



Fernwärmenetz

Die Fernwärme Ulm GmbH (FUG) versorgt 15.000 Wohneinheiten mit rd. 2.650 Hausanschlussstationen mit Fernwärme. Die Anschlussleistungen der Hausanschlüsse variieren zwischen 12 kW_{th} und 35 MW_{th}. Bei einem Anschlusswert des Fernwärmenetzes von 390 MW_{th} werden rd. 600 GWh_{th}/a in das Wärmenetz eingespeist. Davon entfallen 75 % auf das Winterhalbjahr und 25 % auf das Sommerhalbjahr. Trotz des steigenden Dämmstandards der angeschlossenen Gebäude konnte der Anschlusswert in den letzten Jahren leicht gesteigert werden. Dieser Trend wird auch für die kommenden Jahre erwartet. Für die Jahreshöchstlast von 270 MW_{th} wird hingegen mit einem leichten Rückgang gerechnet. Zu den angeschlossenen Verbrauchern zählen 28 % private Haushalte, 7 % öffentliche Gebäude, 40 % Gewerbe und 25 % Industrie.

Das Wärmenetz hat eine Gesamtlänge von rd. 160 km und teilt sich in vier Temperaturbereiche auf. Das Heißwassernetz mit einer Vorlauftemperatur im Bereich von 90 °C bis 110 °C weist mit 84 km die größte Netzlänge vor dem 3 bar Dampfnetz mit einer Netzlänge von 55 km auf. Die Rücklauftemperaturen liegen zwischen 50 °C und 60 °C. Die FUG plant, das vorhandene Dampfnetz mit entsprechend hohen Netztemperaturen auf einer Länge von 55 km auf ein Heißwassernetz umzustellen. Damit wird die Transformation des historisch gewachsenen Fernwärmenetzes vorangetrieben.



2

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Primärenergiefaktor f _p :	0,31
Anschlusswert:	390 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	270 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	505 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	600 W _{th}
Liniendichte:	2,5 W _{th} /m
Netzverluste:	15,0 %
Anteil KWK:	80,0 %

Feste Biomasse:

Biomasse-HKW I Magirusstraße (IB 2004):	
Max. Wärmeleistung:	40 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	300 GWh _{th}

Biomasse-HKW II Magirusstraße (IB 2012):	
Max. Wärmeleistung:	20 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	85 GWh _{th}

Biogas / Pflanzenöl:

BHKW Siemensstraße (IB 2006):	
Max. Wärmeleistung:	0,5 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	3 GWh _{th}

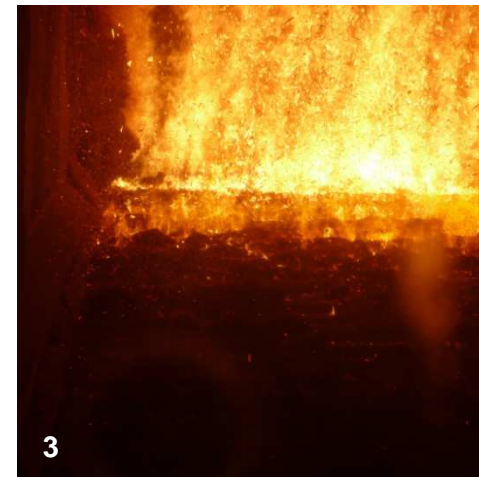
BHKW Gögglinger Straße (IB 2008):	
Max. Wärmeleistung:	1,1 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	7 GWh _{th}

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die Fernwärme wird von mehreren zentralen Erzeugungsstandorten auf Basis fossiler Energieträger bereitgestellt. Am Standort des zentralen Heizkraftwerks (HKW) werden 3 Kesselanlagen mit Steinkohle und 2 Kesselanlagen mit Erdgas/Heizöl betrieben. Des Weiteren sind 4 Heizwerke (HW) mit Erdgas/Heizöl vorhanden. Im Jahr 1997 wurde das mit Restmüll befeuerte MHKW Donautal an das Fernwärmenetz angeschlossen, das der Grundlastabdeckung dient.

Holzartige Biomasse

Das Biomasse-HKW I am Standort des zentralen HKW in der Ulmer Weststadt wurde 2004 in Betrieb genommen. Als Brennstoff werden Hackschnitzel aus Frisch- und Altholz eingesetzt. Das Biomasse-HKW I dient als Grundlast-HKW mit 7.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.



3

Durch die Wärmebereitstellung des MHKW und des HKW I werden die fossilen Wärmeerzeugungsanlagen seltener benötigt. Der Einsatz der fossilen Wärmeerzeuger verschiebt sich in Richtung Mittel- bzw. Spitzenlast, dabei werden insbesondere die fossilen HW substituiert. Durch die geringeren Laufzeiten der fossilen HKW verringert sich auch deren Nettostromerzeugung, die jedoch teilweise durch den Betrieb des Bio-HKW I wieder ausgeglichen wird.

Aufgrund der positiven Erfahrungen mit dem Biomasse-HKW I, wurde am gleichen Standort das Biomasse-HKW II errichtet und 2012 in Betrieb genommen. Das HKW II weist eine Wärmeleistung von 20 MW_{th} auf. Dabei ist eine Nettowärmeerzeugung von 85 GWh_{th} geplant. Mit rd. 4.250 Vollbenutzungsstunden pro Jahr dient das HKW II als Mittellast-HKW. Großanlagen wie die Biomasse-HKW werden in gleicher Weise wie fossile Anlagen an den Vorlauf des Wärmenetzes angeschlossen. Technische Anpassungen sind hierbei nicht erforderlich.



Abbildung 1 zeigt die Nettowärmeerzeugung in GWh_{th} der fossilen und erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen für die Jahre 2011 und 2012. Die beiden Biomasse-HKW können eine Wärmeleistung von $60 \text{ MW}_{\text{th}}$ bereitstellen. Die maximale Jahreshöchstlast im Wärmenetz liegt jedoch mit $270 \text{ MW}_{\text{th}}$ deutlich darüber. In Zeiten mit hoher Wärmelast ist daher der Betrieb von fossilen HKW bzw. HW unabdingbar. Welche fossile Anlage die restliche Wärme bereitstellt, hängt vor allem von den Rohstoffpreisen der Energieträger Steinkohle bzw. Erdgas ab. Der Vergleich der Nettowärmeerzeugung von 2011 und 2012 zeigt, wie die Wärmeeinspeisung auf Basis fossiler Brennstoffe durch das Biomasse-HKW II reduziert wird. Im Jahr 2012 verbleibt eine Wärmearbeit aus fossilen Quellen von rd. 84 GWh/a , dies entspricht einem Anteil von 14 % an der gesamten Wärmearbeit. Rund 2/3 der Wärmearbeit wird aus erneuerbaren Energien (ohne Abfall) bereitgestellt.

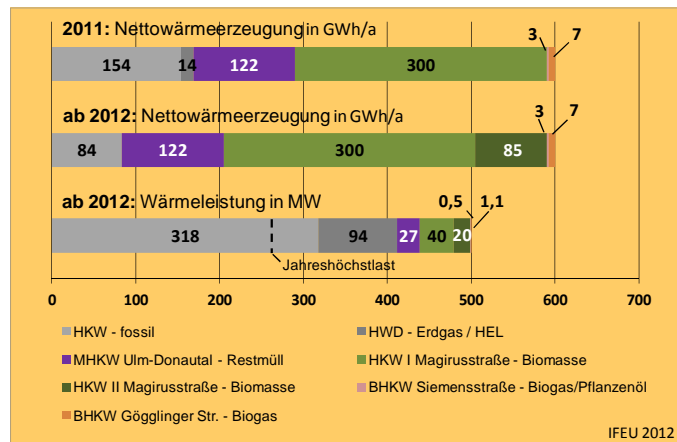


Abbildung 1: Bilanz der Nettowärmeerzeugung der Fernwärme Ulm.

Biogas

Neben der festen Biomasse wird seit dem Jahr 2006 auch Biogas als erneuerbarer Energieträger genutzt. Derzeit sind zwei Biogasanlagen, die von privaten Investoren betrieben werden in Betrieb. Die Biogasanlage in der Siemensstraße gewinnt aus dem Vergärungsprozess von Mais und Gräsern Biogas, das in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer Wärmeleistung von $500 \text{ kW}_{\text{th}}$ zur Strom- und Wärmeerzeugung verwertet wird. Im Jahr 2008 wurde eine weitere Biogasanlage mit BHKW mit einer thermischen Leistung von $1,05 \text{ MW}_{\text{th}}$ installiert. Die Biogas-BHKW werden in der Grundlast nahezu das ganze Jahr betrieben. Aufgrund der geringen Abwärmtemperatur der BHKW von rd. $90 \text{ }^\circ\text{C}$ wurde ein Anschluss an den Fernwärmerücklauf gewählt. Mit der Anhebung der Rücklauftemperatur um rd. $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ist ein effizienter Absatz der Motorwärme der Biogas-BHKW möglich.

Die Anhebung der Rücklauftemperatur, die üblicherweise aufgrund der höheren Netzverluste sowie der geringeren Effizienz fossiler HKW nicht gewünscht ist, wird durch die RL-Versorgung von Wohngebieten wieder gesenkt und damit effizient genutzt. Mit den Betreibern wurde die Option für eine Abschaltung der BHKW in den Sommermonaten vertraglich vereinbart, um eine Verdrängung der Wärme aus dem Biomasse-HKW und dem MHKW vermeiden zu können.

Abwärme

Die FUG nutzt seit 1996 auch die Abwärme eines Holzverarbeitungsbetriebes. Dabei wird die Abwärme mit einer Wärmeleistung von maximal $0,25 \text{ MW}_{\text{th}}$ aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus der Abwärme in den Fernwärmerücklauf eingespeist. Pro Jahr ergibt sich so eine Nettowärmeerzeugung von rd. $400 \text{ MWh}_{\text{th}}$.

Investition und Vergütung

Die spezifischen Investitionskosten für die Biomasse HKW I und HKW II lagen bei $925 \text{ Euro/kW}_{\text{th}}$ bzw. $1.240 \text{ Euro/kW}_{\text{th}}$. Der Strom aus den Biomasse-HKW und den Biogas-BHKW wird nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) vergütet. Diese Anlagen werden daher im Vorrang zu den fossilen Heizkraftwerken betrieben. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Biomasse-HKW und der Biogas-BHKW wird wesentlich durch die Vergütung des erneuerbaren Stroms nach dem EEG erreicht.



Fernwärmenetz

An das Fernwärmenetz der Stadtwerke Flensburg sind rd. 16.000 Hausanschlussstationen angeschlossen. Seit dem Jahr 1969 wird das Fernwärmenetz kontinuierlich ausgebaut, so dass heute rd. 98 % des Wärmebedarfs der Stadt mit Fernwärme gedeckt wird. Mit einem Anschlusswert von 640MW_{th} und einer jährlichen Nettowärmeerzeugung von rd. 1,17 TWh_{th} zählt das Fernwärmenetz zu den größten Netzen in Deutschland.

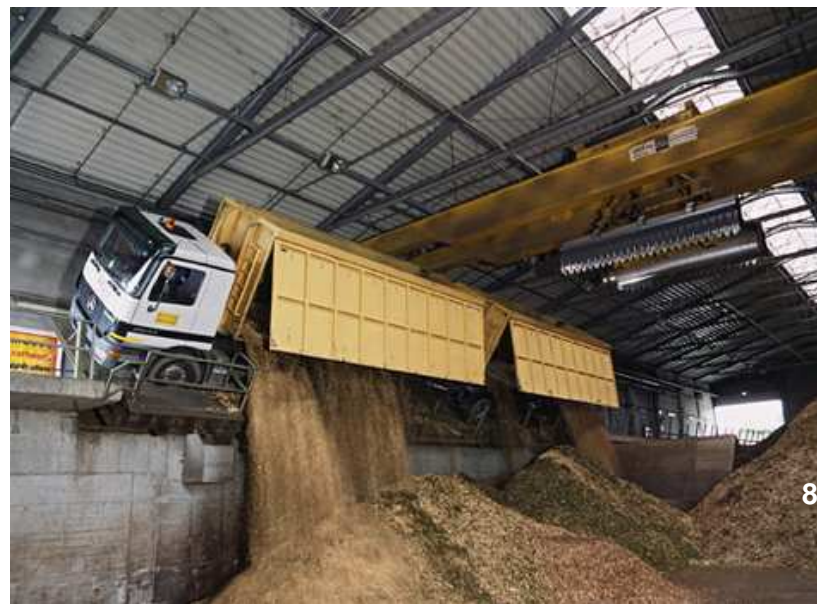
Bezogen auf den Wärmeverbrauch beim Endkunden entfallen 55 % auf private Haushalte, 26 % auf Gewerbe und 19 % auf Industriebetriebe. In Flensburg ist der Anschlusswert in den letzten Jahren weitgehend konstant geblieben. Eine Erhöhung des Anschlusswertes wird nur noch in geringem Umfang erwartet, da bereits heute der Wärmebedarf der Stadt fast vollständig durch Fernwärme gedeckt wird. Aufgrund der Maßnahmen zur Sanierung des Gebäudebestands ist jedoch eine Abnahme des Wärmeverbrauchs von 1 % pro Jahr zu beobachten. Es wird damit gerechnet, dass sich diese Entwicklung in den nächsten Jahren fortsetzen wird.

Das Strahlennetz weist eine Gesamtlänge von über 600 km auf. Die Fernwärme wird mit einer saisonal gleitenden Vorlauftemperatur zwischen 80 °C und 130 °C gefahren. Die Rücklauftemperaturen betragen rd. 60 °C. Die Wärmebereitstellung erfolgt aufgrund der verkehrstechnisch günstigen Lage an der Flensburger Förde zum größten Teil auf Basis von Steinkohle, die per Frachtschiff zum zentralen HKW transportiert wird. In das Fernwärmenetz ist ein großer Pufferspeicher mit einem Heißwasservolumen von 28.000 m³ und einer thermischen Engpassleistung von 100 MW_{th} integriert. Der drucklose Stahlspeicher wurde 1982 in Betrieb genommen und dient dem Ausgleich von Lastspitzen und der Erhöhung der Versorgungssicherheit beim Ausfall einer Erzeugungsanlage. Pro Jahr wird eine Wärmemenge von 190 GWh aus dem Wärmespeicher in das Fernwärmenetz eingespeist. Der Pufferspeicher wird mit einer Einspeisetemperatur in das

Wärmenetz von 98 °C und einer Ausspeisetemperatur von 60°C gefahren.

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die Wärmeerzeugung erfolgt mit sechs Kesselanlagen im zentralen HKW der Stadtwerke. Hinzu kommen vier räumlich verteilte Reserveheizwerke. Die Reserveheizwerke werden im Normalbetrieb nur selten hochgefahren. Sie dienen praktisch ausschließlich der Bereitstellung von Wärmeleistung bei Ausfall oder Wartung von Kesselanlagen im HKW. Die Reserveheizwerke werden daher in der Wärmebilanz nicht näher betrachtet. In den Kesselanlagen des HKW wird überwiegend Steinkohle als Energieträger eingesetzt. Dabei werden drei Wirbelschichtkessel in der Grundlast betrieben (Kessel 9, 10 und 11). Die Kessel 7 und 8 dienen als Spitzenlastkessel und werden ebenfalls mit Steinkohle betrieben. Im Reservekessel 5 wird Schweröl als Brennstoff eingesetzt.



INFO-BOX:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Primärenergiefaktor f_p :	0,7
Anschlusswert:	640 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	400 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	395 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	1.165 GWh _{th}
Liniendichte:	1,1 kW _{th} /m
Netzverluste:	15,0 %
Pumpstrombedarf:	1,3 %
Anteil KWK:	95,0 %

Biomassemitverbrennung:

HKW Kessel 9 + 10 + 11 (IB 1985 bis 1991)	
Wärmeleistung konv.:	179 MW _{th}
Wärmeleistung Holz-HS:	4,20 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung konv.:	850 GWh _{th}
Nettowärmeerzeugung Holz-HS:	20 GWh _{th}

Biomassemitverbrennung

Seit 2007 wird der Energieträger Steinkohle in geringem Umfang durch holzartige Biomasse in den Wirbelschichtkesseln 9, 10 und 11 des HKW ergänzt. Ein Grund für die Mitverbrennung von Biomasse ist das Bestreben, den Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung zu erhöhen und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren. Mit der schrittweisen Erhöhung des Biomasse-Anteils im HKW wird die technische und logistische Machbarkeit geprüft.

In der Region Flensburg fallen jedes Jahr größere Mengen an holzartiger Biomasse bei der Pflege der sogenannten „Knicks“, wallartigen Baum- und Strauchhecken, an, die kostengünstig als Holzhackschnitzel im HKW eingesetzt werden können.



Biomassemitverbrennung Stadtwerke Flensburg



Zusätzlich wird Waldrestholz aus dem Baltikum importiert. Das Waldrestholz wird mit dem Schiff angeliefert und in Deutschland zu Hackschnitzeln verarbeitet. Alternativ werden die Hackschnitzel direkt im Ausland hergestellt und dann nach Flensburg verschifft. Aufgrund der vermehrten Nachfrage nach dem Rohstoff Holz, das in Biomasseheizkraftwerken in der weiteren Umgebung eingesetzt wird, und auch aufgrund der gestiegenen Nachfrage aus Dänemark ist ein regionaler Anstieg der Holzpreise in den letzten Jahren feststellbar.

Mit den Wirbelschichtkesseln kann der gewünschte Biomasseanteil optimal eingestellt werden. Bei einer derzeitigen Nettowärmeerzeugung aus Biomasse von 20 GWh pro Jahr (siehe Abbildung 2), dies entspricht einem Anteil von rd. 2 %, kann die Menge der holzartigen Biomasse mit rd. 4.500 Tonnen pro Jahr abgeschätzt werden. Zukünftig ist eine Erhöhung des Biomasseanteils an der Nettowärmeerzeugung auf bis zu 30 % vorgesehen. Höhere Biomasseanteile sind mit der derzeit verfügbaren Technik nicht realisierbar. Bei der Verbrennung der Holzhackschnitzel, die einen höheren Wassergehalt als Steinkohle aufweisen, entsteht ein größerer Rauchgasvolumenstrom, wodurch der aus technischer Sicht mögliche Biomasseanteil begrenzt wird. Die Verbrennung der Biomasse wirkt sich ansonsten positiv auf die Zusammensetzung des Rauchgases aus, da weniger Schwefeldioxide (SO₂) entstehen.

Die Steinkohle bleibt jedoch mittelfristig der mit Abstand wichtigste Energieträger. 87 % der Nettowärmeerzeugung in Flensburg werden heute mit Steinkohle bereitgestellt. Für die Biomassemitverbrennung waren einige Anpassungen an der vorhandenen Infrastruktur erforderlich. Für die Bereitstellung der Biomasse wurde eine Holzaufgabestation errichtet. Für den Transport der Hackschnitzel zu den Wirbelschichtkesseln wurden Druckluftförderleitungen realisiert. Des Weiteren war eine Anpassung der Leit- und Automatisierungstechnik erforderlich. Die genannten Anlagenteile wurden ohne Fördergelder realisiert.

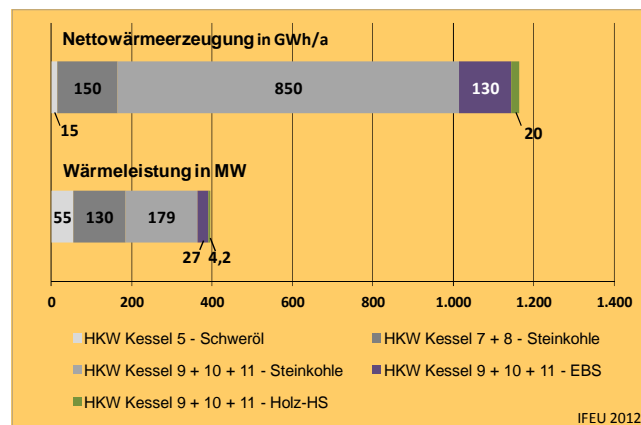


Abbildung 2: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung in Flensburg.

Die Stadtwerke Flensburg haben sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 CO₂-neutral zu werden. Das größte Hemmnis für eine vermehrte Nutzung von Biomasse in großen Heizkraftwerken wird darin gesehen, dass ein kostendeckender Betrieb aufgrund der teilweise hohen Beschaffungskosten für das Holz nicht gesichert ist. So liegen die Brennstoffkosten für die Biomasse häufig über den Brennstoffkosten für Steinkohle. Dies ist auch dann noch der Fall, wenn die Kosten für CO₂-Zertifikate berücksichtigt werden. Bei zukünftig steigenden Brennstoffpreisen für Steinkohle und steigendem Börsenwert der CO₂-Zertifikate wird erwartet, dass die Mitverbrennung von Biomasse deutlicher wirtschaftlicher wird.

Ersatzbrennstoff

Neben der holzartigen Biomasse wird Ersatzbrennstoff (EBS) im HKW mitverbrannt. Als EBS kommt aufbereiteter Gewerbemüll zum Einsatz. Bei der Aufbereitung des Gewerbemülls werden unter anderem PVC, Steine und Glas aussortiert, so dass im Wesentlichen Papier und Altholz als EBS verbrannt werden. Die Nettowärmeerzeugung aus EBS

beträgt rd. 130 GWh_{th}, dies entspricht einem Anteil von 11 %. Damit ist der Anteil des EBS deutlich größer als bei der holzartigen Biomasse.

Weitere Entwicklung

In den kommenden Jahren sind Anpassungen der Fernwärmeerzeugung geplant. Um die Abhängigkeit vom Brennstoff Steinkohle zu reduzieren und den Brennstoffmix zu erhöhen, wird bis zum Jahr 2016 ein weiteres HKW als Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) auf Basis von Erdgas errichtet. Das neue GuD-Kraftwerk wird dann die mit Steinkohle betriebenen Kessel 7 und 8 ersetzen, die anschließend rückgebaut werden. Des Weiteren wird die Umstellung des Kessels 5 von Schweröl auf Erdgas bzw. leichtem Heizöl vorbereitet. Durch diese Maßnahmen soll eine höhere Flexibilität hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes sowie wirtschaftliche und ökologische Vorteile generiert werden. Durch die effiziente GuD-Anlage erhöhen sich der Gesamtnutzungsgrad des HKW und die Stromerzeugung aus KWK. Mit dem GuD-Kraftwerk kann dann Regelleistung am Strommarkt angeboten werden. Das HKW Flensburg bietet derzeit nur in den Wintermonaten negative Regelleistung bis 10 MW elektrischer Leistung als Minutenreserve an. In den Sommermonaten ist dies jedoch aufgrund des geringen Wärmeverbrauchs nicht wirtschaftlich. Aufgrund der effizienteren Stromerzeugung durch das GuD-Kraftwerk wird zusätzlich eine Reduzierung des Primärenergiefaktors erzielt.





Fernwärmenetz

Die E.ON Bayern-Wärme GmbH betreiben in der Gemeinde Poing in Oberbayern ein rd. 20 Jahre altes Fernwärmenetz mit einem Anschlusswert von 28 MW_{th}. Über das Wärmenetz mit einer Gesamtlänge von 18 km werden rund 440 Hausanschlussstationen von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie von Gewerbe- und Industriebetrieben versorgt. Die Anschlussleistungen der Hausanschlussstationen weisen eine Bandbreite von 7 kW_{th} bis 4.600 kW_{th} auf.

Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes beträgt im Winter rd. 105 °C bei einer Rücklauftemperatur von 55 °C bis 60 °C. Zukünftig sind im Winter deutlich niedrigere Vorlauftemperaturen < 100 °C geplant. Die Optimierung der Netztemperaturen erfolgt über Netzschlechtepunktmessungen und neue Netzpumpen.

Das Fernwärmenetz in Poing wird kontinuierlich ausgebaut. Dabei werden insbesondere neue Baugebiete entwickelt und an die Fernwärme angeschlossen. Es ist daher kurz- bis mittelfristig davon auszugehen, dass der Anschlusswert und die Jahreshöchstlast weiter steigen werden. Seitens des Betreibers bestehen Überlegungen, Teilnetze mit geringeren Netztemperaturen bzw. Niedertemperaturauskopplungen auszustatten. Dabei ergeben sich Synergien hinsichtlich des verfügbaren Temperaturniveaus der Geothermie, da bei geringen Netztemperaturen auch weniger mit Erdgaskesseln nachgeheizt werden müsste.



In Poing zeigt sich deutlich die Konkurrenz der Fernwärme zum ebenfalls vorhandenen Erdgasnetz. Die energetische Versorgung der neuen Baugebiete wird öffentlich ausgeschrieben. Daher kann es vorkommen, dass ein neues Wohngebiet trotz vorhandenem Fernwärmenetz einen Gasanschluss erhält. Mit der Grundlastwärme der Geothermie könnten aber problemlos weitere Wohngebiete versorgt werden.

INFO-Box:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Anschlusswert:	28 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	14 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	37 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	45 GWh _{th} /a
Liniendichte:	1,6 kW _{th} /m
Netzverluste:	11 %

Geothermieheizwerk:

Geologie: Süddeutsches Molassebecken	
Typ: Hydrothermale Dublette	
Förderbohrung:	3.000 m
Reinjektionsbohrung:	3.000 m
Schüttung:	100 l/s
Fördertemperatur:	76 °C
Reinjektionstemperatur:	50 °C
Max. Wärmeleistung:	7 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	31,5 GWh _{th} /a
Pumpstrombedarf:	3.500 MWh/a



Hydrothermale Geothermie

Die Wärmebereitstellung entfällt zu einem Drittel auf das Sommerhalbjahr und zu zwei Drittel auf das Winterhalbjahr. Die Wärme für das mehr als 20 Jahre alte Fernwärmenetz wurde bislang mit BHKWs und Spitzenlastkesseln (Erdgas und Biogas) bereitgestellt. In den Jahren 2008 bis 2012 wurde der vorhandene Erzeugerpark grundlegend verändert. Neben dem Neubau des Geothermieheizwerks wurde ein weiterer Spitzenlastkessel (Reservekessel) gebaut. Die drei bestehenden BHKW-Module mit einer Wärmeleistung von je rd. 1 MW_{th} werden rückgebaut, da die Grundlastversorgung im Sommer wie im Winter durch das Geothermieheizwerk übernommen wird. Die BHKW, die für einen wirtschaftlichen Betrieb auf hohe Vollbenutzungsstunden angewiesen sind, werden daher an anderer Stelle mit einer höheren Auslastung betrieben.



Geothermie in Poing Bayern-Wärme GmbH



Die Fernwärme wird in der Geothermieheizzentrale Poing erzeugt. An diesem zentralen Standort sind alle Wärmeerzeugungsanlagen aufgestellt. Zum Ausgleich von Lastspitzen ist ein kleiner Pufferspeicher mit einem Nutzvolumen von 20 m³ vorhanden. Die Spitzenlastabdeckung erfolgt über drei Erdgaskessel. Die thermischen Engpassleistungen der drei Erdgaskessel betragen 7 MW_{th}, 6 MW_{th} und 17 MW_{th}. Bei einer Nettowärmeerzeugung von 13,5 GWh/a beträgt der Anteil der Spitzenlastkessel an der gesamten Wärmeerzeugung rd. 30 %, dies entspricht rd. 450 Vollbenutzungsstunden. Das Geothermieheizwerk besteht aus einer hydrothermalen Dublette mit einer Förderbohrung und einer Reinjektionsbohrung (beide rd. 3.000 m tief).



Das Thermalwasser aus der Förderbohrung wird zu drei Wärmeübertragern in der Geothermieheizzentrale gepumpt. Der Betriebsdruck der Thermalwasserleitung liegt bei rd. 6 bis 7 bar. Damit wird ein Ausgasen von korrosiven Gasen verhindert. Das Thermalwasser wird mit einer Temperatur von 76 °C gefördert und je nach Wärmenachfrage auf die gewünschte Vorlauftemperatur mit den Spitzenlastkesseln aufgeheizt. Bei einer Schüttrate von rd. 100 l/s ergibt sich eine geothermische Wärmeleistung von bis zu 7 MW_{th}. Damit können bis zu 50 % der Jahreshöchstlast über die Geothermie gedeckt werden. Die Nettowärmeerzeugung der Geothermie liegt bei rd. 31,5 GWh/a, dies entspricht rd. 4.500 Vbh/a bzw. 70 % der gesamten Wärmeerzeugung (siehe Wärmebilanz in Abbildung 3). Der Pumpstrombedarf für die Pumpe in der Förderbohrung beträgt rd. 3.500 MWh/a, dies entspricht rd. 11 % der Nettowärmeerzeugung des Geothermieheizwerks. Aufgrund dessen, dass die BHKW-Module rückgebaut werden, muss der Strom für die Untertagepumpe in der Förderbohrung zugekauft werden.

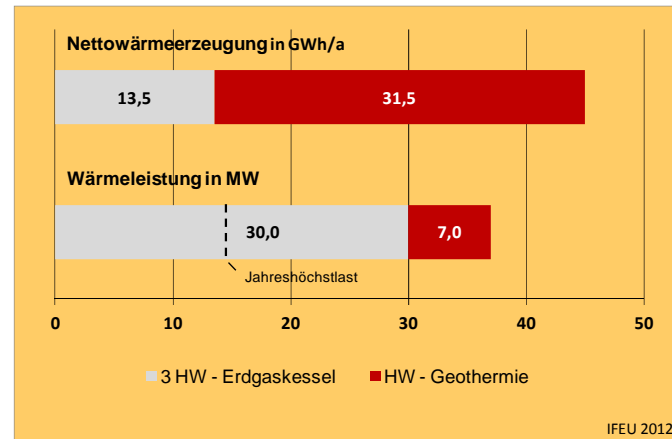


Abbildung 3: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung in Poing.

Investition und Förderung

Die Investitionskosten für das Geothermieheizwerk belaufen sich auf rd. 27 Mio. Euro. Davon entfallen 16,7 Mio. Euro auf die Förder- und die Reinjektionsbohrung (entspricht 62 %). Für das Heizwerk ergeben sich spezifische Investitionskosten von rd. 3.850 Euro/kW_{th}.

Das Geothermieprojekt wurde mit Mitteln aus dem Marktanreizprogramm (MAP) gefördert. Die Förderung wird über einen KfW-Tilgungszuschuss für die Bohrungen und den Ausbau des Wärmenetzes gewährt.



Fernwärmenetz

Das Fernwärmenetz der Stadt Wels wird durch die Elektrizitätswerk Wels AG betrieben. An das Heißwassernetz mit einer Länge von 49 km sind 943 Hausanschlussstationen angeschlossen. Die Bandbreite der thermischen Anschlussleistung pro Hausanschluss variiert zwischen 7 kW_{th} und 1.800 kW_{th}. Die angeschlossenen Verbraucher bestehen zu 52 % aus privaten Haushalten, 26 % aus öffentlichen Gebäuden, 10 % aus Gewerbe und 12 % aus Industrie. Der Anschlusswert des Fernwärmenetzes in Wels beträgt rd. 113 MW_{th}. In den letzten Jahren konnte der Anschlusswert aufgrund der Fernwärme-Offensive des Betreibers gesteigert werden. Heutige Anschlussleistungen von Gebäuden fallen jedoch durch die höheren Dämmstandards bis zu 60% geringer aus als früher.

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die wesentlichen Wärmeerzeugungsanlagen sind das zentrale Fernheizkraftwerk (FHKW) Wels, die Müllverbrennungsanlage WAV (Linien 1 und 2) sowie die Solarthermieanlage auf dem Messedach Wels. Historisch gesehen wurden in den 60er Jahren des 20. Jahrhunderts Braunkohle und schweres Heizöl im Heizkraftwerk verbrannt, bis man in den 70er Jahren auf Erdgas umgestiegen ist. Das FHKW Wels verfügt heute als GuD-Heizkraftwerk über zwei Gasturbinen mit einer elektrischen Leistung von 13 MW und nachgeschalteten Abhitzeesseln mit Entnahme-Kondensationsturbine mit einer elektrischen Leistung von 17 MW. Das FHKW wurde im Jahr 2000 in Betrieb genommen. Der Gesamtwirkungsgrad im KWK-Betrieb kann bis zu 80 % betragen. Das FHKW hat eine thermische Engpassleistung von 104 MW_{th} und trägt mit 45,5 % zur Nettowärmeerzeugung bei.

Das wärmegeführte FHKW wird im Winterhalbjahr von Oktober bis März betrieben. Im Sommerhalbjahr ist das FHKW außer Betrieb. Unmittelbar neben dem FHKW ist ein Wärmespeicher mit einem Nutzvolumen von 5.000 m³ und einer

Leistung von rd. 30 MW_{th} vorhanden. Der drucklose Speicher in Stahlbauweise dient dem Ausgleich zwischen Wärmeangebot des FHKW und Wärmenachfrage im Fernwärmenetz. Die überschüssige Wärme aus dem FHKW, die überwiegend in der Nacht anfällt, wird im Wärmespeicher gespeichert und zu Spitzenlastzeiten tagsüber in das Fernwärmenetz eingespeist. Der Wärmespeicher erfüllt damit die Funktion der Spitzenlastabdeckung.

INFO-BOX:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Anschlusswert:	113 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	75 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen: (ohne Solarthermie)	134 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	187 GWh _{th} /a
Liniendichte:	2,3 kW _{th} /m
Netzverluste:	9,1 %

Solarthermie:

Aufdachanlage Messe Wels (IB 2011):	
Kollektortyp: Vakuumröhrenkollektoren	
Kollektorfläche:	3.400 m ²
Max. Wärmeleistung:	2,0 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	1,3 GWh _{th} /a
Pumpstrombedarf:	< 2 %

Müllverbrennung

Die Müllverbrennungsanlage WAV wird im KWK-Betrieb gefahren und besteht aus zwei Anlagenlinien. Die thermische Engpassleistung der WAV beträgt rd. 30 MW_{th}. Die WAV speist das gesamte Jahr Grundlastwärme in das Fernwärmenetz ein. Die WAV trägt mit rd. 54 % zur Nettowärmeerzeugung bei.

Solarthermie

Im Jahr 2011 ist die weltweit größte solarthermische Aufdachanlage in Betrieb genommen worden, die mittels Vakuumröhrenkollektoren Wärme in ein Fernwärmenetz einspeist. Der Probetrieb der Solaranlage wurde im Mai 2011 aufgenommen. Nach einer Einfahrphase von einigen Monaten wurde im September 2011 der Regelbetrieb aufgenommen. Die Solaranlage mit einer Kollektorfläche von rd. 3.400 m² ist auf dem Dach einer Messehalle der Messe Wels mit einer Dachfläche von rd. 10.000 m² aufgestellt. Flächenmäßig wäre eine ca. 20 % größere Kollektorfläche realisierbar gewesen, allerdings ließ die statische Überprüfung der Dachkonstruktion aufgrund der einzuhaltenen Schneräumgassen und Dachkantenabstände nur die realisierte Kollektorfläche zu. Die Solaranlage weist im Sommer eine maximale Wärmeleistung von rd. 2MW_{th} auf. Pro Jahr wird mit einer eingespeisten Wärmemenge von rd. 1.300 MWh/a gerechnet (siehe Abbildung 4). Dies würde bezogen auf die Kollektorfläche einem spezifischen Wärmeertrag von 382kWh/m²·a entsprechen.





Eine Bedingung für den Bau der Solarthermieanlage war, dass der Betrieb der Anlage ohne nachteilige Auswirkungen auf das bestehende Fernwärmenetz erfolgt. Die Solaranlage speist daher in die Vorlaufleitung des Fernwärmenetzes ein. Mit den CPC (Compound Parabolic Concentrator) Vakuumröhrenkollektoren werden ausreichend hohe Vorlauftemperaturen erreicht, um auch bei höheren Vorlauftemperaturen > 90 °C im Wärmenetz Solarwärme einspeisen zu können. Bei Einsatz von Flachkollektoren hätte dies zu deutlich geringeren Vollbenutzungsstunden der Solaranlage geführt.

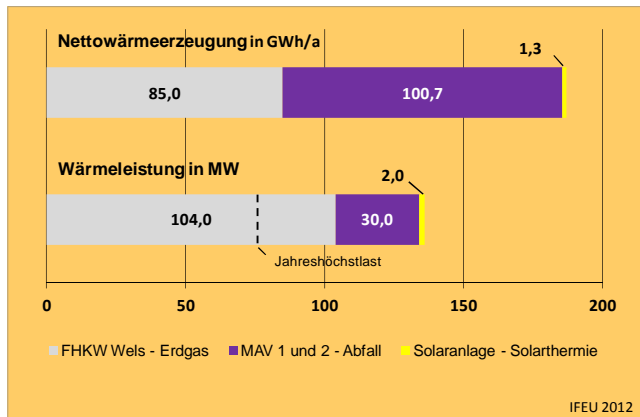


Abbildung 4: Bilanz der Nettowärmeerzeugung und der Wärmeleistung der Fernwärmeversorgung Wels

Betrieb der Solaranlage

Die Solaranlage ist für den Sommerbetrieb ausgelegt, da in dieser Zeit die höchsten Solarerträge zu erzielen sind und zudem das FHKW Wels außer Betrieb ist. Die Vakuumröhrenkollektoren sind daher mit einer für solarthermische Anlagen relativ flachen Neigung von rd. 30° aufgestellt. Dabei wird im Sommer ein Solaranteil an der Wärmelast von bis zu 50 % erreicht. Neben der Solaranlage speist die Müllverbrennungsanlage (WAV) in das Fernwärmenetz ein. Bei

der WAV wird die bei der Müllverbrennung anfallende Abwärme genutzt. Wird von der Solaranlage eine große Wärmeleistung eingespeist, wird die Abwärmenutzung an der WAV substituiert. Die überschüssige Abwärme der WAV wird über Notkühler an die Umgebung abgegeben. An dieser Stelle zeigt sich, dass die Solaranlage Pilotcharakter hat, da die Verdrängung der überschüssigen Abwärme aus der WAV aus ökonomischer und ökologischer Sicht nicht sinnvoll ist.

Im Winterbetrieb ist der Solaranteil dagegen sehr gering. Aufgrund der höheren Vorlauftemperaturen im Wärmenetz von > 100 °C speist die Solaranlage nur selten Solarwärme ein. Der Solarkreis ist mit dem Wasser aus dem Fernwärmenetz gefüllt. Es enthält daher kein Frostschutzmittel, wodurch die Leitungsquerschnitte sowie die Wärmeübertrager deutlich kleiner dimensioniert werden konnten. Im Winter bei Außentemperaturen unter 0° wird das warme Wasser aus der Heizzentrale und bei Bedarf auch aus dem Fernwärmenetz zum Frostschutz im Solarkreis umgewälzt. Dafür werden maximal 3 % des jährlichen Solarertrages aufgewendet.

Der gesamte Solarkreis kommt ohne Be- und Entlüftungsventile aus. Lediglich an der hydraulischen Weiche ist ein Entlüftungsventil vorhanden. Bei einer Störung im Fernwärmenetz kann es zur Stagnation in den Kollektoren kommen. Bei Stagnation wird das Wasser aus den Kollektoren und dem Solarkreis in drei Ausdehnungsgefäße mit einem Volumen von 1.500 l gedrückt. Die Vakuumröhrenanlage verfügt über einige weitere technische Besonderheiten. Aufgrund eines Höhenversatzes auf dem Messdach von ca. 10 m werden zwei separate Solarkreise betrieben. Um im Solarkreis eine ausreichend große Siedetemperatur zu gewährleisten, wird der Solarkreis mit mehreren bar Überdruck gefahren. Die Wärme aus den beiden Solarkreisen wird daher mittels Wärmeübertrager in der Heizzentrale an den Heizkreislauf übertragen. Die Wärme wird in eine hydraulische Weiche gepumpt, bevor sie mit zwei in Reihe geschalteten Netzpumpen in das Fernwärmenetz eingespeist wird. Je nach Druckniveau im Fernwärmeverlauf werden nur eine Pumpe oder beide Pumpen in Reihe betrieben.

Die Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz erfolgt temperaturabhängig aus der hydraulischen Weiche. Erst, wenn in der hydraulischen Weiche die Solltemperatur erreicht ist, wird die Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist. Sollte nicht genügend Wärme aus dem Solarkreis verfügbar sein, um die Solltemperatur in der hydraulischen Weiche zu erreichen, werden die Solarkreis-pumpen ausgeschaltet und es wird keine Wärme aus der hydraulischen Weiche in das Wärmenetz eingespeist. Durch die diskontinuierliche Beschickung aus der hydraulischen Weiche, auch „Eimer-Prinzip“ genannt, ändern sich die Druckverhältnisse im Fernwärmenetz. Dies betrifft insbesondere die Sommermonate, in denen der Netzdruck ohne die Solaranlage bisher ausschließlich durch die Netzpumpen bei der Müllverbrennungsanlage bereitgestellt wurde. In den Sommermonaten mit Betrieb der Solaranlage wird daher eine zusätzliche Netzpumpe am FHKW betrieben, um ausreichende Druckverhältnisse bei jedem Kunden gewährleisten zu können. Der Strombedarf für den Betrieb der Solaranlage und die Einspeisung aus der hydraulischen Weiche in das Fernwärmenetz beträgt rd. 22 MWh/a. Bezogen auf die Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz ergibt dies einen Anteil < 2 %.

Investition und Förderung

Die Investitionskosten der Solaranlage belaufen sich auf rd. 1,85 Mio. Euro, wobei 0,74 Mio. Euro über Förder-gelder bereitgestellt wurden. Die Investitionskosten für die 3.400 m² Vakuumröhrenkollektoren inklusive Auf-ständerung und der Mess-, Steuer- und Regeltechnik belaufen sich auf rd. 0,9 Mio. Euro. Dies entspricht spe-zifischen Investitionskosten von 265 Euro/m² Kollektor-fläche. Weitere 0,95 Mio. Euro entfallen auf die Unter-konstruktion der Kollektoren, die Rohrleitungen und Kompensatoren sowie die übrigen Anlagenkomponenten im Heizraum. Damit ergeben sich insgesamt spezifische Investitionskosten von 544 Euro/m².



Fernwärmenetz

Der regionale Energieversorger, Kungälv Energi AB, versorgt rund 200 Einfamilienhäuser, 200 Mehrfamilienhäuser, öffentliche Gebäude und Industriebetriebe mit Fernwärme. Durch die Fernwärme werden rd. 50 % des Wärmeverbrauchs der 15.000 Einwohner zählenden Stadt Kungälv gedeckt. Die lokale Industrie besteht hauptsächlich aus der Tabakverarbeitung, der Autoteileherstellung und der chemischen Industrie. Das Fernwärmenetz in Kungälv wurde in den Jahren 1996/1997 gebaut und verfügt heute über einen Anschlusswert von 61 MW_{th}. In den vergangenen Jahren konnte der Anschlusswert des Fernwärmenetzes durch den Anschluss weiterer Wärmesenken erhöht werden. Das Fernwärmenetz hat eine Länge von rd. 50 km und wird mit einer Vorlauftemperatur von rd. 90 °C betrieben. Die Rücklauftemperatur beträgt ca. 45 °C. In den ersten Jahren wurde das Fernwärmenetz auf Basis von fester Biomasse und leichtem Heizöl betrieben, wobei die Nutzung von solarer Wärmeenergie bereits zu diesem Zeitpunkt vorangetrieben wurde.

Energiekonzept

Für die Stadt Kungälv wurde im Jahr 1998 ein umfangreiches Energiekonzept entwickelt, indem ehrgeizige Ziele für das Jahr 2005 definiert wurden. Im Mittelpunkt stand die Bestrebung, den Verbrauch von Heizöl um 50 % zu senken. Neben den Energieeinsparzielen war auch die Senkung der Schadstoffemissionen von zentraler Bedeutung. So sollten die CO₂-Emissionen um 20 %, die NO_x-Emissionen um 30% sowie die SO₂-Emissionen um 50 % gesenkt werden. Das Energiekonzept zog wesentliche Impulse für die Entwicklung des Fernwärmenetzes auf Basis erneuerbarer Energieträger nach sich.

INFO-Box:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Anschlusswert:	61 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	51,2 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen: (ohne Solarthermie und Abwärme)	50 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	146,6 GWh _{th} /a
Liniendichte:	1,2 kW _{th} /m
Netzverluste:	10,0 %
Pumpstrombedarf:	1,7 %

Solarthermie:

Freiflächenanlage Munkegärde (IB 2000):	
Kollektorfläche:	10.000 m ²
Nettowärmeerzeugung:	4 GWh _{th} /a
Pumpstrombedarf:	< 1 %

Feste Biomasse:

Biomasse-HKW Munkegärde (IB 1997):	
Energieträger:	Holz-HS
Max. Wärmeleistung:	26 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	112,5 GWh _{th}

Industrielle Abwärme:

Industrieanlagen der Stadt Göteborg:	
Nettowärmeerzeugung:	12,9 GWh _{th}

Holzartige Biomasse

Die mit Abstand größte Wärmeerzeugungsanlage ist das Biomasse-Heizkraftwerk (HKW) am Standort Munkegärde (technische Kennwerte siehe Info-Box). Das HKW wird mit

Holz hackschnitzeln aus lokalem Waldrestholz betrieben, das im Umkreis von bis zu 60 km gewonnen wird. Für die Bereitstellung der Holz-Hackschnitzel werden Ein-Jahres-Verträge mit Lieferanten geschlossen, die jedes Jahr wieder neu ausgeschrieben werden. Die Ascherückstände werden wieder in die umliegenden Waldgebiete als Dünger ausgebracht. Das Biomasse-HKW trägt mit 77 % zur Nettowärmeerzeugung bei und weist darüber hinaus hohe Vollbenutzungsstunden von rd. 4.300 h/a auf. Mit der Abwärme aus der Biomasseverbrennung wird auch ein Dampfkraftprozess mit einer elektrischen Leistung von 2,7MW betrieben. Am Standort Munkegärde sind zudem Spitzenlastkessel installiert, die mit Heizöl betrieben werden und einen Anteil an der Nettowärmeerzeugung von rd. 12 % aufweisen. Die Spitzenlastkessel werden mit Vollbenutzungsstunden von rd. 700 h/a betrieben. Darüber hinaus wird industrielle Abwärme aus Industriebetrieben der Stadt Göteborg mit einem Anteil an der Nettowärmeerzeugung von rd. 9 % in das Fernwärmenetz eingespeist.





Solarthermie

Die Planungen für die Solarthermieanlage am Standort Munkegärde (siehe Abbildung 5) wurden bereits im Jahr 1993 aufgenommen. Nach sieben Jahren Konzepterstellung, Planung und Realisierung wurde die Anlage im Jahr 2000 in Betrieb genommen. Die Freiflächenanlage mit einer Kollektorfläche von 10.000 m² besteht aus 800 Flachkollektormodulen mit einer Fläche von 12,5 m² je Modul. Die Kollektoren sind in Reihen aufgestellt und mit Betonfundamenten gesichert.

Die Solarthermieanlage ist über Wärmeübertrager an das Fernwärmenetz angeschlossen. Die Solarwärme wird dabei in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingespeist. Die Anlage trägt mit 4 GWh/a zu rd. 3 % der Nettowärmeerzeugung bei (siehe Abbildung 5). Dies entspricht einem spezifischen Wärmeertrag von rd. 400 kWh/m² Kollektorfläche. Angesichts der geographischen Lage von Kungälv und der Verwendung von Flachkollektoren stellt dies einen sehr guten Wärmeertrag dar. Für den Lastausgleich zwischen Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch wird ein Pufferspeicher mit Heißwasser mit einem Volumen von 1.000 m³ betrieben. Der drucklose Stahlspeicher weist eine Einspeisetemperatur in das Fernwärmenetz von rd. 90 °C auf. Pro Jahr wird eine Wärmemenge von 40 MWh in das Fernwärmenetz eingespeist.

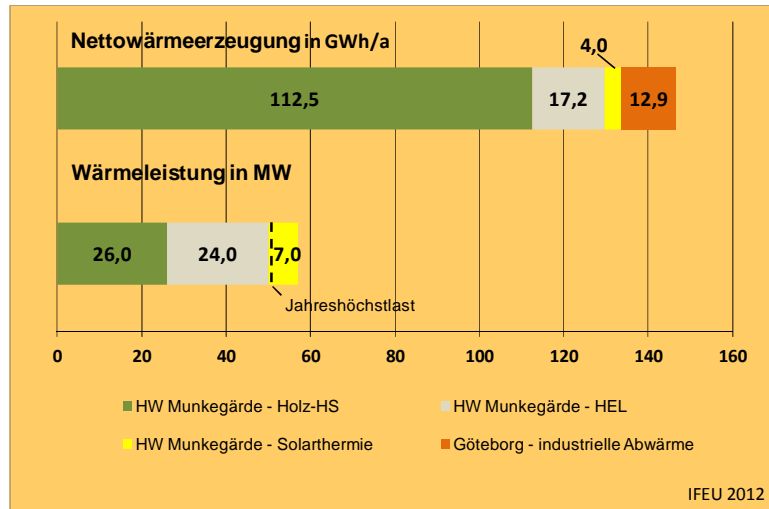


Abbildung 5: Bilanz der Nettowärmeerzeugung für die Fernwärmeversorgung Kungälv.



Investition und Kosten

Die Investitionskosten für die Solarthermieanlage belaufen sich auf rd. 2,3 Mio. Euro (Bezugsjahr 2000). Dies entspricht spezifischen Investitionskosten für die Gesamtanlage von rd. 230 Euro/m². Damit liegen die spezifischen Investitionen deutlich unter dem Kostenniveau vergleichbarer Freiflächenanlagen in Mitteleuropa. Gemäß Aussage des Betreibers sind für die vergangenen Jahre sehr geringe Betriebskosten zu verzeichnen gewesen.



**Fernwärmenetz**

Die Viken Fjernvarme AS betreibt das Fernwärmenetz der Stadt Oslo in Norwegen. Das Fernwärmenetz hat eine Gesamtlänge von rd. 193 km und versorgt rd. 830 kommerzielle und rd. 2.350 private Kunden (Friothersm 2006). Die Nettowärmeerzeugung beträgt rd. 857 GWh/a (Intelligent Energy Europe).

INFO-Box:**Kennwerte:****Großwärmepumpen Oslo:**

Wärmeleistung:	1 x 18,4 MW _{th} 1 x 9,2 MW _{th}
Elektr. Leistungsaufnahme:	1 x 6,6 MW _{el} 1 x 3,2 MW _{el}
COP:	2,8 bis 2,9
Kältemittel:	R134a
Wärmequelle:	Rohabwasser Ein 9,6 °C Aus 5,5 °C
Heizkreislauf WP:	VL 80 °C RL 60 °C

Konventionelle Wärmeerzeuger

Die Fernwärme wird über insgesamt 8 größere Heizkraftwerke und Heizwerke und 36 kleine Wärmeerzeugungseinheiten bereitgestellt. Die größte Wärmemenge wird über elektrische Kesselanlagen erzeugt (rd. 37 %). Einen weiteren wesentlichen Beitrag liefert die Abwärme aus der Müllverbrennung (rd. 27 %). Ölbetriebene Heizwerke werden nur zu Spitzenlastzeiten eingesetzt und tragen lediglich mit rd. 3 % zur Nettowärmeerzeugung bei. In Oslo werden zudem Biomasseheizwerke zur Bereitstellung der Grundlast ganzjährig betrieben. Die Biomasseheizwerke stellen rd. 17% der Wärmeerzeugung (Intelligent Energy Europe).

Potenzial Abwasserwärme

Das häusliche und industrielle Abwasser in Oslo wird über ein Kanalsystem gefasst und über einen Hauptsammler zur außerhalb von Oslo liegenden Abwasserreinigungsanlage VEAS abgeleitet. Der Hauptsammler hat eine Gesamtlänge von rd. 42,3 km mit einer durchschnittlichen Abwassermenge von 2,4 m³/s (Friothersm 2006). Dies entspricht einer täglichen Abwassermenge von 207.360 m³/d. Geht man von einem Abwasseranfall von 200 l pro Einwohner und Tag aus, entspricht dies rd. 1.037.000 Einwohnerwerten. Die durchschnittliche Abwassertemperatur liegt bei 9,6 °C.

Näherungsweise kann aus einem Kubikmeter Abwasser bei Abkühlung um nur ein Grad Celsius und bei Einsatz einer elektrischen Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 4,0 eine Wärmemenge von 1,56 kWh gewonnen werden. Bei Ansatz der Abwassermenge im Hauptsammler würde dies einer Wärmemenge von rd. 324 MWh/d bzw. rd. 118 GWh/a entsprechen. Bezogen auf die Gesamtwärmemenge von 857 GWh/a wäre das ein Anteil von 14 %. Der Hauptsammler, der idealerweise durch Gebiete mit großem Wärmebedarf führt, bietet daher ein großes Potenzial zur Nutzung der Abwasserabwärme.

Großwärmepumpen

Um dieses Abwärmepotenzial zu nutzen, wurde im Jahr 2005 vom Fernwärmebetreiber eine Großwärmepumpe installiert. Das Abwasser fließt über einen Bypass aus dem Hauptsammler über eine mechanische Filtrationsstufe in einen Vorlagebehälter. Aus der Pumpenvorlage wird das Abwasser in einem separaten Kreislauf mit trocken aufgestellten Kreiselpumpen zum Verdampfer gepumpt. Dort wird die Wärmeenergie an das Kältemittel im Wärmepumpenkreislauf abgegeben.



Das ausgekühlte Abwasser fließt zurück in den Hauptsammler. Dabei wird das Abwasser (0,667 m³/s) von 9,6°C auf 5,5 °C abgekühlt (Friothersm 2006). Die entnommene Abwassermenge entspricht rd. einem Viertel der durchschnittlichen Abwassermenge im Hauptsammler.

Das gasförmige Kältemittel aus dem Verdampfer wird über einen 2-stufigen Kompressor verdichtet und gibt im Kondensator die Wärmeenergie an den Heizkreislauf ab. Das Kältemittel wird über ein Ventil entspannt und erneut dem Verdampfer zugeführt. Im Kondensator wird der Rücklauf des Heizkreislaufes von 60 °C auf bis zu 80 °C Vorlauftemperatur erwärmt. Bei einer Leistungsaufnahme von rd. 6,6 MW_{el} ergibt sich eine Wärmeleistung von maximal 18,4 MW_{th}. Damit ergibt sich ein COP von 2,8.

Die positiven Betriebserfahrungen führten 2006 zur Installation einer zweiten Großwärmepumpe mit einer Wärmeleistung von 9,2 MW_{th}. Insgesamt steht nun eine installierte Wärmeleistung von 27,6 MW_{th} zur Verfügung. Für die beiden Großwärmepumpen wird mit 4.800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr gerechnet. Dies entspricht einer Nettowärmeerzeugung von 132 GWh/a. Der Anteil der Abwasserwärme an der Fernwärme in Oslo beträgt damit rd. 15 %.

Betriebserfahrungen

Bei der Verwendung von ungereinigtem Rohabwasser sind entsprechende mechanische Reinigungsstufen (Siebe, Filter) einzusetzen, um den Eintrag von groben Schmutzstoffen in das System zu verhindern. Andernfalls kann es zu Störungen der Kreiselpumpen infolge von Ablagerungen von Schmutzstoffen in der Pumpenvorlage bzw. durch Verstopfungen kommen. Probleme können auch durch die Bildung von Biofilmen am Verdampfer entstehen. Im Abwasser sind Nährstoffe enthalten, die das Wachstum von Biofilmen begünstigen. Dadurch sinkt der Wärmeübergang auf den Wärmepumpenkreislauf und die Effizienz der Wärmepumpe insgesamt. Eine Reinigung des Verdampfers von Biofilmen ist zudem personal- und kostenintensiv.

Anhand dieses Beispiels wird dargestellt, welche technischen und organisatorischen Möglichkeiten derzeit bestehen, direktelektrische Fernwärme bereitzustellen. Es soll damit auch aufgezeigt werden, wie komplex das Erzeugungsmanagement und der kostenoptimierte Betrieb des Heiz(kraft)werksparks ist, wenn Versorger in beiden Sparten (Strom- und Wärmeversorgung) tätig sind. **Im folgenden Beispiel ist noch keine direkte Kopplung des Kesselbetriebes an Überschusswindstrom vorhanden.** Es handelt sich um einen Praxisfall eines E-Kessels bei dem auch nicht erneuerbarer Strom zum Einsatz kommt.

Fernwärmenetz

Die Stadtwerke Lemgo betreiben ein Fernwärmenetz mit einer Gesamtlänge von 58 km. Über das Fernwärmenetz werden 1.545 Hausanschlussstationen mit Wärme versorgt (weitere Kennwerte siehe unten stehende Info-Box). Neben Großkunden mit einer Anschlussleistung von bis zu 5 MW_{th} sind auch Einfamilienhäuser mit einer Anschlussleistung von 20 kW_{th} angeschlossen. Über das Wärmenetz werden sowohl Haushalte und öffentliche Gebäude als auch Gewerbe- und Industriebetriebe versorgt.

INFO-BOX:

Kennwerte:

Fernwärmenetz:

Anschlusswert:	134 MW _{th}
Jahreshöchstlast:	57 MW _{th}
Summe aller Wärmeleistungen:	100 MW _{th}
Nettowärmeerzeugung:	156 GWh _{th} /a
Liniendichte:	2,3 kW _{th} /m
Netzverluste:	15 %

Elektrokessel:

Wärmequelle: Strom	
Max. Wärmeleistung:	5 MW _{th}
stufenlos regelbar 0 bis 5 MW	
Nettowärmeerzeugung:	7,5 GWh _{th} /a

Hinsichtlich des Wärmeabsatzes wird zukünftig mit einem spürbaren Rückgang gerechnet. Seit dem Jahr 2005 ist der Ausbau des Fernwärmenetzes abgeschlossen, so dass zukünftig lediglich eine Netzverdichtung angestrebt wird. Im Zeitraum von 2005 bis 2012 war ein Rückgang der Jahreshöchstlast um rd. 10 % zu beobachten. Für die Jahresarbeit wird zukünftig von einem Rückgang von rd. 2 % pro Jahr ausgegangen. Die Bereitstellung der Wärmearbeit erfolgt zu rd. zwei Drittel im Winterhalbjahr und zu rd. einem Drittel im Sommerhalbjahr. Ein Großteil des Fernwärmenetzes wird mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 105 °C betrieben. Lediglich ein Teilnetz von rd. 2 km Länge wird mit einer Vorlauftemperatur < 90 °C gefahren.

Konventionelle Wärmeerzeuger

Ein Großteil der Fernwärme wird mit einem Erzeugerpark bereitgestellt, der aus zwei Heizkraftwerken (Erdgas-GuD) und im Fernwärmenetz verteilten Erdgas-BHKW besteht. Die Heizkraftwerke (HKW) weisen eine Engpassleistung von rd. 29 MW_{th} auf und werden nur im Winter betrieben. Die sechs Erdgas-BHKW haben eine Engpassleistung von 13,5 MW_{th} und dienen der Grundlastabdeckung. An besonders kalten Tagen oder bei Ausfall einer KWK-Anlage stehen bis zu drei Heizwerke (HW) zur Verfügung, die mit Erdgas betrieben werden. Die Engpassleistung der HW beträgt rd. 52 MW_{th}. Zum Ausgleich von Lastspitzen und zur Speicherung von überschüssiger Wärme sind zwei Pufferspeicher vorhanden. Ein Pufferspeicher mit einem Nutzvolumen von 700 m³ ist direkt am zentralen HKW angeordnet und ist als Druckspeicher bis sechs bar ausgeführt. Der zweite Pufferspeicher ist drucklos und hat ein Nutzvolumen von 2.000 m³. Der KWK-Anteil an der Wärmeerzeugung ist mit rd. 89 % sehr hoch und spiegelt sich im Primärenergiefaktor $f_{P,FW}$ von 0,29 wider.

Erzeugungsmanagement

Die Stadtwerke Lemgo haben in den letzten Jahren ein hochkomplexes Erzeugungsmanagement mit Querverbundoptimierung implementiert, über das individuelle Erzeugungsfahrpläne für jede KWK-Anlage erstellt werden. Die Stadtwerke treten nicht nur als Fernwärmeversorger, sondern auch als Bilanzkreisverantwortlicher für die Stromversorgung in Lemgo auf. Die Stadtwerke decken ihren Strombedarf sowohl durch den Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen als auch über den Einkauf von Strom an der Strombörse ab.

In den letzten Jahren war vermehrt zu beobachten, dass bei hoher Einspeisung von erneuerbarem Strom wie Wind- oder Solarstrom, die Preise an der Strombörse stark sinken. Dies ist insbesondere in den Nachtstunden und an Wochenenden der Fall, wenn eine geringe Stromnachfrage auf hohe Stromerzeugung trifft. Netzbetreiber sind dann zur Stabilisierung ihres Netzes gezwungen, mit Einspeisemanagement (Einsman) zu reagieren und beispielsweise Windkraftanlagen in ihrer Leistung zu reduzieren. Alternativ ist es jedoch auch möglich anstatt Einsman Maßnahmen des Lastmanagements zu ergreifen und die Stromnachfrage kurzfristig zu erhöhen.

Elektrokessel

Vor diesem Hintergrund entstand die Idee, diesen Überschussstrom im Fernwärmenetz der Stadt zu nutzen. Hierzu wurde die Installation eines Elektrokessels geprüft, der den Strom über große Heizstäbe in Wärme umwandelt (direkt-elektrische Wärmeerzeugung). Die Prüfung ergab, dass der Elektrokessel aus erzeugungstechnischer und wirtschaftlicher Sicht eine sinnvolle Investition darstellt. Der Bau und die Inbetriebnahme des Elektrokessels erfolgten im Jahr 2012. Der Elektrokessel (siehe Bild 27) besteht aus 10 Heizstabbündeln mit einer thermischen Leistung von je 500 kW. Über eine Thyristorregelstufe von ebenfalls 500 kW kann die Wärmeleistung so bedarfsweise stufenlos von 0 bis 5.000 kW eingestellt werden. Die Spannungsversorgung erfolgt über einen 690 V Anschluss. Da in Lemgo an dem gewählten Standort nicht gewährleistet ist, dass die erforderliche Leistung von ca. 5 MVA jederzeit aus dem 10 kV Netz entnommen werden kann, wird der Kessel über einen Transformator an die 30 kV Mittelspannungsebene angeschlossen.

Der Elektrokessel besteht aus einem Rohr mit einem Durchmesser von ca. 1 m. Der thermische Wirkungsgrad des Kessels beträgt 98 %. Der Elektrokessel wird in einem neu errichteten Kesselhaus aufgestellt und ist über eine hydraulische Weiche in das Fernwärmenetz eingebunden. Die hydraulische Weiche regelt je nach Wärmenachfrage die Einspeisung des bis zu 130 °C heißen Wassers ins Netz bzw. in den Pufferspeicher. Die Wärmebilanz für Lemgo (siehe Abbildung 6) zeigt, dass der Elektrokessel mit rd. 7,5 GWh/a (dies entspricht 1.500 Vollbenutzungsstunden) schon einen nennenswerten Anteil an der Jahreswärmearbeit hat. Die erdgasbetriebenen HKW und BHKW stellen den größten Anteil an der Wärmeerzeugung bereit. Dabei leisten die BHKW trotz ihrer geringen Wärmeleistung von 13,5 MW_{th} einen Anteil von rd. 43 % an der Wärmearbeit.

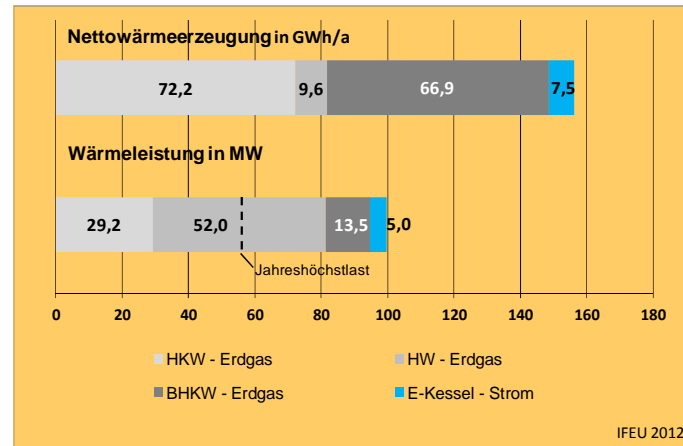


Abbildung 6: Bilanz der Nettowärmeerzeugung für die Fernwärme der Stadtwerke Lemgo.

Betriebsweisen des Elektrokessels

Der Elektrokessel wird auf zwei unterschiedliche Betriebsweisen eingesetzt.

Betriebsweise 1:

Für den Betrieb des Elektrokessels werden im Wesentlichen zwei Führungsgrößen definiert. Die erste Führungsgröße ist der Börsenstrompreis (Off-Peak). Kann die Wärme mit dem Elektrokessel günstiger erzeugt werden als mit dem HW auf Erdgasbasis wird der Elektrokessel eingeschaltet und das HW ausgeschaltet. Der Wärmepreis des Elektrokessels setzt sich zusätzlich zu den kapital- und betriebsgebundenen Kosten aus dem Börsenstrompreis und der abzuführenden Stromsteuer sowie weiterer Abgaben zusammen. Eine EEG-Umlage muss für den E-Kessel-Strom nicht abgeführt werden. Die Netznutzungsentgelte (Leistungspreis) allerdings nur bedingt, denn bleibt es bei einer Fahrweise in der Niedertarif-Zeit (NT), also nachts und an den Wochenenden, dann führt der Kesselbetrieb nicht zu einer höheren Netznutzung und es fallen keine Netznutzungsentgelte für den Leistungspreis an. Netznutzungsentgelte (Arbeitspreis) fallen immer an, sind aber äußerst gering.

Die Wärmeleistung von bis zu 5 MW_{th} wird entweder direkt in das Fernwärmenetz oder in den Pufferspeicher abgegeben. Die zweite Führungsgröße orientiert sich an den Grenzkosten für die Wärme aus den HKW bzw. BHKW. Aufgrund des KWK-Bonus und der Stromerlöse bei den BHKW-Anlagen sind die Grenzkosten sehr niedrig. Es wird daher nicht damit gerechnet, dass der Elektrokessel im Winter die BHKW ersetzen wird. Die Grenzkosten für die HKW sind jedoch deutlich höher, so dass bei entsprechenden Strompreisen die Wärme mit dem Elektrokessel günstiger erzeugt werden kann als mit den HKW. Planungsrechnungen zeigen, dass in dieser Betriebsweise auf Basis der Strompreise 2010/2011 etwa 500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht werden.



Betriebsweise 2:

Der Elektrokessel dient zudem der Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung (SRL) am Regelenergiemarkt. Die Vergütung teilt sich auf in einen Bereitstellungs- und einen Arbeitspreis. Wird die Sekundärregelleistung abgefragt, muss der Elektrokessel eingeschaltet werden. Dies erfolgt unabhängig von der Nachfragesituation im Wärmenetz. Ist die Wärmenachfrage gering, ist ausreichend Speichervermögen im Pufferspeicher vorzuhalten. Ohne den bereits vorhandenen Wärmespeicher und ohne einen ausreichenden Wärmebedarf im Fernwärmenetz hätten die Stadtwerke Lemgo diese Betriebsweise nicht gewählt.

In den Sommermonaten mit geringer Wärmenachfrage wird die Grundlast durch die Erdgas-BHKW bereitgestellt. Bei Anforderung der Regelenergie verdrängt die Wärmeleistung des Elektrokessels die BHKW-Wärme, so dass eine Verdrängung der KWK-Anlagen eintreffen würde. Deshalb ist im Sommer der Angebots-Arbeitspreis für die SRL-Auktionierung hoch anzusetzen, so dass in den Sommermonaten möglichst nur der Bereitstellungspreis zum Zuge kommt.

In den Wintermonaten jedoch kann durch einen niedrigen Arbeitspreis ein häufiger Einsatz erreicht werden, weil dann die Wärmeerzeugung durch die Spitzenlastkessel teilweise substituiert werden kann. Die Wirtschaftlichkeit ist hier besonders hoch, da die Wärmeleistungskosten durch die SRL-Vergütung extrem günstig liegen und darüber hinaus auch die Brennstoffmengen für die Spitzenlastkessel entfallen. Bei dieser Betriebsweise des Elektrokessels werden ca. 1.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht.

Für beide Betriebsweisen ergeben sich damit insgesamt rd. 1.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Investition und Kosten

Die Wirtschaftlichkeit des Elektrokessels ist von zahlreichen Randbedingungen abhängig. Die Einnahmen durch die Bereitstellung der Sekundärregelenergie haben einen hohen Anteil an der Wirtschaftlichkeit des E-Kessels, dadurch wird der Amortisationszeitraum deutlich verkürzt. Die Investitionskosten für den Elektrokessel einschließlich Kesselhaus belaufen sich voraussichtlich auf rd. 900.000 Euro, dies entspricht spezifischen Kosten von 180 Euro/kW_{th}. Darin sind die in diesem Projektbeispiel ungünstige 30 kV-Anbindung und der Abriss eines nicht mehr nutzbaren Kesselhauses enthalten.

In der nahen Zukunft ist in Lemgo kein Zubau von Wärmeversorgungsanlagen auf Basis anderer erneuerbarer Energien geplant. Da die Stadtwerke auch Stromversorger sind, beeinflussen Kesselanlagen ohne KWK das Stromportfolio, das Netznutzungsmanagement sowie das Regelenergiemanagement nachteilig. Darin und in der Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien wird ein zentrales Hemmnis für den Ausbau gesehen. Um die Gesamtwirtschaftlichkeit der Fernwärme zu verbessern und weitere Neuanschlüsse zu erhalten, wird eine Kostensenkung bei Hausanschlüssen und Fernwärmeübergabestationen angestrebt.

Bildnachweis

- 1: BMU, Hackschnitzel
- 2: ifeu, Hackschnitzelsilo Biomasseheizkraftwerk Ulm
- 3: ifeu, Kessel Biomasseheizkraftwerk Ulm
- 4: BMU, Hackschnitzel
- 6: ifeu, Brennstoffzuführung Biomasseheizkraftwerk Ulm
- 7: BMU, Biomasse
- 8: BMU, Biomasseanlieferung
- 9: BMU, Biomasse
- 10: BMU, Heizungstechnik
- 11: ifeu, Rohrleitungsdetail Geothermieheizwerk Poing
- 12: ifeu, Erdgas-BHKW Poing
- 13: ifeu, Netzpumpen Fernwärme Poing
- 14: ifeu, Rohrleitungsdetail Geothermieheizwerk Poing
- 15: ifeu, Rohrleitungsdetail Geothermieheizwerk Poing
- 16: ifeu, Reinjektionsbohrung Poing
- 17: BMU, Fernwärmeleitungen
- 18: ifeu, Solarthermieanlage Messe Wels
- 19: BMU, Fernwärmeleitungen
- 20: Stadt Kungälv, Solarthermieanlage mit Heizkraftwerk
- 21: BMU, Hackschnitzel
- 22: Stadt Kungälv, Solarthermieanlage mit Heizkraftwerk
- 23: ifeu, Detail Vakuumröhrenkollektoren
- 24: BMU, Heizkraftwerk
- 25: Pixelio, G. Schönemann, Fernwärme
- 26: Friothers, Großwärmepumpe
- 27: ifeu, Montage des Elektrokessels in Lemgo

Förderung:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 0325184

Kontakt & Impressum

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Wilckensstraße 3, D-69120 Heidelberg

Fon.: +49 (0)6221-4767-0
E-Mail: ifeu@ifeu.de