisemix ergibt sich im Referenzszenario ein CO₂ – Emissionsfaktor für die Kieler Fernwärme von 86 kg/MWh, d.h. eine Reduktion um ca. 61 % im Vergleich zum Faktor im Jahr 2006 (236 kg/MWh).

Auch der Primärenergiebedarf des Kieler Fernwärmemixes reduziert sich erheblich. Während der Primärenergiefaktor 2006 noch bei 0,9 kWh/kWh liegt, beträgt er in 2020 lediglich 0,61 kWh/kWh, d.h. es wird bei der Fernwärmeerzeugung eine Primärenergieeinsparung von ca. 31 % erreicht.

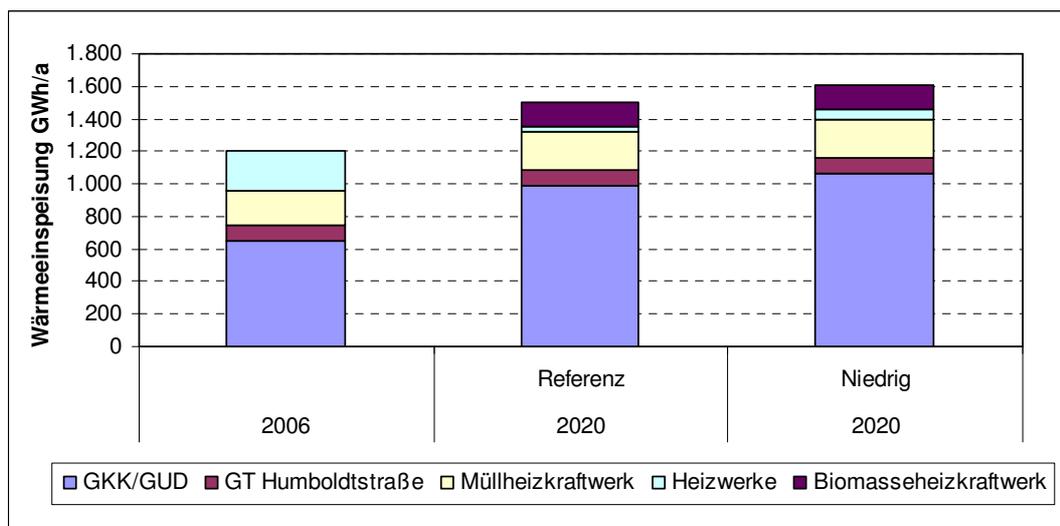


Abbildung 1: Fernwärmebedarf und Fernwärmeeinspeiser 2006 und 2020

CO₂ – Bilanz 2020

In der Tabelle 3 und der Tabelle 4 sind die CO₂-Emissions- und die Primärenergiefaktoren angegeben, wie sie für die Bilanzen der Vorjahre verwendet und für 2020 für den Kieler Strom- und Fernwärmemix berechnet wurden.

	1990	1997	2000	2006	2020		
					Referenz	Niedrigpreis	
Fernwärmemix	220	263	255	236	86	88	kg/MWh
Erdgas	202	202	202	202	202	202	kg/MWh
Heizöl	266	266	266	266	266	266	kg/MWh
Strommix Kiel	839	817	813	806	348	350	kg/MWh
Strom Fremdbezug	594	594	594	594	594	594	kg/MWh
Kohle	335	335	335	335	335	335	kg/MWh
Schweröl	284	284	284	284	284	284	kg/MWh

Tabelle 3: CO₂-Emissionsfaktoren 1990 – 2020

	1990	1997	2000	2006	2020		
					Referenz	Niedrigpreis	
Fernwärme	0,93	0,90	0,93	0,90	0,61	0,61	MWh/MWh
Erdgas	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	MWh/MWh
Heizöl	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	MWh/MWh
Strom Kiel	2,80	2,77	2,72	2,60	1,62	1,63	MWh/MWh
Strom Fremdbezug	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	MWh/MWh
Kohle	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	MWh/MWh
Schweröl	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	MWh/MWh

Tabelle 4: Primärenergiefaktoren 1990 - 2020

In der Tabelle 5 und der Abbildung 2 ist die Entwicklung der CO₂-Emission 1990 – 2020 angegeben.

Während sich die CO₂-Emission 1990 bis 2006 lediglich geringfügig verändert hat, wird durch die Maßnahmen des Referenzszenarios bis 2020 eine deutliche Reduktion um 54 % erzielt. Das politische Ziel nach eine Reduktion um 40 % wird deutlich erreicht..

	Referenzszenario		Niedrigpreisszenario	
	CO ₂ -Emission 1.000 t/a	Reduktion %	CO ₂ -Emission 1.000 t/a	Reduktion %
1990	1.541	0	1.541	0
1997	1.564	-1	1.564	-1
2000	1.504	2	1.504	2
2006	1.502	2	1.502	2
2020	716	54	767	50

Tabelle 5: CO₂ – Emission 1990 – 2020

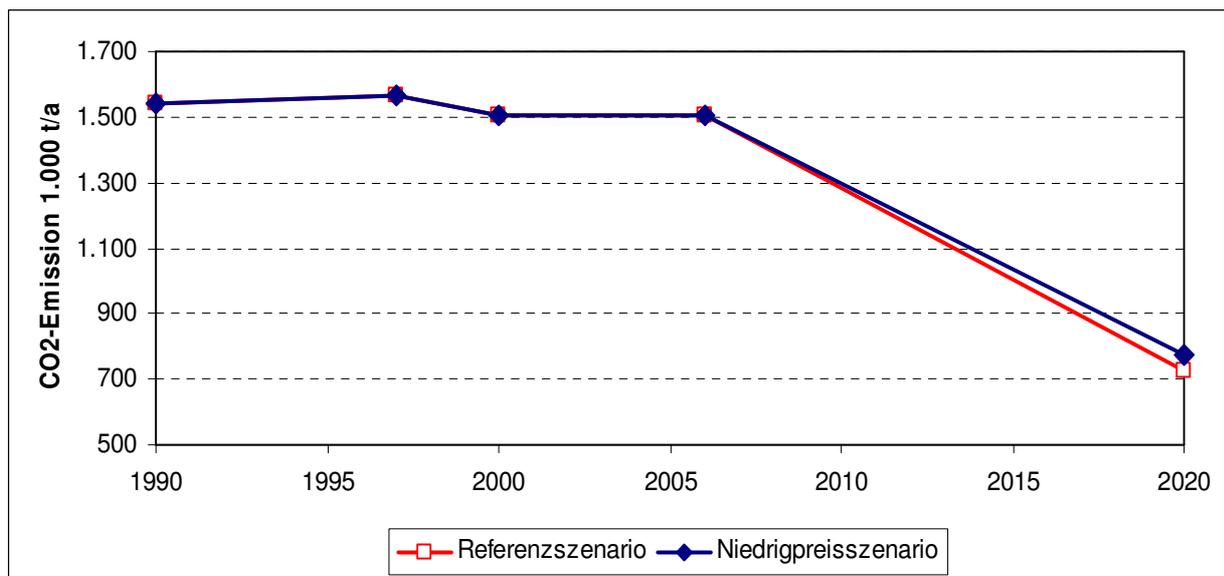


Abbildung 2: CO₂ – Emission 1990 - 2020

Die erreichbare CO₂-Reduktion ist zu ca. 80 % auf die Änderung des Kraftwerkparkes zurückzuführen.

In der Tabelle 6 und der Abbildung 3 ist die Entwicklung des Primärenergiebedarfes 1990 – 2020 angegeben.

	Referenzszenario		Niedrigpreisszenario	
	PE-Bedarf GWh/a	Reduktion %	PE-Bedarf GWh/a	Reduktion %
1990	5.956	0	5.956	0
1997	6.010	-1	6.010	-1
2000	5.831	2	5.831	2
2006	5.664	5	5.664	5
2020	3.531	41	3.765	37

Tabelle 6: Primärenergiebedarf 1990 - 2020

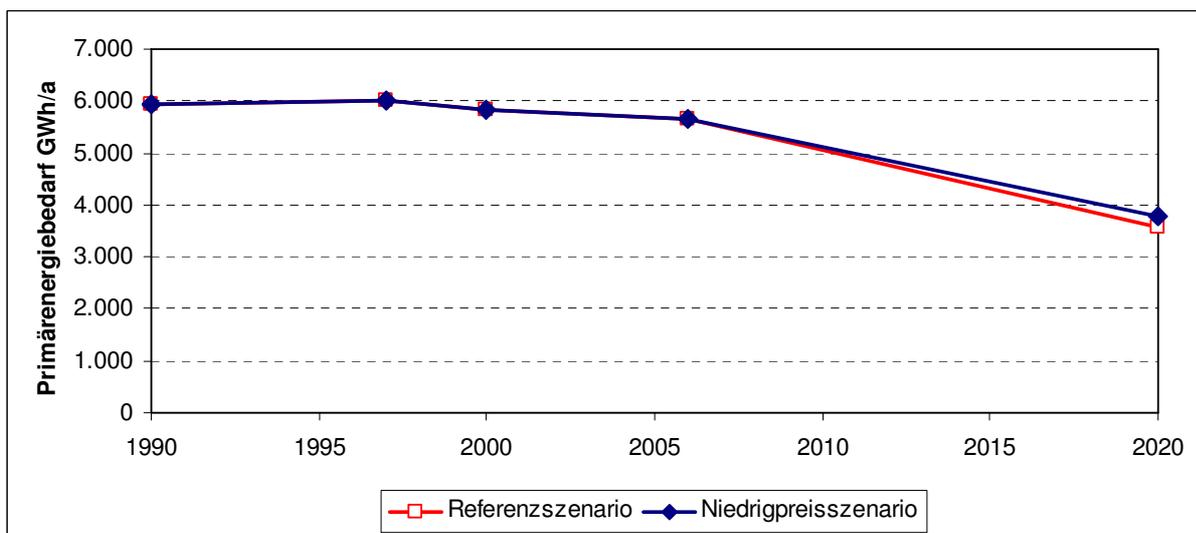


Abbildung 3: Entwicklung des Primärenergiebedarfes 1990 - 2020

Während sich der Primärenergiebedarf im Zeitraum von 1990 bis 2006 lediglich geringfügig verändert hat, wird durch die Maßnahmen im Referenzszenario bis 2020 eine deutliche Reduktion um 41 % erreicht.

2 Vorbemerkungen

In den Bausteinen zum Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel wurden verschiedene Maßnahmen behandelt, deren Umsetzung Auswirkungen auf die Energie- und CO₂-Bilanz hat. An dieser Stelle sollen alle für das Konzept empfohlenen Maßnahmen sowie die normalen Entwicklungen zusammengefasst und eine Energie- und CO₂-Bilanz erstellt werden.

Als Bilanzjahr wird 2020 gewählt. Damit ist eine Aussage möglich, ob durch das Konzept der politische Beschluss der Landeshauptstadt Kiel, bis 2020 eine CO₂-Einsparung von 40 % in Relation zum Basisjahr 1990 zu erreichen, erfüllt wird. Für das Basisjahr werden die Daten der Energie- und CO₂-Bilanzen verwendet, die in den letzten Jahren bereits für die Jahre 1990, 1997 und 2000 erstellt wurden. Es wird die gleiche Systematik verwendet, um so eine Vergleichbarkeit zu haben.

Die Bilanzen für 2020 werden für zwei Szenarien, die jeweils auf einer bestimmten Energiepreisentwicklung beruhen, erstellt:

- Niedrigpreisszenario (Energiepreise bleiben nahezu konstant)
- Referenzszenario (Energiepreise steigen an)

Die beiden Energiepreisentwicklungen wurden aus der GKK – Studie („Vergleich von Heizkraftwerksvarianten für die Stadtwerke Kiel“, Ökoinstitut/Enerko, Februar 2008), die im Auftrag der Stadtwerke Kiel erstellt worden ist, übernommen.

Das „Niedrigpreisszenario“ setzt voraus, dass die Energiepreise sich nicht relevant verändern. Dieses hat Auswirkungen auf die Durchdringung von Energiesparmaßnahmen. Es werden weniger Maßnahmen ggf. in schlechterer energetischer Qualität umgesetzt.

Das „Referenzszenario“ unterstellt eine kontinuierliche Energiepreissteigerung. Dieses macht Einsparmaßnahmen wirtschaftlicher lukrativer. Es werden mehr Maßnahmen in höherer energetischer Qualität umgesetzt.

3 Energiebedarfsprognosen

Im Konzeptbaustein „Energiebedarfsprognosen“ wurde die Entwicklung des Energiebedarfes in der Landeshauptstadt Kiel bis 2050 abgeschätzt. Hierbei wurde unterschieden zwischen der Nutzwärme- und der Strombedarfsprognose.

Die Nutzwärmebedarfsprognose ist in der Tabelle 7 und der Abbildung 4 angegeben.

	1990 GWh/a	1997 GWh/a	2000 GWh/a	2006 GWh/a	2010 GWh/a	2015 GWh/a	2020 GWh/a
Referenzszenario							
Wohnen	1.577	1.578	1.633	1.506	1.479	1.445	1.360
Kleinverbrauch	663	669	649	645	633	617	578
öff. Gebäude	376	376	361	374	363	350	325
Industrie	194	235	229	218	209	199	189
Summe	2.810	2.857	2.872	2.742	2.684	2.610	2.452
Niedrigpreisszenario							
Wohnen	1.577	1.578	1.633	1.506	1.498	1.489	1.450
Kleinverbrauch	663	669	649	645	642	638	620
öff. Gebäude	376	376	361	374	369	362	350
Industrie	194	235	229	218	209	199	189
Summe	2.810	2.857	2.872	2.742	2.718	2.687	2.608

Tabelle 7: Nutzwärmebedarfsprognose 2006 – 2020 (bis 2006 realer Verlauf)

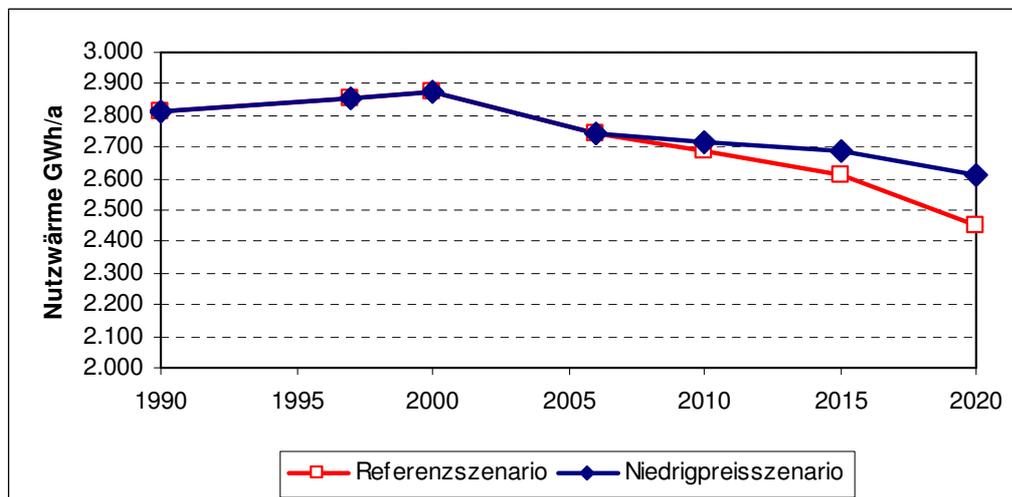


Abbildung 4: Nutzwärmebedarfsprognose 2006 – 2020 (bis 2006 realer Verlauf)

Die Strombedarfsprognose ist in der Tabelle 8 und der Abbildung 5 angegeben.

	1990	1997	2000	2006	2020 Referenz	2020 Niedrigpreis
	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a
Wärme Heizen	32	25	23	16	6	5
Wärme WWB	65	62	60	60	59	59
Summe Wärme	96	87	83	75	66	64
Haushalte Allgemeinstrom	260	264	264	259	247	255
Öff. Gebäude	151	153	148	191	179	185
Kleinverbraucher	245	305	262	342	310	337
Industrie	196	151	164	134	128	132
Summe	949	961	921	1.001	930	973

Tabelle 8: Strombedarfsprognose 2006 – 2020 (bis 2006 realer Verlauf)

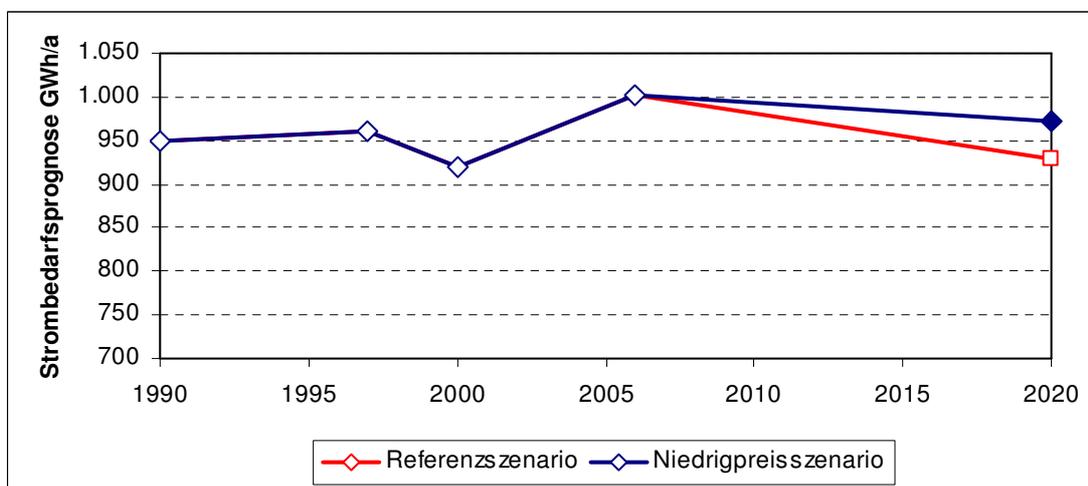


Abbildung 5: Strombedarfsprognose 2006 – 2020 (bis 2006 realer Verlauf)

4 Energieträgeraufteilung bei der Wärmeerzeugung

4.1 Fernwärmeabsatzentwicklung

Die Stadtwerke Kiel AG planen bzw. sind bereits dabei, das Fernwärmenetz auszubauen und zu verdichten, um den Fernwärmeabsatz innerhalb des Fernwärmegebietes von Kiel deutlich zu erhöhen. Auf der Basis der Angaben der Stadtwerke Kiel wurde in Verbindung mit der Nutzwärmebedarfsprognose eine Fernwärmeabsatzprognose erstellt. Diese beinhaltet im Fernwärmeevorranggebiet eine Verdichtung (Neukunden) sowie den prognostizierten Verbrauchsrückgang bei den bereits angeschlossenen Kunden.

Die prognostizierte Absatzentwicklung ist in der Tabelle 9 und der Abbildung 6 angegeben.

	2006 GWh/a	2010 GWh/a	2020 GWh/a	2030 GWh/a	2040 GWh/a	2050 GWh/a
Referenz	1.146	1.170	1.320	1.249	986	723
Niedrigpreis	1.146	1.185	1.408	1.449	1.311	1.173

Tabelle 9: Fernwärmeabsatzentwicklung 2006 - 2050

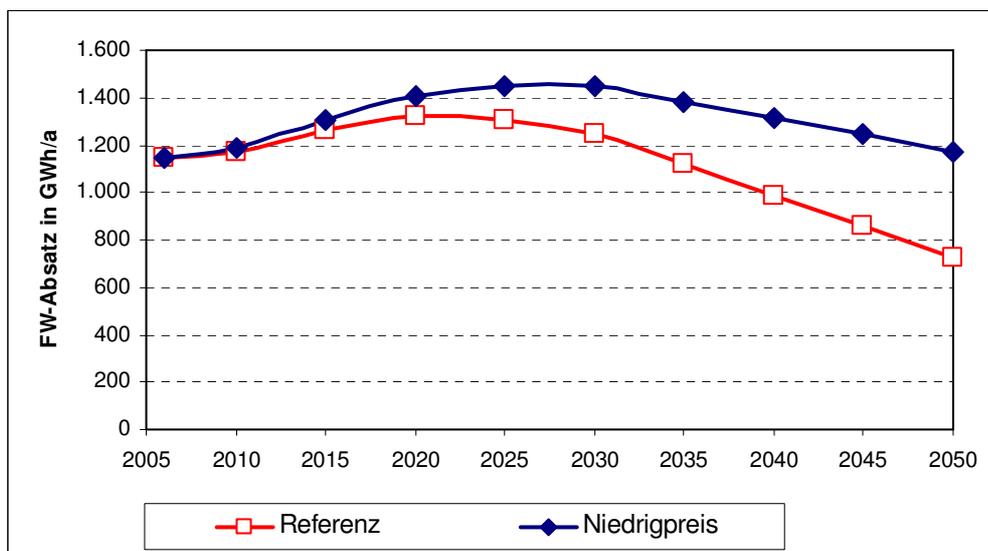


Abbildung 6: Prognose der Fernwärmeabsatzentwicklung gesamt

Für das Bilanzjahr 2020 wird von einem Fernwärmeabsatz (ohne Netzverluste) von 1.408 GWh/a (Niedrigpreisszenario) bzw. 1.320 GWh/a (Referenzszenario) ausgegangen.

4.2 Energieträgeraufteilung Wärmeerzeugung

Neben der Fernwärmeabsatzentwicklung ist für die Energie- und CO₂-Bilanz 2020 die Kenntnis der gesamten Energieträgeraufteilung bei der Wärmeerzeugung erforderlich. Diese wurde für das Jahr 2020 unter folgenden Annahmen entwickelt:

- Fernwärmeabsatz gemäß Fernwärmeabsatzszenario (s.o.)
- Heizstrom gemäß Stromprognose
- Thermische Solarenergie und Holzpellettheizung gemäß Baustein „regenerativen Energien“
- Allgemeine Feststoffheizung im Wohnbereich reduzieren sich um 50 %.
- Verhältnis Erdgas- zu Heizöleinsatz 2 : 1

Mit diesen Annahmen ergibt sich für das Jahr 2020 die Energieträgeraufteilung gemäß Tabelle 10 und Abbildung 7.

	1990 GWh/a	2000 GWh/a	2006 GWh/a	2010 GWh/a	2015 GWh/a	2020 GWh/a %		2030 GWh/a %	
Referenzszenario									
Fernwärme	1.003	1.100	1.146	1.170	1.267	1.320	49,8	1.249	54,9
Erdgas	1.146	1.329	1.123	1.022	904	790	29,8	586	25,8
Heizöl	1.027	730	677	595	496	400	15,1	298	13,1
Strom	96	83	75	73	68	66	2,5	66	2,9
Solarenergie	0	0	0	2	4	6	0,2	6	0,3
Holzpellets	0	0	0	10	22	34	1,3	34	1,5
Feststoffe	48	30	45	42	37	33	1,2	33	1,5
Summe	3.320	3.272	3.066	2.913	2.798	2.650	100	2.272	100
Niedrigenergieszenario									
Fernwärme	1.003	1.100	1.146	1.185	1.305	1.408	49,9	1.449	55,8
Erdgas	1.146	1.329	1.123	1.042	948	857	30,4	681	26,2
Heizöl	1.027	730	677	604	518	433	15,4	346	13,3
Strom	96	83	75	72	67	64	2,3	64	2,5
Solarenergie	0	0	0	1	2	3	0,1	3	0,1
Holzpellets	0	0	0	5	12	18	0,6	18	0,7
Feststoffe	48	30	45	42	39	35	1,2	35	1,3
Summe	3.320	3.272	3.066	2.952	2.891	2.819	100	2.596	100

Tabelle 10: Endenergiebedarf und Energieträgeraufteilung der Wärmeversorgung bis 2020 (nachrichtlich auch für 2030)

Der Fernwärmanteil erhöht sich von ca. 37 % in 2006 auf ca. 50 % in 2020 (ca. 55 % in 2030). Die Erdgasabsatzmenge reduziert sich um 24 bzw. 30 % und liegt in 2020 bei einem Anteil von ca. 30 % (ca. 37 % in 2006). Der Heizölanteil liegt dann entsprechend der o.g. Annahme bei 15 %.

Der Strombedarf reduziert sich nur geringfügig, obwohl die Nachtspeicherheizungen (ca. 17 GWh/a) außer Betrieb genommen werden. Im Gegenzug ist von einer Erhöhung des Strombedarfes für elektrische Wärmepumpen zur Erdwärmenutzung auszugehen. Die überwiegende Strom-

menge wird für die elektrische Warmwasserbereitung benötigt. Diese wurde beibehalten bzw. mit der Bevölkerungsentwicklung fortgeschrieben.

Die regenerativen Energien Solarenergie und Holzpellets kommen auf einem Anteil von insgesamt 0,7 bzw. 1,5 %.

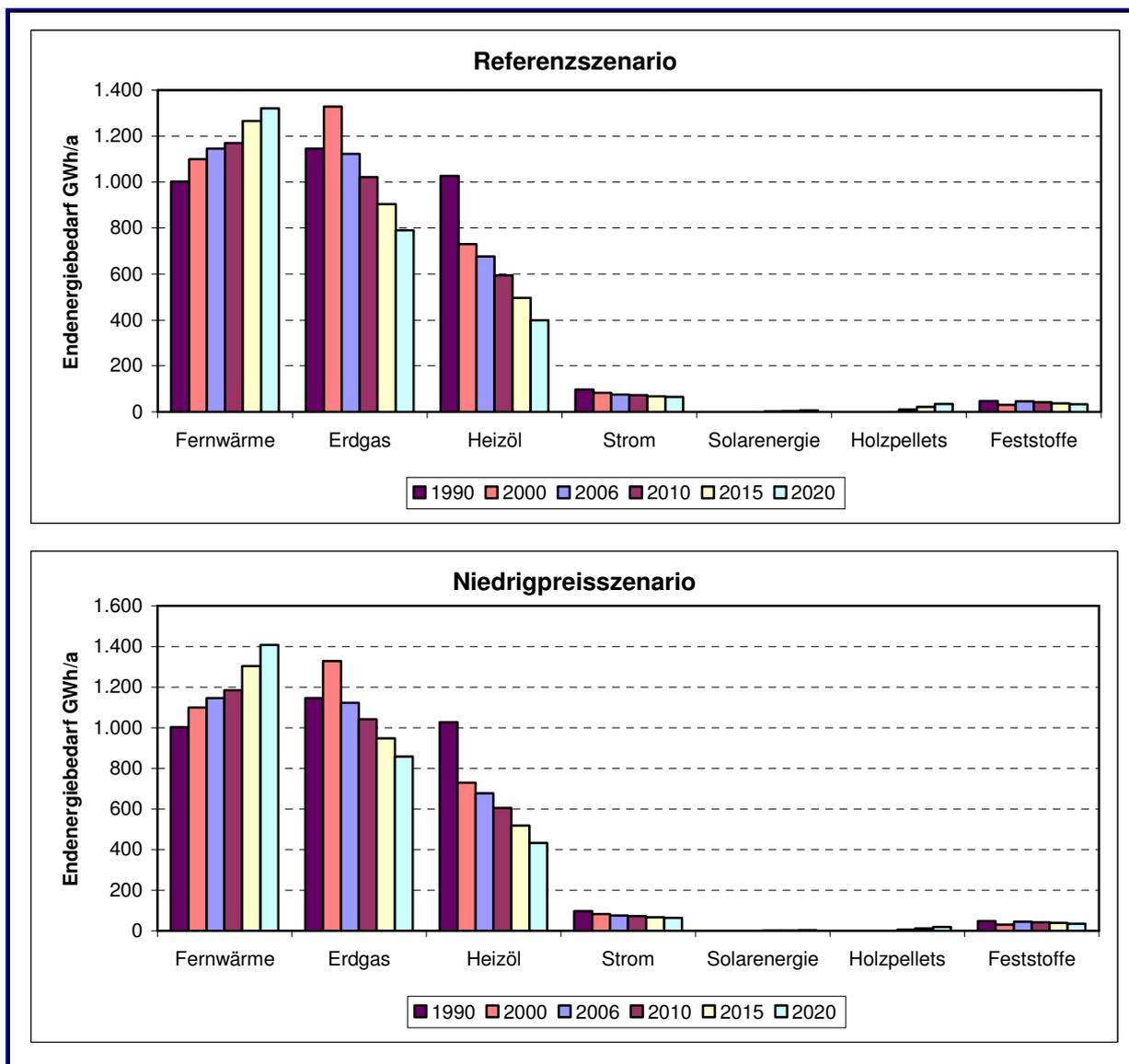


Abbildung 7: Entwicklung der Energieträgeraufteilung der Wärmeversorgung 1990 - 2020

5 Kieler Strommix 2020

Die Stromerzeugungsstruktur der Stadtwerke Kiel wird sich bis 2020 durch die Inbetriebnahme eines zentralen GUD-Kraftwerkes als Ersatz zum GKK und durch weitere Stromeinspeisungsanlagen relevant verändern. Die wesentlichen Veränderungen werden im folgenden zusammenfassend beschrieben.

5.1 Zentrale GUD – Stromerzeugung

Für die zentrale GUD Anlage werden für das Jahr 2020 die Betriebsparameter und Energieerzeugungsmengen nach Tabelle 11 angesetzt. Die CO₂- und Primärenergiefaktoren der GUD-Anlage sind in der Tabelle 12 berechnet.

		Referenz- preisszenario	Niedrigpreis- szenario
el. Leistung Kondensationsbetrieb	MW	405	405
el. Leistung bei Wärmeauskopplung	MW	354	354
Wärmeleistung	MW	260	260
el. Wirkungsgrad "Kondensation"	%	58,8	58,8
Stromerzeugung	GWh/a	2.538	2.561
Wärmeerzeugung	GWh/a	992	1.060
Stromverlust Wärmeauskopplung	kWh/kWh	0,160	0,165
Betriebsstunden	h/a	6.653	6.751
Volllaststunden	h/a	5.092	5.204

Tabelle 11: Betriebsparameter und Energieerzeugungsmengen der GUD-Anlage 2020

		Referenz	Niedrigpreis	
Ausgangsdaten:	Stromabgabe	2.537.750	2.561.035	MWh/a
	nach Siemens			
	Wärmeabgabe	991.931	1.060.421	MWh/a
	Erdgas	4.742.637	4.815.413	MWh/a
	Stromeinbuße bei KWK	0,1597	0,1650	MWhel/MWhth
Berechnung	el Wirkungsgrad o. KWK	58,79	58,79	%
	Brennstoffeinsatz o. KWK	4.316.635	4.356.247	MWh/a
	CO ₂ -Emission nur Strom	871.960	879.962	t/a
	CO₂-Faktor Strom	344	344	kg/MWh
	CO ₂ -Emission mit KWK	958.013	972.713	t/a
	CO ₂ -Emission Wärme	86.052	92.751	t/a
	CO₂-Faktor Fernwärme	87	87	kg/MWh
	PE-Faktor Strom	1,70	1,70	MWh/MWh
	PE-Bedarf Fernwärme	426.002	459.166	MWh
	PE-Faktor Fernwärme	0,43	0,43	MWh/MWh

Tabelle 12: CO₂-Emissions- und Primärenergiefaktoren der GUD-Anlage

In der Tabelle 13 sind die Veränderungen der Emissions- und Primärenergiefaktoren, die sich durch den Ersatz des GKK-Kraftwerkes durch die GUD-Anlage ergeben, angegeben.

		GKK	GUD	Reduktion %
CO ₂ -Emissionsfaktor Strom	kg/MWh	867	344	60
CO ₂ -Emissionsfaktor Wärme	kg/MWh	246	87	65
Primärenergiefaktor Strom	MWh/MWh	2,59	1,70	34
Primärenergiefaktor Wärme	MWh/MWh	0,80	0,43	46

Tabelle 13: Faktorenvergleich GKK/GUD

Durch die Größe des Kraftwerkes kann davon ausgegangen werden, dass der gesamte Strombedarf Kiels während der Betriebszeit der GUD-Anlage, d.h. zu ca. 76 % der Zeit selbst erzeugt werden kann. Für den Kieler Strommix wird davon ausgegangen, dass der GUD-Strom nachrangig zu allen regenerativen Einspeisungen und sonstigen Einspeisungen aus Kieler Anlagen und vorrangig zum Stromfremdbezug aus dem E.ON-Netz ist. Ein Fremdbezug tritt nur während der Stillstandzeiten der GUD-Anlage auf.

5.2 Sonstige Stromeinspeisungen aus Kieler Anlagen

Folgende Kieler Anlagen werden gemäß Energieerzeugungskonzept im Jahr 2020 zusätzlich zum GuD Strom in das Kieler Stromnetz einspeisen:

- Müllheizkraftwerk (nur Überschussstrom)
- Biomasseheizkraftwerk
- Bestandseinspeiser 2006 (Bestands-BHKWs, Sonstige)
- 2 Gasturbinen Humboldtstraße (die Anlagen dienen nur noch als Spitzenkraftwerk bei Wärmelastspitzen und Revisionszeiten des Biomasse- und Müllheizkraftwerks)
- zusätzliche Erdgas-, Biogas- und Biomethan-BHKWs
- zusätzliche Wasserkraftanlage
- zusätzliche Windkraftanlagen
- zusätzliche PV-Anlagen

Für die „Bestandseinspeiser“ wird davon ausgegangen, dass die Einspeisemengen 2006 auch in 2020 gelten.

Für die neuen zusätzlichen Anlagen wird die Stromeinspeisung als „Kieler Strom“ angesehen, d.h. es wird keine Aufteilung auf Netzgebiet der SWK und Stadtgebiet vorgenommen (Ausnahme Wasserkraftzubau an der Schwentine).

5.3 Zusammenfassung Kieler Strommix 2020

In der Tabelle 14 ist der Strommix 2020, wie er sich bei den getroffenen Annahmen ergibt, zusammenfassend dargestellt.

Erzeuger	Referenzszenario			Niedrigpreisszenario		
	Netz- einspeisung	CO2- Faktor	CO2- Emission	Netz- einspeisung	CO2- Faktor	CO2- Emission
	MWh/a	kg/MWh	t/a	MWh/a	kg/MWh	t/a
GUD	548.358	344	188.414	594.654	344	204.321
EON Bezug	173.665	594	103.157	176.961	594	105.115
HKW Humboldtstraße	46.796	594	27.797	46.687	594	27.732
Müllheizkraftwerk	27.257	594	16.190	27.257	594	16.190
Bestandseinspeiser 2006	24.778	25	626	24.778	25	626
Holzheizkraftwerk	75.750	0	0	75.750	0	0
dez. KWK ab 2006	54.649	-130	-7.093	54.649	-130	-7.093
Wasserkraftzubau	540	0	0	540	0	0
PV Anlage Zubau	1.563	0	0	1.563	0	0
Windkraft Zubau	25.000	0	0	25.000	0	0
Summe	978.356	336	329.090	1.027.839	337	346.890
Stromeigenbedarf Müll-HKW	15.314			15.314		
Stromeigenbedarf Biomasse-HKW	3.788			3.788		
Transportierte Strommenge	978.356			1.027.839		
Netzverluste	48.598			50.864		
Stromabsatz (o. MVK)	929.758	348		976.975	350	

Tabelle 14: Strommix 2020

Mit dem angegebenen Strommix ergibt sich im Referenzszenario ein CO₂ – Emissionsfaktor für den Kieler Strom von 348 kg/MWh, d.h. eine Reduktion um 57 % gegenüber dem Wert im Jahr 2006 (806 kg/MWh).

In der Tabelle 15 sind die Einspeisemengen 2020 an regenerativen Strom angegeben.

	EEG-Strom MWh/a	Anteil %
Bestandseinspeiser 2006	22.098	13
Holzheizkraftwerk	75.750	45
dez. KWK ab 2006	41.777	25
Wasserkraftzubau	540	0
PV Anlage Zubau	1.563	1
Windkraft Zubau	25.000	15
Summe	166.728	100

Tabelle 15: EEG-Stromeinspeisung 2020

Der Anteil an Strom aus regenerativen Energien aus der Region (ohne Regenerativanteil aus Fremdstrombezug) liegt im Jahr 200 bei 17 % des Kieler Strombedarfes.

In der Tabelle 16 ist der Primärenergiebedarf des Kieler Strommix 2020 angegeben. Bei E.ON-Bezug wurde der PE-Faktor der Bilanzen der Vorjahre angesetzt. Dieses entspricht der Bilanz-Systematik.

Erzeuger	Referenzszenario			Niedrigpreisszenario		
	Netz- einspeisung	PE- Faktor	PE- Bedarf	Netz- einspeisung	PE- Faktor	PE- Bedarf
	MWh/a	kg/MWh	MWh/a	MWh/a	MWh/MWh	MWh/a
GUD	548.358	1,70	932.741	594.654	1,70	1.011.490
EON Bezug	173.665	2,39	415.058	176.961	2,39	422.936
GT Humboldtstraße	46.796	2,39	111.843	46.687	2,39	111.582
Müllheizkraftwerk	27.257	2,39	65.143	27.257	2,39	65.143
Bestandseinspeiser 2006	24.778	0	3.097	24.778	0,12	3.097
Holzheizkraftwerk	75.750	0	0	75.750	0	0
dez. KWK ab 2006	54.649	-0,64	-35.114	54.649	-0,64	-35.114
Wasserkraftzubau	540	0	0	540	0	0
PV Anlage Zubau	1.563	0	0	1.563	0	0
Windkraft Zubau	25.000	0	0	25.000	0	0
Summe Einspeisung	978.356	1,53	1.492.768	1.027.839	1,54	1.579.133
Netzverluste	48.598			50.864		
Stromabsatz	929.758	1,61		976.975	1,62	

Tabelle 16: Primärenergiebedarf der Stromerzeugung 2020

6 Kieler Fernwärmeerzeugung 2020

Die Kieler Fernwärme wird in 2020 gespeist von folgenden Anlagen:

- GUD-Kraftwerk
- Müllverbrennungsanlage
- Biomasseheizkraftwerk
- Gasturbine Humboldtstraße
- Spitzenheizwerke

Die jeweiligen Einspeisemengen sind in der Tabelle 17 und Abbildung 8 angegeben.

Einspeiser	Referenzszenario			Niedrigpreisszenario		
	Wärme- menge MWh	CO2- Menge t/a	CO2- Faktor kg/MWh	Wärme- menge MWh	CO2- Menge t/a	CO2- Faktor kg/MWh
GUD	991.931	86.052	87	1.060.421	91.994	87
Heizwerke	34.075	8.348	245	53.812	13.184	245
HKW Humboldtstraße	97.362	3.948	41	97.135	3.939	41
Müllheizkraftwerk	231.177	14.566	63	231.177	14.566	63
Biomasseheizkraftwerk	150.000	0	0	150.000	0	0
Summe	1.504.545	112.914	75	1.592.545	123.682	78
Netzverluste 12,3 %	184.545			184.545		
Fernwärmeabsatz*	1.320.000		86	1.408.000		88

Tabelle 17: Fernwärmeeinspeiser 2020

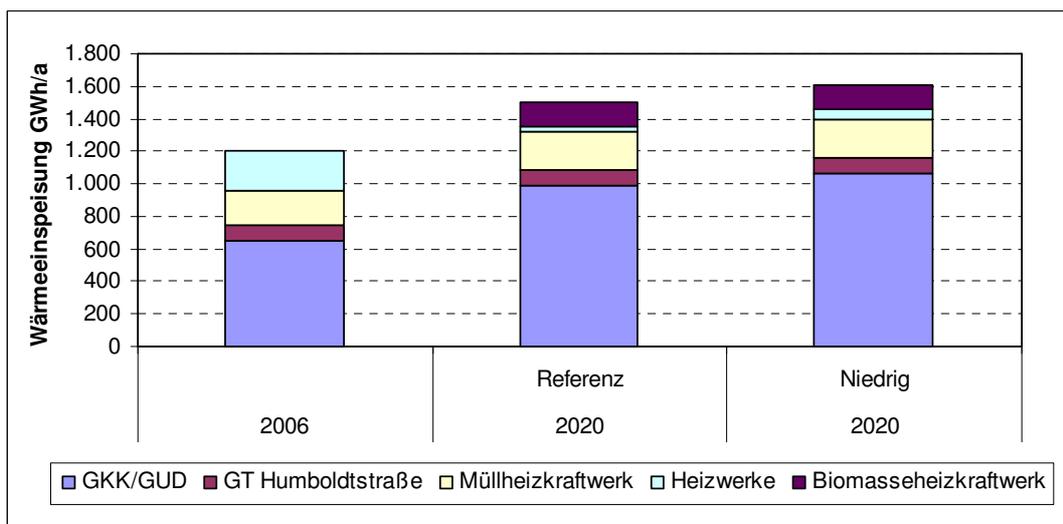


Abbildung 8: Fernwärmeeinspeiser 2006 und 2020

Mit dem angegebenen Einspeisemix ergibt sich im Referenzszenario ein CO₂ – Emissionsfaktor für die Kieler Fernwärme von 86 kg/MWh, d.h. eine Reduktion um ca. 60 % gegenüber dem Wert im Jahr 2006 (236 kg/MWh).

In der Tabelle 18 ist der Primärenergiebedarf der Kieler Fernwärmeerzeugung 2020 angegeben.

Erzeuger	Referenzszenario			Niedrigpreisszenario		
	Wärme- einspeisung GWh/a	PE- Faktor kg/MWh	PE- Bedarf t/a	Wärme- einspeisung GWh/a	PE- Faktor MWh/MWh	PE- Bedarf GWh/a
GUD	992	0,43	426	1.060	0,43	455
GT Humboldtstraße	97	0,54	53	97	0,54	53
Müllheizkraftwerk	231	1,24	286	231	1,24	286
Heizwerke	34	1,11	38	54	1,11	60
Holzheizkraftwerk	150	0	0	150	0	0
Summe	1.505	0,53	802	1.593	0,54	854
Netzverluste	185			185		
Fernwärmeabsatz	1.320	0,61		1.408	0,61	

Tabelle 18: Primärenergiebedarf der Fernwärmeerzeugung 2020

7 Energie- und CO₂-Bilanz 2020

7.1 Emissions- und Primärenergiefaktoren

In der Tabelle 19 sind die CO₂-Emissionsfaktoren angegeben, wie sie für die Bilanzen der Vorjahre verwendet und für 2020 für den Kieler Strom- und Fernwärmemix berechnet wurden.

	1990	1997	2000	2006	2020		
					Referenz	Niedrigpreis	
Fernwärmemix	220	263	255	236	86	88	kg/MWh
Erdgas	202	202	202	202	202	202	kg/MWh
Heizöl	266	266	266	266	266	266	kg/MWh
Strommix Kiel	839	817	813	806	348	350	kg/MWh
Strom Fremdbezug	594	594	594	594	594	594	kg/MWh
Kohle	335	335	335	335	335	335	kg/MWh
Schweröl	284	284	284	284	284	284	kg/MWh

Tabelle 19: CO₂-Emissionsfaktoren 1990 – 2020

In der Tabelle 20 sind die Primärenergiefaktoren angegeben, wie sie für die Bilanzen der Vorjahre verwendet und sie für 2020 für den Kieler Strom- und Fernwärmemix berechnet wurden.

	1990	1997	2000	2006	2020		
					Referenz	Niedrigpreis	
Fernwärme	0,93	0,90	0,93	0,90	0,61	0,61	MWh/MWh
Erdgas	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	MWh/MWh
Heizöl	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	MWh/MWh
Strom Kiel	2,80	2,77	2,72	2,60	1,61	1,62	MWh/MWh
Strom Fremdbezug	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	MWh/MWh
Kohle	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	MWh/MWh
Schweröl	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	MWh/MWh

Tabelle 20: Primärenergiefaktoren 1990 - 2020

Der Primärenergiebedarf für den Kieler Strom- und Fernwärmemix reduziert sich im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2006 erheblich (ca. 38 % bei Strom und ca. 32 % bei der Wärme).

7.2 CO₂ – Bilanz 1990 - 2020

In der Tabelle 21 ist die CO₂ – Bilanz 2020 angegeben.

	Referenzszenario			Niedrigpreisszenario		
	Endenergie MWh/a	Anteil %	CO2 t/a	Endenergie MWh/a	Anteil %	CO2 t/a
Fernwärme	1.320.403	37,4	112.949	1.407.612	37,6	123.648
Erdgas Heizen	790.283	22,4	159.637	857.307	22,9	173.176
Erdgas Kochen	12.668	0,4	2.559	12.668	0,3	2.559
Heizöl	399.571	11,3	106.286	433.458	11,6	115.300
Strom Wärme	65.666	1,9	22.866	64.157	1,7	22.428
Strom Allgemein	864.092	24,5	300.892	909.030	24,3	317.784
Solar/Holzpellet	40.718	1,2	0	21.524	0,6	0
Feststoff	32.973	0,9	11.046	34.667	0,9	11.614
Summe	3.526.373	100	716.234	3.740.422	100	766.509

Tabelle 21: CO₂ – Bilanz 2020

In der Tabelle 22 und der Abbildung 9 ist die Entwicklung der CO₂-Emission 1990 – 2020 angegeben.

	Referenzszenario		Niedrigpreisszenario	
	CO2-Emission 1.000 t/a	Reduktion %	CO2-Emission 1.000 t/a	Reduktion %
1990	1.541	0	1.541	0
1997	1.564	-1	1.564	-1
2000	1.504	2	1.504	2
2006	1.502	2	1.502	2
2020	716	54	767	50

Tabelle 22: CO₂ – Emission 1990 - 2020

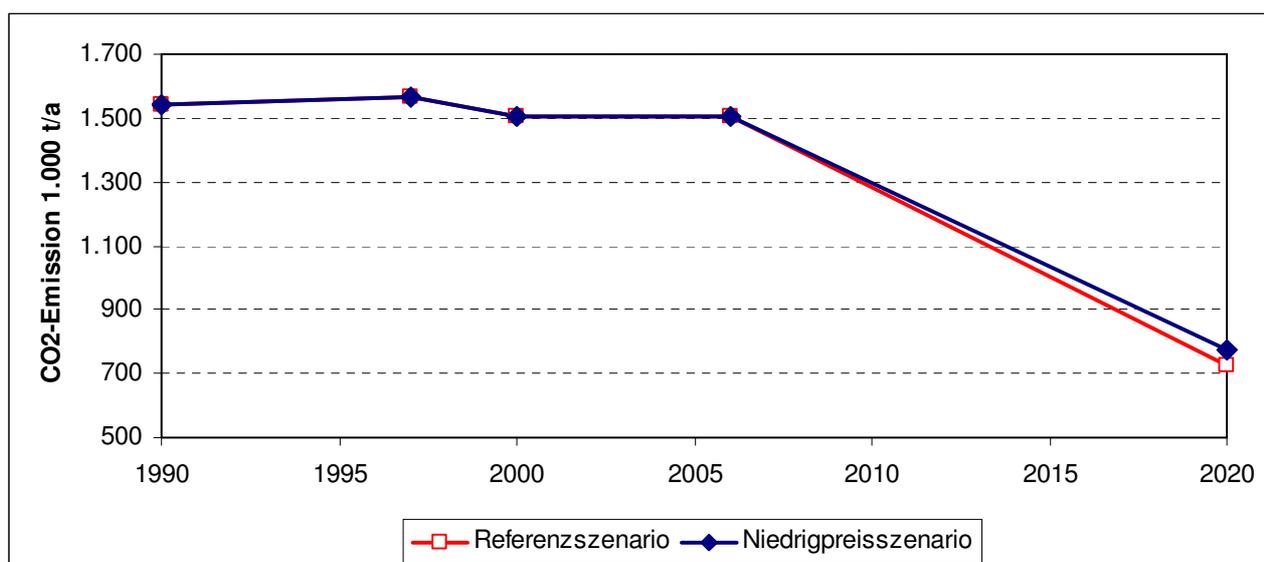


Abbildung 9: CO₂ – Emission 1990 - 2020

Während sich die CO₂-Emission 1990 bis 2006 lediglich geringfügig verändert hat, wird durch die Maßnahmen des Referenzszenarios bis 2020 eine deutliche Reduktion um 53 % erzielt. Das politische Ziel nach eine Reduktion um 40 % wird damit sicher erreicht..

Die erreichbare CO₂-Reduktion ist zu ca. 80 % auf die Änderung des Kraftwerksparkes zurückzuführen.

7.3 Primärenergiebedarf 1990 – 2020

In der Tabelle 23 ist der Primärenergiebedarf 2020 angegeben.

	Referenzszenario			Niedrigpreisszenario		
	Endenergie MWh/a	Anteil %	PE-Bedarf MWh/a	Endenergie MWh/a	Anteil %	PE-Bedarf MWh/a
Fernwärme	1.320.403	37,4	802.737	1.407.612	37,6	853.507
Erdgas Heizen	790.283	22,4	790.283	857.307	22,9	857.307
Erdgas Kochen	12.668	0,4	12.668	12.668	0,3	12.668
Heizöl	399.571	11,3	399.571	433.458	11,6	433.458
Strom Wärme	65.666	1,9	105.429	64.157	1,7	103.701
Strom Allgemein	864.092	24,5	1.387.339	909.030	24,3	1.469.311
Solar/Holzpellet	40.718	1,2	0	21.524	0,6	0
Feststoff	32.973	0,9	32.973	34.667	0,9	34.667
Summe	3.526.373	100	3.530.999	3.740.422	100	3.764.618

Tabelle 23: Primärenergiebedarf 2020

In der Tabelle 24 und der Abbildung 10 ist die Entwicklung des Primärenergiebedarfes 1990 – 2020 angegeben.

	Referenzszenario		Niedrigpreisszenario	
	PE-Bedarf GWh/a	Reduktion %	PE-Bedarf GWh/a	Reduktion %
1990	5.956	0	5.956	0
1997	6.010	-1	6.010	-1
2000	5.831	2	5.831	2
2006	5.664	5	5.664	5
2020	3.531	41	3.765	37

Tabelle 24: Primärenergiebedarf 1990 - 2020

Während sich der Primärenergiebedarf im Zeitraum 1990 bis 2006 lediglich geringfügig verändert hat, wird durch die Maßnahmen im Referenzszenario bis 2020 eine deutliche Reduktion um 41 % erreicht.

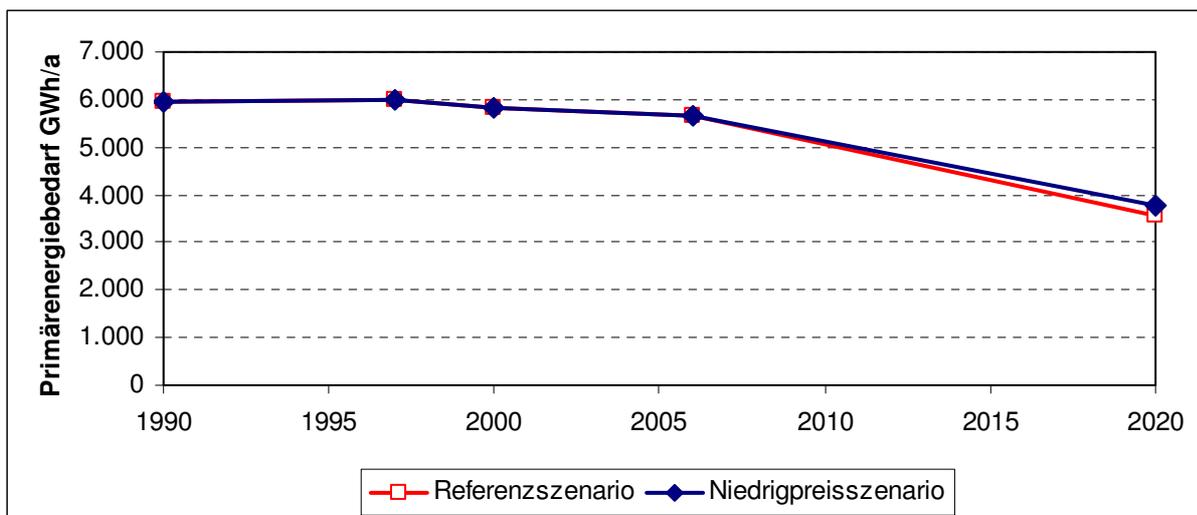


Abbildung 10: Primärenergiebedarf 1990 - 2020

Bericht IV

Szenarien zum Fernwärmeabsatz und zur Energieträgeraufteilung bei der Wär- meversorgung für die Landeshauptstadt Kiel

Endbericht

**erstellt im Rahmen des
Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel**

Bremen, im Juni 2010

UTEC, Ingenieurbüro für Entwicklung und Anwendung
umweltfreundlicher Technik GmbH

Cuxhavener Straße 10, 28217 Bremen
Tel.: 0421 / 38678 - 9, Fax: 0421 / 38678 – 88
www.utec-bremen.de

Inhaltsverzeichnis		Seite
1	VORBEMERKUNGEN	3
2	FERNWÄRMEABSATZSZENARIEN	3
2.1	Fernwärmezubau durch Verdichtung und Netzausbau	3
2.2	Fernwärme-Absatzentwicklung im Anschlussbestand	5
2.3	Fernwärmeabsatzentwicklung gesamt	5
3	ENDENERGIEBEDARF UND ENERGIETRÄGERAUFTEILUNG DER WÄRMEVERSORGUNG	7

1 Vorbemerkungen

Die Fernwärmeversorgung wird in einem klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel eine wesentliche Rolle spielen. Deshalb werden in einem gesonderten Konzeptbaustein Szenarien zur Prognose des Fernwärmeabsatzes sowie die sich daraus ergebende Aufteilung auf sonstige Energieträger entwickelt.

Basis der Szenarien ist die Energie- und CO₂ – Bilanz 2006 für die Landeshauptstadt Kiel, die als gesonderter Baustein im Rahmen der klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel entwickelt worden ist (Bericht I).

Die in diesem Baustein entwickelten Szenarien basieren des weiteren auf der Nutzwärmebedarfsprognose des Konzeptbausteines „Energiebedarfsprognosen für die Landeshauptstadt Kiel 2006 - 2020“ (Bericht II).

2 Fernwärmeabsatzszenarien

Es werden 2 Fernwärmeabsatzszenarien mit den beiden in Bericht II „Energiebedarfsprognosen 2006 – 2050“ angegebenen Ansätzen zur Nutzwärmebedarfsentwicklung berechnet:

- Referenzszenario mit einer Sanierungsrate im Gebäudebestand von 2 %/a
- Niedrigpreisszenario mit einer Sanierungsrate im Gebäudebestand von 1 %/a

Die zukünftige Fernwärmeabsatzentwicklung ist von 2 Haupteinflussfaktoren abhängig:

1. Erhöhung des Absatzes durch Gewinnung von neuen Kunden durch Verdichtung in bestehenden Versorgungsgebieten und durch Netzausbau
2. Reduktion des Absatzes durch energetische Sanierungsaktivitäten der Kunden

2.1 Fernwärmezubau durch Verdichtung und Netzausbau

Die Stadtwerke Kiel AG (SWK) hat bis zum Jahr 2020 eine Zubauprognose für das Fernwärmenetz angegeben. Diese wurde vom Gutachter Siemens in Abstimmung mit den Stadtwerken bis 2030 fortgeschrieben. Diese Prognose beinhaltet einen Rückgang des Wärmebedarfes pro Kunde von etwas mehr als 2 %/a und entspricht damit in der Größenordnung dem o.g. Ansatz des Referenzszenarios. Der Zubau bis 2030 liegt in dieser Prognose bei 369 GWh/a.

Zum zukünftigen Fernwärmeabsatz wurden von den Stadtwerken Kiel AG folgende Angaben gemacht:

- Das bestehende Fernwärmeverrangsgebiet ist zu 85 % mit Leitungen erschlossen.
- Das maximale Verdichtungspotenzial wird auf 450 GWh/a abgeschätzt.
- Der maximale Leistungszuwachs durch Verdichtung und Ausbau liegt bei 20 MW/a.
- Die Potenzialerschließung soll bis 2030 abgeschlossen sein.
- Die maximale jährliche Fernwärme-Verkaufsmenge liegt bei 1.500 GWh/a.

Die SWK-Prognose geht von einem nahezu linearen Verlauf des Zubaus bis 2030 aus. Für die Erstellung der Fernwärmezubauprognose im Referenzszenario wurde unter Beibehaltung des Endwertes im Jahr 2030 von folgendem, im Zeitverlauf etwas abschwächenden Verlauf des Zubaus ausgegangen,:

- Übernahme der SWK-Prognose bis 2010
- Zubau 2011 bis 2020 mit ca. 20 MW/a mit geringem Rückgang auf 18 MW/a in 2020
- starker Rückgang des Zubaus bis 2030

Die Fernwärmezubauprognose im Niedrigpreisszenario entspricht der Entwicklung im Referenzszenario, wobei die Absatzmengen entsprechend der geringeren Bedarfsreduktion aufgrund der geringeren Sanierungsrate angepasst wurden.

Der sich mit den genannten Ansätzen ergebende Fernwärmezubau der beiden Szenarien ist in der Abbildung 1 angegeben.

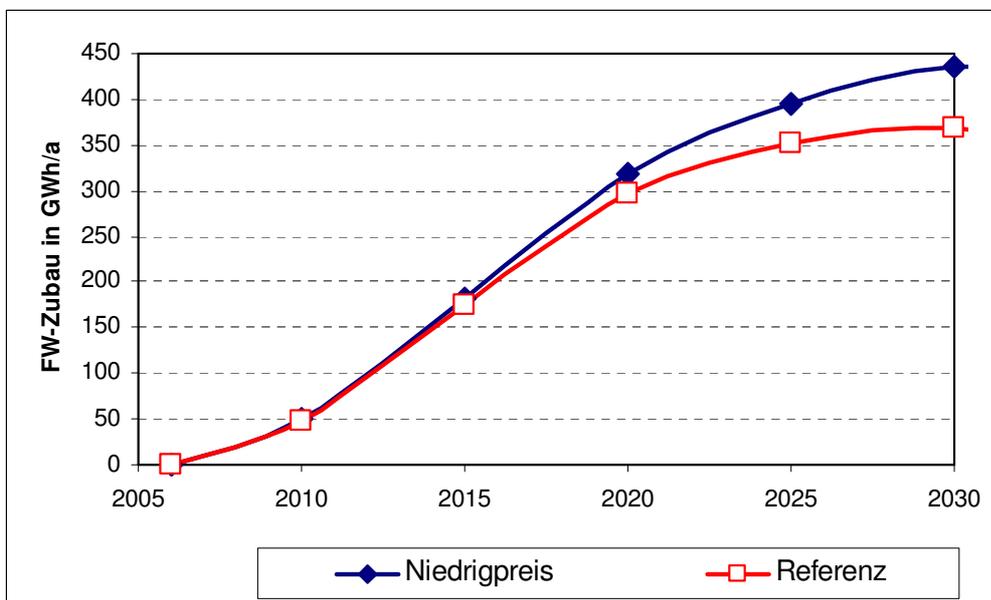


Abbildung 1: Prognose „Fernwärmezubau“

2.2 Fernwärme-Absatzentwicklung im Anschlussbestand

Der Fernwärmeabsatz (witterungsbereinigt) im Jahr 2006 lag gemäß Energie- und CO₂-Bilanz bei 1.146 GWh/a. Die Entwicklung des Fernwärmeabsatz ohne Neuanschlüsse entspricht der Entwicklung des Nutzwärmebedarfes, d.h. es wird vorausgesetzt, dass es eine Gleichverteilung der Sanierungsquote bei fernwärme- und nicht-fernwärmeversorgten Gebäuden gibt.. Der Verlauf ist in der Abbildung 2 angegeben.

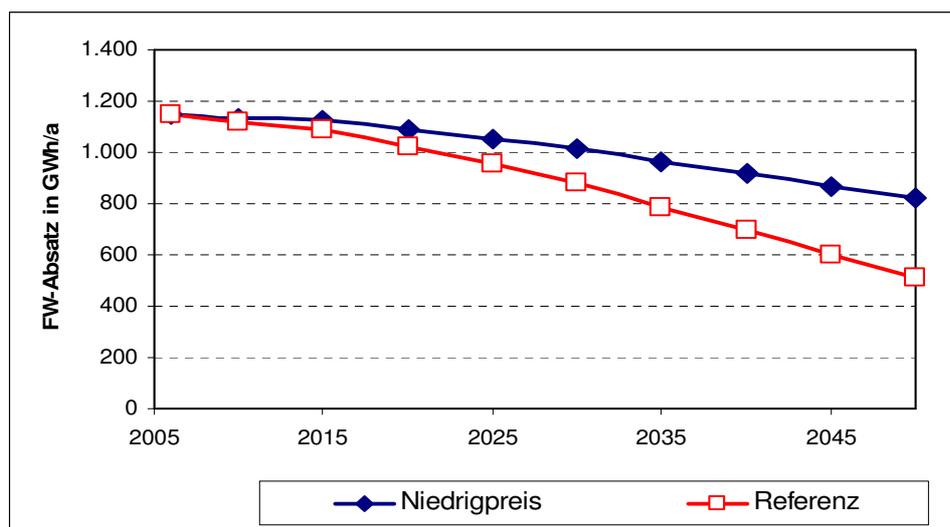


Abbildung 2: Prognose Fernwärmeabsatz im Anschlussbestand

2.3 Fernwärmeabsatzentwicklung gesamt

Der gesamte Fernwärmeabsatz als Summe des Absatzes im Anschlussbestand und dem der Neuanschlüsse ist in der Tabelle 1 und der Abbildung 3 angegeben.

Jahr	2006 GWh/a	2010 GWh/a	2015 GWh/a	2020 GWh/a	2025 GWh/a	2030 GWh/a	2035 GWh/a	2040 GWh/a	2045 GWh/a	2050 GWh/a
Niedrigpreis	1.146	1.185	1.305	1.408	1.448	1.449	1.380	1.311	1.243	1.173
Referenz	1.146	1.170	1.267	1.320	1.305	1.249	1.118	986	855	723

Tabelle 1: Fernwärmeabsatzentwicklung im Niedrigpreis- und Referenzszenario

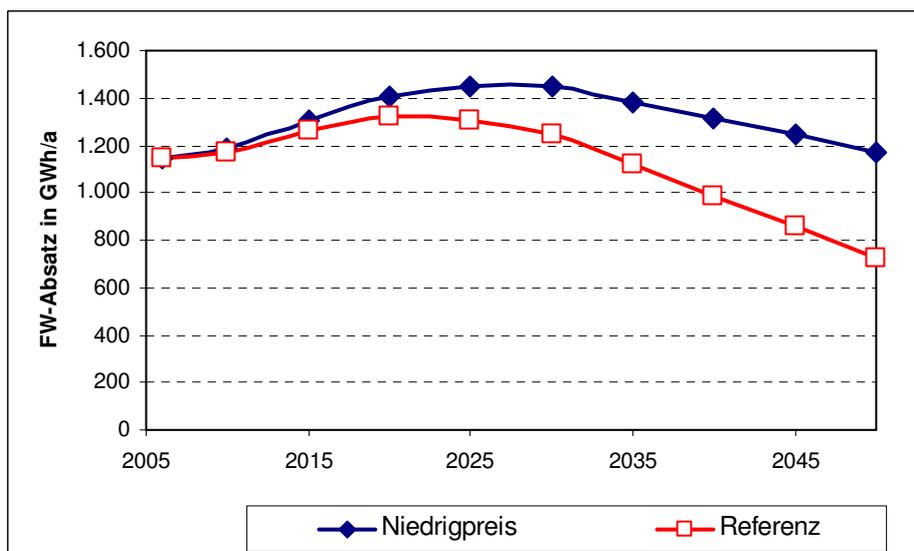


Abbildung 3: Fernwärmeabsatzentwicklung 2006 – 2050 im Niedrigpreis- und Referenzszenario

In der Tabelle 2 und der Abbildung 4 ist die prognostizierte Absatzentwicklung im Referenzszenario aufgeteilt auf „Bestand“ und „Netzausbau“ angegeben.

Jahr	2006 GWh/a	2010 GWh/a	2015 GWh/a	2020 GWh/a	2025 GWh/a	2030 GWh/a	2035 GWh/a	2040 GWh/a	2045 GWh/a	2050 GWh/a
Bestand	1.146	1.122	1.091	1.025	953	880	787	694	602	509
Netzausbau	0	49	176	296	353	369	330	291	253	214
Summe	1.146	1.170	1.267	1.320	1.305	1.249	1.118	986	855	723

Tabelle 2: Fernwärmeabsatz „Referenzszenario“ für Bestand und Netzausbau

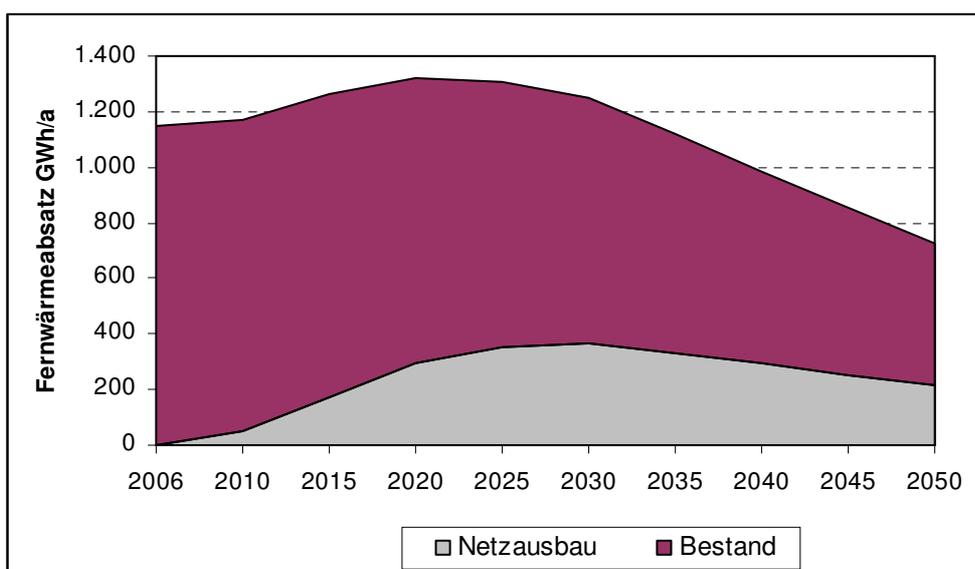


Abbildung 4: Fernwärmeabsatz „Referenzszenario“ für Bestand und Netzausbau

3 Endenergiebedarf und Energieträgeraufteilung der Wärmeversorgung

Neben der Fernwärmeabsatzentwicklung ist für die Energie- und CO₂-Bilanz 2020 die Kenntnis der gesamten Energieträgeraufteilung erforderlich. Diese wurde ermittelt unter folgenden Annahmen:

- Der Fernwärmeabsatz entwickelt sich gemäß der Fernwärmeabsatzprognose (s.o.).
- Der Heizstrom entwickelt sich gemäß der Stromprognose.
- Thermische Solarenergie und Holzpellettheizung werden gemäß Baustein „regenerativen Energien“ eingesetzt.
- Allgemeine Feststoffheizungen im Wohnbereich reduzieren sich um 50 %.
- Die Verwendung von Erdgas und Heizöleinsatz erfolgt in einem Verhältnis von 2 zu 1.

Mit diesen Annahmen ergibt sich bis 2030 als Enddatum der Fernwärmeausbaustrategie der Stadtwerke Kiel AG die Energieträgeraufteilung gemäß Tabelle 3.

Niedrigenergieszenario									
	1990	2000	2006	2010	2015	2020		2030	
	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	%	GWh/a	%
Fernwärme	1.003	1.100	1.146	1.185	1.305	1.408	49,9	1.449	55,8
Erdgas	1.146	1.329	1.123	1.042	948	857	30,4	681	26,2
Heizöl	1.027	730	677	604	518	433	15,4	346	13,3
Strom	96	83	75	72	67	64	2,3	64	2,5
Solarenergie	0	0	0	1	2	3	0,1	3	0,1
Holzpellets	0	0	0	5	12	18	0,6	18	0,7
Sonstiges	48	30	45	42	39	35	1,2	35	1,3
Summe	3.320	3.272	3.066	2.952	2.891	2.819	100	2.596	100
Referenzszenario									
Fernwärme	1.003	1.100	1.146	1.170	1.267	1.320	49,8	1.249	54,9
Erdgas	1.146	1.329	1.123	1.022	904	790	29,8	586	25,8
Heizöl	1.027	730	677	595	496	400	15,1	298	13,1
Strom	96	83	75	73	68	66	2,5	66	2,9
Solarenergie	0	0	0	2	4	6	0,2	6	0,3
Holzpellets	0	0	0	10	22	34	1,3	34	1,5
Sonstiges	48	30	45	42	37	33	1,2	33	1,5
Summe	3.320	3.272	3.066	2.913	2.798	2.650	100	2.272	100

Tabelle 3: Endenergiebedarf und Energieträgeraufteilung bis 2030

Der Fernwärmeanteil wird in 2020 auf ca. 50 % am Endenergiebedarf prognostiziert. Mit Ende der Fernwärmeausbauphase im Jahr 2030 wird der Fernwärmeanteil bei ca. 55 % liegen.

In der Abbildung 5 ist die Entwicklung der Energieträgeraufteilung bis 2020 angegeben.

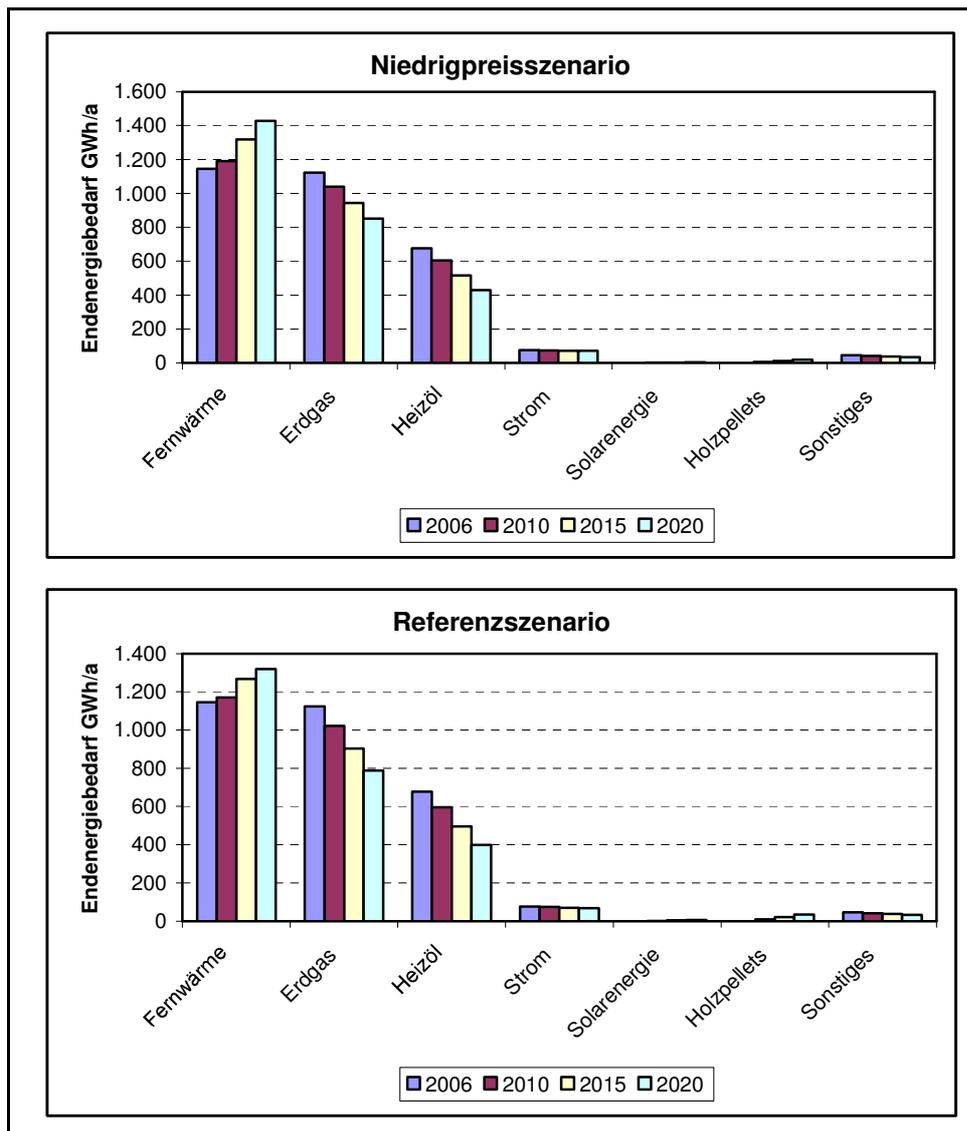


Abbildung 5: Entwicklung der Energieträgeraufteilung 2006 – 2020

In der Tabelle 4 ist für das Referenzszenario die Nutzwärmemenge angegeben, die im Jahr 2020 aus regenerativer Energie erzeugt wird.

	MWh/a	Quelle
Biomasseheizkraftwerk	150.000	Bericht VI
Wärme aus Biogas-BHKWs	11.376	Bericht VII
Wärme aus Biomethan-BHKWs	48.228	Bericht VII
Erdwärme	11.827	Bericht VI
Thermische Solarenergie	5.927	Bericht VI
Holzpellets	29.164	Bericht VI
Summe	256.521	

Tabelle 4: Wärmemenge aus regenerativer Energie

Bezogen auf den Nutzwärmebedarf 2020 von 2.452 GWh/a (s. Bericht II „Energiebedarfsprognosen 2006 - 2050“) liegt der regenerative Anteil in 2020 bei 10,5 %.



Siemens Energy Optimization
Energy Optimization Services

Bericht V

Beitrag der Siemens AG Schwerpunkt Energie und Klimaschutz zum Endbericht.

Im Auftrag von

Landeshauptstadt Kiel
Umweltschutzamt

Holstenstr. 106 - 108
24103 Kiel

Aachen, August 2010

Projekt STAW12-VWAC01 Klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel

Projektlaufzeit Juli 2009 bis Juni 2010

Auftraggeber Landeshauptstadt Kiel

Ansprechpartner Jens-Peter Koopmann

Projektverantwortung Dr. Jörg Meyer

Projektleitung Birger Simon

Weitere Bearbeitung Dr. Katja Barzantny
Alexander Gelb
Siggi Achner

Siemens AG | IS WEST OC EC

Neuenhofstr.194

D-52078 Aachen

Tel: 0241/451-252

Fax: 0241/451-527

energieberatung.ger@siemens.com

www.siemens.com/industrial-technologies

Dieser Bericht wurde von Siemens mit der gebotenen Sorgfalt und Gründlichkeit im Rahmen der Allgemeinen Geschäftsbedingungen für den Kunden und für seine Zwecke erstellt.

Siemens gewährleistet die vertrauliche Behandlung der Daten.

Siemens übernimmt keine Haftung für die Anwendungen, die über die im Auftrag beschriebene Aufgabenstellung hinausgehen. Siemens übernimmt ferner gegenüber Dritten, die über diesen Bericht oder Teile davon Kenntnis erhalten, keine Haftung. Es können insbesondere von dritten Parteien gegenüber Siemens keine Verpflichtungen abgeleitet werden.

Siemens AG

Aachen, den 26. August 2010

Dr. Jörg Meyer

Birger Simon

Projektverantwortlicher

Projektleiter

Inhalt

1	ZUSAMMENFASSUNG	6
2	ZENTRALE ANNAHMEN.....	8
2.1	PREISSZENARIEN	8
2.2	BETRACHTETE SZENARIEN	10
2.2.1	REFERENZSZENARIO.....	10
2.2.2	NIEDRIGPREISSZENARIO	10
3	KIELER KRAFTWERKSPARK.....	12
3.1	ERZEUGUNGSANLAGEN – BESTAND UND ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG	12
3.2	BIOMASSE HKW	13
3.3	ANFORDERUNGEN AN EIN ZENTRALES GUD KRAFTWERK.....	13
3.3.1	WAHL DES KRAFTWERKSTYPS.....	16
3.3.2	WÄRME- UND STROMERZEUGUNG	17
3.3.3	ERGEBNISSE.....	17
3.4	OPTIMIERUNGSMÖGLICHKEITEN BEI DER FERNWÄRME	23
3.4.1	EINSATZ FERNWÄRMEPUFFERSPEICHER	23
3.4.2	ABSENKUNG DER FERNWÄRME-RÜCKLAUFTEMPERATUR.....	24
4	WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG DES ENERGIEKONZEPTS.....	25
4.1	BIOMASSE HKW	25
4.2	MÜLLHEIZKRAFTWERK.....	25
4.3	ZENTRALES GUD-HEIZKRAFTWERK	25
4.3.1	WÄRMEGESTEHUNGSKOSTEN IM REFERENZSZENARIO	26
4.3.2	WÄRMEGESTEHUNGSKOSTEN IM NIEDRIGPREISSZENARIO	28
4.4	FERNWÄRMEVERTEILUNG.....	28
4.5	NETZAUSBAU	31
4.6	SPITZENLASTHEIZWERKE	31
4.7	ANLEGBARER WÄRMEPREIS	33
4.8	GESAMTBEWERTUNG DER KIELER FERNWÄRMEERZEUGUNG	34
4.8.1	BENÖTIGTER FERNWÄRMEPREIS REFERENZSZENARIO	34

4.8.2	BENÖTIGTER FERNWÄRMEPREIS NIEDRIGPREISSZENARIO.....	37
5	BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE.....	39
5.1	ENERGIEERZEUGUNGSANLAGEN.....	39
5.2	SONSTIGE BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE.....	39
5.3	FAZIT.....	40
6	LITERATURVERZEICHNIS.....	41

1 ZUSAMMENFASSUNG

In dem Bericht V des Gutachtens „Klimaverträgliches Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel“ steht eine Grobanalyse der technischen Machbarkeit einer zentralen KWK-Anlage im Mittelpunkt. Zusätzlich werden die Ergebnisse der einzelnen Gutachten zu einem Fernwärmegesamtkonzept zusammengeführt und eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Konzepts durchgeführt.

Auf der Basis zweier von einander unabhängiger Szenarien (Referenzszenario, Niedrigpreisszenario) und einer Bestandsanalyse der in Kiel vorhandenen Erzeugungsanlagen sowie ihrer zukünftigen Entwicklung werden in einem ersten Schritt die technischen Anforderungen an ein zentrales GuD-Heizkraftwerk ermittelt. Das Referenzszenario ist gekennzeichnet durch die Kombination des Hochpreisszenarios aus der GKK-Studie mit einem Fernwärmeabsatzszenario, dem eine Gebäudesanierungsquote von 2% zugrunde liegt. Es impliziert eine substantielle Beschleunigung der Gebäudesanierung und damit entsprechende politische Weichenstellungen auf nationaler und kommunaler Ebene.

Die derzeit vorhandenen Anlagen können zukünftig eine thermische Leistung von 260 MW bereitstellen, davon entfallen 230 MW auf die Spitzenlastbereitstellung und 30 MW auf die Grundlastbereitstellung. Für das zentrale GuD-Heizkraftwerk fiel die Wahl auf einen Kraftwerkstyp mit einem hohen Anteil Kraft-Wärme-Kopplung, aber auch mit der Möglichkeit zum Kondensationsbetrieb. Mit einem solchen Kraftwerk besteht zum Ende des Betrachtungszeitraums die Möglichkeit, durch eine zeitweise reine Stromerzeugung auch bei einem sinkenden Wärmebedarf eine ausreichende Stromversorgung sicherzustellen. Ebenfalls wird hierdurch die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks bei sinkendem Wärmebedarf verbessert.

Die Ermittlung der bedarfsgerechten Anlagengröße der zentralen GuD-Anlage folgt der Bedingung, dass die maximal erforderliche thermische Spitzenleistung zu jedem Zeitpunkt in beiden betrachteten Wärmebedarfsszenarien mit dem Anlagenpark gedeckt werden kann. Die maximale Leistungsspitze tritt im Jahr 2030 des Niedrigpreisszenarios auf und beträgt rund 534 MW_{th}. Somit wird eine GuD-Anlagengröße von etwa 250 MW_{th} benötigt, um eine sichere Fernwärmebereitstellung in Kiel gewährleisten zu können.

Bei der Wahl der Kraftwerksgröße wurde sich an gängigen Kraftwerksdimensionierungen orientiert. Um die geforderte Wärmelast bereitstellen zu können, wurde eine GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von rund 400 MW betrachtet. Diese Leistung erreicht die GuD-Anlage im Kondensationsbetrieb. Die maximale thermische Leistung der Anlage beläuft sich auf 260 MW bei einer Feuerungswärmeleistung von ca. 700 MW. Bei maximaler Wärmeauskopplung beträgt die elektrische Leistung etwa 350 MW. In technischer Hinsicht kann durch die Wahl dieses Kraftwerktyps in dieser Dimensionierung die Variante 3 der GKK-Studie bestätigt werden. Der elektrische Wirkungsgrad dieses

Kraftwerks liegt im Kondensationsbetrieb bei 58,8%, der Gesamtwirkungsgrad bei maximaler Wärmeauskopplung beläuft sich auf 85.4%.

Es folgt in einem zweiten Schritt die Zusammenführung sämtlicher Teilergebnisse zu einem nachhaltigen und versorgungssicheren Energiekonzept für den Zeitraum 2015 bis 2050. Dieses Konzept umfasst neben dem zentralen GuD-Heizkraftwerk ein Biomasse Heizkraftwerk und das Müllheizkraftwerk Kiel, ergänzt um die Spitzenlastheizwerke HKW Humboldtstraße und HW-Nord. Im Referenzszenario werden im Betrachtungszeitraum mit dem GuD-Heizkraftwerk durchschnittlich 814 GWh/a thermischer Energie, bei einem durchschnittlichen Jahresnutzungsgrad von 72%, erzeugt. Die elektrischen Volllaststunden betragen im Schnitt rund 6.100 Stunden im Jahr.

In die Wirtschaftlichkeitsberechnung fließen als zentrale Kostengrößen die Wärmegestehungskosten sowie die Kosten der Fernwärmeverteilung ein. Der daraus resultierende Fernwärmepreis der für den Betrieb der Erzeugungsanlagen benötigt wird, wird mit dem anlegbaren Wärmepreis verglichen, um zu bewerten, ob der benötigte Fernwärmepreis der beiden Preisszenarien mit den verschiedenen Kapitalzinssätzen am Markt zu erzielen ist.

Im Referenzszenario betragen die mittleren Wärmegestehungskosten des GuD-Heizkraftwerks über den Zeitraum 2015 bis 2050 bei einer Kapitalverzinsung von 6% 36,01 €/MWh, bei einer Kapitalverzinsung von 10% 45,47 €/MWh und bei einer Kapitalverzinsung von 15% 58,67 €/MWh. Die durchschnittlichen Fernwärme-Endkundenpreise liegen im Falle eines Kapitalzinssatzes von 6% und 10% (im Zeitraum 2015 bis 2042) unter dem anlegbaren Wärmepreis. Damit ist das Energiekonzept mit diesen Kapitalzinssätzen als wirtschaftlich zu bewerten.

Im Niedrigpreisszenario ist der benötigte Fernwärmepreis zwar stets unter dem Fernwärmepreis des Referenzszenarios, jedoch bei jedem der betrachteten Kapitalzinssätze im Mittel über den Zeitraum 2015 bis 2050 auch höher als der anlegbare Wärmepreis. Dies gilt ebenfalls im Fall einer differenzierten Zeiträumbetrachtung, mit Ausnahme einer Kapitalverzinsung von 6% und 10% im Zeitraum 2015 bis 2020. Das Ergebnis kann mit der sehr niedrigen, fast konstanten Brennstoff-Preiserwartung begründet werden. Der damit verbundene anlegbare Wärmepreis ist zu gering, um eine Fernwärmeversorgung mit diesem Erzeugungskonzept wirtschaftlich zu gewährleisten.

Den Abschluss des von der Siemens AG geleisteten Beitrags bildete eine Einschätzung der Arbeitsplatzeffekte, die zeigt, dass zwar der Ersatz des Kraftwerks rein auf der Anlagenseite einen negativen Arbeitsplatzeffekt hat, der Beschäftigungseffekt bei Umsetzung des Gesamtkonzepts jedoch positiv ausfällt.

2 ZENTRALE ANNAHMEN

2.1 PREISSZENARIOEN

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung verschiedener Energieerzeugungsalternativen in Kiel wurde zunächst eine Auswahl von Studien und interner Einschätzungen bezüglich der zukünftigen Preisentwicklung von Erdgas, Strom, Wärme sowie Emissionszertifikaten miteinander verglichen. Neben dem GKK-Endbericht des Öko-Instituts und Enerko¹ sowie den vom Umweltbundesamt herausgegebenen und u.a. vom DIW verfassten Politikszenerarien für den Klimaschutz IV² gingen die Einschätzungen von Siemens in die Analyse ein.

Zu den niedrigsten prognostizierten Energiepreisen gelangen die Politikszenerarien IV, die sich auf die EWI/Prognos-Untersuchung von 2006³ beziehen. Dabei wird die Rohölentwicklung als Vorgabe für andere Energieträger herangezogen. Aufgrund des Erscheinungsjahrs der Untersuchung müssen die angesetztten Preise mit 47 \$/b für 2020 und 60 \$/b für 2030 vor dem Hintergrund heutiger Rohölpreise und –prognosen als unrealistisch bzw. als nicht mehr aktuell bewertet werden (1. Halbjahr 2010: ca. 78 \$/b der Sorte Brent).

Höhere Energiepreise weist hingegen der GKK-Endbericht aus, wobei hier zwischen einem Referenzszenario und einem Hochpreisszenario unterschieden wird. Das Referenzszenario ähnelt vom Preisniveau her den Politikszenerarien IV. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass auch hier auf eine ältere Untersuchung (IEA⁴ 2007) abgestellt wird. Dort wird ebenfalls von sehr niedrigen Ölpreisen in Höhe von 60 \$/b für 2020 und 62 \$/b für 2030 ausgegangen. Das Hochpreisszenario hingegen bezieht sich auf eine EIA⁵-Analyse aus dem Jahr 2007 (2020: 89 \$/b - 2030: 100 \$/b) und gelangt somit auch zu höheren Preisen für vom Öl abgeleitete Energieträger⁶.

¹ Ökoinstitut, Enerko (2008). Vergleich von Heizkraftwerksvarianten für die Stadtwerke Kiel -Technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung. Im Auftrag der Stadtwerke Kiel.

² Umweltbundesamt (2008). Politikszenerarien für den Klimaschutz IV, Szenarien bis 2030. Autoren: Öko-Institut, DIW, FZJ, FhG-ISI.

³ Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln, Prognos AG (2006). Auswirkungen höherer Energiepreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit..

⁴ International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook (2007)

⁵ Energy Information Agency (EIA): Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030 (2007)

⁶ Beide Analysen haben das gleiche Erscheinungsjahr, gehen aber von unterschiedlichen Basispreisen aus.

Ausdrücklich wird auf die Tatsache hingewiesen, dass zwei verschiedene Entwicklungen zu dem Hochpreisszenario führen können: eine Steigerung der Energiepreise aufgrund der Verknappung der Energieträger und eine Steigerung des Preises für Emissionszertifikate aufgrund von politischen Vorgaben. Das Hochpreisszenario bildet nur den Fall ab, dass entweder die eine Entwicklung oder die andere eintritt. Sollten beide Aspekte relevant werden, so ist von noch höheren Energiepreisen auszugehen.

Zu ähnlich hohen Energiepreisen führen die Einschätzungen von Siemens. Dabei wird die Entwicklung der Preise anhand der Ölpreisentwicklung festgemacht. Die Basis bilden die aktuellen Rohöl-Forwards, die eine Steigerung von 30% bis 2020 und von 60% bis 2030 implizieren.

Nach dem Vergleich der den Untersuchungen zugrunde liegenden Prämissen wurde das Hochpreisszenario des GKK-Endberichts als das am besten geeignete für die Wirtschaftlichkeitsberechnung verschiedener Energieerzeugungsalternativen in Kiel ausgewählt. Hingegen bilden das GKK-Referenzszenario und die Politikszenerarien IV eher eine absolute Untergrenze. Daher wird in diesem Gutachten das Hochpreisszenario des GKK-Endberichts als Referenzszenario verwendet. Zusätzlich wird das GKK-Referenzszenario als Niedrigpreisszenario betrachtet, auch um einen Vergleich zu dem Referenzszenario der GKK-Studie zu erhalten.

Die Preisprognosen für CO₂ wurden ebenfalls der GKK-Studie entnommen. Hier wurde analog zu den Energiepreisen auch das Hochpreisszenario verwendet, da die Regeln für die dritte Handelsperiode des Europäischen Emissionshandelssystems ab 2013 eine im Vergleich zum Status Quo deutliche Verknappung der verfügbaren Emissionsberechtigungen vorsehen.

Die folgende Tabelle stellt die verwendeten Preisszenarien dar. Da in der GKK-Studie die Brennstoffpreise in Abhängigkeit von der Rohölpreisentwicklung bestimmt wurden, wird auf einen Vergleich zu heutigen Energiepreisen, mit Ausnahme des Rohölpreises, verzichtet.

Tabelle 2-1: Übersicht Preisszenarien

		Aktuell	Niedrigpreisszenario Quelle: GKK-Endbericht (Referenzszenario)			Referenzpreisszenario Quelle: GKK-Endbericht (Hochpreisszenario)		
		2010	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Rohöl	\$/b	78,4 ⁷	62			89,12	100,2	
Erdgas	€/MWh	14,1 ⁸	30,9	34,6	37,6	44,2	68,9	111,7
CO ₂	€/t CO ₂		23,6	26,2	28,4	29,4	45,0	71,9
Strom	€/MWh		65,3	77,7	66,3	89,6	149,6	184,8

2.2 BETRACHTETE SZENARIEN

In diesem Gutachten werden zwei von einander unabhängige Szenarien betrachtet. Diese Szenarien ergeben sich aus der Kombination der beschriebenen Preis- und Fernwärmeabsatzszenarien.

2.2.1 REFERENZSZENARIO

Das Referenzszenario dieses Gutachtens entsteht durch die Kombination des Fernwärmeabsatzszenarios 2 (Sanierungsquote 2%) und des Referenzpreisszenarios (GKK-Hochpreisszenario). Diese Kombination, vor allem die Wahl des Fernwärmeabsatzszenarios mit einer 2% Sanierungsquote, impliziert aufgrund der erwarteten hohen Energiepreise des Preisszenarios sowie entsprechender politischer Weichenstellungen eine Beschleunigung der Gebäudesanierung.

2.2.2 NIEDRIGPREISSZENARIO

Im Niedrigpreisszenario soll eine Entwicklung niedrigerer Energiepreise und damit verbunden eine niedrige Sanierungsquote von 1% (Fernwärmeabsatzszenario 1), welche etwa der aktuellen Sanierungsquote Kiels entspricht, betrachtet werden. Dieses Szenario stellt eine Preisentwicklung dar, die aus jetziger Sicht nicht zu erwarten ist, da die Energiepreise dieses Szenarios zukünftig nahezu konstant bleiben würden. Das

⁷ Rohölpreis (Brent) vom 1. Halbjahr 2010; Quelle: www.godmode-trader.de

⁸ CO₂-Preis (EUA Dec10) vom 1. Halbjahr 2010; Quelle www.ecx.eu

Niedrigpreisszenario spiegelt in wesentlichen Teilen die Annahmen des Referenzszenarios der GKK-Studie wider und ermöglicht daher auch einen direkten Vergleich zu diesem Gutachten.

3 KIELER KRAFTWERKSPARK

3.1 ERZEUGUNGSANLAGEN – BESTAND UND ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG

Die Kieler Fernwärme wird derzeit von den sechs Erzeugungsanlagen Gemeinschaftskraftwerk Kiel (GKK), Heizkraftwerk (HKW) Humboldtstraße, Heizwerk (HW) Nord, HW West, HW Ost, HW Süd und dem Müllheizkraftwerk (MHKW) bereitgestellt.

Das GKK muss altersbedingt im Jahr 2015 stillgelegt werden. Ein Betrieb über 2015 hinaus ist nur mit einer technischen Ertüchtigung für wenige Jahre möglich. Im vorliegenden Energiekonzept wird daher davon ausgegangen, dass das GKK 2015 außer Betrieb genommen wird und durch einen alternativen Anlagenpark ersetzt werden muss. Im HKW Humboldtstraße müssen einige Heizkessel und Dampfturbinen altersbedingt stillgelegt werden. Somit können dort zukünftig nur zwei Gasturbinen à 10 MW_{th} zur Spitzenlasterzeugung sowie ein Dampfkessel mit 30 MW_{th} als Spitzenlastkessel eingesetzt werden. Das HW Nord kommt im zukünftigen Anlagenpark mit 180 MW_{th} als Spitzenlastheizwerk zum Einsatz.

Altersbedingt muss das HW West in absehbarer Zeit stillgelegt bzw. erneuert werden. In dem zukünftigen Anlagenpark findet das HW West deshalb keine Verwendung. Auch das HW Ost wird in dem zukünftigen Anlagenpark altersbedingt nicht mehr als Spitzenheizwerk verwendet, kann jedoch u.U. als Reserve bereitstehen. Das HW Süd ist ebenfalls aus Altersgründen kein Bestandteil mehr des zukünftigen Anlagenparks und wurde bereits teilweise stillgelegt. Das Müllheizkraftwerk wird in dem Anlagenpark als Grundlastkraftwerk mit 30MW_{th} eingesetzt.

Bei der Bestimmung der Verwendung bestehender Kraftwerke wurde die Hydraulik des Fernwärmesystems nicht betrachtet. Sollten aus hydraulischen Gründen einige Erzeugungsanlagen, welche aus Sicht des Gutachters nicht weiter verwendet werden müssen, für die Fernwärmeversorgung unverzichtbar sein, sollten hierfür andere Erzeugungsanlagen (z.B. Kessel 1 Humboldtstraße oder HW-Nord) u.U. als Heizwerke für die Reserve verwendet werden, um den Anteil ungekoppelter Wärmeerzeugung nicht übermäßig zu erhöhen.

Somit können die derzeit vorhandenen Anlagen eine thermische Leistung von 260 MW bereitstellen, davon entfallen 230 MW auf die Spitzenlastbereitstellung und 30 MW auf die Grundlastbereitstellung. Die folgende Tabelle 3-1 gibt eine Übersicht über die aktuellen Erzeugungsanlagen sowie ihre Verwendung im zukünftigen Kraftwerkspark.

Tabelle 3-1: Übersicht bestehende Wärmeerzeugungsanlagen der Stadt Kiel

Anlage	Baujahr	Thermische Leistung	Verwendung im Konzept
GKK	1970	295 MW	Keine Verwendung
HKW Humboldtstraße	1965 - 2005	120 MW	GT 4 + 5 als Spitzen HKW (20 MW _{th}) Kessel 1 als Spitzenkessel (30 MW _{th})
HW-Nord	1992	180 MW	Erst Spitzenheizwerk, später Reserve (180 MW _{th})
HW-West	1970 - 1974	38 MW	Altersbedingt keine Verwendung, keine Erneuerung
HW-Ost	1986	60 MW	Altersbedingt keine Verwendung als Spitzenheizwerk (60 MW _{th}), u.U. als Reserve, keine Erneuerung
HW-Süd	1975	30 MW	Altersbedingt keine Verwendung
MHKW	1996	35 MW	Verwendung mit 30 MW _{th}
Gesamt		758 MW	230 MW_{th} für Spitzenlast 30 MW_{th} für Grundlast

3.2 BIOMASSE HKW

[siehe Bericht VI Regenerative Energien, Büro Biomasseverwertung]

3.3 ANFORDERUNGEN AN EIN ZENTRALES GUD KRAFTWERK

Die Dimensionierung einer zentralen GuD-Anlage erfolgt zunächst wärmeseitig anhand von Jahresdauerlinien der Fernwärmeerzeugung. Dabei soll trotz eines sich zwischen 2015 und 2050 verändernden Wärmebedarfs jederzeit eine Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Als Basis für die Fernwärmebedarfsprognose dienen angenommene Profile für die Jahre 2015, 2020, 2030, 2040 sowie 2050.

Als Basis für die Erstellung von zukünftigen Jahresdauerlinien dient die stündlich aufgelöste Jahresdauerlinie der Fernwärmeerzeugung des Heizwasser- und Dampfnetzes des Jahres 2008. Diese wurden mit Hilfe des prognostizierten Fernwärmebedarfs nach den Fernwärmeabsatzszenarien, ergänzt um die erwarteten Netzverluste, erstellt.

Laut Aussage der Stadtwerke Kiel können die Netzverluste durch die Umstellung des Dampfnetzes auf Heizwasser auf 12% im Jahr 2020 konservativ abgeschätzt werden⁹. Diese relativen Netzverluste wurden auf das Jahr 2020 im Fernwärmeabsatzszenario 2 übertragen und als absolute Größe auf alle übrigen Jahre in beiden betrachteten Szenarien angewandt, sodass sich zum Ende des Betrachtungszeitraums vor allem im Fernwärmeabsatzszenario 2 die relativen Netzverluste mit dem sinkenden Fernwärmebedarf deutlich erhöhen (bis 2050 auf etwa 20%).

Die Ermittlung einer bedarfsgerechten Anlagengröße einer zentralen GuD-Anlage folgt der Bedingung, dass die maximal erforderliche thermische Spitzenleistung zu jedem Zeitpunkt in beiden betrachteten Szenarien mit dem Anlagenpark gedeckt werden kann. Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, summiert sich die in diesem Konzept verfügbare Leistung in Spitzenheizwerken auf 230 MW_{th}. Zusätzlich stehen noch 30 MW_{th} Leistung aus dem MHKW sowie 20 MW_{th} aus einem Biomasseheizwerk zur Verfügung. In der Auslegung und Berechnung eines zentralen GuD-Heizkraftwerks wird angenommen, dass diese beiden letztgenannten Anlagen über das ganze Jahr ein Grundlastband von 50 MW_{th} bedienen können.

Die maximale Leistungsspitze tritt im Jahr 2030 des Fernwärmeabsatzszenario 1 auf und beträgt rund 534 MW_{th}. Somit wird eine GuD-Anlagengröße von gut 250 MW_{th} benötigt, um eine sichere Fernwärmebereitstellung in Kiel gewährleisten zu können. Als Basis für die Berechnung der Leistungsspitze dient der Lastgang des Jahres 2008. Es wird angenommen, dass sich die maximal benötigte Wärmeleistung analog zu der Entwicklung des gesamten Fernwärmejahresbedarfs verhält.

Zwar wird in diesem Konzept das Fernwärmeabsatzszenario 2 mit einem aufgrund einer höheren Sanierungsquote geringeren Fernwärmebedarf als Referenzszenario angesehen, jedoch muss ein Anlagenpark zur Fernwärmeerzeugung aus Gründen der Versorgungssicherheit bei Nichterreichen der ehrgeizigen Sanierungsquote auch den Bedarf des Fernwärmeabsatzszenario 1 decken können.

⁹ Nach E-Mail Hr. Mayer, Stadtwerke Kiel vom 22.10.2009

Tabelle 3-2: Kraftwerksdimensionierung Fernwärmeabsatzszenario 1

Jahr	Fernwärmeabsatzszenario 1				
	2015	2020	2030	2040	2050
Benötigte Leistung (Spitze) [MW]	486	520	534	489	444
Leistung Grundlast [MW]	50	50	50	50	50
Biomasse [MW]	20	20	20	20	20
MHKW [MW]	30	30	30	30	30
Verfügbare Spitzenleistung [MW]	230	230	230	230	230
Humboldtstraße GT [MW]	20	20	20	20	20
Humboldtstraße Kessel [MW]	30	30	30	30	30
HW Nord [MW]	180	180	180	180	180
Benötigte Leistung GuD [MW]	206	240	254	209	164

Tabelle 3-3: Kraftwerksdimensionierung Fernwärmeabsatzszenario 2

Jahr	Fernwärmeabsatzszenario 2				
	2015	2020	2030	2040	2050
Benötigte Leistung (Spitze) [MW]	474	492	468	383	297
Leistung Grundlast [MW]	50	50	50	50	50
Biomasse [MW]	20	20	20	20	20
MHKW [MW]	30	30	30	30	30
Verfügbare Spitzenleistung [MW]	230	230	230	230	230
Humboldtstraße GT [MW]	20	20	20	20	20
Humboldtstraße Kessel [MW]	30	30	30	30	30
HW Nord [MW]	180	180	180	180	180
Benötigte Leistung GuD [MW]	194	212	188	103	17

Durch den sinkenden Wärmebedarf entstehen beim Bau eines zentralen GuD-Heizkraftwerks zum Ende des Betrachtungszeitraums Überkapazitäten an Spitzenheizwerken. Dadurch wird es möglich, die vorhandenen älteren Erzeugungsanlagen nach und nach stillzulegen (bzw. bei Bedarf als Reserve vorzuhalten).

Wie die Dimensionierung erfolgt auch die Bewertung des ausgewählten Kraftwerks auf Basis von Jahresdauerlinien. Es wird angenommen, dass das Kraftwerk während aller Stunden eines Jahres die über die o.g. Wärmelieferung von Biomasseheizwerk und MHKW hinausgehende Wärmelast, die zur Deckung des Bedarfs erforderlich ist, liefern kann. In der Dauerlinie liegt die obere Grenze des Lastbandes bei 50 MW (d.h. über der Grundlast von MHKW + Biomasse) zzgl. der maximal auskoppelbaren Wärmelast des Kraftwerks. Die untere Grenze liegt bei 50 MW zzgl. ca. 20% der maximal auskoppelbaren Wärmelast. Hier wird die Annahme getroffen, dass das Kraftwerk bei einer Wärmeauskopplung von unter rund 20% der Leistung wirtschaftlich oder/und technisch nicht optimal betrieben werden kann.

Mit diesem Ansatz wird nicht berücksichtigt, dass kurzfristig auftretende Lastspitzen technisch nicht gefahren werden können. Ebenso wird nicht berücksichtigt, dass in gewissen Situationen das Kraftwerk auch mit einer Last von unter 20% der Nennleistung betrieben werden kann. Es wird erwartet, dass sich diese beiden Aspekte zumindest teilweise ausgleichen.

3.3.1 WAHL DES KRAFTWERKSTYPS

Für ein zentrales GuD-Heizkraftwerk fiel die Wahl auf einen Kraftwerkstyp mit einem möglichen Kondensationsbetrieb. Ein Kraftwerk mit reinem Gegendruckbetrieb ist für die Anforderungen der Kieler Wärmeerzeugung in den gewählten Szenarien nicht geeignet, da zum Ende des Betrachtungszeitraums der Wärmebedarf drastisch abfällt und damit die Wirtschaftlichkeit eines solchen Kraftwerkstyps nicht mehr sichergestellt werden kann. Mit einem GuD-Heizkraftwerk, welches bei fehlendem Wärmebedarf auch im reinen Kondensationsbetrieb betrieben werden kann, besteht zum Ende des Betrachtungszeitraums die Möglichkeit der Spitzenstromerzeugung. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks bei sinkendem Wärmebedarf verbessert.

Bei der Wahl der Kraftwerksgröße wurde sich an gängigen Kraftwerksdimensionierungen orientiert. Um die geforderte Wärmelast bereitstellen zu können, wurde eine GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von rund 400 MW betrachtet. Diese Leistung erreicht die GuD-Anlage im Kondensationsbetrieb. Die maximale thermische Leistung der Anlage beträgt 260 MW bei einer Feuerungswärmeleistung von ca. 700 MW. Bei maximaler Wärmeauskopplung beträgt die elektrische Leistung etwa 350 MW. Dies entspricht einem Kraftwerkstyp und einer Kraftwerksgröße, welche schon mehrfach in Deutschland realisiert wurden. In technischer Hinsicht kann durch die Wahl dieses Kraftwerkstyps in dieser Dimensionierung die Variante 3 der GKK-Studie¹ bestätigt werden.

Auf eine Bewertung der technischen Betriebsdauer der GuD-Anlage auf Basis von EOH's (equivalent operating hours) wurde verzichtet, da die hierfür notwendige Bestimmung der Starts und Stopps der Anlage mit der Detailtiefe dieser Untersuchung nicht durchgeführt

werden konnte. Es wurde folglich angenommen, dass die GuD-Anlage über den gesamten Betrachtungszeitraum (36 Jahre) technisch betriebsfähig ist.

Der elektrische Wirkungsgrad dieses Kraftwerks liegt bei Kondensationsbetrieb bei 58,8%, der Gesamtwirkungsgrad bei maximaler Wärmeauskopplung beläuft sich auf 85,4%¹⁰. Mit einer Wärmeauskopplung von 260 MW überschreitet dieses Kraftwerk die maximal benötigte Leistung des Szenario 1 knapp (um etwa 6 MW_{th}) und kann damit die maximal benötigte thermische Leistung beider Szenarien zu jedem Zeitpunkt bereitstellen. Das im vorhergehenden Abschnitt definierte Lastband zum Betrieb der GuD-Anlage entspricht bei dem hier beschriebenen Kraftwerk etwa 110 MW_{th} bis 310 MW_{th}.

3.3.2 WÄRME- UND STROMERZEUGUNG

Die Stromerzeugung der GuD-Anlage ist im KWK-Betrieb abhängig von der Wärmeauskopplung. Es wird daher angenommen, dass bei der wärmegeführten Fahrweise der Strom als Base-Strom vermarktet wird. In Situationen ohne Wärmeerzeugung der GuD-Anlage, d.h. bei einer benötigten Wärmelast von unter 110 MW, steht das Kraftwerk für einen Betrieb im reinen Kondensationsbetrieb und damit prinzipiell auch für eine Peak-Strom-Vermarktung zur Verfügung. Da Peak-Strom jedoch an der Strombörse nur zwölf Stunden am Tag an fünf Tagen in der Woche angeboten wird, ergibt sich daraus ein Peak-Strom-Vermarktungspotential von 35,7% der verfügbaren Stunden im Kondensationsbetrieb.

Dieser Ansatz ist ein idealisierter und kann in der Praxis unter Umständen aus technischen Gründen nicht erreicht werden. Auch werden mögliche Mehreinnahmen einer optimalen Stromvermarktung während des wärmegeführten Betriebs nicht berücksichtigt. Durch die Dominanz des wärmegeführten Betriebs gegenüber dem Kondensationsbetrieb ist diese Unsicherheit in der verwendeten Detailtiefe jedoch zu vernachlässigen.

3.3.3 ERGEBNISSE

Im Referenzszenario „Fernwärmeabsatzszenario 2“ werden im Betrachtungszeitraum mit dem GuD-Heizkraftwerk durchschnittlich 814 GWh_{th} bei einem durchschnittlichen Jahresnutzungsgrad von 72% erzeugt. Die elektrischen Volllaststunden betragen im Schnitt rund 6.100 Stunden im Jahr.

¹⁰ Bei maximaler Wärmeauskopplung beträgt die Vorlauftemperatur 125 °C bei einer Rücklauftemperatur von 65 °C.

Tabelle 3-4: Ergebnisse GuD Fernwärmeabsatzszenario 2

Fernwärmeabsatzszenario 2					
Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Jahresnutzungsgrad	73,95%	74,42%	73,80%	70,88%	67,60%
el. Energie [GWh]	2.522	2.538	2.518	2.463	2.364
th. Energie [GWh]	951	992	938	713	478
Brennstoffeinsatz [GWh]	4.696	4.743	4.683	4.481	4.204
Volllaststunden th. [h/a]	3.658	3.815	3.607	2.743	1.837
Volllaststunden el. [h/a]	6.224	6.262	6.214	6.078	5.834
CO ₂ [kt]	947	956	944	904	848

Im Fernwärmeabsatzszenario 1, welches im Vergleich zum Referenzszenario einen höheren Wärmebedarf abbildet, erreicht das gewählte GuD-Heizkraftwerk einen durchschnittlichen Jahresnutzungsgrad von 74% über den betrachteten Zeitraum. Es werden durchschnittlich 995 GWh_{th} erzeugt. Das Kraftwerk erreicht, bezogen auf die elektrische Leistung im Schnitt rund 6.300 Volllaststunden (+5%).

Tabelle 3-5: Ergebnisse GuD Fernwärmeabsatzszenario 1

Fernwärmeabsatzszenario 1					
Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Jahresnutzungsgrad	74,29%	75,12%	75,41%	74,35%	72,03%
el. Energie [GWh]	2.533	2.557	2.569	2.535	2.501
th. Energie [GWh]	980	1.052	1.079	985	876
Brennstoffeinsatz [GWh]	4.729	4.805	4.837	4.735	4.624
Volllaststunden th. [h/a]	3.769	4.048	4.150	3.790	3.369
Volllaststunden el. [h/a]	6.251	6.309	6.338	6.256	6.172
CO ₂ [kt]	953	969	975	955	932

Jahresdauerlinien Fernwärmeerzeugung

In der Jahresdauerlinie der folgenden Abbildung 3-1 ist die Reihenfolge der eingesetzten Erzeugungsanlagen zu sehen. Die Grundlast wird ganzjährig vom Biomasse HW und vom MHKW erzeugt (grüne Fläche), während das GuD den absolut größten Beitrag zur Wärmeversorgung Kiels leistet (gelbe Fläche). Deutlich erkennbar ist auch der Einsatz von Spitzenheizwerken zu Spitzen- und Übergangszeiten (rote Flächen).

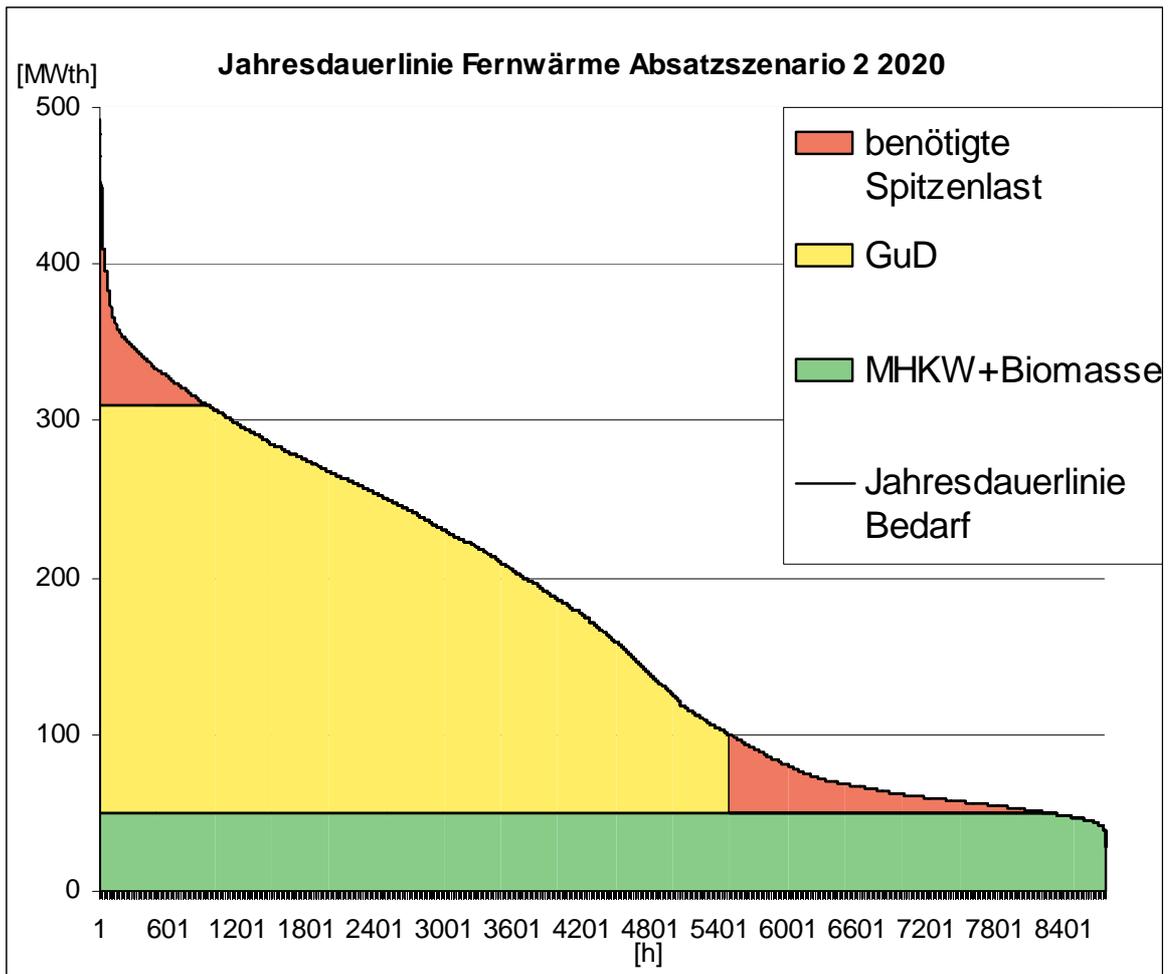


Abbildung 3-1: Jahresdauerlinie Fernwärmeerzeugung im Fernwärmeabsatzszenario 2, 2020

Im Vergleich zum Jahr 2020 ist an der Jahresdauerlinie des Jahres 2050 (s. Abbildung 3-2) der starke Rückgang des Fernwärmebedarfs zu erkennen. Der Einsatz von Spitzenheizwerken ist im Jahr 2050 nur noch in einem Übergangsbereich, in dem das GuD-Heizkraftwerk nicht betrieben wird, notwendig, während die Lastspitzen prinzipiell vom GuD vollständig gedeckt werden können.

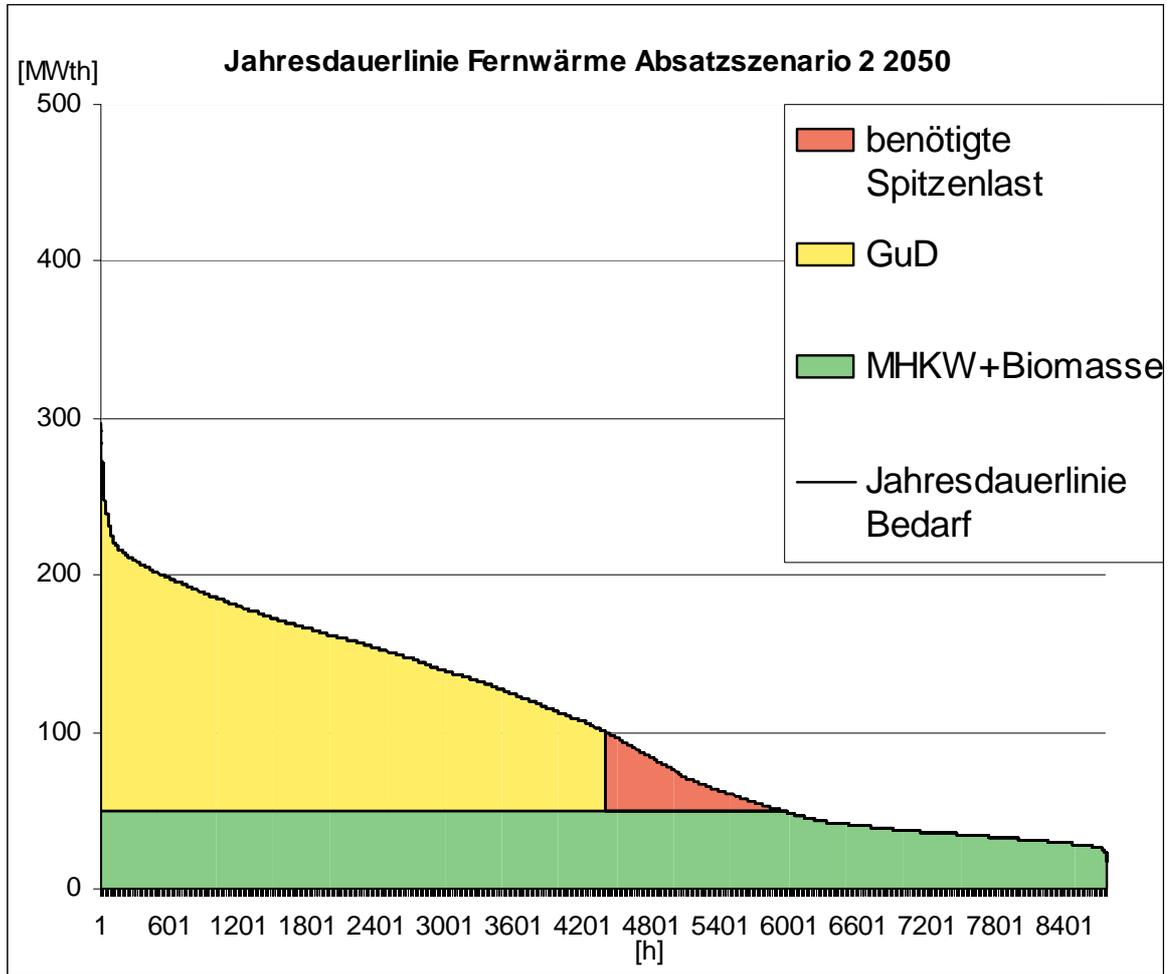


Abbildung 3-2: Jahresdauerlinie Fernwärmeerzeugung im Fernwärmeabsatzszenario 2, 2050

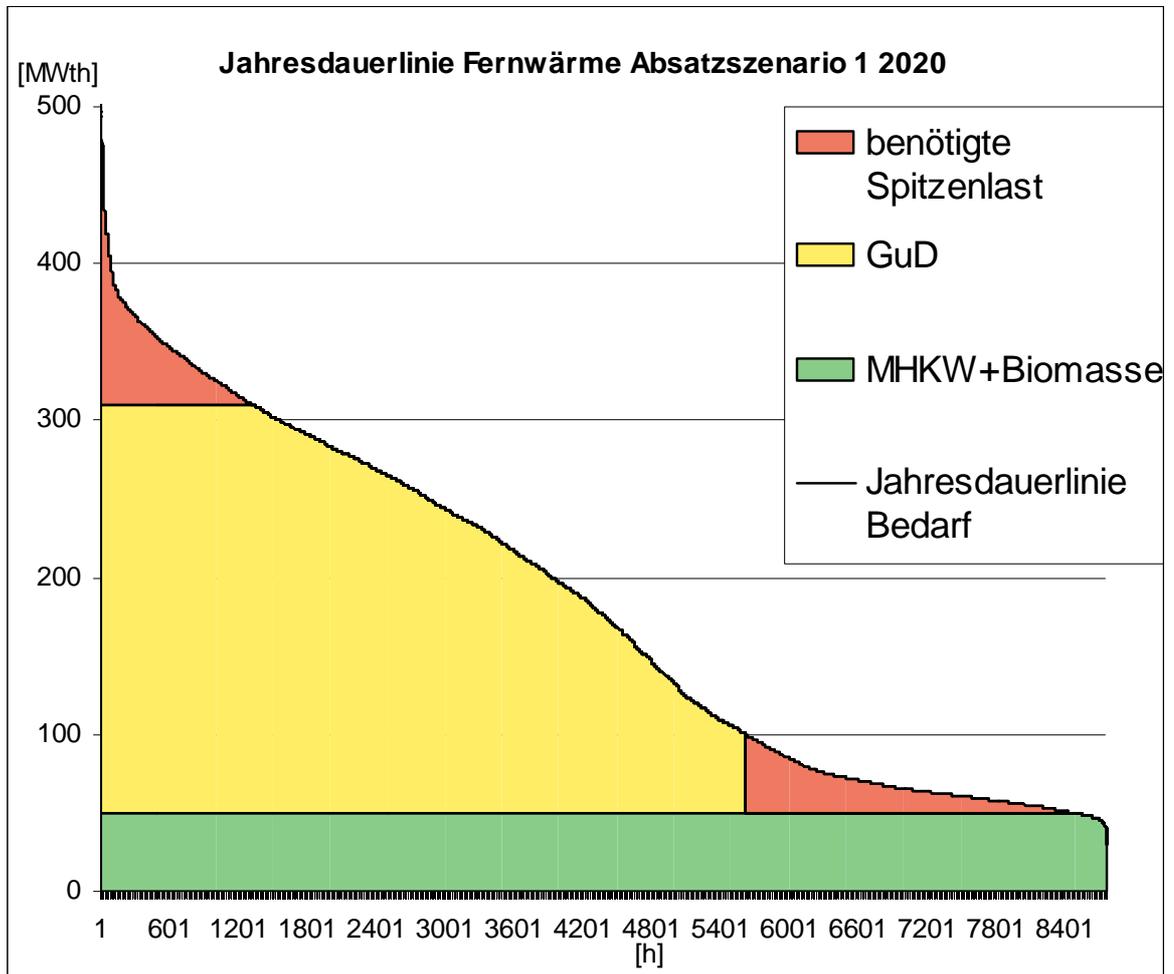


Abbildung 3-3: Jahresdauerlinie Fernwärmeerzeugung im Fernwärmeabsatzszenario 1, 2020

Die Jahresdauerlinien des Fernwärmeabsatzszenario 1 weisen, im Vergleich zum Referenzszenario Fernwärmeabsatzszenario 2, einen deutlich höheren Einsatz der Spitzenheizwerke auf. Auch ist der wesentlich geringere Rückgang des Fernwärmebedarfs erkennbar, sodass im Fernwärmeabsatzszenario 1 auch im Jahr 2050 der Einsatz von Spitzenheizwerken benötigt wird, um die Leistungsspitze zu decken¹¹.

¹¹ Die Darstellung der Jahresdauerlinien der Jahre 2015, 2030 und 2040 beider Szenarien findet sich im Anhang.

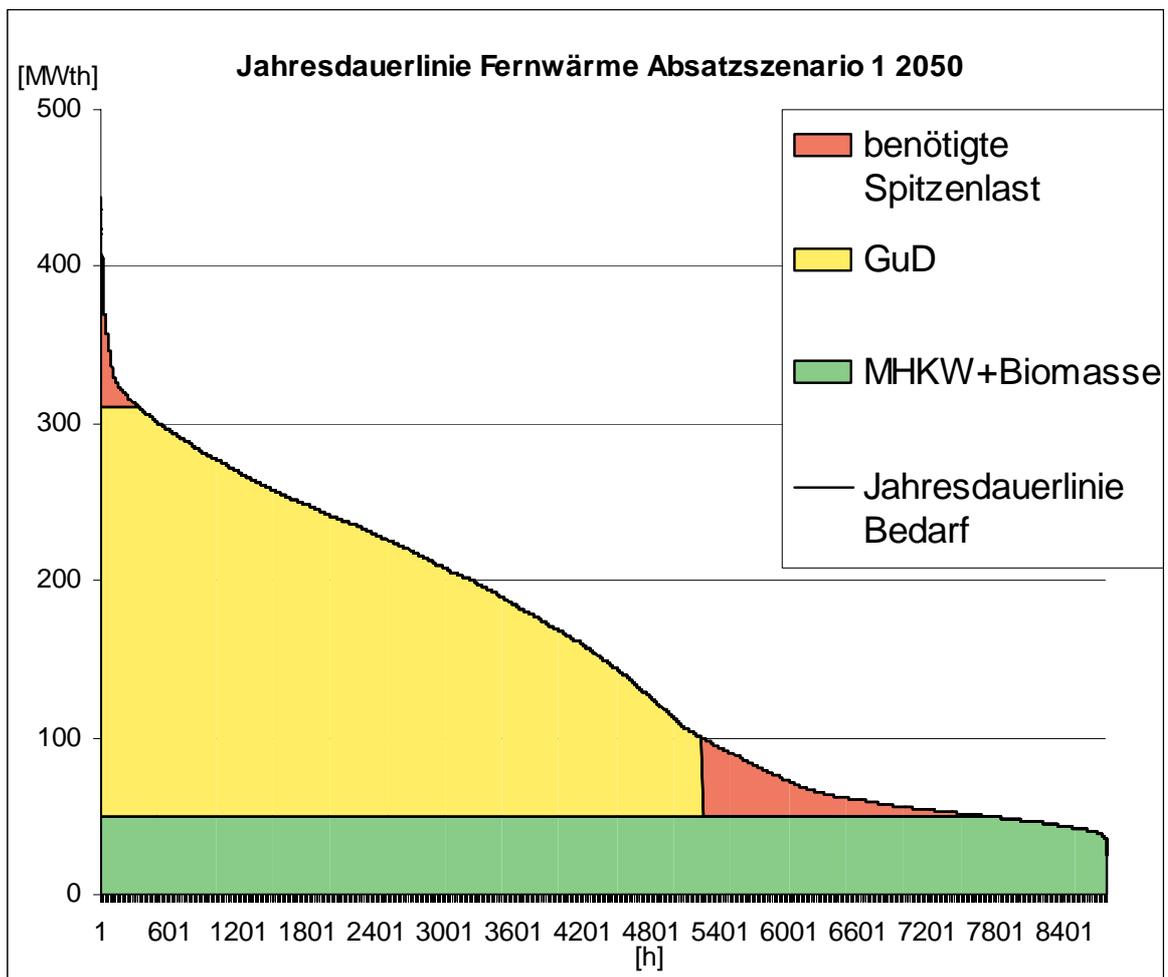


Abbildung 3-4: Jahresdauerlinie Fernwärmeerzeugung im Fernwärmeabsatzszenario 1, 2050

3.4 OPTIMIERUNGSMÖGLICHKEITEN BEI DER FERNWÄRME

Abschließend soll an dieser Stelle noch auf Optimierungsmöglichkeiten im Hinblick auf das Fernwärmenetz hingewiesen werden. Dies ist immer dann eine interessante Option, wenn eine optimal ausgelegte Wärmeerzeugung nicht zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann.

3.4.1 EINSATZ FERNWÄRMEPUFFERSPEICHER

Grundsätzlich kann (Heiz-)Kraftwerksleistung durch ein Wärmelastmanagement des Fernwärmetagesganges unter Einsatz eines Fernwärmepufferspeichers eingespart werden bzw. können durch den Einsatz von Pufferspeichern eine höhere

Anlagenauslastung und damit bessere Brennstoffnutzungsgrade erzielt werden, was in der Folge zu einem etwas geringeren Brennstoffeinsatz und damit auch zu einer leichten Reduktion der CO₂-Emissionen führt.¹² Ist eine Reduktion der Kraftwerksleistung (und der damit verbundenen Investitionen) nicht darstellbar, so kann ggf. durch eine Absenkung der Spitzenlastwärmebereitstellung sowie höhere Auslastungen der (Grundlast-) Kraftwerke der Einsatz von Spitzenlast-Heizwerken reduziert und damit ein ähnlich positiver Effekt erzielt werden. Der Einsatz eines Fernwärmepufferspeichers wurde in dem Konzept nicht berücksichtigt. Es wird jedoch empfohlen, bei der Detailplanung eines GuD-Kraftwerks diese Möglichkeit näher zu untersuchen.

3.4.2 ABSENKUNG DER FERNWÄRME-RÜCKLAUFTEMPERATUR

Zur Erhöhung der KWK-Wirkungsgrade und zur Reduzierung der Wärmeverluste bei der Fernwärmeverteilung ist es sinnvoll, die Temperaturen im Fernwärmenetz (Vor- und Rücklauftemperaturen) möglichst gering zu halten.

Eine Möglichkeit zur Absenkung der Rücklauftemperatur bieten sogenannte Wärmesenken im Netzurücklauf, also Wärmeabnehmer bzw. Wärmekunden, die Nutzwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau benötigen und damit an den Netzurücklauf angeschlossen werden können. Der Rücklauf wird von der Kundenanlage weiter abgekühlt, die Endtemperatur des Netzurücklaufs kann damit gesenkt werden. Es existieren langjährige positive Betriebserfahrungen mit sogenannten Rücklaufanlagen, so dass die Versorgung aus dem Fernwärmerücklauf bei grundsätzlicher Eignung der Abnehmer, passender Netzhydraulik etc. sicher gewährleistet werden kann¹³.

Dem Fernwärmenetzbetreiber wird empfohlen, sich im Zusammenhang mit der Reduzierung von Fernwärmenetzverlusten intensiv mit den Möglichkeiten zur Absenkung der Rücklauftemperatur durch Wärmesenken im Fernwärmerücklauf zu befassen.

¹² Realisiert z.B. beim Fernheizkraftwerk Linz Mitte, vgl. Pressemeldung der Stadt Linz vom 31.3.2005, http://www.linz.at/presse/2005/200503_12603.asp

¹³ Wirths A., Fröhlich, K.-P. (2008). Versorgung aus dem Wärmeneturücklauf – Stand der Technik und Perspektive für die Netzverdichtung. 1.Gießener Fernwärmekolloquium des Förderkreises Energie- und Wärmetechnik e.V. Vortragsmanuskript.

4 WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG DES ENERGIEKONZEPTS

4.1 BIOMASSE HKW

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung eines Biomasse HKW (BMHKW) wurden Wärmegestehungspreise bei einer 20-jährigen Nutzung des BMHKWs und einem Kapitalzinssatz von 6% bestimmt. Da in dem Gesamtkonzept davon ausgegangen wird, dass ein BMHKW für den gesamten Betrachtungszeitraum zur Verfügung steht, wird angenommen, dass es zu entsprechender Zeit zu den dann geltenden politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Ersatzinvestition für das BMHKW geben wird. Der Wärmegestehungspreis dieser Erzeugungsanlage wird nach der altersbedingten Stilllegung (ab 2035) daher mit einem Anstieg von 2% bis in das Jahr 2050 hochgerechnet.

4.2 MÜLLHEIZKRAFTWERK

Das Müllheizkraftwerk Kiel speist derzeit mit einer Vergütung von 14,61 €/MWh in das Kieler Fernwärmenetz ein. Diese Vergütung soll bestehen bleiben, wird jedoch mit einem Eskalationsfaktor von jährlich 2% ab dem Jahr 2010 belegt, um steigenden Kosten, vorrangig inflationsbedingt, Rechnung zu tragen. Es wird angenommen, dass diese Erzeugungsanlage bzw. eine entsprechende Ersatzanlage bis 2050 betrieben werden kann.

4.3 ZENTRALES GUD-HEIZKRAFTWERK

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit des zentralen GuD-Heizkraftwerks wird keine Vollkostenrechnung angewandt, da hierzu nicht alle benötigten Daten in ausreichender Genauigkeit vorlagen. Aus diesem Grund wird der Fernwärmegestehungspreis bei fixen Kapitalvergütungen von 6%, 10% und 15% bestimmt. Da sich der Wärmegestehungspreis immer in der Höhe ergibt, mit dem ein ausgeglichenes Jahresergebnis (inkl. Kapitalkosten) erreicht wird, resultiert hieraus - methodisch bedingt - immer ein Kapitalwert gleich null. Die betrachteten Kapitalvergütungen sind unabhängig von der Herkunft und den Kosten des eingesetzten Kapitals, was einem Eigenkapitalanteil von 100% entspricht. Durch den Einsatz von Fremdkapital mit einem Zinssatz geringer als die Kapitalverzinsung kann die Eigenkapitalrendite gesteigert werden. Die tatsächliche Finanzierungsstruktur obliegt einem zukünftigen Investor und wurde in der Bewertung der Wirtschaftlichkeit nicht weiter betrachtet.

Die folgende Tabelle 4-1 fasst die verwendeten Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung zusammen.

Tabelle 4-1: Parameter Wirtschaftlichkeitsberechnung

Posten	Wert	Eskalationsfaktor
Investitionen Gesamt	388 Mio €	
Investitionen Kraftwerk (826 €/kW)	335 Mio €	
Zusatzinvestition (FW-Anbindung, Erdgas-Pipeline)	53 Mio €	
Nutzungsdauer	36 a	
Abschreibungsdauer	25 a	
Personalkosten (25 Pers. je 75.000€)	1,9 Mio €	2%
Wartungs- und Instandhaltungskosten (2% von Investitionskosten Kraftwerk)	6,7 Mio €	2%
Versicherungs- und Verwaltungskosten (0,7% von Investitionskosten Kraftwerk)	2,4 Mio €	2%
Kalkulationszinssätze	6%; 10%; 15%	
KWK-Vergütung	15,11 €/MWh _{el}	

Zur besseren Vergleichbarkeit mit der GKK-Studie wurden die Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung wie Investitionen und Nebenkosten in Anlehnung an die GKK-Studie gewählt. Diese Daten wurden ferner mit internen Daten plausibilisiert. Aufgrund des zum Ende des Betrachtungszeitraums stark sinkenden Wärmebedarfs im Referenzszenario und einer damit verbundenen schlechteren Auslastung des Kraftwerks wurde eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren angesetzt. Dadurch werden die Wärmegestehungskosten in den letzten zehn Jahren des Betrachtungszeitraums nicht mehr mit Kapitalkosten belastet, und der Betreiber erhält eine höhere Flexibilität in Bezug auf die Nutzungsdauer des Kraftwerks.

4.3.1 WÄRMEGESTEHUNGSKOSTEN IM REFERENZSZENARIO

Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von der Kapitalverzinsung. Die Wärmegestehungskosten bilden immer den Preis ab, bei dem mit der entsprechenden Wärmeproduktion alle anfallenden Kosten gedeckt werden (inkl. Kapitalkosten im Sinne einer jährlichen Annuität).

Da eine jährliche Bewertung der Wärmegestehungskosten nicht sinnvoll erscheint, werden die Wärmegestehungskosten gemittelt über die Zeiträume 2015 bis 2020, 2021 bis 2030, 2031 bis 2040 und 2041 bis 2050 dargestellt. Die mittleren

Wärmegestehungskosten über den Zeitraum 2015 bis 2050 betragen bei einer Kapitalverzinsung von 6% 36,01 €/MWh, bei einer Kapitalverzinsung von 10% 45,47 €/MWh und bei einer Kapitalverzinsung von 15% 58,67 €/MWh.

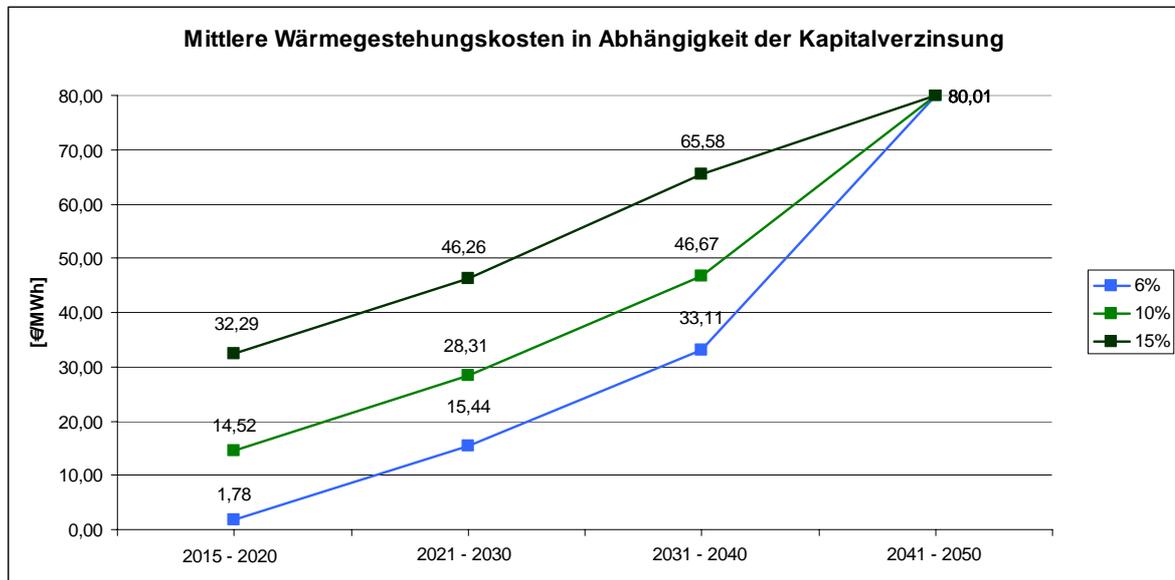


Abbildung 4-1: Mittlere Wärmegestehungskosten GuD im Referenzszenario

In der oberen Abbildung 4-1 ist deutlich der Einfluss des gewählten Kapitalzinssatzes auf die Höhe der Wärmegestehungskosten zu erkennen. Im Zeitraum 2015 bis 2020 sind die Wärmegestehungskosten auf einem relativ geringem Niveau, dies gilt insbesondere bei einer Kapitalverzinsung von 6%, in diesem Fall sind annähernd alle anfallenden Kosten durch die Stromerlöse gedeckt. Der Grund für diese relativ geringen Wärmegestehungskosten in diesem Zeitraum ist die Stromvergütung nach KWKG, welche für die ersten 30.000 Volllaststunden bzw. für max. sechs Jahre gezahlt wird. Hier wird davon ausgegangen, dass der KWKG-Bonus vollständig der Erzeugung der Wärme zugeordnet wird. Im Zeitraum 2041 bis 2050 sind die Wärmegestehungskosten unabhängig vom Kapitalzinssatz, da das GuD-Heizkraftwerk in diesem Zeitraum bereits abgeschrieben ist. Trotz der Entlastung der Wärmegestehungskosten steigen diese im Zeitraum 2041-2050 auf durchschnittlich 80,01 €/MWh stark an. Dies ist hauptsächlich mit dem stark verminderten Fernwärmebedarf und den steigenden Energiebezugskosten zu begründen. Im Jahr 2050 ist das GuD-Heizkraftwerk noch über 4.000 Stunden im Jahr im Einsatz, jedoch durchschnittlich mit halber Last. Während dieser Zeit kann der erzeugte Strom nur zum günstigen Base-Strompreis vermarktet werden. Zwar steht das GuD-Heizkraftwerk eine längere Zeit für die Spitzenstromerzeugung zur Verfügung, jedoch ist dies nicht ausreichend, um die Wärmegestehungskosten auch in der dann abgeschriebenen Anlage konstant zu halten.

4.3.2 WÄRMEGESTEHUNGSKOSTEN IM NIEDRIGPREISSZENARIO

Wie im Referenzszenario sind in der folgenden Abbildung 4-2 die mittleren Wärmegestehungskosten im Niedrigpreisszenario in Abhängigkeit vom Kapitalzins dargestellt. Auch hier sind der Einfluss der KWK-Vergütung im Zeitraum 2015-2020 sowie die Entlastung durch die fehlenden Kapitalkosten nach 2040 deutlich zu erkennen. Die mittleren Wärmegestehungskosten bei einer Kapitalverzinsung von 6% betragen 25,41 €/MWh, bei einer Kapitalverzinsung von 10% 33,67 €/MWh und bei einer Kapitalverzinsung von 15% 45,17 €/MWh.

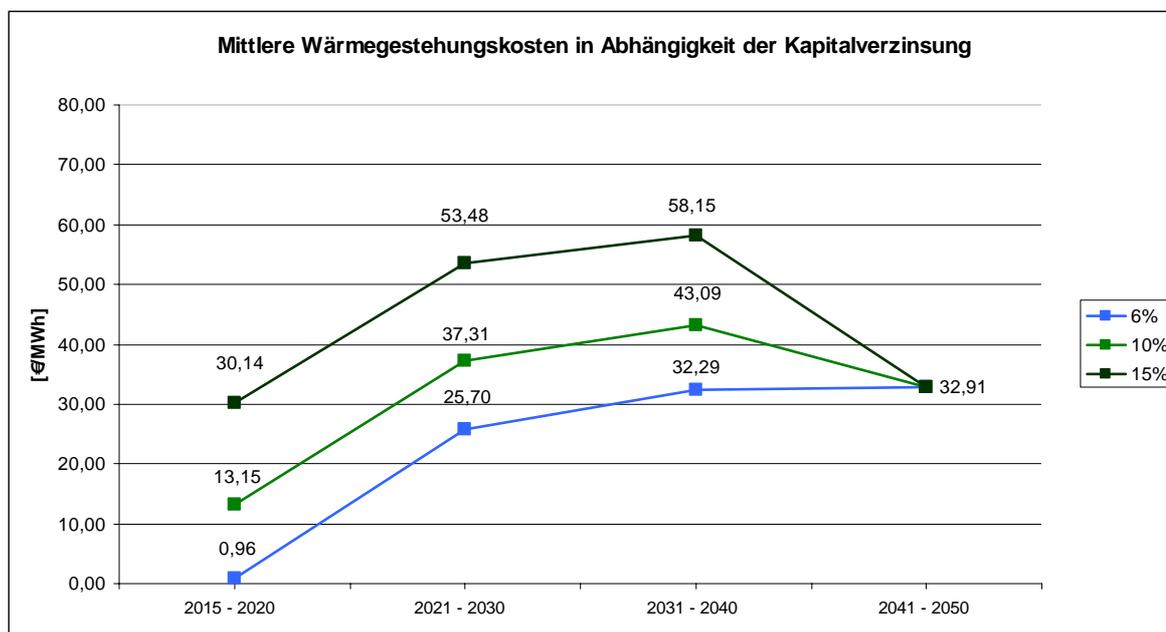


Abbildung 4-2: Mittlere Wärmegestehungskosten GuD im Niedrigpreisszenario

4.4 FERNWÄRMEVERTEILUNG

Aufgrund fehlender Daten bezüglich der Kosten der Verteilung der Fernwärme im Kieler Fernwärmenetz wird im vorliegenden Gutachten eine Abschätzung hierzu auf Basis des Jahresabschlusses 2007/2008¹⁴ der SWKiel Erzeugung GmbH durchgeführt.

Die im Jahresabschluss der SWKiel Erzeugung GmbH aufgeführten Kosten und Leistungen beziehen sich nicht nur auf die Fernwärmeversorgung. Die Geschäftstätigkeit umfasst vielmehr das Kieler Fernwärmenetz, die Heiz- und Heizkraftwerke des Kieler

¹⁴ SWKiel Erzeugung GmbH 2009: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.10.2007 bis zum 30.09.2008; Elektronischer Bundesanzeiger

Fernwärmenetzes, mehrere Nahwärmenetze, Erzeugungsanlagen für die Nahwärmenetze sowie mehrere objektbezogene Erzeugungsanlagen.

Daher müssen zur Aufteilung der einzelnen Kostenpositionen des Jahresabschlusses in Kapital- sowie Instandhaltungs-, Betriebs- und Wartungskosten für die Wärmenetze und die Erzeugungsanlagen, Annahmen getroffen.

Die im Jahresabschluss angegebenen Aufwendungen, ausgenommen die Positionen „Erdgas und Heizöl“ und „Netznutzungsentgelte“ sind in der Tabelle 4-2 aufgeführt. Es wird angenommen, dass diese beiden Positionen die Kosten für den Bezug der Energieträger zum Betrieb sämtlicher Erzeugungsanlagen darstellen (inkl. Fernwärme aus GKK und Müllverbrennungsanlage). Da diese Kosten an gesonderter Stelle erfasst werden, sind sie nicht den Netzkosten zuzuordnen.

Die Position „Pachten an die SWK“ wurde den Kapitalkosten der Netze und der Erzeugungsanlagen (FW-Heizwerke und Inselnetz-Anlagen) zugeordnet, die übrigen betrachteten Aufwendungen wurden den Instandhaltungs-, Betriebs- und Wartungskosten zugeordnet.

Da in dem Jahresabschluss keine Abgrenzungen zwischen Kosten von Netzen und Kosten von Erzeugungsanlagen aufgeführt werden, wird hier die Annahme getroffen, dass die betrachteten Kostenpositionen sich zu 2/3 auf Fern- und Nahwärmenetze und zu 1/3 auf Erzeugungsanlagen für Fern- und Nahwärme aufteilen.

Des Weiteren mussten die Kostenpositionen zwischen Nah- und Fernwärmenetzen und zwischen deren Erzeugungsanlagen aufgeteilt werden. Hier erscheint es plausibel, dass sich die Kosten der Netze zu 15% auf Nahwärmenetze und 85% auf Fernwärmenetze verteilen. Die Kosten der Erzeugungsanlagen wurden zu 30% der Nahwärmeerzeugung und zu 70% der Fernwärmeerzeugung (in den Heizwerken und dem Heizkraftwerk Humboldtstraße) zugeordnet.

Für das Jahr 2008 ergeben sich unter den oben genannten Annahmen folgende Kosten:

Kapitalkosten (Abschreibung) Fernwärmenetz	9,9 Mio. €
Instandhaltung, Betrieb und Wartung Fernwärmenetz	<u>13,1 Mio. €</u>

Die Kosten für Instandhaltung, Betrieb und Wartung werden ab dem Jahr 2009 jährlich um 2% erhöht.

Weitere Kosten der Fernwärmeverteilung sind Abrechnungs- und Vertriebskosten. Es scheint nicht plausibel einzelne Kostenpositionen des Jahresabschlusses diesen Kosten zuzuordnen. Da jedoch alle relevanten Aufwendungen des Jahresabschlusses in die Berechnungen der Fernwärmeverteilungskosten eingeflossen sind, sind auch diese Kosten entsprechend der Annahmen berücksichtigt.

Tabelle 4-2: Kostenpositionen und Annahmen des Fernwärmenetzes Kiel

Kostenposition	Wert(Mio €)	Annahme	Wert (Mio €)
Pachten (SWK)	17,5	100%	17,5
davon Fern- und Nahwärmenetze		66,7%	11,6
davon nur Fernwärme		85%	9,9
davon Erzeugungsanlagen		33,3%	5,8
davon nur Fernwärmeerzeugung		70%	4,1
Betrieb & Wartung FW-Netz	23,1		23,1
Instandhaltung, Reparatur (SWK, SWK service, SWK Netz)			
Personalkosten (SWK)			
Miete, Gebäudemanagement (SWK)			
Sonstige Dienstleistungen (SWK service)			
Energieverbrauch			
Sonstige Dienstleistungen (SWKiel Netz)			
IT (SWK, 24/7 IT services)			
Management-Dienstleistungen (SWK)			
Personalabrechnung –betreuung (SWK service)			
WhisperGen			
Roh-, Hilfs-, Betriebsstoffe (Materialaufwand)			
davon Betrieb & Wartung FW & Nahwärmenetze		66,7%	15,4
davon nur Betrieb & Wartung FW-Netz		85%	13,1
davon Betrieb und Wartung Erzeugungsanlagen		33,3%	7,7
Davon nur Betrieb und Wartung Fernwärmeerzeugung		70%	5,4

4.5 NETZAUSBAU

Bis zum Jahr 2030 wird das Fernwärmenetz der Stadt Kiel ausgebaut. Um die Kosten des Netzausbaus zu berücksichtigen, werden die Kapitalkosten des Fernwärmenetzes von rund 10 Mio. über den Betrachtungszeitraum als konstant angesehen. Ohne den Netzausbau würden die Kapitalkosten des Fernwärmenetzes schrittweise durch abgeschriebene Netzteile sinken. Es wird angenommen, dass dies durch den Netzausbau kompensiert wird.

4.6 SPITZENLASTHEIZWERKE

Die Gestehungskosten ergeben sich aus einem angenommenen Nutzungsgrad von 85% und dem Erdgaspreis des verwendeten Preisszenarios derart, dass sich die Erzeugungskosten proportional zu den Erdgaspreisen entwickeln. Zusätzlich zu den Erdgaskosten aus den Preisszenarien werden Netznutzungsentgelte in Höhe von 9 €/MWh (vgl. Gutachten VII) erhoben. Die Netznutzungsentgelte werden ab dem Jahr 2010 jährlich um 2% gesteigert.

Die Gasturbinen an der Humboldtstraße mit einer Gesamtleistung von 20MW_{th} werden in dieser Betrachtung vereinfachend als Heizkessel mit einem Nutzungsgrad von ebenfalls 85% betrachtet, in Realität liegt der thermische Nutzungsgrad aufgrund der gleichzeitigen Stromerzeugung unter diesem Wert. Es wird jedoch angenommen, dass dies durch die Erlöse aus dem Stromverkauf mindestens kompensiert werden kann.

Die Kapitalkosten der Heizwerke werden entsprechend des Jahresabschlusses der SWKiel GmbH mit rund 4 Mio. € beziffert. Da für eine Bedarfsdeckung zukünftig nur ca. 58% der Leistung an derzeitigen Spitzenheizwerken (230MW_{th} statt $398^{15}\text{MW}_{\text{th}}$) vorgehalten werden muss, werden die Kapitalkosten entsprechend angepasst. Somit betragen diese rund 2,4 Mio. €

Dieser Wert bleibt bis 2050 konstant, um die notwendigen Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen, da stillzulegende Heizwerke teilweise durch neue ersetzt werden müssen.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit muss eine maximale Last von 534MW_{th} (Jahr 2030 Fernwärmeabsatzszenario 1) auch bei Ausfall des GuD-Heizkraftwerkes bereitgestellt werden können. Hierzu sind zusätzlich 254 MW an thermischer Leistung

¹⁵ HW West, HW Ost, HW Nord, HKW Humboldtstraße

notwendig. Auch hier orientiert sich das Gutachten an den derzeitigen Kapitalkosten für die Spitzenheizwerke, sodass zusätzlich rund 64% der derzeitigen Kapitalkosten anfallen, was einem Betrag von ca. 2,6 Mio. € entspricht. In Summe betragen die Kapitalkosten im Jahr 2030 somit knapp 5 Mio. €. Die Kapitalkosten der Heizwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit der übrigen Jahre werden entsprechend der benötigten Leistung analog berechnet.

Die Betriebs- und Wartungskosten werden entsprechend dem Jahresabschluss auf rund 5,4 Mio. € beziffert. Dieser Betrag wird für die Spitzenheizwerke ebenfalls um rund 40% gekürzt sodass sich die in diesem Konzept angesetzten Kosten für Wartung und Betrieb der Spitzenheizwerke auf rund 3,2 Mio. € belaufen.

Die Kosten für Betrieb und Wartung der Reserveheizwerke werden analog zu den Kapitalkosten der Reserveheizwerke entsprechend der benötigten Reserveleistung der jeweiligen Jahre angepasst. Im Jahr 2015 betragen die Betriebs- und Wartungskosten der Reserveheizwerke etwa 3,6 Mio. €. So dass sich die Betriebs- und Wartungskosten auf etwa 6,8 Mio. € belaufen. Die Betriebs- und Wartungskosten werden ab dem Jahr 2009 jährlich um 2% erhöht.

Tabelle 4-3: Methodik Kostenbestimmung der Spitzen- und Reserveheizwerke

Kapitalkosten				
	Leistung 2008	Kosten 2008	Leistung 2030	Kosten 2030
Spitzenheizwerke	398 MW	4 Mio €	230 MW (58%)	2,4 Mio € (58%)
Reserveheizwerke ¹⁶			254 MW (64%)	2,6 Mio € (64%)
Kapitalkosten				
	Leistung 2008	Kosten 2008	Leistung 2015	Kosten 2015
Spitzenheizwerke ¹⁷	398 MW	5,4 Mio. €	230 MW (58%)	3,2 Mio € (58%)
Reserveheizwerke ¹⁸			254 MW (64%)	3,6 Mio € (64%)

¹⁶ Jährliche Anpassung an benötigte Reserveleistung des Fernwärmeabsatzszenarios 1; 2030 stellt das Maximum dar

¹⁷ Ab 2008 jährliche Steiderung um 2%

¹⁸ Basis (Kosten 2008) jährliche Steigerung um 2%; Jährliche Anpassung an benötigte Reserveleistung

4.7 ANLEGBARER WÄRMEPREIS

Durch die Zusammenführung der in den letzten Abschnitten durchgeführten Berechnungen kann ein Fernwärmepreis des Gesamtsystems ermittelt werden, der bei den gewählten Kapitalzinssätzen für den Betrieb der Erzeugungsanlagen mindestens benötigt wird. Um eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit vornehmen zu können, muss dieser Fernwärmepreis mit einer alternativen Kostengröße (sog. Opportunitätskosten, d.h. Kosten einer konkurrierenden Erzeugung) verglichen werden. Hierzu bietet sich der anlegbare Wärmepreis aus der GKK-Studie an, da dieser die Kosten der Wärmeerzeugung mit Erdgas dezentral beim Kunden beschreibt und auf Basis der in diesem Konzept verwendeten Preisszenarien ermittelt wurde.

Folgende Annahmen liegen dem anlegbaren Wärmepreis der GKK-Studie zu Grunde:

- Die Investitionskosten für eine Heizungsanlage werden überschlägig mit den Kosten des Fernwärmeanschlusses gleichgesetzt.
- Der Jahresverbrauch Erdgas beträgt 125,6 GJ.
- Die verwendeten Erdgaspreise entsprechen den Preisszenarien „Referenzpreisszenario“ und „Niedrigpreisszenario“ des hier vorliegenden Energiekonzepts.
- Es wurden Netz- und Vertriebskosten, Leitungsverluste, Margen im Endkundenmarkt und Steuern für den Einsatz als Heizgas berücksichtigt.

Die Annahme, dass die Investitionskosten einer dezentralen Heizungsanlage mit den Kosten des Fernwärmeanschlusses gleichgesetzt werden, spiegelt die Entscheidung wider, die ein möglicher Neukunde zwischen einer Investition in eine neue dezentrale Anlage und einem Anschluss an das Fernwärmenetz treffen kann. Auf der Basis eines Vergleichs der Wärmekosten ist anschließend eine Aussage darüber möglich, ob mit einem bestimmten Fernwärmepreis Neukunden gewonnen werden können.

Allerdings könnten die Kosten der dezentralen Wärmeerzeugung bei bestehenden Fernwärmekunden (im Gegensatz zu Neukunden) höher ausfallen als dies der anlegbare Wärmepreis beschreibt, da bei einer Abkehr vom Fernwärmebezug eine Investition in eine Heizungsanlage notwendig wäre, die nicht mit einem bereits bestehenden Fernwärmeanschluss verrechnet werden kann. Folglich stellt der anlegbare Wärmepreis eine konservative Abschätzung der Kosten einer konkurrierenden Erzeugung dar.

Tabelle 4-4: Anlegbarer Wärmepreis im Referenz und im Niedrigpreisszenario

	Referenzszenario				Niedrigpreisszenario			
	2015	2020	2030	2050	2015	2020	2030	2050
€/MWh	61	62	90	130	50	51	55	58

4.8 GESAMTBEWERTUNG DER KIELER FERNWÄRMEERZEUGUNG

In diesem Abschnitt werden die Wärmegegostehungskosten der einzelnen Fernwärme-erzeugungsanlagen gemäß ihrem Anteil an der gesamten Fernwärmeerzeugung zu einem für den Betrieb der Anlagen benötigten Fernwärmepreis zusammengeführt und um die Verteilungskosten und die Netzverluste ergänzt. Die einzelnen Erzeugungsanlagen haben unter Vernachlässigung der Netzverluste folgenden Anteil an der gesamten erzeugten Wärmemenge.

Tabelle 4-5: Anteile der Erzeugungsanlagen an der gesamten Wärmemenge

Jahr	Referenzszenario				Niedrigpreisszenario			
	GuD	BMHKW ¹⁹	MHKW ¹⁹	HW	GuD	BMHKW ¹⁹	MHKW ¹⁹	HW
2015 bis 2020	65,7%	11,9%	17,6%	4,8%	66,0%	9,7%	18,6%	5,7%
2021 bis 2030	65,7%	12,0%	17,7%	4,6%	66,1%	9,3%	17,8%	6,9%
2031 bis 2040	63,2%	13,6%	19,6%	3,6%	66,0%	9,6%	18,4%	6,0%
2041 bis 2050	56,8%	17,1%	22,8%	3,4%	65,2%	10,6%	20,0%	4,3%
2015 bis 2050	63,0%	13,5%	19,3%	4,1%	65,8%	9,8%	18,7%	5,8%

Der daraus resultierende Fernwärmepreis wird mit dem anlegbaren Wärmepreis verglichen, um zu bewerten, ob der benötigte Fernwärmepreis der beiden Szenarien mit den verschiedenen Kapitalzinssätzen am Neukundenmarkt zu erzielen ist.

4.8.1 BENÖTIGTER FERNWÄRMEPREIS REFERENZSZENARIO

In der folgenden Abbildung 4-3 sind die benötigten Fernwärmepreise in Relation zu dem erzielbaren Preis, dem anlegbaren Wärmepreis, dargestellt. Mit dem steigendem Wärmebedarf bis zum Jahr 2030 sinkt auch der Fernwärmepreis im Zeitraum 2021 bis 2030. Ab 2030 nimmt der Fernwärmepreis, bedingt durch sinkenden Wärmebedarf sowie

¹⁹ Es wird angenommen dass die Erzeugungsanlagen BMHKW und MHKW gemäß dem Kapitel 3.3 „Anforderungen an ein zentrales GuD-Heizkraftwerk“ als Grundlastkraftwerke prinzipiell ganzjährig zur Verfügung stehen. Ferner wird angenommen, dass in Zeiten, in denen die beiden Erzeugungsanlagen aufgrund von Wartung, Instandhaltung o.ä. nicht zur Verfügung stehen, die entsprechenden Wärmemengen kostenneutral durch das GuD und/oder von Spitzenheizwerken zur Verfügung gestellt werden können.

steigende Energiekosten, bis zum Jahr 2040 stetig zu. Ab dem Jahr 2040 fallen für das GuD-Heizkraftwerk keine Kapitalkosten an, wodurch der Fernwärmepreis entlastet wird.

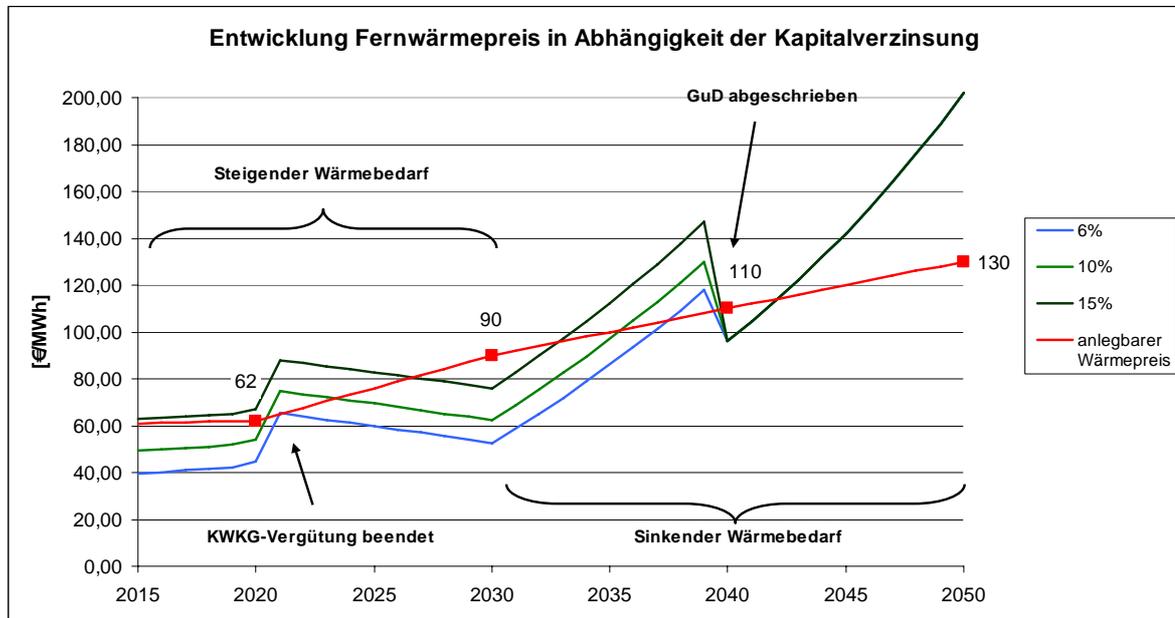


Abbildung 4-3: Fernwärmeendkundenpreis Referenzszenario

In der Abbildung ist deutlich zu erkennen, dass ab dem Jahr 2043, unabhängig vom Kapitalzinssatz, der benötigte Fernwärmepreis nachhaltig über dem anlegbaren Wärmepreis liegt. Diese Entwicklung ist vorrangig dem starken Absinken des Wärmebedarfs bis 2050 geschuldet. Das GuD-Heizkraftwerk ist zu diesem Zeitpunkt jedoch bereits abgeschrieben und könnte, aus Sicht des Investors, abgeschaltet werden. Es müsste dann ein der Situation angepasstes neues Energieversorgungskonzept entwickelt werden. Vor dem Hintergrund des langen, mit zahlreichen Unsicherheiten verbundenen Betrachtungszeitraums wird empfohlen, die Bedarfsituation und die Energiepreissituation zu gegebener Zeit zu beobachten und eine der Situation angepasste Entscheidung zu treffen.

Im Folgenden wird der benötigte Fernwärmepreis für beide Zeiträume 2015 bis 2050 sowie 2015 bis 2042 betrachtet und basierend darauf eine Wirtschaftlichkeitsbewertung des Gesamtsystems durchgeführt.

Die folgende Tabelle 4-6 stellt die Wärmegestehungskosten der einzelnen Erzeugungsanlagen dar. Der Posten „Netz“ wird auf die Wärmegestehungskosten aufgeschlagen. Die Erzeugungsanlagen fließen gemäß ihrem Anteil an der gesamten Wärmeerzeugung in den benötigten Fernwärmepreis ein. Neben den Wärmegestehungskosten sowie Netzkosten auf der einen Seite und dem benötigten Fernwärmepreis auf der anderen Seite sind noch die Netzverluste zu berücksichtigen. Der benötigte Fernwärmepreis ist somit auf den benötigten Fernwärmebedarf bezogen.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird der resultierende Fernwärmepreis mit dem anlegbaren Wärmepreis (AW) verglichen.

Tabelle 4-6: Fernwärmegestehungskosten Gesamtkonzept in €/MWh im Referenzszenario

Jahr	GuD			BM-HKW	MHKW	HW	Netz	Netz-Verluste	Benötigter FW-Preis			AW
	6%	10%	15%						6%	10%	15%	
2015 bis 2020	1,8	14,5	32,3	34,0	16,3	229,5	17,4	12,2%	41,5	51,0	64,3	61,5
2021 bis 2030	15,4	28,3	46,3	49,1	19,1	278,8	19,4	12,3%	59,0	68,6	82,0	77,4
2031 bis 2040	33,1	46,7	65,6	65,9	23,2	439,2	25,3	14,0%	87,8	97,7	111,6	101,0
2041 bis 2050	80,0	80,0	80,0	80,5	28,3	625,2	36,7	17,6%	149,7	149,7	149,7	121,0
2015 bis 2050	36,0	45,5	58,7	-	-	-	-		89,3	96,3	106,1	93,4
2015 bis 2042	-	-	-	-	-	-	-		69,1	78,1	90,7	85,0

In der Tabelle 4-6 ist zu erkennen, dass die durchschnittlichen benötigten Fernwärmepreise nur im Falle eines Kapitalzinssatzes von 6% unter dem anlegbaren Wärmepreis liegen. Damit ist das Energiekonzept bei einem Kapitalzinssatz von 6% sowohl im Zeitraum 2015 bis 2050 als auch im verkürzten Zeitraum 2015 bis 2042 als wirtschaftlich zu betrachten. Bei einem Kapitalzinssatz von 10% ist das Konzept in dem verkürzten Zeitraum 2015 bis 2042 als wirtschaftlich zu bewerten. Bei einem Kapitalzinssatz von 15% liegt der benötigte Fernwärmepreis immer über dem anlegbaren Preis.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass die Umsetzung des neuen Energiekonzeptes wirtschaftlich ist, wenn ein Kapitalzins von etwa 10% angesetzt wird und ein verkürzter Betrachtungszeitraum gewählt wird. Über den gesamten Betrachtungszeitraum ist eine Kapitalverzinsung zwischen 6% und 10% möglich.

4.8.2 BENÖTIGTER FERNWÄRMEPREIS NIEDRIGPREISSZENARIO

Im Niedrigpreisszenario liegt der benötigte Fernwärmepreis zwar stetig unter dem Fernwärmepreis des Referenzszenarios, jedoch fast über den gesamten Zeitraum auch über dem anlegbaren Wärmepreis.

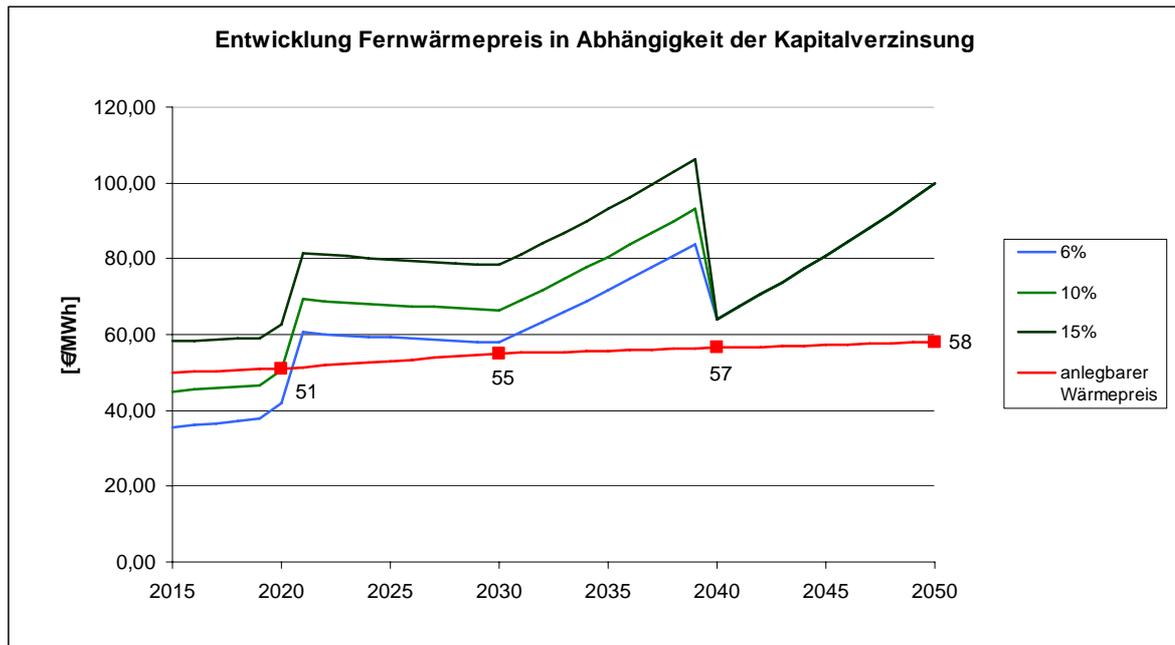


Abbildung 4-4: Fernwärmeendkundenpreis Niedrigpreisszenario

In der folgenden Tabelle 4-7 ist zu erkennen, dass der benötigte Fernwärmeendkundenpreis bei jedem der betrachteten Kapitalzinssätze im Mittel über den Zeitraum 2015 bis 2050 über dem anlegbaren Wärmepreis liegt. Auch in den einzelnen Zeiträumen kann der anlegbare Wärmepreis, außer bei einer Kapitalverzinsung in Höhe von 6% und 10% im Zeitraum 2015 bis 2020, nicht eingehalten bzw. unterschritten werden. Somit ist eine Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems unter den Randbedingungen des Niedrigpreisszenarios nicht gegeben.

Tabelle 4-7: Fernwärmegestehungskosten Gesamtkonzept in €/MWh im Niedrigpreisszenario

Jahr	GuD			BM-HKW	MHKW	HW	Netz	Netz-Verluste	Benötigter FW-Preis			AW
	6%	10%	15%						6%	10%	15%	
2015 bis 2020	1,0	13,1	30,1	25,0	16,3	183,3	16,7	11,7%	37,5	46,7	59,3	50,5
2021 bis 2030	25,7	37,3	53,5	28,5	19,1	173,1	17,6	11,2%	59,1	67,7	79,8	53,2
2031 bis 2040	32,3	43,1	58,1	33,6	23,2	222,3	20,9	11,6%	71,1	79,2	90,4	55,8
2041 bis 2050	32,9	32,9	32,9	40,9	28,3	346,6	26,4	12,7%	83,0	83,0	83,0	57,3
2015 bis 2050	25,4	33,7	45,2	-	-	-	-		65,5	71,6	80,2	54,6

Die Unwirtschaftlichkeit in diesem Szenario kann mit der sehr niedrigen, fast konstanten Preiserwartung begründet werden. Der damit verbundene anlegbare Wärmepreis ist so gering, dass eine Fernwärmeversorgung mit diesem Erzeugungskonzept, im Vergleich zu einer dezentralen Heizungsanlage, nicht wirtschaftlich zu gewährleisten ist.

5 BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

Bei der Abschätzung der Beschäftigungseffekte des Baus und des Betriebs der Erzeugungsanlagen werden vereinfachend nur die direkten Effekte betrachtet. Zusätzlich werden die direkten und indirekten Beschäftigungseffekte einer erhöhten Gebäudesanierung abgeschätzt.

5.1 ENERGIEERZEUGUNGSANLAGEN

Als direkter Beschäftigungseffekt in der Region ist der Bau des GuD-Heizkraftwerks mit ca. 190 Arbeitsplätzen über einen Zeitraum von zwei Jahren zu nennen²⁰. Bedeutsamer sind jedoch die Arbeitsplätze, die langfristig durch den Betrieb des Kraftwerks entstehen. Derzeit sind rund 140 Mitarbeiter (inkl. 20 Auszubildende) in Vollzeit beim GKK beschäftigt. Bei einem GuD-Heizkraftwerk werden in der Betriebsphase dauerhaft nur etwa 30 Vollzeit-Mitarbeiter (inkl. fünf Auszubildende) beschäftigt werden. Etwa zehn weitere Arbeitsplätze werden im Biomasse-HKW anfallen, sodass bei Umsetzung des empfohlenen Energieversorgungskonzeptes in Summe rd. 40 neue Arbeitsplätze in Heizkraftwerken entstehen.

Die notwendige Erneuerung des GKK ist unabhängig vom gewählten Kraftwerkstyp mit einem negativen Beschäftigungseffekt, verglichen mit dem Status Quo und beschränkt auf die Kraftwerksseite, verbunden, da moderne Kraftwerke durch einen höheren Grad der Automatisierung grundsätzlich eine geringere Zahl an Mitarbeitern benötigen.

5.2 SONSTIGE BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

Durch das Bundesumweltministerium werden jährlich Berichte zur Bruttobeschäftigung im Bereich der Erneuerbaren Energien, so auch für Bioenergien, erstellt²¹. Das „Herunterbrechen“ auf einzelne Projekte, die alle unterschiedlich gelagert sind, ist methodisch nicht unumstritten, sodass die hier angegebenen Zahlen nur Anhaltswerte darstellen können.

²⁰ Prognos AG (2008). Gutachten: Regionalökonomische Bewertung einer GuDKraftwerksinvestition der Electrabel Deutschland AG.

²¹ Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010). Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. FKZ 0325042. Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2009. Marlene O'Sullivan (DLR), Dietmar Edler (DIW), Marion Ottmüller (ZSW), Ulrike Lehr (GWS).

Es wird projektbezogen angenommen, dass neben den etwa 10 Arbeitsplätzen in der Anlage weitere 2 Arbeitsplätze für externe Wartung und Instandhaltung, 4 Arbeitsplätze im Bereich regionale Logistik / Transport und ca. 10 Arbeitsplätze für die regionale Holz-Bereitstellung (Aufnehmen, Hacken, Lagern usw.) geschaffen werden, mithin eine Gesamtanzahl von ca. 26 Arbeitsplätzen. Zusätzlich verbleiben die jährlichen Brennstoffkosten in der Region.

Die erhöhte Gebäudesanierungsquote im Referenzszenario liefert zusätzlich eine erhebliche regionale Wertschöpfung. Die KfW Bankengruppe lässt in Kooperation mit dem Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung die Ergebnisse und Wirkungen ihrer Förderung des energieeffizienten Bauens und Sanierens inklusive der Arbeitsplatzeffekte regelmäßig durch Forschungsinstitute evaluieren. Im Sommer 2009 sind dazu zwei Studien veröffentlicht worden^{22 23}. Mit den Ergebnissen der Studien lassen sich die direkten und indirekten Arbeitsplatzeffekt durch zusätzliche Investitionen in energetische Sanierungsmaßnahmen abschätzen. Eine Erhöhung der Sanierungsquote in der Landeshauptstadt Kiel um 1 %-Punkt pro Jahr entspricht etwa 200 bis 250 (davon direkter Arbeitsplatzeffekt: 110 bis 140) Arbeitsplätzen.

5.3 FAZIT

Insgesamt sind die Beschäftigungseffekte in zukunftsträchtigen Branchen wie der Effizienzerschließung und dem Ausbau Erneuerbarer Energien als positive Impulsgeber für die regionale Wirtschaft zu bewerten. Der mit dem Bau des GuD-Heizkraftwerks einhergehende Arbeitsplatzabbau in der zentralen Energieversorgung (direkt am Kraftwerk) lässt sich insbesondere mit dem Bau und Betrieb des Biomasseheizkraftwerkes, der Nutzung regionaler Biomasse sowie einer substantiellen Beschleunigung der Gebäudesanierung deutlich überkompensieren. Im Vergleich zum Status Quo ist der mit dem neuen Energiekonzept einhergehende Beschäftigungseffekt damit insgesamt als positiv zu bewerten.

²² Bremer Energieinstitut, IWU Institut Wohnen und Umwelt Darmstadt, Institut für Statistik der Universität Bremen (2009): Gutachten „Effekte des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms 2008“ im Rahmen der jährlichen KfW-Programmevaluierung.,.

²³ Forschungszentrum Jülich (2009): Studie „Gesamtwirtschaftliche CO₂-Vermeidungskosten der energetischen Gebäudesanierung und Kosten der Förderung für den Bundeshaushalt im Rahmen des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms“,

6 LITERATURVERZEICHNIS

Ökoinstitut, Enerko (2008). Vergleich von Heizkraftwerksvarianten für die Stadtwerke Kiel -Technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung. Im Auftrag der Stadtwerke Kiel.

Umweltbundesamt (2008). Politikszenerarien für den Klimaschutz IV, Szenarien bis 2030. Autoren: Öko-Institut, DIW, FZJ, FhG-ISI.

Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln, Prognos AG (2006). Auswirkungen höherer Energiepreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit..

International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook (2007)

Energy Information Agency (EIA): Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030 (2007)

Wirths A., Fröhlich, K.-P. (2008). Versorgung aus dem Wärmenetzrücklauf – Stand der Technik und Perspektive für die Netzverdichtung. 1.Gießener Fernwärmekolloquium des Förderkreises Energie- und Wärmetechnik e.V. Vortragsmanuskript.

SWKiel Erzeugung GmbH 2009: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.10.2007 bis zum 30.09.2008; Elektronischer Bundesanzeiger

Prognos AG (2008). Gutachten: Regionalökonomische Bewertung einer GuDKraftwerksinvestition der Electrabel Deutschland AG.

Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010). Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. FKZ 0325042. Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2009. Marlene O'Sullivan (DLR), Dietmar Edler (DIW), Marion Ottmüller (ZSW), Ulrike Lehr (GWS)

Bremer Energieinstitut, IWU Institut Wohnen und Umwelt Darmstadt, Institut für Statistik der Universität Bremen (2009): Gutachten „Effekte des CO2-Gebäudesanierungsprogramms 2008“ im Rahmen der jährlichen KfW-Programmevaluierung.,.

Forschungszentrum Jülich (2009): Studie „Gesamtwirtschaftliche CO2-Vermeidungskosten der energetischen Gebäudesanierung und Kosten der Förderung für den Bundeshaushalt im Rahmen des CO2-Gebäudesanierungsprogramms“,

Bericht VI

Regenerative Energien

für die Landeshauptstadt Kiel

**erstellt im Rahmen des
Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel**

2010

Büro Biomasse Verwertung
Wissenschaftszentrum
Fraunhoferstraße 13
D-24118 Kiel
Tel. 0431-5302393
www.biomasseverwertung.de

Inhaltsverzeichnis	Seite
1 ZUSAMMENFASSUNG	3
2 AUFGABENSTELLUNG	4
3 BIOMASSENUTZUNG	4
3.1 Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz.....	4
3.2 Holzhackschnitzel-Werk	8
3.2.1 Wirtschaftlichkeit des Holzheizkraftwerkes	11
3.3 Weitere Biomassepotenziale	14
3.3.1 Kurzumtriebs-Holzplantagen	14
3.3.2 Getreidestroh.....	15
3.3.3 Klärschlamm.....	17
4 SONSTIGE NUTZUNG REGENERATIVER ENERGIEN	18
4.1 Solarenergie	18
4.1.1 Thermische Solarenergie.....	18
4.1.2 Photovoltaik.....	19
4.2 Nutzung der Windenergie	20
4.3 Wasserkraft	21
4.4 Erdwärme.....	22
4.4.1 Nutzung der Tiefengeothermie	22
4.4.2 Nutzung von oberflächennaher Geothermie	22
4.5 Biomasseheizung (Holzpellets)	23

1 ZUSAMMENFASSUNG

Für eine zukünftige Kieler Energieerzeugung aus regionalen erneuerbaren Ressourcen wird der Biomasse das größte Potenzial gegenüber den weiteren regenerativen Energieträgern Sonnenstrahlung, Wasserkraft, Windkraft, Erdwärme usw. zugesprochen, deren regionale Nutzungspotenziale mit Ausnahme der Windenergie nach Einschätzung der Gutachter BiomasseVerwertung und UTEC (Beitrag für den Teil Sonstige Nutzung regenerativer Energien) bis 2020 keine relevante Rolle in einer CO₂-Einsparstrategie spielen (siehe Tabelle 1).

Biomasse ist ein vielfältiger, fast immer regionaler Energieträger, dessen Bandbreite von biogenen Reststoffen bis hin zu hochwertigen Zuchtpflanzen für spezielle Einsatzzwecke reicht. Auf deutschen Ackerflächen wurden nach Angaben der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) zur Ernte 2010 auf rund 2,15 Millionen Hektar nachwachsende Rohstoffe angebaut. Damit dienen nach Angaben der FNR rund 18 Prozent der heimischen Ackerfläche der Erzeugung von pflanzlichen Rohstoffen zur Energieerzeugung und zur industriellen Verwendung. 2010 wurden auf rund 650.000 Hektar Energiepflanzen für Biogasanlagen angebaut (530.000 ha in 2009).

Laut FNR könnten im Jahr 2020 in Deutschland bis zu 4 Millionen Hektar für den Anbau nachwachsender Rohstoffe nutzbar sein und damit einen nachhaltigen Beitrag zum Klimaschutz, zur Versorgungssicherheit und zu neuen Perspektiven in ländlichen Räumen leisten. Der Anteil des Energiepflanzenanbaus an der regionalen Ackerfläche kann je nach Vorzüglichkeit des Anbaus auch größer als 18 Prozent sein, ohne die Rohstoffbasis für eine konkurrenzfähige Nahrungs- und Futtermittelproduktion zu gefährden. Eine nachhaltige Verwertung von Biomasse beginnt jedoch stets bei nicht flächengebundenem Reststoffen wie Bioabfällen verschiedenster Art, Gülle aus der Tierhaltung, Stalleinstreu, Reststroh sowie Klärschlamm.

Regionale Biomasse aus einem Umkreis von zirka 55 Kilometern reicht für den Betrieb eines Grundlast-Holzheizkraftwerkes mit einer Leistung von 20 MW thermisch und kann den Gasverbrauch der Landeshauptstadt an einem normalen Sommertag aus Rest- und Anbaubiomasse decken. Das ins Gasnetz der Stadt übernommene Biomethan soll dabei möglichst effizient in KWK-Anlagen außerhalb des Fernwärmegebietes eingesetzt werden. Als mögliche Standorte für ein Heizkraftwerk sind die an das Kieler Fernwärmenetz angebotenen GKK (Gemeinschaftskraftwerk Kiel, Ostufer), MVK (Müllverbrennung Kiel) sowie das Reservekraftwerk Wik untersucht worden.

Damit wird deutlich, dass für eine energetische Verwertung regionaler Biomasse besonders der Netzbetreiberin und Erzeugerin Stadtwerke Kiel AG sowie der Müllverbrennung Kiel GmbH eine wichtige Rolle zufallen.

Zur Förderung dezentraler regenerativen Energien für die Landeshauptstadt Kiel werden folgende Handlungsempfehlungen gegeben:

- Die Landeshauptstadt sollte sich politisch dafür einsetzen, dass es weiterhin eine Marktanreizförderung für Solaranlagen und Pelletheizungen gibt.
- Die beiden Gebiete „westliches Suchsdorf“ und „südliches Meimerdorf“ sollten als Eigenungsgebiete für die Windkraftnutzung ausgewiesen werden.
- Das vorhandene Konzept zur Wasserkraftnutzung an der Holsatia Mühle sollte unter den Aspekten Wirtschaftlichkeit und Belangen des Natur- und Denkmalschutzes aktuell untersucht werden.

Tabelle 1: Energiepotenziale aus erneuerbaren regionalen Ressourcen

Ressource	Strom [MWh]	Wärme [MWh]
Holzpellet-Heisanlagen		34.310
Oberflächennahe Geothermie		11.827
Wasserkraft	540	
Windkraft	25.000	
Photovoltaik	1.564	
Solarthermie		6.410
Biomasse-Heizkraftwerk	75.750	150.000
Biogas/Biomethan-BHKW	41.777	59.604
Summe	144.631	262.151
Anteil regenerativer Energien (2020)	17 %	10 %

2 AUFGABENSTELLUNG

Auftrag und Ziel dieser Zusammenstellung ist es, ein realistisches regionales Potenzial zur Energieerzeugung aus regionalen erneuerbaren Ressourcen Restbiomasse sowie nachhaltig genutzter Energiepflanzen für eine klimaverträgliche Kieler Energieerzeugung aufzuzeigen. Der Beitrag der regenerativen Energieerzeugung soll bezahlbar, sicher und mit möglichst geringen Emissionen belastet sein. Der regionale Zugewinn gegenüber dem Einsatz fossiler Brennstoffe hinsichtlich Wertschöpfung und Arbeitplatzeffekten wird in einem anderen Konzeptteil behandelt.

3 BIOMASSENUTZUNG

3.1 Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz

Auf deutschen Ackerflächen wurden nach Angaben der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) zur Ernte 2010 auf rund 2,15 Millionen Hektar nachwachsende Rohstoffe angebaut. Damit dienen nach Angaben der FNR rund 18 Prozent der heimischen Ackerfläche der Erzeugung von pflanzlichen Rohstoffen zur Energieerzeugung und zur industriellen Verwendung.

2010 wurden auf rund 650.000 Hektar Energiepflanzen für Biogasanlagen angebaut (530.000 ha in 2009). Der Anteil des Energiepflanzenanbaus an der regionalen Ackerfläche kann je nach Vorzüglichkeit des Anbaus auch größer als 18 Prozent sein, ohne die Rohstoffbasis für eine konkurrenzfähige Nahrungs- und Futtermittelproduktion zu gefährden.

Seit Einführung der gesetzlichen Garantien für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz, kommen derzeit als Standorte für wirtschaftlich zu betreibende Anlagen vorzugsweise ertragsstarke Ackerbauregionen in Betracht, wie sie im Raum Kiel vorherrschen. Hier kann eine wirtschaftliche Anlagengröße bei einer ausreichenden Flächenausstattung realisiert werden. Erlöse aus der

Biogaserzeugung, dem Energiepflanzenanbau oder Beteiligungen an Biomethaneinspeiseanlagen können unabhängig von den Preisschwankungen der Getreide- und Ölsaatenmärkte generiert werden.

Die Stadtwerke Kiel haben bereits mehrere Anfragen von potenziellen Einspeisern aus der Umgebung der Landeshauptstadt erhalten und stehen bereits unmittelbar vor der Realisierung der ersten Anlage. Technisch ist die Einspeisung von Biomethan gemäß § 41 GasNZV in das Netz der SW Kiel Netz GmbH, der Netzbetreibergesellschaft der Stadtwerke Kiel AG, nicht unproblematisch: Seit Jahrzehnten wird das vorherrschende Erdgas im Kieler Gasnetz, wie auch in ganzen Norden Schleswig-Holsteins, aus Skandinavien geliefert. Dieses Erdgas verfügt über einen vergleichsweise sehr hohen Brennwert von ca. 12,3 kWh/Nm³. Das aus Russland gelieferte und in Deutschland ansonsten vorherrschende Erdgas hat lediglich einen Brennwert von ca. 11,3 kWh/Nm³. Biomethan erreicht, je nach eingesetzter Verfahrenstechnik und Methananteil, Brennwerte von 10,8 bis 11,5 kWh/Nm³. Dies ist ausreichend, um die nach G 492 geforderten Kriterien einzuhalten. Darüber hinaus lässt sich der Brennwert des Biomethans durch Beifügung von flüssigem Propan und Butan in Grenzen anheben. Der Dänische Wohld kann trotzdem als ein günstiges Gebiet zur Einspeisung von Biomethan angesehen werden, weil dort eine Versorgungsstrasse der Stadtwerke Kiel nach Eckernförde führt und für das Gasnetz in diesem Bereich bereits eine Druckanpassung auf ein einheitliches Niveau erfolgt, was Standortfragen für Einspeiseanlagen wesentlich vereinfacht.

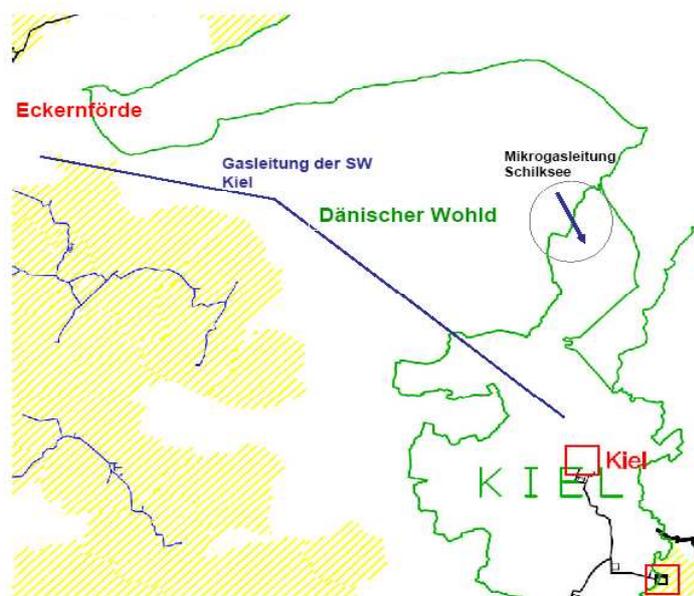


Abbildung 1: Trasse Gasversorgung Stadtwerke Kiel im Dänischen Wohld, Biogas-Mikrogasleitung nach Schilksee zu dezentralem BHKW. E.ON-Versorgungsnetz gelb schraffiert.

Nachfolgend ist das Gasnetz der Stadt Kiel abgebildet. Der strahlenförmige Aufbau hat die größten Verbrauchsbereiche im Innenstadtgebiet, wogegen die Rand- und Umlandgemeinden deutlich niedrigere Verbräuche haben. Dies spiegelt sich in den derzeitigen Druckstufen wider.

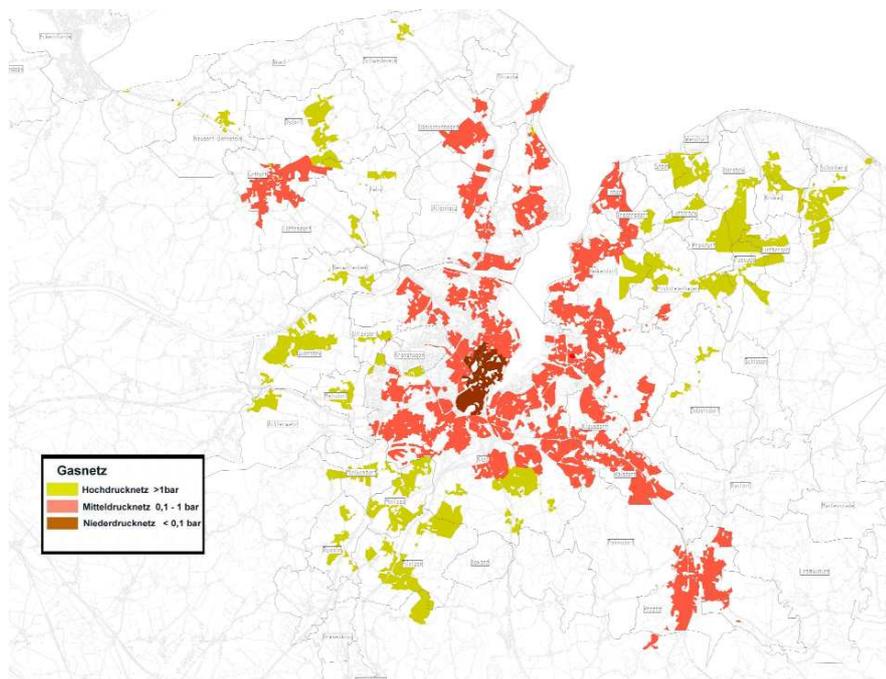


Abbildung 2: Das Gasnetz der Stadt Kiel mit unterschiedlichen Druckstufen

Neben der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz ist es bei kleineren Entfernungen zwischen Biogasanlage und Abnehmer sinnvoll, das Rohbiogas über eine Gasleitung direkt zu einem BHKW bzw. zu den Nutzern zu leiten (Mikrogasnetz), um den EEG-Strom vor Ort in einer Wärmesenke zu produzieren. Das Biogas wird dazu lediglich entfeuchtet und anschließend unter leichtem Druck dorthin abgeleitet. Für Kiel-Schilksee (Langenfelde und Olympiazentrum, siehe Abbildung 1 und Bericht VII Dezentrale KWK) wird die Möglichkeit gesehen, dort zwei BHKW's mit einer elektrischen Leistung von zusammen 1.160 kW mit Biogas zu betreiben. Es besteht möglicherweise Interesse eines Landwirts in der Nähe, der den Bau einer Biogasanlage anstrebt.

Grundlage aller Überlegungen zur Biomassennutzung ist die Substratgrundlage. In einem Einzugsbereich von zirka 55 Kilometern um die Landeshauptstadt Kiel werden etwa 100 Tsd. Hektar Ackerland bewirtschaftet. Es wird hier von einem maximalen Energiepflanzenanbau auf 30% der regionalen Ackerfläche Fläche ausgegangen, wobei hier nur 40% dieses maximalen Potenzials zugrunde gelegt werden. Der Energiepflanzenmix von Ackerflächen wird hier mit 70% Mais, 20% Ganzpflanzensilage und 10% Rüben angenommen. Die Diversifizierung der Energiepflanzenproduktion über einen einseitigen Maisanbau hinaus hat allgemein begonnen und kann durch Anreize weiter gesteigert werden. Biogasanlagen können im Gegensatz zur Viehfütterung sehr unterschiedliche Pflanzen bis hin zu Material aus der Landschaftspflege verarbeiten, ebenso wie organische Reststoffe. Dieses gibt die folgende Tabelle wider, in der das Potenzial Biomethan aufgeführt ist. Berücksichtigt wurden Lagerverluste in Höhe von 10-15% sowie ein Energie-Eigenbedarf von 20% bei der Gasaufbereitung.

Bisher ungenutzte bzw. auf dem Markt verfügbare organische Reststoffe fallen als Speisereste, Reste von Märkten, weiche Grüngutreste, Reste aus der Nahrungsmittelindustrie sowie aus der Biotonne an. Sie stellen den im Vergleich wertvollsten Inputstoff dar, weil sie in der Regel energiereich und gut vergärbare sind, keine Fläche und keinen Anbau benötigen und häufig noch einen Annahmeerlös erzielen. Bundesweit ergänzen Kommunen ihre Kompostierungsanlagen um Gär-

module, die in der Lage sind, kommunale Abfälle energetisch zu nutzen und die Emissionen der häufig veralteten Kompostwerke zu reduzieren.

Unter Berücksichtigung eines kleinen Teils der Kieler Biotonnen, Resten von Supermärkten, Restaurants, Märkten, der Futtermittelwirtschaft usw. wird von einer Jahresmenge von 9.000 Tonnen ausgegangen, obschon dieser Markt hart umkämpft ist.

Tabelle 2: Übersicht Substratgrundlage zur Erzeugung von Biomethan im Umkreis Kiels

Substrat	Fläche * [ha]	Menge Bio-masse [t/a]	Methangehalt im Biogas [%]	Biomethan fürs Netz [Nm ³ /h] **
Organische Reststoffe (Speise- und Nahrungsmittelreste, Biotonne)	0	9.000	60	56
Gras aus der Landschaftspflege	4.500	40.500	50	241
Maissilage	8.400	378.000	52	3.370
Ganzpflanzensilage (Getreide)	2.400	84.000	53	744
Rüben	2.100	168.000	52	504
Summe	17.400	679.500		4.915

* von 30.000 Hektar 40% für dieses Projekt angerechnet, ** 8.400 Jahresstunden

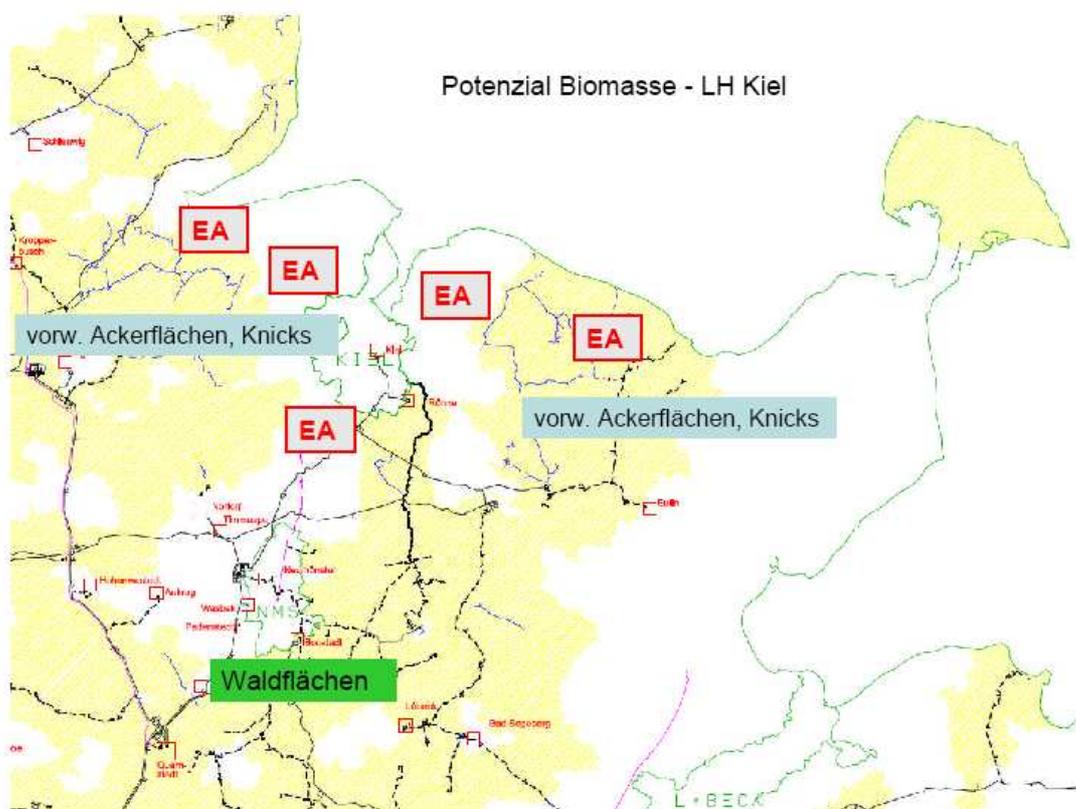


Abbildung 3: Betrachtete Region um Kiel (ca. 55 km) mit Biomasse-Schwerpunkten und denkbaren Standorten für Einspeiseanlagen (EA).

3.2 Holzhackschnitzel-Werk

Biomasse-Input für die Belieferung des vorgeschlagenen Biomasseheizkraftwerks mit einer Wärmeleistung von 20 Megawatt steht aus der Region, d.h. in einem Umkreis von zirka 55 Kilometern, ausreichend zur Verfügung. Waldrestholz sowie Holz aus der Landschaftspflege erfüllt die Kriterien einer nachhaltigen Stromerzeugung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die Menge könnte in der Zeit des Aufbaus der entsprechenden regionalen Logistik durch per Schiff angelieferte Hackschnitzel aus dem Baltikum zu vergleichbaren Kosten ergänzt werden. Aus dem in der Region dominierenden Getreidebau steht Stroh zur Verfügung, das für eine Zufeuerung genutzt werden kann. Es wird damit gerechnet, dass zukünftig auch Holz aus Kurzumtriebsplantagen (Energiewäldern) zur Bedarfsdeckung beitragen wird.

Das Hauptziel der Waldbewirtschaftung ist die Produktion von möglichst hochwertigem Stammholz für die stoffliche Nutzung. Dabei fällt eine Vielzahl von minderwertigen Sortimenten und Rückständen an, die unter anderem als Brennstoff genutzt werden können. Dieses Holz kann entweder nach einer Durchforstung oder nach einem Holzeinschlag („Endnutzung“) anfallen. Für die Zukunft werden Möglichkeiten geschaffen, die thermisch verwertbare Holzmenge erhöhen zu können, so durch Kurzumtriebsplantagen (siehe unter 3.3.1).

Die Holzmenge für die Belieferung eines Holzhackschnitzelwerks mit einer Wärmeleistung von 20 MW auf Basis nachwachsender Rohstoffe ist in der Region vorhanden, wobei die Waldholzflächen in der Hauptsache südlich Kiels liegen. Holz aus der Landschaftspflege wird entlang von Straßen, Bahntrassen und Gewässern geworben. Der Zuwachs auf den Knicks in der Region beträgt zirka 2,5 Tonnen Trockenmasse pro Kilometer und Jahr. Es wird davon ausgegangen, dass Holz von mind. 40% der in der Region vorhandenen Knicks (10.000 km) angeliefert werden kann, womit 15% des Inputs abgedeckt sind. Fehlmengen in den Anfangsjahren können ohne weiteres per Schiffsanlieferung aus dem Ostseeraum ausgeglichen werden. Heute wird Holz aus der Region mangels Nachfrage in der Region sogar ins Ausland vermarktet, etwa nach Dänemark oder sogar ins walddreiche Schweden.

Für ein Kieler Projekt entscheidend ist die vertragliche Sicherung des Inputs zu wirtschaftlichen Bedingungen (siehe Preisspiegel unten). Es wird davon ausgegangen, dass auch ein günstigerer Substratpreis als die hier angenommenen 30 Euro pro Megawattstunde erzielt werden kann.

Andererseits muss die Logistik für Ernte, Hacken und Zwischenlagern dieser Mengen zunächst aufgebaut werden, da aus der Region bisher nur etwa 20-30% der für Kiel erforderlichen Menge vermarktet werden. Hier eröffnen sich Möglichkeiten für Maschinenringe, Lohnunternehmen und interessierte Landwirte selbst. Da in Kiel aus Platzgründen keine ausreichenden Lagermöglichkeiten eingerichtet werden können, müssen diese im Umland geschaffen und betrieben werden. Der Aufbau dieser Infrastruktur einschließlich neuer Hackerketten bringt zusätzliche Wertschöpfung in die ländlichen Gebiete. Hier könnte eine mögliche öffentliche Fördermöglichkeit gesucht werden.

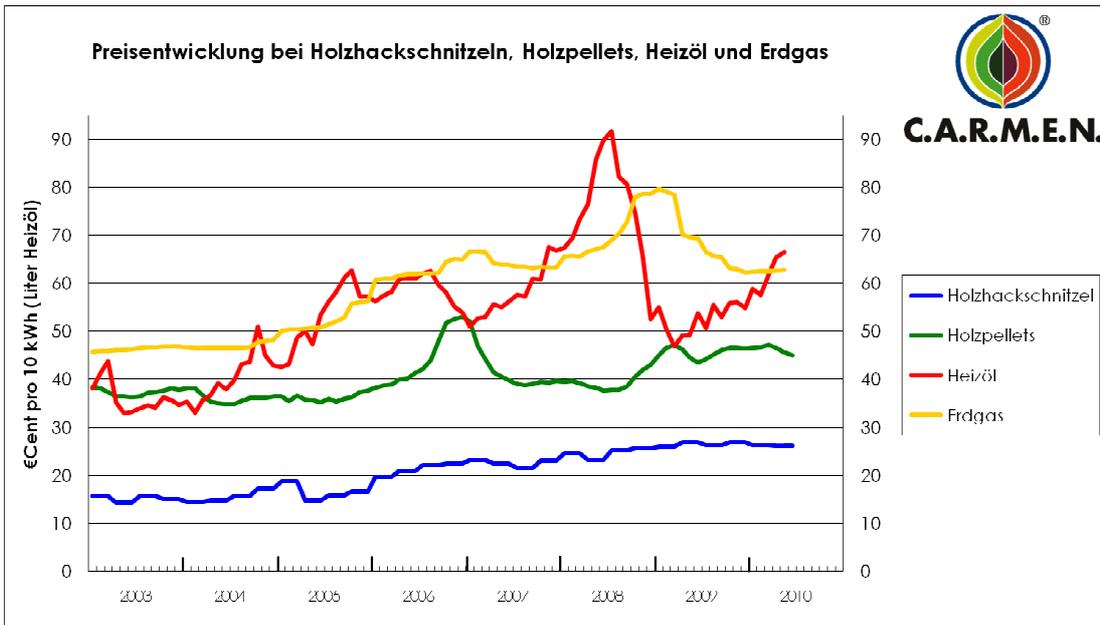


Abbildung 4: Preisentwicklung für Holzhackschnitzel, Pellets u. Fossile (2003-2010, C.A.R.M.E.N.)

Allgemeine Grundlage einer vertraglichen Aufnahme und preislichen Bewertung von Holzhackschnitzeln sind Qualitätsnormen wie die ÖNorm M 7133, die nach Wassergehalt (W 20 bis W 50) und Stückigkeit (G 30, G 50, G 100 für Massenanteile Korngößen 50 bzw. 100 mm) des Holzes unterscheidet. Generell wird in größeren Hackschnitzelwerken nach Heizwert bezahlt.

Als Vertragspartner zur Inputlieferung stehen regionale Maschinenringe, Lohnunternehmen, Land- und Forstwirte bereit bzw. auch Makler, die das gesamte Sortiment aus einer Hand anbieten können.

Tabelle 3: Preisspiegel Holzhackschnitzel (2010)

	Preis pro Megawattstunde Energieinhalt (Heizwert)
Angabe Marktpreis C.A.R.M.E.N.*	28 €
Hackschnitzel aus der Region	22-30 €
Hackschnitzel Baltikum frei Kiel	28 €

* Centrales Agrar-Marketing und Entwicklungsnetzwerk e.V.

Tabelle 4: Datenübersicht 20 MWth.-Biomasseheizkraftwerk und Standortvergleich

Biomasse für 20 MW thermische Leistung		
Art		Holzackschnitzel (HHS)
Gesamtpotenzial Umkreis 55 km	110.000	t/a
nutzbarer Anteil	60%	
nutzbare Menge	66.000	t/a
spez. Energieinhalt	4,0	MWh/t
nutzbare Energiemenge	264.000	MWh/a
Einsatz in einem HKW		
Betriebsstunden	7.500	h/a
Wirkungsgrad el.	29 %	
Wirkungsgrad th.	57 %	
Gesamtwirkungsgrad	86 %	
theor. el. Leistung	10,1	MW
therm. Leistung	20,0	MW
Feuerungstechnische Leistung	35,0	MW
el. Arbeit	76.000	MWh/a
therm. Arbeit	150.000	MWh/a
Brennstoffbedarf	263.000	MWh/a
Transport / Anlieferung		Lkw (Schiff)
Zahl der Lkw an 250 Arbeitstagen	12	pro Tag

Standortvergleich			
Kriterium	MVK	GKK	Wik
Anbindung per Lkw aus der Region	sehr gut	ausreichend	befriedigend
Anbindung Schiff	ausreichend (ü. Zw.-Lager)	sehr gut	gut
Kapazität für Lagerung	gering	gering	gering
Synergie Betrieb / Personal	gut	gut	keine
Anbindung an Fernwärmenetz	Netzhydraulik muss geprüft werden	gut	gut
Genehmigungsfähigkeit	grundsätzlich gegeben	grundsätzlich gegeben	grundsätzlich gegeben

Wie aus der oben stehenden Tabelle hervorgeht, verfügen die in Frage stehenden Kieler Standorte für ein 20 MWth. Biomasseheizkraftwerk über eine Anbindung an das Fernwärmenetz der Landeshauptstadt. Im Fall MVK sind noch Fragen der Netzhydraulik zu klären, gegebenenfalls muss die Netzkapazität hier ausgebaut werden. Die Genehmigungsfähigkeit ist laut Aussage der Genehmigungsbehörde in allen drei Fällen grundsätzlich gegeben. Im Fall MVK sind die einschlägigen Immissionsschutzmaßnahmen auf Grund der Nähe zur Wohnbebauung einzuhalten. Beim Standort GKK könnten die Lkw-Transporte durch den Stadtteil Dietrichsdorf zu Akzeptanzproblemen führen.

An den Standorten GKK und Wik ist es möglich, Holzhackschnitzel direkt vom Schiff aufzunehmen, so für die ersten Betriebsjahre bzw. für einen möglichen Ausbau der Leistung. Flächen für ein größeres Hackschnitzellager stehen an allen drei Standorten nicht zur Verfügung, so dass direkt am Heizkraftwerk nur ein Wochenlager eingeplant werden kann. An den bestehenden Kraftwerksstandorten GKK und MVK können Synergien hinsichtlich des Betriebs und Personals genutzt werden, während der Standort Wik derzeit nur ein Reservekraftwerk darstellt.

Da die logistische Anbindung an die Region bei der Belieferung am Standort MVK vorteilhaft ist, wird dieser Standort für das Kieler 20 MWth.-Biomasseheizkraftwerk vorgeschlagen.

3.2.1 Wirtschaftlichkeit des Holzheizkraftwerkes

Das Holzheizkraftwerk wird als EEG-Anlage betrieben werden. Die Anlage wird so dimensioniert, dass ein nahezu ganzjähriger Betrieb mit vollständiger Wärmenutzung möglich ist. Um diesen abzuschätzen, wurde die geordnete Jahresdauerlinie der Fernwärmeeinspeisungen verwendet. Diese ist im Bericht V unter Verwendung der Fernwärmeabsatzprognosen für das Jahr 2020 entwickelt worden. Hier wird die Variante „Referenzszenario“ verwendet. Die Jahresdauerlinie ist für das Jahr 2020 in der Abbildung 5 angegeben.

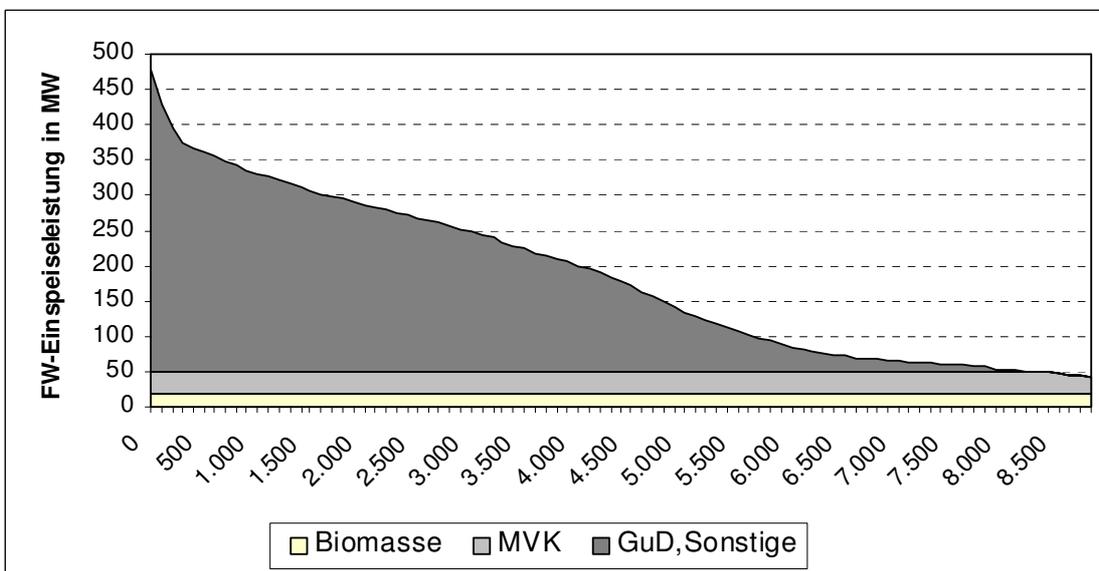


Abbildung 5: geordnete Jahresdauerlinie Fernwärmeeinspeisung 2020

Es ist zu ersehen, dass bei einer Einspeiseleistung von insgesamt 50 MW für die MVK und ein Biomasseheizkraftwerk ein nahezu ganzjähriger Betrieb möglich ist. Die MVK speist eine Wärmeleistung von 30 MW ein. Für das Biomasseheizkraftwerk kann somit eine Wärmeleistung von 20 MW angesetzt werden.

Es werden folgende technische Anlagenparameter für das Holzheizkraftwerk zugrunde gelegt:

- Wärmeleistung 20 MW
- Elektrische Leistung 10,1 MW
- Stromkennzahl 0,51
- Brennstoffleistung 35 MW

Nach der Jahresdauerlinie kann die Anlage eine theoretische Laufzeit von 8.760 h/a erreichen. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird von einer Vollastlaufzeit von 7.500 h/a ausgegangen. Damit erzeugt die Anlage folgende Energiemengen:

- Stromproduktion 75.882 MWh/a
- Wärmeproduktion 150.000 MWh/a
- Brennstoffbedarf 262.500 MWh/a

Die Wirtschaftlichkeit wird entsprechend den Ansätzen dieses Energiekonzeptes in 2 Szenarien gerechnet, die sich bei den Preisen für den Brennstoffbezug unterscheiden.

Der Holzpreis wird heute zu 30 €/MWh angesetzt. Für die Preisentwicklung wird angenommen, dass sich der Holzpreis mit 50 % der Steigerungsrate für Erdgas verändert.

Als Inbetriebnahmejahr wird von 2014 ausgegangen. Für dieses Jahr gilt als Einspeisevergütung nach dem EEG 2009 incl. KWK- und Nawaro-Bonus ein Strompreis von durchschnittlich 12,17 Ct/kWh. Diese Berechnung beruht auf den Vergütungssätzen im EEG in der derzeit gültigen Fassung unter Berücksichtigung der Degression von 1 % jährlich. Es wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass das EEG zum 1. Januar 2012 novelliert werden soll. Bei der Novellierung kann sich eine Änderung der Vergütungssätze ergeben. Die angesetzte Strompreisvergütung steht daher unter dem Vorbehalt einer Änderung der Vergütungssätze durch den Gesetzgeber.

Tabelle 5: Energiepreisansätze für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

	2010	2014	2020	2030
Niedrigpreisszenario				
Erdgas	30	30,36	30,90	34,60
Holz	30	30,18	30,45	32,22
Referenzszenario				
Erdgas	30	35,68	44,20	68,90
Holz	30	32,75	36,48	45,66
Stromvergütung EEG	12,17	12,17	12,17	12,17

Die Wirtschaftlichkeit wird in Form der Wärmegestehungskosten angegeben. Dabei werden alle Kosten saldiert. Die Kostenunterdeckung muss aus dem Wärmeverkauf erfolgen. Bei der Kostenrechnung wurde von den Parametern nach Tabelle 6 ausgegangen.

Tabelle 6: Parameter der Kostenrechnung

		Basis 2010	2014
allg. Teuerungsrate	%/a	2	2
Zinssatz	%/a	6	6
Nutzungsdauer	a	20	20
spez. Investition	€/kW	2.900	3.139
Investition	T€	29.341	31.760
Stromeigenbedarf	%	5	5
Strompreis für Eigenbedarf	Ct/kWh	12	12,18
Personalbedarf	Pers.	10	10
Personalkosten	€/a/Pers.	55.000	59.534
Kosten Betriebsmittel etc.	% d. Invest.	0,50	0,50
Kosten Wartung/Instandhaltung	% d. Invest.	2	2
Kosten Verwaltung/Versicherung	% d. Invest.	0,75	0,75

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung führt zu den in Abbildung 6 angegebenen Wärmegestehungskosten

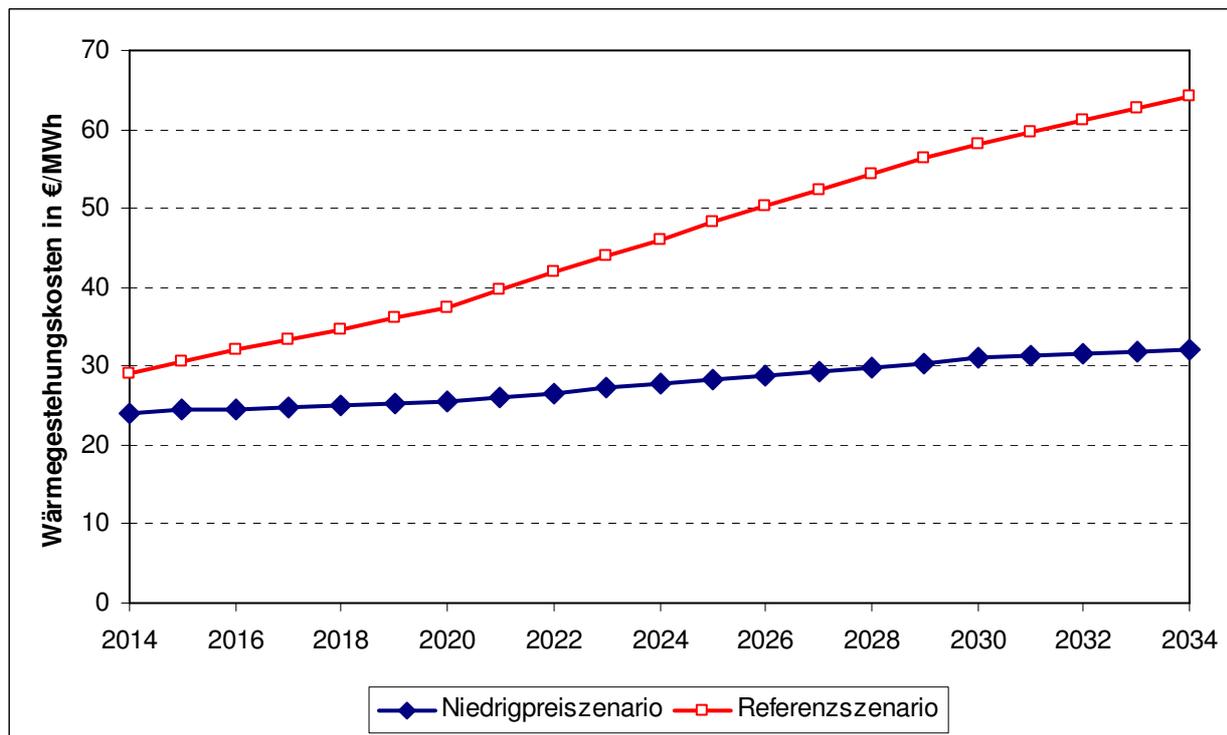


Abbildung 6: Wärmegestehungskosten des Holzheizkraftwerkes

3.3 Weitere Biomassepotenziale

3.3.1 Kurzumtriebs-Holzplantagen

Nach Angaben des BMU zeichnet sich durch die in den letzten Jahren dynamische Entwicklung der Holznutzung bis 2020 eine Versorgungslücke von 20 bis 40 Millionen Kubikmetern ab. Zur Deckung dieser Lücke sollen folgende Elemente beitragen:

- Erschließung und Steigerung der Potenziale des Waldes (Waldstrategie 2020)
- Nutzung von Biomasse aus Landschaftspflege
- Import und
- Kurzumtriebsplantagen (Kups)

Kurzumtriebsplantagen oder Energiewälder sind in Mitteleuropa seit 2.000 Jahren als Niederwald zur Brennholzerzeugung bekannt. Im Gebiet des heutigen Schleswig-Holsteins wurden besonders die Hölzer von den Knicks zur Erzeugung von Brennholz genutzt. In kurzen Umtriebszeiten von drei bis zehn Jahren liefern die so genannten Weichhölzer Pappel, Weide, Birke usw. Biomasse zur Energieerzeugung, während im deutschen Wirtschaftswald vor allem Buchen, Fichten oder Kiefern gepflanzt und deren Holz von der Bau-, Möbel- und Zellstoffindustrie nachgefragt wird.

Der Anbauumfang von Kurzumtriebsplantagen in Deutschland wird auf zirka 3.000 Hektar geschätzt, in der Mehrheit handelt es sich noch um Versuchsflächen. Da das vorhandene Potenzial an Resthölzern (Waldrestholz, Sägerestholz, Landschaftspflegeholz, Altholz u.a.) bis jetzt nur zu einem geringen Teil genutzt wird, besteht noch kein Bedarf an gezielt angebauten Holzplantagen. Bis 2020 sollen jedoch auf 500 Tsd. Hektar Agrarfläche Energiewald entstehen. Dazu werden von Bund und Ländern verschiedene Initiativen unterstützt, so um die Anbau- und Erntetechnik zu verbessern und die Sortenbasis geeigneter Arten wie zum Beispiel von Weiden (*Salix*), Birken (*Betula*), Pappeln (*Populus*) oder Scheinakazien (*Robinia*) züchterisch zu verbessern.

Die Bäume können nach ihrer Pflanzung über einen Zeitraum von 25 bis 30 Jahren genutzt werden. Aus Naturschutzsicht stellen Kurzumtriebsplantagen eine nachhaltige Biomasse-Erzeugung dar. Obschon Monokulturen, wird in Kurzumtriebsplantagen eine vielfältigere Begleitvegetation als auf Ackerflächen gefunden. Das CO₂-Reduktionspotenzial je Tonne Biomasse beträgt zirka 1,6.

Auf Versuchsflächen wurden je nach Art und Sorte Erträge pro Hektar und Jahr von 10-15 Tonnen (Trockenmasse) erreicht, was einem Energieertrag von zirka 40-50 Megawattstunden entspricht. Das frisch geerntete Holz kann ohne vorherige Trocknung nur in größeren Feuerungsanlagen eingesetzt werden. Sollten 30% des Holzinputs für das Kieler 20 MWth.-Biomasseheizkraftwerk von Kurzumtriebsplantagen stammen, so müssten die entsprechenden Hölzer auf zirka 2.200 Hektar landwirtschaftlicher Nutzfläche gepflanzt werden. Dies erscheint für die Zukunft realistisch, da erwartet wird, dass der Verkaufspreis mit dem von Waldhackschnitzeln vergleichbar sein wird.

In Nachbarländern wie Schweden wird mit Kurzumtriebsplantagen bereits wettbewerbsfähig Biomasse produziert. Die weitere Entwicklung auf dem deutschen Markt sollte vom Betreiber eines Kieler Biomasseheizkraftwerkes beobachtet und regional begleitet werden, um zukünftig auch Holz aus Energiewäldern rund um Kiel einsetzen zu können.

3.3.2 Getreidestroh

Mit zunehmender Flächenknappheit muss künftig verstärkt die Nutzung von Reststoffen erschlossen werden, wozu auch das Stroh aus dem Getreidebau zählt. Mit weiter entwickelten technischen Möglichkeiten im Bereich der stofflichen und energetischen Strohnutzung, so zu Dämmstoffen sowie Biotreibstoffen der sogenannten zweiten Generation, stellt sich die Frage nach einer zukünftig sinnvollen Strohnutzung. Stroh besteht zu ca. 90 % aus Lignocellulose. Es ist Holz sehr ähnlich und wird deshalb beispielsweise in Dänemark in vielen Heizwerken als Energielieferant genutzt. Der Vorteil gegenüber Holz besteht jedoch darin, dass es trocken und lagerstabil anfällt (Wassergehalt <20%), mikrobiologische Abbauprozesse finden kaum statt. Die bei der Holzernte auftretenden Atmungsverluste gibt es bei zeitnaher Strohernte kaum. Die Ernte von reifem Halmgut ist technisch ausgereift, die notwendige Logistik für Abtransport, Unterdachlagerung und Anlieferung bei einem Heizwerk wird in der Region beherrscht. Regional stehen verschiedene Aufkäufer (Händler) bereit, einem Kraftwerksbetreiber Stroh aus einer Hand anbieten zu können.

Auf den Böden des sogenannten Östlichen Hügellandes in der Umgebung Kiels dominiert neben dem Anbau von Raps der Getreidebau, so von Weizen, Triticale, Gerste und Roggen. Die aufwachsenden Getreidehalme werden nach Abreife und Mähdrusch zu Strohbällen gepresst und vom Feld geräumt oder fein gehäckselt und zur Humus- und Nährstoffnachfuhr in den Ackerboden eingearbeitet. Die für eine Abfuhr „freie“ Menge hängt vom jeweiligen Boden und seiner Humusbilanz ab. Untersuchungen der letzten Jahre gehen davon aus, dass 10-50% der aufwachsenden Strohmenge nicht für den Erhalt der Bodenfruchtbarkeit benötigt werden und somit für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen (Leible, BMU, Kaltschmitt u.a., zitiert bei ifeu 2008). Bei einer Getreidefläche von zirka 60.000 Hektar im Umkreis von 55 Kilometern um die Landeshauptstadt Kiel (Statistisches Landesamt) und einer anteiligen externen Strohabgabe von 15% kann Stroh in einer Menge von 63.000 Tonnen pro Jahr bereit gestellt werden (Strohertrag 7 Tonnen je Hektar, nach KTBL). Dies entspricht einer Bruttoenergiemenge von 258.000 Megawattstunden (4,1 Megawattstunden pro Tonne Getreidestroh).

Nach Angaben des KTBL sind bei einem Strohertrag von 7-9 Tonnen pro Hektar für die Bergung und Bereitstellung 41 €/t aufzuwenden (Ertrag 7-9 t/ha), was spezifischen Bruttoenergiekosten von 10 €/MWh entspricht. Weiter zu bewerten ist, dass die Strohbälle dann allerdings aus einem überdachten Strohlager (zusätzliche Kosten von 10 €/t nach Frisch et. al.) nach einem vorher zu erarbeitenden Logistikkonzept zum Kraftwerk abgefahren werden, das keine Jahresmenge lagern kann. Es entstehen zusätzliche Kosten für das Beladen, Entladen sowie den Transport. Das Be- und Entladen ist mit ca. 0,25 €/m³ zu kalkulieren. Ein LKW mit 100 m³ Ladevolumen muss täglich 500 € Umsatz erwirtschaften. Es wird eine Durchschnittsgeschwindigkeit von 50 km/h vorausgesetzt. Be- und Entladen nehmen insgesamt eine Stunde in Anspruch. Die Gesamteinsatzzeit des LKW soll 10 Stunden betragen. Es entstehen dann in Abhängigkeit von der täglich zurückgelegten Transportentfernung die in der unten stehenden Abbildung dargestellten spezifischen Bereitstellungskosten von zirka 9,00 € pro MWh, so dass mit Kosten frei Heizwerk von 88 € pro Tonne bzw. 21,50 € pro MWh gerechnet wird, was geringfügig günstiger als der Preis für Holzhackschnitzel ist.

Separiertes Reststroh aus Pferdeställen, das von Faeces weitgehend befreit ist und im Kieler Raum in einer Menge von 3-5 Tsd. Tonnen gewonnen werden könnte, wäre mit Kosten von nur etwa 40 € pro Tonne anzusetzen.

Eine Pelletierung des Strohs auf dem Feld bzw. am Feldrand bzw. in der Kombination mit Holz kann grundsätzliche Vorteile bieten, weil der Aufwand für Transport, Lagerung verringert und die Zuführung in den Brennraum verbessert ist. Die Pelletierung von Stroh verteuert dieses um rund 80 bis 100 €/t (C.A.R.M.E.N.). Ein Anbieter aus der Region gibt 110-150 € pro Tonne frei Kraftwerk

Kiel an, was bei einem Heizwert von 4,7 kWh/kg entstehen Brennstoffkosten von zirka 30 Euro pro Megawattstunde entspricht.

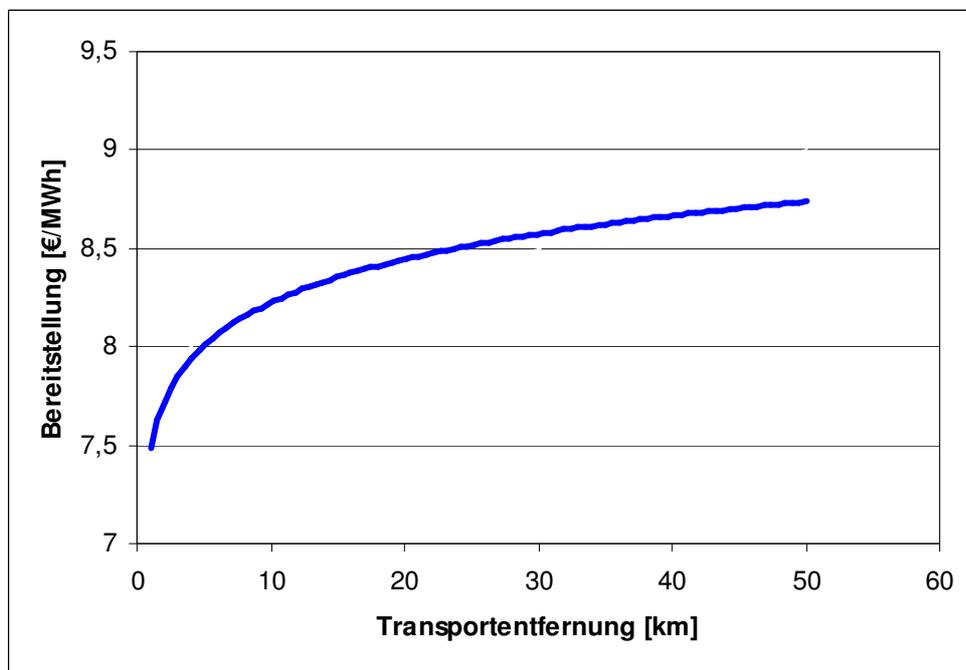


Abbildung 7: Einfluss der Transportentfernung auf die Bereitstellungskosten

Getreidestroh zeigt bei der Verbrennung ein ungünstiges Emissionsverhalten. Hafer-, Raps- und Gerstenstroh eignen sich aufgrund ihrer hohen Chlorgehalte nur bedingt für eine energetische Nutzung (Vetter 2001). Auf Grund der spezifisch niedrigen Ascheerweichungstemperatur von Getreidestroh müssen im Kraftwerk spezielle technische Vorkehrungen getroffen werden, so hinsichtlich des Brennraums. Eine Zufeuerung von Holzhackschnitzeln in Strohheizwerken ist in Skandinavien technisch realisiert, ebenso die Nutzung einer gemeinsamen Dampfturbine mit einem fossil befeuerten Kessel.

Technisch ist zu klären, ob bzw. gegebenenfalls in welcher Menge Stroh als Brennstoffergänzung in einem neuen Kieler Hackschnitzelwerk eingesetzt werden kann.

Durch die Anwendung neuer Techniken wie die Pyrolysegaserzeugung, die sich in der Entwicklung befinden, könnte eine Nutzung von Strohpellets mittel- und langfristig in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen möglich werden.

3.3.3 Klärschlamm

Im Klärwerk Bülk werden die Abwässer der Landeshauptstadt Kiel sowie von zirka 20 Umlandgemeinden gereinigt. Bei der Reinigung fällt Klärschlamm an, der zunächst ausgefault wird, um das entstehende Klärgas in mehreren Blockheizkraftwerken energetisch nutzen zu können und den Schlamm für die Entwässerung und anschließende Verwertung zu stabilisieren.

Die Stadt Kiel ist für die sichere, preiswerte, und umweltgerechte Entsorgung des bei der Klärung ihrer Abwässer anfallenden Klärschlammes verantwortlich. Dieser wird bisher auf landwirtschaftliche Flächen aufgebracht. Jährlich werden zirka 35.000 Tonnen Klärschlamm auf etwa 3.000 Hektar Ackerfläche verwertet. Der Wert für die Landwirtschaft ergibt sich aus dem bei der Abwasserreinigung zurück gehaltenen Phosphat, einem wichtigen und auf der Erde endlich abbaubaren Pflanzennährstoff, sowie dem für die landwirtschaftliche Nutzung zugegebenen Kalk, der regelmäßig für Düngung und Bodenverbesserung benötigt wird. Andererseits sind im Klärschlamm persistente Schadstoffe enthalten, die in eine nachhaltige Landwirtschaft nicht mehr eingebracht werden sollten.

Klärschlamm ist ein regenerativer Energieträger, der auf der Kläranlage zur Klärgasproduktion dient und auf dem weiteren Verwertungsweg nach Entwässerung und Trocknung zur Substitution von fossilen Energieträgern bzw. als Ersatzbrennstoff verwendet werden kann, so zur Zementherstellung. Der Heizwert von getrocknetem Klärschlamm bewegt sich in einem Bereich zwischen 2,8 und 3,8 kWh pro kg, ab einem Wert von 1,1 kWh/kg gilt Klärschlamm als selbstgänglich brennbar. Ein thermisches Verfahren sollte prinzipiell so gestaltet sein, dass die Asche nicht deponiert werden muss, sondern stofflich verwertbar wird. Optionen eröffnen sich beispielsweise durch den Einsatz der Asche in mineralischen Systemen wie Zement, Asphalt, Ziegeln etc. oder durch das Schmelzen der Asche und die Weiterverarbeitung zu Produkten.

Immer wieder wird über Verbote gesprochen, die landwirtschaftliche Verwertung aber als die günstigste Entsorgung identifiziert. Zu diesem Ergebnis kam auch die Machbarkeitsstudie der PFI Planungsgemeinschaft aus dem Jahr 2004, die Alternativen für das Kieler Klärwerk mit Fokus auf die gesamte K.E.R.N.-Region untersuchte. Dort werden die Kosten der derzeitigen landwirtschaftlichen Verwertung mit 300 Euro pro Tonne Trockenmasse angegeben, was bei einer von PFI angegebenen Menge von 7.200 Tonnen Trockenmasse jährliche Kosten von zirka 2,2 Mio. Euro pro Jahr verursachen würde.

Nach wissenschaftlichen Untersuchungen ist die Energiekostenbilanz (€/t Trockenmasse) der landwirtschaftlichen Verwertungskette von entwässertem Klärschlamm negativ (BUWAL, 1999). Die beste Energiekostenbilanz hat danach ein bis auf 90% Trockenmasse vorgetrockneter Klärschlamm, der in KWK genutzt wird. Die beste CO₂-Bilanz weist danach die energetische und stoffliche Nutzung im Zementwerk aus, während die Monoverbrennung wie die jetzige landwirtschaftliche Verwertung eine negative CO₂-Bilanz aufweisen. Für Bülk bedeutet eine thermische Nutzung zunächst, dass auf die Zusätze für die landwirtschaftliche Entsorgung, Kalk und Eisen-III, verzichtet werden kann. Nach Angaben der Stadtentwässerung verbleiben noch 22.000-25.000 Tonnen entwässertem Klärschlamm pro Jahr, und nach entsprechender Vortrocknung noch 9.000-10.000 Tonnen pro Jahr. Für die Vortrocknung kann die bei der eigenen Klärgasverstromung (zirka 10.000 MWh Jahresstrommenge) entstehende Wärme genutzt werden. Nach Abzug des Bedarfs für die Beheizung der Faultürme (38°C) sowie die Beheizung der Betriebsgebäude könnten in Bülk überschlägig 5.000-7.000 Tsd. Tonnen entwässertem Schlamm pro Jahr, d. h. rund ein Drittel sofort selbst vorgetrocknet und zur Verbrennung abgegeben werden, bei Optimierung des Energiekonzeptes möglicherweise sogar bis zu 10.000 Tonnen pro Jahr. Die verbleibende Menge entwässertem Schlamm könnte dort getrocknet werden, wo Wärmeüberschuss besteht, bei-

spielsweise auf nach dem EEG vergüteten Biomasse-KWK-Anlagen in der Kieler Umgebung oder bei der MVK bzw. dem GKK. Der Bruttoenergieinhalt von 10.000 Tonnen trockenem Klärschlamm beträgt zirka 30.000 Megawattstunden.

Die Wirtschaftlichkeit einer Monoverbrennung in Bülk, einer Mitverbrennung bei der MVK und einer Abgabe an das Zementwerk der Holcim AG in Itzehoe wurde 2004 durch die PFI Planungsgemeinschaft bereits bewertet. Die Abgabe an das Zementwerk der Holcim AG oder ein für die Klärschlammverbrennung genehmigtes Müllheizkraftwerk, wäre in Bülk für eine mit dem vorhandenen Wärmeüberschuss getrocknete Teilmenge kurzfristig umsetzbar und würde die Energie- und CO₂-Bilanz umgehend verbessern. Zusätzlich würden in Kürze nicht unerhebliche Kosten für die landwirtschaftliche Verwertung des Klärschlammes eingespart und gleichzeitig die Entsorgungssicherheit erhöht. Dieser von der Landesregierung aus Nachhaltigkeitsgründen befürwortete Entsorgungsweg kann darüber hinaus ohne weitere Kosten für die Schaffung von Verbrennungskapazitäten besprochen werden, weil von der Holcim AG Ersatzbrennstoffe benötigt werden.

4 SONSTIGE NUTZUNG REGENERATIVER ENERGIEN

4.1 Solarenergie

4.1.1 Thermische Solarenergie

Thermische Solarenergie wird in Norddeutschland überwiegend zur Warmwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung genutzt.

Solaranlagen zur Warmwassererwärmung werden in der Regel so ausgelegt, dass sie ca. 60 % des jährlichen Warmwasserbedarfes erzeugen.

Die Nutzung der Solarwärme für die Heizungsunterstützung hängt wesentlich vom Heizsystem ab. Es sind nur Niedrig- und Tieftemperatursysteme geeignet. Diese sind im Gebäudebestand noch nicht weit verbreitet. Mit zunehmender Gebäudesanierung wird der Anteil steigen, da die Systeme aufgrund des geringeren Wärmeleistungsbedarfes mit geringerer Systemtemperatur betrieben werden können.

Es gibt in Kiel thermische Solaranlagen, deren Anzahl allerdings nicht bekannt ist. Der Deckungsanteil am Wärmebedarf wird noch so gering sein, dass er in der Energie- und CO₂-Bilanz 2006 nicht berücksichtigt ist.

Zur Potenzialabschätzung „thermische Solarenergie“ werden folgende Annahmen getroffen:

1. 60 % der Warmwassererzeugung von geeigneten Systemen (nur zentrale Warmwassersysteme) wird über thermische Solarenergie gedeckt,
2. 50 % der Standorte mit Solaranlage sind mit Heizungsunterstützung ausgelegt. Der Ertrag der Heizungsunterstützung beträgt 50 % des Ertrages für Warmwasserbereitung.
3. 50 % der Gebäude sind aufgrund der Dachorientierung geeignet.
4. Es wird nur der Wohnbereich berücksichtigt.

In der Tabelle 7 ist das theoretische Potenzial „thermische Solarenergie“ angegeben. Dieses Potenzial entspricht einer Solarkollektorfläche von ca. 100.000 m².

Tabelle 7: Potenzial "thermische Solarenergie" bei 100 % Deckungsrate

Brauchwassertemperatur* 60 °C Brauchwasserbedarf 25l/d/Pers.		2006	2010	2015	2020
Einwohnerzahl		232.389	231.461	230.306	229.157
Nutzwärme WWB		123.310	122.817	122.205	121.595
Solaranteil	%	0	14	32	50
Solare Nutzwärme WWB	MWh/a	0	4.561	10.211	15.805
Solare Nutzwärme Heizen	MWh/a	0	2.281	5.106	7.902
Summe Nutzwärme	MWh/a	0	6.842	15.317	23.707
Systemnutzungsgrad	%	89,4	90,4	91,5	92,5
Summe Solare Endenergie	MWh/a	0	7.570	16.741	25.630

Das realistische Solarpotenzial wird deutlich kleiner sein, da

- nicht jeder Hauseigentümer in eine Solaranlage investieren wird,
- diverse Schwierigkeiten an den einzelnen Standorten auftreten können (Verschattungen, Dachfenster, statische Probleme bei Flachdächern).

Eine Deckungsrate von mehr als 25 % ist nach unserer Einschätzung nicht zu erwarten, d.h. das realistische thermische Solarpotenzial kann zu 6.410 MWh/a (Endenergie) angenommen werden. Um diese bis beispielsweise zum Jahr 2020 zu erreichen, muss jedes Jahr eine Kollektorfläche von ca. 1.800 m² installiert werden. Diese entspricht ca. 200 Anlagen jährlich (durchschnittliche Anlagengröße 9 m² Kollektorfläche).

Das CO₂-Einsparpotenzial der thermischen Solarenergienutzung liegt bei ca. 1.000 t/a (mittlerer CO₂-Faktor Wärme in 2020), d.h. die gesamte CO₂-Emission in der Landeshauptstadt Kiel 2006 kann um 0,07 % reduziert werden. Die mögliche CO₂-Einsparung ist gering. Aus diesem Grunde beinhaltet das Klimaverträgliche Energieerzeugung- und Versorgungskonzept für Kiel keinen expliziten Baustein „Thermische Solarenergie“.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die thermischen Solaranlagen auch ohne gesonderte Maßnahmen der Landeshauptstadt Kiel realisiert werden. Wichtig dabei ist für den Wohnungsbestand zur Zeit eine Anreizförderung, wie es sie z.B. über das Marktanreizprogramm des Bundes bis zum Mai 2010 gegeben hat. Die Landeshauptstadt Kiel sollte sich politisch dafür einsetzen, dass eine Anreizförderung wieder eingesetzt wird.

4.1.2 Photovoltaik

Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sind eine Vielzahl von Photovoltaikanlagen in verschiedenen Größen errichtet worden.

Im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Kiel betrug die Solareinspeisung 2006 insgesamt 813 MWh, hiervon 571 MWh im Bereich der Landeshauptstadt Kiel. Bis zum Oktober 2008 hat sich die Ein-

speisemenge auf 1.510 MWh/a (Versorgungsgebiet) bzw. ca. 1.060 MWh/a für Kiel nahezu verdoppelt.

Die weitere Entwicklung der Photovoltaik wird entscheidend von den zu erwartenden Veränderungen des EEG ab 2012 abhängen. Es kann aufgrund der politischen Ziele der Bundesregierung aber davon ausgegangen werden, dass es weiterhin eine erhöhte Stromeinspeisevergütung für Solarstrom geben wird, so dass der Betrieb von Photovoltaikanlagen an geeigneten Standorten weiterhin wirtschaftlich interessant bleiben dürfte.

Die Leitstudie 2008 des BMU „Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas“ geht bis 2020 von einer Erhöhung der solaren Stromproduktion von 3,5 TWh in 2007 auf 15,5 TWh in 2020 aus. Dies bedeutet ein Anstieg von durchschnittlich 12 % pro Jahr.

Die Ausbaurrate in Kiel wird kleiner als der Bundesdurchschnitt sein, da Großanlagen weniger zum Tragen und süddeutsche Anlagen mit hohem Solarertrag überproportional vorhanden sein werden. Geht man deshalb in Kiel von einer jährlichen Steigerung ab 2009 von 6 %/a (50 % der Prognose der Leitstudie) aus, so ist für 2020 eine solare Strommenge von 2.135 MWh/a zu erwarten. Der Zubau ab 2008 liegt damit bei 1.074 MWh bzw. ca. 1.264 kWp pro Jahr.

Die solare Strommenge in 2020 entspricht ungefähr 0,2 % des Kieler Strombedarfes, der Zubau ab 2006 ca. 0,15 %.

Die sich durch den Zubau an PV-Anlagen ergebende CO₂-Einsparung liegt bei 632 t/a.

4.2 Nutzung der Windenergie

In der Energie- und CO₂-Bilanz 2006 ist die über bestehende Windkraftanlagen eingespeiste Windstrommenge im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Kiel anteilig berücksichtigt. Die eingespeiste Strommenge betrug 2006 insgesamt 18.496 MWh/a. Die Aufteilung im Verhältnis „Kieler Strombedarf zu Strombedarf Versorgungsgebiet SWK“ führte für 2006 zu einer Windstrommenge von 14.258 MWh/a.

Im Dezember 2009 hat die Landeshauptstadt Kiel Eignungsgebiete für die Windenergienutzung angemeldet. Hierin wurden 2 Flächen identifiziert:

Gebiet 1: südliches Meimersdorf, Fläche 14 ha,

Gebiet 2: westliches Suchsdorf, Fläche 2 ha.

Für die Eignungsflächen wird diskutiert, die Gesamthöhe der Anlagen aus Gründen des Landschaftsschutzes auf 100 m festzulegen. Diese für heutige Windkraftanlagen relativ geringe Höhe schließt Anlagen mit einem Rotordurchmesser von mehr als 50 m aus, so dass die Höhenbegrenzung eine Begrenzung der maximalen Anlagenleistung auf ca. 1.000 kW beinhaltet. Solche Anlagen sind heute nicht mehr Stand der Technik. Die mögliche Windausbeute würde durch eine Höhenbegrenzung deutlich reduziert werden. Es wird empfohlen, die Höhenbegrenzung nicht auf 100 m Nabenhöhe festzulegen.

Unter Beachtung von üblichen Anlagenabständen lässt sich auf den genannten Flächen eine Windleistung von ca. 10 MW installieren.

Für die Standorte kann mit einer Vollbenutzungsstundenzahl von 2.500 h/a gerechnet werden. Hiermit ergibt sich eine zusätzliche Windstrommenge von mindestens 25.000 MWh/a. Dieses entspricht ungefähr 2,5 % des Kieler Strombedarfes.

Die sich durch den Zubau an Windkraftanlagen ergebende CO₂-Einsparung liegt bei 8.060 t/a.

Der Landeshauptstadt Kiel wird empfohlen, die beiden bezeichneten Gebiete als Eignungsgebiete für die Windkraftnutzung auszuweisen und auf eine Höhenbeschränkung auf 100 m Nabenhöhe zu verzichten.

4.3 Wasserkraft

In der Schwentine gibt es bereits 2 Wasserkraftanlagen, die von den Stadtwerken Kiel betrieben werden. Diese erzeugen eine Jahresstrommenge von 4.149 MWh/a (2006). Die Aufteilung im Verhältnis „Kieler Strombedarf zu Strombedarf Versorgungsgebiet SWK“ führte für 2006 zu einer Wasserkraftstrommenge von 3.198 MWh/a für Kiel.

In der Schwentine gibt es noch eine größere, derzeit ungenutzte Staustufe an der Holsatia Mühle. Für diesen Standort gibt es einen Konzeptentwurf vom Verein zur Förderung der Stadtentwicklung im Schwentinetal e.V. zur Reaktivierung der Wasserkraftanlage an diesem Standort vom März 2004.

Das Konzept geht von einer elektrischen Leistung von 132 kW und einer Jahresstromproduktion von 700 MWh aus. Der Strom würde in das Netz der Stadtwerke Kiel eingespeist werden. Die Aufteilung im Verhältnis Kieler Strombedarf zu Strombedarf Versorgungsgebiet SWK führt zu einer zusätzlichen Wasserkraftstrommenge von 540 MWh/a.

Die sich durch den Zubau an Wasserkraftkraftanlagen ergebende CO₂-Einsparung liegt bei 218 t/a.

Es wird empfohlen, das vorhandene Konzept unter den Aspekten Wirtschaftlichkeit und Belange des Natur- und Denkmalschutzes aktuell zu untersuchen.

4.4 Erdwärme

Dieser Bereich zur Nutzung regenerativer Energien lässt sich einteilen in

- Nutzung der Tiefengeothermie
- Nutzung von oberflächennaher Geothermie

4.4.1 Nutzung der Tiefengeothermie

In Kiel werden bereits seit mehreren Jahren die Möglichkeiten der Nutzung der Tiefengeothermie diskutiert.

Gemäß der Broschüre „Geothermie in Schleswig-Holstein“ des Landesamtes für Natur und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein (LANU) vom Juli 2004 und der Kurzstudie „Geothermie in Kiel“ aus dem Jahr 1996 kann davon ausgegangen werden, dass die Wassertemperatur in der Tiefe mit ca. 3°C pro 100 Metern zunimmt. In Tiefen zwischen 2.000 und 3.000 Metern erwartet man deshalb Wassertemperaturen von 60 bis 100°C. Zur Abschätzung einer Realisierbarkeit müssen aber genauere Kenntnisse der Gesteinsformationen vorliegen. Diese gibt es derzeit nicht und können nur über aufwendige Forschungen und Bohrungen bis in große Tiefen ermittelt werden. Über das Ergebnis kann derzeit nur spekuliert werden.

Nach Einschätzung der Gutachter ist ein solches Projekt sehr unsicher und wird deshalb nicht in das umsetzungsorientierte „Klimaverträgliche Energieerzeugungs- und Versorgungskonzept für Kiel“ hineingenommen.

4.4.2 Nutzung von oberflächennaher Geothermie

Die Nutzung von oberflächennaher Geothermie (Erdwärme) beinhaltet den Einsatz von Wärmepumpen, die in der Regel mit elektrischer Energie betrieben werden und Heizungssysteme speisen. Damit der Einsatz von Elektrowärmepumpen ökologisch und ökonomisch vorteilhaft ist, müssen sie einen sehr guten Wirkungsgrad aufweisen. Dieser kann nur erreicht werden, wenn die Systemtemperaturen der Heizungssysteme gering sind, d.h. z.B. < 40 °C. Diese thermische Anforderung begrenzt die Einsatzfälle.

Bei der Abschätzung eines realistischen Nutzungspotenzials von Erdwärme wird unterschieden von Anlagen im Gebäudebestand und Anlagen in Neubauten.

Die Einsatzmöglichkeiten im Gebäudebestand bedingen ein Niedertemperatur-Heizsystem. Dieses ist hier in der Regel nicht vorhanden. Mit ansteigendem Sanierungsanteil an Gebäuden erhöht sich allerdings die Gebäudeanzahl, bei denen mit dem vorhandenen System geringere Heizwassertemperaturen gefahren werden können.

Zur Abschätzung des Erdwärmepotenzials wurden folgende Annahmen getroffen:

- Gebäudebestand: Erdwärmennutzungsanlagen werden in 5 % der sanierten Gebäude, die außerhalb des Fernwärmegebietes liegen, installiert.
- Neubauten: Erdwärmennutzungsanlagen werden in 20 % der Neubauten, die außerhalb des Fernwärmegebietes liegen, installiert.

Neubauten werden mit einem höheren Anteil angesetzt, da sie das EEWärme-Gesetz (2009) erfüllen müssen, d.h. dass sie einen bestimmten Anteil an regenerativen Energien nachweisen müssen. Mit den genannten Ansätzen ergibt sich ein Erdwärmepotenzial gemäß Tabelle 8.

Tabelle 8: Erdwärmepotenzial 2020

Szenario	%/a	Niedrigpreis	Referenz
Nutzwärme Wohnen	MWh/a	7.806	11.523
Nutzwärme Gewerbe	MWh/a	3.472	5.035
Summe	MWh/a	11.278	16.558
Strombedarf Wärmepumpe	MWh/a	3.222	4.731
Erdwärmenutzung	MWh/a	8.056	11.827

4.5 Biomasseheizung (Holzpellets)

Biomasseheizungen werden in Form von Holzpellettheizung berücksichtigt. Mit einer Heizungserneuerung aus Sanierungsgründen kann außerhalb des Fernwärmegebietes davon ausgegangen werden, dass ein bestimmter Anteil Holzpellettheizungen eingebaut wird.

Bei einer mittleren Nutzungsdauer von Heizungsanlagen von 20 Jahren liegt die Sanierungsrate für den Zeitraum 2006 bis 2020 bei 70 %. Der Fernwärmeanteil wird für 2020 auf 57 % prognostiziert (s. Baustein Fernwärmeabsatzprognose), d.h. dass ca. 30 % des Wärmebedarfes aus Heizungsanlagen bereitgestellt wird, die bis 2020 saniert werden.)

Sanierte Heizungsanlagen werden im Niedrigpreisszenario mit 2,5 % und im Referenzszenario mit 5 % als Holzpelletanlagen angesetzt. Das hiermit entstehende Potenzial an Biomasseheizungsanlagen ist in der Tabelle 9 angegeben.

Tabelle 9: Potenzial Biomasseheizungsanlagen

Szenario		Niedrigpreis	Referenz
Nutzwärme Wohnen + Gewerbe	MWh/a	2.069.401	1.937.792
hiervon außerhalb FW-Gebiet	MWh/a	889.842	833.251
Anteil Heizungssanierung	%	70	70
	MWh/a	622.890	583.275
Anteil Holzpelletanlagen	%	2,5	5,0
Nutzwärme Holzpellettheizungsanlagen	MWh/a	15.572	29.164
Endenergie Holzpelletanlagen	MWh/a	18.320	34.310
Holzpelletbedarf	t/a	3.739	7.002

Bericht VII

Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung für die Landeshauptstadt Kiel

Endbericht

**erstellt im Rahmen des
Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel**

Bremen, im Juni 2010

UTECH, Ingenieurbüro für Entwicklung und Anwendung
umweltfreundlicher Technik GmbH

Cuxhavener Straße 10, 28217 Bremen
Tel.: 0421 / 38678 - 9, Fax: 0421 / 38678 – 88
www.utech-bremen.de

Inhaltsverzeichnis		Seite
1	ZUSAMMENFASSUNG	3
2	VORBEMERKUNGEN	7
3	ABGRENZUNG DES BETRACHTUNGSGEBIETES	9
4	POTENZIALABSCHÄTZUNG „DEZENTRALE KWK“ AUßERHALB DES FERNWÄRMEGEBIETES“	11
4.1	Vorbemerkungen	11
4.2	Vorhandene BHKW mit Inbetriebnahme nach 2006	11
4.3	BHKW in Heizzentralen der SWK	12
4.4	BHKW an Einzelstandorten	13
4.5	BHKW im Nahwärmegebieten	14
4.5.1	Vorbemerkungen	14
4.5.2	BHKW in Nahwärmegebieten	15
4.6	Sonstige BHKW Standorte	16
4.7	Zusammenfassung BHKW-Potenzial	17
5	WIRTSCHAFTLICHKEIT	19
5.1	Berechnungsparameter	19
5.2	Eigenbetrieb	20
5.3	Betrieb durch EVU oder Contractor mit Stromeinspeisung	21
5.4	Betrieb als EEG Anlage mit Biomethan und EEG Stromerlös	22
6	EINSATZKONZEPT DEZENTRALER BHKWS IN KIEL	25
6.1	Vorbemerkungen	25
6.2	Dezentrales KWK Potenzial mit Energieträgeraufteilung und CO ₂ -Emission	26

1 Zusammenfassung

Die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist Stand der Technik und führt zu hohen Energie- und CO₂-Einsparungen und ist ein wichtiger Baustein des „Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel“.

Die Einspeisung von Wärme aus dezentralen KWK-Anlagen in das Kieler Fernwärmenetz in Konkurrenz zu einem zentralen GuD Heizkraftwerk bietet weder ökonomische noch ökologische Vorteile. Das in diesem Konzeptbaustein ausgewiesene KWK-Potenzial beschreibt deshalb nur Anlagen außerhalb des Fernwärmegebietes.

Auch in 2006 - zum Zeitpunkt der letzten Energie- und CO₂-Bilanz - gab es bereits dezentrale KWK-Anlagen. Dieser Bericht beschreibt das zusätzlich zu den in 2006 bestehenden Anlagen vorhandene Potenzial mit den möglichen Standorten.

In der Potenzialabschätzung wird unterschieden zwischen

- vorhandene BHKW, die im Zeitraum 2007 – 2009 in Betrieb genommen wurden
- BHKW in Heizzentralen der SWK
- BHKW an gut geeigneten Einzelstandorten
- BHKW in neu zu erschließenden Nahwärmegebieten
- BHKW an sonstigen Standorten

BHKW in neu zu erschließenden Nahwärmegebieten wurden ausgewiesen, weil BHKW an Einzelstandorten in der Regel relativ klein sind. Kleine BHKW haben eine deutlich schlechtere Energie- und CO₂-Bilanz als große. Es gibt im Kieler Wohnungsbestand relativ wenige Standorte, an denen BHKW mit einer elektrischen Leistung > 100 kW einsetzbar sind. Um größere Einheiten zu erreichen, müssen mehrere Gebäude über ein Nahwärmenetz zusammengefasst und aus einer Heizzentrale versorgt werden. Nahwärmesysteme werden über das KWK-Gesetz unter bestimmten Umständen gefördert. Sofern Biogas oder Biomethan als BHKW-Brennstoff verwendet wird, stehen weitere Förderungen zur Verfügung (KfW Tilgungsgutschriften).

Als neue Nahwärmegebiete wurden folgende Gebiete identifiziert und berücksichtigt:

- Elmschenhagen (Joachimsthaler Weg)
- Elmschenhagen (Lechweg)
- Wellsee (Stauffenberggring)
- Grünes Herz (Vogelhain)
- Russee (Spreeallee)
- Schilksee Süd

Das identifizierte Potenzial für dezentrale KWK ist in der Tabelle 1 und der Abbildung 1 angegeben.

	Anzahl	elektr. Leistung kW	Wärmeleistung kW	Stromprod. MWh/a	Wärmeprod. MWh/a
BHKWs bis 2009	34	338	617	1.690	3.085
SWK Heizzentralen	10	1.345	1.677	9.196	11.376
Kieler Schulen	10	157	314	967	1.928
gewerbl. Einzelstandorte	12	525	861	2.888	4.736
Nahwärme Wohnungsbau	6	4.157	4.482	27.572	29.723
Sonstige Standorte *	150	2.243	3.365	12.337	18.505
Summe	222	8.766	11.315	54.649	69.352

* Anzahl grob geschätzt

Tabelle 1: Potenzial „dezentrale KWK“

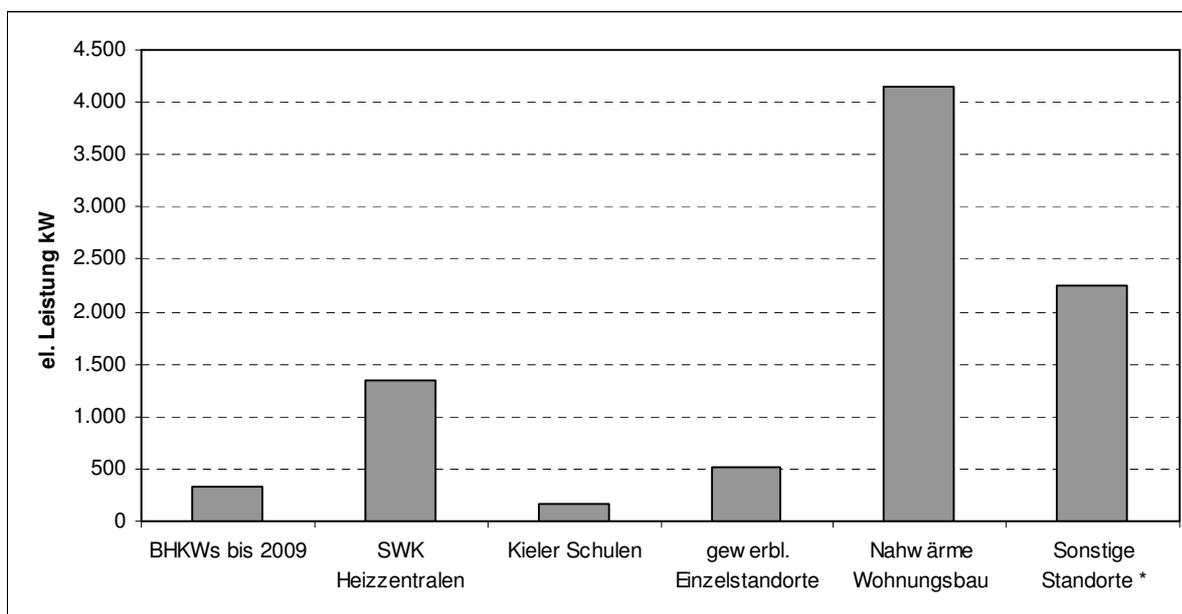


Abbildung 1: Potenzial „dezentrale KWK“

Durch das ausgewiesenen Potenzial kann einen Anteil von ca. 5 % am Kieler Strombedarf erzeugt werden.

Für verschiedene BHKW-Anlagengrößen und Betreibervarianten sowie den Erdgas- und Biometanbetrieb wurden Wirtschaftlichkeits- und Emissionsbetrachtungen durchgeführt. Hierbei wurde das in diesem Konzept formulierte Referenzpreisszenario verwendet. Das Niedrigpreisszenario führt zu ähnlichen Ergebnissen. Die Wirtschaftlichkeit ist in diesem Fall aber insgesamt schlechter.

Die Ergebnisse der Berechnungen können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- Erdgas-BHKW im Eigenbetrieb mit weitgehender Stromselbstnutzung weisen eine sehr gute Wirtschaftlichkeit auf.

- Erdgas-BHKW mit externem Betreiber und überwiegender Stromeinspeisung in das öffentliche Stromnetz sind nur wirtschaftlich, wenn es für Kleinanlagen (< 50 kW) eine Förderung gibt.
- Größere Biomethan-BHKW (> 100 kW) sind wirtschaftlich.
- Eine direkte Biogasnutzung ist bei geringer Entfernung zwischen Erzeugung (Biogasanlage) und Nutzung (BHKW) wirtschaftlicher als die Nutzung von Biomethan aus dem öffentlichen Erdgasnetz.
- Biomethan-BHKW haben eine deutlich höhere CO₂-Einsparung als Erdgas-BHKW.

Aus diesen Zusammenhängen ergeben sich für die Umsetzung des in Kiel bestehenden BHKW-Potenzials folgende Vorschläge:

- BHKW im Eigenbetrieb werden als Erdgas-BHKW eingesetzt.
- BHKW mit einer Leistung > 100 kW mit externem Betreiber werden mit Biomethan betrieben. Anlagen in Stadtrandnähe, bei denen eine direkte Biogasversorgung möglich erscheint (z.B. Schilksee) werden mit Rohbiogas betrieben.
- Die Stadt Kiel setzt sich politisch dafür ein, dass eine Mini-BHKW-Förderung für Anlagen mit einer elektrischen Leistung < 50 kW weiterhin zur Verfügung steht.
- Die Landeshauptstadt Kiel stellt die Heizungssysteme der Schulen und sonstiger öffentlicher Gebäude außerhalb des Fernwärmegebietes für BHKW zur Verfügung.
- Die Stadtwerke Kiel werden durch die Landeshauptstadt Kiel aufgefordert, in den Heizzentralen der SWK, die außerhalb des Fernwärmegebietes liegen, ein BHKW zu betreiben.
- Die Landeshauptstadt Kiel startet eine Initiative „Blockheizkraftwerke“, in der
 - Betreiber von gut geeigneten Einzelstandorten wie Altenheime, Krankenhäuser, Hotels die ökonomischen und ökologischen Vorteile vermittelt werden,
 - mögliche Betreiber (SWK oder Contractoren) mit Heizzentralen im Wohnungsbau und Gewerbe zusammengebracht werden,
 - die Erschließung der ausgewiesenen Nahwärmegebiete politisch unterstützt wird.

Das dezentrale KWK-Potenzial kann mit den formulierten Vorschlägen gemäß Tabelle 2 auf die verschiedenen Energieträger aufgeteilt werden.

	elektr. Leistung kW	Erdgas kW	Biogas kW	Bio-methan kW	Stromprod. Erdgas MWh/a	Stromprod. Biogas MWh/a	Wärmeprod. MWh/a
BHKW bis 2009	338	338			1.690		3.085
SWK Heizzentralen	1.345	181	1.164		1.160	8.036	11.376
Kieler Schulen	157	157			967		1.928
gewerbl. Einzelstandorte	525	525			2.888		4.736
Nahwärme Wohnungsbau	4.157			4.157		27.572	29.723
Sonstige Standorte	2.243	1.122		1.122	6.168	6.168	18.505
Summe	8.766	2.323	1.164	5.279	12.873	41.777	69.352

Tabelle 2: Dezentrales KWK-Potenzial mit Energieträgeraufteilung

Ca. 26 % des Potenzial sind besser für den Erdgasbetrieb geeignet, ca. 74 % für den Biogas-/Biomethanbetrieb.

In der Tabelle 3 ist die Brennstoffaufteilung, die CO₂-Emission und der CO₂-Emissionsfaktor für Strom aus dezentraler KWK angegeben.

	Erdgas- bedarf MWh/a Hs	Biogas- bedarf MWh/a Hs	CO ₂ -Emis. Brennstoff t/a	CO ₂ -Gutschrift Wärme* t/a	CO ₂ -Emis. t/a	CO ₂ -Faktor Strom kg/MWh
BHKWs bis 2009	6.089		1.111	692	418	248
SWK Heizzentralen	4.069	22.248	742	2.553	-1.811	-197
Kieler Schulen	3.562		650	433	217	224
gewerbl. Einzelstandorte	9.405		1.716	1.063	653	226
Nahwärme Wohnungsbau		76.336	0	6.081	-6.081	-221
Sonstige Standorte	20.091	20.091	3.665	4.153	-489	-40
	43.216	118.674	7.883	14.976	-7.093	-130

Tabelle 3: Brennstoffaufteilung und CO₂ – Emission

Die erzielbare CO₂-Einsparung ist in Verbindung mit den sonstigen Bausteinen des Kieler Energiekonzeptes zu sehen. Geht man davon aus, dass ein mögliches zentrales GuD-Kraftwerk den gesamten Strombedarf Kiel decken kann, wenn es in Betrieb ist, dann ersetzt die dezentrale KWK überwiegend GuD Strom. Lediglich in den Stillstandzeiten des GuD (ca. 24 % der Zeit) wird Fremdbezug vermieden. Da die Stillstandzeiten des GuD in Zeiten mit warmer Witterung liegen, laufen die dezentralen BHKW hier auch weniger. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass der BHKW-Strom GuD-Strom und Fremdstrombezug im Verhältnis 95/5 ersetzt. In der Tabelle 4 sind die CO₂-Emissionsverhältnisse angegeben.

	Strommenge		CO ₂ -Faktor kg/MWh	CO ₂ - Gutschrift t/a
	MWh/a	%		
GUD Strom	51.917	95	344	17.859
Fremdbezug	2.732	5	594	1.623
Summe	54.649	100	357	19.482
CO ₂ -Emissionsgutschrift BHKW			t/a	7.093
CO ₂ -Einsparung dez. BHKWs			t/a	26.576

Tabelle 4: CO₂-Einsparung durch dezentrale KWK

Bezogen auf die CO₂-Emission 2006 der Stadt Kiel führt die Umsetzung des dezentralen KWK-Potenzials zu einer CO₂-Einsparung von 2,0 %.

2 Vorbemerkungen

Die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist Stand der Technik und wird auf breiter Ebene eingesetzt. Durch die gemeinsame Strom- und Wärmeerzeugung mit dem relativ emissionsarmen Brennstoff Erdgas, dem CO₂-emissionsfreien Biogas oder mit Biomethan, d.h. auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, das in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, führt der Einsatz dieser Technik zu hohen Energie- und CO₂-Einsparungen. Aus diesem Grund ist die dezentrale KWK - insbesondere in Verbindung mit dem Einsatz von Biogas oder Biomethan - als ein wichtiger Baustein im Rahmen des „Klimaverträglichen Energieerzeugungs- und Versorgungskonzeptes für Kiel“ ausgewählt worden.

In den letzten Jahren wurde die Technik zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität mit anschließender Einspeisung dieses Biomethans in das Erdgasversorgungsnetz zur Marktreife entwickelt und in mehreren Projekten erfolgreich umgesetzt.

Begünstigt wird diese Entwicklung durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetzes EEG, wonach erhöhte Vergütungssätze für Strom aus KWK-Anlagen gezahlt werden, wenn Biomethan eingesetzt wird.

Ziel des vorliegenden Konzeptbausteines ist es, ein Potenzial für die dezentrale KWK auszuweisen, das sich in das Gesamtkonzept für die Landeshauptstadt Kiel einpasst und realistisch umsetzbar ist.

Auf der Grundlage der in Bericht IV „Regenerative Energien“ ermittelten regionalen Biomassepotenzialen wird zusätzlich angegeben, in welchem Umfang die regional verfügbaren Biogaspotenziale wirtschaftlich in dezentralen KWK-Anlagen genutzt werden können.

Unter der dezentralen KWK versteht man im Gegensatz zur zentralen KWK den Einsatz von Blockheizkraftwerken und Gasturbinen im Leistungsbereich von maximal 10 MW_{el}. Die Anlagen werden wärmegeführt betrieben und speisen die erzeugte Wärme in kleinere Wärmesysteme ein. Dies können gebäudebezogene Systeme (Hausheizungen) oder kleinere Nahwärmenetze sein, die mehrere gebäudebezogene Systeme über ein Wärmenetz auf eine Zentrale zusammenfassen.

Die Nutzung des erzeugten Stromes hängt vom Energiesystem des Betreibers ab. Gebäudebezogene Anlagen, die vom Gebäudeeigner betrieben werden, nutzen aus ökonomischen Gründen den BHKW Strom überwiegend selbst und speisen lediglich geringe Restmengen in das öffentliche Stromnetz ein. Energieversorger als Betreiber nutzen den BHKW-Strom im eigenen Netz. Energie- und CO₂-bilanzmäßig ist die Betreiberschaft egal. Aus diesem Grunde wird in diesem Baustein des Konzeptes nicht näher auf die Betreiberschaft eingegangen.

Die Stadtwerke Kiel AG (SWK) betreiben bereits mehrere BHKW. Es handelt sich überwiegend um relativ kleine Anlagen, die zum Teil zu einem Pilotprojekt gehören, bei dem der Einsatz eines bestimmten Anlagentypes im Rahmen eines Feldversuches getestet wird. Die meisten dieser Klein-Anlagen wurden nach 2006, dem Jahr der letzten Energie- und CO₂-Bilanz, in Betrieb genommen. In 2006 waren lediglich die Anlagen „Holtenau „ und „Neumeimersdorf“ in Betrieb (360 kW_{el}).

UTEK

Die Gasturbinen des Heizkraftwerkes Humboldtstraße der SWK sind von der Erzeugung her definitionsgemäß auch dezentrale Anlagen. Da sie die erzeugte Wärme jedoch in das Fernwärmenetz einspeisen, werden sie in diesem Konzeptbaustein nicht als solche aufgeführt.

3 Abgrenzung des Betrachtungsgebietes

Die Einbindung dieses Bausteines in das Gesamtkonzept für Kiel erfordert eine ökonomische und ökologische Bewertung des Betriebes von BHKW im Fernwärmevorranggebiet. Dabei kann es sich um dezentrale BHKW handeln, die von Wärmeverbrauchern betrieben werden, die bereits an der Kieler Fernwärme angeschlossen sind oder die im Fernwärmevorranggebiet liegen und noch angeschlossen werden sollen. Es ist aber auch die Frage zu beantworten, ob es sinnvoll ist, BHKW-Wärme direkt in das Fernwärmenetz einzuspeisen.

Dieser Vergleich hängt davon ab, wie die Fernwärme erzeugt wird. Für den vorliegenden Vergleich wird von der im Referenzszenario empfohlenen zukünftigen Fernwärmeerzeugung in Kiel ausgegangen. Hier wird die Fernwärmegrundlast vorrangig von Müllheizkraftwerk und Biomasseheizkraftwerk bereit gestellt, so dass die von einem BHKW eingespeiste Wärmemenge eine entsprechende Wärmemenge des GuD verdrängen würde.

In der Tabelle 5 ist ein Vergleich des Primärenergieeinsatzes und der CO₂-Emission zur Erzeugung von beispielhaft 1.000 MWh Wärme in einem mittelgroßen BHKW und einem zentralen GuD-Kraftwerk angegeben.

CO ₂ -Emissionsfaktor	202	kg/MWh	
		zentrale KWK	dez. KWK
Wärmeerzeugung	MWh/a	1.000	1.000
el. Wirkungsgrad	%	58	40
therm. Wirkungsgrad	%		48
Stromverlust	kWh/kWh	0,16	
Stromgutschrift	MWh/a	-160	833
Erdgasbedarf	MWh/a Hi	276	2.083
Erdgasgutschrift	MWh/a Hi		1.437
CO ₂ -Emission	t/a	56	131
CO₂-Mehrbedarf	kg/a		75
	%		134
PE-Bedarf	MWh/a	276	647
PE-Mehrbedarf	%		371
	%		134

Tabelle 5: Ökologischer Vergleich erdgasbetriebener dezentraler und zentraler KWK

Es zeigt sich, dass eine mit Erdgas betriebene dezentrale KWK-Anlage eindeutig schlechtere ökologische Bedingungen aufweist als eine hocheffiziente zentrale GuD-Anlage.

Der ökologische Vergleich der Fernwärmeerzeugung einer mit Erdgas betriebenen dezentralen KWK-Anlage mit der Wärmeauskopplung aus dem bestehenden GKK würde aufgrund der unterschiedlichen CO₂-Emissionsfaktoren von Erdgas und Kohle und wegen des geringeren Stromwirkungsgrades des GKK im KWK-Betrieb deutlich anders ausfallen. Derzeit bietet deshalb die

Strom- und Wärmeerzeugung mit den zwei von der SWK betriebenen Gasturbinen im Heizkraftwerk Humboldtstraße ökologisch Vorteile. Bei Inbetriebnahme des GUD kehrt sich der Vorteil um, weshalb die Gutachter empfehlen, die Gasturbinen nachrangig zur GUD-Anlage zu betreiben.

Dezentrale KWK-Anlagen benötigen lange jährliche Laufzeiten, um wirtschaftlich zu sein. BHKW am Fernwärmenetz stehen damit in direkter ökonomischer Konkurrenz zur zentralen Großanlage. Sie nehmen der Zentralanlage Grundlastwärme weg. Dies führt entweder zu einer geringeren Laufzeit oder erfordert den Bau einer kleineren Anlage. Beides verschlechtert die ökonomischen Verhältnisse der Großanlage relevant. Da dezentrale BHKW in der Regel nicht dazu in der Lage sind, ökonomische Nachteile an anderer Stelle zu kompensieren, wird ein Gesamtsystem mit einer Zentralanlage und dezentralen Einspeisern am gemeinsamen Netz wirtschaftlicher schlechter sein als ein System ohne die kleineren Einspeiser.

Da die Anordnung von dezentralen KWK-Anlagen am Fernwärmenetz in Konkurrenz zu einer hocheffizienten zentralen Anlage weder ökonomische noch ökologische Vorteile hat, wird sich in dem Konzeptbaustein „dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung“ beschränkt auf die Betrachtung möglicher Anlagen außerhalb des Fernwärmegebietes beschränkt.

4 Potenzialabschätzung „dezentrale KWK“ außerhalb des Fernwärmegebietes

4.1 Vorbemerkungen

In der Potenzialabschätzung wird unterschieden zwischen

- vorhandenen BHKW, die im Zeitraum 2007 – 2009 in Betrieb genommen wurden
- BHKW in Heizzentralen der SWK
- BHKW an gut geeigneten Einzelstandorten
- BHKW in neu zu erschließenden Nahwärmegebieten
- BHKW an sonstigen Standorten

4.2 Vorhandene BHKW mit Inbetriebnahme nach 2006

In der Tabelle 6 sind die BHKW der SWK angegeben, die nach 2006 in Betrieb gegangen sind.

Standort	elektr. Leistung kW	Strom- prod. MWh/a
Elmscherhagen	50	250
Holtenau Schule	15,2	76
Kiel Am Blöcken	0,9	4,5
Kiel Am Blöcken	0,9	4,5
Kiel Buchenweg	0,9	4,5
Kiel Dehnckestraße	0,9	4,5
Kiel Hayßenstraße	0,9	4,5
Kiel Uhlenkrog	0,9	4,5
Kiel Uhlenkrog	2,0	10,0
Kiel Uhlenkrog	4,7	23,5
Kiel Uhlenkrog	5,5	27,5
Kiel Uhlenkrog	15,2	76
Kiel Unterstkoppel	0,9	4,5
Projensdorf	50	250
Summe	149	745

Tabelle 6: SWK BHKW in Kiel (Stand 2009), Stromproduktion geschätzt mit einer Laufzeit von 5.000 h/a

In der GKK – Studie wird die in 2007 vorhandene BHKW-Leistung mit 1.180 kW_{el} angegeben. Berücksichtigt man die SWK-BHKW und die BHKW, die bereits in der Energie- und CO₂ – Bilanz 2006 erfasst sind (483 kW_{el}), so liegt die BHKW-Leistung, die von privaten Betreibern nach 2006 installiert wurde, bei ca. 189 kW_{el}.

Das BHKW-Potenzial von Anlagen, die bis 2009 in Betrieb gegangen sind, ist in der Tabelle 7 angegeben. Die angegebene Stromproduktion wurde hierbei auf der Basis einer BHKW-Laufzeit von 5.000 h/a geschätzt.

Betreiber	Anzahl	BHKW Größe kWel	elektr. Leistung kW	Stromprod. MWh/a	Wärmeprod. MWh/a	Erdgasbedarf MWh/a
SWK	0	> 50	0	0	0	0
	4	10 - 50	130	652	1.144	2.329
	10	< 10	19	93	215	353
Sonstige *	20		189	946	1.726	3.407
Summe	34		338	1.690	3.085	6.089

* Anlagenzahl geschätzt

Tabelle 7: BHKW Potenzial von Standorten nach 2006

4.3 BHKW in Heizzentralen der SWK

Die SKW betreiben eine Reihe von Heizwerken innerhalb und außerhalb des Fernwärmegebietes. Außerhalb des Fernwärmegebietes ist der Einsatz eines BHKW an den in der Tabelle 8 angegebenen Standorten möglich. Die Dimensionierung der BHKW wurde auf der Basis der bekannten Wärmebedarfswerte und plausiblen Annahmen über die Wärmebedarfscharakteristik durchgeführt. Bei der gewählten Dimensionierung entstehen BHKW-Laufzeiten von 5.000 – 7.000 h/a.

Standort	Wärmebedarf MWh/a	elektr. Leistung kW	Stromprod. MWh/a	Wärmeprod. MWh/a	Gasbedarf MWh/a Hs
Bebelplatz 3		70	463	755	1.495
Schilksee 3 Olympiazentrum		834	5.793	6.318	16.062
Schilksee Langenfelde 1		330	2.243	2.719	6.414
Schilksee Langenfelde 2		16	97	213	340
Brüggerfelde 10-12		6	40	90	164
Gorch-Fock-Schule		24	148	339	538
Hansaring 1-3		24	155	355	563
Hotel Birke		20	112	263	434
Segebeger Landstr.		6	40	90	164
HA Tiessenkai		16	106	234	372
Summe	16.842	1.345	9.196	11.376	26.545

Tabelle 8: BHKW Potenzial in Heizwerken der SWK

Die technische Machbarkeit des Einsatzes der BHKW wurde im Konzept nicht überprüft. Aufgrund der überwiegend kleinen Anlagen scheint eine Machbarkeit unproblematisch. Es wird deshalb davon ausgegangen, dass eine Umsetzung an allen Standorten möglich ist.

4.4 BHKW an Einzelstandorten

Das Potenzial für BHKW an Einzelstandorten wird für

- Kieler Schulen,
- prinzipiell sehr gut für den Einsatz eines BHKWs geeignete gewerblichen Standorte
- im Wohnungsbau und sonstigen Gewerbe

abgeschätzt.

Das BHKW-Potenzial an Kieler Schulen außerhalb des Fernwärmegebietes ist in der Tabelle 9 angegeben.

	Gas bedarf MWh/a Hs	Wärme- bedarf MWh/a	BHKW Wärme * MWh/a	elektr. Leistung kW	therm. Leistung kW	Laufzeit h/a	BHKW- Strom MWh/a
GS Schilksee	199	153	92	5,5	13,5	6.800	37
Fritz Reuter Schule	332	255	153	15	30	5.100	78
GS Russee	498	383	230	20	40	5.738	115
Uwe Jens Lornsen Schule	221	170	102	5,5	13,5	7.556	42
Hermann Löns Schule	377	289	173	15	30	5.780	87
Mathias Claudius Schule	465	357	214	20	40	5.355	107
GS Kronsburg	255	196	117	15,0	30,0	3.910	59
GS Wellsee	221	170	102	5,5	13,5	7.556	42
Realschule Pries	177	136	82	5,5	13,5	6.044	33
IGS Friedrichsort	1.440	1.105	663	50	90	7.367	368
Summe	4.186	3.213	1.928	157	314	6.150	967

* 60 % der Gesamtwärme

Tabelle 9: BHKW-Potenzial an Kieler Schulen

Als prinzipiell sehr gut für den BHKW-Einsatz geeignete Standorte werden im folgenden Altersheime, Krankenhäuser und Hotels betrachtet. Diese Standorte wurden durch eine Internetrecherche ermittelt. Aufgrund der angegebenen Einrichtungsbeschreibung und der Größe wurde der Wärmebedarf und darauf aufbauend die BHKW-Leistung und die Stromproduktion abgeschätzt. Das Ergebnis ist in der Tabelle 10 angegeben.

Standort	Anzahl	elektr. Leistung kW	Wärme- leistung kW	Strom- prod. MWh/a	Wärme- prod. MWh/a
Altenheime	6	225	369	1.238	2.030
Krankenhäuser	1	50	82	275	451
Hotels	5	250	410	1.375	2.255
Summe	12	525	861	2.888	4.736

Tabelle 10: BHKW-Potenzial an gut geeigneten gewerblichen Standorten

Das abgeschätzte BHKW-Potenzial an Einzelstandorten ist zusammengefasst in der Tabelle 11 angegeben.

Standort	Anzahl	elektr. Leistung kW	Stromprod. MWh/a	Wärmeprod. MWh/a
Kieler Schulen	10	157	967	1.928
Einzelstandorte	12	525	2.888	4.736
Summe	22	682	3.854	6.663

Tabelle 11: BHKW Potenzial an Einzelstandorten

4.5 BHKW im Nahwärmegebieten

4.5.1 Vorbemerkungen

BHKW an Einzelstandorten haben in der Regel den Nachteil, dass sie relativ klein sind, da sie sich am Wärme- und ggf. Strombedarf des Standortes orientieren. Kleine Einheiten sind spezifisch teurer (Investition und Wartung) und haben schlechtere elektrische Wirkungsgrade, so dass der ökologische Vorteil geringer ist als bei Großanlagen.

Im Wohnungsbau sind BHKW mit elektrischen Leistungen $> 100 \text{ kW}_{\text{el}}$ nur äußerst selten einsetzbar, da diese einen Wärmebedarf von ca. 1.500.000 kWh/a benötigen, um ausreichende Laufzeiten ($> 5.500 \text{ h/a}$) zu erreichen. Dieser Wärmebedarf entspricht einer Wohnfläche von ca. 8.000 m². Es gibt relativ wenige Standorte dieser Größenordnung (s. auch GKK Studie Kap. 6.7.5). Um größere Einheiten zu erreichen, müssen mehrere Gebäude über ein Nahwärmenetz zusammengefasst und aus einer gemeinsamen Heizzentrale versorgt werden.

In der Tabelle 12 ist eine Vergleichsrechnung zur Bewertung unterschiedlich großer Nahwärme-konzepte mit BHKW angegeben. In beiden Fällen wird eine Wärmemenge von 4.000 MWh/a erzeugt. In einen Fall werden die Verbraucher in einem Nahwärmenetz mit einer zentralen Heizzentrale und einem großen BHKW mit einer elektrischen Leistung von 500 kW zusammengefasst. Im Vergleichsfall wird die gleiche Wärmemenge in mehreren Heizungsanlagen ohne Nahwärmenetz erzeugt, bei denen kleine BHKW mit einer elektrischen Leistung von ca. 50 kW eingesetzt werden.

Es ist zu ersehen, dass trotz Wärmeverluste des Nahwärmesystems von 10 % die CO₂-Emission einer Zentrale mit einem großen BHKW um 61 % geringer ist als die von mehreren kleinen Zentren. Vor diesem Hintergrund sind große Einheiten anzustreben.

CO ₂ -Faktor Erdgas	202	kg/MWh	
CO ₂ -Faktor Strom	594	kg/MWh	
		Einzel- standort	Nahwärme- system
BHKW	Anzahl	10	1
BHKW Leistung	kW	50	500
el. Wirkungsgrad	%	34	40
th. Wirkungsgrad	%	55	48
Wärmebedarf	MWh/a	4.000	4.000
Netzverluste	%	0	10
Wärmeerzeugung	MWh/a	4.000	4.400
BHKW-Wärmeanteil	%	66	66
BHKW Wärme	MWh/a	2.640	2.904
BHKW Strom	MWh/a	1.632	2.420
Erdgasbedarf	MWh/a Hi	6.311	7.712
CO ₂ - Emission	t/a	305	120
CO ₂ - Einsparung	t/a		185
rel. CO ₂ - Einsparung	%		61

Tabelle 12: Vergleichsrechnung Klein-/Groß-BHKW

4.5.2 BHKW in Nahwärmegebieten

Die Siedlungsflächen Kiels außerhalb des Fernwärmegebietes wurden nach Flächen mit verdichteter Bebauung/Geschosswohnungsbau untersucht. Grundlage hierbei war eine Internetrecherche und eine Befahrung. Ein Auswahlkriterium war neben der Energiedichte die Besitzerstruktur.

Folgende Gebiete wurden identifiziert:

- Elmschenhagen (Joachimsthaler Weg)
- Elmschenhagen (Lechweg)
- Wellsee (Stauffenberggring)
- Grünes Herz (Vogelhain)
- Russee (Spreeallee)
- Schilksee Süd

Für die einzelnen Standorte wurde eine Wärmebedarfsabschätzung vorgenommen. Mit der Befahrung wurde die Baualtersklasse und die Geschoszahl ermittelt. Über spezifische Wärmebedarfs-werte für Heizung und Warmwasser wurde der Wärmebedarf abgeschätzt. Die Länge eines mögli-chen Wärmenetzes wurde ermittelt und von den Wärmeverlusten her bewertet

Für die einzelnen Standorte wurde eine geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfes erstellt und eine BHKW-Dimensionierung vorgenommen. Hieraus ergibt sich die die BHKW-Laufzeit und damit die mögliche Stromproduktion.

Das Ergebnis der Berechnungen ist in der Tabelle 13 angegeben.

	Wärme- bedarf MWh/a	Netz- verluste MWh/a	Wärme- leistung KW	el. BHKW- Leistung kW	Laufzeit h/a	Strom- prod. MWh/a
Elmschenhagen Joachimsth.Weg	9.910	712	4.486	1.416	6.319	8.948
Elmschenhagen Lechweg	3.925	443	1.795	526	6.831	3.590
Wellsee Stauffenberggring	3.635	291	1.616	526	6.500	3.419
grünes Herz Vogelhain	2.147	390	999	330	6.304	2.080
Russee Spreeallee	4.931	340	2.230	526	7.101	3.732
Schilksee Süd	7.817	451	3.526	834	6.957	5.804
Summe	32.366	2.627	14.652	4.157		27.572

Tabelle 13: BHKW-Potenzial in Nahwärmegebieten

4.6 Sonstige BHKW Standorte

In der GKK Studie ist eine Abschätzung des BHKW-Potenzials angegeben. Basis hierbei waren Erdgasbezugsdaten sortiert nach Größenordnungen. Verbraucher mit anderen Energieträgern wurden abgeschätzt. Aus den Verbrauchsdaten wurde unter Verwendung bestimmter Parameteransätze (Dimensionierung, Laufzeit, Durchdringung) auf eine mögliche BHKW-Leistung geschlossen.

Aufbauend auf den Daten der GKK-Studie wurde eine eigene Abschätzung vorgenommen. Hierbei wurden folgende Ansätze gewählt:

- BHKW-Wärmeanteil 66 % des Gesamtwärmebedarfes
- BHKW-Laufzeit 5.500 h/a
- Geänderte Stromkennzahlen
- Durchdringung geringer (s. Tabelle 14)

Vor allem die Durchdringung, d.h. der Anteil der in der Praxis realisierbarer Projekte, wurde vor folgendem Hintergrund erheblich geringer angesetzt:

- BHKW in kleinen Zentralen stehen in direkter Konkurrenz zu sonstigen Techniken zur Nutzung regenerativer Energien (Biomasse, Solar, Erdwärme). Die Wirtschaftlichkeit bei den Kleinanlagen ist problematisch.
- Bei den größeren Verbrauchern ist ein geringerer Anteil für BHKW geeignet. Es gibt eine Vielzahl von vor allem gewerblichen Wärmeverbrauchern, deren Heizungssystem von der Technik und der Nutzungscharakteristik nicht für BHKW geeignet ist.

In der Tabelle 14 ist das Ergebnis der eigenen Abschätzung angegeben.

Verbrauchs- klasse *	Erdgas* MWh/a Hs	Wärme BHKW MWh/a	BHKW-Leistung			Durch- dringung %	realistische el. Leistung kW
			Wärme kW	Strom- kennzahl	Strom kW		
1	39.990	20.258	3.683	0,20	737	10	74
2	186.369	94.411	17.166	0,43	7.381	10	738
3	47.541	24.083	4.379	0,43	1.883	66	1.243
4	83.718	42.410	7.711	0,57	4.395	66	2.901
5	52.090	26.388	4.798	0,61	2.925	66	1.931
6	7.314	3.705	674	0,80	539	66	356
Summe Erd- gas	417.022	211.256	38.410		17.860	41	7.242
Sonstige					4.762	32	1.524
Summe ge- samt					22.623	39	8.766

* nach GKK-Studie

Tabelle 14: BHKW-Potenzialabschätzung auf der Basis der Daten der GKK-Studie

In dieser Potenzialabschätzung sind die Angaben der Potenziale nach den Kapiteln 4.1 – 4.5 bereits enthalten. Für die Sonstigen BHKW Standorte ergibt sich daraus ein Potenzial gemäß Tabelle 15. Bei der Abschätzung der Anlagenanzahl wurde von einer mittleren elektrischen Leistung von 15 kW ausgegangen.

	Anzahl	elektr. Leistung kW	Strom- prod. MWh/a	Wärme- prod. MWh/a
Gesamtpotenzial	222	8.766	54.649	69.352
Potenzial Kap. 4.1-4.5	72	6.523	42.313	50.847
Potenzial Sonstige Standorte	150	2.243	12.337	18.505

Tabelle 15: BHKW-Potenzial „sonstige BHKW-Standorte“

4.7 Zusammenfassung des Potenzials „dezentrale KWK“

Das in den Kapiteln 4.1 – 4.6 abgeschätzte Potenzial ist zusammenfassend in der Tabelle 16 und der Abbildung 2 angegeben.

Es ist eine Stromproduktion von 54.649 MWh/a möglich. Dieses entspricht ca. 5,5 % des Kieler Strombedarfes.

	Anzahl	elektr. Leistung kW	Wärme- leistung kW	Strom- prod. MWh/a	Wärme- prod. MWh/a
BHKWs bis 2009	34	338	617	1.690	3.085
SWK Heizzentralen	10	1.345	1.677	9.196	11.376
Kieler Schulen	10	157	314	967	1.928
gewerbl. Einzelstandorte	12	525	861	2.888	4.736
Nahwärme Wohnungsbau	6	4.157	4.482	27.572	29.723
Sonstige Standorte	150	2.243	3.365	12.337	18.505
Summe	222	8.766	11.315	54.649	69.352

Tabelle 16: Potenzial „dezentrale KWK“ in Kiel

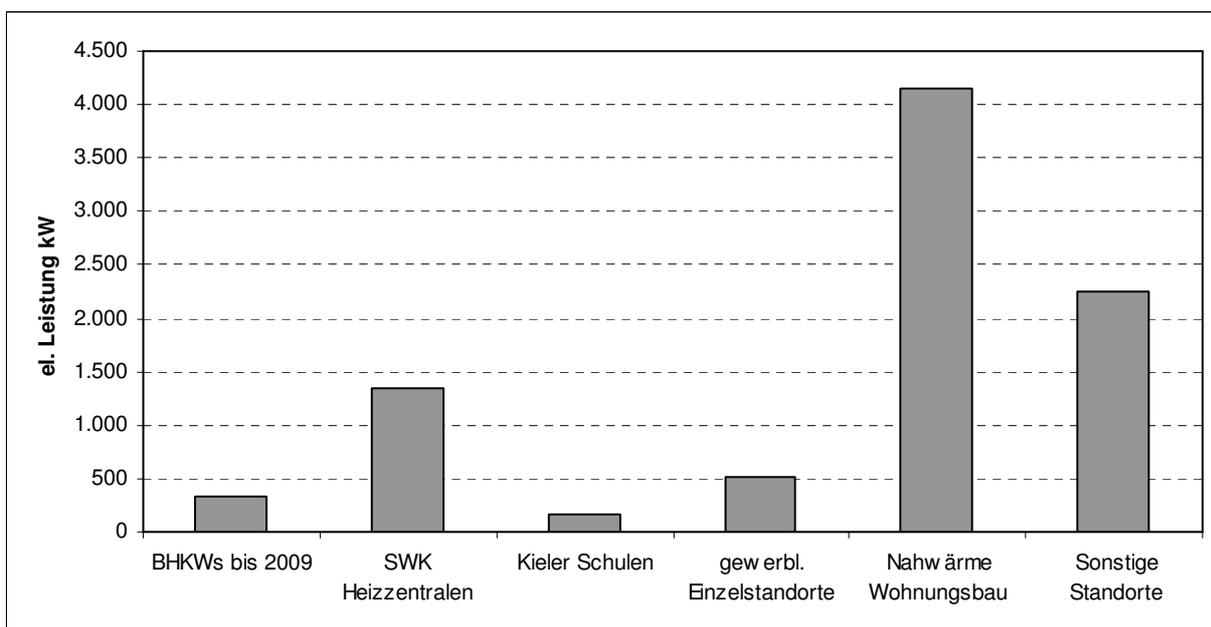


Abbildung 2: Potenzial „dezentrale KWK“ in Kiel

5 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von dezentralen KWK-Anlagen wird für 3 Einsatzfälle betrachtet:

- Eigenbetrieb mit Stromselbstnutzung
- Betrieb durch EVU oder Contractor mit Stromeinspeisung
- Betrieb als EEG Anlage mit Biomethan und EEG Stromerlös

In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen für BHKW in Nahwärmegebieten wird vorausgesetzt, dass das Nahwärmesystem (Netze, Heizzentrale) unter Berücksichtigung der bestehenden Förderungen aus dem KWK-Gesetz bzw. Tilgungsgutschriften die KfW-Darlehen wirtschaftlich sind. Insofern kann eine Abgrenzung auf den reinen BHKW-Betrieb vorgenommen werden.

5.1 Berechnungsparameter

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird von folgenden Berechnungsparametern ausgegangen:

Energiepreise (Strom, Erdgas, Wärme)

Es werden die Preise und Steigerungsraten des in diesem Konzept zugrundgelegte Referenzpreisszenarios in Ansatz gebracht. Darüber hinaus werden Netznutzungs- (Erdgas) bzw. vermiedenen Netznutzungsentgelte (Strom) angesetzt. Dies berücksichtigt, dass dezentrale KWK-Anlagen Erdgas aus dem öffentlichen Gasnetz beziehen bzw. Strom in das öffentliche Stromnetz einspeisen. Gassteuern werden nicht berücksichtigt, da diese für KWK-Anlagen zurückgezahlt werden.

Die Netznutzungsentgelte und alle sonstigen Betriebskosten werden mit einer allgemeinen Teuerung von 2 %/a belegt.

Die Berechnungen zum Biomethanbetrieb wird von einer Preisgleitung ausgegangen, in der 80 % konstant und 20 % abhängig vom HEL-Index ist. Dieses ist eine Abhängigkeit, wie sie aktuell bei bestehenden Verträgen angeboten wird (z.B. von Arcanum).

Die verwendeten Preisansätze sind in der Tabelle 17 angegeben.

Bei dem EEG Betrieb wird von der EEG Stromvergütung incl. aller Bonuszahlungen für das Inbetriebnahmejahr 2011 ausgegangen.

Beim Erdgasbetrieb wird der KWK-Bonus nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) mit den jeweiligen Laufzeiten berücksichtigt.

		2009	2011	2020	2030
Strom					
Stromerlös	€/MWh	63,0	67,8	89,6	149,6
verm. Netznutzung	€/MWh	5,0	5,2	6,2	7,6
Summe	€/MWh	68,0	73,0	95,8	157,2
Erdgas					
Erdgaspreis	€/MWh Hi	30,0	32,5	44,2	68,9
Netznutzung	€/MWh Hi	9,0	9,4	11,2	13,6
Summe	€/MWh Hi	39,0	41,8	55,4	82,5
Biomethan					
Biomethanpreis 20 %	€/MWh Hs	80,0	81,0	85,7	99,1
Wärme					
anlegb. Wärmepreis	€/MWh	55,0	56,3	62,0	90

Tabelle 17: Energiepreisansätze für Wirtschaftlichkeitsberechnung

BHKW-Laufzeit

In allen Varianten wird von einer jährlichen Laufzeit von 6.000 Volllaststunden ausgegangen.

Kapitalkosten

Die Kapitalkosten werden als Annuität mit einem Zinssatz von 6 %/a und einer Nutzungsdauer von 15 Jahren angesetzt (90.000 Betriebsstunden).

BHKW Varianten

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden für verschiedene BHKW-Größen durchgeführt. Hierbei wird von den in der Tabelle 18 angegebenen Kostenansätzen ausgegangen.

BHKW Größe	kW	15	50	250	500	1.000
spez. Investition	€/kW	2.700	2.200	1.300	1.000	800
Wartungskosten	€/MWh	30,0	24,0	16,0	14,0	12,0
sonst. Betriebskosten	% d. Invest.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Tabelle 18: Kostenansätze der BHKW Varianten

5.2 Eigenbetrieb

Als Eigenbetrieb wird definiert, dass ein Energienutzer eine KWK Anlage betreibt und Wärme und Strom selbst nutzt.

Als Stromerlös können die vermiedenen Strombezugskosten angesetzt werden. Diese sind relevant höher als die erzielbaren Einspeisevergütungen. Es kann damit vor dem Hintergrund der Berechnungen im Kapitel 5.3 davon ausgegangen werden, dass die Wirtschaftlichkeit deutlich besser ist als beim Einspeisebetrieb, sofern der überwiegende Teil der Stromproduktion selbst genutzt werden kann. Aus diesem Grund ist auf eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung dieser Betreibervariante verzichtet worden.

Der Eigenbetrieb orientiert sich in der BHKW Dimensionierung in der Regel nach dem eigenen Strombedarf, um möglichst hohe Stromerlöse zu erzielen. Aus diesem Grunde besteht hier das Risiko, dass die BHKW kleiner dimensioniert werden, als es vom Wärmebedarf her möglich wäre und wie es bei der Potenzialbestimmung angesetzt wurde.

5.3 Betrieb durch EVU oder Contractor mit Stromeinspeisung

Diese Betriebsvariante geht davon aus, dass ein Betreiber das BHKW betreibt, dem Wärmenutzer Wärme verkauft und den BHKW-Strom in das öffentliche Stromnetz einspeist. Der Betreiber könnte z.B. die Stadtwerke Kiel AG sein. Als Brennstoff wird Erdgas verwendet.

Das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist in der Abbildung 3 und der Abbildung 4 angegeben.

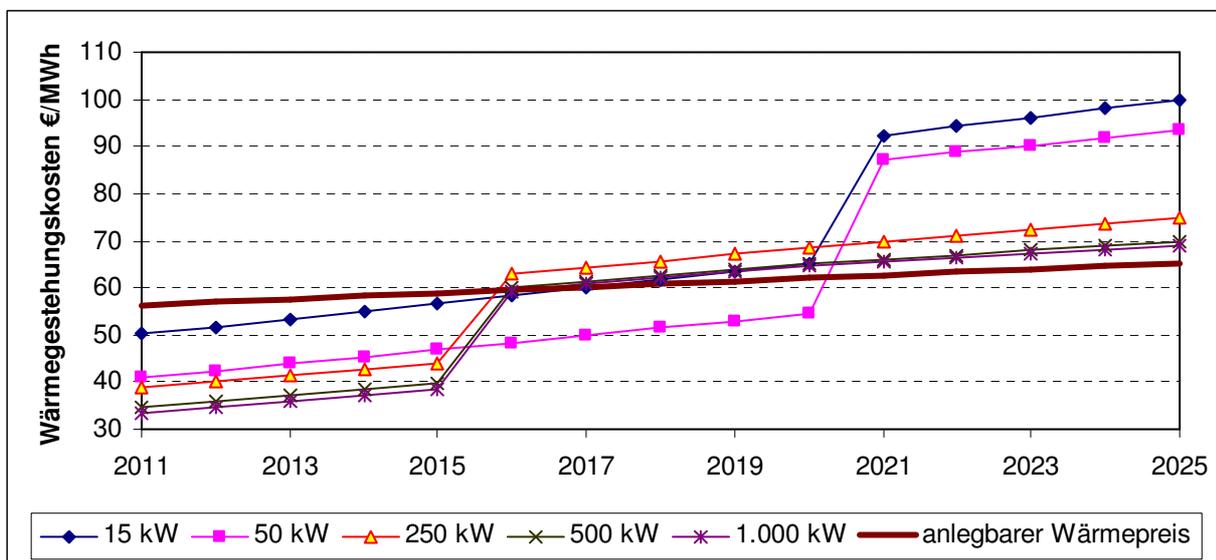


Abbildung 3: Wärmegestehungskosten Erdgasbetrieb

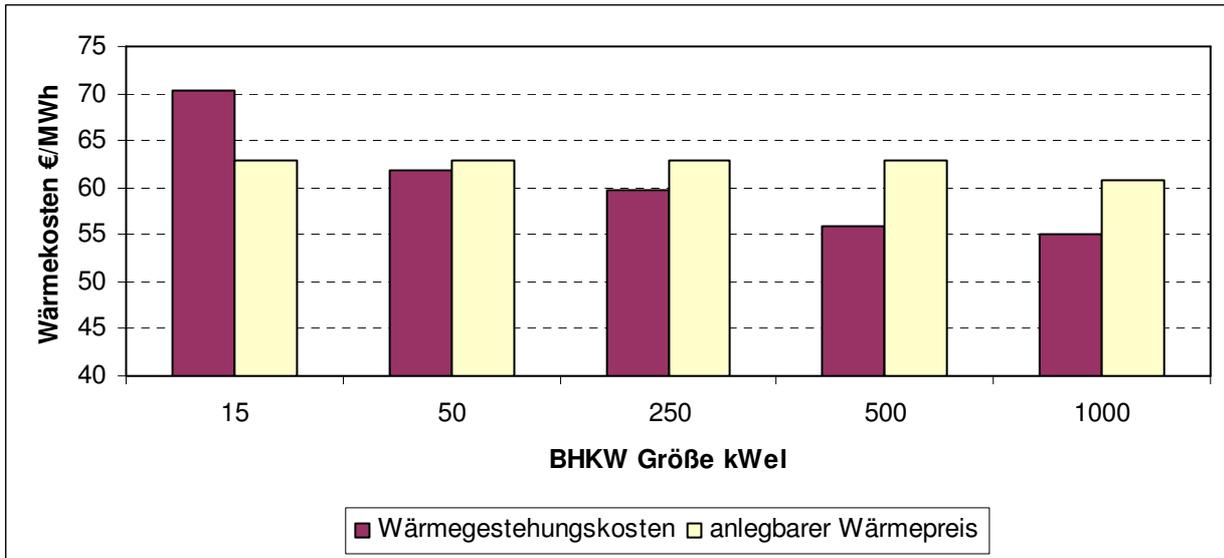


Abbildung 4: linearer Mittelwert der Wärmekosten über die Nutzungsdauer (Erdgasbetrieb)

Die kleinste Variante (15 kW_{el}) ist mit diesem Betreibermodell nicht wirtschaftlich. Vor allem in den Betriebsjahren 11 – 15 erfolgt durch den Wegfall des KWK-Bonus ein deutlicher Anstieg des Wärmepreises. Die Wärmegestehungskosten sind im Mittel höher als der anlegbare Wärmepreis. Zur Wirtschaftlichkeit ist eine Förderung erforderlich, wie es sie z.B. bis Mai 2010 als Bundesförderung in Form des Mini-BHKW-Programms gegeben hat.

Die Variante 50 kW_{el} ist leicht unwirtschaftlich. Auch hier ist ein Anstieg der Wärmegestehungskosten ab dem 10. Betriebsjahr zu verzeichnen. Im Mittel sind die Wärmegestehungskosten etwas höher als der anlegbare Wärmepreis. Auch hier ist eine Förderung erforderlich.

Die großen BHKW-Varianten sind wirtschaftlich. Im Mittel über die Lebensdauer sind die Wärmegestehungskosten geringer als der anlegbare Wärmepreis.

Die Verhältnisse sind ähnlich, wenn man das Niedrigpreisszenario ansetzt. Die Differenz zwischen Wärmegestehungskosten und anlegbarem Wärmepreis sind allerdings geringer, so dass die Wirtschaftlichkeit insgesamt schlechter ist.

5.4 Betrieb als EEG Anlage mit Biomethan und EEG Stromerlös

Diese Betriebsvariante geht davon aus, dass Biomethan aus dem Erdgasnetz entnommen wird und der BHKW-Strom als EEG-Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

Das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist in der Abbildung 5 und der Abbildung 6 angegeben.

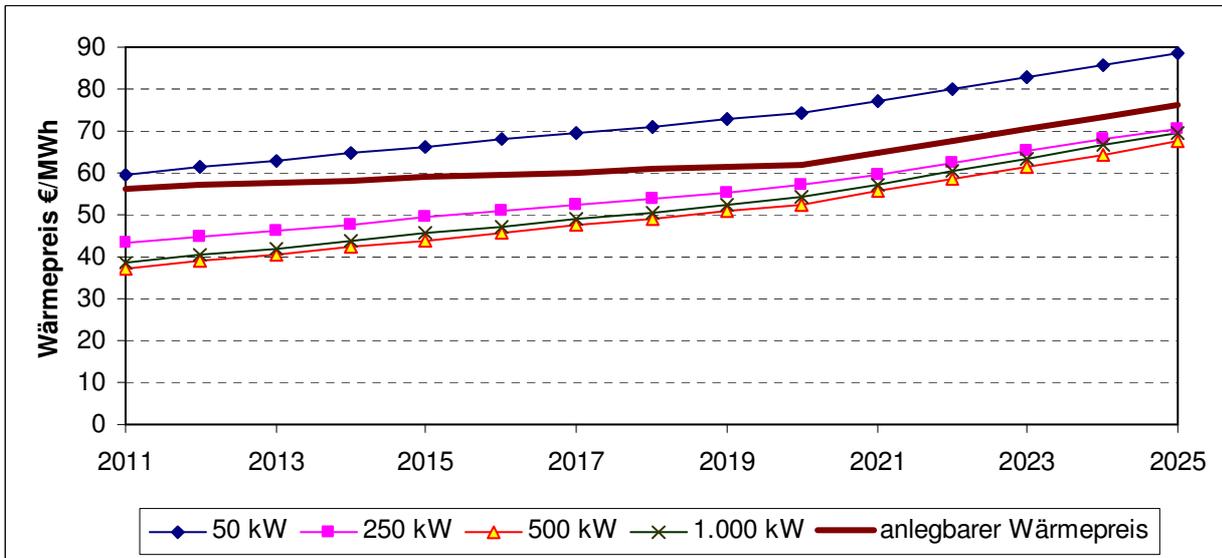


Abbildung 5: Wärmegestehungskosten Biomethanbetrieb

Das kleine BHKW (50 kW_{el}) ist nicht wirtschaftlich mit Biomethan zu betreiben. Der Betrieb der großen BHKW ist wirtschaftlich.

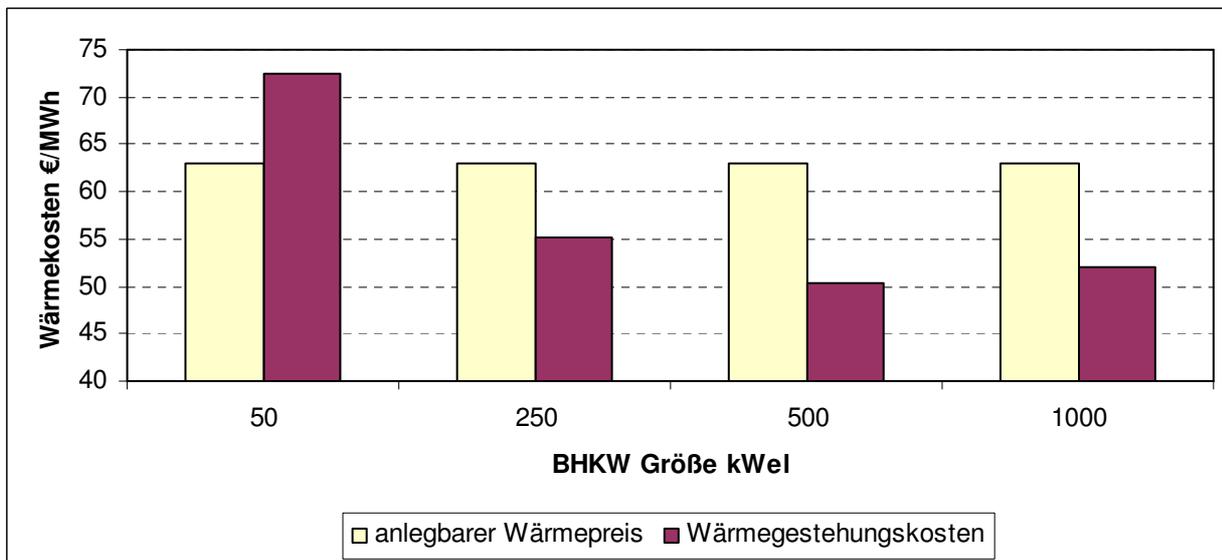


Abbildung 6: linearer Mittelwert der Wärmekosten über die Nutzungsdauer (Biomethanbetrieb)

Grundsätzlich ist anstatt des Betriebes von Erdgas-BHKW mit Biomethan auch der Einsatz von Roh-Biogas in speziell hierfür geeigneten Biogas-BHKW möglich. Dies setzt voraus, dass eine Biogasanlage in der Nähe des BHKW-Standortes liegt, von der das Biogas über eine Rohbiogasleitung zum BHKW transportiert werden kann. Die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten maximale Entfernung hängt von den Kosten für die Verlegung dieser Biogasleitung ab. Bei günstigen Rahmenbedingungen sind Entfernungen bis zu 10 km realisierbar. Unter dieser Voraussetzung ist

die Wirtschaftlichkeit einer direkten Biogasnutzung in der Regel günstiger, als die Verwendung von durchgeleitetem Biomethan aus dem öffentlichen Erdgasnetz.

6 Einsatzkonzept dezentraler BHKW in Kiel

6.1 Vorbemerkungen

Die Ergebnisse der Berechnungen können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- Erdgas-BHKW im Eigenbetrieb, d.h. mit weitgehender Stromselbstnutzung weisen eine sehr gute Wirtschaftlichkeit auf .
- Erdgas-BHKW mit externem Betreiber und überwiegender Stromeinspeisung in das öffentliche Stromnetz sind nur wirtschaftlich, wenn es für Kleinanlagen (< 50 kW) eine Förderung gibt.
- Größere Biomethan-BHKW (> 100 kW) sind wirtschaftlich.
- Eine direkte Biogasnutzung ist bei geringen Entfernungen zwischen Erzeugung (Biogasanlage) und BHKW wirtschaftlicher als die Nutzung von Biomethan aus dem öffentlichen Erdgasnetz.
- Biomethangas-BHKW haben eine deutlich höhere CO₂-Einsparung als Erdgas-BHKW.

Aus diesen Zusammenhängen ergeben sich für die Umsetzung des in Kiel bestehenden BHKW-Potenzials folgende Vorschläge:

- BHKW im Eigenbetrieb werden als Erdgas-BHKW eingesetzt.
- BHKW mit einer Leistung > 100 kW mit externem Betreiber werden mit Biomethan betrieben. Anlagen in Stadtrandnähe, bei denen eine direkte Biogasversorgung möglich erscheint (z.B. Schilksee) werden mit Rohbiogas betrieben.
- Die Stadt Kiel setzt sich politisch dafür ein, dass eine Mini-BHKW-Förderung für Anlagen mit einer elektrischen Leistung < 50 kW weiterhin zur Verfügung steht.
- Die Landeshauptstadt Kiel stellt die Heizungssysteme der Schulen und sonstiger öffentlicher Gebäude außerhalb des Fernwärmegebietes für einen BHKW-Betrieb zur Verfügung.
- Die Stadtwerke Kiel werden durch die Landeshauptstadt Kiel aufgefordert, in den Heizzentralen der SWK, die außerhalb des Fernwärmegebietes liegen, ein BHKW zu betreiben.
- Die Landeshauptstadt Kiel startet eine Initiative „Blockheizkraftwerke“, in der
 - Betreiber von gut geeigneten Einzelstandorten wie Altenheime, Krankenhäuser, Hotels die ökonomischen und ökologischen Vorteile vermittelt werden,
 - mögliche Betreiber (SWK oder Contractoren) mit Heizzentralen im Wohnungsbau und Gewerbe zusammengebracht werden,
 - die Erschließung der ausgewiesenen Nahwärmegebiete politisch unterstützt wird.

6.2 Dezentrales KWK Potenzial mit Energieträgeraufteilung und CO₂-Emission

Das in Kap. 4 entwickelte dezentrale KWK-Potenzial wird mit den in Kap. 6.1 formulierten Vorschlägen gemäß Tabelle 19 aufgeteilt.

	elektr. Leistung kW	Erdgas kW	Biogas kW	Bio- methan kW	Stromprod. Erdgas MWh/a	Stromprod. Biogas MWh/a	Wärmeprod. MWh/a
BHKW bis 2009	338	338			1.690		3.085
SWK Heizzentralen	1.345	181	1.164		1.160	8.036	11.376
Kieler Schulen	157	157			967		1.928
gewerbl. Einzelstandorte	525	525			2.888		4.736
Nahwärme Wohnungsbau	4.157			4.157		27.572	29.723
Sonstige Standorte	2.243	1.122		1.122	6.168	6.168	18.505
Summe	8.766	2.323	1.164	5.279	12.873	41.777	69.352

Tabelle 19: Dezentrales KWK-Potenzial mit Energieträgeraufteilung

Bei den „BHKW bis 2009“ handelt es sich überwiegend um Kleinanlagen bzw. Anlagen im Eigenbetrieb.

Bei den BHKW in „SWK Heizzentralen“ gibt es zwei Anlagen in Schilksee, für die ein Biogasbetrieb möglich erscheint. In den anderen Zentralen sind lediglich Klein-BHKW möglich, die im Erdgasbetrieb angesetzt werden.

Alle BHKW in Kieler Schulen sind Klein-BHKW, die im Erdgasbetrieb angesetzt werden.

BHKW an „gewerblichen Einzelstandorten“ sind BHKW im Eigenbetrieb, die überwiegend als Anlagen < 50 kW ausgeführt werden. Hier ist der Erdgasbetrieb angesetzt.

Alle BHKW in Nahwärmesystemen sind Großanlagen. Die Gebiete befinden sich nicht in Stadtrandnähe, so dass der Biomethanbetrieb angesetzt wird.

BHKW an sonstigen Standorten beinhalten alle BHKW-Größenordnungen und verschiedene Einsatzfälle. Hier wird eine Aufteilung jeweils zu 50 % auf Erdgas und Biomethan angesetzt.

Ca. 26 % des Potenzials sind besser für den Erdgasbetrieb geeignet, ca. 74 % für den Biomethanbetrieb.

In der Tabelle 20 ist die Brennstoffaufteilung, die CO₂-Emissionen, die CO₂ - Gutschriften und die CO₂-Emissionsfaktoren für Strom aus dezentraler KWK angegeben.

	Erdgas- bedarf MWh/a Hs	Biogas- bedarf MWh/a Hs	CO ₂ -Emis. Brennstoff t/a	CO ₂ -Gutschrift Wärme* t/a	CO ₂ -Emis. t/a	CO ₂ -Faktor Strom kg/MWh
BHKWs bis 2009	6.089		1.111	692	418	248
SWK Heizzentralen	4.069	22.248	742	2.553	-1.811	-197
Kieler Schulen	3.562		650	433	217	224
gewerbl. Einzelstandorte	9.405		1.716	1.063	653	226
Nahwärme Wohnungsbau		76.336	0	6.081	-6.081	-221
Sonstige Standorte	20.091	20.091	3.665	4.153	-489	-40
	43.216	118.674	7.883	14.976	-7.093	-130

*Basis Erdgas

Tabelle 20: Brennstoffaufteilung und CO₂ – Emission

Die insgesamt durch dezentrale KWK-Anlagen erzielbare CO₂-Einsparung ist in Verbindung mit den anderen Bausteinen des Kieler Energiekonzeptes zu sehen. Bei der Bilanzierung wird davon ausgegangen, dass der in den KWK-Anlagen erzeugte Strom anderen Strom ersetzt. Die Differenz aus dem Vergleich der CO₂-Emissionen von Strom aus KWK-Anlagen und substituierter Strommenge wird den KWK-Anlagen als CO₂-Einsparung gutgeschrieben. Geht man davon aus, dass das zentrale GuD-Heizkraftwerk während der Betriebszeiten den gesamten Kieler Strombedarf decken kann, dann ersetzen die dezentralen KWK-Anlagen in dieser Zeit vorwiegend den vom GuD erzeugten Strom. Lediglich in den Stillstandzeiten des GuD, d.h. während ca. 24 % des Jahres kann der Bezug von Fremdstrom vermieden werden. Da die Stillstandzeiten des GuD in Zeiten mit warmer Witterung liegen, und in diesen Zeiten auch die dezentralen BHKW weniger laufen, reduziert sich dieser mögliche Zeitraum. Es wird im folgenden davon ausgegangen, dass der KWK-Strom zu einem Anteil von 95 % den Strom aus dem GuD ersetzt und nur zu 5% der Bezug von Fremdstrom vermieden wird. In der Tabelle 21 sind die CO₂-Emissionsverhältnisse und CO₂-Gutschriften für die dezentralen BHKW-Anlagen angegeben.

	Strommenge		CO ₂ -Faktor kg/MWh	CO ₂ - Gutschrift t/a
	MWh/a	%		
GuD Strom	51.917	95	344	17.859
Fremdbezug	2.732	5	594	1.623
Summe	54.649	100	357	19.482
CO ₂ -Emissionsgutschrift BHKW			t/a	7.093
CO ₂ -Einsparung dez. BHKWs			t/a	26.576

Tabelle 21: CO₂-Einsparung durch dezentrale KWK

Bezogen auf die CO₂-Emission 2006 der Stadt Kiel führt die Umsetzung des dezentralen KWK-Potenzials zu einer CO₂-Einsparung von ca. 2,0 %.