

Entwicklungen beim Wärmenetzausbau und -betrieb

Dipl.-Phys. **Michael Nast**, Dipl.-Wirt.-Ing. **Evelyn Sperber**, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart

Kurzfassung

Angesichts zunehmender Belastungen des Stromnetzes durch die Einspeisungen aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen sollten auch die Möglichkeiten des Wärmemarktes zur Stabilisierung des Strommarktes genutzt werden. Die effizienteste Kopplung zwischen diesen beiden Märkten ist im Bereich der Wärmenetze gegeben. Schon heute sind in Dänemark neue Betriebsweisen von KWK-Anlagen und Elektroheizern in Wärmenetzen zu beobachten, die rational gut nachvollziehbar aber in Deutschland noch ungewohnt sind. Nicht nur beim Betrieb sondern auch beim Aufbau von Wärmenetzen kann Dänemark als Beispiel dienen. In Deutschland sind wichtige erste Schritte in diese Richtung durch die Erfolge des Marktanzreizprogramms der Bundesregierung und durch die Novelle des KWKG gegeben. Für eine effiziente Verwirklichung des Energiekonzepts der Bundesregierung werden weitere Schritte folgen müssen, zu welchen mittelfristig auch eine Anpassung des KWKG gehört, mit der die zunehmende Flexibilisierung der Stromeinspeisungen aus KWK-Anlagen aufgrund größerer Wärmespeicher berücksichtigt wird.

1. Wärmespeicher für die Kopplung des Strom- und Wärmemarktes

Bei der Umsetzung der von der Bundesregierung beschlossenen Energiewende wird der Erhalt der Systemsicherheit in der Stromversorgung eine wichtige Rolle spielen. Hierzu können nicht nur Strom- sondern auch Wärmespeicher, besonders in Verbindung mit Wärmenetzen, einen wichtigen Beitrag liefern.

Eine zukünftige Herausforderung im Strommarkt besteht darin, große Mengen fluktuierender Stromeinspeisungen aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf optimale Weise in die Elektrizitätsversorgung zu integrieren. Die hierfür notwendige Flexibilisierung kann durch Stromanwendungen im Wärmemarkt erreicht werden. Ein wichtiges Charakteristikum des Wärmemarktes ist dabei, dass hier erstens große Energiemengen benötigt werden, die sich zweitens in Form von Wärme vergleichsweise kostengünstig speichern lassen. Die technischen Anlagen, die den Strom- mit dem Wärmemarkt verbinden, sind KWK-Systeme, Wärmepumpen und Elektroheizungen. Diese Anlagen können auf folgende Weise zur Systemstabilität beitragen:

- Bei Stromüberschuss können entweder KWK-Anlagen zurückgefahren werden oder Wärmepumpen bzw. Elektroheizern zugeschaltet werden. Beides ist häufig möglich, da Wärmepumpen und Elektroheizungen nur eine geringe Anzahl von jährlichen Volllaststunden aufweisen und typische deutsche KWK-Anlagen eine hohe Betriebsdauer haben, also bei Bedarf zurückgefahren werden können.

- Bei Stromknappheit können KWK-Anlagen zugeschaltet, oder Wärmepumpen bzw. Elektroheizer vom Netz genommen werden. Hier ist allerdings bei den heute anzutreffenden Volllaststunden der Spielraum geringer.

In beiden Fällen werden Wärmespeicher benötigt, da die Betriebsweise der Anlagen nicht mehr wie bisher wärmegeführt sondern stromgeführt erfolgt. Es muss entweder momentan überschüssige Wärme gespeichert oder momentan fehlende Wärme aus dem Speicher geliefert werden.

Wie groß das optimale Speichervolumen ist, welches als Ergänzung einer bisher wärmegeführten Anlage benötigt wird, hängt u.a. vom Angebot an PV- und Windstrom im Jahresverlauf und dessen zeitliche Korrelation mit dem Lastverlauf ab. Aber auch ohne aufwendige Optimierungsrechnung lässt sich erkennen, dass sich die Wirtschaftlichkeit von KWK-Speichern – und hier insbesondere von großen Speichern in Wärmenetzen – günstiger darstellt als eine Vergrößerung der Pufferspeicher der üblichen Wärmepumpensysteme in Einfamilienhäusern. Die Gründe hierfür sind folgende:

1. Der Speicherbedarf zur Flexibilisierung eines Wärmepumpensystems ist größer als bei einem KWK-System. Bei einer stromgeführten Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 3,5 muss für jede zusätzlich dem Netz entnommenen kWh_{el} eine Wärmespeicherkapazität von $3,5 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bereitgestellt werden. Bei einer stromgeführten KWK-Anlage mit einer Stromkennzahl von 0,5 bis 1,0 muss für jede zusätzlich in das Stromnetz eingespeiste kWh_{el} nur eine Wärmespeicherkapazität zwischen $1,0 \text{ kWh}_{\text{th}}$ und $2,0 \text{ kWh}_{\text{th}}$ bereitgestellt werden.
2. Um die gleiche Wärmemenge einzuspeichern, werden bei Wärmepumpensystemen größere Speichervolumina benötigt als bei KWK-Systemen. Die Temperaturspreizung in Pufferspeichern für Wärmepumpen kann kaum über 20 K steigen, da sonst erstens die Vorlauftemperatur zu stark ansteigen muss, worunter die Effizienz der Wärmepumpe leidet, und zweitens in vielen Fällen die mit der Wärmepumpe erreichbare Maximaltemperatur überschritten würde.
3. Die spezifischen Kosten für die Wärmespeicher von KWK-Anlagen sind i.a. aufgrund ihrer Größe deutlich geringer als die meist kleinen Pufferspeicher für Wärmepumpenanlagen. Dies gilt verstärkt für größere KWK-Anlagen, die in Wärmenetze einspeisen.

Einen Sonderfall stellen Elektronachtspeicherheizungen dar. Diese werden bereits stromgeführt mit Nachtstrom betrieben. Deren Wirtschaftlichkeit wird zukünftig zunehmend in Frage gestellt, da der Preisunterschied zwischen Tag- und Nachtstrom aufgrund des zunehmenden Anteils von PV-Strom im Netz weiter abnehmen wird. Solange es aber noch Nachtspeicherheizungen gibt, können diese auch zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung genutzt werden. Es sei jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass dies nur an wenigen Stunden des Jahres der Fall sein wird, sodass auch die zeitweilige Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien eine Neuinstallation von Nachtspeicherheizungen nicht rechtfertigen würde. Eine weitere Restriktion bei der Nutzung von Nachtspeicheröfen zum Ausgleich der fluktuierenden

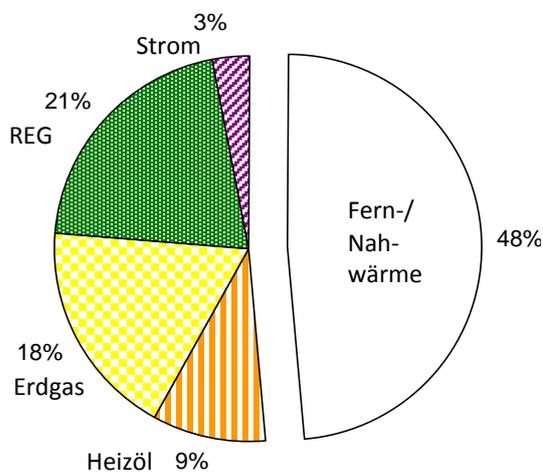
Einspeisung von erneuerbaren Energien ist, dass eine Erhöhung der Speicherkapazität bei diesen Geräten kaum möglich ist.

Obige Ausführungen zeigen, dass eine Kopplung von Strom- und Wärmemarkt zum Ausgleich von fluktuierenden Stromeinspeisungen sich am vorteilhaftesten bei KWK-Anlagen, die in Fernwärmenetze einspeisen, realisieren lässt. Dieser Wege wird bereits heute in Dänemark beschritten.

2. Das Beispiel Dänemarks

Das dänische Energieversorgungssystem baut zu großen Teilen auf KWK-Anlagen mit Wärmenetzen, erneuerbaren Energien aus Biomasse (teils genutzt in KWK-Anlagen) und Windkraft auf. Etwa die Hälfte des Raumwärmebedarfs (inkl. Warmwasser) wird aus Fernwärme gedeckt. 35% der Wärmeeinspeisung in dänische Netze stammt schon heute aus erneuerbaren Energien, davon ein Teil aus KWK-Anlagen. Der gesamte KWK-Anteil an der Wärmeeinspeisung liegt bei 77% (Abbildung 1). Bei der dänischen Bruttostromerzeugung liegt der KWK-Anteil bei 61% (die Stromerzeugung aus dem Kondensationsbetrieb von KWK-Anlagen kommt noch hinzu). Der Anteil der Windkraft lag 2010 bei 20%.

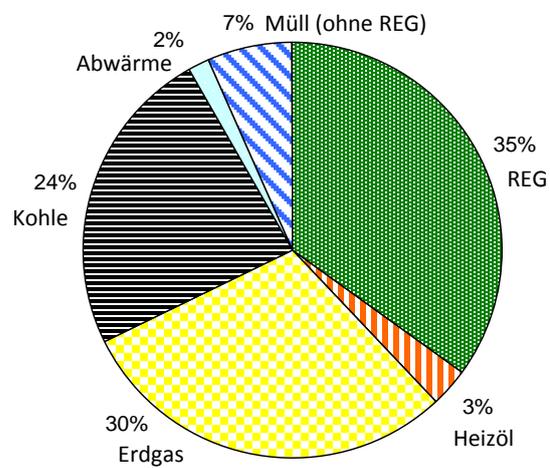
Raumwärme für Haushalt und Dienstleistung



100 % = 229 PJ

DISTRICT Update_2010.xls

Fern-/Nahwärme nach Brennstoffen



100 % = 150 PJ (inkl. Industrie und GHD)
(davon 77 % aus Kraft-Wärme-Kopplung)

Abbildung 1: Beheizungsstruktur in Dänemark 2010

Eine zunehmende Bedeutung gewinnt in Dänemark die Einspeisung von solarer Wärme in Wärmenetze. Derzeit gibt es 23 große Solarfelder mit Kollektorflächen zwischen 3.000 und 20.000 m², welche in Fernwärmenetze einspeisen. Weitere 21 Felder mit einer Gesamtfläche von 200.000 m² sind in Planung /Augsten 2012/. Etwa ¾ des gesamten dänischen Kollektormarktes entfallen derzeit auf diese Großanlagen. Im Jahr 2010

wurden je Kopf der Bevölkerung 0,008 m² dieser Großkollektoren installiert. In Deutschland wurden im gleichen Jahr praktisch keine Anlagen mit Anschluss an die Fernwärme installiert und der Wert für die insgesamt installierte Kollektorfläche lag mit 0,014 m²/Kopf in einem ähnlichen Bereich wie in Dänemark für die Großanlagen alleine.

Eine schematische Darstellung des dänischen Fernwärmesystems mit seiner Vielfalt an Wärmequellen sowie die Kopplung mit dem Strommarkt ist in Abbildung 2 dargestellt.

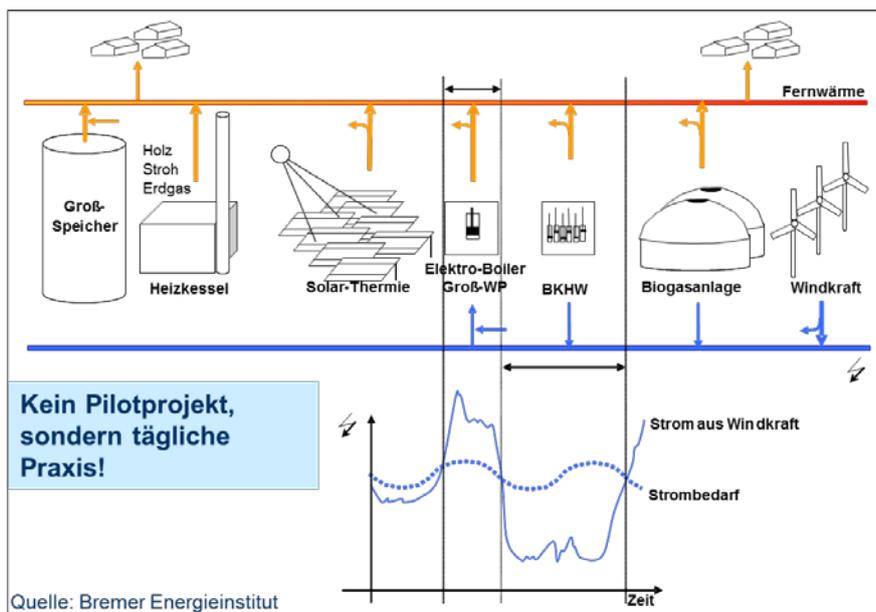


Abbildung 2: Skizze eines dänischen Fernwärmesystems mit verschiedenen Wärmequellen und Kopplung mit dem Strommarkt.

Früher waren auch in Dänemark die Fernwärmenetze nur über KWK-Anlagen mit dem Strommarkt gekoppelt. Durch die starke Zunahme des fluktuierenden Windstroms kommt es zu starken Schwankungen des Börsenpreises von Strom. In der Folge wird die Nutzung von Strom zur Beheizung von Fernwärmenetzen wirtschaftlich interessant. Bei hinreichend geringen Strompreisen werden Fernwärmenetze elektrisch beheizt. Dieser Fall käme noch viel häufiger vor, wenn es klare Regelungen zur Steuerentlastung des Überschussstromes gäbe. Die Alternative zum Verheizen des überschüssigen ist hauptsächlich der Export nach Skandinavien.

Es kommt inzwischen häufig vor, dass trotz vorhandenem Wärmebedarf KWK-Anlagen nicht in Betrieb sind sondern stattdessen der Spitzenkessel. (Allerdings bleiben diese KWK-Anlagen in Warmbereitschaft, um ggf. kurzfristig Regelenergie bereitstellen zu können). Wärmenetze tragen so dazu bei, dass der Strombedarf und die Stromerzeugung in KWK-Anlagen an die Erzeugung von Windstrom angepasst werden.

Indirekt können große solarthermische Anlagen von der Entwicklung profitieren: Anstelle von (billiger) KWK-Wärme wird verstärkt (teure) Wärme aus Spitzenkesseln verdrängt.

Eine weitere, früher nicht vorhandene Kopplung von Wärmenetzen mit der Stromversorgung erfolgt über Biogas-KWK-Anlagen. Biogas entsteht kontinuierlich und

lässt sich im Unterschied zu den in anderen KWK-Anlagen verwendeten Brennstoffen nur sehr begrenzt speichern.

Durch die hohen Anteile von KWK und Windstrom sowie den in Dänemark reichlich vorhandenen Möglichkeiten, den Betrieb eines Fernwärmenetzes an die Preissignale von den Strombörsen zu koppeln, kommt es zu in Deutschland bisher ungewohnten Betriebsweisen von KWK-Anlagen. Dies ist beispielhaft in Abbildung 3 wiedergegeben. Dargestellt ist die Betriebsweise von BHKW, Gasspitzenkessel und Elektroheizer im Fernwärmenetz von Skagen während einer Kälteperiode Anfang 2011. Die Wärmelast (dicke Linie im oberen Diagrammteil) liegt zwischen 15 und 18 MW. Zu erkennen ist, dass nur bei hohen Strompreisen (dünne Linie im oberen Diagrammteil) über ca. 400 DKK/MWh_{el} (= 5,4 ct/kWh_{el}) die drei BHKW (rechteckige Blöcke) in Betrieb sind. Bei sehr geringen Strompreisen von weniger als ca. 200 DKK/MWh_{el} (= 2,7 ct/kWh_{el}) wird der Elektroheizer (helle, orange Flächen) zur Bereitstellung von Wärme genutzt. Anders als in Deutschland gewohnt, kann der Gasspitzenkessel (dunkle, blaue Flächen) auch dann in Betrieb sein, wenn keines der BHKW läuft. Der Betrieb des Spitzenkessels erfolgt also nicht deshalb, weil die Leistung der BHKW nicht mehr ausreichen würde, um die Wärmelast zu decken, sondern weil sein Einsatz zu dem betriebswirtschaftlich günstigsten Ergebnis führt. Einen Deckungsbeitrag zum Jahresergebnis können die BHKW auch dann liefern, wenn sie aktuell weder Strom noch Wärme produzieren, sondern nur in Betriebsbereitschaft stehen, um positive Regelernergie bereitzustellen. In der Originalquelle zu Abbildung 3 ist daher neben dem Börsenpreis am Spotmarkt auch der Preis für die Regelernergie dargestellt. Im unteren Diagrammteil ist der Verlauf des Ladezustandes des thermischen Speichers dargestellt.

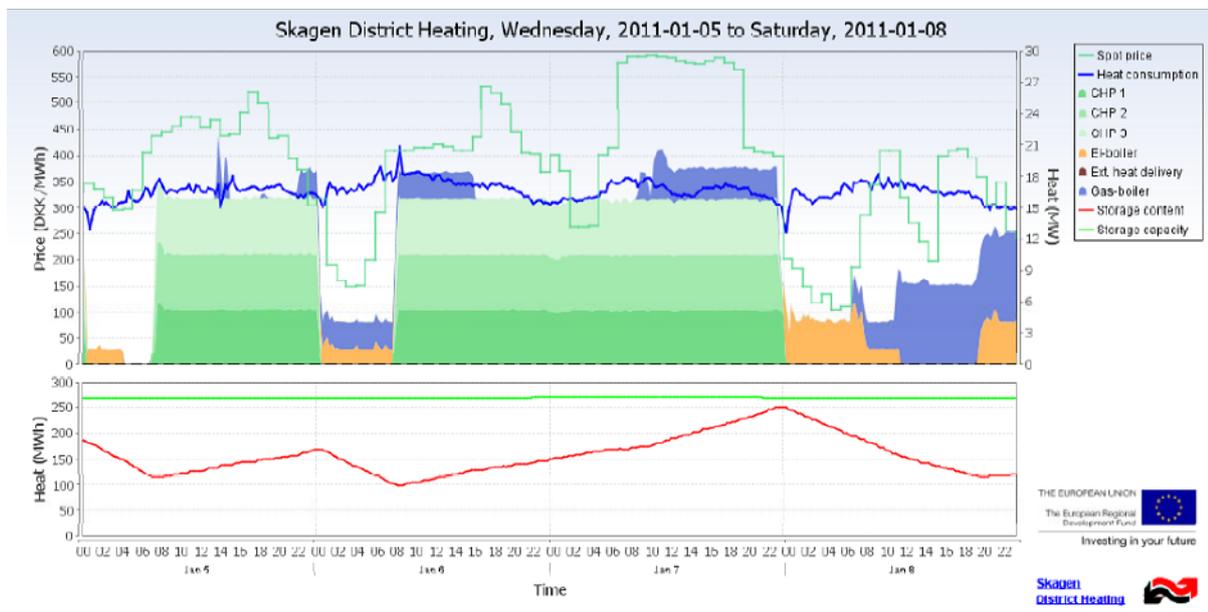


Abbildung 3: Betrieb von BHKW, Gasspitzenkessel und Elektroheizer in Abhängigkeit von Strompreis während einer Kälteperiode. Quelle: <http://www.emd.dk/desire/skagen/>

Die drei BHKW mit einer Gesamtleistung von 17,7 MW_{th} kamen im Jahr 2011 auf 1.380 Vollbenutzungsstunden und der Elektroheizer mit einer maximalen Leistung von 11 MW_{th} auf 360 Vollbenutzungsstunden.

Tabelle 1 gibt einige weitere Eigenschaften des Fernwärmenetzes in Skagen wieder. Skagen kann sowohl als Beispiel für die in Dänemark weit verbreitete Nutzung von Abwärme aus Industrie und Müllverbrennung (in Abbildung 3 wurde gezielt eine Periode dargestellt, in der keine Abwärme genutzt wurde) als auch für die in Dänemark typische Einbindung großer thermischer Speicher in die Fernwärmenetz dienen.

Tabelle 1: Kennwerte des Fernwärmenetzes in Skagen

Jahreshöchstlast	22 MW _{th}
Gesamtleistung BHKW	17,7 MW _{th} (th. Effizienz = 52%, el. Effizienz = 41%)
Leistung Elektroheizer	11 MW _{th}
Netzeinspeisung	80.000 MWh _{th} /a (100%)
davon aus BHKW	ca. 31%
aus Elektroheizer	ca. 5%
aus Gas-Spitzenkessel	ca. 10%
aus Abwärme (Müllverbrennung, Fischfabrik)	ca. 54%
Speichervolumen	4.150 m ³ (entsprechend 250 MWh _{th} oder 11 h Jahreshöchstlast)

3. Aktuelle Entwicklungen und Langzeitperspektiven

Wenigstens im Teilbereich des Wärmemarktes kann Dänemark Deutschland auf dem Weg in eine nachhaltige Energiezukunft ein Vorbild sein. Dänemark hat sich das Ziel gesetzt, bis zu Jahr 2050 die gesamte Energieversorgung auf erneuerbare Energien umzustellen. Dabei soll der bereits eingeschlagene Weg konsequent weiter verfolgt werden, wozu der Ausbau der Windkraft, die Nutzung Solarer Nahwärme und Wärmepumpen in den nicht mit Fernwärme versorgten Gebieten gehören. Abbildung 4 zeigt eine Skizze der in Dänemark angestrebten Energieversorgung.



Abbildung 4: Skizze eines vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems in Dänemark im Jahr 2050. Quelle: Klimakommissionen, Green energy – the road to a Danish energy system without fossil fuels.

Auch Deutschland hat sich bis zum Jahr 2050 ein ambitioniertes Ziel gesetzt, nämlich die Emissionen von Treibhausgasen um 80% bis 95% zu senken. Wie sich diese Ziele am besten verwirklichen lassen, wird in den Langfristszenarien des DLR („Leitstudien“) [2] beschrieben. Dabei werden die am Beispiel Dänemarks gewonnenen Erfahrungen aufgegriffen.

Abbildung 5 zeigt, wie sich die Wärmeversorgung bis zum Jahr 2050 ändern sollte, um die Ziele des deutschen Energiekonzepts zu erreichen. Neben der Energieeinsparung liegt ein Schwerpunkt auf dem Ausbau von Wärmenetzen auf der Basis erneuerbarer Energien. Bis zum Jahr 2050 sollten 38% des gesamten Energiebedarfs für Wärme (einschließlich Prozesswärme) über Wärmenetze zum Verbraucher gebracht werden, davon zwei Drittel aus erneuerbaren Energien und der Rest aus KWK-Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden.

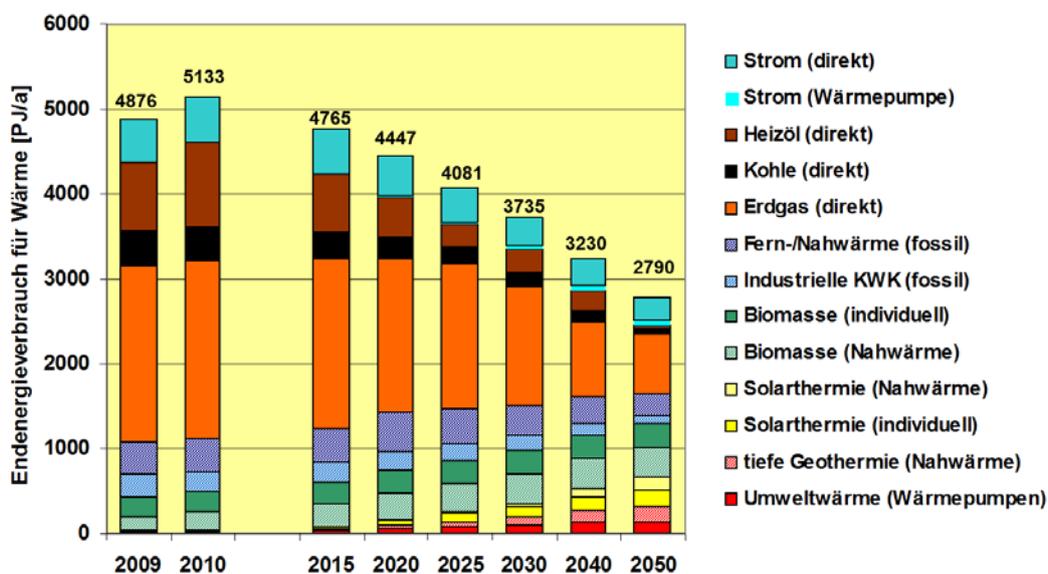


Abbildung 5: Energieeinsatz für Wärme bis zum Jahr 2050 gemäß der Leitstudie 2011 [2].

Hierfür wird in Deutschland noch ein erheblicher Netzausbau erforderlich sein. Dass dies im Prinzip möglich ist, zeigt Abbildung 6. Deutschland liegt bezüglich der Fernwärmeversorgung im europäischen Mittelfeld. Pro Kopf der Bevölkerung ist in Dänemark etwa das Zwanzigfache des deutschen Vergleichswertes installiert.

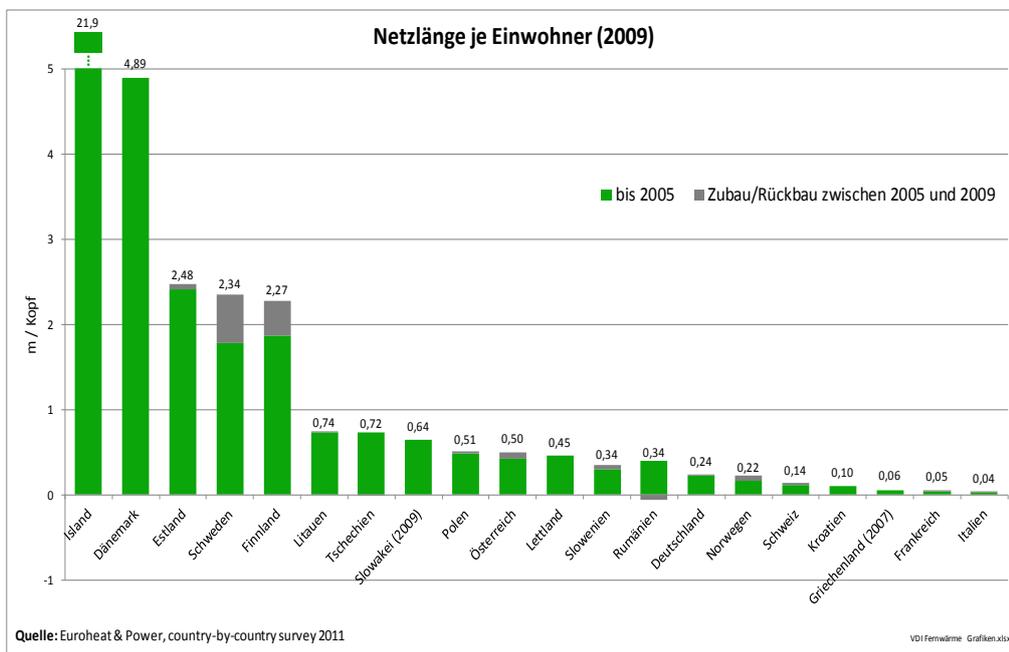


Abbildung 6: Vergleich der Wärmenetzlängen pro Kopf der Bevölkerung in europäischen Ländern.

Während in Dänemark der Ausbau der Wärmenetze weitgehend abgeschlossen ist, ist in Deutschland speziell im Bereich der erneuerbaren Energien ein deutlicher Zuwachs zu verzeichnen. Sehr erfolgreich ist hier das Marktanzreizprogramm (MAP) der Bundesregierung, welches den Bau von Wärmenetzen, sofern sie aus erneuerbaren

Energien gespeist werden, mit 60 € je Trassenmeter fördert, sofern dabei die Grenzen aus den Beihilferichtlinien der EU nicht überschritten werden. In den Jahren 2009 bis 2011 konnten insgesamt ca. 4.200 relativ kleine Netze mit einer mittleren Netzlänge von jeweils 700 m je Netz gefördert werden. Die in Abbildung 6 für Deutschland angegebene Netzlänge erhöhte sich damit allein durch dieses Förderprogramm um 15%. Dieses Fördersegment gehört damit zu den erfolgreichsten Teilen des MAP.

Auch über das KWKG können Wärmenetze gefördert werden. In den Jahren 2009 und 2010 wurde Förderung für gut 1.000 bereits fertiggestellte Netze mit einer mittleren Netzlänge von jeweils 800 m beantragt [4]. Weitere Impulse sind durch die im Juli 2012 in Kraft getretene Novelle des KWKG gegeben, in welcher die Konditionen für den Ausbau von Wärmenetzen deutlich verbessert wurden. Für kleine Leitungen mit einem Nenndurchmesser von bis zu 100 mm beträgt die Förderung 100 € je Trassenmeter, sofern dabei eine Obergrenze von 40% der Investitionskosten nicht überschritten wird.

Ebenso wird der Bau von Wärmespeichern, welche einen flexiblen Betrieb der KWK-Anlagen ermöglichen sollen, durch das neue KWKG begünstigt. Auch hier besteht in Deutschland noch ein großer Nachholbedarf. Gemäß einer Untersuchung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) [3] kann ein hinreichend hohes Speichervolumen dazu beitragen, etwaige Stromüberschüsse, die im zukünftigen deutschen Energiesystem an sonnigen und windigen Tagen entstehen können, doch noch einer Nutzung zuzuführen. Auf der Basis einer KWK-Leistung von 33 GW_{el} wurde eine Speicherkapazität von 152 GWh_{el} errechnet, welche für eine Elektrizitätsversorgung mit einem im Jahr 2030 erreichbaren EE-Anteil von 70% angemessen ist. Dem entspricht ein Speichervolumen, welches im Mittel die volatile Wärmeenergie der KWK-Anlagen für 4,6 Stunden aufnehmen kann. Gemäß den Recherchen des FfE gibt es bisher an den deutschen KWK-Standorten großtechnische (> 3.000 m³) Warmwasserspeicher mit einem Gesamtvolumen von etwa 70.000 m³. Bezogen auf die im Hauptbericht der AGFW für das Jahr 2010 ermittelte thermische Leistung der KWK-Anlagen ihrer Mitgliedsunternehmen (meist Stadtwerke) von 20,4 GW_{th} und einer Temperaturspreizung von 50 K entspricht dem eine Speicherkapazität von knapp 15 Minuten. In Dänemark sind dagegen auch Werte, die über den vom FfE ermittelten Bedarf von 4,6 Stunden hinausgehen, keineswegs unüblich, wie ein Blick auf die letzte Zeile der Tabelle 1 zeigt.

4. Fazit

Bezüglich des deutschen Wärmenetzausbaus kann ein Vergleich mit Dänemark als ein Blick in die Zukunft gewertet werden. Aufgrund der in Dänemark weit verbreiteten Wärmenetze ist dort die Einbindung von KWK, Biomasse und Solarthermie in die Wärmeversorgung einfacher, kostengünstiger und in größerem Umfang als in Deutschland möglich. Zu begrüßen ist, dass auch in Deutschland gezielt daran gearbeitet wird, durch die Förderung des Aufbaus von Wärmenetzen die Bedingungen für eine effiziente und kostengünstige Nutzung von KWK und für die umfassende Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien zu verbessern. Das Marktanzreizprogramm der Bundesregierung kann hier bereits auf merkliche Erfolge verweisen und auch von der

verbesserten Wärmenetzförderung des novellierten KWKG können kräftige Impulse erwartet werden.

Auf besonderes Interesse stößt in Deutschland die Kopplung von Strom- und Wärmemarkt, wie sie in Dänemark bereits praktiziert wird. Die dort zu fast jedem der etwa 450 Fernwärmenetze gehörigen großen Wärmespeicher ermöglichen einen flexiblen Betrieb der verschiedenen Wärmeerzeuger. Die Laufzeiten der kostengünstigsten Wärmeerzeuger lassen sich durch den Speichereinsatz verlängern. In jüngerer Zeit gehören auch elektrische Heizer zum Portfolio der Wärmeerzeuger. Während einiger hundert Stunden im Jahr sind diese die kostengünstigste Möglichkeit, Wärme bereitzustellen. Die Betriebsdauern der KWK-Anlagen verkürzen sich dagegen, weil diese wegen des volatilen Strompreises auch zu den Zeiten, in denen Wärmebedarf vorhanden ist, häufig von kostengünstigeren Wärmeerzeugern verdrängt werden. Auch dieser kostenoptimierte, flexible Betrieb von KWK-Anlagen kann als Vorbild dienen. Das dänische Beispiel zeigt damit auch, dass bei der in Deutschland im KWKG noch festgeschriebenen vorrangigen Einspeisung von KWK-Strom (§ 4, KWKG) mittelfristig eine Anpassung erforderlich sein wird.

Literatur

- [1] Augsten, E.: BHKW und Solarwärme als Partner. Solarthemen 370, 23. Feb. 2012, S.24-26.
- [2] Nitsch, J. u.a.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht von DLR, IWES und IFNE für das BMU, Stuttgart, März 2012. Download: www.dlr.de/tt/system
- [3] Beer, M.: Potenzial funktionaler Speicher mit flexibler Kraft-Wärme-Kopplung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61.Jg. (2011) Heft 12, S. 8-10.
- [4] Wünsch, M. u.a.: Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Studie von Prognos und Berliner Energieagentur für das BMWi, August 2011.