

Forschungsbericht

**Kraft-Wärme-
Kopplung im
Wärmemarkt
Deutschlands und
Europas - eine
Energiesystem- und
Technikanalyse**

Markus Blesl

**Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas
- eine Energiesystem- und Technikanalyse**

Habilitationsschrift

vorgelegt von
Markus Blesl

August 2014

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß

ISSN 0938-1228

Vorwort

Systematische Energiesystemanalysen werden seit langem zur Entscheidungsunterstützung in Energiepolitik, Energiewirtschaft und Energieforschung angewendet. Für Energiesystemanalysen werden Methoden und Modelle entwickelt und betrieben, die versuchen die Realität in ihren relevanten Größen und Abhängigkeiten abzubilden. Trotz ihrer reduzierten Komplexität erlauben die Modelle, mittels Szenarienanalyse die zukünftige Entwicklung von Systemgrößen abzuschätzen.

Die Energiesystemanalyse nimmt die Ergebnisse der Technikanalyse auf, indem sie technische Entwicklungen und deren Potenziale auch im Hinblick auf deren Kostenentwicklung berücksichtigt. Durch die vergleichende Gegenüberstellung verschiedener Energietechnologien anhand ökonomischer und ökologischer Kriterien und durch die Einbindung der Wechselwirkungen auf Systemebene können – unter vorgegebenen Rahmenbedingungen – optimale Lösung gefunden werden. Darauf aufbauend trägt die Energiesystemanalyse dazu bei gesellschaftliche Fragen hinsichtlich der Bedeutung von Energietechnologien und –systemen und deren Innovationspotenzial zu beurteilen.

Eine Technologie die seit Jahren im Fokus von Energieforschung, -politik und –wirtschaft steht ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Die ökonomische und ökologische Bewertung der KWK und deren Potenzial ist hierbei ein viel diskutiertes Thema. Ergebnisse hinsichtlich ihrer Beurteilung basieren teilweise auf den Vergleich mit Referenzsystemen d.h. Einzeltechnologien. Neben der Frage nach dem „richtigen“ Referenzsystem werden hierbei häufig weder dynamische Veränderungen noch Auswirkungen und Rückkopplungen auf das Energiesystem berücksichtigt.

Vor diesem Hintergrund versucht diese Arbeit Aspekte einer integralen Bewertung der KWK innerhalb einer Szenarioanalyse vorzunehmen, indem die KWK auf Basis einer Technikanalyse untersucht wird und eine Bewertung mittels Energiesystemanalyse erfolgt.

Die wissenschaftliche Arbeit hätte ohne die Unterstützung des Institutes für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart sowie einer Vielzahl von weiteren Personen und Institutionen nicht erarbeitet werden können. Ihnen sei an dieser Stelle für die konstruktive und kooperative Zusammenarbeit gedankt. Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die Übernahme des Hauptberichtes und Herrn Prof. Dr.-Ing. Michael Schmidt danke ich für die Übernahme des Mitberichts. Weiterhin sei den ehemaligen und derzeitigen Kollegen und Kolleginnen – vor allem der Abteilung „Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen“ (ESA) des IER für die vielfältige Unterstützung bei der Erstellung der wissenschaftlichen Arbeit sehr herzlich gedankt. Der besondere Dank gilt meiner Familie.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Einleitung..... | 1 |
| 2 | Der Wärmemarkt..... | 4 |
| 2.1 | Wärmebedarf | 4 |
| 2.1.1 | Methoden zur Wärmebedarfsermittlung von Versorgungsgebieten | 5 |
| 2.1.2 | Bestimmung und Entwicklung des Wärmebedarf von Wohn- und Nicht- wohngebäuden in Deutschland und der EU27 | 10 |
| 2.1.3 | Wechselwirkung zwischen Stadtentwicklung und Nutzwärmenachfrage der Haushalte am Beispiel Deutschland | 33 |
| 2.1.4 | Wärmebedarf der Industrie in Deutschland und der EU27 | 35 |
| 2.2 | KWK-Anlagen und Wärmepumpen | 39 |
| 2.2.1 | Entwicklungsstand und Perspektiven von KWK-Anlagen und Wärme- pumpenanlagen..... | 40 |
| 2.2.2 | Einsatzpotenziale von KWK-Anlagen | 47 |
| 2.2.3 | Einsatzpotenziale von Wärmepumpen in der Industrie in Deutschland..... | 55 |
| 2.3 | Bewertung von ungekoppelten Wärmeerzeugungstechnologien und | |
| | KWK-Anlagen | 56 |
| 2.3.1 | CO ₂ -Vermeidungskosten von Erzeugungs- und Einspartechneiken..... | 57 |
| 2.3.2 | Ganzheitliche Bewertung von KWK-Anlagen mittels Lebenszyklus- analyse | 64 |
| 2.3.3 | Bewertung von gekoppelten und ungekoppelten Erzeugungsanlagen anhand einer gegebenen Wärmeversorgungsaufgabe und der Variation der Stromnachfrage | 72 |
| 3 | Modellierung des Wärmemarkts in Energiesystem- modellen..... | 79 |
| 3.1 | Das Pan-Europäische Energiesystemmodell - TIMES PanEU..... | 80 |
| 3.2 | TIMES Local | 84 |
| 4 | KWK und Fernwärme in Deutschland und Europa | 91 |
| 4.1 | Ausgangssituation und Rahmenannahmen | 91 |
| 4.2 | Szenarienbeschreibung | 94 |
| 4.3 | Rolle des Wärmemarktes bei der Erreichung von Treibhausgas- minderungszielen..... | 97 |
| 4.4 | Rolle der Energieträger und der KWK im Wärmemarkt..... | 106 |
| 4.4.1 | Endenergieverbrauch insgesamt und nach Energieträgern im Wärme- markt..... | 106 |
| 4.4.2 | Strom im Wärmemarkt..... | 112 |
| 4.4.3 | Erdgas im Wärmemarkt..... | 114 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 4.4.4 | Erneuerbare Energien im Wärmemarkt..... | 117 |
| 4.4.5 | Fern- und Nahwärme im Wärmemarkt | 122 |
| 4.4.6 | Rolle der industriellen Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen..... | 130 |
| 4.4.7 | Rolle der KWK-Stromerzeugung..... | 133 |
| 4.5 | Wärmeerzeugungstechnologien und deren Bedeutung in den ver- | |
| | schiedenen Sektoren..... | 139 |
| 4.5.1 | Heizungssysteme in Wohngebäuden..... | 140 |
| 4.5.2 | Heizungssysteme in Nichtwohngebäuden..... | 146 |
| 4.5.3 | KWK-Anlagen und Heizwerke | 152 |
| 5 | Schlussfolgerungen und Ausblick..... | 157 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|------------------------|--|----|
| Abbildung 2-1: | Auswertung eines Mustergebietes mit der Siedlungstypmethode /Blesl 2002/ | 7 |
| Abbildung 2-2: | Ablaufdiagramm der automatischen Berechnung des Raumwärme- bedarfs /Blesl et al. 2010a/ | 9 |
| Abbildung 2-3: | Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch für Wärme und Kälte in 2005 sowie Zielwerte für 2020 nach den nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energie in der EU27..... | 12 |
| Abbildung 2-4: | Entwicklung des Nutzwärmebedarfs für Raumwärme und Warm-..... wasser der Haushalte in Deutschland bis 2050 | 20 |
| Abbildung 2-5: | Entwicklung des Nutzwärmebedarfs der Wohngebäude im Neubau für Raumwärme und Warmwasser in Deutschland bis zum Jahr 2050..... | 21 |
| Abbildung 2-6: | Entwicklung der Wohnflächennachfrage in ausgewählten Mitgliedsländern der EU27 bis 2050..... | 22 |
| Abbildung 2-7: | Gegenüberstellung des Primärenergieverbrauchs, der für eine Doppel- haushälfte unter Berücksichtigung der klimatischen Bedingungen aus den Wärmedurchgangskoeffizienten resultiert, sowie des Klima- härte-Indexes des jeweiligen Landes /Spiekman und Klerks 2010/ | 26 |
| Abbildung 2-8: | Entwicklung des Nutzwärmebedarfs für Raumwärme und Warm- wasser der Haushalte in der EU27 bis 2050..... | 27 |
| Abbildung 2-9: | Verteilung des flächenspezifischen jährlichen Energiebedarfs für den Bestand der einzelnen Typgebäudeklassen 2009 und 2020 in Deutsch-..... land | 31 |
| Abbildung 2-10: | Verteilung des flächenspezifischen jährlichen Energiebedarfs für Neubauten der einzelnen Typgebäudeklassen 2009 und 2020 in Deutschland | 31 |
| Abbildung 2-11: | Entwicklung des Raumwärmebedarfs des GHD-Sektors nach Typgebäuden bis 2050 in Deutschland..... | 32 |
| Abbildung 2-12: | Entwicklung der Nutzwärmenachfrage der Haushalte in Deutschland in Abhängigkeit der unterstellten Maßnahmen der Stadtentwicklung | 34 |
| Abbildung 2-13: | Temperaturabhängiger Prozesswärmebedarf der Industrie in Deut- schland im Jahr 2008 nach Branchen (Aktualisierung von /Blesl et al. 2008/) | 36 |
| Abbildung 2-14: | Temperaturabhängiger Prozesswärmebedarf der Industrie in der EU27 nach Branchen im Jahr 2010 (eigene Berechnung)..... | 38 |
| Abbildung 2-15: | KWK-Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern zwischen 2000 und 2012 | 41 |

| | | |
|------------------------|--|----|
| Abbildung 2-16: | Wärmeerzeugung in öffentlichen und industriellen KWK-Anlagen und Stromkennzahlen in 2008 in den Länder der EU27 (nach /Loesoenen 2010/) 42 | 42 |
| Abbildung 2-17: | Schaltschema der Steam Injected Gas Turbine (STIG) (nach /Dribbisch et al. 2001/) 43 | 43 |
| Abbildung 2-18: | Schaltschema des Humid Air Turbine Prozesses (HAT) (nach /Dribbisch et al. 2001/) 44 | 44 |
| Abbildung 2-19: | Entwicklung der Fernwärmepotenziale im Bereich der Wohnge- bäude bis zum Jahr 2050 (nach /Blesl 2010b/ aktualisiert) 50 | 50 |
| Abbildung 2-20: | Entwicklung der Fernwärmetrassenlängen im Fall einer Er- schließung der Fernwärmepotenziale der Wohngebäude bis zum Jahr 2050..... 52 | 52 |
| Abbildung 2-21: | Entwicklung der Fernwärmepotenziale im Bereich der Nichtwohn- gebäude bis zum Jahr 2050..... 53 | 53 |
| Abbildung 2-22: | KWK-Potenzial Wärme in der Industrie in Deutschland und der EU27 ... 54 | 54 |
| Abbildung 2-23: | Potenzial zur Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen in Deut- schland für ausgewählten Branchen 55 | 55 |
| Abbildung 2-24: | CO ₂ -Vermeidungskosten ausgewählter Vergleichstechnologien in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe für das Jahr 2010..... 60 | 60 |
| Abbildung 2-25: | Geordnete CO ₂ -Vermeidungskosten ausgewählter Vergleichstech- nologien für das Jahr 2010..... 61 | 61 |
| Abbildung 2-26: | CO ₂ -Vermeidungskosten ausgewählter Vergleichstechnologien 2020..... 63 | 63 |
| Abbildung 2-27: | Spezifischer Materialbedarf bezogen auf die erzeugte Strom- menge verschiedener innovativer KWK-Anlagen (exergetische Allokation)..... 68 | 68 |
| Abbildung 2-28: | Spezifischer Materialbedarf bezogen auf die erzeugte Strom- menge verschiedener innovativer KWK-Anlagen (energetische Allokation)..... 69 | 69 |
| Abbildung 2-29: | Materialbedarf der verschiedenen gekoppelten und getrennten Versorgungskonzepte für eine Papierfabrik 70 | 70 |
| Abbildung 2-30: | THG- und Schadstoffemissionen der verschiedenen gekoppelten und getrennten Versorgungskonzepte für eine Papierfabrik 71 | 71 |
| Abbildung 2-31: | Spezifische direkte CO ₂ -Emissionen verschiedener getrennter und gekoppelter Erzeugungssysteme in Abhängigkeit von der Ver- sorgungsaufgabe 75 | 75 |
| Abbildung 2-32: | Bezugsenergieeffizienz verschiedener getrennter und gekoppelter Erzeugungssysteme in Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe 77 | 77 |
| Abbildung 3-1: | Gruppierung der Gebäude für die Modellbildung in einem exem- plar ischen Untersuchungsgebiet..... 87 | 87 |

| | | |
|------------------------|---|-----|
| Abbildung 3-2: | Kostenpotenzialkurve der Fernwärmeerweiterungspotenziale eines exemplarischen Fernwärmeversorgungsgebietes | 88 |
| Abbildung 3-3: | Auswirkungen verschiedener Maßnahmen auf ein typisches Fernwärmeversorgungsgebiete einer kleinen Großstadt bis 2030 | 89 |
| Abbildung 4-1: | CO ₂ -Emissionen nach Sektoren in der EU27 im Szenarienvergleich | 98 |
| Abbildung 4-2: | CO ₂ -Emissionen nach Sektoren in Deutschland und EU-Zertifikatspreise für CO ₂ - bzw. THG-Emissionen im Szenarienvergleich | 99 |
| Abbildung 4-3: | CO ₂ -Emissionen nach Anwendungsbereich in Deutschland im Szenarienvergleich..... | 100 |
| Abbildung 4-4: | Spezifische CO ₂ -Emissionen nach Sektoren in Deutschland und in Abhängigkeit des Minderungsziels | 101 |
| Abbildung 4-5: | Spezifische CO ₂ -Emissionen nach Sektoren in der EU27 und in Abhängigkeit des Minderungsziels | 104 |
| Abbildung 4-6: | Ursachen der Emissionsminderung im Szenario C75 in der EU27 (nach /Blesl et al. 2008b/) | 105 |
| Abbildung 4-7: | Endenergieverbrauchs im Wärmemarkt nach Anwendung in Deutschland im Szenarienvergleich | 107 |
| Abbildung 4-8: | Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich | 108 |
| Abbildung 4-9: | Endenergieverbrauch insgesamt im Wärmemarkt in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 109 |
| Abbildung 4-10: | Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Wärmemarkt in der EU27 im Szenarienvergleich | 110 |
| Abbildung 4-11: | Prozentuale Aufteilung des Endenergieverbrauchs für Wärmeanwendungen nach Nutzungsart in Deutschland und in der EU27 im Jahr 2010 und 2050..... | 111 |
| Abbildung 4-12: | Stromeinsatz im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich | 113 |
| Abbildung 4-13: | Sensitivitätsanalyse Stromeinsatz im Wärmemarkt in Deutschland im Szenario C75 und C75_EKE..... | 114 |
| Abbildung 4-14: | Rolle des Erdgases im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich | 115 |
| Abbildung 4-15: | Rolle des Erdgases im Wärmemarkt in der EU27 im Szenarienvergleich | 116 |
| Abbildung 4-16: | Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt nach Anwendungsart in Deutschland im Szenarienvergleich | 117 |
| Abbildung 4-17: | Einsatz erneuerbarer Energien nach Energieträgern im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich im Jahr 2020 und 2050 | 119 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 4-18: Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt nach Anwendungsart in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 120 |
| Abbildung 4-19: Einsatz erneuerbarer Energien nach Energieträgern im Wärmemarkt in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 121 |
| Abbildung 4-20: Rolle der Fern- und Nahwärme im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich..... | 122 |
| Abbildung 4-21: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern sowie nach Heizwerk und KWK-Anlage differenziert in Deutschland im Szenarienvergleich | 123 |
| Abbildung 4-22: Sensitivitätsanalyse der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern sowie nach Heizwerk und KWK-Anlage differenziert in Deutschland | 125 |
| Abbildung 4-23: Fernwärmeerzeugung in Abhängigkeit des langfristigen Treibhausgasminderungsziels in Deutschland..... | 126 |
| Abbildung 4-24: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern sowie nach Heizwerk und KWK-Anlage differenziert in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 127 |
| Abbildung 4-25: Sensitivitätsanalyse der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern sowie nach Heizwerk und KWK-Anlage differenziert in der EU27 | 128 |
| Abbildung 4-26: Fernwärmeerzeugung in Abhängigkeit des langfristigen Treibhausgasminderungsziels in der EU27 | 129 |
| Abbildung 4-27: Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in der Industrie nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich | 130 |
| Abbildung 4-28: Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in der Industrie nach Branchen in Deutschland im Szenarienvergleich | 131 |
| Abbildung 4-29: Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in der Industrie nach Branchen in der EU27 im Szenarienvergleich | 132 |
| Abbildung 4-30: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich..... | 134 |
| Abbildung 4-31: Sensitivitätsanalyse der KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland | 135 |
| Abbildung 4-32: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 136 |
| Abbildung 4-33: Sensitivitätsanalyse der KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU27 | 137 |
| Abbildung 4-34: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland in Abhängigkeit des langfristigen Treibhausgasminderungsziels | 138 |
| Abbildung 4-35: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU27 in Abhängigkeit des langfristigen Treibhausgasminderungsziels | 139 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 4-36: Endenergieverbrauch der Haushalte für Raumwärme (inkl. zentrale Warmwasserbereitstellung) in Deutschland im Szenarienvergleich | 141 |
| Abbildung 4-37: Anteil der Wohneinheiten nach Art der Heizung in Deutschland im Szenarienvergleich..... | 143 |
| Abbildung 4-38: Endenergieverbrauch der Haushalte für Raumwärme (inkl. zentrale Warmwasserbereitstellung) in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 144 |
| Abbildung 4-39: Anteil der Wohneinheiten nach Art der Heizung in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 145 |
| Abbildung 4-40: Endenergieverbrauch GHD für Raumwärme (inkl. zentrale Prozesswärmebereitstellung) in Deutschland im Szenarienvergleich | 147 |
| Abbildung 4-41: Raumwärmebereitstellung (inkl. zentrale Warmwasserbereitstellung) in Nichtwohngebäuden nach Heizungssystem in Deutschland im Szenarienvergleich..... | 149 |
| Abbildung 4-42: Endenergieverbrauch GHD für Raumwärme (inkl. zentrale Prozesswärmebereitstellung) in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 150 |
| Abbildung 4-43: Raumwärmebereitstellung (inkl. zentrale Warmwasserbereitstellung) in Nichtwohngebäuden nach Heizungssystem in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 151 |
| Abbildung 4-44: Installierte elektrische Nettoleistung der KWK in Deutschland nach Anlagentyp im Szenarienvergleich..... | 153 |
| Abbildung 4-45: Installierte thermische Heizwerkkapazitäten nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich | 154 |
| Abbildung 4-46: Installierte elektrische Nettoleistung der KWK in der EU27 nach Anlagentyp im Szenarienvergleich..... | 155 |
| Abbildung 4-47: Installierte thermische Heizwerkkapazitäten nach Energieträgern in der EU27 im Szenarienvergleich..... | 156 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|----------------------|---|----|
| Tabelle 2-1: | Kenngrößen der Siedlungstypen für das Jahr 2010 (ST0 – ST5a) (nach /Blesl et al. 2008a/ neu berechnet) | 6 |
| Tabelle 2-2: | Kenngrößen der Siedlungstypen für das Jahr 2010 (ST5b – ST9) (nach /Blesl et al. 2008a/ neu berechnet) | 6 |
| Tabelle 2-3: | Mindestanforderungen zum Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäude- sektor in verschiedenen Ländern der EU27 | 14 |
| Tabelle 2-4: | Höchstwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten für zu errichtende und bestehende (bei Änderung von Bauteilen) Gebäude nach EnEV 2009 (eigene Darstellung in Anlehnung an /Bundesgesetzblatt 2007/ /Bundesgesetzblatt 2009/) | 16 |
| Tabelle 2-5: | Entwicklung der Wohnflächennachfrage in Deutschland /Fahl et al. 2010a/ | 17 |
| Tabelle 2-6: | Höchstwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten..... | 18 |
| Tabelle 2-7: | Charakterisierung der Gebäude in den Ländern der EU27, Norwegen und der Schweiz 2009/2010 (eigene Berechnungen; /EUROSTAT 2010/ /Ecofys 2005a;/ Ecofys 2005b;/ /Noris, Shiels 2004/) | 23 |
| Tabelle 2-8: | Durchschnittliche Wärmedurchgangskoeffizienten, die nach der nationalen Berechnungsmethode zur Einhaltung der jeweiligen ener- getischen Mindestanforderungen (im Neubau) nötig wären (eigene Darstellung nach /Spiekman und Klerks 2010/) | 25 |
| Tabelle 2-9: | Typisierung der Nichtwohngebäude (NWG) des GHD-Sektors in Deutschland in Anlehnung an /David et al. 2002/ | 28 |
| Tabelle 2-10: | Kenngrößen Fernwärme versorgter Gemeinden nach Gemeinde- kategorien für das Jahr 2009/2010 | 49 |
| Tabelle 2-11: | Charakterisierung der analysierten KWK-Konzepte und der getrennten Erzeugung..... | 67 |
| Tabelle 2-12: | Auslegung der gekoppelten und getrennten Erzeugungssysteme für eine Papierfabrik | 70 |
| Tabelle 2-13: | Technische und ökonomische Parameter der getrennten und gekoppelten Erzeugungssysteme | 73 |
| Tabelle 2-14: | Technische und ökonomische Parameter der Heizungssysteme in Wohngebäuden..... | 74 |
| Tabelle 4-1: | Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für Deutschland bis 2050 | 92 |
| Tabelle 4-2: | Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für die EU27 bis 2050 | 93 |

| | | |
|---------------------|---|----|
| Tabelle 4-3: | Übersicht über die betrachteten Szenarien | 96 |
|---------------------|---|----|

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|----------|--|
| ALK | Automatisierte Liegenschaft Kataster |
| ASIEPI | Assessment and Improvement of the EPBD Impact |
| BEEV | Bruttoendenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien |
| BHKW | Blockheizkraftwerken |
| BIP | Bruttoinlandsprodukt |
| CCS | Carbon Capture and Storage |
| COP | Coefficient Of Performance |
| DE | Deutschland |
| DT | Dampf Turbine |
| EEG | Erneuerbare Energie Gesetz |
| EEWärmeG | Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz |
| EFH | Ein- / Zweifamilienhäuser |
| EFN | Ein- / Zweifamilienhäuser als Neubauten |
| EG | Europäische Gemeinschaft |
| EnEV | Energieeinsparverordnung |
| EPBD | Energy Performance of Buildings Directive |
| ETS | Emissionshandelssystem |
| ETSAP | Energy Technology Systems Analysis Programm |
| EU | Europäische Union |
| GAMS | General Algebraic Modeling System |
| GHD | Gewerbe, Handel und Dienstleistungen |
| GIS | Geographisches Informationssystem |
| GT | Gasturbine |
| GuD | Gas- und Dampfturbine |
| GWP | Global Warming Potential |
| HAT | Humid Air Turbine |
| HDR | Hot Dry Rock |
| HKW | Heizkraftwerk |
| HT | Hochtemperatursegment |
| IEA | Internationale Energieagentur |
| IEKP | Integrierten Energie- und Klimaprogramm |
| IEKP | Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm |
| IER | Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung |
| ISI | Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung |
| KfW | Kreditanstalt für Wiederaufbau |
| KIT | Karlsruher Institut für Technologie |

| | |
|-------------|---|
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes |
| LKW | Gütertransport |
| LOPEX | Long-term Oil Price and EXtraction |
| MCFC | Molten Carbonate Fuel Cell |
| MFH | Mehrfamilienhäusern |
| MFN | Mehrfamilienhäusern als Neubauten |
| MT | Mitteltemperatursegment |
| MuKE | Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich |
| NE | Nichteisen |
| NT | Niedertemperaturbereich |
| NWG | Nichtwohngebäude |
| OPEC | Organization of the Petroleum Exporting Countries |
| ORC | Organic Rankine Cycle |
| PKW | Personenverkehr |
| RES | Referenzenergiesystem |
| SOFC | Solid Oxid Fuel Cell |
| STIG | Steam Injected Gas Turbine |
| THG | Treibhausgasemissionen |
| TIAM-IER | TIMES Integrated Assessment Model |
| TIMES PanEU | Pan-Europäische TIMES Energiesystemmodell |
| TIMES | The Integrated Market Eform System |
| WNA | World Nuclear Association |

Kurzfassung

Im Wärmemarkt stehen seit Jahren unterschiedlichste Wärmeversorgungstechnologien auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger, sowie Strom und Fernwärme untereinander als auch mit Einsparoptionen im Wettbewerb. Ein Großteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland und der EU27 wird heute und zukünftig für die Deckung der Wärmenachfrage aufgewendet. Der Wärmemarkt steht damit im Fokus energiepolitischer und –wirtschaftlicher Fragestellungen.

Ziel der Ausführungen ist es, mögliche Einflussfaktoren auf den Wärmemarkt in Deutschland und Europa zu analysieren. Die Auswirkungen hinsichtlich der Struktur der eingesetzten Energieträger und Technologien bis zum Jahr 2050 werden untersucht. Ein Schwerpunkt wird hierbei auf die Untersuchung der Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fernwärme gelegt.

Die Bewertung der KWK und Fernwärme und deren Vergleich zur getrennten Erzeugung hängen von der gewählten Versorgungsaufgabe ab. Entsprechend werden unterschiedliche Rangfolgen gekoppelter und ungekoppelter Wärmeversorgungstechnologien bei einer Analyse mit Hilfe von CO₂-Vermeidungskosten, der ganzheitlichen Bilanzierung und einer parametrisierten Versorgungsaufgabe ermittelt.

Für die Beurteilung der energetischen, umweltseitigen und kostenseitigen Implikationen unterschiedlicher Versorgungssysteme im Wärmemarkt wird eine detaillierte länderspezifische Untersuchung mittels einer Energiesystemanalyse durchgeführt. Hierfür wird das paneuropäische Energiesystemmodell TIMES PanEU entwickelt, in welchem sowohl länderspezifische und sektoral differenzierte Versorgungstechnologien des Wärmemarktes als auch die bestehenden Versorgungsstrukturen modelliert sind. Die Entwicklung der Wärmenachfrage auf Nutzenebene wird basierend auf Simulationsergebnissen vorgegeben. So reduziert sich beispielsweise der spezifische Wärmebedarf des Gebäudebestandes in Deutschland bis zum Jahr 2050, trotz regulatorischer Vorgaben z. B. hinsichtlich des Gebäudestandards sowie deren Fortschreibung, aufgrund der aktuellen energetischen Sanierungszyklen und -quoten lediglich auf Neubaustandard des Jahres 2007.

Die Ergebnisse der Szenarienanalysen mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU zeigen, dass fossile Energieträger in wesentlich größerem Maße als Elektrowärmeanwendungen und der Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt von politischen Vorgaben (z.B. einem Treibhausgasminderungsziel) beeinflusst werden. Die Rolle der Fernwärme wird in erheblicher Weise dadurch bestimmt, ob diese quasi CO₂-frei erzeugt werden kann. Optionen hierfür bestehen in Form von KWK-Anlagen auf Basis fossiler Energieträger mit CO₂-Abscheidung und Speicherung, auf Basis von Geothermie oder Biomasse sowie durch Wärmepumpen und Solarthermie. Das technische und wirtschaftliche Potenzial dieser Erzeugungsoptionen ist ein limitierender Faktor für den Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung in Deutschland.

Abstract

In the heating market, a large variety of different heat-supply technologies based on fossil and renewable energy sources, as well as electricity, district heating and energy savings options have been competing for many years. Both today and in the future, a large part of the final energy consumption in Germany and the EU27 is applied to cover the heat demand. The heating market is thus in the focus of energy political and economic issues.

The aim of this study is to analyse possible influencing factors on the heat market in Germany and Europe, and their impacts in terms of the structure of the employed energy sources and technologies up to the year 2050. An emphasis is placed here on the investigation of the role of combined heat and power (CHP) and district heating.

The evaluation of CHP and district heating, and their comparison with the separate production of electricity and heat depends on the underlying supply task. Accordingly, different rankings of combined and separate heat supply systems result from analyses with the help of CO₂ avoidance costs, the life cycle assessment method and based on a parameterized supply case. Due to the great number of different heat supply cases and technologies, a large variety of system options exists in the heating market. In order to evaluate the energy, environmental and economic implications of these alternatives, a detailed country-specific investigation of the heating market is carried out with the help of an energy system analysis.

For this, the Pan-European energy system model TIMES PanEU was developed in which both country-specific and sector-differentiated supply technologies in the heat market as well as the existing supply structures are modeled. The development of the useful heat demand is specified exogenously based on a simulation approach. So, for example, despite of the regulatory requirements regarding the standards as well as their tightening in the future, the specific heat demand of the building stock in Germany decrease until 2050 only to the standard of new buildings in 2007 given the current energetic renovation cycles and quotas.

The results of the scenario analyses with the energy system model TIMES PanEU show that fossil are affected the heating market fuels in much greater extent than electrical applications, and the use of renewable energies by the political framework conditions (such as a greenhouse gas reduction target). The role of district heating is determined significantly by whether it can be produced virtually CO₂-free. Such options exist in the form of CHP plants with CO₂ capture and storage, based on geothermal energy or biomass, as well as by using heat pumps and solar thermal plants. The technical and economic potential of these generation options is a limiting factor for the development of local and district heat supply systems in Germany.

1 Einleitung

Ein Großteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland und der EU27 wird derzeit für die Deckung der Wärmenachfrage aufgewendet. Im Jahr 2008 umfasste der Wärmemarkt 54 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland /AGEB 2011/. Wird der Verkehrssektor nicht berücksichtigt, werden sogar nahezu 78 % des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme und Prozesswärme (einschließlich Brauchwarmwasser) genutzt. Aus der anteiligen Betrachtung des Endenergieverbrauchs des Wärmemarktes am Gesamtenergieverbrauch wird dessen Bedeutung für die Erreichung von Energieeinsparzielen (oft auch als Energieeffizienzziele bezeichnet) und von Treibhausgasminderungszielen deutlich.

Entsprechend wird bereits seit langem regulativ in Form von Gesetzen und Verordnungen in den Wärmemarkt eingegriffen. Gesetzliche Regelungen in Deutschland wie beispielsweise die Wärmeschutzverordnung, die erstmals 1977 in Kraft trat, und deren Nachfolgeverordnungen wie zuletzt die Energieeinsparverordnung 2009 haben die Anforderungen an den Wärmeschutz vervierfacht, d.h. der heutige Neubau von Wohngebäuden darf maximal 25 % des spezifischen Energieverbrauchs der Gebäude aufweisen, die vor 1979 erbaut wurden. Infolgedessen ist in diesem Zeitraum der spezifische Wärmebedarf von Neubauten von um die 300 kWh/m² auf 70 kWh/m² reduziert worden.

Mit dem Energiekonzept verfolgt die Bundesregierung das Ziel den Treibhausgasausstoß bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren. Das Energiekonzept baut auf dem integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) auf, das verschiedene Maßnahmenpakete zur Zielerreichung vorsieht und den Wärmemarkt explizit als Handlungsfeld ausgewiesen hat. Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt im IEKP, neben Energieeinsparmaßnahmen, eine besondere Bedeutung zu. Durch die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes /KWKG 2009/ und der darin enthaltenen Förderung des Neubaus von KWK-Anlagen und des Ausbaus von Wärmenetzen soll der Anteil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen an der Gesamtstromerzeugung erhöht werden.

Kraft-Wärme-Kopplung ist ein Grundprinzip der Energieumwandlung und –bereitstellung und kann daher für alle Energieträger, die als Zwischenform in thermische Energie umgewandelt werden, eingesetzt werden. Die häufig im Zusammenhang mit KWK genannte Fernwärme kann im Prinzip mit einer Vielzahl von fossilen und erneuerbaren Energien in gekoppelten und ungekoppelten Anlagen erzeugt werden. Da die Infrastruktur zur Wärmeverteilung (Fernwärmenetz und Übergabestation) unabhängig von der Art der Wärmeerzeugung ist, kann diese langfristig verwendet werden.

Durch Anpassung der Hausanlagen und der Art des Verbraucheranschlusses (Vor- oder Rücklauf) kann zukünftig mit einer Absenkung der Vorlauftemperaturen gerechnet werden.

Gleichzeitig ergeben sich dadurch Optionen für die Integration von Biogas- oder Biomasse-Heizwerken, Solarthermie oder Großwärmepumpen. Eine Umgestaltung der Fernwärmeversorgung erfordert jedoch eine frühzeitige Umstellung des Systems.

Die Bewertung der KWK und insbesondere deren Vergleich zur getrennten Erzeugung fällt in der Literatur und wissenschaftlichen Studien sehr unterschiedlich aus. Gründe für diese unterschiedlichen Ergebnisse sind, dass einerseits eine effiziente Energieumwandlung noch nicht einer effizienten Bereitstellung von Nutzenergie gleichzusetzen ist und andererseits, dass der Vergleich sehr stark von der gewählten Versorgungsaufgabe abhängt. Dies ist vor allem darin begründet, dass aus exergetischer Sichtweise die nachgefragte oder erzeugte Strom- und Wärmemenge nicht gleichwertig sind und dass durch die beiden Energieformen unterschiedliche Energiedienstleistungen befriedigt werden können.

Um Optionen im Wärmemarkt hinsichtlich des Einsatzes einzelner Technologien und verschiedener Versorgungssysteme beurteilen zu können, sind grundlegende Kenntnisse über bestehende Versorgungsstrukturen sowie die Höhe des Nutzwärmebedarfs notwendig. Faktoren, die sich mindernd auf den Raumwärmebedarf auswirken, wie z. B. Sanierungsmaßnahmen am Gebäudebestand oder eine rückgängige Bevölkerungsentwicklung, sind mit zu berücksichtigen. Im Weiteren ist zu beachten, dass die Wärmeversorgung sowohl den heutigen Bestand an Gebäuden, dessen energetischer Standard sich nur allmählich ändert, als auch Neubauten beinhaltet.

Für die Beurteilung von Versorgungssystemen, insbesondere dann, wenn diese, wie die Betrachtung des Wärmemarktes zeigt, nicht auf einzelne Bereiche oder Sektoren des Energiesystems beschränkt sind, eignet sich die Anwendung der Energiesystemanalyse. Mit Hilfe von Energiesystemmodellen können die Interaktionen im Energiesystem hinsichtlich der konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme, der energieeffizienten Allokation begrenzter Energiepotenziale oder alternativer Verwendungsoptionen analysiert werden. Ebenso werden hierbei das gegebenenfalls beschränkte Potenzial erneuerbarer Energien und deren Wettbewerb mit anderen Nutzungsanwendungen berücksichtigt.

Wärmeversorgungskonzepte erfordern teilweise lokale, geographisch kleinräumige Lösungsansätze. Diese können mit Energiesystemmodellen parallel bilanziert werden. Wechselwirkungen des Wärmemarktes mit dem Strommarkt ergeben sich hingegen auf nationaler oder europäischer Ebene. Infolgedessen existieren Energiesystemansätze auf verschiedenen geographischen Aggregationsebenen.

Ziel der vorliegenden Ausführungen ist es, basierend auf einer Vielzahl eigener Veröffentlichungen, mögliche Einflussfaktoren auf den Wärmemarkt in Deutschland und Europa sowie deren Auswirkungen hinsichtlich der Struktur der eingesetzten Energieträger und Technologien im Wärmemarkt bis zum Jahr 2050 zu analysieren. Hierbei wird insbesondere die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung und deren Anteil an der Wärmebereitstellung im Wärmemarkt diskutiert. Hierfür wird die Entwicklung der Wärmenachfrage sowohl in Deutschland als auch in der EU27 unter Berücksichtigung möglicher technischer Entwicklungen im Gebäudestan-

dard bzw. der regulatorischen Vorgaben untersucht werden. Hinsichtlich der Bewertung von Techniken zur Wärmebereitstellung werden verschiedene methodische Ansätze beschrieben und eine kritische Diskussion der sich damit ergebenden Ergebnisse dargelegt. Um langfristige Entwicklungstendenzen im Wärmemarkt im Hinblick auf unterschiedliche Treibhausgas-minderungsziele aufzuzeigen, wird mit Hilfe eines entwickelten paneuropäischen Energiesystemmodells eine Szenarienanalyse durchgeführt. Basierend auf den Ergebnissen der Szenarienanalyse soll die Rolle und die Perspektiven der Energieträger bzw. der verwendeten Wärmeerzeugungstechnologien analysiert werden.

Die Ausführungen untergliedern sich in vier Kapitel. In Kapitel 2 der Arbeit wird zunächst die Entwicklung des Wärmebedarfs in Deutschland und der EU27 untersucht. Hierfür wird auf die Methoden der Wärmebedarfsermittlung von Versorgungsgebieten eingegangen, um nachfolgend diese auf nationaler und europäischer Ebene fortzuschreiben. Aufgrund des zu erwartenden Rückgangs der Bevölkerungsanzahl in Deutschland werden Stadtentwicklungsmaßnahmen und –konzepte an Bedeutung gewinnen. Auf diese wird in Kapitel 2.1.3 gesondert eingegangen. Da der Wärmebedarf der Industrie nicht nur durch die Art und Menge der Produktionsgüter, sondern auch durch die eingesetzten Produktionsverfahren beeinflusst wird, erfolgt hier eine gesonderte Beschreibung. Im Hinblick auf die Wärmeerzeugungstechnologien, die in Kapitel 2.2 beschrieben werden, wird nicht die gesamte Bandbreite betrachtet, sondern nur auf ausgewählte KWK-Technologien (GuD-Anlagen und deren mögliche innovative Varianten, Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen) und Wärmepumpen eingegangen. Mit unterschiedlichen Bewertungskonzepten, die ebenfalls in Kapitel 2 behandelt werden, werden sowohl reine als auch gekoppelte Wärmeerzeugungskonzepte analysiert. Hierbei zeigt sich insbesondere im Fall der Bewertung mittels einer gegebenen Wärmeversorgungsaufgabe und der Variation der Stromnachfrage, dass es im Verhältnis der Strom- und der Wärmenachfrage Situationen geben kann, in dem gekoppelte oder ungekoppelte Systeme besser abschneiden.

In Kapitel 3 wird kurz auf die Anforderungen der Modellierung des Wärmemarktes auf lokaler und nationaler Ebene eingegangen und Vertreter dieser Modelle benannt und eingeordnet. Im Weiteren wird als Repräsentant für die lokale Ebene das Modell TIMES Local und auf der nationalen/europäischen Modelle das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU kurz charakterisiert.

In Kapitel 4 wird mit dem Energiesystemmodell TIMES PanEU eine Szenarienanalyse durchgeführt, um nachfolgend im Detail auf den Wärmemarkt und darin auf die Rolle der Energieträger und im Besonderen der KWK näher einzugehen. Da die Treibhausgas-minderung das wichtigste politische Ziel im Bereich der weltweiten energiepolitischen Ziele und Bestrebungen ist, wird die Rolle des Wärmemarktes zur Zielerreichung besonders hervorgehoben. Die Arbeit wird mit Schlussfolgerungen und einem Ausblick in Kapitel 5 abgeschlossen.

2 Der Wärmemarkt

Der Wärmemarkt wird im Wesentlichen von der Wärmenachfrage und den zur Verfügung stehenden Technologien bzw. deren jeweiliger Entwicklung beeinflusst. Die Diskussion hinsichtlich der Energieeinsparung und der gesetzlichen Vorgaben energetischer Sanierungsmaßnahmen im Bestand zeigen, dass eine detaillierte Kenntnis der Bedarfsentwicklung und deren möglichen Steuergrößen notwendig sind, um deren Auswirkungen abzuschätzen. Hierbei ist auf nationaler und europäischer Ebene eine aggregierte Sicht notwendig um die Gesamtentwicklung zu beurteilen. Diese wird in Kapitel 2.1. skizziert.

Aufgrund der Spannbreite des Temperaturniveaus, in dem die Wärmenachfrage liegt, von der Fußbodenheizung über die Brauchwarmwassererwärmung bis hin zum Brennen von Zement oder dem Schmelzen von Metallen, werden eine Vielzahl unterschiedlichster Wärmeerzeugungstechnologien eingesetzt. Die folgende Darstellung fokussiert hierbei auf Wärmeversorgungssysteme zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme. Da konventionelle Heizöl- und Erdgas-Heizungen in den letzten Jahren Marktanteile zu Gunsten erneuerbarer Heizungssysteme, Wärmepumpen bzw. der Nah- und Fernwärmeversorgung verloren haben, werden diese im Folgenden nicht betrachtet. Ein Überblick und eine Kurzcharakterisierung verschiedener konventioneller Heizungssysteme kann beispielsweise in /Blesl et al. 2008a/ entnommen werden. Hinsichtlich der Heizungssysteme auf Basis erneuerbarer Energien bieten die Veröffentlichungen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (/FNR 2007/ und /FNR 2012/) einen aktuellen Überblick, auf die daher nachfolgend nicht eingegangen wird. Im Kapitel 2.2. werden, basierend auf eigenen Arbeiten, sowohl der Entwicklungsstand als auch die Perspektiven ausgewählter KWK-Anlagen und Wärmepumpen betrachtet und Potenziale der KWK-Anlagen, der Fernwärmeversorgung und für den Einsatz von Wärmepumpen in der Industrie ausgewiesen. Das Kapitel wird mit einer Beschreibung und exemplarischen Anwendung verschiedener Bewertungsmethoden und -ansätze gekoppelter und getrennter Strom- und Wärmeversorgungssysteme abgeschlossen.

2.1 Wärmebedarf

In der Vergangenheit wurde teilweise für fernwärme- oder erdgasversorgte Gebiete der Wärmebedarf mittels Wärmeatlanten dokumentiert. Dagegen sind für Gebiete, die bislang an noch keine leitungsgebundene Wärmeversorgung angeschlossen sind, gebäudescharfe Daten des Wärmebedarfes nur schwer zu erhalten. Um den Wärmebedarf dennoch zu ermitteln, wurden

verschiedene Verfahren mit unterschiedlicher Genauigkeit zur Wärmebedarfsermittlung von Versorgungsgebieten entwickelt, die in Kapitel 2.1.1 beschrieben werden.

Aufbauend auf den für die räumlich detaillierte Erfassung des Wärmebedarfs entwickelten Typisierungen wird der Wärmebedarf auf nationaler bzw. europäischer Ebene bestimmt. Anders als auf lokaler Ebene, auf welcher die Struktur der Gebäudetypen und deren Anzahl weitgehend durch die Gebietsauswahl festgelegt sind, wird die Entwicklung des Wärmebedarfs auf nationaler oder europäischer Ebene durch die Wohnflächennachfrage beeinflusst. Entsprechende Ergebnisse der Abschätzungen der Bedarfsentwicklung sind in Kapitel 2.1.2 für Deutschland und die EU27 zusammengefasst.

2.1.1 Methoden zur Wärmebedarfsermittlung von Versorgungsgebieten

Zu den neueren Ansätzen zur Bestimmung des Wärmebedarfs eines Versorgungsgebietes zählt die Methode der Siedlungstypenanalyse, bei der das Versorgungsgebiet anhand von topographischen Karten und der Zuhilfenahme von Luftbildern in Gebiete mit einheitlicher Bauungsstruktur bzw. städtebaulichem Erscheinungsbild unterteilt wird /Blesl et al. 2008a/. Die Genauigkeit dieser Methode kann gesteigert werden, wenn durch die Verwendung von ALK (Automatisierter Liegenschaftskataster) Daten die Gebäudeanzahl und Grundfläche automatisch in die Berechnung mit einfließen. Wird die Auswertung zusätzlich um die gebäudescharf erfassten Verbrauchsdaten der Energieversorger ergänzt, so können der energetische Gebäudestandard rechnerisch ermittelt und Effekte bezüglich des Nutzerverhaltens mit berücksichtigt werden. Eine weitere Möglichkeit, den Raumwärmebedarf eines Siedlungsgebietes räumlich hoch aufgelöst zu erfassen, bietet die Laserphotogrammetrie in Kombination mit einem automatisierten Rechenschema zur Ermittlung des Wärmebedarfs /Blesl et al. 2010a/, /Blesl et al. 2010b/.

Methode zur Bestimmung des Wärmebedarfs auf Basis einer Siedlungstypbetrachtung

Die Methode zur Bestimmung des Wärmebedarfs auf Basis einer Siedlungstypbetrachtung setzt eine Analyse bzw. Aufteilung des Siedlungsgebietes nach Siedlungstypanteilen voraus. Eine Zuordnung des Gebäudebestandes zu den Siedlungstypen kann unter Zuhilfenahme von Luftbildaufnahmen z. B. aus Google Earth oder Bing und topographischen Karten erfolgen. Eine Auswertung von Luftbildern zur Aufteilung des Siedlungsgebietes ist bei dieser Methode notwendig, da alleine anhand der topographischen Karten der TK25¹ eine Unterteilung nach

¹ Topografische Karte im Maßstab 1:25.000

Siedlungstypen nicht immer möglich ist. Insbesondere bei dichten Besiedlungsformen, wie Dorfkernen und Innenstadtbebauungen, sind oft mehrere separate Gebäude zu einem Symbol in der topographischen Karte zusammengefasst. Durch die hohe Auflösung der Luftbilder bzw. durch die geringe Befliegungstiefe während der Bildaufnahme sind Einzelgebäude für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in Google Earth gut erkennbar. Im Weiteren liefern die Luftbilder wesentliche Informationen zur Typisierung, so z. B. über die Gebäudetypen, über die Lage der Gebäude in Relation zu den Nachbargebäuden und über den Verlauf der Straßen. Oft können damit Aussagen über die Gebäudenutzung und vereinzelt über das ungefähre Baualter getroffen werden.

Kenngrößen hinsichtlich der Bebauungsdichte, d.h. der Gebäudeanzahl pro Fläche, der damit verbundenen Höchstleistung der Wärmebedarfsdichte und der maximalen Wärmeverbrauchsdichte sind in Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2 für die Siedlungstypen mit überwiegendem Anteil an Wohngebäuden dargestellt.

Tabelle 2-1: Kenngrößen der Siedlungstypen für das Jahr 2010 (ST0 – ST5a) (nach /Blesl et al. 2008a/ neu berechnet)

| Siedlungstypen ² | | ST0 | ST1 | ST2 | ST3a | ST3b | ST4 | ST5a |
|---------------------------------------|---|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Anzahl Gebäude pro km ² | [GB/ km ²] | 5 | 766 | 1.257 | 1.559 | 1.555 | 1.914 | 1.524 |
| Höchstleistung der Wärmebedarfsdichte | [MW _{th} / km ²] | 0,2 | 8,6 | 11,0 | 15,0 | 20,4 | 14,6 | 30,1 |
| Max. Wärmeverbrauchsdichte | [GWh _{th} / (km ² a)] | 0,31 | 19,1 | 25,9 | 37,5 | 48,4 | 34,3 | 71,5 |

Tabelle 2-2: Kenngrößen der Siedlungstypen für das Jahr 2010 (ST5b – ST9) (nach /Blesl et al. 2008a/ neu berechnet)

| Siedlungstypen ³ | | ST5b | ST6 | ST7a | ST7b | ST8 | ST9 |
|---------------------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Anzahl Gebäude pro km ² | [GB/ km ²] | 1.172 | 720 | 1.541 | 1.484 | 901 | 2.293 |
| Höchstleistung der Wärmebedarfsdichte | [MW _{th} / km ²] | 33,8 | 42,5 | 46,1 | 49,3 | 55,9 | 48,8 |
| Max. Wärmeverbrauchsdichte | [GWh _{th} / (km ² a)] | 85,5 | 115,3 | 109,5 | 117,0 | 143,7 | 121,9 |

² ST0 Freistehende Gebäude; ST1 Streusiedlung; ST2 Einfamilienhäuser- und Zweifamilienhäusersiedlung; ST3a Städtischer Dorfkern; ST3b Ländlicher Dorfkern; ST4 Reihenhäuser; ST5a Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser

³ ST 5b Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäusern; ST 6 Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäusern; ST 7a Blockbebauung niedriger Dichte; ST 7b Blockbebauung hoher Dichte; ST 8 Citybebauung; ST 9 Historische Altstadt

Basierend auf der gesamten Siedlungsfläche eines Siedlungstyps innerhalb des Betrachtungsgebietes wird durch Multiplikation der Fläche mit der entsprechenden spezifischen Wärmeverbrauchsichte der Nutzwärmebedarf für Raumwärme und Brauchwarmwasser bestimmt (vgl. Gleichung (2-1)).

$$\sum_{i=1}^{13} (\text{Siedlungsfläche der Gemeinde [km}^2\text{]} \cdot \text{Anteil der Siedlungstypfläche}_i [-] \cdot \text{Spezifischer Wärmebedarfskennwert des Siedlungstyps}_i [\text{GWh}/(\text{km}^2\text{a})]) \quad (2-1)$$

= Nutzwärmebedarf für Raumwärme und Brauchwarmwasser [GWh/a]

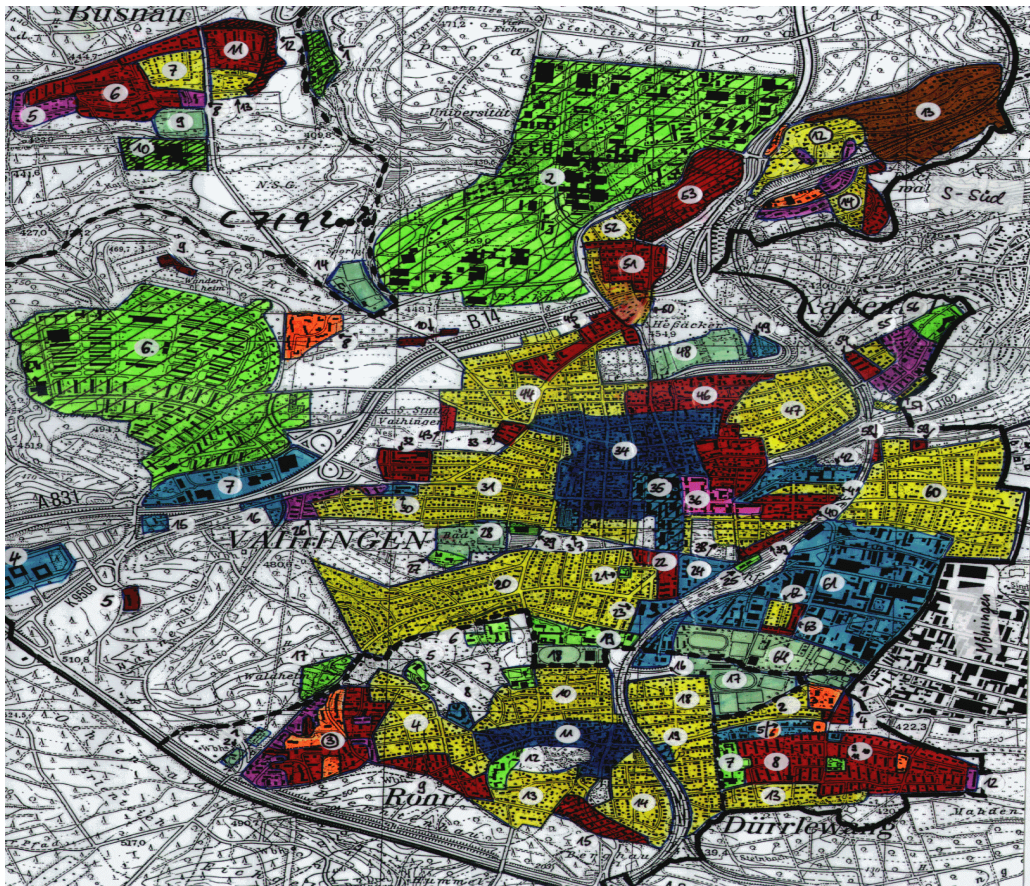


Abbildung 2-1: Auswertung eines Mustergebietes mit der Siedlungstypmethode /Blesl 2002/

In Abbildung 2-1 ist eine exemplarische Auswertung eines Versorgungsgebietes nach Siedlungsgebieten dargestellt.⁴ Hierfür wurden die Luftbilder einer Modellgemeinde ausgewertet, indem die Siedlungsfläche in Siedlungstypen unterteilt wurde. Die Abgrenzungen der Siedlungstypflächen, deren Flächen und der Siedlungstyp wurden in einer topographischen Karte vermerkt. Zusammen mit den spezifischen Wärmebedarfskennwerten wird für jedes Teilge-

⁴ Hierbei sind die verschiedenen Siedlungstypen mit unterschiedlichen Farben dargestellt.

biet, bzw. für das Gesamtgebiet, die Wärmehöchstlast und die Wärmeverbrauchsichte bestimmt. Gebiete, in denen eine Fernwärme- oder Gasversorgung existiert, können zusätzlich getrennt erfasst werden. Um diese exakt abzugrenzen, kann es dabei nötig sein, Gebiete eines Siedlungstyps nochmals zu unterteilen.

Laserphotogrammetrie und Automatische Raumwärmebedarfsbestimmung

Bei der Laserphotogrammetrie werden große Siedlungsgebiete flächendeckend überflogen und dabei die Gebäudeabmessungen mit speziellen Kameras digital erfasst. Anhand der Reflektionszeiten der auf die Erdoberfläche ausgesandten Laserimpulse können Rückschlüsse auf die Gebäudegrundrisse gezogen werden. Mit Hilfe von Wärmebildkameras können zusätzlich die Wärmegradienten der Gebäudehülle ermittelt werden. Für einzelne Bundesländer sind die Befliegungsdaten aus der Laserphotogrammetrie bereits verfügbar, weitere flächendeckende Befliegungen befinden sich in der Vorbereitung. Die ergänzend verwendbaren Thermographieaufnahmen liegen teilweise der Kommunalverwaltung oder den Versorgungsunternehmen vor. Durch geeignete Rechenoperationen und -filter werden aus den erhaltenen Daten Gebäude und Gebäudevolumina rekonstruiert.

Einige für die Wärmebedarfsberechnung notwendige Informationen, wie z. B. die Aufteilung der Gesamtwandflächen in Wand- und Fensterflächen zur Bestimmung der Transmissionswärmeverluste oder die Energiebezugsflächen und das beheizte Gebäudevolumen, können durch das Laserscanningverfahren nicht bereitgestellt werden. Hierfür werden Approximationen bzw. Analogieschlüsse herangezogen. Diese werden durch Ableitung der geometrischen Gebäudegrößen und die Zuordnung zu vordefinierten Typgebäuden gewonnen. Auf Basis dieser Daten erfolgt die anschließende automatisierte Bestimmung des Raumwärmebedarfs der Gebäude.

Die Berechnung der Heizlast eines Gebäudes erfolgt allgemein nach der Richtlinie DIN 12831 /DIN EN 12831/ über die Bestimmung der Transmissions- und Lüftungswärmeverluste. In dem hier dargelegten Berechnungsalgorithmus wird idealisiert davon ausgegangen, dass keine zusätzliche Aufheizleistung benötigt wird. Die Transmissionswärmeverluste lassen sich aus der Größe der Umschließungsflächen der Gebäude und dem Aufbau der Flächen mit ihren spezifischen Wärmedurchgangskoeffizienten, sowie der inneren und äußeren Lufttemperatur ableiten. Die Lüftungswärmeverluste werden basierend auf dem zu beheizenden Raumvolumen und den unterstellten Luftwechselraten bestimmt. Für die Wärmebedarfsberechnung wird pauschal von einer durchschnittlichen Gebäudeinnentemperatur von 19 °C ausgegangen, während für die Außenlufttemperatur abhängig von den örtlichen Klimabedingungen ein Wert zwischen -12 °C und +15 °C angenommen wird. Dabei wird vorausgesetzt, dass sowohl durch Innenwände als auch durch Außenwände voneinander angrenzender Gebäude keine Wärmeleitung erfolgt.

Der Ablauf zur Ermittlung des Nutzwärmebedarfs einer Wohnsiedlung aus den aufgearbeiteten Daten des Laserscannings ist in Abbildung 2-2 dargestellt. Die geometrischen Gebäudepa-

parameter werden zunächst durch Annahmen bezüglich der Außenwandstärke und der Etagenhöhe hergeleitet. Als Ergebnis lassen sich hieraus beispielsweise die Gebäudeinnenmaße, die Netto-Grundfläche und die Geschossflächenanzahl bestimmen. Anhand der aufbereiteten Laserscanningdaten und den zusätzlich bestimmten Gebäudeparametern ist eine Zuordnung zu einem vorgegebenen Typgebäude möglich. Bei den Typgebäuden wird entsprechend der Gebäudeart (z. B. Ein- oder Mehrfamilienhaus) auch das Baualter differenziert. Die Einordnung zu den Typgebäuden wird für die Bestimmung der Wärmebedarfsparameter verwendet. Hierzu zählen z. B. die Abschätzung der Fensterflächen, der anrechenbare Wohnfläche (z. B. Prüfung der Nutzungsmöglichkeiten der Dachgeschossfläche) sowie des beheizten Innenraumes (z. B. durch die Berücksichtigung von Treppenhäusern).

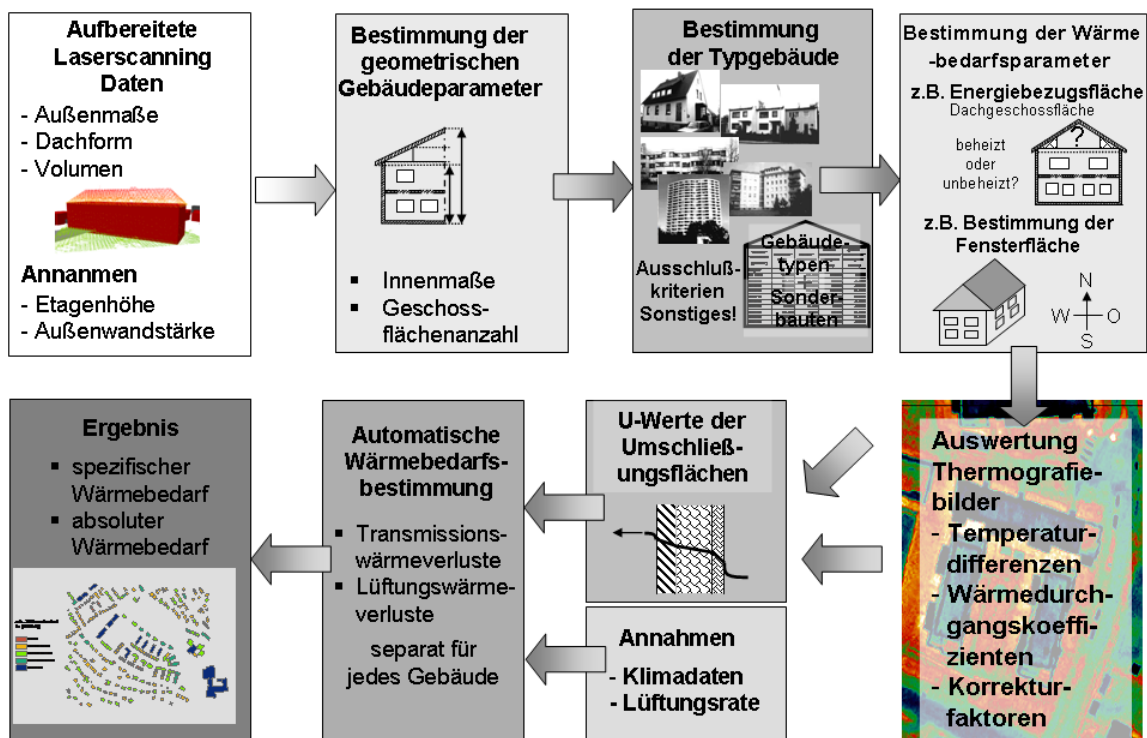


Abbildung 2-2: Ablaufdiagramm der automatischen Berechnung des Raumwärmebedarfs /Blesl et al. 2010a/

Durch Korrelation zwischen ermittelter Gebäudegeometrie und den vorgegebenen Typgebäuden lassen sich durchschnittliche Wärmedurchgangskoeffizienten abschätzen, die für die anschließende Wärmebedarfsermittlung verwendet werden. Stehen Thermografiebilder zur Verfügung, können die Standard-Annahmen der Wärmedurchgangskoeffizienten für die Typgebäude verifiziert und gegebenenfalls bei entsprechender Abweichung mit einem Korrekturfaktor versehen werden. Aus diesen Angaben lässt sich für jedes Gebäude sowohl der absolute als auch der auf die Wohnfläche bezogene spezifische Raumwärmebedarf ermitteln. Basierend darauf kann der Raumwärmebedarf des Gesamtgebietes bestimmt werden.

Die Wärmebedarfsberechnung beruht auf der Bestimmung der Fläche der Gebäudehülle, dem Gebäudevolumen und einem statistischen Clusterverfahren, anhand deren Aussagen bezüglich der Güte der Umschließungsflächen der Gebäude abgeleitet werden. Hierbei wird das individuelle Nutzerverhalten der Bewohner einzelner Wohngebäude nicht erfasst, sondern es wird von einem statistischen Normnutzerverhalten ausgegangen. Mit der entwickelten Methode, basierend auf der Kombination von Laserscanning und Geoinformationssystem (GIS), kann der spezifische Normraumwärmebedarf und der absolute Wärmebedarf eines Siedlungsgebietes auf Gebäudeebene bestimmt werden.

Die Ermittlung dieser Kenngrößen bildet die Voraussetzung für eine Abschätzung wirtschaftlicher Wärmeversorgungsvarianten eines Siedlungsgebietes. Das vorgestellte Verfahren kann wesentliche Informationen für eine individuelle ökonomische Bewertung einer möglichen Entwicklung der Fernwärmeversorgung in Abhängigkeit der konkreten lokalen Gegebenheiten bereitstellen.

2.1.2 Bestimmung und Entwicklung des Wärmebedarfs von Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland und der EU27

Im Folgenden soll die Entwicklung der Wärmeversorgung in Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland und der EU27 vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben näher beleuchtet werden. Um die Einordnung der deutschen Gesetzgebung für den Gebäudesektor zu erleichtern, wird zunächst ein Überblick über die Vorgaben auf EU-Ebene sowie in den einzelnen Mitgliedsstaaten zur Energieeffizienz und zum Einsatz regenerativer Energieträger im Gebäudesektor gegeben. Anschließend wird die Entwicklung des Wärmebedarfs der Haushalte und Nichtwohngebäude in Deutschland und der EU27 unter dem Einfluss aktueller Vorgaben bis 2050 dargestellt.

Vorgaben zur Energieeffizienz im Gebäudesektor in der EU27

Die Europäische Union hat im Jahr 2002 mit der Gebäuderichtlinie 2002/91/EG (Energy Performance of Buildings Directive, EPBD /Europäische Kommission 2002/) die Rechtsgrundlage für eine Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudesektor geschaffen. Der Fokus liegt dabei auf den folgenden vier Bereichen:

- Die Richtlinie gibt einen gemeinsamen Rahmen für eine Berechnungsmethode der integrierten Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden vor, die alle Aspekte des Energieverbrauchs im Gebäudesektor abdecken soll.
- Auf Grundlage der daraus ermittelten nationalen bzw. regionalen Methode zur Bestimmung der Energieeffizienz sollen die Mitgliedsstaaten Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz neuer Gebäude sowie bestehender Gebäude, die einer grö-

ßeren Renovierung unterzogen werden, festlegen. Eine größere Renovierung liegt dann vor, wenn entweder die Gesamtkosten der Renovierung der Gebäudehülle sowie der gebäudetechnischen Systeme 25 % des Gebäudewertes überschreiten oder mehr als 25 % der Oberfläche der Gebäudehülle von der Renovierung betroffen sind. Die Richtlinie macht jedoch keine Vorgaben zur Ausgestaltung und Höhe dieser Vorschriften.

- Beim Bau, Verkauf oder der Vermietung eines Gebäudes muss ein Ausweis über die Gesamtenergieeffizienz vorgelegt werden. Dies dient insbesondere dazu, potenziellen Käufern Hinweise auf Möglichkeiten zur Senkung des Energieverbrauchs in bestehenden Gebäuden zu geben. Die Regelung gilt sowohl für Wohn- als auch Nichtwohngebäude.
- Des Weiteren sollen die Mitgliedsstaaten geeignete Maßnahmen treffen, um regelmäßige Inspektionen von Heizkesseln und Klimaanlageanlagen zu gewährleisten.

Mit dem Ziel, die Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich weiter zu stärken, wurde im Juli 2010 eine Novelle der EU-Gebäuderichtlinie (2010/31/EU, /Europäische Kommission 2010/) beschlossen. Darin wird insbesondere festgelegt, dass ab dem Jahr 2020 alle Neubauten „Niedrigstenergiegebäude“ sein müssen. Der verbleibende (sehr niedrige) Energiebedarf soll zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Darüber hinaus wird durch die Novellierung das Prinzip der Kosteneffizienz bei der Festlegung der energetischen Mindeststandards stärker in den Vordergrund gestellt. Die Regelungen umfassen dabei sowohl Wohn- als auch Nichtwohngebäude, wobei einige wenige Gebäudekategorien von den Anforderungen ausgenommen werden können (u. a. Baudenkmäler, Wohngebäude, die weniger als vier Monate pro Jahr genutzt werden, frei stehende Gebäude mit einer Gesamtnutzfläche von weniger als 50 m² sowie Gebäude mit religiöser Zweckbestimmung).

Die Mindestanforderungen beschränken sich jedoch weiterhin auf den Neubau sowie modernisierte Bestandsgebäude. Darüber hinaus sollen die Mitgliedsstaaten in ihrer nationalen Gesetzgebung und Förderung einen verstärkten Fokus auf den Gebäudebestand legen. Um vermehrt Modernisierungsmaßnahmen im Gebäudebestand anzuregen, wird dazu die Rolle des Energieausweises gestärkt. Dieser muss zukünftig bei Verkauf oder Vermietung eines Gebäudes unaufgefordert vorgelegt und auch in Immobilienanzeigen angegeben werden. Des Weiteren sollen auf nationaler Ebene unabhängige Kontroll- und Informationssysteme für die Vergabe von Energieausweisen eingeführt werden. In behördlichen Gebäuden sowie anderen Gebäuden mit regem Publikumsverkehr, die eine Gesamtnutzungsfläche von mehr als 500 m² aufweisen, muss der Energieausweis gut sichtbar ausgehängt werden.

Maßnahmen zur Steigerung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudesektor in der EU27

Neben der Steigerung der Energieeffizienz nennt die aktuelle Version der EU-Gebäuderichtlinie die Erhöhung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudesektor als eine der wesentlichen Maßnahmen zur Verringerung der Energieabhängigkeit sowie der Treibhausgasemissionen der EU27. Bei der Methode zur Berechnung der integrierten Gesamteffizienz von Gebäuden soll daher der positive Einfluss der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen explizit berücksichtigt werden. Des Weiteren ist bei Neubauten sowie bei bestehenden Gebäuden, die einer größeren Renovierung unterzogen werden, die Untersuchung der technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Machbarkeit von Energieversorgungssystemen auf Grundlage von erneuerbaren Energien verpflichtend. Darüber hinaus werden in der EU-Gebäuderichtlinie allerdings keine weiteren Vorgaben zum Einsatz regenerativer Energien im Gebäudesektor gemacht.

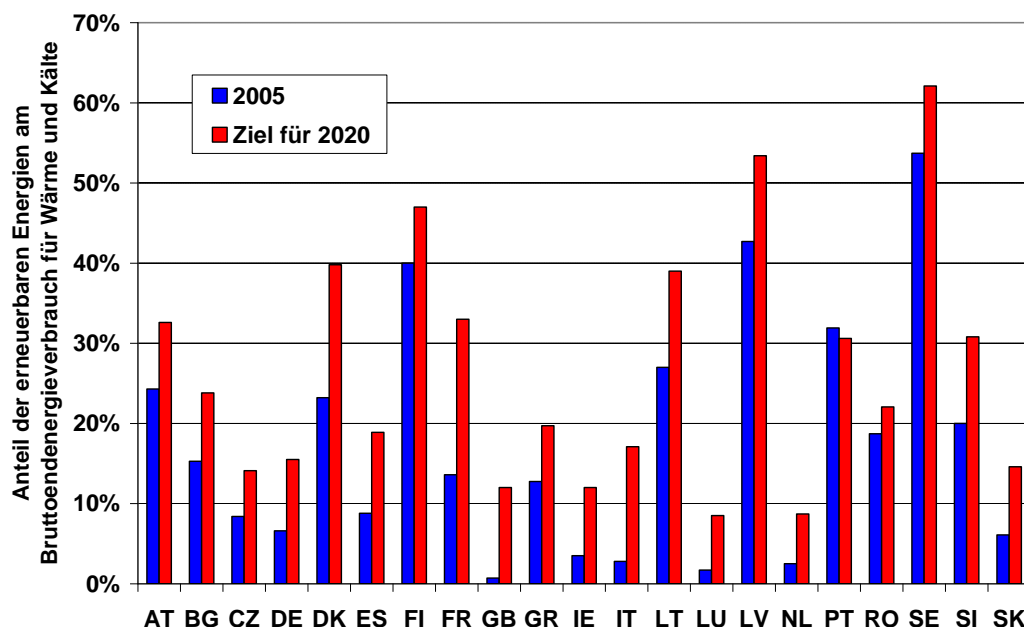


Abbildung 2-3: Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch für Wärme und Kälte in 2005 sowie Zielwerte für 2020 nach den nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energie in der EU27⁵

Weitere Verpflichtungen sind jedoch in der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen /Europäische Kommission 2009/ niedergelegt: Nach Artikel 13 müssen alle Mitgliedstaaten bis spätestens Ende 2014 in ihren Bauvorschriften, sofern angemessen, Mindestanforderungen zur Nutzung erneuerbarer Energien in

⁵ vgl. http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm (nationale Aktionspläne)

neuen und renovierten Gebäuden (sowohl Wohn- als auch Nichtwohngebäude) einführen. Zudem werden in jedem EU-Staat nationale Aktionspläne für den Ausbau der regenerativen Energien aufgestellt, in denen Zielwerte für den Beitrag der erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch insgesamt und für die Bereiche Wärme und Kälte, Strom sowie Verkehr für das Jahr 2020 festgelegt werden. In Abbildung 2-3 sind die regenerativen Anteile am Bruttoendenergieverbrauch für Wärme und Kälte für das Jahr 2005 sowie die Vorgaben für das Jahr 2020, wie sie in den jeweiligen nationalen Aktionsplänen fixiert wurden, dargestellt. Die Zielwerte für 2020 weisen dabei eine weite Streuung auf und liegen zwischen knapp 9 % (Luxemburg und die Niederlande) sowie 53 % in Lettland und 62 % in Schweden. Die größte Steigerung in Prozentpunkten liegt mit 17 Prozentpunkten in Dänemark und 19 Prozentpunkten in Frankreich vor. Relativ gesehen ist die größte Zunahme zwischen 2005 und 2020 jedoch in Großbritannien vorgegeben, wo der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch für Wärme und Kälte um mehr als den Faktor 17 steigen muss, allerdings von einem sehr niedrigen Niveau von weniger als 1 % in 2005. In Deutschland ist nach dem nationalen Aktionsplan für 2020 ein Anteil von 15,5 % vorgesehen, gegenüber 6,6 % in 2005. Zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt werden auf nationaler Ebene in Europa unterschiedliche Instrumente herangezogen. Ebenso wie das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz in Deutschland, wurden in einigen Ländern in den letzten Jahren Quotenregelungen für die regenerative Wärmebereitstellung eingeführt (Tabelle 2-3). In den südeuropäischen Ländern beschränken sich die Vorgaben in der Regel auf den Einsatz von Solarkollektoren für die Warmwasserbereitung, während in Ländern wie Norwegen und der Schweiz umfassendere Regelungen ohne Vorgaben bezüglich der Wahl des regenerativen Energieträgers existieren. Neben diesen ordnungsrechtlichen Bestimmungen, bestehen in einem Großteil der Länder der EU27 finanzielle Anreizregelungen, die bei Investitionen in regenerative Heizungssysteme in Anspruch genommen werden können. Dabei kann man zwischen Investitionszuschüssen, Steuererleichterungen und zinsgünstigen Krediten unterscheiden. Im Fall von Investitionszuschüssen gibt es in einigen Ländern umfassende Programme, die nicht nur Beihilfen für Heizungstechnologien auf Basis erneuerbarer Energien beinhalten, sondern auch für im Vorfeld nötige Machbarkeitsstudien, Energieberatungsangebote sowie Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand.

Tabelle 2-3: Mindestanforderungen zum Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudesektor in verschiedenen Ländern der EU27

| Land | Bestimmung |
|----------------------------------|---|
| Deutschland | In Deutschland besteht mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG, /Bundesgesetzblatt 2008/) die gesetzliche Grundlage für den Einsatz erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung von Gebäuden. Das Gesetz ist seit dem 1. Januar 2009 in Kraft und gilt für alle neuen Wohn- und Nichtwohngebäude, für die ab dem 1. Januar 2009 der Bauantrag, die Bauanzeige oder Kenntnisausgabe bzw. bei verfahrensfreien Vorhaben der Baubeginn erfolgte. Das EEWärmeG umfasst drei wesentliche Aspekte: eine Nutzungspflicht in Form von Mindestquoten für erneuerbare Energien an der Wärmebereitstellung, die finanzielle Förderung über das Marktanzreizprogramm sowie eine Regelung für den erleichterten Ausbau von Wärmenetzen. |
| Griechenland^{a)} | Nach den neuen Bauvorschriften müssen in allen neuen und modernisierten Wohngebäuden mindestens 60 % des Warmwasserbedarfs über solarthermische Anlagen gedeckt werden. Alternativ kann der Warmwasserverbrauch auch über andere erneuerbare Energien, dezentrale KWK-Anlagen, Fernwärme oder Wärmepumpen bereitgestellt werden. |
| Irland^{b)} | Seit 2008 ist in der Bauverordnung Irlands geregelt, dass ein „angemessener“ Teil des Wärmebedarfs eines neuen Wohngebäudes über erneuerbare Energien gedeckt werden muss. Diese Vorgabe gilt als erfüllt, wenn mindestens 10 kWh/m ² pro Jahr zur Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs bzw. 4 kWh/m ² zur Deckung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. |
| Italien^{c)} | Seit dem Jahr 2009 sind in den Bauvorschriften Italiens Mindestanforderungen zur Nutzung von Solarkollektoren in neuen Wohngebäuden festgelegt. Demnach müssen mindestens 50 % des Warmwasserbedarfs über solarthermische Anlagen gedeckt werden. Diese Vorgabe kann jedoch durch einen technischen Bericht, der die Unmöglichkeit der Installation beweist, umgangen werden. |
| Norwegen^{d)} | Mit dem <i>Planning and Building Act</i> in 2007 wurde festgelegt, dass mindestens 40 % des Wärmebedarfs von Neubauten über erneuerbare Energien (bzw. Fernwärme) gedeckt werden muss. Ausgenommen hiervon sind kleine Gebäude (Wärmebedarf <17.000 kWh/a). |
| Portugal^{e)} | In den Bauvorschriften Portugals wird seit 2006 die Nutzung von Solarkollektoren zur Warmwasserbereitstellung in allen neuen Wohngebäuden und bei grundlegenden Modernisierungen im Bestand vorgeschrieben. Dabei muss ein Minimum von 1 m ² Kollektorfläche pro Hausbewohner eingehalten werden. Alternativ können auch andere regenerative Heizungssysteme verwendet werden, falls diese im Jahresdurchschnitt die gleiche Energie wie zwei Solarkollektoren erzeugen (nicht zwingend für die Warmwasserbereitung). |
| Slowenien^{f)} | Im Rahmen der Bauverordnung aus dem Jahr 2008 werden Mindestquoten für die Nutzung von erneuerbaren Energien in neuen Wohngebäuden sowie im Fall von umfassenden Renovierungsmaßnahmen in Bestandsgebäuden festgelegt: mindestens 25 % des gesamten Wärmebedarfs müssen über erneuerbare Energien gedeckt werden. |
| Schweiz^{g)} | In der Schweiz fallen die Bauvorschriften in den Verantwortungsbereich der Kantone. Seit dem Jahr 2000 werden Anstrengungen unternommen, die verschiedenen Vorgaben zu harmonisieren. So wurden im Jahr 2008 die <i>Mustervorschriften der Kantone im Energiebe-</i> |

| Land | Bestimmung |
|-----------------------------|---|
| | <i>reich (MuKE)</i> verabschiedet, die in der kantonalen Gesetzgebung umgesetzt werden sollen. Darin wird festgelegt, dass in Neubauten und Erweiterungen von bestehenden Gebäuden (Aufstockungen, Anbauten etc.) höchstens 80 % des zulässigen Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasser mit nichterneuerbaren Energien gedeckt werden. |
| Spanien^{b)} | Seit dem Jahr 2006 sind in der Bauverordnung Mindestanteile für die Nutzung der Solarthermie zur Warmwasserbereitstellung vorgegeben, die in Abhängigkeit der jährlichen Sonneneinstrahlung sowie der Höhe des Warmwasserbedarfs zwischen 30 und 70 % variieren. Die Vorschriften gelten für alle Neubauten sowie für den Gebäudebestand für den Fall, dass die Nutzfläche mehr als 1.000 m ² beträgt und Modernisierungen bzw. Erweiterungen vorgenommen werden, von denen mindestens 25 % der Gebäudehülle betroffen sind. |

a) /Government of Greece 2010/; b) /Government of Ireland 2008/; c) /Zinzi et al. 2009/; d) /Schild 2010/; e) /Abreu und Oliveira 2010/ und /Governo de Portugal 2006/; f) /Zavrl et al. 2009/; g) /EnDK 2008/; h) /Gobierno de España 2009/

Steuererleichterungen können auf unterschiedliche Weise gewährt werden. In Großbritannien fällt zum Beispiel beim Kauf von energiesparenden Baumaterialien oder Heizungstechnologien (insbesondere solche, die erneuerbare Energien einsetzen) ein niedrigerer Umsatzsteuersatz von 5 % an /HMRC 2006/. In anderen Ländern besteht die Möglichkeit von Steuergutschriften, wie zum Beispiel in Frankreich, wo bis zu 50 % der Investitionskosten regenerativer Heizungssysteme auf die Einkommensteuer angerechnet werden können /PIPAME 2009/. Zusätzlich werden gewerblichen Investoren in einigen Ländern Sonderabschreibungen für solche Technologien gewährt – so kann in Irland und Großbritannien die gesamte Investitionssumme im Jahr der Anschaffung abgeschrieben werden⁶. In den wirtschaftlich schwächeren Regionen der EU27, insbesondere in den neuen Mitgliedsländern, stehen darüber hinaus Mittel aus den Struktur- und Kohäsionsfonds der EU zur Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt durch Investitionszuschüsse sowie zinsgünstige Kredite zur Verfügung.

Vorgaben zur Energieeffizienz im Gebäudesektor in Deutschland: die Energieeinsparverordnung

In Deutschland gibt die Energieeinsparverordnung (EnEV) Mindestanforderungen an die Wärmedämmung und die Heizungstechnik in Gebäuden vor. In ihrer ersten Fassung trat die EnEV im Jahr 2002 in Kraft und löste damit die Wärmeschutzverordnung (seit 1977) und die Heizungsanlagen-Verordnung (seit 1989) ab. Die EnEV 2009 (EnEV 2009, /Bundesgesetzblatt 2009/) hat die Anforderungen an die Wärmedämmung bzw. an den Jahresprimärenergieverbrauch von Gebäuden nochmals deutlich verschärft.

Für Neubauten von Wohngebäuden sind sowohl Anforderungen an den zulässigen Höchstwert des Primärenergiebedarfs einzuhalten, als auch die Vorgaben an die energetische Quali-

⁶ vgl. <http://www.eca.gov.uk/> und http://www.seai.ie/Your_Business/Accelerated_Capital_Allowance/

tät der Gebäudehülle (Bauteilverfahren). Die Erfüllung des maximalen Jahresprimärenergiebedarfs wird nach EnEV 2009 durch das Referenzgebäudeverfahren nachgewiesen. Dabei wird der Maximalwert anhand eines in Geometrie, Gebäudenutzfläche und Ausrichtung identischen Gebäudes ermittelt, das eine durch die Verordnung festgelegte energetische Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik besitzt. Der für dieses Referenzgebäude ermittelte Primärenergiekennwert stellt den maximal einzuhaltenden Wert des jeweiligen Gebäudes dar. Gegenüber der vorherigen Version der Energieeinsparverordnung (EnEV 2007, /Bundesgesetzblatt 2007/) wurden die Anforderungen an die Obergrenze für den zulässigen Jahresprimärenergiebedarf bei Neubauten um durchschnittlich 30 % erhöht. In Tabelle 2-4 sind die Vorgaben für die Bauteile der thermischen Hüllfläche in Form eines Höchstwerts für den Wärmedurchgangskoeffizienten aufgeführt. Über die Festlegung der maximalen U-Werte der Außenbauteile (Außenwand, Fenster, Dach, Kellerdecke) werden die Wärmeverluste von Gebäuden begrenzt und damit ein Mindestwärmeschutz definiert. Hier wurden die Mindestanforderungen im Vergleich zur EnEV 2007 im Durchschnitt um 15 % angehoben /BMVBS 2009/.

Tabelle 2-4: Höchstwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten für zu errichtende und bestehende (bei Änderung von Bauteilen) Gebäude nach EnEV 2009 (eigene Darstellung in Anlehnung an /Bundesgesetzblatt 2007/, /Bundesgesetzblatt 2009/)

| Wärmedurchgangskoeffizient U [W/(m ² K)] | Zu errichtende Wohn- und Nichtwohngebäude mit Raum-Solltemperaturen im Heizfall $\geq 19^{\circ}\text{C}$ | Bestehende Wohngebäude und Zonen der Nichtwohngebäude mit Innentemperaturen $\geq 19^{\circ}\text{C}$ | Zu errichtende / bestehende Nichtwohngebäude mit Innentemperaturen von 12 bis $< 19^{\circ}\text{C}$ |
|--|---|---|--|
| Außenwand | 0,28 | 0,24 ^{a)} | 0,35 ^{a)} |
| Fenster (Verglasung + Rahmen) | 1,30 | 1,30 ^{b)} | 1,90 ^{c)} |
| Dach / Decke | 0,20 | 0,24 ^{d)} | 0,35 ^{d)} |
| Kellerdecke / Bauteile gegen unbeheizte Räume und Erdreich | 0,35 | 0,30 ^{e)} | 0,35 / keine Anforderungen |

- a) Bei bestehenden Gebäuden: Außenwände, ersetzt oder erstmalig eingebaut; Putzerneruerung an Außenwänden mit $U > 0,9 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$; Anbringen von Platten, Verschalungen, Mauerwerksvorsatzschalen, äußeren Dämmschichten.
- b) Außen liegende Fenster und Fenstertüren, ersetzt oder erstmalig eingebaut. Für Verglasung gilt $U=1,10 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, für Dachflächenfenster $U=1,40 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$. Bei Sonderverglasungen sind höhere Werte vorgeschrieben.
- c) Außen liegende Fenster und Fenstertüren, ersetzt oder erstmalig eingebaut. Für Verglasungen keine Anforderung
- d) Bei bestehenden Gebäuden: Decken, Dächer und Dachschrägen von Steildächern, Decken unter nicht ausgebauten Dachräumen ersetzt oder erstmalig eingebaut; erneuert durch außenseitige oder innere Bekleidung oder Verschalung; Einbau von Dämmschichten, zusätzlichen Bekleidungen, Dämmschichten an Wänden zum unbeheizten Dachraum. Für Flachdächer (bei Innentemperaturen $\geq 19^{\circ}\text{C}$) gilt $U=0,20 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$.
- e) Wände und Decken gegen unbeheizte Räume und gegen Erdreich. Erneuerung oder Anbringen von außenseitigen Bekleidungen, Verschalungen, Feuchtigkeitssperren oder Drainagen; Einbau von Dämmschichten; Anbringen von Deckenbekleidungen auf der Kaltseite. Für Fußbodenaufbauten gilt $U=0,50 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$.

Bei der Änderung bestehender Wohngebäude ist als Nachweis der Einhaltung der Energieeinsparverordnung entweder das Bauteilverfahren (Mindestanforderungen siehe Tabelle 2-4) oder das Referenzgebäudeverfahren anzuwenden. Gegenüber der EnEV 2007 wurden die Vorgaben an die Bauteile der Gebäudehülle bei größerer Renovierung um durchschnittlich 30 % verschärft /BMVBS 2009/.

Entwicklung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden in Deutschland

Im Jahr 2005 umfasste der Wohnungsbestand in Deutschland 38,8 Millionen Wohnungen und insgesamt 17,6 Millionen Wohngebäude /StaBuA 2007/. Hiervon entfiel der größte Anteil von 63 % auf Einfamilienhäuser; gefolgt von Reihendoppelhäusern mit 20 % und Mehrfamilienhäusern mit rund 17 %. Die Wohnfläche der Ein- und Zweifamilienhäuser lag bei insgesamt 1.895 Mio. m² und die der Mehrfamilienhäuser bei 1.499 Mio. m². In der hier vorliegenden Analyse wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2050 die durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf von 41,2 m²/Person im Jahr 2005 auf 50,5 m²/Person ansteigen wird. Der Anstieg der spezifischen Wohnfläche führt trotz des demographischen Wandels zu einer Zunahme der Wohnflächennachfrage in Deutschland bis 2030. Bedingt durch den deutlichen Rückgang der Bevölkerung⁷ von 79,6 Mio. in 2030 auf 74,3 Mio. in 2050 nimmt die gesamte Wohnflächennachfrage und damit die zu beheizende Fläche nach 2030 ab (vgl. Tabelle 2-5).

Tabelle 2-5: Entwicklung der Wohnflächennachfrage in Deutschland /Fahl et al. 2010a/

| Wohnflächennachfrage | Einheit | 2005 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------------|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ein- und Zweifamilienhäuser | [Mio. m ²] | 1.895 | 2.101 | 2.400 | 2.649 | 2.577 | 2.221 |
| Mehrfamilienhäuser | [Mio. m ²] | 1.499 | 1.421 | 1.388 | 1.366 | 1.343 | 1.290 |
| Summe Wohnfläche | [Mio. m ²] | 3.395 | 3.521 | 3.788 | 4.015 | 3.920 | 3.511 |
| Pro-Kopf-Wohnfläche | [m ² /Pers] | 41,2 | 42,9 | 46,6 | 50,4 | 50,5 | 50,5 |

Aufbauend auf der Analyse des Gebäudebestandes kann der Wärmebedarf und dessen Entwicklung mit Hilfe einer Gebäudetypologie abgeleitet werden. Diese Gebäudetypologie beruht darauf, dass im Wohnungsbau verschiedene Baualtersklassen unterschieden werden, die durch übliche Konstruktionsweisen, z. B. durch Auswahl der Baumaterialien, Gestaltung der Gebäudehülle und Dimensionierung der Bauelemente, gekennzeichnet sind und den Heiz-

⁷ Bis zum Jahr 2030 entsprechend dem vom Mannheim Research Institute for the Economics of Aging (MEA) berechneten Szenario 3W1,5 /Börsch-Supan, Wilke 2009/ danach entsprechend den Annahmen /Blesl et al. 2009b/

wärmebedarf maßgeblich beeinflussen. Auf Grund der unterschiedlichen Entwicklung der Bauvorschriften und Verordnungen für den Mindestwärmeschutz in West- und Ostdeutschland sind Typgebäude zusätzlich nach alten und neuen Bundesländern differenziert. Jedem Gebäudetyp kann durch eine Wärmebedarfsberechnung der spezifische auf den Quadratmeter Nutzfläche bezogene Jahresraumwärmebedarf zugeordnet werden, der gegenüber dem Errichtungszeitpunkt teilweise durch bauliche Maßnahmen bezüglich der Wärmedämmeigenschaft verringert wurde. Um den vollständigen Wärmebedarf in Wohngebäuden zu erfassen, wird zusätzlich der Wärmebedarf zur Bereitstellung von Brauchwarmwasser entsprechend des durchschnittlichen Wohnflächenbedarfs berücksichtigt.

Im Neubau spielt die Energieeinsparverordnung (EnEV) /EnEV 2009/ und deren Fortschreibung eine entscheidende Rolle. Durch diese darf der Wärmedurchgangskoeffizient von neu eingebauten oder geänderten Teilen der Gebäudehülle bestimmte Höchstwerte nicht überschreiten, d.h. werden z. B. bauliche Maßnahmen am Gebäude in Form von Fensteraustausch oder Ersetzen der Dachhaut durchgeführt, müssen die Baumaßnahmen die Mindestanforderungen an den Wärmestandard erfüllen.

Tabelle 2-6: Höchstwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten

| Bauteil | EnEV 2007 | EnEV 2009 | EnEV 2012/15 | EnEV 2020 | Fortschreibung bis 2050 |
|--|------------------------|------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| | [W/(m ² K)] | [W/(m ² K)] | [W/(m ² K)] | [W/(m ² K)] | [W/(m ² K)] |
| Außenwände | 0,35/0,45 | 0,28 | 0,24 | 0,14 | 0,10 |
| Fenster (Verglasung + Rahmen) | 1,70 | 1,30 (Wärmeschutzverglasung) | 0,80 (3-fach Wärmeschutzverglasung) | 0,70 (Isolierglas-Kastenfenster) | 0,50 (Vakuumsolationspaneele) |
| Dach / Decke | 0,30 | 0,20 | 0,15 | 0,13 | 0,10 |
| Kellerdecke / Bauteile gegen unbeheizte Räume und Erdreich | 0,40 | 0,35 | 0,20 | 0,16 | 0,16 |

Für die zugelassenen Höchstwerte in zukünftigen Verordnungen, z. B. in einer EnEV 2012/15, wird von einer 30 %igen Einsparung entsprechend der Zielsetzung des IEKP ausgegangen, die in einer EnEV 2020 mit niedrigeren Werten fortgeschrieben wird (vgl. Tabelle 2-6). Zu den jeweiligen Anforderungen lassen sich bauliche und technische Maßnahmen mit entsprechenden Wärmedämmeigenschaften zuordnen: So können die in der EnEV 2009 vorgesehenen Anforderungen bezüglich der Wärmedurchgangskoeffizienten der Fenster durch Fenster mit Wärmeschutzverglasung realisiert werden, in der EnEV 2012/15 wird bereits eine 3-fach Wärmeschutzverglasung benötigt und aufgrund der EnEV 2020 sind Isolierglas-Kastenfenster einzubauen.

Die mit den energetischen Sanierungsmaßnahmen verbundenen möglichen Energieeinsparungen hängen stark vom Sanierungsstandard der Gebäude und vom Maß, in dem Sanierungs-

maßnahmen durchgeführt werden, ab. So erfolgen im Rahmen des erforderlichen Sanierungszyklus bei eigengenutzten Ein- und Zweifamilienhäusern bauliche Sanierungsmaßnahmen tendenziell öfter und früher als in vermieteten Wohnungen, da den Hausbesitzern oftmals der Anreiz fehlt, zusätzliche Investitionen für die Energieeffizienz zu tätigen, ohne dabei direkt betroffen zu sein und einen direkten Nutzen zu haben. Darüber hinaus können sich durch die neuen Anforderungen und den damit verbundenen höheren Kosten einerseits Baumaßnahmen zeitlich verzögern, andererseits wirken sich Förderprogramme, wie z. B. das CO₂-Gebäude-sanierungsprogramm der KfW, verstärkend auf die Sanierungstätigkeit aus. In Deutschland wurde im Jahr 2008 eine Sanierungsrate von 1,1 % erreicht /Schlesinger et al. 2010/.

Im Jahr 2005 betrug der Wärmebedarf der privaten Haushalte auf Endenergieebene 2.391 PJ bzw. witterungsbereinigt 2.433 PJ. Davon entfielen 81,7 % auf Raumwärme und 18,3 % auf die Erzeugung von Brauchwarmwasser /Tzscheutschler et al. 2008/. Der gesamte Nutzwärmebedarf an Raumwärme und Brauchwarmwasser der Haushalte belief sich im Jahr 2005 auf ungefähr 2.073 PJ.

Wird für eine Berechnung des Wärmebedarfs der Haushalte einerseits die Wohnflächennachfrage aus Tabelle 2-5 unterstellt und andererseits eine pauschale energetische Sanierungsrate in Höhe von 75 % angenommen⁸, so reduziert sich dieser auf ca. 1.188 PJ im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 2-4). Der Anteil des Nutzwärmebedarfs der vor dem Jahr 2006 errichteten Bestandsgebäude beträgt im Jahr 2030 über 90 % (bzw. 1.426 PJ). Das heißt, dass langfristig betrachtet der Nutzwärmebedarf der Haushalte vor allem von den bereits existierenden Bestandsgebäuden und weniger von den zukünftigen Neubauten beeinflusst wird. Der Nutzwärmebedarf aller zwischen den Jahren 2006 und 2050 erstellten Neubauten erreicht dagegen nur 194 PJ im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 2-5). Durch die Berücksichtigung der unterstellten Verschärfungen der EnEV in 2012/2015 und in 2020 sowie der anschließenden Fortschreibung ist in der Berechnung eine Reduktion des Wärmebedarfs um 115 PJ im Bereich der Neubauten beinhaltet.

⁸ Das heißt, nur drei Viertel der am Gebäudebestand notwendigen Sanierungsmaßnahmen (z. B. Instandhaltung der Außenfassade) werden auch in Kombination mit energetischen Einsparungen (z. B. Aufbringen von Dämmplatten auf die Außenfassade) ausgeführt.

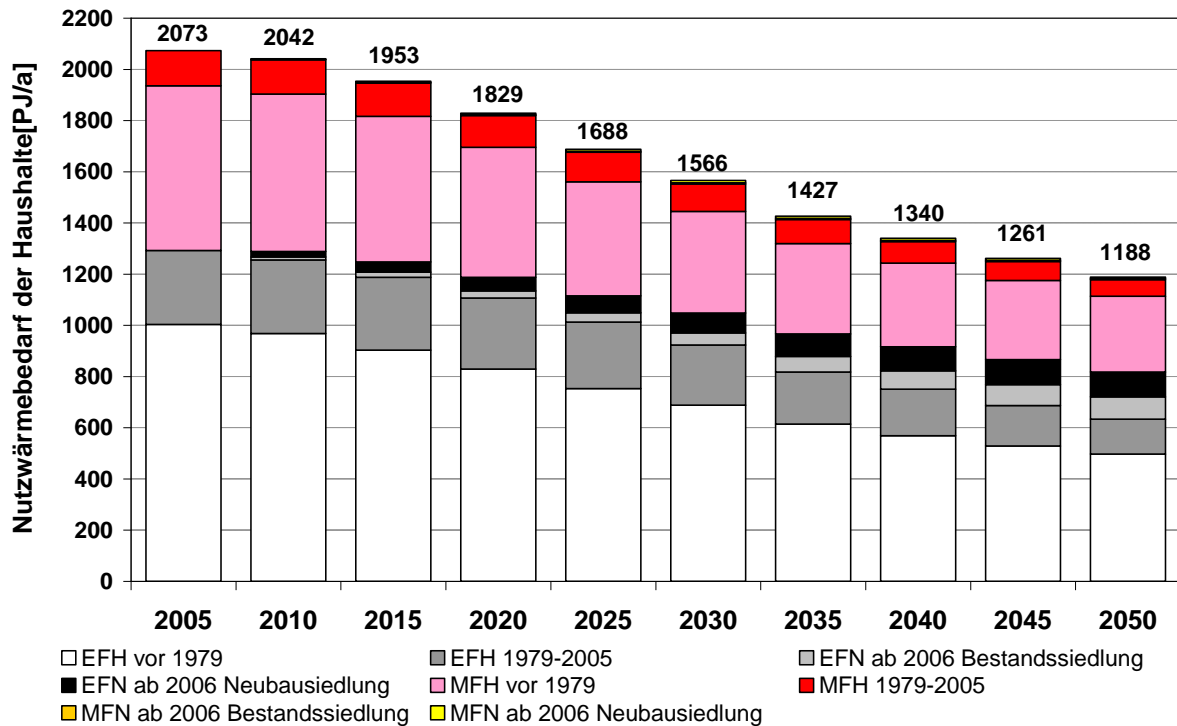


Abbildung 2-4: Entwicklung des Nutzwärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser der Haushalte in Deutschland bis 2050

Auf Grund der besseren energetischen Sanierungsmöglichkeiten und der höheren Abrissraten von Mehrfamilienhäusern (MFH) wird der Nutzwärmebedarf des bis zum Jahr 2005 erbauten Bestandes (Baualtersklassen „vor 1979“, „1979-2005“) bis zum Jahr 2030 mit einer Reduktion von rund 35 % gegenüber dem Jahr 2005 stärker abnehmen als der Bedarf der Ein- / Zweifamilienhäuser (EFH) gleichen Baualters, der sich um 28,5 % reduziert. Im Jahr 2030 beträgt die Nutzenergienachfrage für Raumwärme und Brauchwarmwasser der bis zum Jahr 2005 erbauten Einfamilienhäuser 923 PJ und die der Mehrfamilienhäuser 504 PJ. Innerhalb der Neubauklasse („ab 2006“) wird differenziert zwischen Ersatzneubauten in bestehenden Siedlungsgebieten und Neubauten in Neubausiedlungen. Im Bereich der Einfamilienhäuser ist bis 2030 mit einer weiteren Erschließung von Neubaugebieten zu rechnen. Die Nutzenergienachfrage für Raumwärme und Brauchwarmwasser der Einfamilienhäuser beträgt bei Ersatzneubauten im Jahr 2030 rund 47 PJ im Vergleich zu 78 PJ in Neubaugebieten. Die Nutzwärmenachfrage der ab 2006 erbauten Mehrfamilienhäuser ist mit ca. 9 PJ in Neubaugebieten bzw. 4,5 PJ bei Ersatzneubauten auf Grund der geringen Bautätigkeit in diesem Bereich und der spezifisch geringere Nutzwärmenachfrage wesentlich kleiner.

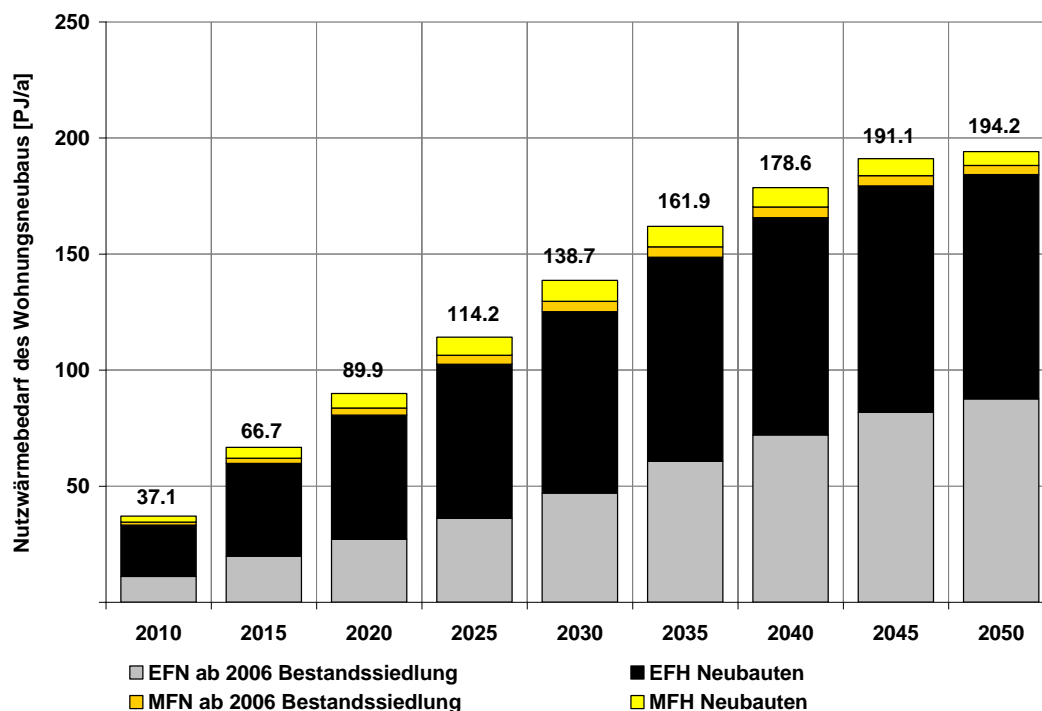


Abbildung 2-5: Entwicklung des Nutzwärmebedarfs der Wohngebäude im Neubau für Raumwärme und Warmwasser in Deutschland bis zum Jahr 2050

Entwicklung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden in der EU27

Die Entwicklung des Wärmebedarfs der Wohngebäude in den verschiedenen Mitgliedsländern der EU27 ist aufgrund der klimatischen Ausgangssituation und den damit verbundenen verschiedenen Heizgradzahlen, der Art der Bebauung und dem davon abhängigen spezifischen Wärmebedarf je m² Wohnfläche (vgl. Tabelle 2-7) unterschiedlich. Hinzu kommt, dass die Bevölkerungsentwicklung zwischen den Ländern differiert, so dass langfristig, eine im Vergleich zu Deutschland, andersartige Entwicklung auftritt.

Insbesondere der Vergleich der spezifischen Wohnflächennachfrage in den Ländern der EU27 (vgl. Tabelle 2-7) und dem damit gegebenenfalls verbundenen Nachholbedarf, im Sinne eines Angleichens von Lebensbedingungen und –standards verdeutlicht, dass zukünftig Unterschiede hinsichtlich der Entwicklung der Wohnflächennachfrage existieren werden. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren ergibt sich der in Abbildung 2-6 dargestellte Verlauf.

Hierbei ist die Wohnflächennachfrage in Deutschland aufgrund der höchsten Bevölkerungszahl im Ländervergleich der EU27 am größten. Langfristig ist analog zu der Entwicklung in Deutschland in anderen europäischen Ländern wie beispielsweise Italien, Polen oder Rumänien ein Rückgang der gesamten Wohnfläche zu beobachten. Die Wohnflächennachfrage von Frankreich und Deutschland nähern sich zukünftig an.

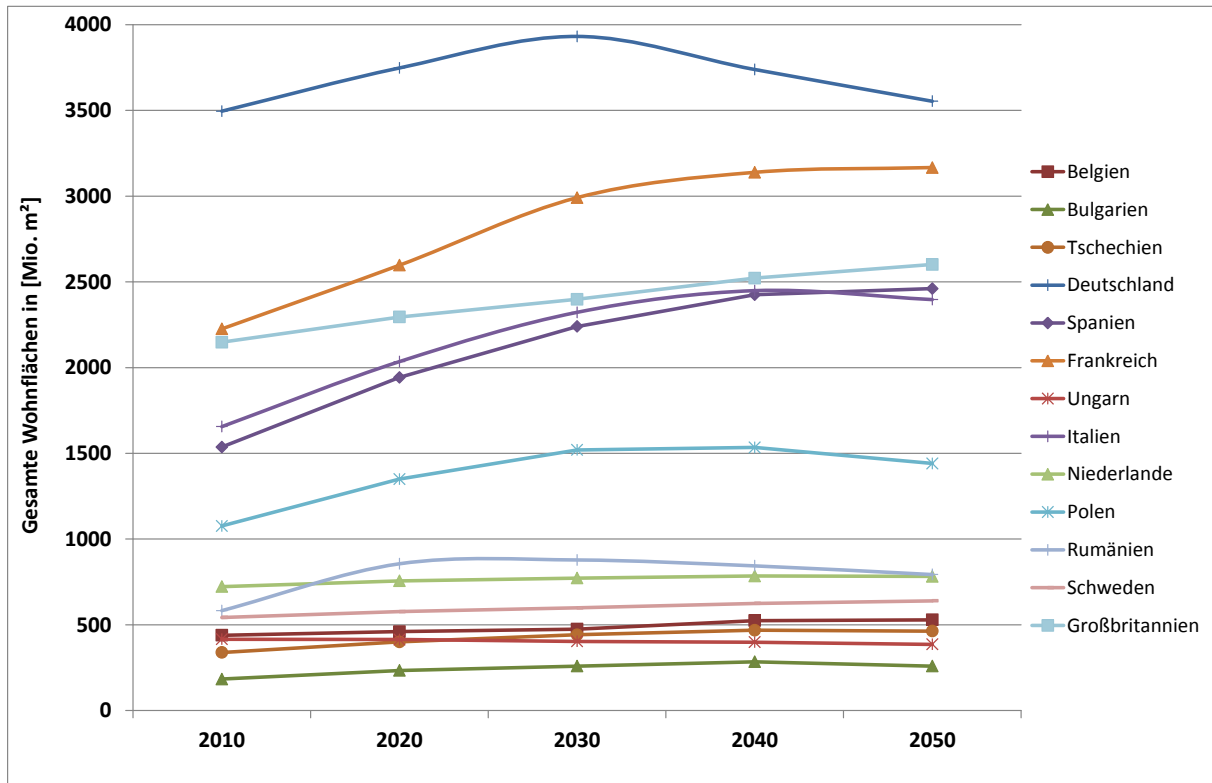


Abbildung 2-6: Entwicklung der Wohnflächennachfrage in ausgewählten Mitgliedsländern der EU27 bis 2050

Die Entwicklung der Nutzwärmenachfrage in der EU27 wird im Wesentlichen von der Umsetzung der Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) beeinflusst. Die Umsetzung der EPBD stellte für viele Mitgliedsstaaten eine große Herausforderung dar. Eine Studie /Papadopoulou et al. 2009/, die im Rahmen des EU-Projekts ASIEPI (Assessment and Improvement of the EPBD Impact) durchgeführt wurde, hat sich mit der Frage beschäftigt, inwieweit die Einführung der EPBD die nationale Gesetzgebung in den Mitgliedsstaaten beeinflusst hat. Dabei zeigt sich, dass in den Bauvorschriften der meisten der untersuchten Länder⁹ bereits vor der Einführung Vorgaben zur Energieeffizienz enthalten waren. Diese beschränkten sich jedoch meist auf den Neubau und dort auf Vorschriften zu Wärmedämmmaßnahmen, etwa durch die Vorgabe von Wärmedurchgangskoeffizienten. Ein umfassendes Konzept zur Bestimmung der Gesamtenergieeffizienz eines Gebäudes lag in kaum einem Land vor. Für die meisten Länder bedeutete die Umsetzung der Gebäuderichtlinie daher eine umfassende Überarbeitung und Ausweitung der nationalen Gesetzgebung. Im Zuge dessen wurden in vielen Ländern die Anforderungen an Neubauten und modernisierte Bestandsgebäude deutlich verschärft. Für einen Großteil der untersuchten Länder stellte zudem die Implementierung eines

⁹ Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Italien, Niederlande, Norwegen, Polen, Spanien und Tschechien

Systems für die Erstellung von Energieausweisen, insbesondere bei Bestandsgebäuden, eine Neuerung dar.

Tabelle 2-7: Charakterisierung der Gebäude in den Ländern der EU27, Norwegen und der Schweiz 2009/2010 (eigene Berechnungen; /EUROSTAT 2010;/ /Ecofys 2005a;/ /Ecofys 2005b;/ /Noris, Shiels 2004/)

| | Bevölkerung | Spez. Wohnflächen-nachfrage | Wohnfläche | Haus-halte | Wohn-ge-bäude | Heiz-grad-tage | Spez. Wärme-bedarf | Wär-me-bedarf |
|--------------|-------------|-----------------------------|------------------------|------------|---------------|----------------|-----------------------|---------------|
| | [Mio.] | [m ² /Person] | [Mio. m ²] | [Mio.] | [Mio.] | [k d/a] | [KWh/m ²] | [PJ] |
| Österreich | 8,39 | 41,7 | 349,8 | 4,9 | 1,7 | 3569 | 162 | 167 |
| Belgien | 10,70 | 41,0 | 438,9 | 5,6 | 3,0 | 2882 | 162 | 223 |
| Bulgarien | 7,50 | 24,5 | 183,7 | 3,7 | 2,7 | 2917 | 38 | 47 |
| Schweiz | 7,60 | 44,5 | 337,7 | 4,3 | 1,1 | 3569 | 122 | 159 |
| Zypern | 0,88 | 42,4 | 37,3 | 0,5 | 0,3 | 787 | 11 | 2 |
| Tschechien | 10,41 | 32,5 | 338,4 | 4,6 | 1,9 | 3559 | 97 | 146 |
| Deutschland | 82,06 | 42,6 | 3.495,6 | 42,7 | 15,4 | 3244 | 129 | 1661 |
| Dänemark | 5,48 | 56,3 | 308,5 | 3,1 | 1,7 | 3479 | 84 | 89 |
| Estland | 1,34 | 36,7 | 49,1 | 0,7 | 0,3 | 4420 | 90 | 23 |
| Spanien | 45,32 | 33,9 | 1.536,4 | 18,1 | 7,9 | 1856 | 20 | 190 |
| Finnland | 5,35 | 54,3 | 290,5 | 3,6 | 1,3 | 5823 | 117 | 107 |
| Frankreich | 62,64 | 35,5 | 2.225,8 | 26,8 | 19,7 | 2494 | 108 | 1168 |
| Griechenland | 11,18 | 36,2 | 405,2 | 5,0 | 4,1 | 1698 | 42 | 97 |
| Ungarn | 9,97 | 41,7 | 416,1 | 5,5 | 3,5 | 2917 | 97 | 151 |
| Irland | 4,59 | 35,7 | 163,7 | 2,3 | 1,4 | 2916 | 80 | 43 |
| Italien | 60,10 | 27,6 | 1.655,8 | 18,4 | 10,9 | 2085 | 66 | 647 |
| Litauen | 3,26 | 27,0 | 87,9 | 1,3 | 0,3 | 4071 | 90 | 27 |
| Lettland | 2,24 | 31,6 | 70,8 | 1,1 | 0,7 | 4243 | 71 | 24 |
| Malta | 0,41 | 29,6 | 12,1 | 0,2 | 0,2 | 564 | 18 | 1 |
| Niederlande | 16,65 | 43,4 | 722,9 | 9,2 | 5,8 | 2905 | 109 | 270 |
| Norwegen | 4,86 | 45,0 | 218,5 | 2,4 | 1,7 | 5423 | 55 | 58 |
| Polen | 38,04 | 28,3 | 1.076,1 | 23,4 | 7,5 | 3605 | 154 | 494 |
| Portugal | 10,73 | 30,8 | 330,0 | 3,9 | 2,6 | 1302 | 7 | 16 |
| Rumänien | 21,19 | 27,5 | 582,7 | 8,7 | 5,1 | 2917 | 75 | 179 |
| Schweden | 9,29 | 58,4 | 543,0 | 5,7 | 1,6 | 5423 | 82 | 150 |
| Slowenien | 2,03 | 28,9 | 58,5 | 0,9 | 0,6 | 3044 | 86 | 23 |
| Slowakei | 5,41 | 28,5 | 154,2 | 2,1 | 1,3 | 3440 | 117 | 71 |
| UK | 61,90 | 34,7 | 2.148,1 | 25,3 | 22,8 | 3354 | 95 | 943 |
| EU27 | 497,04 | 35,6 | 17.681,1 | 225,9 | 124,4 | 3358 | 106 | 6743 |

Im Rahmen des ASIEPI-Projekts wurde zudem der Versuch unternommen, die unterschiedlichen Effizienzanforderungen der verschiedenen Mitgliedsländer miteinander zu vergleichen

/Spiekman 2010/. Dabei zeigt sich jedoch, dass solch ein direkter Vergleich durch verschiedene Faktoren deutlich erschwert ist. Es muss berücksichtigt werden, dass die EPBD nur den Rahmen für die Bestimmung der Gesamtenergieeffizienz vorgibt, auf nationaler Ebene jedoch teilweise stark voneinander abweichende Berechnungsmethoden verwendet werden. Dadurch ergeben sich allein schon dahingehend Unterschiede, welche Formen des Energieverbrauchs bei der Festlegung der Mindeststandards miteinbezogen werden. Abweichungen liegen vor allem bei der Energiebereitstellung für Warmwasser, Lüftung und Beleuchtung vor. Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass in den meisten nationalen Baurichtlinien die energetischen Anforderungen nach Gebäudetypen differenziert werden. Zudem erschweren klimatische Unterschiede den direkten Vergleich der Effizienzstandards in den verschiedenen Ländern. Innerhalb des ASIEPI-Projekts wurde daher eine eigene Vergleichsmethode entwickelt, die versucht, den verschiedenen Problemstellungen zu begegnen. Dabei werden zunächst drei Beispielgebäude (im Neubau) und die möglichen Einsparoptionen festgelegt, mit denen im Anschluss mit der jeweiligen nationalen Berechnungsmethode das durchschnittliche Wärmedämmniveau berechnet wird, das nötig ist, um die energetischen Mindestanforderungen für neue Gebäude des jeweiligen Landes zu erfüllen. Daraus resultiert für jedes Land und jeden Gebäudetyp ein spezifischer Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert), der für die Gegenüberstellung herangezogen werden kann (Tabelle 2-8).

Darin sind jedoch noch keine Unterschiede in den klimatischen Gegebenheiten berücksichtigt, die den Vergleich erheblich verzerren können. Daher wurde im Rahmen des ASIEPI-Projekts der Klimahärte-Index entwickelt, der auf der Gradtagszahlmethode basiert und die Rauheit des Klimas im Sommer sowie im Winter mit einbezieht, d.h., je höher der Index, umso rauer ist das betreffende Klima und umso höher ist der Energiebedarf für Raumwärme und Klimatisierung. Für die Gegenüberstellung wird zunächst der gesamte Primärenergiebedarf der verschiedenen Gebäudetypen auf Grundlage der vorher ermittelten Wärmedurchgangskoeffizienten und unter Berücksichtigung der klimatischen Gegebenheiten berechnet. Die daraus resultierenden Ergebnisse werden anschließend mit dem Klimahärte-Index korreliert. Nach den Berechnungen innerhalb des ASIEPI-Projekts ergeben sich für den Referenzfall einer Doppelhaushälfte die Werte in Abbildung 2-7. Demnach können drei Gruppen von Ländern gebildet werden: Diejenigen, die innerhalb des grünen Bereichs liegen, weisen durchschnittliche Mindestanforderungen auf, während die Vorgaben in den Ländern unterhalb (oberhalb) dieses Bereichs schärfer (schwächer) sind. Dementsprechend liegen die Bestimmungen zur Gesamtenergieeffizienz in Gebäuden insbesondere in Deutschland und den Niederlanden deutlich über dem Durchschnitt der untersuchten Länder, wohingegen in Spanien und Litauen vergleichsweise niedrige Effizienzstandards angewendet werden. Von den Autoren der Vergleichsstudie wird jedoch darauf hingewiesen, dass auch mit dieser Methode die Erstellung eines fairen und belastbaren Vergleichs der energetischen Bauvorschriften sowohl im Neubau

als auch für modernisierte Bestandsgebäude nur eingeschränkt möglich ist. Des Weiteren ist zu beachten, dass viele Länder weiterhin Anpassungen in ihrer nationalen Gesetzgebung zu den Mindeststandards vornehmen und sich somit deren relative Position noch ändern kann.

Tabelle 2-8: Durchschnittliche Wärmedurchgangskoeffizienten, die nach der nationalen Berechnungsmethode zur Einhaltung der jeweiligen energetischen Mindestanforderungen (im Neubau) nötig wären (eigene Darstellung nach /Spiekman und Klerks 2010/)

| U-Wert [$W/(m^2K)$] | Doppelhaushälfte | Reihenhaus | Freistehendes Haus |
|--------------------------------|--------------------|------------|--------------------|
| Belgien (BE) | 0,48 | 0,71 | 0,42 |
| Dänemark (DK) | 0,37 | 0,50 | 0,29 |
| Deutschland (DE) ^{a)} | 0,17 ^{c)} | - | 0,17 ^{c)} |
| Finnland (FI) | 0,25 | 0,27 | 0,25 |
| Frankreich (FR) | 0,57 | 0,71 | 0,53 |
| Großbritannien (UK) | 0,33 | - | - |
| Irland (IE) | 0,35 | 0,40 | 0,31 |
| Italien (IT) | 0,7 | - | - |
| Litauen (LT) | 0,57 | 0,59 | 0,53 |
| Niederlande (NL) ^{b)} | - | - | - |
| Norwegen (NO) | 0,23 | 0,33 | 0,18 |
| Polen (PL) | 0,38 | 0,40 | 0,40 |
| Spanien (ES) | 0,80 | 0,83 | 0,77 |
| Tschechien (CZ) | 0,50 | 0,70 | 0,49 |
| Ungarn (HU) | 0,50 | 0,51 | 0,41 |

a) nach EnEV 2009

b) In den Niederlanden liegen sehr hohe Effizienzanforderungen vor. Es war nicht möglich mit den vorgegebenen Einsparoptionen einen realistischen Wärmedurchgangskoeffizienten zu bestimmen, mit dem diese Anforderungen erreicht werden könnten.

c) Die Unterschiede zwischen den hier ausgewiesenen Werten und den U-Werten in Tabelle 2-4 beruhen auf der in dieser Studie verwendeten Berechnungsmethode, die sich am Höchstwert für den jährlichen Primärenergieverbrauch orientiert. Je nachdem welches Heizungssystem als Referenz zugrunde gelegt wird, ergibt sich ein unterschiedlich niedriger durchschnittlicher Wärmedurchgangskoeffizient, der für die Erfüllung der energetischen Mindeststandards (bezogen auf die Gesamtenergieeffizienz) nötig ist.

Eine weitere Vergleichsstudie zu den energetischen Mindeststandards im Gebäudebereich in Europa wurde 2008 vom Institut Wohnen und Umwelt /Loga et al. 2008/ durchgeführt. Als Referenzgebäude wurde hier neben zwei Wohngebäuden (Doppelhaushälfte und Mehrfamilienhaus) auch ein Schulgebäude, jeweils im Neubau, untersucht. Der methodische Ansatz basiert ähnlich wie bei der vorherigen Studie auf einer Berechnung der durchschnittlichen Wärmedurchgangskoeffizienten, die zur Erfüllung der jeweiligen nationalen Anforderungen an die Gebäudehülle nötig sind. Darüber hinaus erfolgt eine Variation der zugrunde gelegten Heizungssysteme, die ebenfalls Einfluss auf die Gebäudegesamteffizienz haben. Die Untersu-

chung beschränkt sich auf 11 Länder mit ähnlichen klimatischen Bedingungen¹⁰. Überdurchschnittliche Ergebnisse werden vor allem in Schweden, den Niederlanden und Dänemark erzielt.

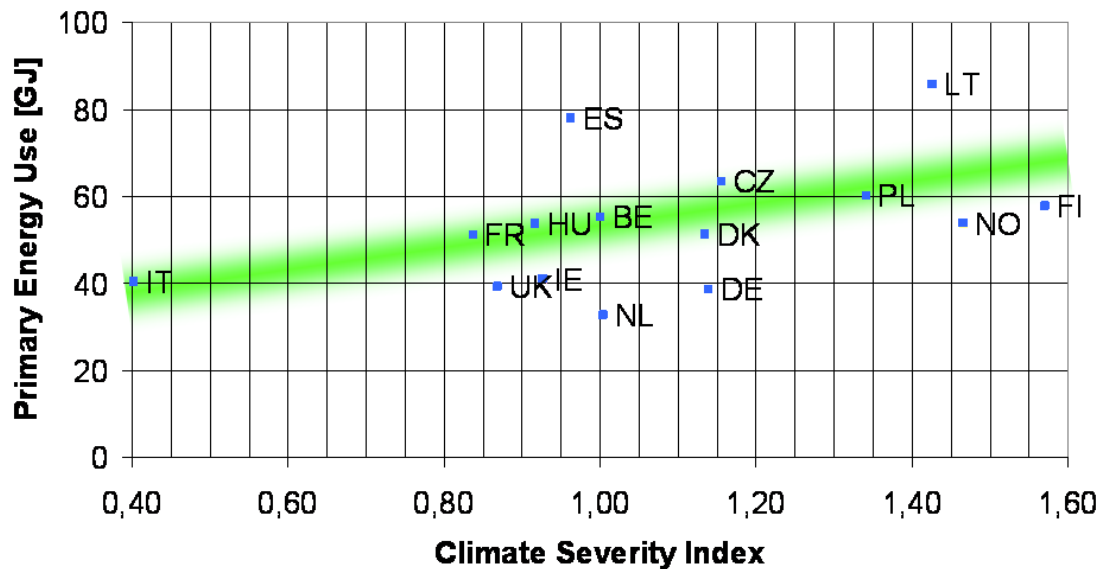


Abbildung 2-7: Gegenüberstellung des Primärenergieverbrauchs, der für eine Doppelhaushälfte unter Berücksichtigung der klimatischen Bedingungen aus den Wärmedurchgangskoeffizienten resultiert, sowie des Klimahärte-Indexes des jeweiligen Landes /Spiekman und Klerks 2010/

Für die Entwicklung des Energieverbrauchs im Gebäudesektor ist die Verbesserung der Gesamteffizienz im Gebäudebestand von entscheidender Bedeutung. Dementsprechend sind für die Senkung des Energiebedarfs in den einzelnen Mitgliedsstaaten neben den gesetzlichen Bestimmungen, die sich auf den Neubau sowie auf modernisierte Bestandsgebäude konzentrieren, die Sanierungsraten sowie die Ausschöpfung der jeweiligen Sanierungspotenziale maßgeblich. Eine Studie unter der Leitung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) teilt die EU27 dazu in vier Gruppen auf, die aufgrund ähnlicher klimatischer sowie politischer und wirtschaftlicher Bedingungen auch ähnliche Sanierungsraten im Gebäudebestand aufweisen: In den Ländern in Nord- und Mitteleuropa liegt demnach eine jährliche Sanierungsrate von circa 1,2 % des Gebäudebestands vor, in Südeuropa (einschließlich Slowenien) von 0,9 %, in den neuen Mitgliedsländern, die 2004 der EU beigetreten sind, von 0,7 % sowie in Rumänien und Bulgarien von 0,5 %. Diese Werte beziehen sich auf Wohngebäude, in Nicht-Wohngebäuden wird in der Regel von einer etwas höheren Sanierungsrate ausgegangen /Fraunhofer ISI et al. 2009/.

¹⁰ Belgien (Flandern), Dänemark, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Schweden und Tschechien

Zur Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudebestand werden in den meisten Ländern – flankierend zu den energetischen Vorgaben in den Baurichtlinien – verschiedene Fördermaßnahmen, wie Informationskampagnen, Investitionszuschüsse, zinsverbilligte Kredite oder steuerliche Erleichterungen, bereitgestellt. Diese sind in der Regel ausdrücklich auf Investitionen in Bestandsgebäuden beschränkt.

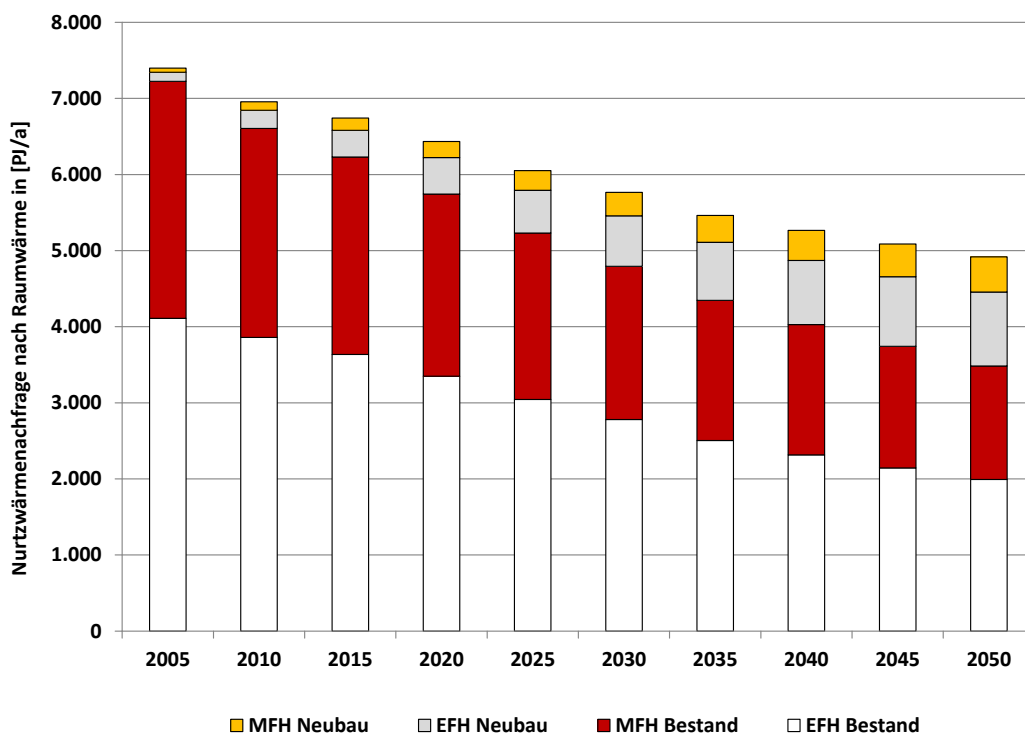


Abbildung 2-8: Entwicklung des Nutzwärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser der Haushalte in der EU27 bis 2050

Auf Grundlage der dargelegten Rahmenbedingungen kann die Entwicklung der Nutzwärmenachfrage der Haushalte für die EU27 ermittelt werden (vgl. Abbildung 2-8). Langfristig ist die Entwicklung des Nutzwärmebedarfs der EU27 ebenso wie in Deutschland rückläufig. Insgesamt beträgt die Reduktion bis zum Jahr 2020 8 % bzw. bis zum Jahr 2050 29 % gegenüber dem Jahr 2010. Dementsprechend nimmt die Wärmenachfrage von rund 7.000 PJ in 2010 auf ca. 6.400 PJ in 2020 und 4.900 PJ in 2050 ab.

Entsprechend des auch nach 2030 fortbestehenden Anstiegs der gesamten Wohnflächennachfrage und der damit verbundenen geringeren Abrissraten heutiger Bestandsgebäude, fällt die Reduktion der Gesamtnachfrage in der EU27 jedoch geringer aus als in Deutschland. Hinsichtlich der Zusammensetzung der Wärmenachfrage nimmt die der Neubauten bis zum Jahr 2020 auf 11 % bzw. bis zum Jahr 2050 auf 29 % der Gesamtwärmenachfrage zu. Der Anteil des Wärmebedarfs der Neubauten ist in der EU27 wesentlich höher, da die Bevölkerungszahl insgesamt nicht so stark abnimmt wie in Deutschland und vor allem in den neuen Mitgliedsländern ein Nachholbedarf in Bezug auf die spezifische Wohnflächennachfrage existiert. Im

Weiteren nimmt diese durch den stärkeren Zubau der Mehrfamilienhäuser, aufgrund des Ersatzes beispielsweise von Plattenbauten in den osteuropäischen Ländern oder des Wachstums von Metropolregionen wie London oder Paris, weiter zu.

Entwicklung des Wärmebedarfs von Nichtwohngebäuden in Deutschland

Der Wärmebedarf des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) wird im Wesentlichen von der Entwicklung der Nutzflächennachfrage in Nichtwohngebäuden und des Gebäudestandards der Neubauten bzw. der Sanierungsrate und der Ausführung der energetischen Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand beeinflusst.

Der Gebäudebestand des GHD-Sektors in Deutschland, d.h. die Nichtwohngebäude, weist keine homogene Gebäudeform auf, sondern besteht aus verschiedenen, jeweils entsprechend des speziellen Nutzens konstruierten Gebäuden (bspw. Bürogebäude, Ladengebäude, Schulen, etc.), die sich untereinander insbesondere im Gebäudealter und im Sanierungszustand unterscheiden /David et al. 2002/ (vgl. Tabelle 2-9). Die Typgebäude des Bestands unterliegen einer, v. a. altersklassenabhängigen, Abrissquote sowie einer Neubauquote. Die typgebäudespezifische Neubauquote hängt im Wesentlichen von der zeitlichen Veränderung der strukturellen Beschäftigung ab.

Tabelle 2-9: Typisierung der Nichtwohngebäude (NWG) des GHD-Sektors in Deutschland in Anlehnung an /David et al. 2002/

| Typgebäudeklasse | Nichtwohngebäudeart | Beschreibung | Größenklasse |
|------------------|--|---|--------------|
| NWG 1 | Stadthäuser mit Läden, Geschäften und Dienstleistungsbetrieben | Stadthäuser mit je teilweiser Wohn- und Gewerbenutzung | Klein |
| NWG 2 | Ladengebäude | Läden und Fachmärkte | Mittel |
| NWG 3 | Dienstleistungsgebäude | Dienstleistungs- und Gewerbeimmobilien incl. Handwerksgebäude | Klein |
| NWG 4 | Kaufhäuser | Kaufhausbauten, Shopping Malls | Mittel |
| NWG 5 | Hotels | Hotelleriegebäude | Klein |
| NWG 6 | Hallenbauten | Stadt- und Sporthallen, Gemeindezentren | Groß |
| NWG 7 | Heime | Alters-, Jugend-, Wohn- und Pflegeheime, Kasernen sowie Justizvollzugsanstalten | Mittel |
| NWG 8 | Schulen und Hochschulgebäude | Schulen und Universitätsgebäude etc. | Groß |
| NWG 9 | Krankenhäuser | Klinikgebäude | Krankenhaus |

Neben der Entwicklung der Gebäudeanzahl der verschiedenen Typgebäude stellt auch die typspezifische Gebäudenutzfläche einen wichtigen Einflussfaktor auf den Raumwärmebedarf

des GHD-Sektors dar. Für die verschiedenen Typgebäude existieren spezifische Gebäudenutzflächen (Durchschnittswerte), aus denen durch Multiplikation mit der jeweiligen Gebäudeanzahl die vorhandenen Gebäudenutzflächen ermittelt werden. Diese wiederum werden durch Multiplikation mit dem vom Typgebäude, der Altersklasse und dem Sanierungszustand abhängigen nutzflächenspezifischen Wärmebedarf zur Ermittlung des Wärmebedarfs der jeweiligen Typgebäude in Deutschland genutzt.

Derzeit beträgt die Nutzfläche des GHD-Sektors in Deutschland knapp 1 Milliarde m². Durch die künftig, trotz eines höheren prozentualen Anteils an der Gesamtheit der Beschäftigten, geringere absolute Mitarbeiterzahl des GHD-Bereichs ist ein geringfügig niedrigerer Nutzflächenbedarf des GHD-Sektors zu erwarten, da derzeit auch keine Anzeichen für einen höheren mitarbeiterspezifischen Flächenbedarf erkennbar sind.

Die zu erwartende Entwicklung eines sinkenden Nutzflächenbedarfs schlägt sich in Abrissquoten nieder, die über den jeweiligen Neubauquoten liegen, womit langfristig auch eine sinkende Gebäudegesamtanzahl einhergeht.

Entwicklung des spezifischen Raumwärmebedarfs

Als weiterer Einflussfaktor auf die Höhe des Raumwärmebedarfs erweist sich der flächenspezifische Raumwärmebedarf (vgl. Abbildung 2-9) der einzelnen Typgebäude. Dieser ist abhängig von Kenngrößen der jeweiligen, typklassenspezifischen Gebäudegeometrie (bspw. Anteil der Fensterflächen, Verhältnis Gebäudeoberfläche/Gebäudevolumen, etc.) und materialseitigen Leistungsdaten (U-Werte), v. a. von Wand - und Dämmwerkstoffen sowie Fenstergläsern.

Ein wichtiges Kriterium für den flächenspezifischen Raumwärmebedarf der einzelnen Typgebäude stellt das jeweilige Gebäudealter dar. Generell gilt, dass je neuer das Gebäude ist, desto geringer der spezifische Raumwärmebedarf ausfällt, da zum einen der Energiespardanke aus wirtschaftlichen, ökologischen und juristischen Gründen im Laufe der Zeit immer mehr Einzug in die Gebäudeplanung gehalten hat und zum anderen im Verlauf der technischen Entwicklung immer bessere Möglichkeiten zur Bedarfsminimierung zur Verfügung gestanden haben. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass bestehende Gebäude mit Energiespartetechnik (bspw. verbesserte Dämmung) nachgerüstet werden können. Der Umfang der jeweiligen Sanierungsmaßnahmen und der Anteil der jeweils betroffenen Gebäude wird mit Hilfe von Sanierungsquoten quantifiziert, die in die Berechnung des Wärmegesamtbedarfs einfließen.

Diese Unterschiede bei Gebäudealter und Sanierungszustand können durch die Angabe dreier typischer spezifischer Verbrauchswerte (niedrig, mittel, hoch) für jeden Gebäudetyp widerspiegelt werden (vgl. z. B. /Blesl et al. 2008a/). Dabei gibt der Minimalwert den zum jeweiligen Zeitpunkt als technisch realisierbar angesehenen Stand wieder. Als maximaler Wert wird der spezifische Bedarf derjenigen Gebäude mit dem schlechtesten Sanierungszustand verwen-

det. Der angegebene Durchschnittswert errechnet sich aus der gewichteten Mittelung der spezifischen mittleren Wärmebedarfswerte der einzelnen Altersklassen jedes Typgebäudes.

Analog werden für die Neubauten kommender Jahre flächenspezifische Raumwärmebedarfs-
werte angesetzt, wie sie sich aus den gesetzgeberisch vorgesehenen Maßnahmen ableiten las-
sen. Bei den gesetzgeberischen Maßnahmen handelt es sich v. a. um die verschiedenen Fas-
sungen der Energieeinsparverordnung (bspw. /EnEV 2007/, /EnEV 2009/), deren Fortschrei-
bung für weitere Jahre anhand der zu erwartenden Entwicklungen im Bereich des energeti-
schen Sanierungsmaßnahmen abgeschätzt wird.

Die Minimalwerte der jeweiligen Verbrauchswerte kommender Jahre spiegeln somit die dann
von den Neubauten erreichten Standards wider. Da diese aufgrund der gesetzlichen Vorschrif-
ten nah an der Grenze der technischen Machbarkeit operieren, sind die im Laufe der Zeit er-
schließbaren Einsparpotenziale tendenziell geringer, da kein Nachholbedarf mehr zu heutigen
Standards besteht.

Die zeitliche Entwicklung des flächenspezifischen Raumwärmebedarfs ist – ergänzt um den
jährlichen flächenspezifischen Bedarf für Warmwasser und Strom – am Beispiel jeweiliger
Bestandsgebäude bzw. Neubauten der einzelnen Typgebäudeklassen für die Jahre 2009 und
2020 in Abbildung 2-9 bzw. Abbildung 2-10 grafisch verdeutlicht. Dabei umfasst der darge-
stellte Stromverbrauch die energetischen Aufwendungen für Klimatisierung, Bürogeräte,
Kraft und Beleuchtung.

So ergibt sich bspw. für den Bestand des Gebäudetyps Stadthaus (NWG 1) ein durchschnittli-
cher Verbrauchswert der Raumwärme von $126 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ für 2009. Im Jahr 2020 sinkt die-
ser Wert für die entsprechenden Bestandsgebäude um 16,7 % auf dann $105 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$. Der
spezifische Warmwasserbedarf bleibt mit $32 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ konstant, der Strombedarf geht von
105 auf $98 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ (-6,7 %) zurück. Dabei ist zu beachten, dass die Rückgänge beim
Strombedarf¹¹ für Kraft, Beleuchtung und Bürogeräte infolge eines höheren Klimatisierungs-
bedarfs teilweise egalisiert werden. Dieser Effekt ist im Zeitraum zwischen 2009 und 2020
auch bei den übrigen Typgebäuden in Bestand und Neubau zu beobachten.

¹¹ Bei einer nahezu konstanten Beschäftigungszahl im Betrachtungszeitraum in Deutschland wirken sich
Effizienzsteigerungen im Bereich Antriebe, Beleuchtungssysteme (z. B. Leuchtdioden) bzw. bei Infor-
mation und Kommunikation verbrauchsmindernd aus.

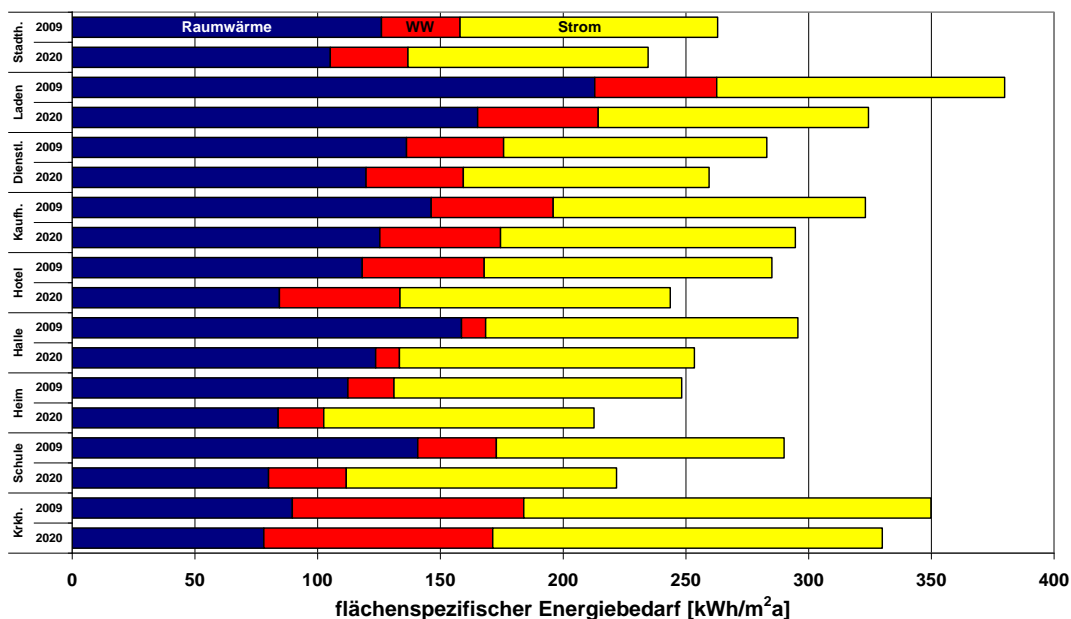


Abbildung 2-9: Verteilung des flächenspezifischen jährlichen Energiebedarfs für den Bestand der einzelnen Typgebäudeklassen 2009 und 2020 in Deutschland

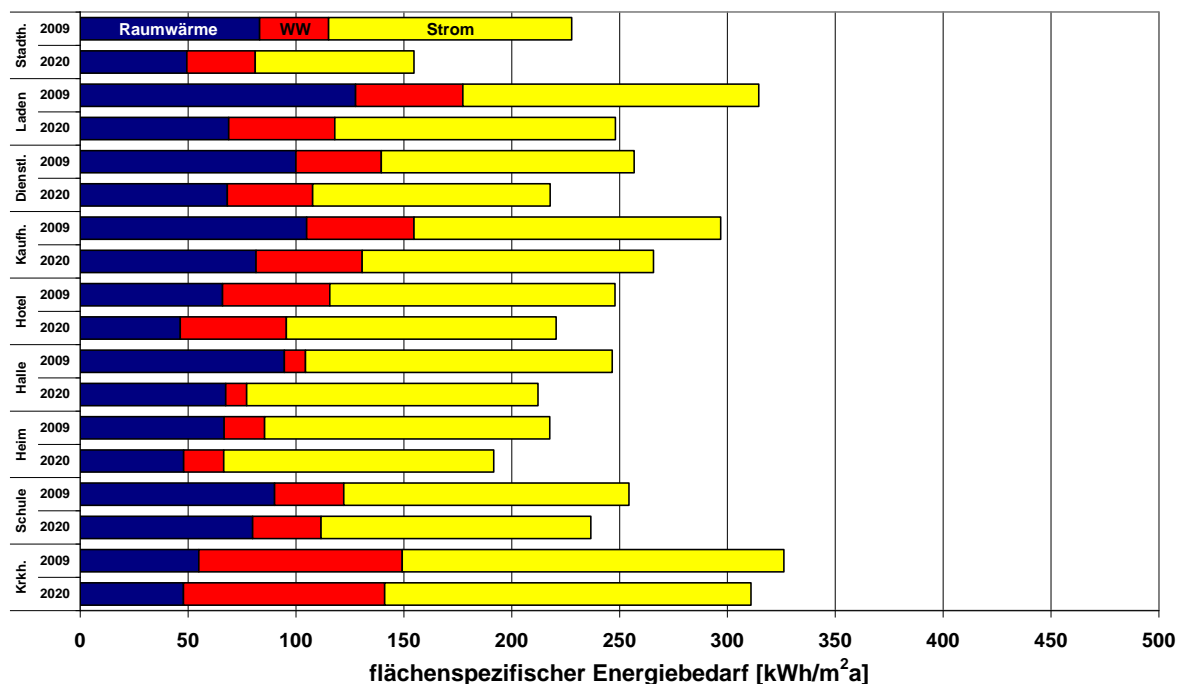


Abbildung 2-10: Verteilung des flächenspezifischen jährlichen Energiebedarfs für Neubauten der einzelnen Typgebäudeklassen 2009 und 2020 in Deutschland

Durch die Rückgänge bei der Raumwärme, den konstanten Warmwasserbedarf sowie die leichte Reduktion bei der Elektrizitätsnachfrage verschiebt sich auch die Gewichtung der ein-

zelen Verbrauchssegmente: Die Anteile der Raumwärme und des Stroms fallen, wohingegen der prozentuale Warmwasseranteil trotz Stagnation des Absolutverbrauchs zunimmt.

Beim Vergleich der jeweiligen Neubauten der einzelnen Typgebäudeklassen sind ebenfalls Rückgänge beim Raumwärme- und Strombedarf zu beobachten, wohingegen die spezifischen Aufwendungen für die Warmwasserversorgung nahezu konstant bleiben. Für die Gebäudeklasse Stadthaus beinhaltet dies eine Verringerung bei der Raumwärme von 83 auf 49 kWh_{th}/m²·a (-40,9 %) und beim Strom von 113 auf 74 kWh_{el}/m²·a (-34,5 %). Der spezifische Warmwasserbedarf bleibt auch bei den Neubauten mit 32 kWh_{th}/m²·a zwischen 2009 und 2020 konstant.

Analog zu den Bestandsgebäuden nimmt auch bei den Neubauten der Anteil des Warmwasserbedarfs trotz Stagnation der Absolutwerte zu, wohingegen Raumwärme und Elektrizität über alle Typgebäudeklassen leicht an Bedeutung verlieren. Aufgrund des geringeren Spielraums für Verbesserungen fallen die Verschiebungen niedriger aus als bei den Bestandsgebäuden.

Ausgehend von einem Raumwärmebedarf des GHD-Sektors von 546 PJ im Jahr 2010 sinkt dieser kontinuierlich ab (Abbildung 2-11). So beträgt der Raumwärmebedarf in 2020 noch 480 PJ (-12 % gegenüber 2010), in 2030 werden 429 PJ (-21 %) benötigt, und im Jahr 2050 liegt der Bedarf bei nur noch 327 PJ (-40 %).

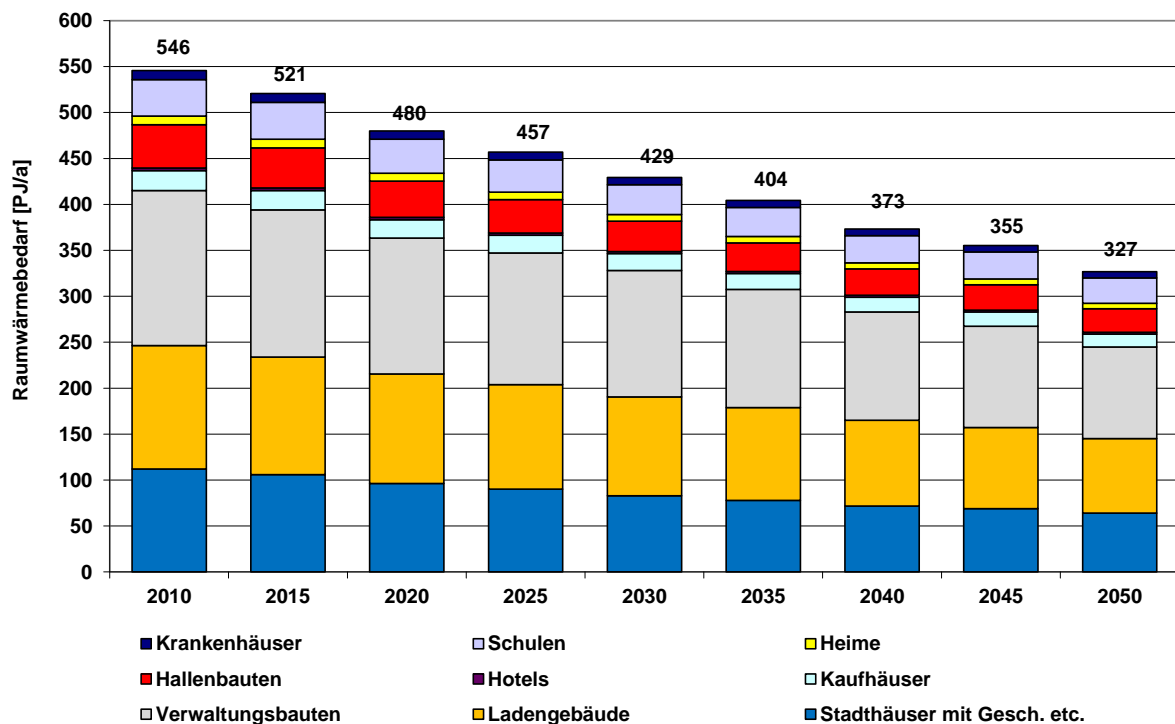


Abbildung 2-11: Entwicklung des Raumwärmebedarfs des GHD-Sektors nach Typgebäuden bis 2050 in Deutschland

Die Entwicklung spiegelt den Rückgang der absoluten Beschäftigtenzahlen im GHD-Sektor wider, der auch durch den weiter steigenden Anteil des GHD an der Gesamtbeschäftigung nicht kompensiert werden kann. Dieser Rückgang führt zu einem sinkenden sektoralen Nutzflächenbedarf. Neben dem Beschäftigungsrückgang stellt auch das starke Absinken des flächenspezifischen Wärmebedarfs in Folge verstärkter Wärmedämmung einen weiteren gewichtigen Einflussfaktor dar. Die Auswirkungen von innersektoralen Verschiebungen zwischen den einzelnen Gebäudetypen sind dagegen nur sehr gering.

2.1.3 Wechselwirkung zwischen Stadtentwicklung und Nutzwärmenachfrage der Haushalte am Beispiel Deutschland

Die Entwicklung der Nutzwärmenachfrage der Haushalte ist neben der Bevölkerungsentwicklung und deren spezifischen Wohnflächennachfrage auch von der Umsetzung von Stadtentwicklungsmaßnahmen abhängig. Da ein Bevölkerungsrückgang meist mit einem Nachfrage- rückgang nach Wohnungen verbunden ist, steigt in Folge dessen auch der Leerstand an Wohnungen an, der um Bauschäden zu vermeiden frostfrei zu halten ist.

Im Jahr 2008 verzeichneten 14 der 16 Bundesländer im Vergleich zum Vorjahr einen Bevölkerungsrückgang /Destatis 2009/. Der Bevölkerungsrückgang und ein zunehmender Anteil Älterer an der Bevölkerung werden die demografische Entwicklung in Deutschland prägen. So steigt das Durchschnittsalter der Bevölkerung bis zum Jahr 2050 – je nach Szenario /StaBu 2006/ – um 5 bis 9 Jahre. Rund ein Drittel der Bevölkerung wird dann mehr als 60 Jahre alt sein. Allerdings werden gravierende regionale und zum Teil auch innerstädtische Unterschiede festzustellen sein. Zusätzlich werden interkommunale und interregionale Wanderungsbewegungen, insbesondere der jungen Bevölkerung, diese Problematik regional verstärken. Beispielsweise wird bis zum Jahr 2020 ein Bevölkerungsrückgang gegenüber 2005 in Duisburg von 14 %, in Bremerhaven von 16 % und in Dessau gar von 22 % vorausgesagt/BMVBS 2006a/. Langfristig ist im Trend eine Konzentration hin zu Stadt- und Metropolregionen erkennbar /BBR 2009/.

Der anhaltende Bevölkerungsrückgang in Deutschland kann regional zu flächigem oder sehr hohem Leerstand an Gebäuden bzw. Wohnungen in Siedlungsstrukturen höherer Wärmebedarfsdichte, wie z. B. Plattenbausiedlungen, Hochhaussiedlungen oder in Gebieten mit Blockbebauung führen /Blesl et al. 2010a/ /Blesl et al. 2010b/. Die Entwicklung innerhalb solcher Gebiete wird meist mit einem Instandhaltungsrückstand verbunden sein. Maßnahmen, die dem entgegen wirken können, finden sich im Bereich der Stadtentwicklung. Allgemein wird Stadtentwicklung durch eine Vielzahl an „Stellschrauben“ geprägt, die z. T. auch in direktem Zusammenhang mit infrastrukturellen Planungen stehen.

Als Handlungsoptionen in Regionen mit Bevölkerungsrückgang sind einerseits denkbar, dass entweder keine Stadtentwicklungsmaßnahmen umgesetzt werden oder dass ein punktueller

Rückbau zur Entdichtung und kleinteilige Aufwertungsmaßnahmen im Außenraum zur Erhöhung der Wohnqualität bzw. im Rahmen städtebaulicher Korrekturen durchgeführt werden. Andererseits ist es jedoch möglich, dass im Rahmen sinnvoller Stadtentwicklungskonzepte eine flächige Konzentration des Rückbaus angestoßen wird, der möglichst von außen nach innen erfolgt. Zur Aufwertung des Bestandes sollten zusätzlich vereinzelte Neubauten zum Erhalt städtebaulicher Strukturen erfolgen und Maßnahmen/Förderanreize/Informationen zur Forcierung der energetischen Sanierung initiiert und bereitgestellt werden.

In Gebieten mit leicht positiver bzw. ausgeglichener Bevölkerungsentwicklung ist aufgrund der damit verbundenen positiven wirtschaftlichen Perspektive meist mit einem ausgeglichenen innerstädtischen Wanderungssaldo und moderatem Leerstand zu rechnen. Um zusätzlich positive Impulse auszulösen, ist als Handlungsoption eine bauliche Nachverdichtung der Einfamilien- und Zweifamilienhaussiedlungen der 60er und 70er Jahre bei gleichzeitigem Verzicht auf Ausweisung von Neubauf Flächen „auf der grünen Wiese“ und eine qualitative Aufwertung öffentlicher Räume in den Wohngebieten denkbar. Eine weitere Ausweisung von Neubauf Flächen „auf der grünen Wiese“ und keine städtebaulichen Maßnahmen in bestehenden Siedlungsgebieten (keine Stadtentwicklungsmaßnahmen) führen dagegen dazu, dass die Wärmebedarfsdichte aller Gebiete gleichmäßig sinkt.

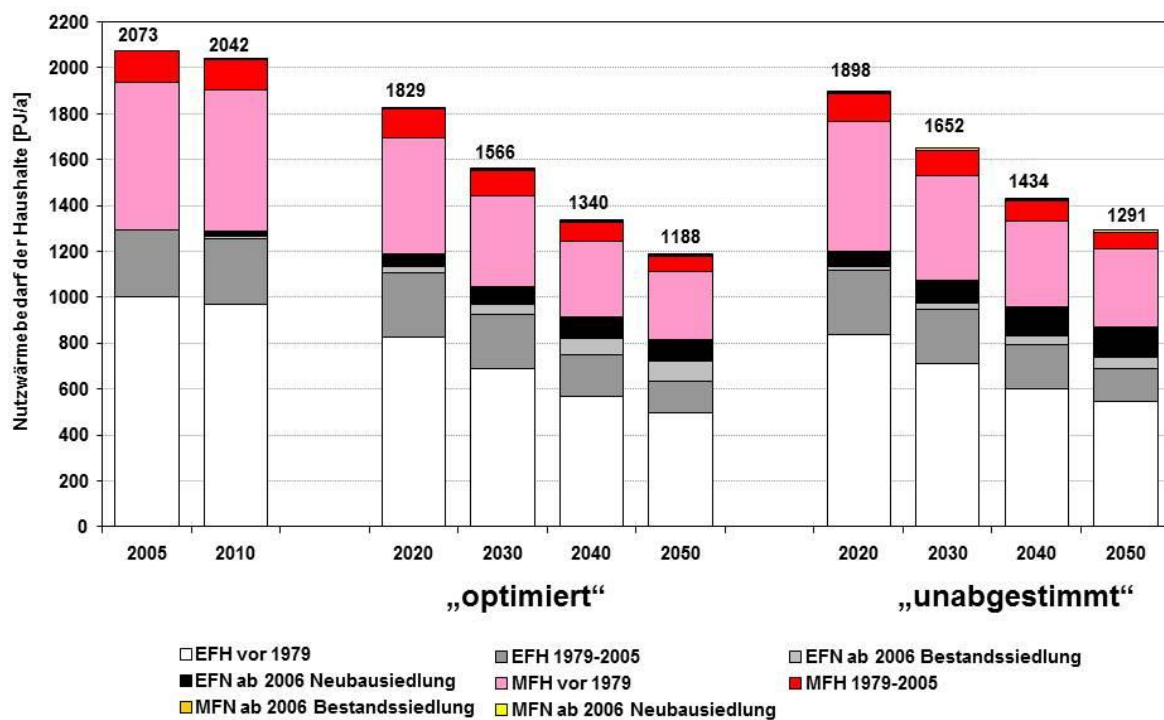


Abbildung 2-12: Entwicklung der Nutzwärmenachfrage der Haushalte in Deutschland in Abhängigkeit der unterstellten Maßnahmen der Stadtentwicklung

Entsprechend der unterstellten Maßnahmen im Bereich der Stadtentwicklung ergibt sich aufgrund der regional unterschiedlichen Bevölkerungsentwicklung in Deutschland und der Auswirkungen auf den Gebäudebestand eine veränderte Entwicklung des Nutzwärmebedarfs (vgl. Abbildung 2-12). Um die Effekte zu analysieren, wurde einerseits der Nutzwärmebedarf berechnet, wenn die Stadtentwicklungsmaßnahmen „optimiert“ durchgeführt werden, und andererseits in einem Szenario „unabgestimmt“ angenommen, dass nur ein punktueller Rückbau, bei gleichzeitig erhöhtem Wohnungsleerstand, und eine bevorzugte Erschließung von Neubaugebieten „auf der grünen Wiese“ erfolgt. Insgesamt ist der Nutzwärmebedarf, infolge der Mindestbeheizung des Leerstandes, in diesem Szenario 70 PJ bis 100 PJ höher als im Szenario „optimiert“. Im Bereich der Neubauten sind die Unterschiede im absoluten Wärmebedarf vernachlässigbar, da tendenziell ein Ersatzneubau in bereits innerstädtisch erschlossenen Gebieten aufgrund des einheitlichen energetischen Gebäudestandards dieselbe Nutzwärmenachfrage aufweist wie Neubauten in Neubaugebieten „auf der grünen Wiese“.

2.1.4 Wärmebedarf der Industrie in Deutschland und der EU27

Der Wärmebedarf in der Industrie in Deutschland und der EU27 wird vom Prozesswärmebedarf dominiert; Raumwärme und Warmwasserbereitung weisen dagegen nur geringe Anteile auf. Im Gegensatz zu Raumwärme und Warmwasser, deren Temperaturbedarf innerhalb des Niedertemperaturbereichs (NT) mit Temperaturen bis maximal 90 °C angesiedelt ist, erstreckt sich der Prozesswärmebedarf der Industrie über Temperatursegmente bis über 1.000 °C, wie bspw. in der Stahlerzeugung.

Die Höhe des Wärmebedarfs der Industrie ergibt sich aus der Aggregation des Bedarfs der Branchen und den dabei eingesetzten Verfahrensprozessen. Innerhalb einer Branche wird dieser hauptsächlich durch die Produktionsmengen und das in Verfahrensprozessen zu erwärmende Material, dessen Masse und die auftretenden Temperaturdifferenzen beeinflusst (Blesl et al. 2008/).

Der Prozesswärmebedarf der Industrie in Deutschland betrug im Jahr 2008 ca. 450 TWh_{th} /AGEB 2011/. Der überwiegende Anteil von ca. 70 % entfiel dabei auf das Hochtemperatursegment (HT) oberhalb von 500 °C (vgl. Abbildung 2-13). Einige Branchen, wie bspw. die Chemie und der Kraftfahrzeugbau, weisen große Unterschiede in den Temperaturniveaus der einzelnen Produktionsprozesse auf. Die Ursache hierfür ist die Verschiedenartigkeit der Endprodukte und der eingesetzten Verfahrensprozesse. So verwendet bspw. die Automobilindustrie verschiedene Materialien, wie etwa Kunststoffe, Lacke oder Gusswerkstoffe, deren Verarbeitung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus erfolgt.

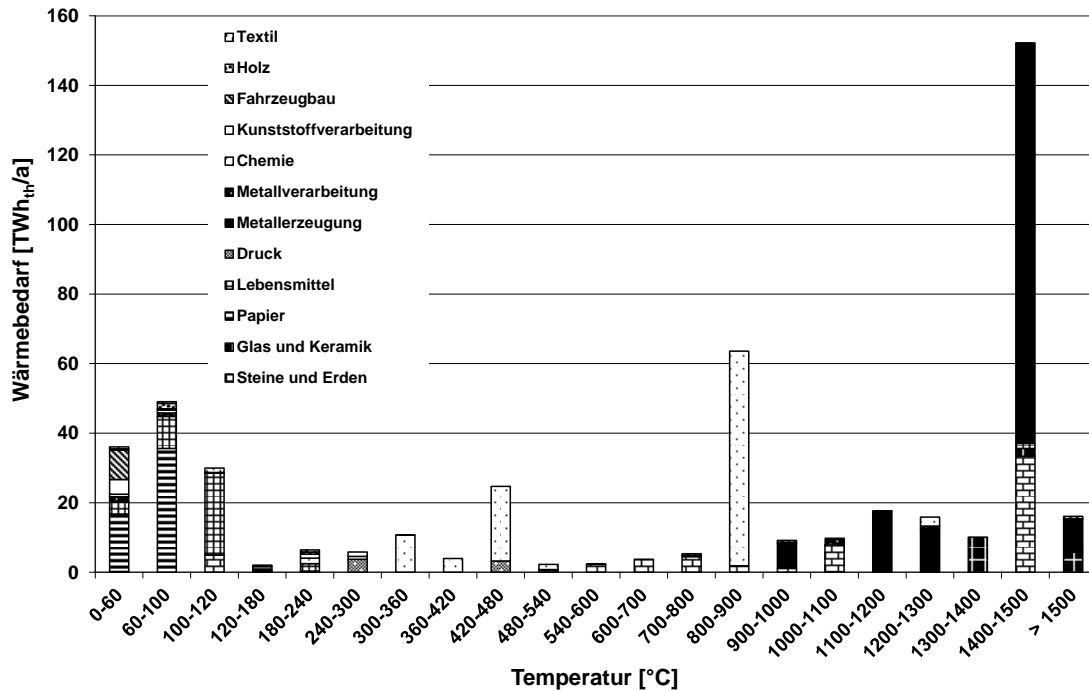


Abbildung 2-13: Temperaturabhängiger Prozesswärmebedarf der Industrie in Deutschland im Jahr 2008 nach Branchen (Aktualisierung von /Blesl et al. 2008/)

Der größte Wärmebedarf im Hochtemperatursegment entfällt mit 162 TWh_{th} pro Jahr auf die Metallerzeugung, die bspw. in Hochöfen und hochtemperaturige Schmelzprozesse zur Produktion von Eisen, Stahl, Aluminium und weiteren metallischen Grundwerkstoffen benötigt werden. Neben dem Temperaturniveau trägt auch die nachgefragte Produktmenge zur Höhe des absoluten Wärmebedarfs bei. Dagegen ist der Wärmebedarf der Metallweiterverarbeitung, beispielsweise von Gießereien, dessen Temperaturanforderungen zwischen 950 °C und 1.600 °C betragen, mit ca. 4 TWh_{th}/a gering.

Ein weiterer großer Wärmeverbraucher im HT-Segment mit 60 TWh_{th}/a ist der Industriezweig Steine und Erden, wo der überwiegende Anteil der Prozesswärme auf die Brennprozesse in einem Temperaturbereich zwischen 1.100 und 1.700 °C der Zement-, Kalk- und Ziegelproduktion zurückzuführen ist. Die Sparte Glas und Keramik benötigt mit rund 19 TWh_{th}/a ebenfalls HT-Wärme, die überwiegend auf den Brennprozess für Keramik sowie die Schmelzprozesse der unterschiedlichen Glassorten entfällt.

Im Mitteltemperatursegment (MT) zwischen 100 °C und 500 °C stellt die Chemische Industrie mit einem Jahresbedarf von 39 TWh_{th}/a den mit Abstand größten Abnehmer dar. Der Bedarf resultiert aus den Produktionsprozessen der Grundstoffchemie (z. B. Ammoniak oder Schwefelsäure). Gleichzeitig ist die Chemische Industrie auch mit einem hohen Bedarfsanteil im HT-Segment vertreten, der v. a. aus der Herstellung von verschiedenen Kohlenwasserstoffverbindungen, bspw. zur Ethylen-, Propylen- oder Benzolherstellung, mittels des Steamcracker-Verfahrens resultiert.

Die Lebensmittelindustrie hat im MT-Bereich eine Nachfrage von ca. 4 TWh_{th}/a. Diese Nachfrage ergibt sich aufgrund von Backprozessen der Bäckereien, die bei ca. 240 °C stattfinden, sowie für Trocknungsprozesse, u. a. für Getreide. Im MT-Bereich weist auch die Kunststoffverarbeitung mit 3 TWh_{th}/a einen bedeutenden Wärmebedarf auf. In Abhängigkeit des verarbeiteten Materials (Polystyrol, Polyethylen, etc.) und des angestrebten Endprodukts (bspw. Fasern, Folien, Flaschen, etc.) werden verschiedene plastifizierende Prozesse (Extrudieren, Blasformen, etc.) eingesetzt, deren Arbeitstemperaturen zwischen 140 °C und 300 °C liegen. Die Holzverarbeitung mit den Hauptprozessen Pressen, Dämpfen und Beschichten, die u. a. in der Spanplattenproduktion eingesetzt werden, erreicht in einem Temperaturbereich zwischen 120 °C und 200 °C einen Jahreswärmebedarf von etwa 2,7 TWh_{th}/a.

Zu den weiteren Branchen, deren Wärmenachfrage im MT-Bereich liegt, gehört die Druckindustrie, die v. a. auf die Verdampfung von Lösemittelrückständen aus der Druckfarbe entfällt. Hierfür werden pro Jahr etwa 7 TWh_{th} in einem Temperaturbereich zwischen 250 °C und 450 °C benötigt. Ein Teil der Wärme kann aus der anschließenden thermischen Entsorgung der gesundheits- und umweltschädlichen Lösemitteldämpfe zurückgewonnen werden.

Die Wärmenachfrage von insgesamt 54 TWh_{th}/a im Niedertemperatursegment ist überwiegend auf die Papierherstellung, die Lebensmittelindustrie sowie den Fahrzeugbau zurückzuführen. Der Hauptanteil des Wärmebedarfs der Papierherstellung von insgesamt etwa 32 TWh_{th}/a bei 100 °C wird für Trocknungsprozesse für die erzeugten Papier- und Kartonagenmassen verwendet. Da die Zellstoffherzeugung, für die ein Temperaturniveau von 180 °C benötigt wird, in Deutschland im Vergleich zur Gesamtmenge an produziertem Papier relativ gering ist, ist auch die Nachfrage gering.

Die Lebensmittelbranche ist stark diversifiziert. Zuckerfabriken weisen mit 3,1 TWh_{th}/a und Brauereien mit 2,8 TWh_{th}/a den größten Bedarf innerhalb dieser Branche auf. Bei der Zuckerherstellung entfällt der überwiegende Anteil auf die auf mehrere Stufen verteilten Koch- und Eindickungsprozesse, die teilweise mit Wärmerückgewinnungssystemen arbeiten. Bei der Bierproduktion resultieren etwa 80 % des Prozesswärmebedarfs aus dem Kochen der Maischen und Würze, wo zumeist Wärmerückgewinnungsstufen (bspw. in Form der Brüdenverdichtung) eingesetzt werden. Im Fahrzeugbau mit einem NT-Wärmebedarf von 7 TWh_{th}/a dominieren die Prozesse des Lackierens (insbesondere die Lacktrocknung) sowie die Beschichtung von Bauteilen, bspw. durch Galvanisierung.

Der NT-Wärmebedarf der Kunststoffverarbeitung beträgt ca. 5 TWh_{th}/a. Der überwiegende Anteil der Wärmenachfrage wird für das Trocknen der verschiedenen Granulate vor der Plastifizierung bei ca. 60 °C aufgewendet. In der Textilindustrie fällt vor allem für das Waschen, Trocknen und das Entschlichten von Gewebe ein Prozesswärmebedarf im NT-Bereich von ca. 1 TWh_{th}/a an.

In der EU27 ist der Anteil des Niedertemperaturwärmebedarfs (vgl. Abbildung 2-14) im Vergleich zu Deutschland wesentlich höher, da beispielsweise die sonstige Industrie einen merklich größeren Anteil am gesamten Endenergieverbrauch der Industrie einnimmt. Unterschiede

in der anteiligen Zusammensetzung des Prozesswärmebedarfs nach Temperaturniveau ergeben sich für die einzelnen Branchen, da die Anteile der erzeugten Vorprodukte bzw. die Recyclingquoten differieren. So konzentrieren sich beispielsweise die Zellstoff- und Holzstoffproduktion, die die Ausgangsbasis für die Papierherstellung bilden, innerhalb der EU auf Schweden und Finnland. Daher ist in der EU27 im Bereich zwischen 120 und 180 °C ein Prozesswärmebedarf der Papierindustrie zu erkennen. In Deutschland hingegen wird der Großteil des für die Papiererzeugung notwendigen Zellstoffes importiert, so dass die energetischen Aufwendungen für die Zellstoffproduktion im Vergleich zur Gesamtproduktion von Papierzeugnissen vernachlässigbar sind.

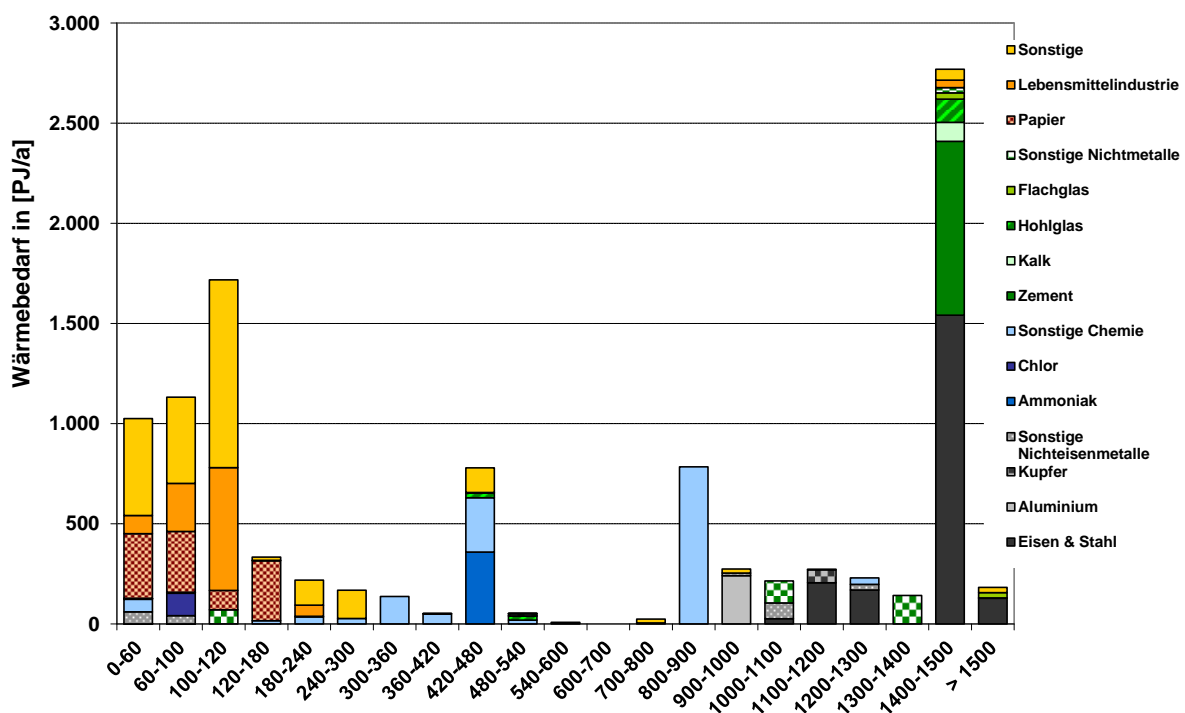


Abbildung 2-14: Temperaturabhängiger Prozesswärmebedarf der Industrie in der EU27 nach Branchen im Jahr 2010 (eigene Berechnung)

Der zukünftige Nutzenergiebedarf der Industrie ist einerseits von den nachgefragten Produktionsmengen und andererseits von den eingesetzten Produktionsverfahren abhängig. Bezüglich der Entwicklung des Wärmebedarfs in der Industrie kann davon ausgegangen werden, dass zukünftig der spezifische Endenergieverbrauch aufgrund von Effizienzsteigerungen rückläufig ist. Effizienzsteigerungen in der Industrie können entweder durch effizientere Bereitstellungspfade der Energie (z. B. verbesserte Prozessdampferzeugung) oder durch Wechsel des Verfahrensprozesses (z. B. wirtschaftlicher Einsatz von Katalysatoren) erzielt werden. Die Wahl des Produktionsverfahrens wird jedoch größtenteils durch die wirtschaftlichen bzw. ordnungspolitischen Rahmenbedingungen beeinflusst, weshalb Aussagen bezüglich der Ent-

wicklung des Nutzenergiebedarfs der Industrie nur mit Hilfe von Szenarienrechnungen ermittelt werden können (vgl. Kapitel 4).

Mit Hilfe der erstellten Wärmebedarfsübersicht lassen sich die theoretischen Einsatzpotenziale verschiedener Wärmeerzeugungstechniken, wie beispielsweise der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder industrieller Wärmepumpen, bestimmen (vgl. beispielsweise Abbildung 2-23).

Die zukünftigen Einsatzmöglichkeiten von KWK-Anlagen, unabhängig vom Brennstoff und von etwaigen Anforderungen an die spezifischen Emissionen, hängen von der Entwicklung der Wärmenachfrage der Industrie im für KWK-Anlagen relevanten Temperaturbereich ab. Treiber dieser Veränderung der Wärmenachfrage sind die nachgefragten Produktionsmengen industrieller Güter, die spezifischen Wärmeverbräuche, d.h. die eingesetzten Produktionsverfahren und gegebenenfalls auf Grund alternativer Produktionsverfahren das veränderte Temperaturniveau der nachgefragten Prozesswärme. Ein Beitrag zu einer Verlagerung des Temperaturniveaus der Wärmenachfrage, wäre beispielsweise der Einsatz von Celitement¹² in der Zementindustrie (/Celitement 2011/, /BMWi 2010a/), wodurch sich das für die Zementherstellung benötigte Temperaturniveau von 1400-1450 °C auf ca. 300 °C reduziert. Eine Senkung des Temperaturniveaus ist auch bei der Chlorherstellung möglich. Bei der Anwendung des Diaphragmaverfahrens zur Chlor-Alkali-Elektrolyse wird 800-1000 kWh/(t Chlor) an thermischer Energie benötigt, das durch den Einsatz des Membran-Verfahrens auf etwa 200-300 kWh/(t Chlor) /EWI, EEFA 2008/ reduziert wird. Eine weitere Möglichkeit der Reduktion der Wärmenachfrage ist die Substitution von thermischen Anwendungen durch beispielsweise mechanische Anwendungen. In der Papierindustrie lässt sich z. B. die Nachfrage nach thermischer Trocknungsenergie durch den Einsatz von Schuhpressen reduzieren /McKinsey 2007/.

2.2 KWK-Anlagen und Wärmepumpen

Der Fokus der Diskussion hinsichtlich dem Beitrag von KWK-Anlagen in Deutschland zur Erreichung energiepolitischer Ziele, wird weniger auf die Wärmeerzeugung als auf die Stromerzeugung bezogen geführt. Infolgedessen ist die KWK-Stromerzeugung in Deutschland in den letzten 15 Jahren auch hauptsächlich aufgrund der Förderung durch unterschiedlich geregelte Einspeisevergütungen angestiegen. Die Erhöhung der KWK-Stromerzeugung ist hauptsächlich auf den Neubau von Erdgas-GuD-Anlagen und BHKW zurückzuführen.

¹² Celitement ist ein am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) entwickelter Zementersatzstoff. Celimente sind hydraulische Bindemittel, die bereits Wasser enthalten, das chemisch in hydraulisch aktiven Calcium-Hydrosilikaten gebunden ist. Aufgrund der geringeren Prozesstemperaturen und des geringeren Bedarfs an Kalkstein lassen sich die Emissionen der Zementherstellung damit deutlich reduzieren.

Daher wird im Kapitel 2.2.1 auf den Entwicklungsstand und die Perspektiven dieser Techniken und zusätzlich auf Brennstoffzellen, und als Abwandlung der GuD-Anlagen, auf Gasturbinen mit integrierter Dampfturbine eingegangen.

Das Potenzial der KWK-Anlagen ist im Bereich der öffentlichen Wärmeversorgung von den Kosten des Ausbaus der Fernwärmeversorgung abhängig. Im Bereich der Industrie wird dieses vom Temperaturniveau der Prozesswärme (vgl. Kapitel 2.2.2) beeinflusst.

Die Zahl der installierten Wärmepumpen nimmt in Deutschland in den letzten Jahren vor allem aufgrund der Effizienzsteigerung der Anlagen und den gleichzeitig höheren Energiepreisen zu. Das theoretische Einsatzpotenzial der Wärmepumpen im Bereich der Raumwärme und Brauchwarmwasserbereitstellung orientiert sich an der Nachfrageentwicklung im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude. Da das wirtschaftliche Potenzial jedoch von den energiepolitischen Rahmenannahmen abhängt, wird hier nicht näher darauf eingegangen, sondern auf die Ergebnisse der Szenarienanalyse in Kapitel 4 verwiesen. Hingegen wird das theoretische Potenzial der Wärmepumpe in der Industrie gesondert ausgewiesen, da dies von dem durch Wärmepumpen bereitstellbaren Temperaturniveau abhängt.

2.2.1 Entwicklungsstand und Perspektiven von KWK-Anlagen und Wärmepumpenanlagen

In Deutschland sind, ausgehend von einem Niveau von ca. 53 TWh im Jahr 2000 /Blesl et al. 2001/, bis 2004 etwa 9,6 TWh zusätzlich, d. h. absolut ca. 62,7 TWh KWK-Strom erzeugt worden (vgl. Abbildung 2-15). Der Anstieg der KWK-Stromerzeugung ist durch eine weitere Einsatzoptimierung der Fernwärmeerzeugung, eine Steigerung der KWK-Wärmeerzeugung auf Kosten einer Bereitstellung über Heizwerkswärme, eine erhöhte Stromerzeugung in Erdgas-KWK-Anlagen, durch industrielle Neuanlagen bzw. eine verstärkte Auslastung bestehender industrieller KWK-Anlagen und durch Zubau von Biomasse-KWK-Anlagen erreicht worden.

Bis zum Jahr 2006 sind hauptsächlich durch die Modernisierung des Anlagenbestandes aufgrund des KWKG¹³ /Blesl et al. 2005a/ 14,6 TWh KWK-Strom gegenüber 2004 zusätzlich produziert worden. Damit wurden in 2006 77,3 TWh KWK-Strom erzeugt. Der Anstieg der KWK-Stromerzeugung zwischen 2006 und 2010 ist auf den weiteren Zubau durch das EEG geförderter KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas um 7,2 TWh und auf die Novellierung des KWKG, die mit Wirkung zum 1. Januar 2009 in Kraft getreten ist, zurückzuführen. Insgesamt wurden in 2012 ca. 92,4 TWh KWK-Strom produziert.

¹³ Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)

In der EU27 wurden im Jahr 2008 rund 370 TWh KWK-Strom erzeugt. Die absolut größte Stromerzeugungsmenge mit knapp 80 TWh trägt hierzu Deutschland (DE) bei. Der Großteil des KWK-Stroms wird in öffentlichen KWK-Anlagen (68 % in Deutschland bzw. 56 % in der EU) erzeugt. Hingegen wird der größere Anteil der in KWK erzeugten Wärme von den industriellen Anlagen bereitgestellt (58 % in der EU und 59 % in Deutschland) (vgl. Abbildung 2-16).

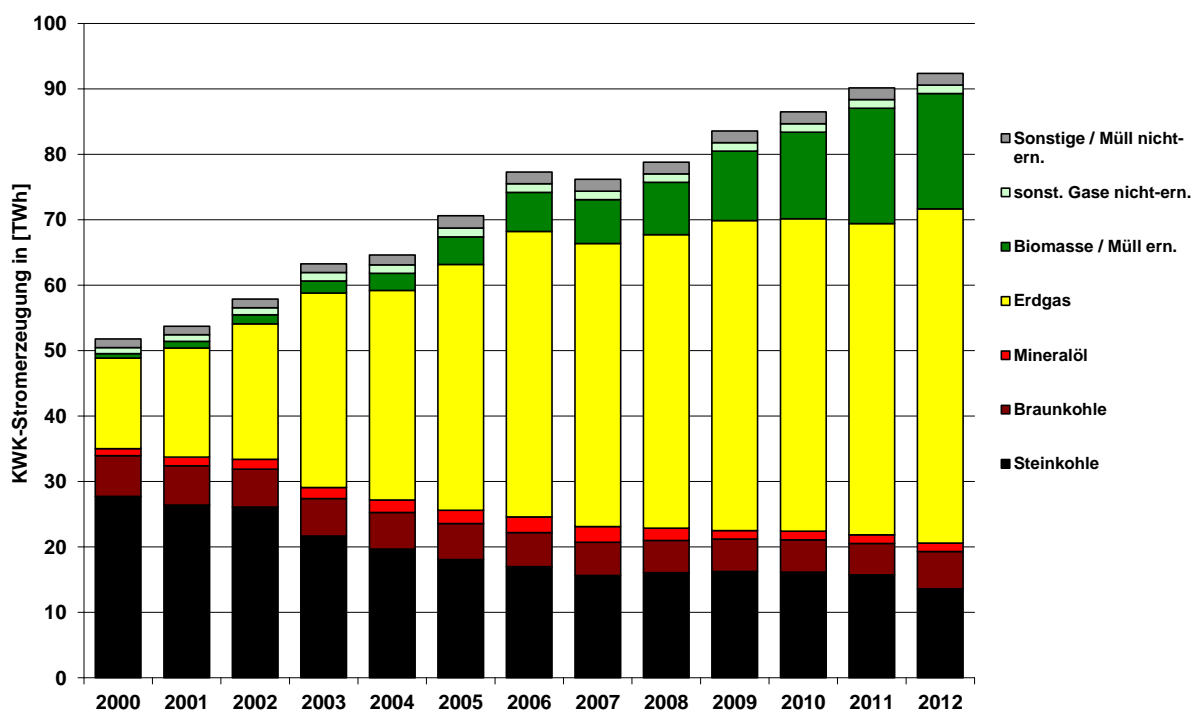


Abbildung 2-15: KWK-Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern zwischen 2000 und 2012

Neben der absoluten Höhe der Strom- und Wärmeerzeugung unterscheiden sich die KWK-Anlagen in den einzelnen EU-Staaten auch hinsichtlich der eingesetzten Energieträger. In Deutschland (13,7 GW oder 62 %), den Niederlanden (84 %) und UK (76 %) überwiegen Erdgas-KWK-Kraftwerke. In den neuen EU-Mitgliedsstaaten wie Polen (6,7 GW oder 89 %) oder Tschechien (79 %) dominieren die Kohlen. In den skandinavischen Ländern, beispielsweise in Schweden mit 60 %, sind vorallem erneuerbare Energieträger von Relevanz.

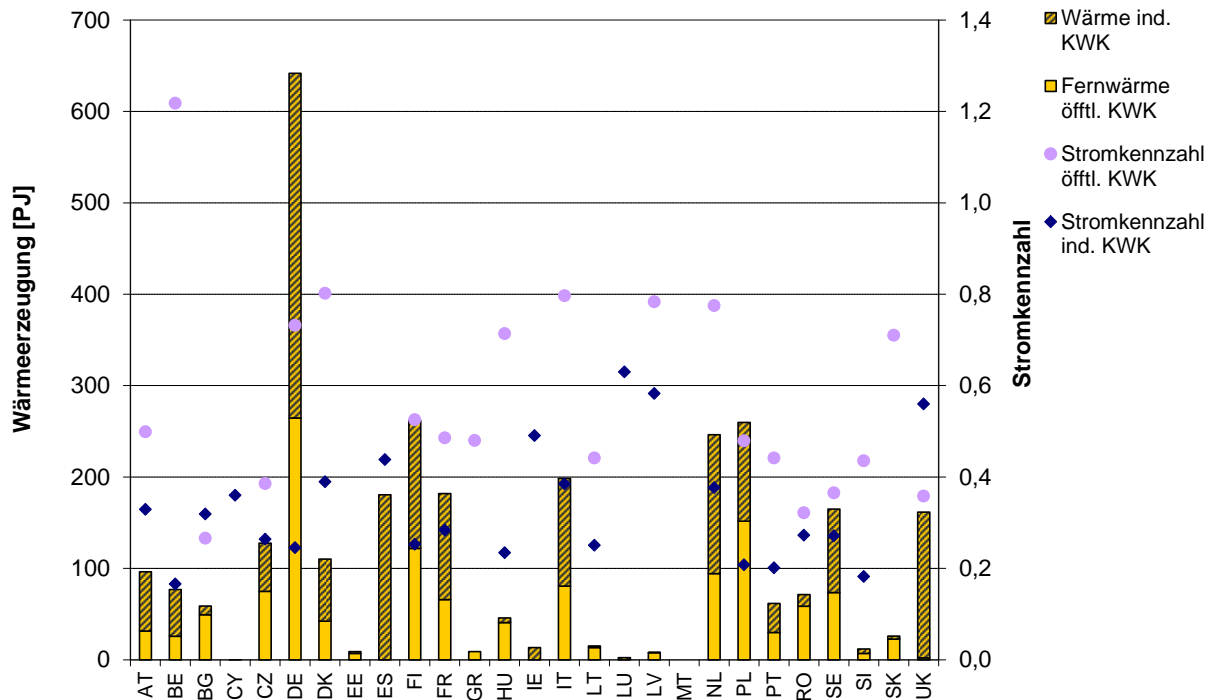


Abbildung 2-16: Wärmeezeugung in öffentlichen und industriellen KWK-Anlagen und Stromkennzahlen in 2008 in den Ländern der EU27 (nach /Loesonen 2010/)

Im Bereich der KWK-Anlagen wurden in den letzten 5 Jahren hauptsächlich GuD-Anlagen und Blockheizkraftwerke installiert. Daher wird auf diese im Rahmen der Betrachtung des Entwicklungsstandes und der Perspektiven von KWK-Anlagen eingegangen. Zusätzlich werden mögliche innovative Varianten des Gasturbinenprozesses und Brennstoffzellen beleuchtet. Die Ausführungen zu den Wärmepumpen umfassen sowohl die Varianten für die Gebäudeheizung als auch den möglichen industriellen Einsatz.

GuD-KWK-Anlagen und innovative Gasturbinenprozesse mit integriertem Dampfturbinenprozess

GuD-KWK-Anlagen werden derzeit häufig für größere KWK-Anwendungen insbesondere in der Fernwärmeversorgung eingesetzt. GuD-HKW sind thermodynamisch auf hohem Niveau und technisch ausgereift. Im kleinen Leistungsbereich der KWK-Anlagen von 5 bis 50 MW_{el} beträgt die erzielte Mehrleistung der Dampfturbine ca. 30 % der Leistung der vorgeschalteten Gasturbine. Der Kostenmehraufwand gegenüber einem einfachen Gasturbinen-HKW ist jedoch erheblich. Deshalb sind insbesondere zwei Konzepte, die Steam Injected Gas Turbine (STIG) und der Prozess der Humid Air Turbine (HAT), interessant, bei denen der im Abhitzeessel erzeugte Dampf in die Gasturbine zurückgeführt wird, um sozusagen die Gasturbine gleichzeitig als Dampfturbine zu betreiben /Besch et al. 2000/.

Als Cheng-Cycle oder STIG bezeichnet man Gasturbinenanlagen, bei denen zusätzlich zum Rauchgasmassenstrom aus der Brennkammer ein Dampfmassenstrom durch die Turbine geleitet und dort expandiert wird (vgl. Abbildung 2-17). Der der Turbine zugeführte Dampf kann sowohl mit Hilfe des Abgases der Gasturbine in einem Abhitzeessel erzeugt, als auch als Abdampf aus Industrieprozessen zur Verfügung gestellt werden. Über die Variation der Dampfmenge, die durch die Turbine geleitet wird, lässt sich die Leistungsabgabe der Turbine in einem weiten Bereich steuern.

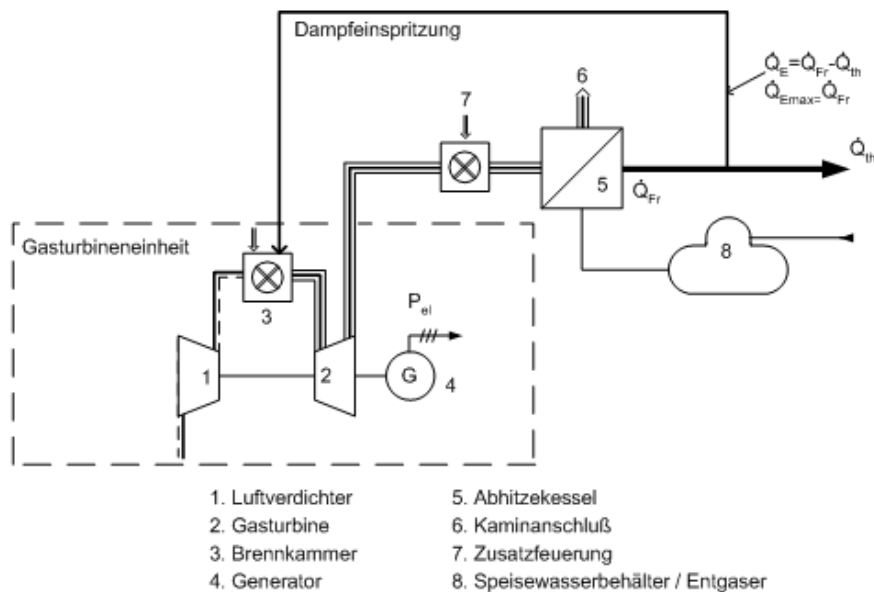


Abbildung 2-17: Schaltschema der Steam Injected Gas Turbine (STIG) (nach /Dribbisch et al. 2001/)

Beim HAT-Prozess wird Wasser für die Zwischen- und Nachkühlung sowie für die Sättigung der verdichteten Luft verwendet (vgl. Abbildung 2-18). Dabei wird die Verdichterleistung durch Zwischenkühlung abgesenkt, die Wärmezufuhr (deutlich) gesteigert und die Turbinenleistung durch Änderung der Zusammensetzung des Massenstroms erhöht. HAT-Anlagen existieren derzeit nur als kleinere Demonstrationsanlagen.

Die Wirtschaftlichkeit einer STIG- und HAT-Anlage wird einerseits durch zusätzliche Aufwendungen wie Kosten für die Technik der Wasserzufuhr, für das Zusatzwasser bzw. bei Wasserrückgewinnung für die notwendige Technik und Aufbereitung sowie für erforderliche Anpassungen der Anlagen bestimmt. Dazu kommen, bezogen auf eine Anlage ohne Wassernutzung, höhere absolute Brennstoffkosten, die durch die im Verhältnis größere Steigerung der elektrischen Leistung relativiert werden. Andererseits werden zusätzliche Erlöse für den mehr erzeugten Strom erzielt /Dribbisch et al. 2001/.

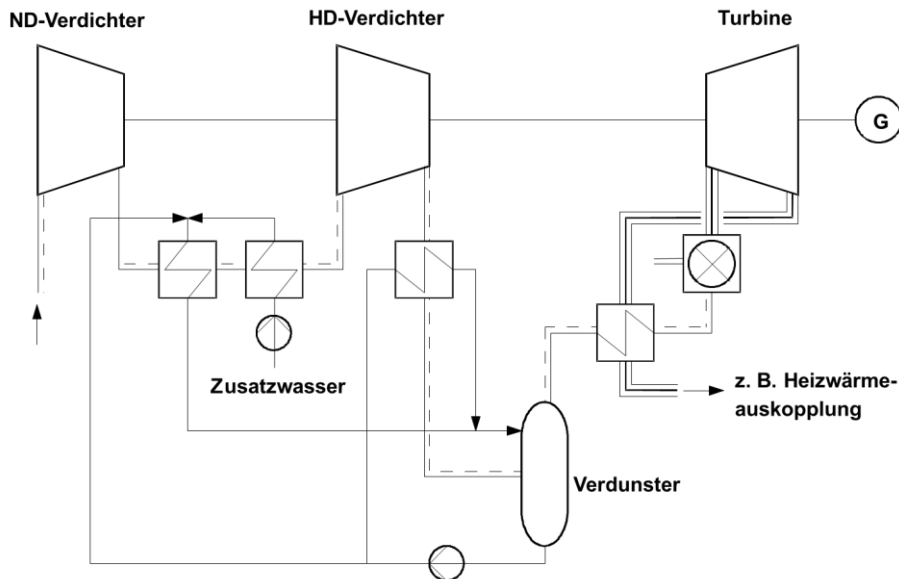


Abbildung 2-18: Schaltschema des Humid Air Turbine Prozesses (HAT) (nach /Dribbisch et al. 2001/)

Brennstoffzellen

Im Bereich der Brennstoffzellen (siehe auch /Blesl et al. 2007a/) ist festzustellen, dass große Teile des aktuellen Forschungsbedarfs sowie Entwicklungsziele seit dem Jahr 2000 - für alle Stacktechnologien gleichermaßen - bestehen. Zu den Fragestellungen mit besonders großem Nachholbedarf zählen v. a. die aus Kostengründen notwendige apparative Vereinfachung der Systeme, sowie die Entwicklung von serientauglichen Herstellungsverfahren. Weitere Schwerpunktthemen bleiben die Erhöhung der Toleranz gegenüber Verunreinigungen im Brenngas (z.B. Schwefelverbindungen oder CO), die Verlängerung der Stacklebensdauer sowie die Erweiterung des Anwendungsbereichs von Brennstoffzellen. Dieser Punkt umfasst vor allem die Entwicklung zusätzlicher Modulgrößen sowie die Erprobung der Nutzung weiterer Brennstoffe.

Neben der apparativen Vereinfachung der Systeme müssen für die verbleibenden Komponenten eine weiter gesteigerte Effizienz, der Einsatz preiswerterer Materialien und eine umfassendere Multifunktionalität erreicht werden /Blesl et al. 2004/. Der auf der Brennstoffzelle lastende Kostendruck wird durch die im Markt etablierten, in den Investitionskosten vergleichsweise preisgünstigen Konkurrenztechnologien, insbesondere BHKW, erzeugt und durch die gegenüber dem Bereich Hausenergieversorgung deutlich höhere Kostensensibilität des Anwendungsfeldes gewerbliche KWK weiter verschärft.

Insbesondere Hochtemperaturbrennstoffzellen wie MCFC und SOFC sind auch für die Verwendung regenerativer Brennstoffe mit hohen CO- und CO₂-Anteilen geeignet, die als Biogas, Klärgas, Grubengas, Deponiegas etc. anfallen. Die Nutzung dieser Gase für die Strom-

und Wärmeerzeugung kann neben wirtschaftlichen Erwägungen auch aus ökologischer Sicht äußerst interessant sein /Blesl et al. 2006d/.

Für einen Einsatz von Brennstoffzellen im Rahmen virtueller Kraftwerke bestehen unter den gegebenen technischen, wirtschaftlichen und energiemarktseitigen Randbedingungen minimale Perspektiven. Die zukünftige Stromversorgung mit erhöhten Anteilen fluktuierender Erzeugung (z. B. Wind- oder Solarstrom) wird zur Erhaltung der Netzstabilität hohe Speicherkapazitäten benötigen. Hierbei kann, auch in Anbetracht der Fortschritte in der Elektrolysetechnik, Wasserstoff eine zentrale Rolle spielen. Jedoch sind derzeit die Aussichten für den Betrieb von Brennstoffzellen mit reinem Wasserstoff, wie er - in verschiedenen Speicherformen - für die mobilen Anwendungen favorisiert wird, im stationären Bereich auf Jahre hinaus beschränkt. Grund ist, dass mit der PEMFC derzeit nur eine Technologie zur Verfügung steht, die Reinwasserstoff direkt verwerten kann. Bei der SOFC ist derzeit nicht bekannt, ab wann mit der Wiederaufnahme eines Demonstrationsbetriebs gerechnet werden kann. Beim Hoffnungsträger im Bereich industrielle KWK, der MCFC, wurde nach mehrmaliger Verschiebung des Markteintrittszeitpunkts und trotz existierenden seriennah erprobten Geräten Ende 2010 die geplante Fertigung und Weiterentwicklung vorerst eingestellt /KWK24 2010/.

Blockheizkraftwerke

Der häufigste Vertreter von Blockheizkraftwerken (BHKW) ist das Erdgasmotor-BHKW. Es besteht aus einer aus dem Kraftfahrzeugbereich bekannten Motoreinheit, deren mechanische Energie in einem Generator in Strom umgewandelt und deren Abwärme durch die Auskoppelung aus dem Abgasstrom bei etwa 500 °C (HT-Wärme) sowie durch die Nutzung der Schmieröl- und der Kühlwasserwärme bei etwa 70 °C (NT-Wärme) genutzt werden kann. In der Regel entfällt auf die exergetisch höherwertige HT-Wärme ein Anteil von etwa 45 % der Wärmeauskopplungsmenge. Die Wärmeauskopplung des BHKW kann im NT-Wärmebereich durch Integration der Brennwertnutzung im Abgaswärmetauscher weiter gesteigert werden, wenn in diesem Temperaturbereich ein entsprechender Wärmebedarf besteht.

BHKW sind seit Jahrzehnten am Markt in einem Leistungsgrößenbereich von 5-10.000 kW_{el} verfügbar. Als Brennstoffe können neben Erdgas auch flüssige fossile und regenerative Brennstoffe (bspw. Diesel, Benzin, Biotreibstoffe) sowie verschiedene weitere Gase (Biogas, Klärgas /Blesl, Ohl 2008/ /Blesl, Ohl 2010/, Deponiegas, etc.) eingesetzt werden. Bei der Nutzung gasförmiger Brennstoffe mit nicht-organischen Anteilen (bspw. Siloxanverbindungen im Klärgas) sind Brennstoffaufbereitungsstufen vorzuschalten.

Die technische Weiterentwicklung von BHKW beruht auf einer sukzessiven Verbesserung von Einzelkomponenten, bspw. durch Nanopartikelbeschichtung von Zylinderlaufflächen. Die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit bezieht ihre Potenziale in erster Linie aus der Nutzung von Lerneffekten.

Wärmepumpen

Wärmepumpen sind derzeit mit thermischen Leistungen von wenigen kW_{th} bis ca. $34 \text{ MW}_{\text{th}}$ verfügbar /Lambauer et al. 2008a/. Hinsichtlich der Energieausnutzung bieten diese Anlagen einen möglichen COP (engl.: Coefficient of Performance (Leistungszahl)) im Bereich von 2,4 bis 5,3 mit einem Maximum bei der aktuellen Wärmepumpentechnologie von ca. 6 bis 7. Das erreichbare Temperaturniveau kommerziell verfügbarer Wärmepumpen liegt im einstufigen Betrieb bei ca. $65 \text{ }^\circ\text{C}$ bis $75 \text{ }^\circ\text{C}$ und bei ca. $80 \text{ }^\circ\text{C}$ im zweistufigen Betrieb (Reihenschaltung von 2 Wärmepumpenanlagen). Diese Temperaturniveaus sind mit den verfügbaren Kältemitteln (z. B. R 134a, R 407c) Standard.

Hinsichtlich des realisierbaren Temperaturniveaus von Wärmepumpen sind neue Kältemittel in der Entwicklung. Untersuchungen zum Beispiel mit R 227ea lassen Temperaturen von ca. $90 \text{ }^\circ\text{C}$, mit R 245fa von über $140 \text{ }^\circ\text{C}$ realistisch erscheinen. Wann diese neuen Kältemittel auf dem Markt verfügbar sein werden, kann derzeit nach Aussagen von Kältemittelherstellern nicht abgeschätzt werden.

Bei den Wärmetauschern werden für Flüssigkeiten in einem Leistungsbereich von 5 bis $500 \text{ kW}_{\text{th}}$ Plattenwärmetauscher eingesetzt. Im Bereich von 50 bis $2.000 \text{ kW}_{\text{th}}$ werden Bündelrohrwärmetauscher bevorzugt. Für Gase kommen im Leistungsbereich von 5 bis $500 \text{ kW}_{\text{th}}$ Lamellenwärmetauscher zum Einsatz.

In Deutschland werden derzeit fast ausschließlich einstufige elektrisch angetriebene Kompressionswärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme in Ein- und Zweifamilienhäusern installiert. Im Bereich der industriellen Anwendung kommen in geringen Stückzahlen individuell geplante Anlagen in Sonderanfertigungen zum Einsatz, die ein Temperaturniveau bis ca. $90 \text{ }^\circ\text{C}$ bei einer thermischen Leistung von ca. $300 \text{ kW}_{\text{th}}$ bereitstellen.

Die Hauptanwendung von Wärmepumpen im industriellen Bereich bestand im Jahr 2010 in der Abwärmenutzung zur Brauchwarmwasser- und Raumwärmebereitstellung. Neben der Abwärmenutzung zeigt die Nutzung von Abwasser als Wärmequelle wachsende Bedeutung /Müller et al. 2010/. Vor allem in der Schweiz sind auf diesem Gebiet bereits eine Vielzahl von Projekten erfolgreich realisiert worden. Eine weitere, noch relativ neue Anwendung sind so genannte „Gas-Klimageräte“ /ASUE 2006/. Darunter versteht man gasbefeuerte Klimaanlage, die sowohl heizen als auch kühlen können. In der Betriebsweise „Heizen“ nutzen diese Systeme die Außenluft als Wärmequelle.

Die Nutzung von industrieller Abwärme durch Wärmepumpen zur Raumwärme- und Prozesswärmebereitstellung oder zur Klimatisierung muss, im Vergleich zur Raumheizung durch Wärmepumpen in Einfamilienhäusern, für den einzelnen Anwendungsfall individuell geplant und ausgelegt werden. Die Produktpaletten einiger Hersteller bieten bereits standardisierte Anlagen unterschiedlicher Leistungsgrößen an, die Integration in einen bestehenden Prozess bzw. in den Wärmekreislauf eines Industriegebäudes muss jedoch durch Planer bzw. Anlagenbauer individuell durchgeführt werden. Hinsichtlich der zu nutzenden Abwärme muss abgeklärt werden, ob die notwendige Menge mit entsprechender Temperatur zur Verfügung

steht. Bei der nutzbaren Wärmequellentemperatur sind aktuelle Wärmepumpen, im Vergleich zu Brüdenverdichtern, auf eine maximale Eingangstemperatur von ca. 35 °C beschränkt, da höhere Temperaturen zu Schäden am Verdichter der Wärmepumpe führen können.

Da die mögliche darstellbare Temperatur aktueller Wärmepumpen auf ca. 75 °C begrenzt ist, müssen Anwendungen gefunden werden, welche mit diesem Temperaturniveau sinnvoll befriedigt werden können. Um eine Wärmepumpenanlage wirtschaftlich betreiben zu können, sollte die Anlage möglichst kontinuierlich eingesetzt werden. Zudem sinkt der COP von Wärmepumpenanlagen bei hohen Ausgangstemperaturen. Oft werden Wärmepumpen daher bei industrieller Anwendung nur zur Anhebung der Vorlauftemperatur eingesetzt, anstatt sie am Temperaturlimit zu betreiben. Bei der Integration einer Wärmepumpe kommt auch der Planung und Auslegung der notwendigen Wärmetauscher eine große Bedeutung zu. Diese müssen einerseits geeignet sein, mit dem Abwärmemedium (in der Regel Kühlwasser) wartungs- und verschleißarm betrieben zu werden, und andererseits sollte darauf geachtet werden, dass die auftretenden Übertragungsverluste minimiert werden.

Großwärmepumpen werden in Europa, z. B. in Schweden oder der Schweiz, auch zur Fernwärmeerzeugung verwendet. Hierbei kommt teilweise aufgrund geographisch günstiger Gegebenheiten als Wärmemedium z. B. Seewasser oder auch Abwasser zum Einsatz. Grundsätzlich besteht das Problem bei der Einbindung von Wärmequellen /Müller et al. 2010/, die sich auf einem tiefen Temperaturniveau befinden, in ein Fernwärmenetz, das ein hohes Temperaturniveau aufweist, darin, dass viel Energie aufgewendet werden muss, um die Wärmequelle auf das notwendige hohe Temperaturniveau zu heben. Gemäß Angaben des Schweizer Wärmepumpenherstellers KWT können mittlere bis größere Wärmepumpen nur bis zu einer maximal zulässigen Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes von ca. 65 °C eingesetzt werden. Das heißt, der Wärmepumpeneinsatz in Fernwärmeversorgungssystemen setzt, neben einer maximalen möglichen Vorlauftemperatur auch eine entsprechende Auskühlung des Rücklaufes des Fernwärmenetzes voraus.

Bei sehr großen Wärmepumpen (z. B. zwischen 1 und 20 MW der Firma Friotherm) können Vorlauftemperaturen zwischen 80 °C und 90 °C bei Quelltemperaturen von 10 bis 15 °C erreicht werden. Die Vorlauftemperatur kann, bei einem COP von über 2,7 bis ca. 3, je nach Rücklauftemperatur und Anzahl der Kompressoren auf bis zu 120 °C gesteigert werden.

2.2.2 Einsatzpotenziale von KWK-Anlagen

In Deutschland und der EU27 existieren für den Einsatz von KWK-Anlagen Potenziale in Form von Objekt-KWK-Anlagen, industriellen Anlagen oder in der öffentlichen Wärmeversorgung. Hinsichtlich der Ausweisung des Potenzials kann zwischen der durch KWK-Anlagen bereitgestellten Wärme und den damit verbundenen Strommengen unterschieden

werden. Zusätzliche KWK-Potenziale können erschlossen werden, wenn Wärmesenken in Form von geeigneten Verbrauchern vorhanden sind. Da keine europaweit einheitliche Analyse der bestehenden Fernwärmeversorgungsgebiete vorliegt, beschränkt sich die Potenzialausweisung der Fernwärmeversorgung im Folgenden auf die Wohn- und Nicht-Wohngebäude in Deutschland. Im Bereich der Industrie wird das Einsatzpotenzial der KWK-Anlagen vom Temperaturniveau des Prozesswärmebedarfs und der möglichen Bereitstellung durch KWK-Anlagen beeinflusst. Nachfolgend werden die Potenziale sowohl für Deutschland als auch die EU27 dargestellt.

Potenzial zur Ausweitung der KWK-Stromerzeugung im Anlagenbestand

Die KWK-Stromerzeugung bestehender Anlagen kann gesteigert werden, wenn deren Stromkennzahl erhöht wird /Blesl 2007/. In Deutschland sind heute noch eine große Anzahl KWK-Anlagen in Betrieb, die vor 1979 installiert wurden, d.h. seit mindestens 33 Jahren betrieben werden und damit ihre technische Lebensdauer nahezu erreicht haben. Wird unterstellt, dass der Ersatz dieser KWK-Anlagen ausschließlich durch moderne Erdgas-GuD-Anlagen erfolgt, würde, basierend auf einer Untersuchung von /Blesl 2007/, die KWK-Strommenge um 21,6 TWh/a ansteigen. Würden alle KWK-Anlagen in Deutschland durch entsprechende GuD-Anlagen ersetzt werden, würde die KWK-Strommenge um 37,8 TWh/a zunehmen.

In der EU27 könnten durch den Ersatz aller bestehenden KWK-Anlagen durch GuD-KWK-Neuanlagen die gegenwärtigen durchschnittlichen Stromkennzahlen der öffentlichen KWK-Anlagen von 0,59 auf 1 und die der industriellen KWK-Anlagen von 0,33 auf 0,7 (vgl. auch Abbildung 2-16) gesteigert werden. Hierdurch würde in der EU27 die KWK-Stromerzeugung von den 370 TWh im Jahr 2009 auf nahezu 700 TWh ansteigen.

Fernwärmepotenziale im Bereich der Wohngebäude in Deutschland

Das Fernwärmepotenzial im Bereich der Wohngebäude in Deutschland wird von den bestehenden Fernwärmeversorgungsstrukturen und deren Abnehmern beeinflusst, da durch die in der Vergangenheit erstellten Fernwärmeversorgungssysteme ein Ausgangspunkt für die Verdichtung und Erweiterung geschaffen wurde, deren Wirtschaftlichkeit sich gegebenenfalls anders darstellt als ein kompletter Neubau.

Im Jahr 2009/2010 verfügten alle bundesdeutschen Städte mit einer Einwohneranzahl größer als 50.000 und einem Nutzwärmebedarf von mehr als 500 GWh über eine Fernwärmeversorgung /verschiedene AGFW Hauptberichte, eigene Recherche/ (vgl. Tabelle 2-10). Der Anteil der mit Fernwärme versorgten Gemeinden sinkt mit abnehmender Gemeindegröße. So existiert in etwa 89 % der kleinen Mittelstädte bis 50.000 Einwohner eine Fernwärmeversorgung. Hingegen sind nur 8 % der kleinen Landgemeinden bis 5.500 Einwohner an ein Fernwärmesystem angeschlossen.

Tabelle 2-10: Kenngrößen Fernwärme versorgter Gemeinden nach Gemeindekategorien für das Jahr 2009/2010

| Gemeindekategorie | Beschreibung / Anzahl der Einwohner (EW) | Anzahl Gemeinden | Anzahl FW ¹⁾ Gemeinden | Anteil der FW ¹⁾ Gemeinden | Nutzwärmebedarf | Nutzwärme FW ¹⁾ Gemeinden | Fernwärme Wohngebäude |
|-------------------|--|------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|-----------------|--------------------------------------|-----------------------|
| | | [-] | [-] | [%] | [GWh] | [GWh] | [GWh] |
| GK1 | kleine Landgemeinden bis 5.500 EW | 5.607 | 464 | 8 | 26.252 | 2.761 | 530 |
| GK2 | große Landgemeinden bis 11.000 EW | 4.567 | 1.125 | 25 | 105.013 | 29.011 | 4.420 |
| GK3 | Kleinstädte bis 24.000 EW | 1.372 | 625 | 46 | 103.493 | 48.273 | 6.688 |
| GK4 | kleine Mittelstädte bis 50.000 EW | 633 | 561 | 89 | 111.786 | 102.106 | 9.326 |
| GK5 | große Mittelstädte bis 80.000 EW | 123 | 123 | 100 | 44.949 | 44.949 | 3.945 |
| GK6 | kleine Großstädte bis 170.000 EW | 65 | 65 | 100 | 43.585 | 43.585 | 3.750 |
| GK7 | große Großstädte bis 400.000 EW | 33 | 33 | 100 | 49.778 | 49.778 | 4.754 |
| GK8 | Großstädte ab 400.000 EW | 15 | 15 | 100 | 82.242 | 82.242 | 9.364 |
| Summe | | 12.415 | 3.011 | 24 | 567.097 | 402.704 | 42.778 |

¹⁾ Mit Fernwärme versorgte Gemeinden

Da innerhalb der bestehenden Fernwärmeversorgungsgebiete zumeist kein Versorgungsgrad von 100 % erreicht wird, d.h. dass nicht alle Endverbraucher an die Fernwärmeversorgung angeschlossen sind, existiert ein entsprechendes Verdichtungspotenzial. Dies kann durch zusätzliche Hausanschlussleitungen erschlossen werden. Für die Potenzialbetrachtung wird im Folgenden davon ausgegangen, dass in Gebieten mit einer Doppelverlegung von Erdgas- und Fernwärmeleitungen diese zu Gunsten der Fernwärme aufgelöst wird.

Eine weitere Option zur Vergrößerung bestehender Fernwärmeversorgungssysteme ist die periphere Erweiterung. Bei der Erschließung peripherer Erweiterungspotenziale in Gebieten mit Wohngebäuden werden bisher nicht fernwärmeversorgte, an ein Fernwärmeversorgungsgebiet angrenzende Siedlungen an das bestehende Fernwärmenetz angebunden. Im Vergleich zu den Verdichtungspotenzialen steigt hierbei der Investitionsaufwand. Rechnerisch lassen sich die theoretisch maximalen Erweiterungspotenziale ermitteln, indem jedem Siedlungstyp, bzw. der gesamten Siedlungsfläche, das vollständige Erschließungspotenzial zugerechnet wird. In der Praxis sind jedoch nur Gebiete mit hoher Wärmedichte bzw. überwiegendem Anteil an Mehrfamilienhäusern wirtschaftlich erschließbar. Da die Erweiterung des Fernwärmenetzes mit entsprechenden Bauzeiten verbunden ist und die Wechselbereitschaft der Eigentümer nicht fernwärmeversorgter Gebäude nicht „über Nacht“ zu erreichen ist, wird im Folgenden von einem Erschließungszeitraum von 10 Jahren ausgegangen.

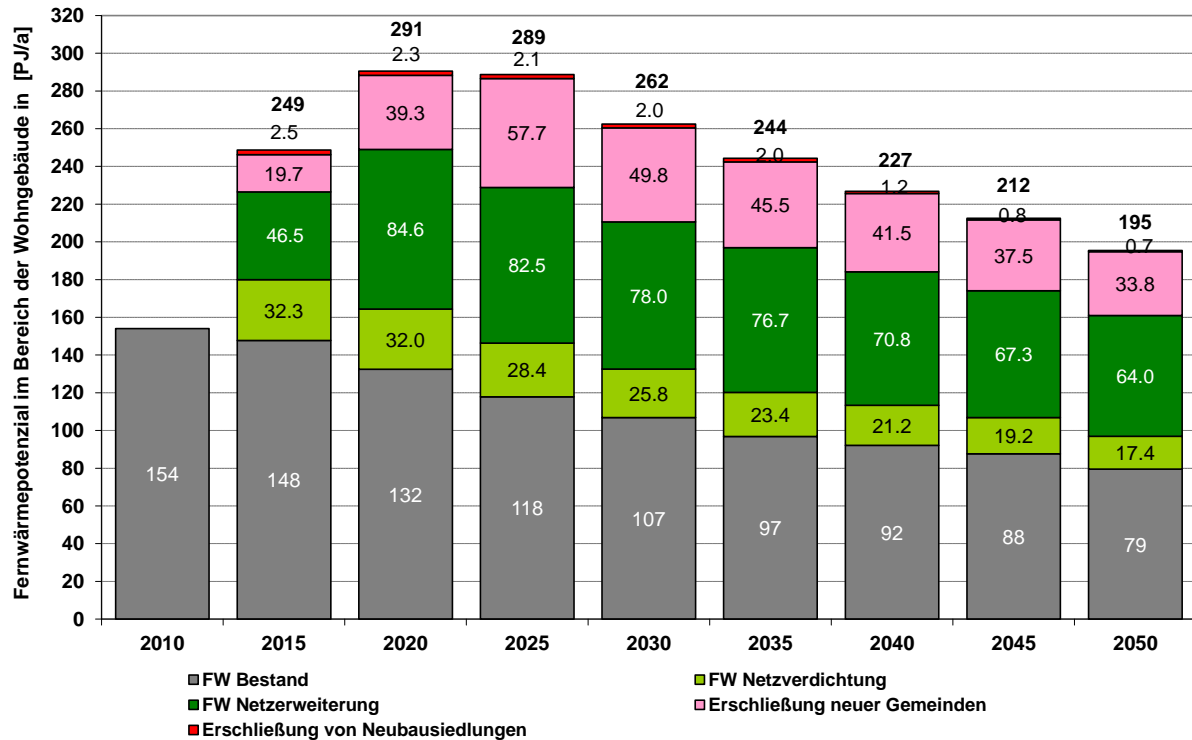


Abbildung 2-19: Entwicklung der Fernwärmepotenziale im Bereich der Wohngebäude bis zum Jahr 2050 (nach /Blesl 2010b/ aktualisiert)

Die Fernwärmeversorgung kann zukünftig auch in Gemeinden ohne bisherige Fernwärmeversorgung und in Neubausiedlungen der Gemeinden mit bereits bestehender oder neu zugebauter Fernwärmeversorgung aufgebaut werden. Entsprechend ist bei einer Potenzialbetrachtung dieses Neubaupotenzial zu beachten. Das Fernwärmepotenzial in Neubausiedlungen hängt im Wesentlichen von dem zu erwartenden Wärmeabsatz ab und ob dieser durch eine Fernwärmeversorgung wirtschaftlich erschlossen werden kann. Für die nachfolgende Potenzialbetrachtung wird unterstellt, dass eine Fernwärmeversorgung ab einer Anschlussleistung des Neubaugebietes von 500 kW_{th} aufgebaut werden kann. Die Aufsiedlung der Neubaugebiete erfolgt in der Regel in einem begrenzten Zeitraum von durchschnittlich 5 bis max. 10 Jahren. Da eine nachträgliche Fernwärmeversorgung nur schwer zu realisieren ist, ist zu Beginn der Erschließung des Neubaugebietes eine Entscheidung für oder gegen die Fernwärmeversorgung zu treffen. Infolgedessen werden bei der Ermittlung des Potenzials in Neubausiedlungen nur die Gebiete berücksichtigt, die im jeweiligen Jahr als Baugebiet ausgewiesen sind.

Mit Fernwärme wurden im Jahr 2010 ca. 154 PJ (7 %) des Nutzenergiebedarfs an Raumwärme und Brauchwarmwasser der Wohngebäude gedeckt (vgl. Abbildung 2-19). Das gesamte Fernwärmepotenzial, d. h. der Fernwärmebestand inklusive Verdichtung und Ausbau, erreicht über alle Kategorien betrachtet bis zum Jahr 2020 einen maximalen Wert von 291 PJ. Dieses Potenzial geht bis zum Jahr 2050 aufgrund der energetischen Sanierung im Gebäudebestand auf einen Wert von 195 PJ zurück.

Im Jahr 2050 beträgt der Nutzenergiebedarf des heutigen Bestandes der Fernwärme versorgten Haushalte rund 79 PJ. Ursache dieses Rückgangs, ebenso wie für alle anderen Fernwärmepotenzial-Kategorien, ist hauptsächlich die mit dem verbesserten Dämmstandard der Gebäude einhergehende Reduzierung des Nutzwärmebedarfs (vgl. z. B. Abbildung 2-4) und ist nur zu einem geringen Teil auf den Abriss fernwärmeversorgter Gebäude zurückzuführen.

Das Verdichtungspotenzial der Haushalte ist mit ca. 32,3 PJ im Jahr 2015 am größten und nimmt kontinuierlich bis zum Jahr 2050 auf 17,4 PJ ab. Bezüglich der Erweiterungspotenziale kommt es bis zum Jahr 2020 zu einem Anstieg, da bis dato der maximale Ausbau der Fernwärmeversorgung mit einer vorgegebenen Zeitdauer für die Bautätigkeiten unterstellt ist. Ab dem Jahr 2015 kann für die Gemeinden, die bereits über ein Fernwärmenetz verfügen, ein Fernwärmeausbaupotenzial in Höhe von 46,5 PJ ausgewiesen werden, das bis zum Jahr 2020 auf 84,6 PJ ansteigt und danach auf 64 PJ im Jahr 2050 zurückgeht.

Innerhalb der Neubaupotenziale überwiegt der Anteil, der durch die Erschließung bislang nicht fernwärmeversorgter Gemeinden gewonnen werden kann. Insgesamt beträgt das Fernwärmeausbaupotenzial, als Summe von Ausbau- und Neubaupotenzialen im Jahr 2015 etwa 101 PJ. Das Fernwärmepotenzial, das sich durch die Erschließung von Neubausiedlungen im jeweiligen Jahr ergibt, beläuft sich im Jahr 2015 auf etwa 2,5 PJ und fällt bis zum Jahr 2050 auf etwa 0,7 PJ. In den Gemeinden, die bislang über keine Fernwärmeversorgung verfügen, besteht ab dem Jahr 2015 ein Potenzial in Höhe von 19,7 PJ. Dieses Potenzial kann bis zum Jahr 2025 auf bis zu 57,7 PJ weiter ausgebaut werden und geht anschließend bis zum Jahr 2050 auf 33,8 PJ zurück.

Für die Erschließung des Fernwärmepotenzials ist ein Ausbau des Fernwärmenetzes notwendig. Aufgrund der unterschiedlichen Bebauungsstruktur der Siedlungen variiert die durchschnittliche Trassenlänge der Verteilungsleitungen zwischen 8 und 17 km pro Quadratkilometer Siedlungsfläche. Für den Anschluss der Wohngebäude an das Fernwärmenetz werden zusätzlich zwischen 6 und 15 Trassenmeter Anschlussleitung benötigt. Insgesamt summieren sich die notwendigen Trassenlängen der Anschlussleitungen, unter Berücksichtigung, dass teilweise mehrere Objekte eine gemeinsame Anschlussleitung haben, auf ca. 5 km bis 14 km pro km² Siedlungsfläche. Insgesamt ergibt die Analyse mittels statistischer und analytischer Näherungsverfahren, dass derzeit in Deutschland rund 41.000 Trassenkilometer Fernwärme bzw. 82.000 km Fernwärmeleitungen verlegt sind. Die Fernwärmeversorgung der Haushalte umfasste im Jahr 2010 ca. 20.500 Trassenkilometer (vgl. Abbildung 2-20). Zur Verdichtung bestehender Fernwärmesysteme ist eine zusätzliche Trassenlänge von etwa 1500 km für Anschlussleitungen nötig. Bis zum Jahr 2025 sind zur Erweiterung bestehender Fernwärmeversorgungsgebiete rund 16.600 Trassenkilometer und für die Erschließung der bisher nicht versorgten Gebieten 5.000 Trassenkilometer zu verlegen. Aufgrund der geringen Größe der Neubaugebiete sind für deren Erschließung lediglich 600 Trassenkilometer notwendig. Unter der Annahme, dass eine Erschließung der Fernwärmepotenziale zügig erfolgt, ergibt sich eine Fernwärmetrassenlänge für die Haushalte im Jahr 2025 von 44.200 Trassenkilometern.

Bei der bisherigen Betrachtung des Fernwärmepotenzials wurden im Fall der Netzerweiterung sowie der Erschließung neuer Gemeinden und Neubausiedlungen wirtschaftliche Überlegungen hinsichtlich der Beschränkung des Potenzials berücksichtigt. Werden diese Beschränkungen so variiert, dass die Ausgangssituation des Ausbaus der Fernwärmeversorgung verbessert wird (z. B. Erschließung von für Fernwärme besonders geeigneten Siedlungsgebieten, die bisher ausschließlich erdgasversorgt waren, und gleichzeitiger Rückbau der Erdgasversorgung, geringere Wärmeverteilungskosten etc.), können sich deutlich höhere Potenziale ergeben als die in Abbildung 2-19 genannten (vgl. z. B. /Blesl 2010a/).

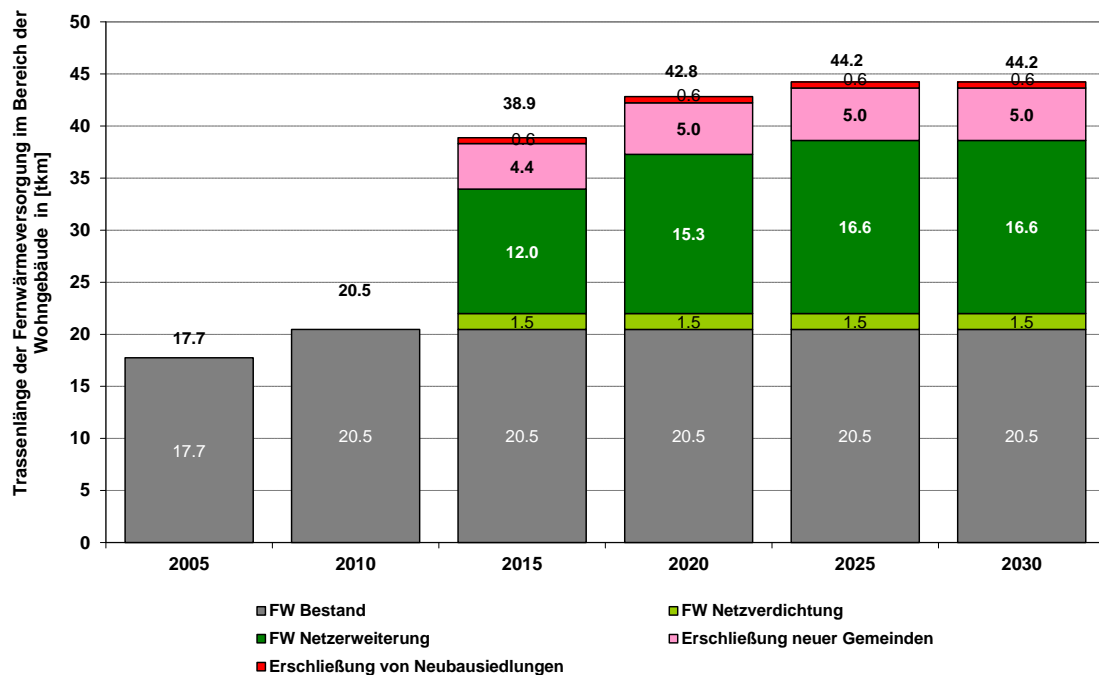


Abbildung 2-20: Entwicklung der Fernwärmetrassenlängen im Fall einer Erschließung der Fernwärmepotenziale der Wohngebäude bis zum Jahr 2050

Fernwärmepotenziale im Bereich der Nichtwohngebäude in Deutschland

In Abhängigkeit der Größe der Nichtwohngebäude besteht im Gegensatz zu den Wohngebäuden eine Konkurrenzsituation zwischen der Objekt-KWK und der Fernwärmeversorgung. Andersherum kann diese Ausgangssituation der Wirtschaftlichkeit der Objektversorgung auch dazu führen, dass eine entsprechende Nahwärmeinsel, beispielsweise durch ein kommunales Objekt und angrenzende Wohngebäude, aufgebaut wird.

Der Anteil der fernwärmeversorgten Nichtwohngebäude ist im Vergleich zu den Haushalten viel größer, da Nichtwohngebäude häufig in Siedlungsgebieten mit hoher Bebauungsdichte anzutreffen sind. Im Weiteren sind sie aufgrund ihres Anschlusswertes attraktiv und dadurch, dass eine Vielzahl von Nichtwohngebäuden in kommunaler Hand ist, wurden diese häufig gemeinsam erschlossen.

Ähnlich wie für die Haushalte setzt sich für die Nichtwohngebäude das Fernwärmepotenzial aus dem Bestand, der Verdichtung, der Erweiterung und aus dem Potenzial in neu zu erschließenden Gemeinden zusammen (vgl. Abbildung 2-21).

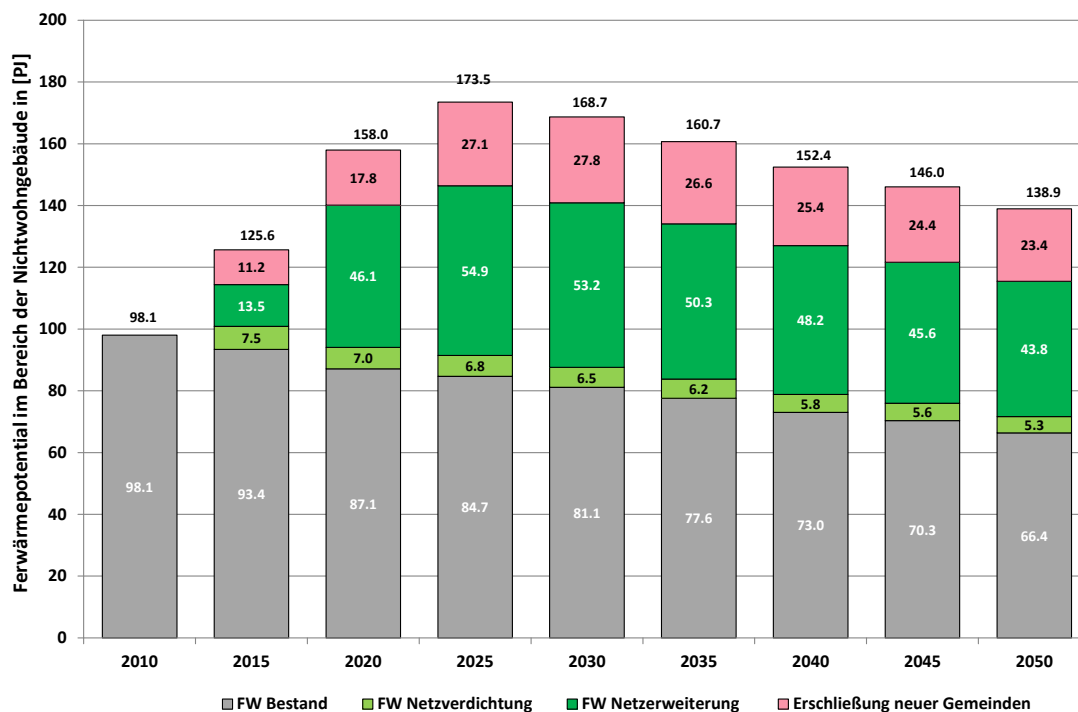


Abbildung 2-21: Entwicklung der Fernwärmepotenziale im Bereich der Nichtwohngebäude bis zum Jahr 2050

Der Fernwärmeabsatz in den bereits heute mit Fernwärme versorgten Nichtwohngebäuden nimmt aufgrund der energetischen Sanierungstätigkeiten ab. Die Reduktion beträgt rund 33 % bzw. ca. 32 PJ von 2010 bis zum Jahr 2050. Das Potenzial der Verdichtung, mit durchschnittlich ca. 7-9 % des Fernwärmebestandes, ist geringer als bei den Haushalten, da Voraussetzung für die Erschließung von Siedlungsgebieten häufig der Anschluss einer Gruppe von Nichtwohngebäuden ist. Das Potenzial der Erweiterung der Fernwärmeversorgung beträgt bis zu 54 % des heutigen Bestands der Fernwärmeversorgung.

Durch die Fernwärmeversorgung der Nichtwohngebäude in derzeit nicht fernwärmeversorgten Gemeinden könnte die bisherige Fernwärmeversorgung um bis zu 28 % ausgebaut werden. Da der prozentuale Anteil der Nichtwohngebäude am Gebäudebestand in bisher nicht fernwärmeversorgten Gemeinden geringer ist als der der fernwärmeversorgten Gemeinden, ist auch das Ausbaupotenzial der Nichtwohngebäude in bisher nicht mit Fernwärme versorgten Gemeinden im Vergleich zum Ausbaupotenzial der Haushalte in diesen Gemeinden anteilig geringer.

Potenzial zur Ausweitung der industriellen Wärmeerzeugung durch KWK-Anlagen

Das theoretische Potenzial für den Einsatz von KWK-Anlagen in der Industrie ist aufgrund der möglichen Dampfparameter bzw. der Abgasnutzung der KWK-Anlagen begrenzt. Unter der Annahme, dass durch KWK-Anlagen Prozesswärme bis ca. 540 °C bereitgestellt werden kann, könnten rund 840 PJ des Endenergieverbrauchs für Wärme der Industrie in Deutschland im Jahr 2010 mit KWK-Anlagen gedeckt werden. Bei dieser Berechnung wurde bereits berücksichtigt, dass ein Teil des Endenergieverbrauchs der Industrie für nicht-thermische, überwiegend mechanische Anwendungen sowie für thermische Prozesse (wie z. B. Elektrolyseverfahren (u. a. Aluminium, Chlor), Elektrostahlwerke oder für Koks als Reduktionsmittel in Hochöfen) und für die Wärmeerzeugung oberhalb 540 °C eingesetzt wird (Abbildung 2-22). Für die EU27 beträgt das theoretische KWK-Potenzial rund 5.080 PJ.

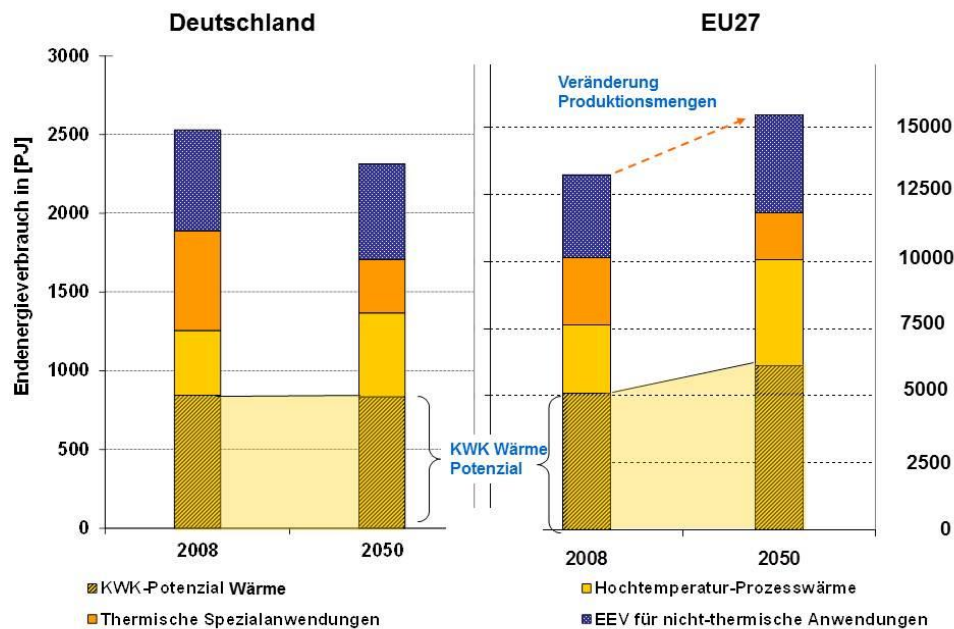


Abbildung 2-22: KWK-Potenzial Wärme in der Industrie in Deutschland und der EU27

In der EU27 steigt das gesamte theoretische KWK-Potenzial zur Wärmebereitstellung bis zum Jahr 2050 auf etwa 6.120 PJ an. Dies stellt gegenüber dem theoretischen Potenzial in 2008 eine Steigerung von 20 % dar. Der Anstieg in der EU27 ist vor allem auf die unterstellte Zunahme der Produktionsmengen in der Chemischen Industrie, der Papierindustrie und der Lebensmittelindustrie zurückzuführen. In Deutschland bleibt das Potenzial demgegenüber bis zum Jahr 2050 mit 834 PJ nahezu konstant.

2.2.3 Einsatzpotenziale von Wärmepumpen in der Industrie in Deutschland

Das technische Einsatzpotenzial der Wärmepumpen in der Industrie kann in Abhängigkeit des von ihnen bereitstellbaren Temperaturniveaus und dem Energieverbrauch nach Nutztemperaturniveau der einzelnen Wirtschaftszweige (vgl. auch Kapitel 2.1.4) in Deutschland abgeschätzt werden. In Deutschland könnten im Bereich der Brauchwassererzeugung der Industrie ca. 14,6 PJ pro Jahr durch Wärmepumpen bereitgestellt werden. Für den Bereich der Nieder-temperatur-Prozesswärme wird das Potenzial für vier verschiedene Stufen hinsichtlich des darstellbaren Temperaturniveaus von Wärmepumpen berechnet (70 °C, 80 °C, 100 °C und 140 °C) (vgl. Abbildung 2-23).

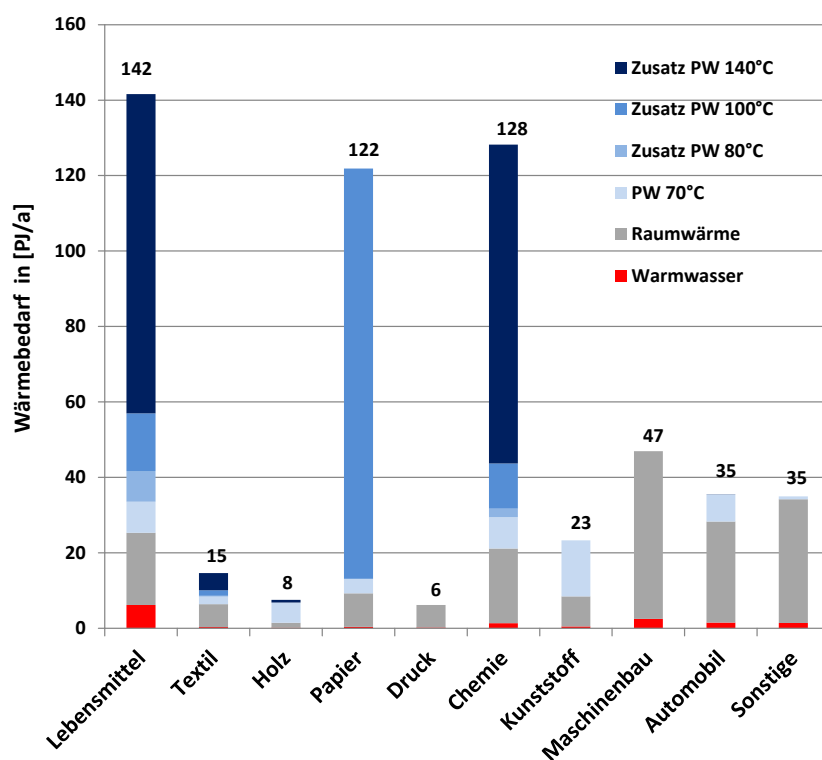


Abbildung 2-23: Potenzial zur Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen in Deutschland für ausgewählten Branchen

Mit der aktuell zur Verfügung stehenden Wärmepumpentechnologie (mit einem Temperaturniveau von 70 °C) könnten rund 55 PJ Prozesswärme bereitgestellt werden. Damit resultiert für die derzeit am Markt verfügbaren Wärmepumpen ein Potenzial von 231 PJ. Falls das Temperaturniveau der Wärmepumpen auf 80 °C angehoben wird, steigt das Potenzial um weitere 11 PJ pro Jahr an, da in den Branchen Ernährung und Chemie zusätzliche Potenziale vorliegen. Bei einem Temperaturniveau von 100 °C könnten in der Industrie zusätzlich ca. 147 PJ pro Jahr erschlossen werden. Wenn zukünftig gar ein Temperaturniveau von 140 °C

erzielt wird, würden zusätzliche Potenziale im Bereich der Lebensmittelindustrie für die Sterilisation, die Trocknung und die Eindickung vorliegen. Im Bereich der Textilindustrie ergeben sich Potenziale für das Färben von Stoffen und die Kondensation von Viskosestoffen. In der Chemischen Industrie erweitert sich das Potenzial aufgrund des Prozesswärmebedarfs für das Schmelzen von Polyethylen bzw. die Produktion von Kautschuk. Im Bereich des Papiergewerbes könnte ein Großteil des Nutzwärmebedarfs für die Papieraufbereitung bereitgestellt werden.

Zusammenfassend beträgt das technische Potenzial der Wärmepumpen mit einer Ausgangstemperatur von 140 °C in der Industrie in Deutschland ca. 560 PJ. Dies entspricht ca. 16 % des gesamten Energiebedarfs und ca. 33 % des Nutzwärmebedarfs der deutschen Industrie im Jahr 2010. Bisher wird jedoch nur ein geringer Anteil dieses Potenzials genutzt.

2.3 Bewertung von ungekoppelten Wärmeerzeugungstechnologien und KWK-Anlagen

Hinsichtlich der ökologischen und ökonomischen Bewertung von KWK-Anlagen im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung gibt es seit Jahrzehnten unterschiedliche Ergebnisse (vgl. z.B. /ISP 1994/; /Traube und Schulz 1995/; /Erdmann, Dittmar 2010 oder /DPG 2010/), die auf verschiedene methodische Bewertungsansätze, unterschiedliche Grundannahmen für die Charakterisierung der Technologien, die Wahl der gegebenenfalls notwendigen Referenzsysteme und die Versorgungsaufgabe, d.h. die nachgefragte Strom- und Wärmemengen zurückzuführen sind.

Bei der Bewertung von Kuppelprodukten tritt die Problematik auf, dass die Zielenergien unterschiedliche Wertigkeiten aufweisen. Nach VDI 4608 Blatt 2 kann die Allokation des Primärenergieverbrauchs von gekoppelten Wärmeerzeugungssystemen mit Hilfe unterschiedlicher Methoden (z.B. energetische Methode, Arbeitswertmethode, exergetische Methode u.a.) bewertet werden. Häufig wird für die Allokation der Primärenergie und der Emissionen die Exergiemethode angewendet. Hingegen werden beispielsweise die spezifischen Kosten der Zielenergien durch Aufteilung der Gesamtkosten mittels der Restwertmethode bestimmt. Alternativ erfolgt die Aufteilung der fixen Kosten in Abhängigkeit des energetischen Anteils.

Unabhängig von der Bewertung der Kuppelprodukte ist bei einem Vergleich von mehreren ungekoppelten und gekoppelten Systemen ein Referenzsystem festzulegen. Da es keine eindeutigen Regeln hinsichtlich der Wahl der Technologie oder des Technologiemixes bzw. des Bezugsjahres (Bestand, Neubau heute oder zukünftige Anlage) gibt, existieren zusätzliche Freiräume hinsichtlich des Bewertungsergebnisses. Die sich auch darin widerspiegeln, dass die Wahl der Versorgungsaufgabe und die damit verbunden Auslastung der Anlagen sich auf das Ergebnis auswirken.

Für eine energetische, ökologische und ökonomische Gesamtbewertung gibt es daher keine einheitliche methodische Vorgehensweise. Die im Folgenden durchgeführte Bewertung von Wärmeerzeugungstechnologien anhand drei unterschiedlicher Verfahren soll die Kriterien, die das Ergebnis beeinflussen, und Tendenzen der Ergebnisse aufzeigen. Dabei wird zuerst der Ansatz der CO₂-Vermeidungskosten, der die direkten CO₂-Emissionen des Betriebes und die Gesamtkosten der Anlage bewertet, angewendet. Die direkten Emissionen des Betriebs einer Technologie sind ebenfalls Bestandteil der Ganzheitlichen Betrachtung die als zweite Bewertungsgrundlage erläutert und verwendet wird. Da der Vergleich und die Bewertung der KWK stark von der Versorgungsaufgabe abhängen, erfolgt am Ende dieses Kapitels noch eine Bewertung mittels einer gegebenen Wärmeversorgungsaufgabe mit variabler Stromnachfrage.

2.3.1 CO₂-Vermeidungskosten von Erzeugungs- und Einsparetechniken im Wärmemarkt

Neben einer Energiesystemanalyse (vgl. Kapitel 4) kann durch die Ermittlung von CO₂-Vermeidungskosten eine Einordnung und Bewertung verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen vorgenommen werden. Nach einer kurzen Vorstellung der Methodik zur Bestimmung von CO₂-Vermeidungskosten (vgl. auch z. B. /Blesl et al. 2006a/; /Blesl et al. 2006b/) werden im Folgenden für einige exemplarische Technologien aus dem Bereich Wärmeerzeugung, KWK, Stromerzeugung und Mobilität deren spezifische CO₂-Minderungskosten diskutiert und einander gegenübergestellt.

Eines der wichtigsten Kriterien für die Beurteilung des volkswirtschaftlich zweckmäßigen Klimaschutzbeitrags einzelner Optionen zur Energiebereitstellung bzw. Maßnahmen zur Reduktion der Energienachfrage sind neben technischen Begrenzungen vor allem ihre Kosten. Darauf aufbauend kann ein Maß für die Effizienz von CO₂-Minderungsmaßnahmen, d. h. für das Kosten-Wirksamkeits-Verhältnis, abgeleitet werden, indem der monetär bewertete Aufwand angegeben wird, um eine Tonne CO₂ zu vermeiden. Diese Größe wird als CO₂-Vermeidungskosten bezeichnet (vgl. Gleichung 2-1).

$$MK_{CO_2} = \frac{K_{Alt} - K_{Ref}}{E_{Ref} - E_{Alt}} \quad (2-1)$$

| | | | |
|------|------------------------------|---|------------------------|
| mit: | MK _{CO₂} | Spezifische CO ₂ -Vermeidungskosten | [€/t CO ₂] |
| | K _{Alt} | Gesamtkosten der Alternative | [€/a] |
| | K _{Ref} | Gesamtkosten des Referenzsystems | [€/a] |
| | E _{Ref} | CO ₂ -Emissionen des Referenzsystems | [t CO ₂ /a] |
| | E _{Alt} | CO ₂ -Emissionen der Alternative | [t CO ₂ /a] |

Das Ergebnis der spezifischen CO₂-Minderungskostenberechnung hängt vom gewählten Referenzsystem ab, für dessen Wahl es keine eindeutige Festlegung gibt. Da die Referenzsysteme für unterschiedliche Berechnungen jeweils andersartig gewählt werden können, sind diese CO₂-Minderungskosten auch nur insofern vergleichbar, dass anhand gleicher Vorzeichen Tendenzen abgeleitet bzw. die Rangfolgen für verschiedene Technologien verglichen werden können. Hierbei sind negative CO₂-Vermeidungskosten ein Hinweis auf eine besonders effiziente Minderungsmaßnahme, da negative spezifische Minderungskosten zum Ausdruck bringen, dass neben einer Verminderung der CO₂-Emissionen auch eine Verminderung der volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden kann.

Können Maßnahmen zur Verminderung der CO₂-Emissionen entweder als Einzelmaßnahmen oder in Kombination miteinander durchgeführt werden, so wird häufig von additiven CO₂-Minderungsmaßnahmen gesprochen. Bei additiven CO₂-Minderungsmaßnahmen gilt die Priorität entsprechend den spezifischen CO₂-Minderungskosten. Hierbei sind zunächst diejenigen Maßnahmen zu betrachten, die negative Minderungskosten aufweisen. So kann z. B. die gleichzeitige Realisierung einer Wärmedämmmaßnahme und eines Umstieges auf einen CO₂-ärmeren Energieträger bei der Stromerzeugung empfohlen werden, wenn beide Maßnahmen mit negativen spezifischen CO₂-Minderungskosten verbunden sind. Bei additiven Maßnahmen mit negativen spezifischen Minderungskosten spielt somit die Rangfolge der spezifischen (negativen) Minderungskosten keine Rolle.

Bei verschiedenen CO₂-Minderungsmaßnahmen, die zueinander konkurrieren, und negative spezifische CO₂-Minderungskosten aufweisen, sollte unter der Zielsetzung einer möglichst großen CO₂-Minderung die Maßnahme mit dem höchsten Minderungspotenzial verwirklicht werden. Deshalb ist hier neben der Angabe der spezifischen Minderungskosten auch die Ausweisung der CO₂-Minderungspotenziale sinnvoll.

Bei positiven spezifischen Minderungskosten geben die spezifischen Minderungskosten in Verbindung mit den Minderungspotenzialen die Informationen für eine erste Einordnung der Maßnahmen. Die Untersuchung einer effizienten Gesamtminderungsstrategie sollte dabei jedoch unbedingt als weiterer Analyseschritt nachfolgen.

Zur Bewertung der relativen Wirtschaftlichkeit der einzelnen Optionen wird im Folgenden eine dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit Hilfe der Barwert-Methode durchgeführt, bei der die während der Nutzungsdauer der Anlage bzw. des Gebäudes anfallenden Kosten mit Hilfe eines kalkulatorischen Zinssatzes¹⁴ von real 5 %/a auf einen gemeinsamen Bezugspunkt diskontiert werden. Die Abschreibungsdauer entspricht hierbei der mittleren technischen Nutzungsdauer der jeweiligen Technik. Als Bezugspunkt wird das Jahr 2010 gewählt.

¹⁴ Der gewählte Kalkulationszinsfuß sollte bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise die Knappheit des Produktionsfaktors Kapital widerspiegeln und im Idealfall dem realen Kapitalmarktzins für langfristige Anlagepapiere entsprechen.

Die Menge an vermiedenem CO₂ hängt ebenso wie die sich hierfür ergebenden Kosten von dem gewählten Vergleichssystem ab. Wird zusätzlich berücksichtigt, dass unterschiedliche Technologien die Nachfrage nach beheiztem Wohnraum, den Strom für elektrische Anwendungen bzw. den Mobilitätsbedarf bereitstellen, sind verschiedene Versorgungsfälle für eine vergleichende Analyse unterschiedlicher CO₂-Minderungsoptionen notwendig.

Für die Bewertung von verschiedenen Energiebereitstellungstechniken wurden verschiedene charakteristische Versorgungsfälle ausgewählt. Neben einem Einfamilienhaus (EFH) mit einem spezifischen Wärmebedarf von 187 kWh/m² bzw. Vollbenutzungsstunden von 1900 h/a, einem Mehrfamilienhaus (MFH) mit einem spezifischen Wärmebedarf von 159 kWh/m² bzw. Vollbenutzungsstunden von 1900 h/a, einem mittleren großen Nichtwohngebäude (NWG) mit einem Wärmebedarf von 117 kWh/m² bzw. Vollbenutzungsstunden von 1600 h/a sowie verschiedenen Stromerzeugungstechnologien¹⁵ wurden ein Pkw der Passat-Klasse und ein Transporter der Sprinter-Klasse¹⁶ untersucht. Als Vergleichssystem wurden im Fall des Einfamilienhauses bzw. des Mehrfamilienhauses der Heizöl-Brennwertkessel der entsprechenden Leistungsgröße und Auslastung, für das Nichtwohngebäude ein Mix von konventionellen Erdgas- und Heizölkesseln, für die Stromerzeugungstechnologien der Strommix des Jahres 2010 in Deutschland, im Fall des Pkw ein Benzinfahrzeug und für den Transporter ein entsprechendes Dieselfahrzeug definiert. Im Weiteren wurden für die Beurteilung die jeweiligen Lebensdauern der Technologien sowie die Energieträgerpreise¹⁷ nach den vom BMWi /BMWi 2011/ veröffentlichten Werten für das Jahr 2010 zugrunde gelegt.

Für die Ermittlung der spezifischen CO₂-Minderungskosten werden die CO₂-Emissionen bzw. Kosten der Koppelproduktion entsprechend der energetischen Allokation bestimmt, d.h. die Kosten und CO₂-Emissionen der Koppelproduktion werden mit den CO₂-Emissionen bzw. Kosten der Referenzsysteme der getrennten Erzeugung verrechnet.

Aufgrund der deutlich gestiegenen Energieträgerpreise und des in den letzten Jahren erzielten Fortschrittes in der Materialeigenschaft von Baumaterialien bzw. -komponenten zur energetischen Sanierung von Wohngebäuden sind die Maßnahmen der Gebäudesanierung im Sanierungszyklus des Ein- und des Mehrfamilienhauses mit negativen CO₂-Vermeidungskosten verbunden (EFH bzw. MFH Gebäudesanierung in Abbildung 2-24).

Brennstoffzellen für Einfamilienhäuser, die mit Erdgas betrieben werden, weisen, basierend auf dem derzeitigen energietechnischen und wirtschaftlichen Entwicklungsstand, relativ hohe

¹⁵ Hierbei wurden für die Vollbenutzungsstunden der Technologien folgende Annahmen getroffen: KWK-Anlagen 4500 h/a; Kond.-Strom Geothermie bzw. GuD 7500 h/a; Wind Offshore 3800 h/a; Wind Onshore 1800 h/a; PV 929 h/a.

¹⁶ Jeweils mit einer jährlichen Fahrleistung von 14.000 km und einer technischen Lebensdauer von 14 a.

¹⁷ Heizöl 64,97 cent/l; Erdgas Haushalt 6,35 cent/kWh; Erdgas Industrie 3,73 cent/kWh; Strom Wärmepumpe 18,02 cent/kWh; Fernwärme 7,68 cent/kWh; Holzpellets 4,57 cent/kWh; Strom (Großhandelspreis) 4,4 cent/kWh

CO₂-Vermeidungskosten auf. Weitaus günstigere CO₂-Vermeidungskosten ergeben sich jedoch bereits im Fall einer Wärmeversorgung von EFH mit einem Erdgas-BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 25 %. Erfolgt die Wärmebereitstellung als Nahwärmeversorgung in einer größeren KWK-Anlage von 2 MW_{el}, resultieren sogar negative CO₂-Vermeidungskosten. Diese sind niedriger als bei Einsatz eines Holzpelletkessels oder einer elektrischen Wärmepumpe. Die Raumwärmebereitstellung in Mehrfamilienhäusern auf Basis von Erdgas-Brennwertkesseln ist mit geringen CO₂-Vermeidungskosten bzw. in Kombination mit solarer Brauchwarmwassererwärmung sogar mit negativen Vermeidungskosten verbunden.

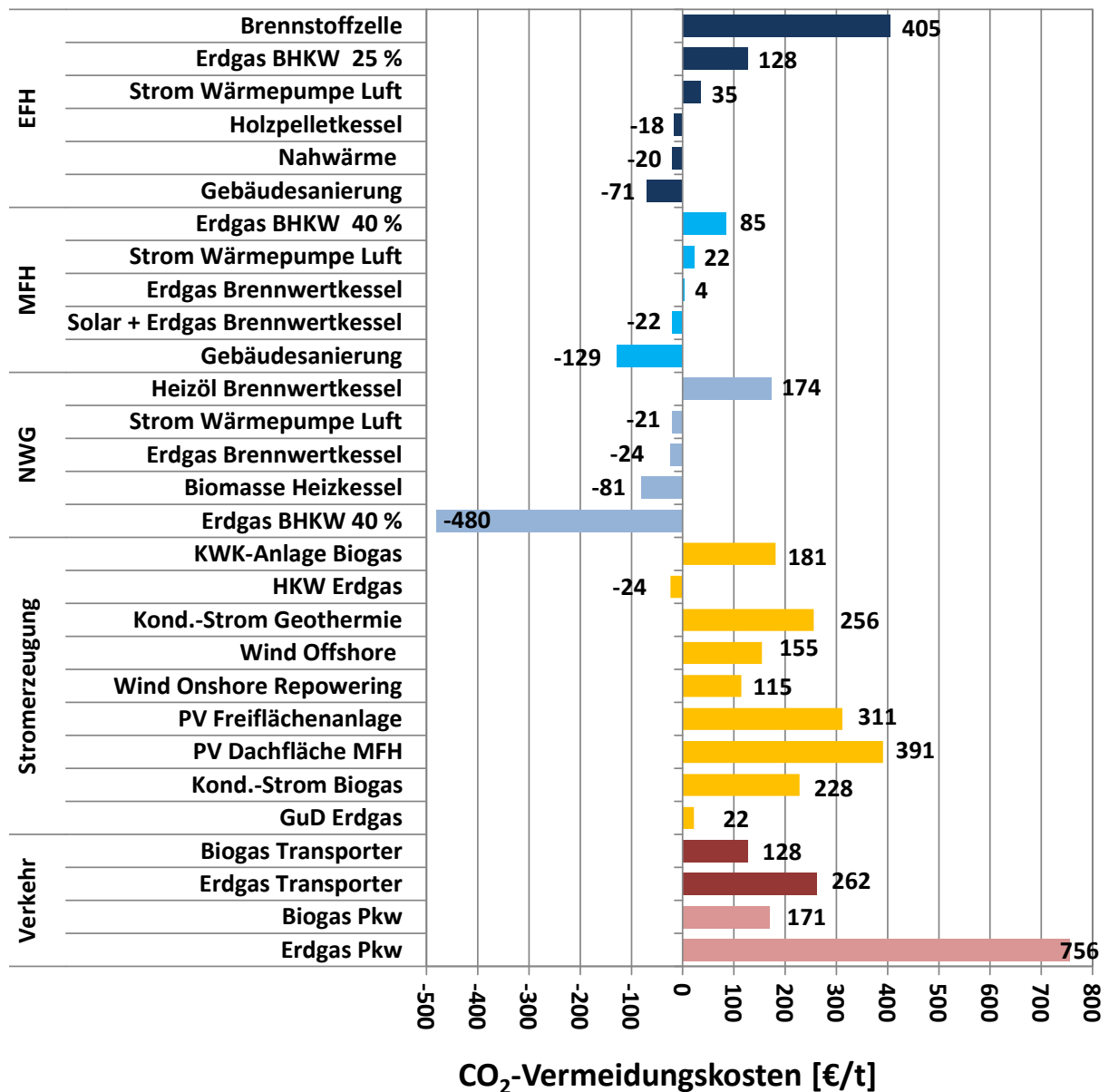


Abbildung 2-24: CO₂-Vermeidungskosten ausgewählter Vergleichstechnologien in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe für das Jahr 2010

Bei Nichtwohngebäuden weist der Einsatz des Heizölbrennwertkessels mit 174 €/t CO₂ heute relativ hohe CO₂-Vermeidungskosten auf. Negative CO₂-Vermeidungskosten entfallen hingegen auf die elektrische Wärmepumpe, den Erdgas-Brennwertkessel bzw. den Biomasse-Heizkessel. Im Vergleich zum Einsatz des BHKW in Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern können aufgrund der mit der Anlagengröße verbundenen Kostendegression der Investitionskosten und des erzielbaren Wirkungsgrades von 40 % deutlich niedrigere CO₂-Vermeidungskosten erreicht werden.

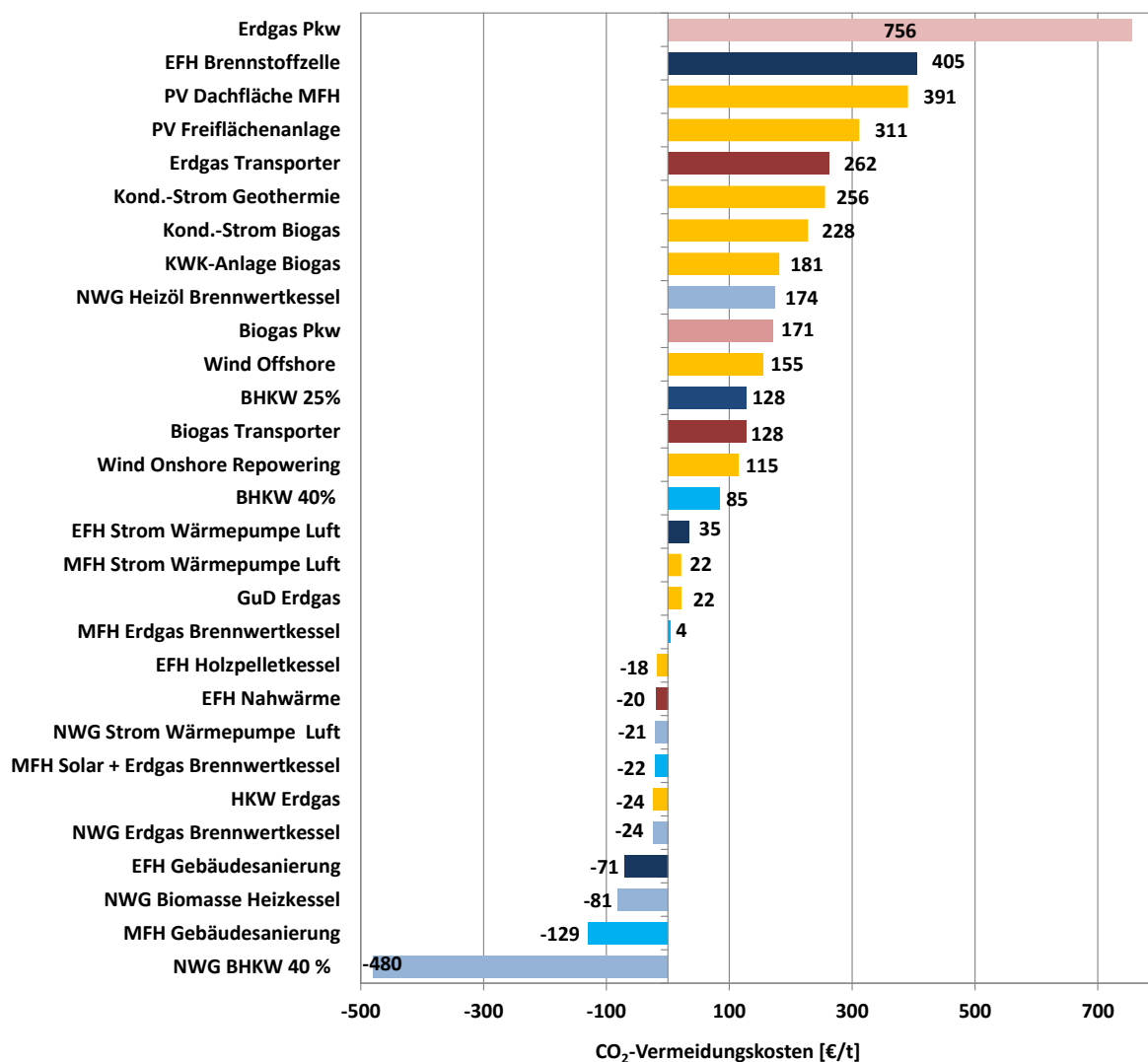


Abbildung 2-25: Geordnete CO₂-Vermeidungskosten ausgewählter Vergleichstechnologien für das Jahr 2010

Im Bereich der Stromerzeugung bietet Erdgas im Vergleich zu den Stromerzeugungstechnologien auf Basis erneuerbarer Energien günstige CO₂-Vermeidungskosten. Der Einsatz von Biogas in KWK-Anlagen zur Stromerzeugung ist aufgrund der derzeitigen Kosten für die Gaserzeugung bzw. der gewählten, derzeit charakteristischen Anlagengröße von 370 kW_{el} teurer als die Windstromerzeugung, jedoch günstiger als die Stromerzeugung in Photovoltaik-Anlagen auf Mehrfa-

milienhäusern bzw. in Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Wird Erdgas nicht nur zur reinen Stromerzeugung sondern in KWK-Anlagen zur gleichzeitigen Wärmeerzeugung eingesetzt, ergeben sich unter den Referenzbedingungen des Jahres 2010 sogar negative CO₂-Vermeidungskosten.

Im Verkehrssektor erweist sich der Einsatz von Erdgas als Kraftstoff für Pkws oder Transporter als vergleichsweise teure Alternative zur CO₂-Vermeidung. Die Ursachen für die hohen CO₂-Vermeidungskosten der Erdgasfahrzeuge liegen primär in ihren höheren Fahrzeug-Investitionskosten im Vergleich zu den ausgewählten konventionellen Benzin (Pkw) bzw. Diesel (Transporter) betriebenen Referenzfahrzeugen, sowie in der vergleichsweise geringen spezifischen CO₂-Einsparung je zurückgelegtem Fahrzeugkilometer. Ein Betrieb der Erdgasfahrzeuge mit Bioerdgas führt zu einer deutlich höheren CO₂-Einsparung als im Erdgasbetrieb und bewirkt sowohl beim Pkw als auch beim Transporter ein Absinken der CO₂-Vermeidungskosten auf unter 200 €/t CO₂.

Im gesamten Ranking der betrachteten CO₂-Vermeidungstechnologien (Abbildung 2-25) gehören unter den Referenzbedingungen des Jahres 2010 emissionsarme ungekoppelte und gekoppelte Wärmeerzeugungsanlagen sowie Maßnahmen zur Energieeinsparung durch Gebäudesanierung zu den kosteneffizientesten Klimaschutzoptionen. Der Energieträger Erdgas bietet in derzeitigen Standardeinsatzfeldern wie z. B. in Erdgas-GuD-Anlagen, Erdgas-Brennwertkesseln ohne und in Kombination mit Solaranlagen oder in Erdgas-GuD-Heizkraftwerken Maßnahmen mit geringen CO₂-Vermeidungskosten, und schneidet aufgrund der geringeren Investitionskosten der Anlagen teilweise besser ab als Heizungsanlagen auf Basis von Biomasse und Strom. Hierbei wird die Bewertung der elektrischen Heizungssysteme im Wesentlichen von der CO₂-Belastung des Strommixes beeinflusst. Insgesamt weisen mit Erdgas betriebene Pkw, aufgrund der hohen Zusatzinvestitionen, mit mehr als 700 €/t CO₂ die höchsten CO₂-Vermeidungskosten aller analysierten Technologien auf. Auch beim Erdgas-Transporter ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten von weit über 200 €/t CO₂, die außer vom Erdgas-Pkw lediglich von der Brennstoffzelle als Heizungstechnologie für Einfamilienhäuser sowie von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern oder auf Freiflächen übertroffen werden.

Die gekoppelte Erzeugung im Erdgas BHKW stellt bei Wärmesenken mit hoher Auslastung eine positive Anwendung im Vergleich der Technologien (vgl. auch Abbildung 2-25) dar. Bis zum Jahr 2020 nimmt dieser Vorteil im Vergleich zu dem jeweiligen ungekoppelten Referenzsystem jedoch ab (vgl. Abbildung 2-26), wenn als Referenzsystem für die Stromerzeugungstechnologien der Mittelwert der spezifischen CO₂-Emissionen des Strommixes aus den Szenarien AI bis AIV des Energiekonzepts der Bundesregierung mit 302 kg CO₂/kWh_{el} /Prognos et al. 2010/ zugrunde gelegt wird. Infolgedessen erhöht sich der Wert der CO₂-Vermeidungskosten des BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 %. Das betrachtete BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 25 % trägt nicht mehr zur CO₂-Minderung bei.

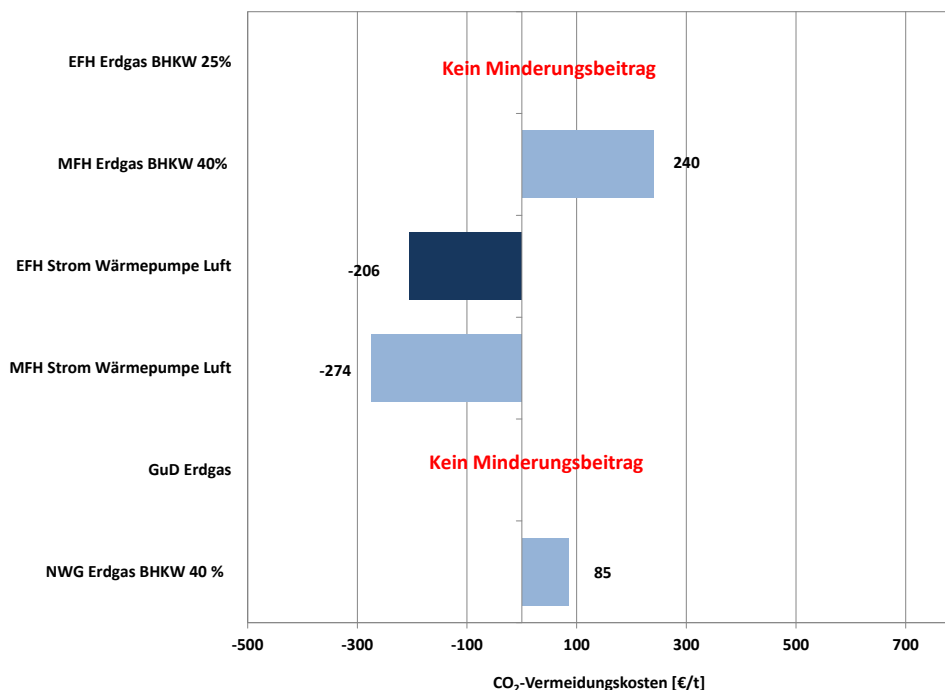


Abbildung 2-26: CO₂-Vermeidungskosten ausgewählter Vergleichstechnologien 2020

Die CO₂-Vermeidungskosten der ungekoppelten Systeme hängen, von der Bezugsenergie, dem Brennstoff oder dem Strommix der Stromerzeugung, die in einen Vergleich eingeht ab. Diese nehmen insbesondere im Fall der elektrischen Wärmepumpen infolge des Zubaus erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Änderungen des Strommixes und der Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades der Kraftwerke in Zukunft tendenziell ab. Gleichzeitig bietet vor allem die Weiterentwicklung der Wärmepumpentechnologie sowohl hinsichtlich höherer Temperaturen als auch der Leistungszahl Möglichkeiten, die Bezugsenergie zu verringern und damit ihre Bilanz hinsichtlich der ökologischen als auch ökonomischen Bewertung zu verbessern.

Für die umweltseitige Bewertung der gekoppelten Erzeugung folgt, dass diese zukünftig in höherem Maße von der Gesamteffizienz der Anlage, deren Stromkennzahl, dem eingesetzten Brennstoff bzw. dem möglichen Einsatz erneuerbarer Energien und der Entwicklung im Bereich der ungekoppelten Erzeugung abhängen wird.

Anhand der Ergebnisse für das BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 25 % wird damit die Bedeutung des für die Berechnung zugrunde gelegten Referenzsystems deutlich. Die Wahl des Referenzsystems sowohl für das Jahr 2010 als auch für das Jahr 2020 ist für den jeweiligen Bezugszeitpunkt naheliegend. Dagegen zeigen die Ergebnisse aber auch, dass wenn die spezifischen CO₂-Emissionen des Strommixes entsprechend den unterstellten Werten zwischen 2010 und 2020 abnehmen, das BHKW nicht über die gesamte technische Lebensdauer einen positiven CO₂-Minderungsbeitrag leisten kann. Dementsprechend wird deutlich, dass für eine Gesamteinordnung der Technologien eine Sensitivitätsanalyse mit Bezug in die Zukunft notwendig ist. Im Weiteren bleiben bei einer Bewertung von CO₂-

Minderungseffekten durch KWK-Anlagen oder andere Techniken mit Referenzsystemen (d.h. z. B. dem Strom- und Wärmemix, der als Vergleich gewählt wird), die Rückkopplungen auf das Energiesystem unberücksichtigt /Blesl, Fahl 2005/.

2.3.2 Ganzheitliche Bewertung von KWK-Anlagen mittels Lebenszyklusanalyse

Im Rahmen der ganzheitlichen Bewertung wird für den gesamten stofflichen und energetischen Lebenszyklus einer Anlage, d.h. vom Bau, über den Betrieb (inklusive Brennstoffbereitstellung) bis zum Rückbau der Anlagen, eine Bilanz erstellt. Die sogenannten Sachbilanzen umfassen alle verwendeten Energieträger und Materialien von der Rohstoffentnahme bis zur Entsorgung/Recycling, alle freigesetzten Emissionen entlang des Lebenszyklus sowie direkt wirkungsrelevante Kenngrößen wie z. B. den Flächenbedarf. Das Ergebnis dieser Sachbilanz sind sogenannte Lebenszyklusinventare, die mit Bezug zur funktionellen Einheit angegeben werden (beispielsweise CO₂-Emissionen je kWh_{el}) (vgl. z .B. auch /Briem et al. 2004/ oder /Blesl et al. 2011/). Sie können für die vergleichende Bewertung von gekoppelten und ungekoppelten Strom- bzw. Wärmeerzeugungsanlagen verwendet werden.

Die Sachbilanzen werden mit Hilfe der Prozesskettenanalyse erstellt. Die hierbei gewählten Systemgrenzen für die Bilanzierung von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien schließen für die vergleichende Betrachtung alle Prozesse und Transporte zur Herstellung, zur Nutzung und zum Rückbau der Anlagen ein. Die für die Herstellung und Nutzung notwendigen Stoffströme, die außerhalb der Systemgrenze liegen, werden über Datensätze erfasst. Bei der stofflichen Verwertung von Abfallstoffen wird nur der Transport zur Verwertungsanlage berücksichtigt. Damit erfolgt eine Betrachtung der Abfallstoffe und des Recyclings nach dem Open-Loop Ansatz und die Allokation nach dem „Cut-off“-Verfahren. Das heißt, das erste Produktsystem trägt die Lasten der primären Produktion und das Recycling wird von den folgenden Produktsystemen getragen. Im Gegensatz dazu wird die stoffliche Entsorgung (Deponierung) und thermische Verwertung (Verbrennung) der Abfallstoffe dem betrachteten Produktsystem angerechnet.

Da im Folgenden entweder reine Stromerzeugungssysteme oder getrennte Strom- und Wärmeerzeugungssysteme mit KWK-Anlagen bzw. -systemen verglichen werden, wird als funktionelle Einheit die vom betrachteten System abgegebene Kilowattstunde Elektrizität [kWh_{el}] betrachtet. Das sich ergebende Bewertungsproblem im Fall der Koppelproduktion besteht darin, dass die produzierte Wärmemenge entweder energetisch oder exergetisch im Gutschriftenverfahren gewichtet werden kann. Bei der energetischen Bewertung werden die erzeugten Strom- und Wärmemengen gleichgewichtig berücksichtigt. Dagegen wird im Fall der exergetischen Bewertung die Wärmeerzeugung mit dem Carnot-Faktor multipliziert. Entsprechend ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse für die getrennte und gekoppelte Erzeugung insbe-

sondere im Fall des Vergleichs von KWK-Systemen mit reinen Stromerzeugungssystemen. Diese Unterschiede werden im Folgenden dargestellt um danach die ganzheitliche Bilanzierung für einen Versorgungsfall anzuwenden, bei dem die Allokationsproblematik nicht auftritt.

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse wurden mit Hilfe der Parametrisierten Lebenszyklusanalyse (vgl. z. B. /Mayer-Spohn 2009/) für ausgewählte innovative KWK-Konzepte erzeugt. Die Parametrisierte Lebenszyklusanalyse berücksichtigt bereits bei der Zusammenstellung der Prozessketten technisch variable Grundparameter (wie z. B. Wirkungsgrade oder Leistungsdaten der Prozesse), die es ermöglichen, die Bilanz z. B. auf eine andere Leistungsgröße oder Effizienzstandard zu transformieren. Eine weitere Anwendungsmöglichkeit der Parametrisierten Lebenszyklusanalyse besteht darin, dass eine Prozesskettenanalyse für Technologien, deren Material- und Energiebilanzen nicht vorliegen, durchgeführt werden kann, indem Komponenten bekannter Technologien umskaliert und zur untersuchten Technologie zusammengesetzt werden.

Aufbauend auf den Sachbilanzen bzw. deren –größen können Wirkungsabschätzungen durchgeführt werden. Wirkungsabschätzungen fassen Sachbilanzgrößen zusammen, um diese anschließend mittels Gewichtungsfaktoren und gegebenenfalls anhand einer festzulegenden Priorisierung zu bewerten und zu diskutieren. Als Größen für die Wirkungspotenziale werden häufig das Treibhausgaspotenzial (im Englischen: Global Warming Potential (GWP)), das Versauerungspotenzial, das Eutrophierungspotenzial, die Inanspruchnahme erschöpflicher Ressourcen und das Gesundheitsrisiko herangezogen. Dabei umfasst das Gesundheitsrisiko Faktoren wie Strahlenbelastung, Ozonbildung und Feinstaubbelastungen und deren Auswirkungen beispielsweise auf Atemwegserkrankungen oder allgemein die Wirkung toxischer Stoffe.

Da der im Folgenden durchgeführte Vergleich einerseits nur Technologien berücksichtigt, deren eingesetzter Energieträger Erdgas ist, und andererseits sich die Technologien im Wesentlichen nur aufgrund der Stromkennzahl und der Gesamteffizienz unterscheiden, wird bis auf das Treibhausgaspotenzial auf eine Ausweisung von Wirkungskategorien verzichtet. Die Emissionen, die als Ergebnis der Sachbilanz ausgewiesen werden, begrenzen sich auf die Referenzsubstanzen, die für die Bestimmung der Wirkungskategorien notwendig sind. Die Referenzsubstanz für die Berechnung des Versauerungspotenzials ist Schwefeldioxid (SO_2), das noch durch die Luftschadstoffe Stickoxide (NO_x) und Ammoniak (NH_3) mit beeinflusst wird. Die bezüglich der Eutrophierung wichtigste Luftschadstoffgruppe sind Stickoxide (NO_x). Durch fossile Stromerzeugungstechnologien ausgelöste Gesundheitsschäden werden hauptsächlich durch NO_x , das die Ozonbildung beeinflusst, durch Schwefeldioxidemissionsbelastungen und die krebsauslösenden Partikelemissionen PM_{10} hervorgerufen. Daher beschränkt sich die Ergebnisdarstellung im Folgenden zum einen auf das GWP und zum anderen auf die SO_2 -, NO_x -, NH_3 - und PM_{10} -Emissionen.

Bezüglich der nachfolgend ausgewiesenen Rohstoffe wird nur eine Auswahl der Ergebnisse dargestellt. Die Auswahl der betrachteten endlichen metallischen Rohstoffe (Eisen, Kupfer, Aluminium bzw. Bauxit) erfolgt im Wesentlichen aufgrund ihrer mengenmäßigen Relevanz zum Bau und Betrieb der unterschiedlichen Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien. Die Auswertung der Sachbilanzergebnisse berücksichtigt die benötigte Menge an primärem Metall aus einer Lagerstätte. Damit wird der durch das Produktsystem zusätzlich in Anspruch genommene Rohstoffaufwand (primärer Rohstoff) betrachtet, ohne dass das bereits in der Technosphäre gebundene Metall nochmals berücksichtigt wird. Das in der Technosphäre gebundene und über Recycling wieder verfügbare Metall substituiert damit bei dieser Vorgehensweise die Inanspruchnahme weiterer primärer Metalle.

Als weitere Ressource in der Wirkungskategorie „Inanspruchnahme nichtenergetischer Rohstoffe“ werden die Aufwendungen von Kies analysiert. Kies hat mengenmäßige Relevanz als Baumaterial und nicht alle geologisch existierenden Vorkommen an Kies sind abbaubar /Frischknecht et al. 2008/. Hinsichtlich des Umweltschutzes stellt Kies ein wichtiges Material für den Schutz und die Bildung von Grundwasser dar.

Der Vergleich der KWK-Anlagen bzw. -Konzepte umfasst sieben gekoppelte Erzeugungsanlagen mit einer jeweiligen thermischen Leistung von 86 MW und eine getrennte Anlage zur Stromerzeugung (Erdgas GuD-Kraftwerk) (vgl. Tabelle 2-11). Hierbei werden sowohl die beiden klassischen Varianten der GuD-KWK-Anlage und der GT mit Abhitzeessel als auch zwei Varianten des STIG-Prozesses (vgl. auch Kapitel 2.3.1 bzw. Abbildung 2-17) und drei Varianten des HAT-Prozesses (vgl. auch Abbildung 2-18) betrachtet. Die KWK-Anlagen unterscheiden sich aufgrund der Stromkennzahl anhand ihrer elektrischen Leistung, hingegen sind die Gesamtwirkungsgraddifferenzen zwischen den verschiedenen Versorgungsvarianten gering. Für die Bestimmung der Lebenszyklusdaten wird eine Vollbenutzungsstundenzahl von 7500 h/a und eine einheitliche Lebensdauer von 35 Jahren zugrunde gelegt, d.h. im Rahmen des Vergleichs wird von einer theoretischen Versorgungsaufgabe ausgegangen. Diese berücksichtigt zum einen nicht, dass für die Befriedigung der Nachfrage meist eine Kombination an Versorgungstechniken, z. B. im Fall der gekoppelten Erzeugung eine Kombination von KWK-Anlage und Kessel, notwendig ist. Zum anderen ist die unterstellte Vollbenutzungsstundenzahl von 7500 h/a für KWK-Anlagen im Vergleich zu der Vielzahl realer Einsatzfälle sehr hoch.

Unterschiede zwischen dem spezifischen Material- und Ressourcenbedarf an Eisen und Aluminium der betrachteten Technologien ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Leistungsgrößen, der Abweichungen im Anlagenbau und der Differenzen in der Stromkennzahl der betrachteten innovativen KWK-Anlagen. Die spezifischen Materialnachfragen für den Abhitzeessel, die Turbinen, die Verrohrung und die Gebäude sind nicht linear proportional zur Feuerungswärmeleistung der Anlagen. Daher resultieren für größere Kraftwerke geringere spezifische Materialaufwendungen. Aufgrund der Wärmeauskopplung in den KWK-Anlagen sind zusätzliche Materialaufwendungen beispielsweise für Wärmetauscher, Dampf- und Heißwas-

serrohrleitungen, für die Wasseraufbereitung und die Regelung notwendig. Im Fall der HAT-Anlagen ist außerdem zusätzlich ein Verdichter in der Materialbilanz enthalten.

Tabelle 2-11: Charakterisierung der analysierten KWK-Konzepte und der getrennten Erzeugung

| | | | KWK-Anlagen | | | | | | | Getrennte Erzeugung |
|-----------------------|-----------------|---------------------|-------------|----------------------------|--------|-----------------------|----------------------------------|---------|---------|---------------------|
| | | | GuD KWK | GT mit Abhitze-kessel (AB) | STIG | | HAT steigende Dampf-einspritzung | | | GuD |
| | | | | | Stand. | max | Stand. | HAT-MIT | HAT-MAX | |
| | | | STIG | STIG-MAX | HAT | HAT-MIT | HAT-MAX | | | |
| KWK + Zusatz-feuerung | el. Leistung | [MW _{el}] | 59 | 40 | 42 | 71 | 86 | 87 | 106 | 1000 |
| | th. Leistung | [MW _{th}] | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | - |
| Gasturbine | Feuerungsleist. | [MW] | 127 | 108 | 111 | 123 | 169 | 169 | 190 | 1667 |
| | el. Leistung | [MW _{el}] | 46 | 40 | 42 | 71 | 86 | 87 | 106 | 610 |
| | η_{el} | [%] | 36 | 37 | 38 | 43 | 50,7 | 51,6 | 55,5 | 37 |
| | th. Leistung | [MW _{th}] | - | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | - |
| | η_{th} | [%] | - | 51,8 | 50,5 | 45,5 | 33,1 | 33,2 | 29,4 | - |
| Dampfturbine | el. Leistung | [MW _{el}] | 13,1 | - | - | - | - | - | - | 390 |
| | η_{el} | [%] | 19 | - | - | - | - | - | - | 41 |
| | th. Leistung | [MW _{th}] | 56 | - | - | - | - | - | - | - |
| KWK-Anlage | Stromkennzahl | [-] | 1,05 | 0,71 | 0,75 | 1,26 | 1,53 | 1,56 | 1,89 | - |
| | η_{ges} | [%] | 90,4 | 88,8 | 88,5 | 88,5 ¹⁾ | 83,8 | 84,8 | 84,9 | 60,0 |
| Zusatzfeuerung | th. Leistung | [MW _{th}] | 30 | 30 | 30 | 30 + 25 ²⁾ | 30 | 30 | 30 | - |
| | η_{th} | [%] | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | - |

¹⁾ Gesamteffizienz der Anlage, d.h. inklusive Zusatzfeuerung

²⁾ Zusatzfeuerung für den STIG-Prozess

Die Aufwendungen für Kupfer sind dagegen weitgehend direkt proportional zur installierten elektrischen Leistung, da diese überwiegend für Generatoren/Transformatoren, die Verkabelung und Steuereinheiten benötigt werden. Daher unterscheidet sich der spezifische Kupferbedarf zwischen den Varianten nur geringfügig.

Kies wird hauptsächlich für die Erdgasbereitstellung (teilweise Pipelineverlegung im Kiesbett) und nur in geringem Umfang beim Bau der Anlagen für die Herstellung von Beton eingesetzt. Der Bedarf an Kies spiegelt daher den Erdgasverbrauch wider.

Im Fall der exergetischen Allokation (vgl. Abbildung 2-27) unterscheiden sich die spezifischen Materialaufwendungen der KWK-Anlagen und die der getrennten Erzeugung (GuD) nicht wesentlich. Das Erdgas-GuD-Kraftwerk schneidet etwas besser ab als die KWK-Anlagen, da der elektrische Wirkungsgrad wesentlich höher ist und dies nicht durch die mit dem Carnotfaktor bewertete Wärmeproduktion ausgeglichen werden kann. Im Weiteren wirkt sich für die KWK-Anlagen negativ aus, dass diese zusätzliche Aufwendungen für die Zusatzfeuerung aufweisen. Dies wird beispielsweise im Vergleich der spezifischen Materialaufwendungen für Kupfer deutlich. In diesem Fall würden die KWK-Anlagen ohne die Aufwendungen für die Zusatzfeuerung besser abschneiden als das Erdgas-GuD-Kraftwerk. Zwischen den

KWK-Anlagen ergibt sich entsprechend der Stromkennzahl eine Rangfolge des spezifischen Materialbedarfs. Daher weisen die HAT-Anlagen beispielsweise geringere Verbräuche an Kies, Eisen und Aluminium auf als die GuD-KWK-Anlage.

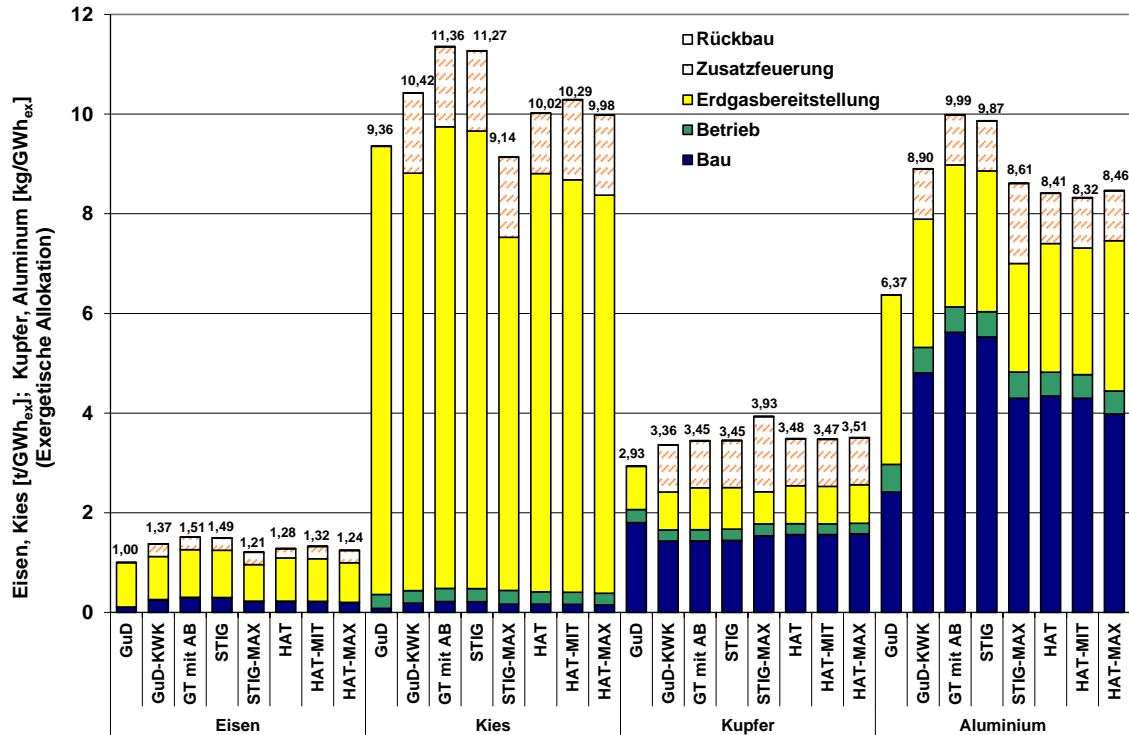


Abbildung 2-27: Spezifischer Materialbedarf bezogen auf die erzeugte Strommenge verschiedener innovativer KWK-Anlagen (exergetische Allokation)

Wird anstatt der exergetischen die energetische Allokationsmethode angewendet, so ändern sich die spezifischen Materialaufwendungen des Erdgas-GuD-Kraftwerkes nicht (vgl. Abbildung 2-28), da die energetische und exergetische Bewertung von Strom identisch ist. Dagegen schneiden in diesem Fall die KWK-Anlagen wesentlich besser ab, da in die Bewertung die Gesamteffizienz der Anlage eingeht bzw. die erzeugte Wärmemenge voll angerechnet wird. Entsprechend wird die Rangfolge der KWK-Anlagen dadurch beeinflusst. Diese Effizienzunterschiede werden vor allem im Fall des Kiesverbrauchs sichtbar, da dieser proportional zum Erdgasverbrauch ist.

Bei realen Versorgungsaufgaben werden häufig sowohl Strom- als auch Wärme nachgefragt. Deshalb werden im Weiteren für eine Versorgungsaufgabe, anstelle der funktionellen Einheit kWh_{el} und Anwendung des Gutschriftverfahrens bei Kuppelprodukten, die kumulierten Emissionen bzw. Materialaufwendungen ermittelt. Es kann somit ohne Anwendung einer Bewertungsmethode direkt ein energetischer Vergleich erfolgen.

Für den Vergleich wird ein typischer industrieller Einsatzfall von KWK-Anlagen in einer Papierfabrik, mit einer durchschnittlichen Produktionsgröße von 100.000 t Papier pro Jahr, analysiert. In derartigen Papierfabriken in Deutschland und der EU27 wird derzeit mehr als 50 %

der Prozesswärmefrage in KWK-Anlagen bereitgestellt. Die Größe der KWK-Anlagen beträgt hierbei um die 50 MW_{th} mit einer Vollbenutzungsstundenzahl von rund 6000 h/a. Der Prozessdampf wird bei einer Temperatur von 180 °C in den Produktionsprozess der Papierfabrik eingekoppelt. Das Temperaturniveau der Wärmefrage liegt hierbei zwischen 90 °C und 130 °C. Im Weiteren wird von einer Stromnachfrage von 700 GWh ausgegangen.

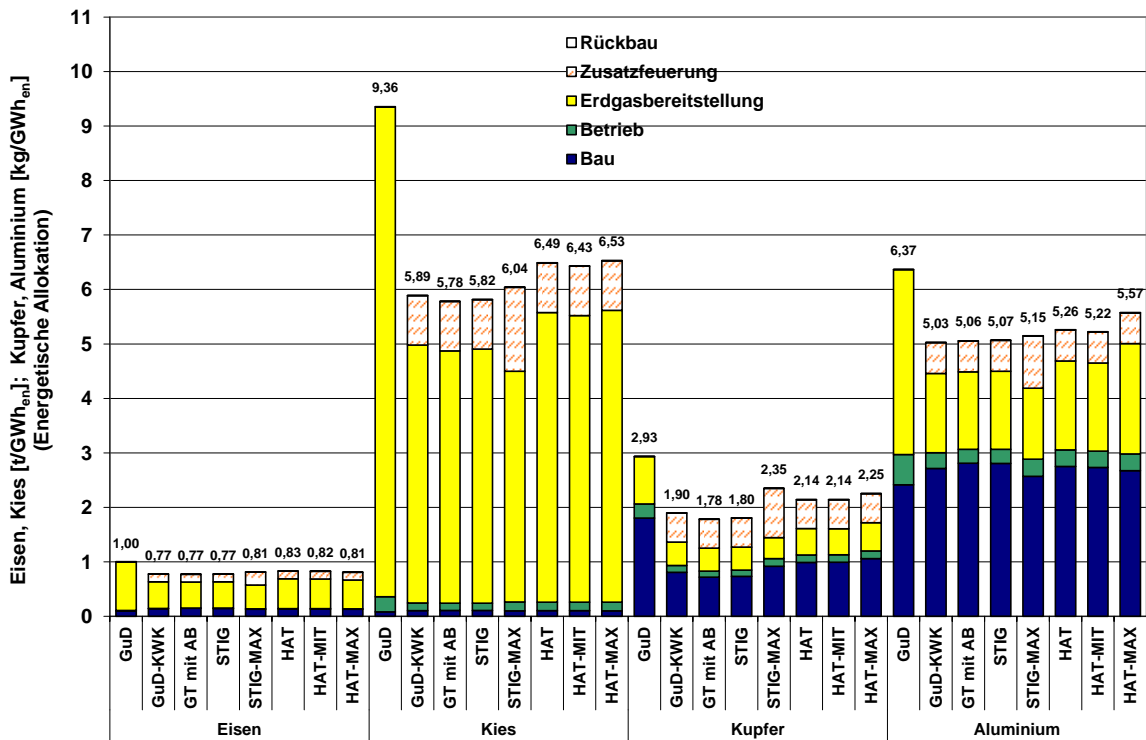


Abbildung 2-28: Spezifischer Materialbedarf bezogen auf die erzeugte Strommenge verschiedener innovativer KWK-Anlagen (energetische Allokation)

Aufgrund der unterschiedlichen Stromkennzahlen der KWK-Anlagen (vgl. Tabelle 2-12) ergeben sich für die verschiedenen Varianten unterschiedliche KWK-Stromerzeugungsmengen bei gleicher Wärmeerzeugung. Die zur Deckung der Stromnachfrage fehlenden Stromerzeugungsmengen werden daher durch den Strombezug aus dem Strommix ausgeglichen.

Tabelle 2-12: Auslegung der gekoppelten und getrennten Erzeugungssysteme für eine Papierfabrik

| | | KWK-Anlagen | | | | | | | Getrennte Erzeugung | |
|--------------------------------------|----------------------|-------------|----------------------------|--------|----------|-------------------------------------|------------------------------|---------|---------------------|-----|
| | | GuD KWK | GT mit Abhitze-kessel (AB) | STIG | | HAT steigende Dampf-einspritzung | | | Heizwerk | GuD |
| | | | | Stand. | Max | Stand. | steigende Dampf-einspritzung | | | |
| | | | | STIG | STIG-MAX | HAT | HAT-MIT | HAT-MAX | | |
| Q max | [MW _{th}] | 85,8 | 85,8 | 85,8 | 85,8 | 85,8 | 85,8 | 85,8 | | |
| Q KWK | [MW _{th}] | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 0 | |
| Q Zusatzfeuerung | [MW _{th}] | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 86 | |
| Vollbenutzungsstunden KWK | [h/a] | 6000 | 6000 | 6000 | 6000 | 6000 | 6000 | 6000 | 0 | |
| Vollbenutzungsstunden Zusatzfeuerung | [h/a] | 3687 | 3687 | 3687 | 3687 | 3687 | 3687 | 3687 | 5190 | |
| Wärmenachfrage | [GWh _{th}] | 445,6 | 445,6 | 445,6 | 445,6 | 445,6 | 445,6 | 445,6 | 445,6 | |
| davon | | | | | | | | | | |
| KWK | [GWh _{th}] | 334,8 | 334,8 | 334,8 | 334,8 | 334,8 | 334,8 | 334,8 | 0,0 | |
| Zusatzfeuerung | [GWh _{th}] | 110,8 | 110,8 | 110,8 | 110,8 | 110,8 | 110,8 | 110,8 | 445,6 | |
| KWK | [GWh _{el}] | 352 | 239 | 252 | 423 | 513 | 521 | 632 | | |
| GuD | [GWh _{el}] | | | | | | | | 700 | |
| Strombezug | [GWh _{el}] | 348 | 461 | 448 | 277 | 187 | 179 | 68 | | |

Das Niveau des Materialbedarfs der verschiedenen Versorgungsvarianten unterscheidet sich aufgrund des gegebenen Leistungsbedarfs für die Versorgung der Papierfabrik nur geringfügig (vgl. Abbildung 2-29).

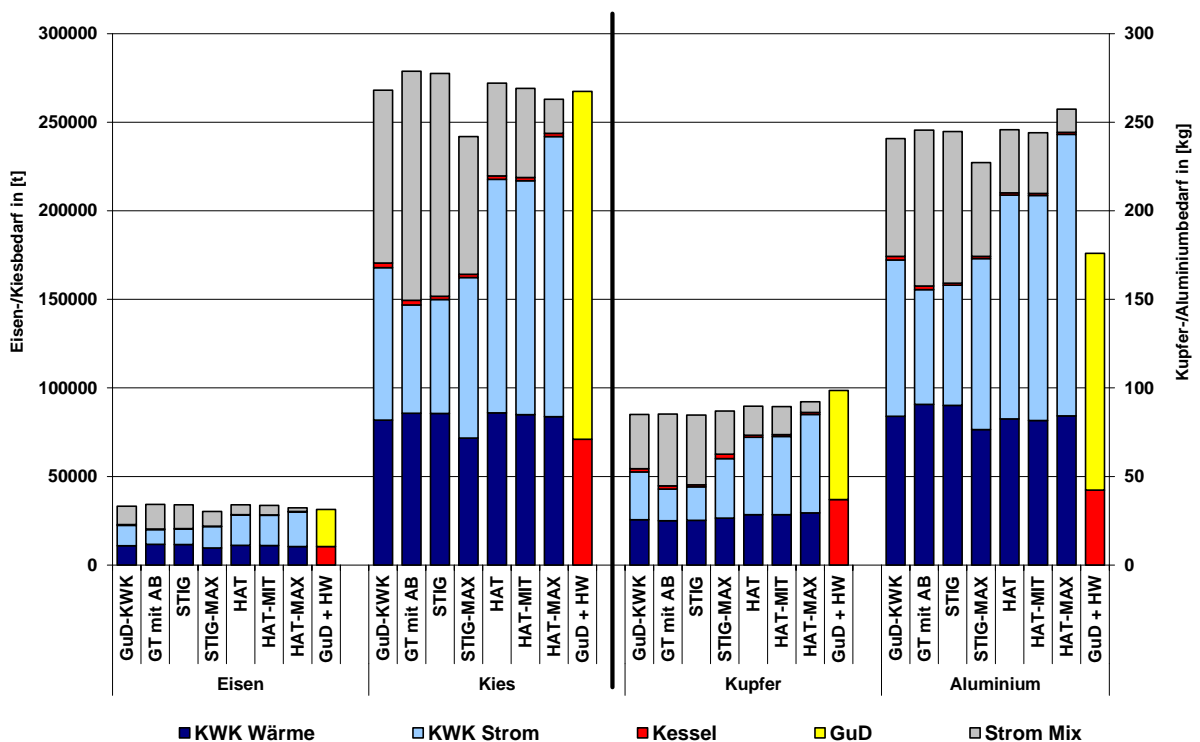


Abbildung 2-29: Materialbedarf der verschiedenen gekoppelten und getrennten Versorgungskonzepte für eine Papierfabrik

Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Versorgungsvarianten werden vor allem beim Vergleich der Emissionen (vgl. Abbildung 2-30) sichtbar. Dabei wird der Hauptteil der CO₂-Emissionen in allen Varianten durch den Einsatz von Erdgas als Energieträger hervorgerufen. Ein nur geringer Anteil des Erdgases bzw. fossiler Energieträger wird hingegen für den Bau und die Entsorgung eingesetzt. Daher spiegelt die Rangfolge der CO₂-Emissionen die Rangfolge der Gesamteffizienz der Konzepte wider.

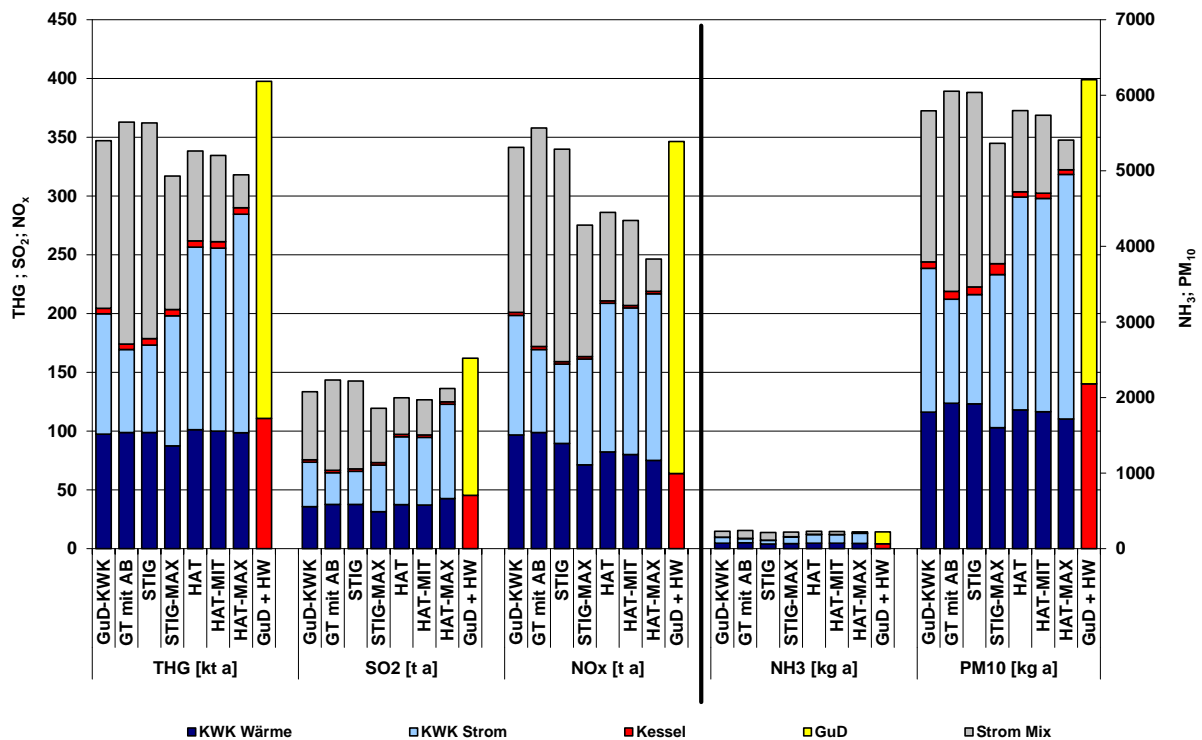


Abbildung 2-30: THG- und Schadstoffemissionen der verschiedenen gekoppelten und getrennten Versorgungskonzepte für eine Papierfabrik

Die spezifischen NO_x-Emissionen sind bei den innovativen KWK-Anlagen (STIG und HAT) aufgrund der Dampfeinspritzung in den Verbrennungsprozess der Gasturbine am geringsten. Da Erdgas nur einen sehr geringen Anteil an Schwefel enthält, sind die direkten SO₂-Emissionen aller Versorgungsvarianten vor allem auf die Emissionen für den Bau zurückzuführen. Der hauptsächliche Anteil der PM₁₀ Emissionen stammt aus der Herstellung der Materialien bzw. deren Weiterverarbeitung. Die Ammoniak (NH₃)-Emissionen fallen insgesamt am geringsten aus, da diese nicht direkt beim Verbrennungsprozess freigesetzt werden, sondern durch vorgelagerte Prozesse des Baus (hier vor allem der Stahlerzeugung) und bei der Bereitstellung des Brennstoffes entstehen.

Der Vergleich der Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse in Abhängigkeit des gewählten Bewertungsansatzes der energetischen Allokation, der exergetischen Allokation oder der Betrachtung von Versorgungsaufgaben zeigt deutlich auf, dass dieser bezüglich der Rangfolge

der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugungskonzepte einen erheblichen Einfluss hat. Im Fall der KWK-Anlagen führt die Verbesserung der Stromkennzahl, bei gleichbleibender Gesamteffizienz, in allen Fällen zu einer Reduktion der spezifischen Emissionen. Die Ergebnisse mittels des Bewertungsansatzes der energetischen Allokation und der Bewertung anhand der Versorgungsaufgabe sind vergleichbar.

Eine pauschale Übertragung des Bewertungsergebnisses, d.h. dass KWK-Anlagen gegenüber der getrennten Erzeugung grundsätzlich Vorteile aufweist, ist für Deutschland oder die EU27 nicht möglich, da die Versorgungsaufgabe der Papierfabrik im Energiesystem von Deutschland oder der EU27 nur eine von vielen Versorgungsaufgaben ist.

Die Ergebnisse der ganzheitlichen Bilanzierung haben aufgezeigt, dass die Bewertungsreihenfolge beispielsweise der verschiedenen Varianten der STIG- oder HAT-Anlagen von deren Stromkennzahl abhängt. Umgekehrt bedeutet dies, dass das Ergebnis der Bewertung der KWK-Anlagen von der Wahl der Versorgungsaufgabe abhängt.

2.3.3 Bewertung von gekoppelten und ungekoppelten Erzeugungsanlagen anhand einer gegebenen Wärmeversorgungsaufgabe und der Variation der Stromnachfrage

Der Vergleich der gekoppelten und getrennten Erzeugungssysteme kann zusätzlich an Hand einer gegebenen Wärmeversorgungsaufgabe und mittels Variation der Stromnachfrage durchgeführt werden. Bei der Wärmeversorgungsaufgabe handelt es sich um ein Fernwärmeversorgungsgebiet, das durch eine hohe Wärmeverbrauchsichte gekennzeichnet ist, so dass ein Einsatz von großen GuD-KWK-Anlagen im Bereich $100 \text{ MW}_{\text{el}}$ und größer möglich ist.

Entsprechend sind innerhalb des Versorgungsgebietes vor allem große und kleine Mehrfamilienhäuser und nur vereinzelt Einfamilienhäuser mit Raumwärme und Brauchwarmwasser zu versorgen.

Das Versorgungsgebiet wird entweder zu 100 % zentral mittels eines Fernwärmeversorgungssystems (KWK-Anlage + Heizwerk) oder zu 100 % dezentral durch Einzelheizungen versorgt. Für die Auslegung wurde ein typischer Lastverlauf bzw. eine Dauerlinie der Wärmenachfrage eines innerstädtischen Versorgungsgebietes zugrunde gelegt. Bei der Variation des Verhältnisses zwischen Strom- und Wärmeverbrauch wird der Wärmebedarf als konstant angenommen und der Stromverbrauch entsprechend variiert. Alle Komponenten (Erzeugung, Verteilung, Übergabe und Umwandlung zur Nutzenergie) der Versorgungssysteme werden energetisch bilanziert. Entsprechend werden beispielsweise für die Verteilungsverluste der Fern- bzw. Nahwärme 11 % bzw. 8 % und für die Verteilungsverluste des Stromes im Falle einer getrennten Erzeugung 4 % und bei einer gekoppelter Erzeugung 2 % zugrunde gelegt.

Tabelle 2-13: Technische und ökonomische Parameter der getrennten und gekoppelten Erzeugungssysteme

| Technologie | spez. Investitionskosten | fixe Betriebskosten | sonst. var. Betriebskosten | Jahresnutzungsgrad/COP | CO ₂ -Emissionen |
|-----------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|------------------------|-----------------------------|
| | [EUR/kW] | [EUR/kW a] | [EUR/MWh] | | [kg/GJ _{in}] |
| Gekoppelte Erzeugung | | | | | |
| Erdgas-BHKW (2 * 1MW) | 700 | 35 | 7,7 | el. 39; th. 50 | 55 |
| Biogas-BHKW (0,37 MW) | 3585 | 455 | 13,4 | el. 39; th. 45 | 0 |
| Steinkohle-HKW (200MW) | 1900 | 166 | 1,3 | el. 35; th. 50 | 92 |
| Erdgas-GuD-HKW (200MW) | 840 | 195 | 7,7 | el. 45; th. 45 | 55 |
| Stromerzeugung | | | | | |
| Erdgas-GuD (700MW) | 700 | 20 | 1,1 | 57,6 | 55 |
| Strommix D 2010 | - | | 4,4 | 36,8 | 57 |
| Wärmebereitstellung | | | | | |
| Erdgas-Spitzenkessel | 92 | 2,56 | 0,13 | 90 | 55 |
| Wärmemix D 2010 | - | | | 90 | 63 |

Beispielhaft werden hier fünf KWK-Systeme, bestehend aus einer KWK-Anlage – einem Erdgas-BHKW, einem Biogas BHKW, einem Steinkohleheizkraftwerk, eine Erdgas-GuD-KWK-Anlage, – und einem Erdgas-Heizwerk bzw. einer elektrischen Wärmepumpe zur Spitzenlast-Abdeckung betrachtet. Diese werden mit sechs Optionen zur getrennten Erzeugung verglichen: einem Erdgas-GuD-Kondensations-Kraftwerk zur Stromerzeugung mit Erdgas-Brennwärtskesseln, einer Erdgas Wärmepumpe, einer elektrischen Wärmepumpe ohne und in Kombination mit einer solarthermischen Anlage zur Wärmeerzeugung, dem Strom- und Wärmemix aus Deutschland und dem Strommix Deutschland und einer Holzpellettheizung. Die zugrunde gelegten technischen und ökonomischen Parameter sind in Tabelle 2-13 und Tabelle 2-14 zusammengefasst.

Der Vergleich der direkten spezifischen CO₂-Emissionen pro erzeugter Energieeinheit (Wärme und Elektroenergie) (Abbildung 2-31) in Abhängigkeit vom Verhältnis des Strom- zum Wärmeverbrauchs fällt hinsichtlich der verschiedenen Versorgungstechnologien sehr unterschiedlich aus.

Da die Effizienz der getrennten Stromerzeugung geringer ist als die der Wärmeerzeugung, steigen alle Linien der getrennten Systeme bei zunehmendem Stromverbrauch an. Bei den Anlagen zur gekoppelten Erzeugung aus Erdgas nehmen dagegen die CO₂-Emissionen mit Erhöhung des Verhältnisses von Strom zu Wärme ab. Zwar haben die KWK-Anlagen den gleichen Brennstoffnutzungsgrad wie das erdgasgefeuerte Spitzenheizwerk, da jedoch die Verteilungsverluste für Elektrizität geringer sind als für Wärme, verringert sich der Brennstoffeinsatz bezogen auf die bereitgestellte Nutzwärme bei Erhöhung des Stromanteils.

Tabelle 2-14: Technische und ökonomische Parameter der Heizungssysteme in Wohngebäuden

| Technologie | spez. Investitionskosten | fixe Betriebskosten | sonst. var. Betriebskosten | Jahresnutzungsgrad/COP | CO ₂ -Emissionen |
|---|--------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------------|
| | [EUR/kW] | [EUR/kW a] | [EUR/MWh] | | [kg/GJ _{in}] |
| EFH (th. Leistung 12 kW, 1900 Vollbenutzungsstunden) | | | | | |
| Erdgas Brennwertkessel | 565 | 20,4 | 1,1 | 100 | 55 |
| Erdgas BHKW | 1215 | 35 | 1,1 | el. 25; th. 61 el. 40; th. 46 | 55 |
| Erdgas Wärmepumpe Luft | 930 | 16,6 | 1,1 | COP 1,6 | 55 |
| Fernwärme Kompaktstation | 365 | 10 | 1,1 | 97 | 0 |
| Holzpellet-Heizkessel | 975 | 33 | 1,1 | 87 | 0 |
| Strom Wärmepumpe Luft | 845 | 13,3 | 1,1 | COP 3,3 | 160 |
| Strom Wärmepumpe Luft + Solar | 2180 | 20,8 | 1,4 | COP 3,3 | 160 |
| MFH (th. Leistung 38,4 kW, 1900 Vollbenutzungsstunden) | | | | | |
| Erdgas Brennwertkessel | 230 | 11,7 | 1,5 | 101 | 55 |
| Erdgas BHKW | 1000 | 35 | 1,5 | el. 25; th. 61 el. 40; th. 46 | 55 |
| Erdgas Wärmepumpe Luft | 520 | 10,4 | 1,5 | COP 1,6 | 55 |
| Fernwärme Kompaktstation | 130 | 8,5 | 1,5 | 97 | 0 |
| Holzpellet-Heizkessel | 535 | 15,6 | 1,5 | 87 | 0 |
| Strom Wärmepumpe Luft | 435 | 10 | 1,5 | COP 3,3 | 160 |
| Strom Wärmepumpe Luft + Solar | 1750 | 12 | 2,4 | COP 3,3 | 160 |

Im Wesentlichen weist der Vergleich der direkten spezifischen CO₂-Emissionen pro erzeugter Energieeinheit drei Effekte auf. Der erste Effekt kann als CO₂-Effekt des eingesetzten Brennstoffes bezeichnet werden. Dieser wird beispielsweise im Fall der verschiedenen betrachteten KWK-Anlagen in Kombination mit einem Heizkessel deutlich. Der energetische Gesamtwirkungsgrad der Systeme bestehend aus BHKW, GuD-KWK-Anlage oder Steinkohle-Heizkraftwerk in Kombination mit dem Erdgasheizwerk ist nahezu identisch. Die Differenz zwischen den spezifischen CO₂-Emissionen des BHKW mit Biogas und Erdgas als Brennstoff oder der Erdgas-GuD-KWK-Anlage basiert auf dem C-Gehalt der Brennstoffe. Der Anstieg der spezifischen CO₂-Emissionen im Fall des Steinkohle-Heizkraftwerks und Erdgas-Spitzenheizwerks ist in der Erhöhung der Stromproduktion begründet. Steigt die Stromnachfrage an, kommt zunehmend Steinkohle zum Einsatz, dessen spezifische CO₂-Emissionen deutlich höher sind als die des Erdgases. Allerdings ist der Anstieg der direkten Emissionen geringer als beim deutschen Strom- und Wärmemix 2010, so dass die gekoppelte Erzeugung mit Steinkohle für höhere Verhältnisse der Strom- zur Wärmenachfrage etwas günstigere Werte aufweist.

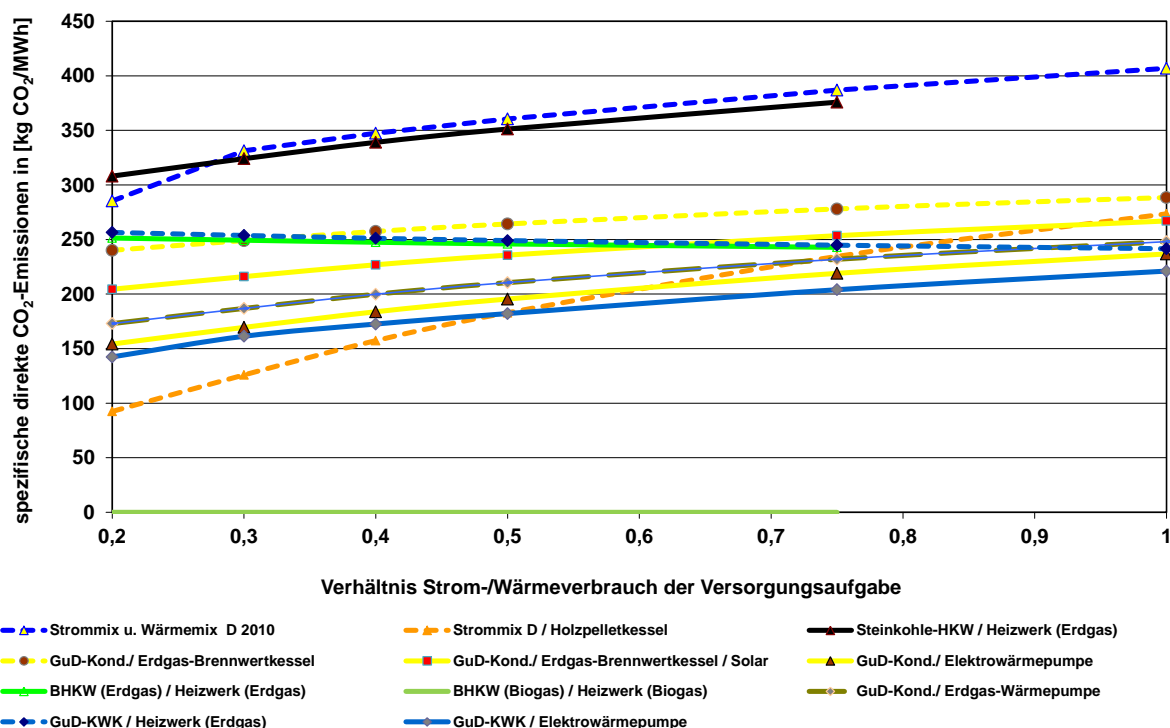


Abbildung 2-31: Spezifische direkte CO₂-Emissionen verschiedener getrennter und gekoppelter Erzeugungssysteme in Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe

Auch bei der getrennten Erzeugung aus Erdgas nehmen die CO₂-Emissionen mit Erhöhung des Stromanteils zu. Allerdings liegen die Werte für den Strom- und Wärmemix (ca. 400 kg CO₂/MWh bei Strom-/Wärmeverbrauch 1,0) und beim gekoppelten System auf Basis von Steinkohle und Erdgasheizwerk (ca. 380 kg CO₂/MWh bei Strom-/Wärmeverbrauch 0,75) am höchsten. Dies macht deutlich, dass der eingesetzte Brennstoff einen wesentlichen Einfluss auf den ökologischen Vergleich einer gekoppelten und einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung ausübt.

Der zweite Effekt spiegelt den Gesamtwirkungsgrad- oder Effizienzeffekt hinsichtlich der eingesetzten Bezugsenergie wider. Er beruht im Wesentlichen darauf, dass durch einen geringeren spezifischen Energieverbrauch aufgrund eines höheren Gesamtwirkungsgrads, bzw. durch einen hohen Gesamtwirkungsgrad bei gleichzeitigem teilweisem Einsatz erneuerbarer Energien, im Vergleich zu Alternativen weniger fossile Energie eingesetzt wird und somit geringere spezifische CO₂-Emissionen entstehen. Dies wird am Vergleich der Kombination bei getrennter Erzeugung aus Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerk und den verschiedenen Optionen der Wärmeerzeugungstechnologien (Erdgas-Brennwertkessel, Erdgas-Wärmepumpe und Elektrowärmepumpe) deutlich. Da einerseits der energetische Gesamtwirkungsgrad für die reine Wärmeerzeugung am größten ist und andererseits die Wärmepumpe mit der nur teilweisen Nutzung fossiler Bezugsenergie und überwiegender Nutzung von Umgebungs-

wärme bei geringem Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeverbrauch proportional stärker eingesetzt wird, steigen alle Kurven der getrennten Erzeugung an.

Als weiterer Effekt kann die Kombination der effizientesten konkurrierenden gekoppelten und getrennten Technologien angeführt werden. Im Fall der hier betrachteten Versorgungssysteme sind diese die GuD-KWK-Anlage in Kombination mit der Wärmepumpe die jedoch als Heizwerk für die Fernwärmeversorgung eingesetzt wird. D.h. die KWK-Anlage produziert nicht nur den von der Versorgungsaufgabe nachgefragten Strom, sondern liefert zusätzlich Strom für die elektrische Wärmepumpe. Infolgedessen kann auch bei geringer Stromnachfrage der Versorgungsaufgabe Wärme mittels der KWK-Anlagen bereitgestellt werden, da der zusätzlich erzeugte Strom zur Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpe eingesetzt wird. Insgesamt fällt die CO₂-Bilanz günstig aus, da die Elektrowärmepumpe Umgebungswärme nutzt. Im Vergleich zur Versorgungskombination mit dem Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerk tritt der Effekt auf, dass die Stromerzeugung in Kombination mit der Wärmeerzeugung mit einem Gesamtwirkungsgrad von 90 % erfolgt anstatt mit 60 % im getrennten Fall.

Dass Techniken mit niedrigem spezifischen Umwandlungsgrad nicht automatisch bei der Bewertung der CO₂-Emissionen schlechter sind, zeigt das Beispiel der Versorgungstechnik Strommix D in Kombination mit dem Holzpelletkessel auf. Es wird deutlich, dass der effektive spezifische C-Gehalt des eingesetzten Brennstoffes größere Auswirkungen als der bis zu 10 %-Punkte schlechtere Umwandlungsgrad hat.

Hinsichtlich der effizienten Nutzung der Bezugsenergie¹⁸ weisen die Versorgungsvarianten mit Wärmepumpen die höchsten Werte auf (vgl. Abbildung 2-32). Da die Leistungszahl der elektrischen Wärmepumpe, d.h. der genutzte Anteil der Umgebungswärme, höher ist als die der Erdgas-Wärmepumpe, ergibt sich hierbei die entsprechende Reihenfolge. Die Bezugsenergieeffizienz der KWK-Anlagen (fossile und auf Basis erneuerbarer Energien) ohne Nutzung der Wärmepumpe liegt für das Gesamtsystem bei rund 80 % unabhängig vom Verhältnis der Strom- zur Wärmenachfrage der Versorgungsaufgabe. Im Bereich eines Verhältnisses unter 0,3 ist die Kombination von GuD und Brennwertkessel effizienter. Wird bei dieser Kombination zusätzlich die solare Brauchwarmwassererwärmung eingesetzt, schneidet diese bis zu einem Verhältnis von 0,6 hinsichtlich der eingesetzten Bezugsenergie besser ab.

Die Analyse anhand der Versorgungsaufgaben zeigt, dass je besser die Stromkennzahl der Nachfrage der Versorgungsaufgabe mit der Stromkennzahl der KWK-Anlage sowohl absolut als auch zeitlich übereinstimmt, umso besser fällt der energetische und ökologische Vergleich für die KWK-Anlage aus.

Die Bewertung von gekoppelter und ungekoppelter Erzeugung anhand einer gegebenen Wärmeversorgungsaufgabe und der Variation der Stromnachfrage hat gezeigt, dass die Nutzung

¹⁸ Die Bezugsenergie ist die Energie, die der Verbraucher gegen Entgelt bezieht, d.h. Energien aus regenerativen Quellen, die im Eigenaufkommen gewonnen werden (wie z.B. Umgebungswärme oder Solarenergie), werden hierbei nicht berücksichtigt.

der Kraft-Wärme-Kopplung dazu beitragen kann, die Umweltwirkungen der Nutzenergiebereitstellung zu verringern. In Fällen eines niedrigen Verhältnisses von Strom- zu Wärmefachfrage kann jedoch eine getrennte Erzeugung mit geringeren Umweltbelastungen verbunden sein als beispielsweise eine erdgasgefeuerte KWK-Anlage. Demzufolge kann keine allgemeingültige Aussage getroffen werden.

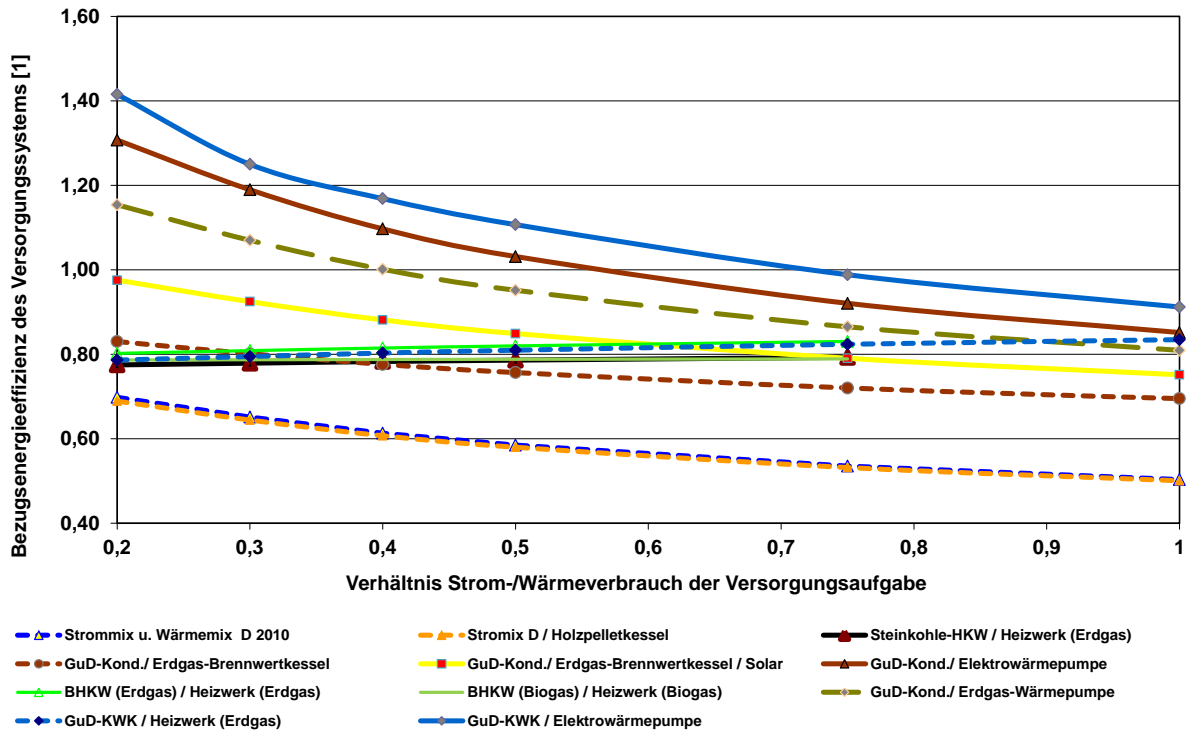


Abbildung 2-32: Bezugsenergieeffizienz verschiedener getrennter und gekoppelter Erzeugungssysteme in Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe

Durch die Verwendung von Versorgungsaufgaben können teilweise die Unterschiede in den technischen und ökonomischen Eigenschaften der gekoppelten oder getrennten Strom- und Wärmeversorgungstechniken und der Integration in Versorgungssysteme durch die Variation der Strom- und Wärmefachfrage herausgearbeitet werden. Infolgedessen kann eine Rangfolge ohne die Verwendung von Referenztechniken abgeleitet werden. Hieraus können jedoch keine Aussagen hinsichtlich des technischen Einsatzpotenzials oder der damit verbundenen Umweltwirkung bzw. ihrer Wettbewerbsfähigkeit abgeleitet werden. Erst durch die Betrachtung des gesamten Energiesystems und den Wechselwirkungen zwischen den Sektoren kann eine integrale Bewertung einer Technologie durchgeführt werden. Bei der Energiesystemanalyse werden beispielsweise die Rückwirkungen eines erhöhten Einsatzes einer gekoppelten oder ungekoppelten Stromerzeugungstechnik und die damit eventuell verbundene Verteuerung oder Verbilligung der Strom- bzw. Wärmeerzeugung auf Nachfrageänderungen in den End-

energieverbrauchssektoren abgebildet werden. Im Folgenden wird daher auf die Modellierung des Wärmemarktes in Energiesystemmodellen näher eingegangen.

3 Modellierung des Wärmemarkts in Energiesystemmodellen

Im Wärmemarkt konkurrieren Wärmeversorgungssysteme auf Basis leitungs- und leitungsungebundener Energieträger mit Maßnahmen zur Reduktion der Nutzenergienachfrage nach Wärme. Für leitungsgebundene Energieträger ist die geographische Verteilung von Energieerzeugung und -bedarf von entscheidender Bedeutung für die Verdichtung und Erschließung von Gebieten. Je geringer die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit der Versorgungsoptionen sind, desto wichtiger wird für die Bewertung von Alternativen die Berücksichtigung der räumlichen Verteilung von Energieerzeugung und -bedarf. Gleichzeitig kann durch eine nachträgliche städtische Neuordnung in Form einer Änderung des Bebauungsplanes die Wirtschaftlichkeit ins Negative umkehren, wenn diese nicht bereits aktiv in den Energieplanungsprozess integriert wurde.

Fragen bezüglich der CO₂-neutralen Wärmebereitstellung erfordern Lösungsansätze hinsichtlich der Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien oder CO₂-neutraler Sekundärenergieträger (z. B. Strom oder Fernwärme), der Reduktion des spezifischen Energieverbrauchs, beispielsweise durch die Absenkung des Temperaturniveaus der Heizungssysteme, und der Kopplung verschiedener Erzeugungs- und Speichertechnologien. Hierbei sind das gegebenenfalls beschränkte Potenzial erneuerbarer Energien, deren konkurrierende Nutzungsanwendungen ebenso wie die Wechselwirkungen der Energieerzeugung und -nachfrage in den anderen Sektoren zu berücksichtigen.

Um die Interaktionen im Energiesystem hinsichtlich der konkurrierenden Energiebereitstellungssysteme und deren Nachfrage, der energieeffizienten Allokation begrenzter Energiepotenziale oder alternativer Verwendungsoptionen zu analysieren, wurden Energiesystemmodelle entwickelt. Beispielvertreter solcher Energiesystemmodelle sind IKARUS /Weber 2010/, MESSAGE /Messner und Strubegger 1995/, MARKAL oder TIMES. Mit Hilfe dieser flexiblen Modellansätze lassen sich das gesamte Energiesystem vom Primärenergieträger bis zur Energiedienstleistung, aber auch einzelne Sektoren, wie der Strom- und Fernwärmeerzeugungssektor, technologisch detailliert abbilden.

In Bezug auf die Modellierung des Wärmemarktes kann zwischen drei Ebenen unterschieden werden: die nationale oder europäische, die regionale und die räumlich disaggregierte. Auf den verschiedenen Modellierungsebenen können unterschiedliche Fragestellungen beantwortet werden. Obwohl eine höchst mögliche räumliche Detaillierung auch auf nationaler oder europäischer Ebene wünschenswert ist, übersteigt in diesem Fall die Anzahl der Variablen, die derzeit hierfür verfügbare Rechenleistung.

Um Aussagen hinsichtlich der Potenziale einzelner Energieträger und Technologien im Wärmemarkt auf europäischer oder nationaler Ebene zu erhalten, insbesondere mit Ausblick auf das Jahr 2030 bzw. 2050, eignet sich beispielsweise das in Kapitel 3.1 beschriebene europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU.

Energiesystemmodelle sind in der Regel Punktmodelle. Sie weisen keine Funktion zur Berücksichtigung geographischer Verteilungen auf. Die räumliche Verteilung von Energieerzeugung und -bedarf kann in Punktmodellen nur durch die Untergliederung in Bedarfe einzelner Gebiete bzw. Sektoren verallgemeinert berücksichtigt werden. Daher wurde im Rahmen der AGFW-Hauptstudie „Pluralistische Wärmeversorgung“ das Optimierungsmodell TIMES-D zu einem Mehrregionenmodell von Deutschland erweitert, indem Raumkategorien für den Wärmemarkt eingeführt wurden /Blesl et al. 2004b/ /Blesl et al. 2004c/. Hierdurch wird ein regionaler Bezug zwischen Fern-/Nahwärmeerzeugungsanlage und einem Versorgungsgebiet abgebildet. Entsprechend der Anzahl von Raumkategorien werden pro Raumkategorie die Erzeugungs-, Verteilungs- und Verbrauchsstrukturen separat als im Wärmemarkt unabhängige Netze abgebildet. Die unterschiedlichen Wärmeversorgungsaufgaben mit der möglichen Kombinationsvielfalt der bereits eingesetzten und zukünftigen Techniken können so abgebildet werden. Ähnliche Konzepte wurden in jüngster Zeit auch zur Abbildung des Ausbaus der erneuerbaren Energien bis hin zur Auflösung auf Gemeindeebene /Schmid, Beer 2010/ entwickelt. Hauptvoraussetzung für die Anwendung dieser Modellansätze ist die konsistente Bereitstellung der regionalisierten Daten.

Die Modellierung von Wärmeversorgungskonzepten auf lokaler Ebene erfordert eine räumlich detaillierte Erfassung und gesamtheitliche Bewertung aller leitungs- und leitungsungebundenen Optionen unter Einbeziehung möglicher Einsparoptionen. In Kapitel 3.2 wird als ein Vertreter der Modelle, die für die Modellierung kommunaler Energiesysteme eingesetzt werden, das Modell TIMES Local kurz charakterisiert, das in einer Reihe von Fallstudien bzw. für kommunale Energieversorgungskonzepte angewendet wurde.

3.1 Das Pan-Europäische Energiesystemmodell - TIMES PanEU

Das Energiesystemmodell TIMES (The Integrated Market Eform System) ist eine Weiterentwicklung der beiden Modellgeneratoren MARKAL und EFOM-ENV. TIMES wurde in den letzten Jahren im Rahmen des „Energy Technology Systems Analysis Programme“ (ETSAP) der IEA unter Mitwirkung des IER entwickelt. Der Modellgenerator TIMES wurde aus Gründen der Portierbarkeit in der allgemeinen Modellierungssprache GAMS entwickelt. TIMES ist ein mehrperiodisches, lineares Optimierungsmodell, das auf einem prozesstechnischen Ansatz basiert, bei dem einzelne Anlagen im Energiesystem aggregiert abgebildet werden. Ziel ist die Ermittlung der kostenoptimalen Energieversorgungsstruktur bei einem vorzugebenden Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsbedarf und gegebenenfalls energie- und umweltpoli-

tischen Vorgaben. Hierzu erfolgt eine Minimierung der diskontierten Aufwendungen des Energiesystems, wobei jedoch die einzelnen Akteure (Haushalte, Industrie, Energieversorgung) unterschiedliche wirtschaftliche Kalküle haben können. Vorrangige Zielsetzung der Modellentwicklung von TIMES ist die flexible Struktur, um eine einfache Anpassung der mathematischen Modellformulierung an die jeweilige Problemstellung zu gewährleisten.

Das Pan-Europäische TIMES Energiesystemmodell (kurz TIMES PanEU) ist ein 30 Regionen umfassendes Energiesystemmodell /Blesl et al. 2008b/, /Blesl et al. 2009a/, /Blesl et al. 2010e/, /Blesl et al. 2011a/, /Blesl et al. 2011c/, welches alle Staaten der EU27 sowie die Schweiz, Norwegen und Island beinhaltet. Zielfunktion des Modells ist eine zeitintegrale Minimierung der gesamten diskontierten Systemkosten für den Zeithorizont 2000 bis 2050. Dabei ist im Modell ein vollständiger Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien bzw. Energieumwandlungspfaden unterstellt. Als Energiesystemmodell enthält TIMES PanEU auf einzelstaatlicher Ebene alle an der Energieversorgung und -nachfrage beteiligten Sektoren, wie beispielsweise die öffentliche und industrielle Strom- und Wärmeerzeugung, die Industrie, den Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungssektor (GHD), die Haushalte und den Transportsektor. Sowohl die Treibhausgasemissionen (CO_2 , CH_4 , N_2O) als auch die wichtigsten Schadstoffemissionen (CO , NO_x , SO_2 , NMVOC, PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$) sind in TIMES PanEU erfasst.

Der Wärmemarkt und dessen Verflechtung zwischen den Sektoren ist hierbei sowohl in der öffentlichen und industriellen Wärmeerzeugung, den Haushalten, dem GHD, der Landwirtschaft und der Industrie modelliert. Bei der Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken, KWK-Anlagen und Heizwerken wird zwischen öffentlicher Erzeugung und industrieller Eigenproduktion unterschieden. Die abgebildete zentrale Wärmeerzeugung setzt sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger zusammen. Bei der modelltechnischen Behandlung von KWK-Anlagen wird zwischen Gegendruck-Heizkraftwerken und Entnahme-/Anzapfkondensations-Kraftwerken unterschieden. Dabei werden alle in Deutschland bestehenden Anlagen und mögliche Neubau-Anlagen (z. B. Erdgas-GuD-Anlagen oder Biomasse-Heizwerke) berücksichtigt. Innerhalb der Erzeugungstechnologien wird nach Leistungsklassen und deren Einspeisung in den drei verschiedenen Elektrizitätsniveaus (Höchstspannung, Mittelspannung, Niederspannung) unterschieden. Im Weiteren ist bei der Modellierung von KWK-Anlagen und Heizwerken der Wärmelastgang berücksichtigt. Dieser ist im Fall der Fernwärmeversorgung hauptsächlich temperaturabhängig und unterscheidet sich demzufolge vom Stromlastgang, so dass die korrekte Abbildung der Wärme- in Relation zur Stromnachfrage Voraussetzung für die Modellierung des wärmegeführten Betriebs von KWK-Anlagen ist /Blesl u. a. 2004/. Neben KWK-Anlagen sind im Modell zusätzlich Heizwerke zur Bereitstellung von Fernwärme zu Spitzenlastzeiten abgebildet. Hierbei werden neben Erdgasheizwerken auch Heizwerke auf Basis von Biogas, Biomasse, Geothermie und Solarthermie sowie elektrische Wärmepumpen berücksichtigt.

Hinsichtlich der Nah-/Fernwärmeverteilung wird in TIMES PanEU zwischen zwei unabhängigen Wärmenetzen (Fernwärme, Nahwärme) unterschieden, die entsprechend der unterschiedlichen funktionellen Teilaufgaben (Antransport, Hauptverteilung, Mittel- und Feinverteilung) als aufeinanderfolgende parallele Ketten von Prozessen abgebildet sind. Da die Anbindung an Fernwärmenetze beispielsweise im Fall der Geothermie- und Braunkohle-KWK-Anlagen im Vergleich zu Erdgas- und Steinkohle-KWK-Standorten mit höheren Infrastrukturkosten für den Fernwärmeantransport und höheren Leitungsverlusten verbunden ist, wird dieses ebenso wie deren beschränkte Potenziale für die Anwendung von KWK durch die Modellierung des Antransportes mittels Stufenfunktionen berücksichtigt. Dadurch kommt der Aspekt zum Tragen, dass beispielsweise Braunkohle-KWK-Anlagen primär an die räumliche Nähe zum Tagebau gebunden sind, und dass das Geothermievorkommen unterschiedlich verteilt ist in Deutschland bzw. den jeweiligen Ländern in der EU27. Aufgrund der Parallelität der aufeinanderfolgenden Prozesse der Verteilungsnetze können unterschiedliche alternative Verteilungsklassen abgebildet werden. Diese unterscheiden sich in ihren Kosten und zugehörigen Versorgungspotenzialen. Dadurch wird z. B. zwischen Versorgungsstrukturen in Städten innerhalb von Kernregionen oder in ländlichen Regionen und unterschiedlichen Erschließungskosten für Blockbebauung, Streusiedlungen oder beispielsweise Neubaugebiete differenziert. Innerhalb des Modells sind die existierenden Netze als Bestände abgebildet, die im Fall steigender Fernwärmeversorgung unter Berücksichtigung der hierfür anfallenden Kosten entsprechend erweitert werden können.

Im Haushaltssektor wird der Wärmemarkt durch die Nachfragekategorien (Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser) und deren Differenzierung nach Gebäudetyp und -alter (Einfamilienhäuser in städtischen und ländlichen Gebieten sowie Mehrfamilienhäuser, jeweils unterteilt in Gebäudebestand (3 Altersklassen) und Neubauten) abgebildet. Für die unterschiedlichen Gebäudetypen sind neben den verschiedenen Heizungstechnologien verschiedene energetische Sanierungsoptionen sowohl kostenseitig als auch bzgl. ihres Einsparpotenzials hinterlegt. Dadurch kann beispielsweise die Nachfrage nach Raumwärme entweder dezentral durch einen Niedertemperatur-Heizkessel oder zentral durch Nah- oder Fernwärme gedeckt werden bzw. durch Austausch der Fenster oder durch Wärmedämmung gegenüber dem Standard reduziert werden.

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen wird durch ein ähnlich strukturiertes Referenzenergiesystem (RES) abgebildet und umfasst die Wärmenachfragekategorien Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und Raumklimatisierung. Um den unterschiedlichen Wärmebereitstellungskosten und den möglichen Optionen der dezentralen Stromerzeugung beispielsweise mittels BHKW, Rechnung zu tragen, wird hier nach großen und kleinen Nichtwohngebäuden differenziert.

Im Bereich der Industrie ist der Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwarmwasser im Vergleich zur Prozesswärmenachfrage gering. Für die Prozesswärmebereitstellung sind in Abhängigkeit vom benötigten Temperaturniveau und Einsatzpotenzial unterschiedliche Tech-

nologien wie z. B. KWK-Anlagen, Öfen, Boiler, Wärmepumpen oder solare Technologien im Modell enthalten. Im Modell wird eine Differenzierung zwischen energieintensiven und nicht energieintensiven Branchen vorgenommen. Im Fall der energieintensiven Branchen wird diese durch ein prozessorientiertes Referenzenergiesystem abgebildet. Der Bereich der energieintensiven Industrie besteht im Modell aus den Branchen Eisen u. Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas und Papier und wird durch ein prozessbasiertes RES abgebildet. Ausgangspunkt sind die absoluten Produktionsmengen dieser Branchen in physischen Mengeneinheiten (Mio. t). Zur Erfüllung dieses Bedarfs stehen auf unterschiedlichen Prozessstufen verschiedene Technologien zur Auswahl. Neben den alternativen Produktionsverfahren ist das benötigte Temperaturniveau der Energiebereitstellung bei der Modellierung der Technologiealternativen berücksichtigt.

Die nicht energieintensiven Industriezweige sind durch eine einheitliche Struktur abgebildet. Dieser Bereich besteht aus den Branchen sonstige Nichteisenmetalle, sonstige Chemie, sonstige nichtmetallische Mineralien, Lebensmittel sowie den übrigen Industrien. Im Modell sind diese Branchen durch die Nachfrage nach den Energiedienstleistungen Prozesswärme, Brauchwarmwasser, Raumwärme, Maschinenantrieb, elektrochemische Anwendungen, Prozesskälte/Klimatisierung und sonstige Energie dargestellt. Zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie für Klimatisierung und Prozesskälte werden Kompressionskälteanlagen und Absorptionskälteanlagen auf Basis verschiedener Energieträger berücksichtigt.

Für die Strombereitstellung ist in aggregierter Weise die zentralisierte Stromerzeugung, der Stromaußenhandel sowie die dezentrale Stromerzeugung modelliert. Hierfür steht im Modell eine Vielzahl von Erzeugungsoptionen auf Basis fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energieträger bereit. Im Bereich der erneuerbaren Energien sind Technologien zur Nutzung von Windenergie (Onshore und Offshore), Lauf- und Speicherwasser, Geothermie, Biomasse, Biogas, Wellen- und Gezeitenkraft und Sonnenenergie im Modell vertreten. Innerhalb der Erzeugungstechnologien wird nach Leistungsklassen unterschieden. Zudem werden länderspezifische Besonderheiten bei der Strombereitstellung berücksichtigt, wie beispielsweise energieträgerbezogene Kosten-Potenzialstufen für die Nutzung erneuerbarer Energien. Um den Bedarf an Ausgleichsenergie bei einer fluktuierenden Einspeisung in der Modellierung abzubilden, sind sowohl unterschiedliche Stromspeichersysteme als auch Netzerweiterungskosten im Modell integriert.

Durch seine regionale Auflösung erlaubt TIMES PanEU die Berücksichtigung länderspezifischer Besonderheiten, wie z. B. unterschiedliche Kraftwerksstrukturen des Bestandes. Im Modell ist ein interregionaler Stromhandel implementiert, so dass Elektrizitätsexporte und -importe unter Berücksichtigung bestehender Kuppelleitungskapazitäten endogen im Modell berechnet werden.

Neben dem Wärmemarkt werden in den Haushalten die Elektroanwendungen und deren Nachfrage wie beispielsweise für Kochgeräte, Beleuchtung, Kühlschränke, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Spülmaschinen, sonstige Elektrogeräte und sonstiger Energieverbrauch de-

tailliert modelliert. Im Bereich des GHD umfasst die Modellierung zudem die öffentliche Straßenbeleuchtung.

Im Verkehrssektor sind die vier Bereiche Straßenverkehr, Schienenverkehr, Schifffahrt und Luftfahrt abgebildet. Der Straßenverkehr enthält insgesamt fünf Nachfragekategorien für den Personenverkehr (PKW Kurzstrecke, PKW Langstrecke, Linienbusse, Reisebusse, Krafträder) und eine für den Gütertransport (LKW). Der Schienenverkehr umfasst die drei Kategorien Schienenpersonenverkehr nah und fern sowie Schienengüterverkehr. Die Verkehrsmodi Schifffahrt und Luftfahrt werden jeweils durch einen technologieunspezifischen allgemeinen Prozess abgebildet, bei dem die Entwicklung der Verkehrsnachfrage durch die Entwicklung der Endenergienachfrage repräsentiert wird.

Der Sektor Landwirtschaft wird durch einen allgemeinen Prozess mit einem Mix aus mehreren Energieträgern als Input und einer aggregierten Nutzenergienachfrage als Output beschrieben.

Im Bereich der Energiebereitstellung werden alle Primärenergieressourcen (Rohöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle) durch Angebotskurven mit mehreren Kostenstufen modelliert. Dabei werden drei verschiedene Kategorien unterschieden: entdeckte Reserven (oder erschlossene Quellen), Reservenwachstum (oder Sekundär- und Tertiärförderung) und Neuentdeckungen. Zusätzlich werden sieben verschiedene Bioenergieträger berücksichtigt: Alt- und Restholz, Biogas, Haushaltsmüll, Industiemüll, sowie zuckerhaltige, stärkehaltige und lignocellulosehaltige Energiepflanzen, die wiederum in unterschiedliche Kostenkategorien in Abhängigkeit des Sammel- und des Transportaufwandes unterteilt sind.

Eine detailliertere Beschreibung der Modellierung einzelner Sektoren in TIMES PanEU sowie Anwendungsbeispiele finden sich unter anderem in /Bruchof, Voß 2010/, /Fahl et al. 2010/, /Kober, Blesl 2010b/, /Kuder, Blesl 2010/, /Kuder, Blesl 2009/, /Blesl et al. 2009b/.

3.2 *TIMES Local*

Im Rahmen der Begleitforschung zum Wettbewerb „Energieeffiziente Stadt“ des BMBF wurde ein Überblick hinsichtlich derzeit verfügbarer Werkzeuge im Bereich der Modellierung von Energiesystemen von Kommunen erstellt. Hierbei wurde zwischen Bilanzierungs-, Simulations- und Optimierungs-EDV-Werkzeugen unterschieden /GEF 2011/.

Die Bilanzierungswerkzeuge wie GEMIS /Fritsch und Schmidt 2008/ oder ECORegion^{smart} /ECOSPEED AG 2008/ haben hierbei den IST-Zustand bzw. heute verfügbare Technologien im Fokus und eignen sich nicht zur Abbildung möglicher Entwicklungspfade in lokalen Energiesystemen.

Simulationswerkzeuge wie MESAP Planet /Schlenzig 1999/ ermöglichen neben der Erfassung des IST-Zustands die Bilanzierung der Energieversorgungsstruktur der Zukunft. Im Rahmen

des Simulationsansatzes wird der vorgegebene Entwicklungspfad hinsichtlich der eingesetzten Techniken exakt bilanziert.

Dagegen ermitteln Optimierungsmodelle nach vorgegebenem Kriterium (zumeist der Kostenminimierung) und gegebene Randbedingungen den entsprechenden optimalen Entwicklungspfad des Energiesystems. Zu den Optimierungsmodellen auf kommunaler Ebene zählen beispielsweise PERSEUS Urban, deeco /Wittmann und Bruckner 2007/, POLIS /Richter 2004/ oder TIMES Local /Blesl et al. 2010/.

Modelle, die für die EVU-Strategieplanung und Beratung auf regionaler/lokaler Politik-Ebene entwickelt wurden wie POLIS /Richter 2004/, weisen bisher feste Strukturen hinsichtlich der Modellierungsmöglichkeiten und des Gleichungssystems bzw. der Option Nebenbedingungen vorzugeben auf. Durch starre Unterteilung in Erzeugung/Verteilung/Nachfrage werden räumliche Aspekte nur unzureichend berücksichtigt. Da es sich meist um Simulationsmodelle handelt, werden nur vorgegebene Lösungsvarianten untersucht. Außerdem wird die Nachfrageentwicklung meist unabhängig simuliert oder optimiert, wie beispielsweise im Modell DemOPT /Winkelmüller 2006/, ohne Nachfrageelastizitäten bzw. die Konkurrenzsituation zwischen kostengünstiger Wärmebereitstellung und Wärmedämmung zu berücksichtigen.

Die Kostendegression des Leitungsbaus, bzw. die Fixkostenproblematik, wie sie beim Zu- und Ausbau der Fernwärmeversorgung entsteht, kann mit den vorherig erwähnten kommunalen Energiesystemmodellen bisher ebenso wie die Anschlussreihenfolge mehrerer Objekte und die räumliche Abgrenzung von Teilnetzen nicht erfasst werden. Kapazitätsrestriktionen in Fernwärmenetzen in Form der hydraulischen Auslegung der Netze, die von der Netzlänge, den Rohrdurchmessern, den angeschlossenen Nachfragen und ggf. von Höhenunterschieden im Netz abhängt, werden nicht berücksichtigt.

Für Fragestellungen, die die energiewirtschaftlich optimale Ausbauplanung der kommunalen Fernwärmesysteme untersuchen, wurden eine Reihe von methodischen Ansätzen entwickelt (vgl. /Blesl 2002/ oder /Hackner 2004/). Diese Ansätze und Anwendungsbeispiele begrenzten sich jedoch auf kleine Gebiete, deren Datenerfassung manuell erfolgt ist. Zudem konzentriert sich der methodische Ansatz hierbei vor allem auf den Wärmemarkt und erfasst beispielsweise die Rückkopplungen mit dem deutschen Strommarkt weder zeitlich noch hinsichtlich der finanziellen Bewertung des Stroms.

Durch die Kombination des Energiesystemmodellansatzes mit dem methodischen Ansatz der optimalen Ausbauplanung der kommunalen Fernwärmesysteme und der Verwendung frei skalierbarer digitaler Geländedaten könnten die Wechselwirkungen geographisch verteilter Versorgungstechniken und -aufgaben im Strom- und Wärmemarkt detaillierter analysiert werden.

Das Modell TIMES Local /Blesl et al. 2010a/ stellt ein Energiesystemmodell zur Analyse des lokalen Wärmemarkts mit einer räumlich hohen Auflösung dar. TIMES Local führt eine kostenminimale Optimierung des Gesamtsystems bei gleichzeitiger Erfüllung von definierten Vorgaben und Beschränkungen hinsichtlich des Einsatzes verfügbarer Energieträger (z. B.

Erdgas und Fernwärme) bzw. Technologien (z. B. Grundwasserwärmepumpe) durch. TIMES Local ermöglicht die Betrachtung der Wärmeversorgung einer Stadt unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Siedlungsstruktur, indem die Stadt in mehrere Modellregionen aufgeteilt wird, wobei jede Modellregion ein Stadtquartier darstellt. Dazu wird das zu untersuchende Gebiet in Siedlungstypen aufgeteilt, und jeder Siedlungstyp als Modellregion mit charakteristischen Parametern hinsichtlich der Bebauungsstruktur und Kosten sowie der Wärmeversorgungsstruktur modelliert.

Die Datenbasis für das Stadtmodell bildet ein geographisches Informationssystem (GIS). Im GIS werden die aufbereiteten Datenbestände verwaltet. Zusätzlich können Daten des Versorgungssystems der EVUs (z. B. digitalisierte Netzpläne, Tarifraumdaten) und der Stadtverwaltungen (z. B. Katasterkarten (z. B. ALK)) verwaltet werden. Die Topologie des Stadtmodells wird aus dem Datenbestand erstellt. Hierfür wird das Planungsgebiet in Entscheidungsgebiete unterteilt. Gebäude, deren Nutzung im Rahmen des städtebaulichen Prozesses offen ist, bzw. die sich verändert haben, werden als eigenständige variable Verbraucher separat behandelt. Räumlich benachbarte Verbraucher ohne städtebauliche Veränderungsoptionen entlang bestehender oder möglicher leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme werden zu einer Verbrauchergruppe aggregiert und räumlich diskretisiert. Bestehende oder mögliche Leitungstrassen werden in Abschnitte zerlegt und die Anfangs- und Endknoten samt Verbindung ins geographische Grundgerüst übertragen. Hierbei werden Techniken aus dem Bereich der Graphentheorie und Netzplantechnik verwendet. Verbraucher ohne bestehende oder mögliche leitungsgebundene Versorgungssysteme werden gebietsweise aggregiert.

Um Stadtentwicklungskonzepte in TIMES Local zu berücksichtigen, ist zwischen den Zielen des Konzeptes und den möglichen Handlungsmaßnahmen zu unterscheiden. Die konkret formulierten Ziele, z. B. CO₂-Einsparung, Mindestanteil bestimmter Energieträger oder stabile Bevölkerungsentwicklung, können im Modell direkt definiert werden. Die unterschiedlichen Ausprägungen der Ziele werden im Rahmen einer Szenarioanalyse berücksichtigt. Maßnahmen des Stadtentwicklungskonzeptes stehen im Modell dagegen als Auswahloptionen (z. B. in Form von Gebäudesanierungsmaßnahmen, Rückbauten und Neubauten von Gebäuden, sowie die Zuführung von Gebäuden zu anderen Nutzungsarten, z. B. von Wohn- zu Verwaltungsgebäuden) zur Verfügung.

Durch Optimierung des Gesamtproblems kann das wirtschaftliche Potenzial der unterschiedlichen Wärmeversorgungssysteme in Konkurrenz oder als Ergänzung zu Einsparoptionen und unter Berücksichtigung städtebaulicher Entwicklungspotenziale gebietspezifisch bestimmt werden. Die Ergebnisse der Modellrechnung können z. B. dazu verwendet werden, geeignete Objekte (Verbraucher, Straßenabschnitte) für die Verdichtung, geeignete Randobjektgruppen für den Ausbau und Gebiete für den Neubau von Nah-/Fernwärmenetzen zu bestimmen. Im Weiteren kann aufgezeigt werden, welche städtebaulichen Optionen effizient in Energieversorgungskonzepten integrierbar sind.

Der Modellgenerator TIMES Local bietet mehrere Anwendungsmöglichkeiten in Abhängigkeit der zu bewertenden Problemstellung. Im Folgenden sind einerseits die exemplarische Bewertung der Optionen des Ausbaus der Fernwärmeversorgung und andererseits eine Analyse eines typischen fernwärmeversorgten Gebietes mit TIMES Local als beispielhafte Anwendungen dargestellt.

Optionen des Ausbaus der Fernwärmeversorgung

Aus praktischen Gründen ist eine Bewertung von Abnehmergruppen der Bewertung von Einzelabnehmern vorzuziehen, da dadurch die Größe des mathematischen Problems reduziert wird und im Fall einer Akquisition von Neukunden dies das Verfahren vereinfacht. Für die Beurteilung der Erweiterungspotenziale werden entlang des bestehenden Fernwärmeversorgungssystems die Gebäude in Bestandsgruppen und Erweiterungsoptionen eingeteilt (vgl. Abbildung 3-1) /Blesl et al. 2010a/. Die Erweiterungsoptionen werden im Hinblick auf die Länge des Versorgungsnetzes und den Abstand zum Anschlusspunkt sowohl bezüglich der Kosten als auch des potenziellen Wärmeabsatzes bewertet. Dadurch können einerseits bestehende Netzrestriktionen hinsichtlich der Fragestellung, welche Wärmeleistung angeschlossen werden kann, ohne dass eine Erweiterung der Hauptverteilung notwendig ist, beurteilt werden. Andererseits ist dadurch die Grundlage für die Ermittlung von Kostenpotenzialkurven der Fernwärmeversorgung für die Untersuchungsgebiete gegeben.



Abbildung 3-1: Gruppierung der Gebäude für die Modellbildung in einem exemplarischen Untersuchungsgebiet

Für das Untersuchungsgebiet (vgl. Abbildung 3-1) wurden anschließend auf dieser Grundlage die spezifischen Verteilungskosten der Fernwärmeversorgung bestimmt. Die in Abbildung

3-2 dargestellte vereinfachte Kostenpotenzialkurve gibt Aufschluss darüber, welches Fernwärmepotenzial mit welchen zu erwartenden spezifischen Verteilungskosten an das bestehende Fernwärmeversorgungssystem durch eine direkte periphere Erweiterung angeschlossen werden kann.

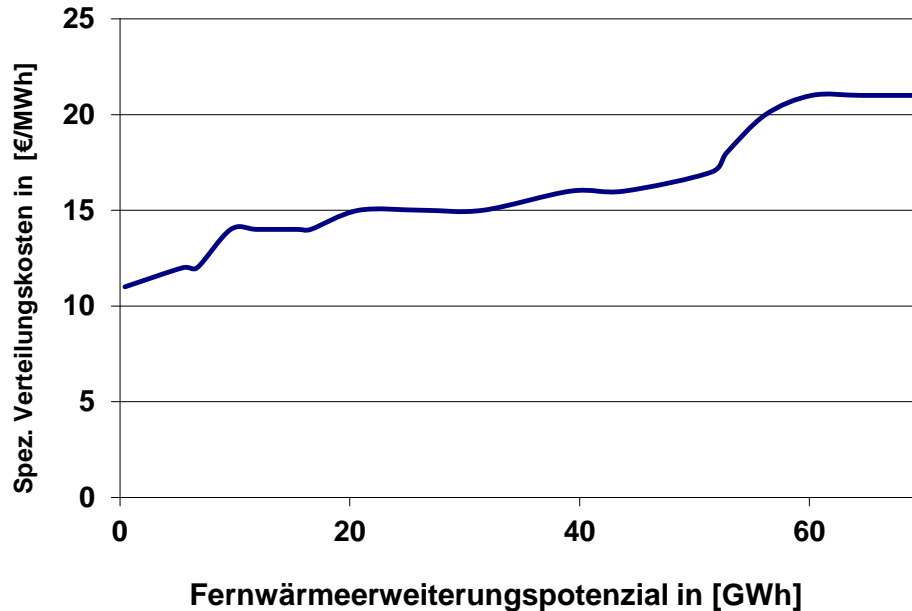


Abbildung 3-2: Kostenpotenzialkurve der Fernwärmeerweiterungspotenziale eines exemplarischen Fernwärmeversorgungsgebietes /Blesl et al. 2010a/

Für eine umfassende Bewertung, d. h. unter Einbeziehung der Optionen außerhalb des exemplarischen Fernwärmeversorgungsgebietes, ist eine vollständige Analyse des bestehenden und möglichen Netzes einer städtischen Vollversorgung mit Fernwärme im Vergleich zu alternativen Wärmeversorgungsoptionen durchzuführen. Insbesondere die ökonomische Bewertung der Erweiterungsoptionen der Fernwärmeversorgung wird von der Beurteilung eines möglichen Gesamtversorgungsstranges beeinflusst. Werden beispielsweise drei unabhängige, aufeinanderfolgende Erweiterungsoptionen einer Fernwärmeversorgung betrachtet, so kann die Wirtschaftlichkeit der vorangegangenen Optionen von der nachfolgenden abhängen. Dies ist darin begründet, dass bei Durchführung der nachfolgenden Option die spezifischen Gesamtkosten des Versorgungsgebietes bei entsprechend kostengünstigen Absatzpotenzialen insgesamt reduziert werden können.

Ergebnisse einer Analyse eines typischen fernwärmeversorgten Gebietes

Mit dem Modellgenerator TIMES Local wurde ein typisches Fernwärmeversorgungsgebiet einer kleinen Großstadt in Süddeutschland mit insgesamt knapp 120.000 Einwohnern und mehreren Fernwärmeerzeugungsanlagen (Erdgas-GuD-KWK-Anlage, Steinkohle-Heizkraft-

werk und Müllheizkraftwerk) analysiert. Da in den letzten Jahrzehnten der Fernwärmeausbau nicht im Mittelpunkt der Unternehmensstrategie lag und die abgegebenen Wärmemengen aufgrund der Sanierungstätigkeit im Bestand rückläufig waren, existieren freie Erzeugungskapazitäten bei den Bestands-Fernwärmerzeugungsanlagen.

Im Rahmen der Modellrechnungen wurde der Zeitraum bis 2030 betrachtet. Hierbei wurde davon ausgegangen, dass die Bevölkerungszahl konstant bleibt, keine weitreichenden Treibhausgasminderungsziele zu erreichen sind und es nur zu einem moderaten Anstieg der Energieträgerpreise kommt. Im Folgenden wird nicht auf mögliche Veränderungen der Energieträgerstruktur im Wärmemarkt dieser kleinen Großstadt eingegangen, sondern die prozentualen Veränderungen von ausgewählten Kenngrößen (Fernwärmennachfrage, Verteilungskosten, u.a.), die Einfluss auf die Fernwärmeversorgung haben, dargestellt. Da die Ausgangssituation für die Fernwärmeversorgung mit anderen kleinen süddeutschen Großstädten vergleichbar ist, können die Ergebnisse auf diese übertragen werden.

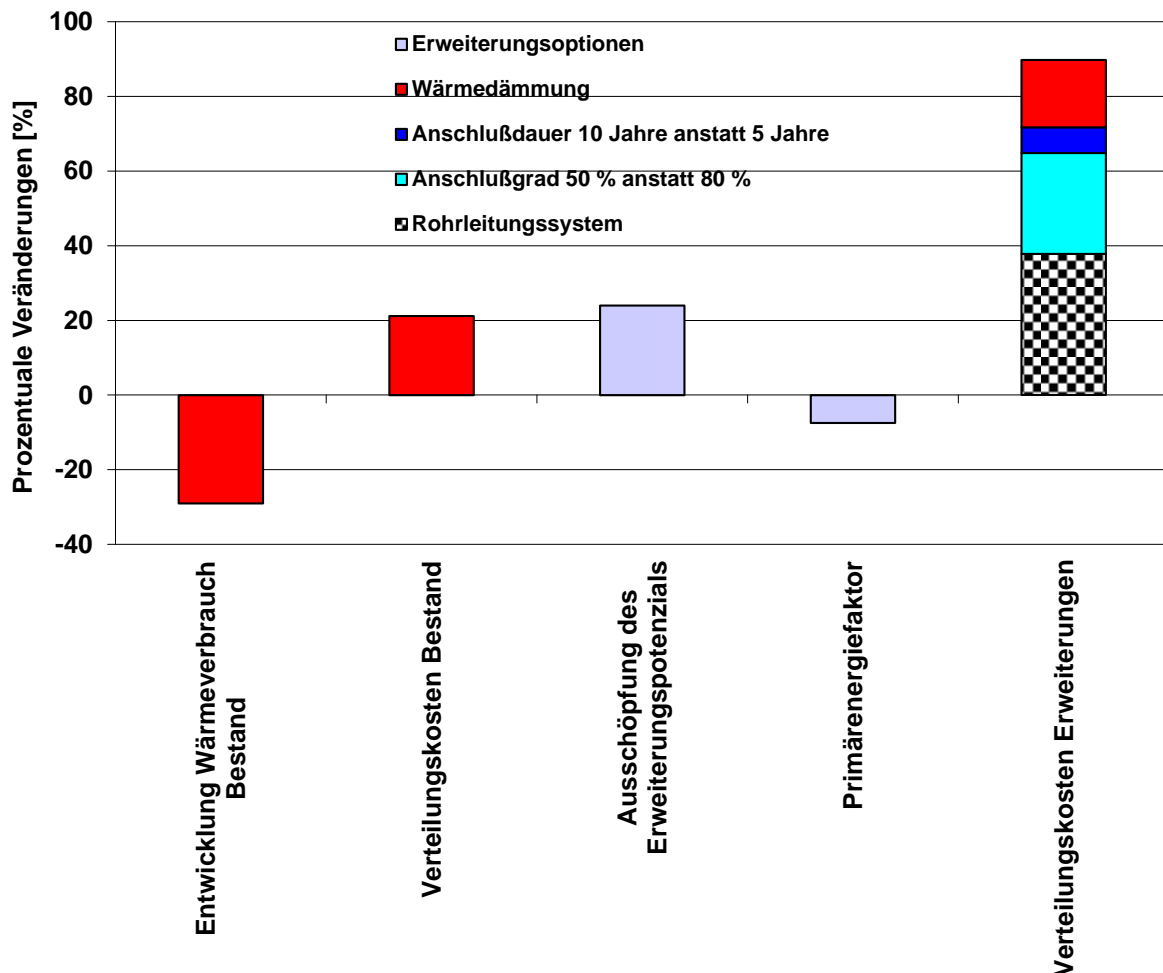


Abbildung 3-3: Auswirkungen verschiedener Maßnahmen auf ein typisches Fernwärmeversorgungsgebiet einer kleinen Großstadt bis 2030 /Blesl et al. 2010a/

Aufgrund der energetischen Sanierungstätigkeiten im Gebäudebestand reduziert sich der Nutzwärmebedarf für Raumwärme in fernwärmeversorgten Gebieten im Vergleich zum Jahr 2005 bis zum Jahr 2030 etwa um 30 % (vgl. Abbildung 3-3). Hierbei werden alle potenziellen gekoppelten energetischen Sanierungstätigkeiten, d.h. Sanierungstätigkeiten, die einhergehen mit Arbeiten infolge altersbedingter Funktionsmängel der Gebäudehülle, aufgrund deren Wirtschaftlichkeit durchgeführt. Infolge der verminderten Wärmenachfrage steigen die spezifischen Verteilungskosten des Fernwärmebestandes anteilig um etwas über 21 % an. Das Erweiterungspotenzial wird im Modell bis zu einem wirtschaftlichen Anteil von 24 % ausgeschöpft. Durch die Ausweitung der Fernwärmeversorgung bzw. die verbesserte Auslastung von Teilen des bestehenden Fernwärmesystems kommt es zu einer Reduktion des Primärenergiefaktors der Fernwärmeversorgung in Höhe von 7,5 %. Dies ist zum einen auf die absoluten und anteilig in KWK-Anlagen erzeugten Wärmemengen und der damit einhergehenden Erhöhung der KWK-Strommengen zurückzuführen. Zum anderen führt die verbesserte Auslastung des Fernwärmeversorgungssystems zum Rückgang der Verteilungsverluste um rund einen Prozentpunkt. Im gleichen Zuge nehmen die spezifischen Verteilungskosten der Netzerweiterung um 18 % aufgrund der Wärmedämmung zu. Werden zusätzlich die Wahl des Rohrleitungssystems und dessen Verlegort, bzw. die Anschlußdauer und der Anschlußgrad der Verbraucher im Fall einer Erweiterung des Fernwärmeversorgungssystems in weiteren Szenarienzügen variiert und deren Kosten getrennt ausgewiesen, so ergeben sich um bis zu 90 % höhere spezifische Verteilungskosten gegenüber einer optimierten Planung und Verlegung. Hierbei wirken sich teurere Verlegearbeiten des realisierten Rohrleitungssystems auf die spezifischen Verteilungskosten mit einer Steigerung um 38 %-Punkte aus. Diese Kostensteigerung basiert zum Großteil darauf, dass die Verlegung der Leitungen nicht kostenoptimiert, unter Vermeidung großer Rohrgräben, in nicht versiegeltem Gelände und zu kleinen Bauabschnitten, erfolgt. Während die Opportunitätskosten eines verminderten Anschlussgrades einen Anteil von 27 %-Punkten ausmachen, betragen die Opportunitätskosten eines zeitverzögerten Anschlusses etwa 7 % der zusätzlichen Kosten.

4 KWK und Fernwärme in Deutschland und Europa

Mit Hilfe einer modellgestützten Analyse werden im Folgenden die Auswirkungen unterschiedlicher Klimaschutzanforderungen auf den Wärmemarkt analysiert. Hierfür werden Modellrechnungen mit Hilfe des Energiesystemmodells TIMES PanEU durchgeführt (vgl. Kapitel 3.1). Mit den Szenarioanalysen soll im Weiteren aufgezeigt werden, welche Rolle und Bedeutung die unterschiedlichen Energieträger, Energietechniken und Energieversorgungsoptionen zu einer klimaverträglichen Wärmeversorgung beitragen können. Die Darstellung der Ergebnisse konzentriert sich hierbei auf Deutschland. Wenn die Auswirkungen der Szenarioannahmen zu anderen Struktureffekten im Wärmemarkt der EU27 führen werden diese gesondert dargestellt.

4.1 Ausgangssituation und Rahmenannahmen

Für die Analysen werden in allen betrachteten Szenarien die gleichen Rahmenannahmen unterstellt. Hierzu zählen die langfristige demographische Entwicklung, das gesamtwirtschaftliche und sektorale Produktionswachstum, die Wohnflächenentwicklung, die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie die Entwicklung der Importpreise für fossile Energieträger. Die vorgegebenen Rahmenannahmen umfassen sowohl die Entwicklung in Deutschland als auch die in den Ländern der EU27. Für Deutschland (vgl. auch Tabelle 4-1) wird angenommen, dass die Einwohnerzahl von heute rund 81,8 Mio. auf 74,3 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinken wird. Im gleichen Zeitraum nimmt bei einem durchschnittlichen Wachstum von rund 1,0 % pro Jahr das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu um 50 % zu. Dies bedeutet, dass das BIP pro Kopf auf etwa das 1,6-fache steigen wird.

Die Wohnfläche in Deutschland entwickelt sich entsprechend der in Kapitel 2.1.2 beschriebenen Annahmen.

Bis 2020 steigt die Personenverkehrsleistung in Deutschland (ohne Luftverkehr) noch um 4 % gegenüber 2008 auf rund 1.079 Mrd. Pkm an. Danach machen sich die sinkenden Einwohnerzahlen bei der Personenverkehrsleistung stärker bemerkbar, was zu einer Abnahme auf ca. 1020 Mrd. Pkm in 2050 führt.

Die Güterverkehrsleistung steigt bis 2030 um rund 55 % gegenüber 2007 auf annähernd 880 Mrd. Tkm. Bis 2050 resultiert ein weiterer Zuwachs auf dann rund 980 Mrd. Tkm, was gegenüber 2030 einem Zuwachs um 11 % entspricht.

Hinsichtlich des technischen Potenzials der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wird davon ausgegangen, dass diese bis zum Jahr 2050 auf 560 TWh steigen.

Tabelle 4-1: Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für Deutschland bis 2050

| | | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in Deutschland | | | | | | |
| Bevölkerung | Mio. | 81,8 | 81,4 | 79,7 | 77,2 | 74,3 |
| Durchschn. jährl. Wachstum | % | | -0,1 | -0,2 | -0,3 | -0,4 |
| BIP | Mrd. € ₂₀₀₀ | 2.248 | 2.526 | 2.784 | 3.058 | 3.201 |
| Durchschn. jährl. Wachstum | % | | 1,2 | 1,0 | 0,9 | 0,5 |
| BIP/Kopf | € ₂₀₀₀ | 27.482 | 31.032 | 34.931 | 39.611 | 43.082 |
| Durchschn. jährl. Wachstum | % | | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 0,8 |
| Haushalte und Wohngebäude | | | | | | |
| Anzahl der Wohnungen | Mio. | 39,5 | 41,3 | 42,4 | 40,2 | 37,6 |
| Anzahl der Wohngebäude | Mio. | 18,1 | 18,7 | 20,1 | 20,1 | 19,5 |
| Wohnfläche | Mio. m ² | 3.427 | 3.791 | 4.021 | 3.920 | 3.748 |
| Verkehrsnachfrage | | | | | | |
| Personenverkehr (exkl. Luftverkehr) | Mrd. Pkm | 1.066 | 1.078 | 1.068 | 1.050 | 1.020 |
| Luftverkehr | PJ | 345 | 463 | 513 | 544 | 561 |
| Güterverkehr | Mrd. Tkm | 604 | 737 | 880 | 950 | 979 |
| Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien | | | | | | |
| Potenziale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien | TWh | 103,5* | 260 | 375 | 465 | 560 |

Quellen: /Blesl et al. 2011/, /BMU 2010/, /Fahl et al. 2010/, eigene Berechnungen

* Statistischer Wert

Da im Rahmen dieser Untersuchung Deutschland nicht isoliert betrachtet wird, sondern auch das gesamte europäische Energiesystem in die Analyse miteinbezogen wird, ist auch für die EU27 ein dazugehöriger sozioökonomischer Datensatz unterstellt (vgl. auch /Blesl et al. 2011a/).

Für die Szenarienanalyse wird angenommen, dass die Bevölkerung der EU27 von derzeit rund 493 Mio. Einwohner bis zum Jahr 2020 auf 496 Mio. Einwohnern leicht ansteigt (vgl. auch Tabelle 4-2), um danach bis zum Jahr 2050 auf 472 Mio. Menschen zurückzugehen. Das reale Bruttoinlandsprodukt der EU27 steigt um durchschnittlich 1,6 % p.a. im Zeitraum 2005 bis 2050 und erreicht in 2050 einen Wert von 24,4 Bio. €₂₀₀₀. Dies entspricht einer Zunahme um 109 % zwischen 2005 und 2050.

Die Wohnfläche steigt in der EU27 bis 2040 auf 22,6 Mrd. m², was im Durchschnitt einer Fläche von 46,4 m² pro Kopf entspricht. Aufgrund des Bevölkerungsrückgangs reduziert sich die absolute Wohnfläche daraufhin bis 2050, während die pro Kopf Fläche weiter bis auf 47,3 m² ansteigt.

Tabelle 4-2: Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für die EU27 bis 2050

| | | 2005 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in der EU27 | | | | | | |
| Bevölkerung | Mio. | 488 | 496 | 495 | 487 | 472 |
| Durchschn. jährl. Wachstum | % | | 0,01 | 0,00 | -0,2 | -0,3 |
| BIP | Bio. € ₂₀₀₇ | 11,7 | 15,0 | 17,8 | 20,8 | 24,4 |
| Durchschn. jährl. Wachstum | % | | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 |
| Haushalte und Wohngebäude | | | | | | |
| Anzahl der Wohnungen | Mio. | 197,9 | 260,2 | 273,6 | 267,9 | 259,8 |
| Anzahl der Wohngebäude | Mio. | 114,9 | 147,2 | 154,4 | 156,1 | 152,0 |
| Wohnfläche | Mio. m ² | 15856 | 20502 | 22041 | 22619 | 22320 |
| Verkehrsnachfrage | | | | | | |
| Personenverkehr (exkl. Luftverkehr) | Mrd. Pkm | 5826 | 6451 | 6742 | 6884 | 6914 |
| Luftverkehr | PJ | 2066 | 2947 | 3399 | 3634 | 3786 |
| Güterverkehr | Mrd. tkm | 2538 | 3258 | 3751 | 3998 | 4122 |
| Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien | | | | | | |
| Potenziale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien | TWh | 955 | 1800 | 2750 | 3900 | 5090 |

Quellen: /Europäische Kommission 2010/, /EUROSTAT 2010/, /IEA 2009/, /IER et al 2010/, /NEEDS 2006/, eigene Berechnungen

Die Verkehrsnachfrage steigt kontinuierlich über den gesamten betrachteten Modellzeitraum, dies gilt sowohl für den Personen- als auch für den Güterverkehr. Bezogen auf den Zeitraum zwischen 2005 und 2050, weist der Luftverkehr die größte Steigerungsrate auf (83 %), gefolgt vom Güterverkehr (62 %) und dem übrigen Personenverkehr ohne Luftverkehr (19 %).

Im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050 ist eine kontinuierliche Zunahme der Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 5090 TWh zu verzeichnen.

Die für die Analyse zugrunde gelegten Annahmen über die künftigen Ölpreise basieren im Wesentlichen auf den Annahmen der Energieprognose 2009 /Fahl et al. 2010/. Die Entwicklung wurde mittels einer modellgestützten Analyse, die die möglichen angebots- und nachfrageseitigen Entwicklungen auf dem Weltölmarkt und ihre Einflüsse auf den Ölpreis durch die Kopplung zweier Modelle /Remme et al. 2009a/ /Remme et al. 2009b/ berücksichtigt, abgeleitet. Hierfür wurden zur Beschreibung der Angebotsseite das Ölmarktmodell LOPEX (Long-term Oil Price and EXtraction) /Rehrl, Friedrich 2006/ und für die Abbildung der Nachfragesituation nach Öl das globale Energiesystemmodell TIAM-IER (TIMES Integrated Assessment Model) /Remme, Blesl 2008/ verwendet.

Bezüglich der längerfristigen Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas wird davon ausgegangen, dass physisch und politisch bedingte Verknappungen nicht auftreten. Für die Szenarienrech-

nungen wird angenommen, dass der Erdölpreis bis zum Jahr 2050 ein Niveau in realen Preisen von 110 US-\$₂₀₀₇ je bbl erreicht. Bei einer unterstellten Inflationsrate von 2,3 %/a bedeutet dies einen Rohölpreis für den OPEC-Korb von fast 300 US-\$ je bbl in 2050.

4.2 Szenarienbeschreibung

Als Basisszenarien werden drei Szenarien betrachtet (Tabelle 4-3), die sich bezüglich des Niveaus und der sektoralen Erfassung der Treibhausgas-Minderungsvorgaben unterscheiden.

Im Szenario ETS75 werden analog zu den derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen lediglich für die im europäischen Emissionshandelssystem (ETS) erfassten Sektoren (öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung, energieintensive Industrie sowie ab 2012 der Luftverkehr) und Treibhausgase (CO₂, N₂O) verbindliche Emissionsobergrenzen vorgegeben. Bis zum Jahr 2020 wird eine Emissionsreduktion um insgesamt 21 % bezogen auf 2005 unterstellt, entsprechend der derzeit in der EU-Richtlinie 2009/29/EG festgelegten verbindlichen Reduktionsvorgabe /EU 2009/. Für den weiteren Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 ist in Szenario ETS75 eine lineare Verschärfung der THG-Reduktionsvorgabe im ETS-Sektor bis auf 75 % gegenüber 2005 vorgegeben.

Im Szenario C75 wird ein schärferes Klimaschutzziel unterstellt, d.h. es wird davon ausgegangen, dass die EU ihre Klimaschutzanstrengungen im Vergleich zu Szenario ETS75 verstärkt und die verbindlichen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen auch auf die übrigen Sektoren des Energiesystems ausweitet. Auf europäischer Ebene wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 30 % bis 2020 gegenüber dem Niveau von 1990 vorgegeben, wie es die EU für den Fall, dass andere Staaten sich ebenfalls zu ambitionierten THG-Minderungszielen verpflichten, angekündigt hat /Europäischer Rat 2007/. Dieses Ziel wurde ebenso im Jahr 2010 in der Energiestrategie der Europäischen Union /Europäische Kommission 2010a/ festgelegt, für den Fall, dass ein umfassendes internationales Abkommen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen verabschiedet wird. Bis 2050 erfolgt im Szenario C75 eine Verringerung der Treibhausgasemissionen in der EU27 um 75 % gegenüber 1990. Der Beitrag der einzelnen Energiesektoren zur Erreichung des vorgegebenen Reduktionsziels richtet sich allein danach, welche Technologien und Maßnahmen zum jeweiligen Zeitpunkt unter den gegebenen energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen die niedrigsten THG-Vermeidungskosten aufweisen. Eine Einschränkung besteht lediglich für die derzeit im europäischen Emissionshandelssystem erfassten Sektoren, für die übergangsweise, zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele entsprechend der Mitteilung KOM(2010) 265, zusätzlich eine Emissionsreduktion um 21 % bis 2020 gegenüber 2005 vorgegeben ist, die anschließend bis zum Jahr 2030 mit einer jährlichen Reduktion um 1,74 % fortgeschrieben wird.

Die Vorgabe hinsichtlich des langfristigen Klimaschutzzieles hat sich in den letzten Jahren kontinuierlich erhöht. Um eine eventuelle weitere Verschärfung zu berücksichtigen, wird im

Szenario C90 von einer Reduktion der THG-Emissionen um 90 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 in der EU27 ausgegangen. Das Reduktionsziel für Deutschland für 2050 wurde im Energiekonzept der Bundesregierung /BMWi 2010b/ zwischen 80 % und 95 % gegenüber 1990 festgelegt. Die Europäische Kommission hat im März 2011 in ihrem „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“ /EU 2011/ ebenfalls den Vorschlag gemacht, bis 2050 eine Reduktion um 80-95 % gegenüber 1990 zu erreichen. Damit liegt das Reduktionsziel dieses Szenarios im oberen Drittel der bisher diskutierten Treibhausgasemissionsreduktionsziele.

Die Erreichung von Treibhausgasminderungszielen wird teilweise in Kombination mit anderen Vorgaben wie beispielsweise für den Ausbau der erneuerbaren Energien getroffen. Entsprechend der Zielvorgaben des Energiekonzepts /BMWi 2010b/ sollen 40 % des Bruttostromverbrauchs bis zum Jahr 2020 über erneuerbare Energien gedeckt werden. Mit den aktuellen Fördersätzen des EEG bzw. deren degressiven Fortschreibung kann dieses Ziel erreicht werden /Götz et al. 2011/. Danach soll der Ausbau kontinuierlich fortgesetzt werden, so dass für das Jahr 2050 ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 80 % erreicht wird. Auf gesamteuropäischer Ebene wird über die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG, /Europäische Kommission 2009a/) vorgeschrieben, dass 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 aus erneuerbaren Energien stammen müssen. Auch hier wird in den Modellannahmen von einer kontinuierlichen Steigerung ausgegangen, so dass sich der Anteil der regenerativen Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2050 in der EU27 auf mindestens 54 % beläuft.

Energieeinsparung durch verbesserte Gebäudedämmung im Wohnbereich und Nichtwohnbereich, Reduktion des spezifischen Energieverbrauchs für Beleuchtung, elektrische Anwendungstechniken, sowie KWK sind Beispiele dafür, dass das Thema Energieeffizienz sowohl auf europäischer Ebene als auch in der nationalen Energie- und Klimapolitik von großer Bedeutung ist. Durch den Beschluss des Rats aus dem Jahr 2007 wurde die Steigerung der Energieeffizienz /Europäischer Rat 2007/ als Ziel formuliert. Dieses Ziel ist durch das von Rat und Kommission beschlossene Klima- und Energiepaket mit den „20/20/20-Zielvorgaben“ /Europäische Kommission 2008/ bekräftigt worden. Das Ziel der Erhöhung der Energieeffizienz wurde im März 2010 durch den Europäischen Rat als eines der Kernelemente der Strategie für Beschäftigung und Wachstum /Europäischer Rat 2010/ bestätigt. Allerdings wurde das Energieeffizienzziel im Gegensatz zu den beiden anderen „20/20-Zielen“ (Reduktion der Treibhausgase und Anteil erneuerbarer Energien) im Energie- und Klimapakete nicht legislativ untermauert und auf dem EU-Energiegipfel nicht rechtsverbindlich festgeschrieben /Europäischer Rat 2011/.

Die Zielvorgabe - eine Reduktion von 20 % des EU-Primärenergieverbrauchs bis 2020 entspricht einer absoluten Primärenergieeinsparung, und basiert auf der Abschätzung der Einsparpotenziale der Kommission aus dem Grünbuch zur Energieeffizienz /Europäische Kommission 2005/. Insgesamt erscheint das Primärenergiereduktionsziel von 20 % als zu ambitio-

niert. Bei der Umsetzung einer Reihe von sehr weitreichenden Maßnahmen in allen Endenergieverbrauchssektoren ist eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 13 % gegenüber dem realen Primärenergieverbrauch in 2005 bis zum Jahr 2020 möglich /European Commission 2011/. Dies entspricht einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs um rund 0,8 %/a gegenüber dem Primärenergieverbrauch von 2010.

Tabelle 4-3: Übersicht über die betrachteten Szenarien

| Szenario | ETS Ziele (bezogen auf 2005) | Klimaschutzziel (THG-Reduktion gegenüber 1990) | Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch | Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch | Sonstige Politikmaßnahmen |
|--------------------|--|--|--|---|---|
| ETS75 | EU27: -21% (2020) -75% (2050) | - | | EU27: 20 % (2020) 54 % (2050) | - |
| C75 | | EU27: -30 % (2020) -75% (2050) | Deutschland: 40 % (2020) 60 % (2035) 80 % (2050) | | |
| C75_BEEVPEC | EU27: -21% (2020) -34% (2030) | | EU27: 30 % (2020) 45% (2035) 60 % (2050) | EU27: 20 % (2020) 70 % (2050) | Reduktion Primärenergieverbrauch EU27: -13% (2020) -44% (2050) |
| C90 | | EU27: -30 % (2020) -90 % (2050) | | EU27: 20 % (2020) 54% (2050) | - |

Die Diskussion hinsichtlich des Zielwerts für den Beitrag der erneuerbaren Energien in Deutschland zum Bruttostromverbrauch für das Jahr 2020, der mit 20 % gestartet ist und der im Energiekonzept auf 35 % angehoben wurde, zeigt, dass hier über eine weitere Verschärfung nachgedacht wird.

Um die Auswirkungen einerseits von Zielvorgaben hinsichtlich der Primärenergieeinsparung und andererseits des gleichzeitigen Ziels der Erreichung von Bruttoendenergieverbrauchsquoten von erneuerbaren Energien zu untersuchen werden im Szenario C75_BEEVPEC hierfür Zielvorgaben gemacht. Konkret wird darin unterstellt, dass ein Reduktionsziel des Primärenergieverbrauchs von 0,8 %/a bis zum Jahr 2050, was einer 44 prozentigen Reduktion ent-

spricht, gilt und gleichzeitig der Anteil des Bruttoendenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien von 20 % in 2020 auf 70 % in 2050 ansteigt.

Im Verkehrssektor wird zudem die Fortführung der Biokraftstoffquote berücksichtigt. Als Bemessungsgröße wird hier ab 2015 die Netto-Treibhausgasminderung, die durch den Einsatz von Biokraftstoffen erreicht wird, herangezogen. Ab dem Jahr 2020 wird gemäß dem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien /Bundesrepublik Deutschland 2010/ eine Mindestquote von mindestens 7 % angesetzt.

Eine weitere Zielvorgabe für den Verkehrssektor, die in den Szenarien berücksichtigt wird, bezieht sich auf den Ausbau der Elektromobilität in Deutschland. Gemäß dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität /Bundesregierung 2009/ soll in Deutschland bis zum Jahr 2020 ein Bestand von einer Million Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeugen erreicht werden, bis zum Jahr 2030 könnten es mehr als 5 Millionen Fahrzeuge sein. In den Modellannahmen wird bis zum Jahr 2050 von einer Ausweitung auf mindestens 10 Millionen Fahrzeuge ausgegangen. Im Hinblick auf die technischen und ökonomischen Grundlagen wurden die Entwicklungsperspektiven entsprechend /Blesl et al. 2009b/ berücksichtigt.

Für die Nutzung der Kernenergie innerhalb der EU27 wurden länderspezifische Annahmen getroffen, welche sich an den derzeitigen politischen Diskussionen orientieren. Hierbei wurde für Belgien, Deutschland und Spanien ein Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie unter Berücksichtigung der derzeit gültigen kernkraftwerkspezifischen Laufzeitvorgaben unterstellt. Für die EU-Mitgliedsstaaten, in denen derzeit keine Kernkraftwerke installiert sind, wird davon ausgegangen, dass auch zukünftig keine Nutzung der Kernenergie erfolgt. Eine Ausnahme hierbei bildet Polen, wo der Neubau von Kernkraftwerken in der kommenden Dekade anvisiert ist /WNA 2010a/. Für die Staaten mit derzeitiger Kernenergienutzung und ohne Ausstiegsbeschluss wurde unterstellt, dass eine Kapazitätshaltung von Kernkraftwerken (z. B. Schweden oder Großbritannien) erfolgen kann, bzw. ein Ausbau der Kernkraftwerkskapazitäten möglich ist (z. B. Frankreich).

Vorgaben bezüglich der Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen werden in allen Szenarien und deren Varianten nicht gemacht, da dies Untersuchungsgegenstand der Analyse sein soll.

4.3 Rolle des Wärmemarktes bei der Erreichung von Treibhausgasminderungszielen

Die CO₂-Emissionen des gesamten Energiesystems der EU27 betragen im Jahr 2000 rund 3975 Mt CO₂. Gemäß der Szenarioannahme ist im Szenario C75 (bzw. im Szenario C90) ein europaweites Klimaschutzregime mit einer sektorübergreifenden Reduktion der Treibhausgasemissionen ggü. 1990 von 30 % bis 2020 und 75 % (90 %) bis 2050 unterstellt (vgl. Abbildung 4-1).

Die Verteilung der Emissionsreduktionen auf die EU-Mitgliedsstaaten (Burden Sharing) ist dabei Optimierungsergebnis, ebenso wie die Aufteilung der Minderung zwischen den Sektoren. Die unterschiedlichen Rahmenannahmen in den Szenarien bewirken dabei sowohl Verschiebungen in den Beiträgen der einzelnen Staaten zum europaweiten Klimaschutz, als auch verschieden starke Emissionsreduktionen im Umwandlungssektor und den Verbrauchssektoren in den jeweiligen Staaten.

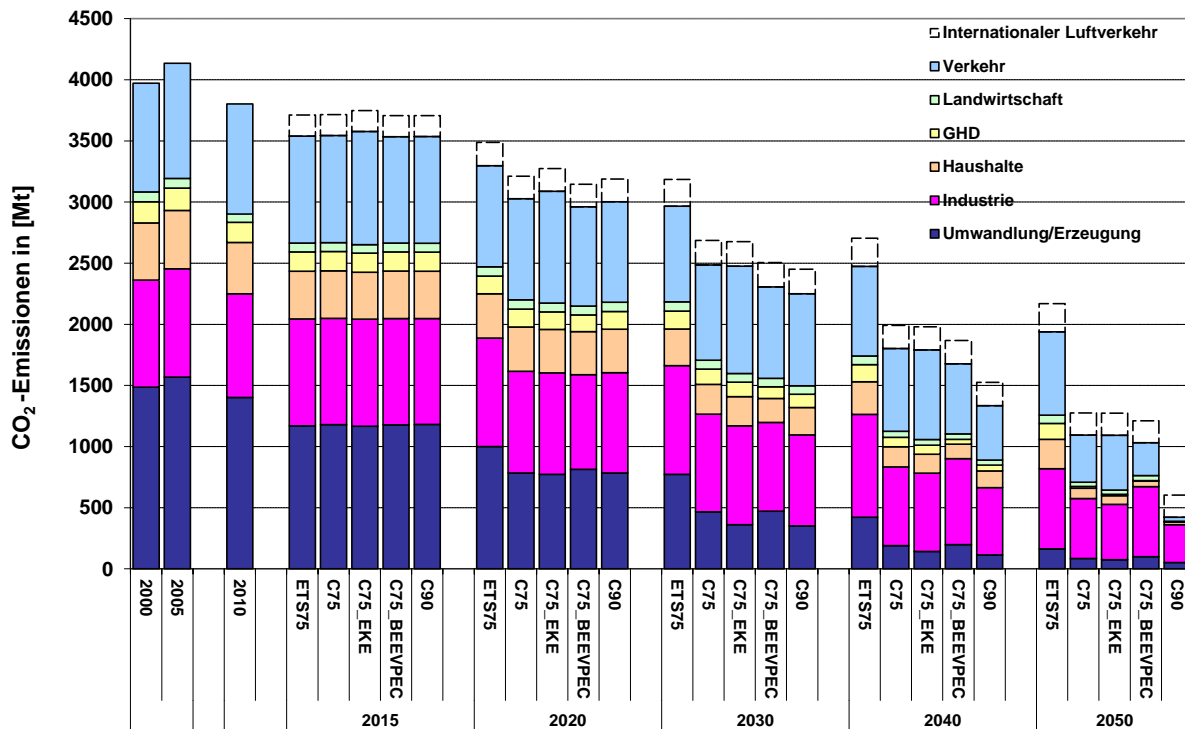


Abbildung 4-1: CO₂-Emissionen nach Sektoren in der EU27 im Szenarienvergleich

In Deutschland nehmen die CO₂-Emissionen in allen Szenarien kontinuierlich ab. Je nach Szenario liegt der Rückgang gegenüber 1990 zwischen 38 % und 42 % in 2020 und bei ca. 75-95 % in 2050 (Abbildung 4-2). In Bezug auf das Burden Sharing reduziert Deutschland seine CO₂-Emissionen damit deutlich stärker als der EU-Durchschnitt. Den größten Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen leistet der Umwandlungssektor, insbesondere die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung. Aber auch in den übrigen Sektoren ist in allen Szenarien ein kontinuierlicher Emissionsrückgang zu beobachten. Während in den Bereichen Industrie, Haushalte und GHD schon ab 2020 deutliche CO₂-Emissionsreduktionen erreicht werden, trägt der Verkehr erst nach 2040 verstärkt zur Reduktion bei. Im Szenario C90 ist sogar eine nahezu CO₂-freie Versorgung der Sektoren Haushalte, GHD, Landwirtschaft und Verkehr notwendig, um die prozessbedingten Industrieemissionen zu ermöglichen.

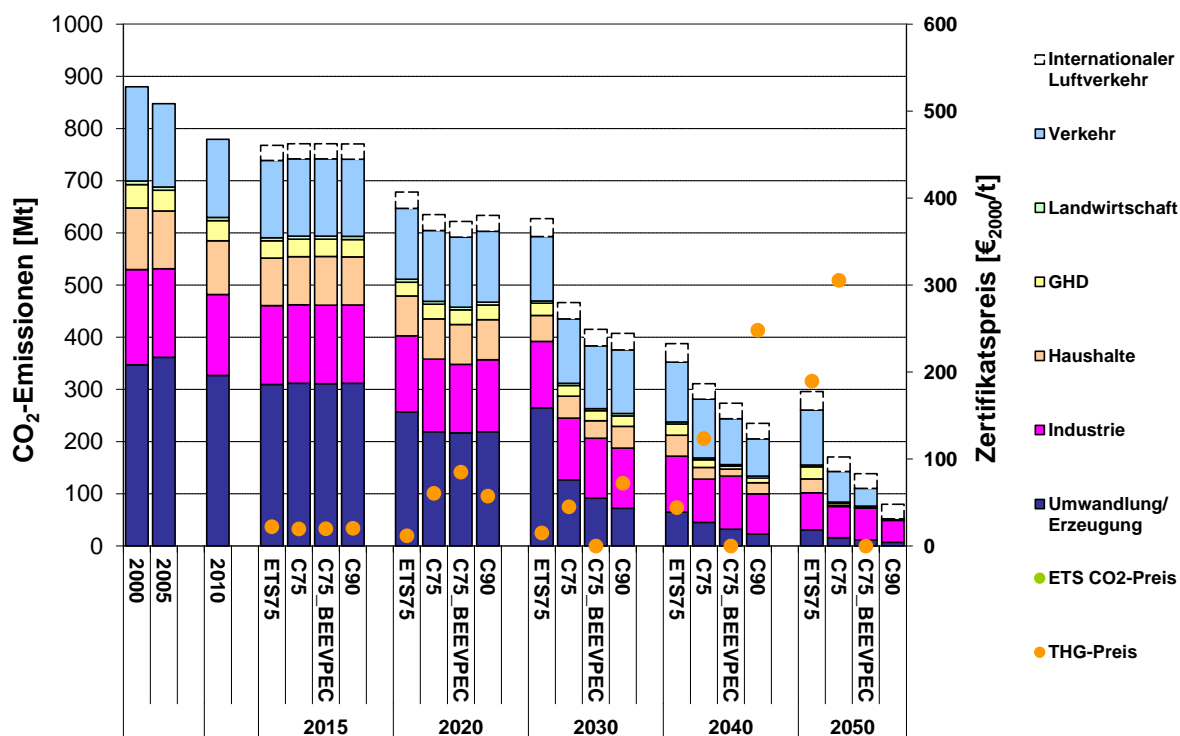


Abbildung 4-2: CO₂-Emissionen nach Sektoren in Deutschland und EU-Zertifikatspreise¹⁹ für CO₂- bzw. THG-Emissionen im Szenarienvergleich

Aus der Aufteilung der CO₂-Emissionen nach Sektoren kann kein Rückschluss auf den Beitrag des Wärmemarktes zur CO₂-Emissionsreduktion geschlossen werden, da die Wärmenachfrage zu unterschiedlichen Anteilen in den Sektoren Haushalte, GHD, Landwirtschaft und Industrie enthalten ist. Daher werden die CO₂-Emissionen anstatt nach Sektoren nach Anwendungsgebieten aufgeteilt für das Jahr 2020 und 2050 in Deutschland in Abbildung 4-3 dargestellt. Hierbei wird zwischen dem Wärmemarkt, der alle CO₂-Emissionen, die bei der Bereitstellung von Raumwärme, Brauchwarmwasser, Prozesswärme bzw. die Bereitstellung der Fernwärme d.h. deren Anteil an der öffentlichen Wärmeversorgung, der Mobilität (dem Verkehr) und den sonstigen Anwendungszwecken differenziert. Die Sonstigen umfassen hierbei vor allem die Elektroanwendungen für die Bereitstellung mechanischer Energie, Beleuchtung und IKT.

¹⁹ In der vorliegenden Analyse werden zwei Märkte für Emissionszertifikate unterschieden. Zum einen der Markt des europäischen Emissionszertifikatesystems (ETS), welcher auf ausgewählte Branchen und Anlagen beschränkt ist, und zum anderen der übergeordnete, alle Sektoren und Anlagen umfassende Zertifikatehandel. Im Gegensatz zum ETS-Markt, in dem primär CO₂-Emissionen erfasst werden, sind im übergeordneten Zertifikatehandel die Treibhausgase CO₂, CH₄ und N₂O berücksichtigt. Entsprechend ergibt sich für den ETS-Sektor ein CO₂-Preis und für den übergeordneten Zertifikatehandel ein THG-Preis. Da der ETS-Markt ein Teil des sektorübergreifenden Marktes ist, erfolgt bei entsprechend starker Zielvorgabe für die europaweite THG-Minderung über alle Sektoren eine Überlagerung der Minderungsziele des ETS-Marktes, so dass sich die Zertifikatspreisbildung vom ETS-Markt an den übergeordneten Zertifikatehandel verlagert.

Der Anteil des Wärmemarktes an den gesamten CO₂-Emissionen betrug im Jahr 2010 rund 42 % in Deutschland. Bis zum Jahr 2020 wird sich trotz einer Reduktion der Emissionen des Wärmemarktes um 60 bis 82 Mio. t CO₂ dieser Anteil unabhängig vom betrachteten Szenario nicht verringern. Der Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen variiert hingegen 2050 szenarienabhängig. Den geringsten Anteil mit 26 % an den Gesamt-CO₂-Emissionen weist der Wärmemarkt unter der Vorgabe, dass Mindestmengen an erneuerbaren Energien im Energiesystem eingesetzt werden müssen, im Szenario C75_BEEVPEC auf. D.h. im Wärmemarkt können im Vergleich zu den anderen Anwendungen überproportional erneuerbare Energien verwendet werden und die Energienachfrage reduziert werden. Den höchsten Anteil mit 44 % an den Gesamt-CO₂-Emissionen im Szenarienvergleich emittiert der Wärmemarkt im Szenario C90, d.h. im Falle sehr weitgehender Minderungsziele. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Prozesswärmebedarf der Industrie nur unter Aufwendung erheblicher Investitionen komplett auf erneuerbare Energien bzw. quasi CO₂-freie Energieträger umstellbar ist.

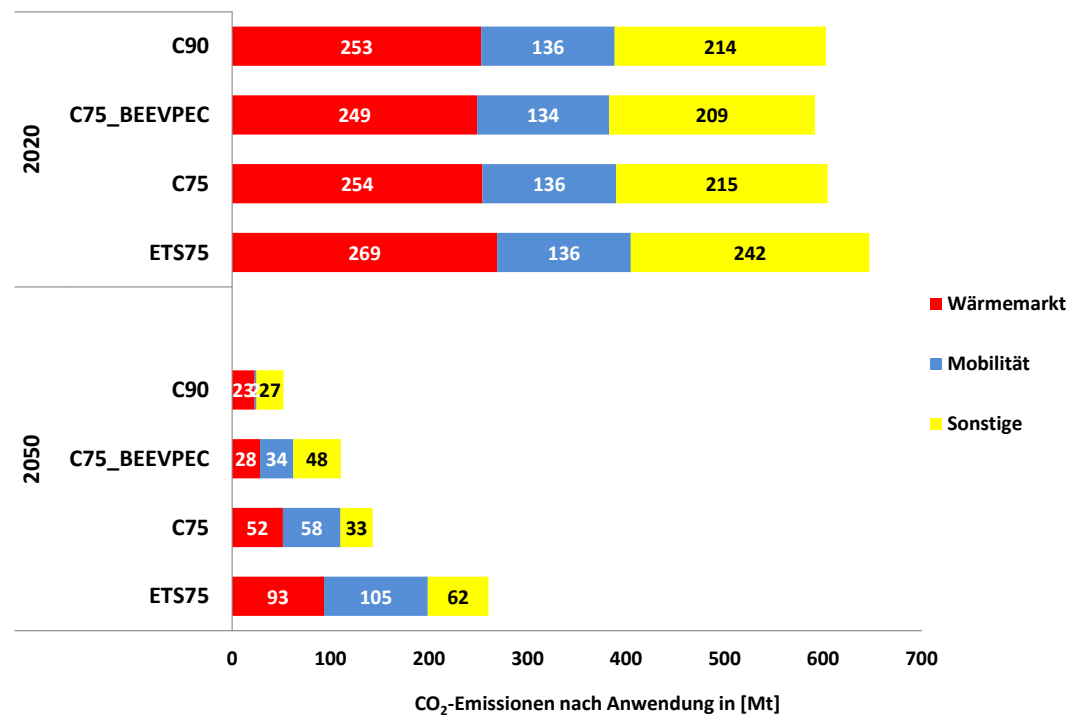


Abbildung 4-3: CO₂-Emissionen nach Anwendungsbereich in Deutschland im Szenarienvergleich

Dieser Effekt, d.h. dass aufgrund des Treibhausgasminderungsziels nur noch die Möglichkeiten, bestimmte Energieträger in den Endenergiesektoren bzw. der öffentlichen Strom- bzw. Wärmeerzeugung eingesetzt werden können kann am besten anhand der spezifischen CO₂-Emissionen abgeleitet werden. Um diese Auswirkungen aufzuzeigen, wurde für die EU27 und das Jahr 2020 das THG-Minderungsziel gegenüber 1990 in der Spannweite von 20 % bis

30 % variiert und diese THG-Minderungsziele linear bis zum Jahr 2050 im Bereich zwischen 50 % und 90 % fortgeschrieben²⁰. Als Ergebnis dieser Analyse sind die spezifischen CO₂-Emissionen nach Sektoren für die Jahre 2010 (heute), 2020 und 2050 in Abbildung 4-4 bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch und den Endenergieverbrauch ohne den Strom- und Fernwärmebezug für Deutschland dargestellt. Bei der Berechnung der spezifischen CO₂-Emissionen auf Endenergieebene werden Energieeinsparungen innerhalb der Sektoren in Abhängigkeit des Treibhausgasemissionsziels nicht berücksichtigt.

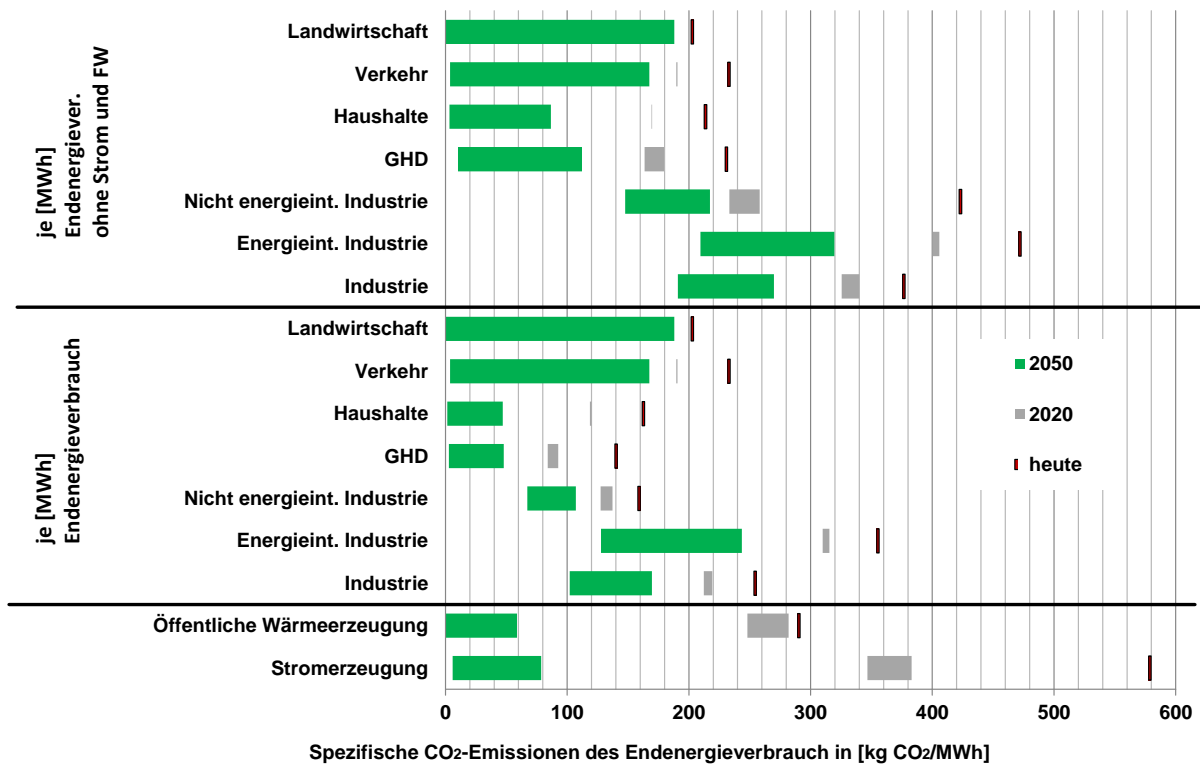


Abbildung 4-4: Spezifische CO₂-Emissionen nach Sektoren in Deutschland im Fall sektorübergreifender Minderungsziele

Ergibt sich in der Darstellung der spezifischen CO₂-Emissionen für einen Sektor eine große Bandbreite, so weist dies darauf hin, dass der Sektor sensitiv hinsichtlich des Treibhausgasemissionsziels in den Jahren 2020 bzw. 2050 ist. Schmale Bandbreiten, d.h. dass beim geringsten analysierten Minderungsziel der maximale Minderungsbeitrag geleistet wird, zeigen auf, dass die CO₂-Minderungsmaßnahmen innerhalb des Sektors im Vergleich zu den anderen Sektoren entweder kosteneffizient oder weitaus teurer sind.

²⁰ D.h. im Fall eines 20 %igen THG-Minderungsziels in 2020 ist eine 50 %ige Minderung in 2050 zu erreichen. Bei einer Minderung von mindestens 75 % bis 2050 gegenüber dem Jahr 1990 ist bis 2020 eine Reduktion um 30 % zu erzielen.

Die spezifischen CO₂-Emissionen bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch (heute) sind im Fall der Haushalte, des GHD und der Industrie, bzw. deren Unterteilung in energieintensive und nicht energieintensive Industrie, niedriger als im Bezugsfall ohne Strom und Fernwärme, da in diesen Sektoren heute bereits ein größerer Anteil emissionsfreie Sekundärenergien (Strom und Fernwärme) eingesetzt wird.

Die spezifischen CO₂-Emissionen bezogen auf den Endenergieverbrauch ohne den Strom- und Fernwärmebezug der Industrie sind heute und zukünftig im Vergleich zu den anderen Endenergieverbrauchssektoren am höchsten, da u.a. Steinkohle zur Dampferzeugung aus wirtschaftlichen Gründen eingesetzt wird. Da die energieintensive Industrie zusätzlich die prozessbedingten Emissionen enthält, weist diese heute spezifische CO₂-Emissionen von um die 465 kg CO₂/MWh auf. Da deren Reduktion, ohne Verlagerung des Produktionsstandortes, nur schwer möglich ist, sind diese spezifischen CO₂-Emissionen auch zukünftig höher als in den anderen Sektoren.

In den anderen Endenergieverbrauchssektoren, in denen überwiegend Mineralöle und Erdgas als direkte Energieträger eingesetzt werden, liegen die spezifischen CO₂-Emissionen (ohne Strom- und Fernwärmebezug) 2010 zwischen 245 und 200 kg CO₂/MWh. Für die Wärmebereitstellung der Haushalte müssen diese spezifischen CO₂-Emissionen von ca. 180 kg CO₂/MWh_{th} im Jahr 2020 auf unter 85 kg CO₂/MWh_{th} sinken, und damit weit unterhalb der reinen spezifischen Emissionen fossiler Brennstoffe (z. B. von Erdgas von 201 kg CO₂/MWh) liegen.

Bezogen auf eine Bereitstellung der Raumwärme mittels Erdgas bedeutet dies beispielsweise, dass die spezifischen CO₂-Emissionen eines Erdgas-Brennwertkessels von 196 kg CO₂/MWh_{th} bereits 2020 oberhalb des Durchschnittswertes liegen würden. Brennwertkessel in Kombination mit Solarthermie zur Warmwasserbereitung oder auch Heizungsunterstützung weisen spezifische CO₂-Emissionen von 146 kg CO₂/MWh_{th} auf; die Kombination Gaswärmepumpe und Solarthermie emittiert etwa 103 kg CO₂/MWh_{th}. Im Falle des 80 %igen-Reduktionsziels im Jahr 2050 kann eine Wärmeerzeugung durch Erdgas zu den geforderten durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen nur durch eine Beimischung von etwa 60 % Biogas realisiert werden. Sollte der heutige Anteil von Erdgas zur Raumwärmebereitstellung konstant bleiben, ist zu überprüfen, ob entsprechende Biomassepotenziale zur Vergasung gegebenenfalls in Konkurrenz zur Bereitstellung alternativer Kraftstoffe oder dem direkten Einsatz zur Wärmeerzeugung sowie in KWK-Anlagen stehen.

Die spezifischen Emissionen der öffentlichen Stromerzeugung in Deutschland sind im Vergleich zu den anderen Sektoren am höchsten, da sie auf die erzeugte Strommenge bezogen sind und damit neben dem Emissionsfaktor des eingesetzten Brennstoffmixes auch noch die Wirkungsgrade der Kondensationsstromerzeugung berücksichtigt sind. Durch den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und die Beschränkung der Emissionszertifikate werden sich die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland von heute ca. 575 kg CO₂/MWh_{el} auf unter 380 kg CO₂/MWh_{el} bis zum Jahr 2020 reduzieren.

Sollten die angestrebten Ziele im Jahr 2050 realisiert werden, so ist die öffentliche Stromerzeugung nahezu CO₂ frei. Diese quasi CO₂-freie Strom- und Wärmeerzeugung ist bereits bei einem sektorübergreifenden Emissionsminderungsziel von 50 % kosteneffizient. Im Vergleich dazu werden die Endenergieverbrauchssektoren erst bei einem Reduktionsziel von 90 % nahezu CO₂-frei.

Obwohl der Anteil der CO₂-freien Brennstoffe (erneuerbare Energien) in der öffentlichen Wärmeerzeugung geringer ist, und zusätzlich die spezifischen Emissionen auf die bereitgestellte Fernwärme bezogen sind, ist der spezifische Emissionsfaktor²¹ mit rund 290 kg CO₂/MWh_{th} vom Betrag her geringer, als der der öffentlichen Stromerzeugung. Dies ist zum Teil durch den Wirkungsgrad der Fernwärmeerzeugung in Kesseln, der mit um die 85 % höher ist als bei der Stromerzeugung, zurückzuführen. Die öffentliche Wärmeerzeugung, d.h. hauptsächlich die Fernwärme, kann im Prinzip mit einer Vielzahl von fossilen und erneuerbaren Energien in gekoppelten und ungekoppelten Anlagen erzeugt werden. Da die Infrastruktur zur Wärmeverteilung (Fernwärmenetz und Übergabestation) unabhängig von der Art der Wärmeerzeugung ist, kann diese langfristig verwendet werden. Zur Erreichung der Minderungsziele ist die Gesamteffizienz der Fernwärmeversorgung weiter zu verbessern. Dies erfordert die Reduktion der Verteilungsverluste auf höchstens 8 %, durch eine möglichst tiefe Auskühlung des Rücklaufes beispielsweise durch Anpassung der Hausanlagen und der Art des Verbraucheranschlusses (Vor- oder Rücklauf). Die zur Einhaltung der Minderungsziele notwendigen durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung können bis 2020 durch Erdgas GuD-KWK-Anlagen erfüllt werden. Für das Jahr 2050 bedeutet dies jedoch, dass die Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen fast ausschließlich in Biomasse-KWK-Anlagen, Geothermie-KWK-Anlagen oder fossilen KWK-Anlagen mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) erfolgen muss. Nur für CCS KWK-Anlagen können auf Basis von Erdgas spezifische Emissionsfaktoren von unter 55 kg CO₂/MWh_{el} erreicht werden. Mögliche Optionen für Heizwerke sind Biogas- oder Biomasse-Heizwerke, Solarthermie sowie elektrische Wärmepumpen als zentrale Großwärmepumpen oder dezentrale Wärmepumpen in den Hausübergabestationen. Ein Umdenken in innovative Systeme und deren intelligente Kopplung ist insgesamt erforderlich. Hierzu zählt eine frühzeitige und langfristige Umstellung des Systems auf die Herausforderungen der Zukunft.

Vergleicht man die spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren in Deutschland und der EU27, so bestehen heute die größten Differenzen in der öffentlichen Stromerzeugung (vgl. Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5). Dies beruht zum einen auf dem hohen Anteil der Kohlen an der öffentlichen Stromerzeugung in Deutschland und zum anderen auf dem größeren Anteil der

²¹ Eine Stromgutschrift bzw. eine gesonderte Behandlung der KWK-Stromerzeugung wurde in dem Vergleich nicht vorgenommen.

erneuerbaren Energien in der EU27. Diese Differenz wird zukünftig geringer bzw. verschwindet in 2050.

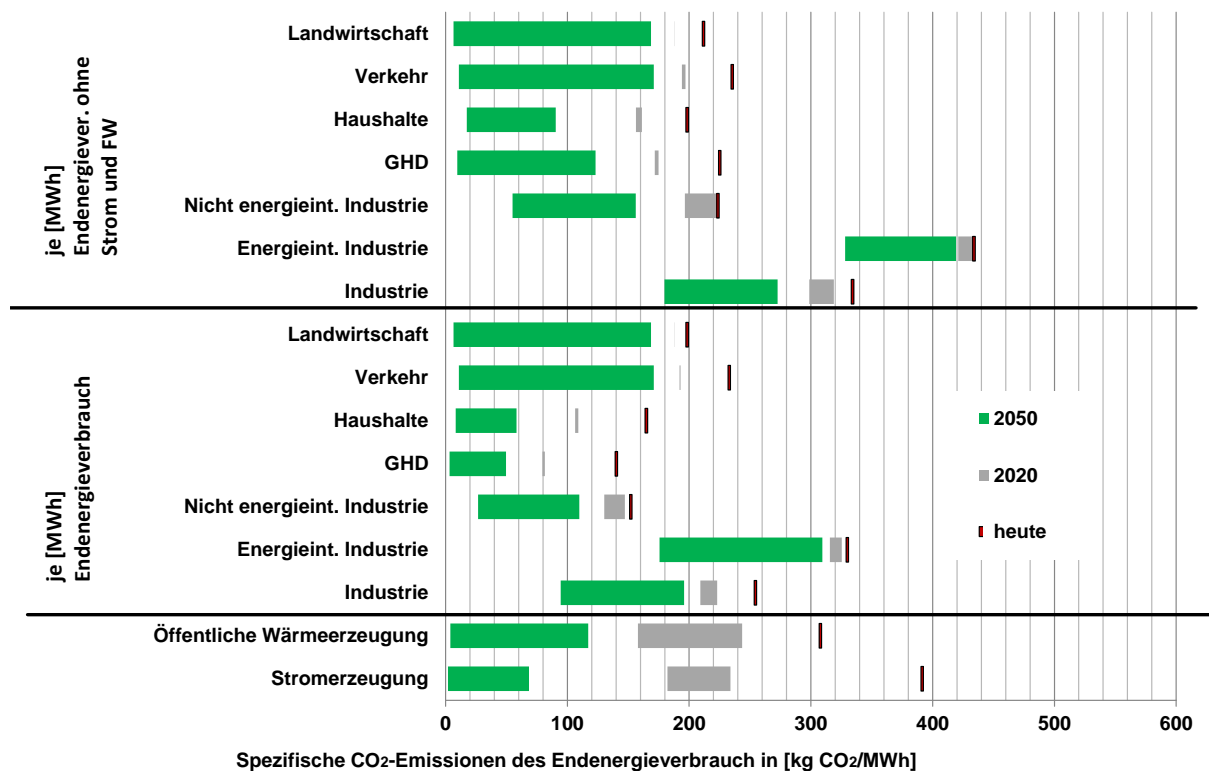


Abbildung 4-5: Spezifische CO₂-Emissionen nach Sektoren in der EU27 im Fall sektorübergreifender Minderungsziele

Aufgrund des höheren Anteils an energieintensiven Industrien in Deutschland und der damit verbundenen industriellen Eigenerzeugung werden in Deutschland mehr Kohlen in der Industrie eingesetzt. Dies spiegelt sich in der Differenz der spezifischen Emissionen heute und 2020 im Vergleich Deutschland / EU27 der Industrie wider. Da unterstellt ist, dass selbst bei einem maximalen Reduktionsziel von 90 % kein Wechsel in den nachgefragten Produktionsstoffen bzw. eine Verlagerung der Produktion in andere Länder erfolgt, besteht ein solcher Unterschied auch in den minimalen spezifischen CO₂-Emissionen in 2050. In der energieintensiven Industrie ist hierbei zu berücksichtigen, dass Substitutionspotenziale von Biomasse bestehen, so dass diese beispielsweise in der Zement-, Glas- oder in der Stahlindustrie eingesetzt wird. Die geringsten Unterschiede bezüglich des Vergleichs der spezifischen CO₂-Emissionen zwischen Deutschland und der EU27 weist der Verkehrssektor auf, da innerhalb Europas im Individualverkehr zwar die Anteile zwischen Diesel und Benzin leicht variieren, deren C-Gehalt jedoch nicht stark abweicht. Da eine Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen nur durch alternative Antriebskonzepte und –energien aufgrund von EU-Vorgaben bzw. extremen Minderungszielen erfolgt, ergibt sich auch für 2020 bzw. 2050 nur eine geringe Abweichung. Im Gegensatz zur vorangegangenen Variation der Treibhausgasminderungsziele können die Ursachen der Emissionsminderung beispielsweise im Szenario C75 analysiert werden. Hierfür

wird das Szenario C75 mit einem Szenario verglichen das keine Klimaschutzziele bzw. -maßnahmen hinterlegt hat, d.h. es gibt in diesem Szenario keine Minderungsziele für den ETS oder sektorübergreifend. Der Minderungseffekt wird hierbei in Komponenten zerlegt. In /Blesl et al. 2008b/ wird hierfür zwischen der Nutzung der CCS-Technologie, dem verstärkten Einsatz der Kernenergie, dem Energieträgerwechsel zwischen verschiedenen fossilen Energieträgern und der verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien in allen Sektoren unterschieden. Zudem wird berücksichtigt, dass durch einen höheren Endenergieverbrauch an Strom bzw. Wärme Emissionen in den Nachfragesektoren vermieden werden können. Zudem werden Effizienzsteigerungen bzw. Einsparoptionen gesondert ausgewiesen.

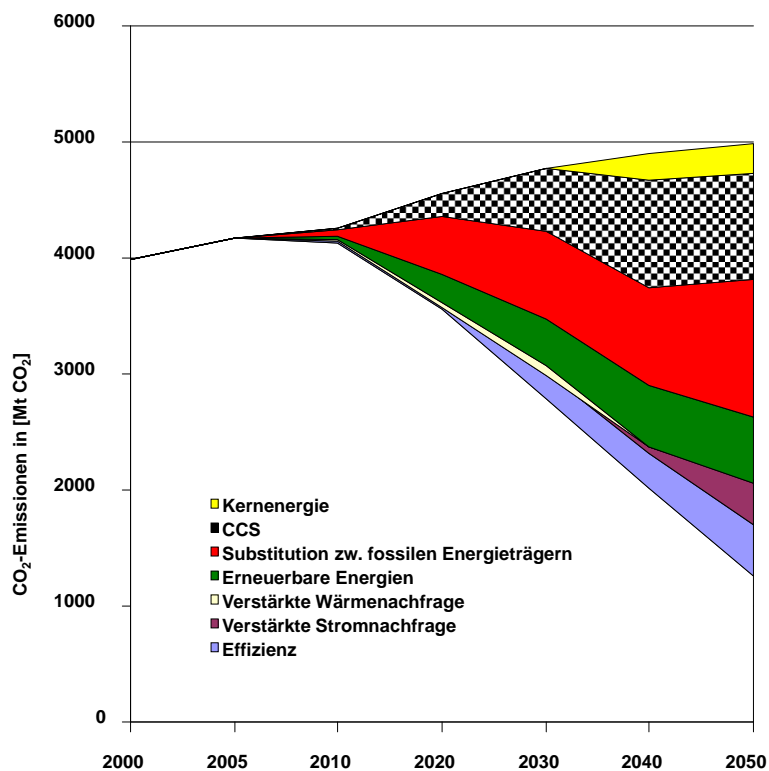


Abbildung 4-6: Ursachen der Emissionsminderung im Szenario C75 in der EU27 (nach /Blesl et al. 2008b/)

Die Aufteilung der CO₂-Reduktion auf die entsprechenden Kategorien stimmt nicht mit der CO₂-Emissionsreduktion der jeweiligen Sektoren überein. Dies liegt daran, dass z. B. durch die verstärkte Stromanwendung im Endenergiesektor die Emissionen abnehmen, wohingegen die Emissionen durch die zusätzlich erzeugten Strommengen im Umwandlungssektor zunehmen können. Daher wurden von /Blesl et al. 2008b/ die Änderung der spezifischen Emissionen im Erzeugungsektor und die des Endenergieverbrauchsektors bezüglich der prozentualen und absoluten Zusammensetzung fossiler Energieträger in Summe gewertet. Zusätzlich wurde beispielsweise berücksichtigt, dass bei CCS-Technologien energetische Aufwendungen für

den Transport und die Verpressung des CO₂ notwendig sind. Der Energieträgerwechsel (vgl. Abbildung 4-6 (Fossil)) gefolgt vom Einsatz der CCS-Technologie ist hauptsächlich verantwortlich für die Emissionsminderung. CCS ist nicht nur im Kraftwerkssektor, bzw. bei Heizkraftwerken, eine Option, sondern findet auch ihren Einsatz im Bereich der Kraftstoffherstellung und in der Industrie bei der Ammoniaksynthese, der Stahlerzeugung bzw. der Zementherstellung.

Der Einsatz erneuerbarer Energien folgt in der Rangfolge zur Erreichung der Emissionsminderung erst an dritter Stelle. Dies liegt wie im Fall der Energieeffizienz daran, dass der unterstellte Anstieg der Energieträgerpreise bereits in Szenarien ohne verstärkte Klimaschutzziele oder –Maßnahmen zu einer erhöhten Verwendung von erneuerbaren Energien und einer Reduktion des spezifischen Endenergieverbrauchs führt. Dieser Effekt wird bei der Differenzbildung nicht nochmals gezählt. Energieeffizienz trägt zudem erst im längeren Zeitverlauf zur Emissionsminderung bei, da die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien bzw. der Einsatz von CCS dazu führt, dass Teile der Effizienzsteigerung wieder kompensiert werden. Darüber hinaus ergeben sich aufgrund des technischen Fortschritts zusätzliche Effekte die nicht doppelt gezählt werden können.

4.4 Rolle der Energieträger und der KWK im Wärmemarkt

Die Struktur des Energieträgereinsatzes im Wärmemarkt wird in Zukunft neben der Energieträgerpreisentwicklung von den politischen Vorgaben beispielsweise hinsichtlich der Treibhausgasminderungsziele beeinflusst. Da die unterschiedlichen Energieträger sich bzgl. des Einsatzpotenzials und der CO₂-Intensität unterscheiden, wirken sich politische Vorgaben unterschiedlich auf deren anteilige und absolute Entwicklung aus. Dies gilt im Besonderen für die KWK, da diese neben den Entwicklungen im Wärmemarkt von den Vorgaben des Strommarktes mit beeinflusst wird. Im Folgenden wird daher kurz die Entwicklung des Niveaus des Endenergieverbrauchs in Deutschland und der EU27 im Wärmemarkt insgesamt und die der Rolle der einzelnen Energieträger bzw. der KWK in Abhängigkeit der Szenarienannahmen diskutiert.

4.4.1 Endenergieverbrauch insgesamt und nach Energieträgern im Wärmemarkt

Der Endenergieverbrauch im Wärmemarkt in Deutschland nimmt langfristig in allen Szenarien einerseits aufgrund der Energieeinsparverordnung im Bereich der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und andererseits durch Effizienzsteigerungen der Endenergietechnologien bzw. der Wärmeerzeugungsanlagen ab (vgl. Abbildung 4-7). Die

Abnahme gegenüber dem Jahr 2010 ist hierbei in den Haushalten mit ca. 25 % bis 2030 bzw. zwischen 44 und 62 % bis zum Jahr 2050 am größten. Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen entfallen derzeit rund 78 % der Wärmenachfrage auf die Raumwärmenachfrage. Da trotz des unterstellten Bevölkerungsrückgangs in Deutschland von nur gering rückläufigen Beschäftigtenzahlen ausgegangen wird, sind auch hier die Energieeinsparverordnung und der Energiepass die Haupttreiber für die Abnahme des Endenergieverbrauchs an Wärme. In der Industrie ist der Rückgang des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung in Deutschland am geringsten, da hier die Effizienzsteigerung der Energieversorgungstechniken und der Wechsel zu energetisch optimierten Produktionsverfahren teilweise durch die erhöhte Industrieproduktion kompensiert wird.

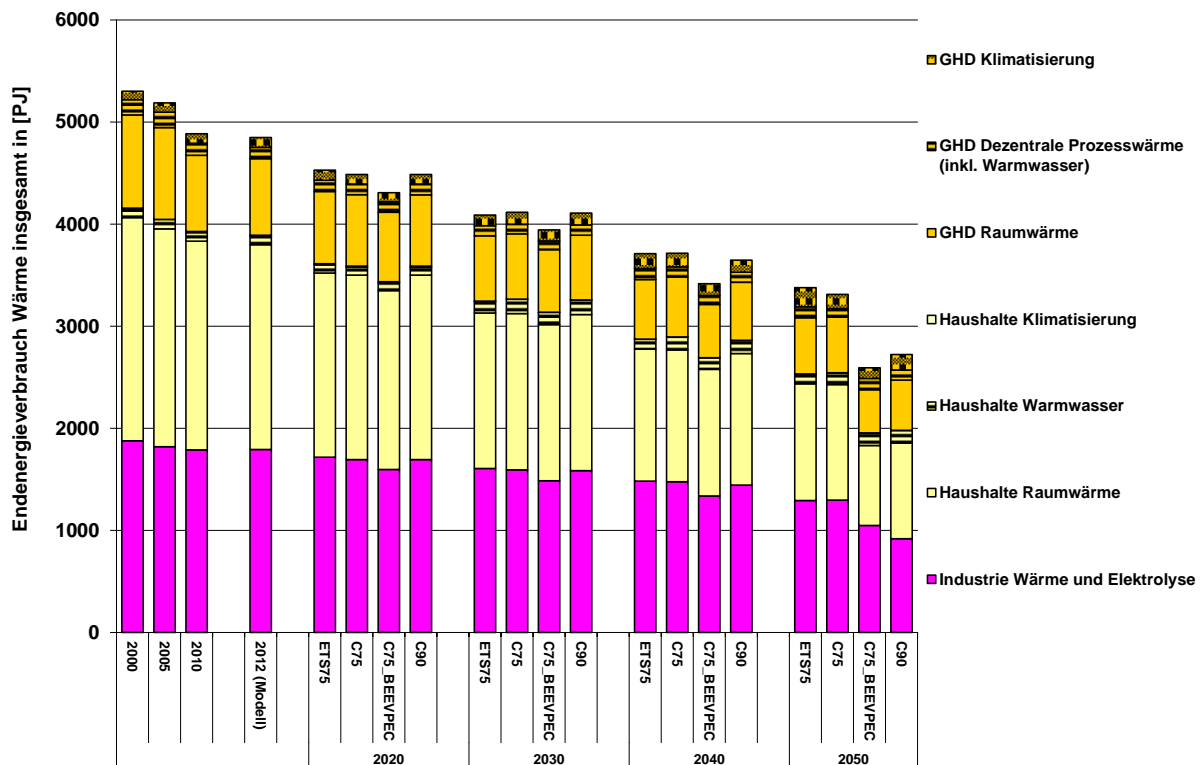


Abbildung 4-7: Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung nach Anwendung in Deutschland im Szenarienvergleich

Die Szenarienannahmen hinsichtlich der Art der Ausgestaltung des Treibhausgasemissionsreduktionsinstrumentes, d.h. nur auf den ETS-Sektor beschränkt oder Ausweitung auf alle Sektoren, haben bis zum Jahr 2030 kaum Einfluss auf die absolute Höhe des Endenergieverbrauchs zur Deckung der Wärmenachfrage. Die bisherige Politik bezüglich der Reduktion des Endenergieverbrauchs für Raumwärme wurde in den letzten Jahren bereits erheblich verschärft. Im Weiteren ist eine zusätzliche Verschärfung in allen Szenarien bereits unterstellt; daher kommt es bis zum Jahr 2030 zu keinen nennenswerten zusätzlichen Einsparungen durch darüber hinausgehende Sanierungsmaßnahmen, außer es wird von zusätzlichen Mindesteinsatzmengen erneuerbarer Energien, wie im Fall des Szenario C75_BEEVPEC, ausgegangen. Im Jahr 2050 führt die Beschränkung des Emissionsminderungsziels auf den ETS-Sektor zum

höchsten Endenergieverbrauch. Obwohl das sektorübergreifende Reduktionsziel von 90 % von allen Sektoren entsprechende Reduktionsbeiträge erfordert und andererseits die CO₂-freien Energieträger begrenzt sind, ist der Endenergieverbrauch in diesem Szenario nicht am geringsten.

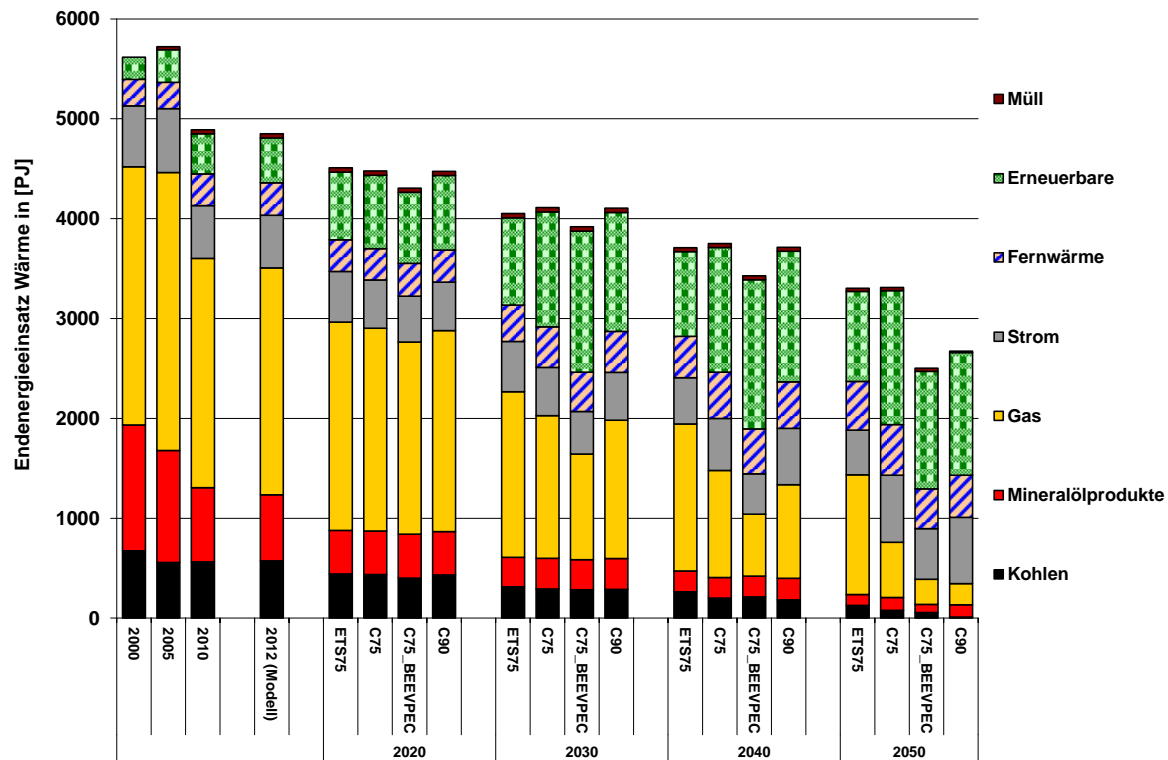


Abbildung 4-8: Endenergieverbrauch nach Energieträgern zur Wärmebereitstellung in Deutschland im Szenarienvergleich

Neben dem Niveau des Endenergieverbrauchs für die Wärmebereitstellung ändert sich auch die Struktur der hierfür eingesetzten Energieträger (vgl. Abbildung 4-8). So ist der Einsatz der Kohlen zur Wärmeerzeugung in Deutschland langfristig rückläufig. Kohleeeinzelöfen in Haushalten bzw. im GHD sind aufgrund des Komfortanspruchs bis zum Jahr 2020 so gut wie nicht mehr anzutreffen. Die Verwendung der Kohlen findet jedoch noch in der Industrie statt, in der diese zur Prozessdampferzeugung in Kohlekesseln bzw. Entnahmekondensations-KWK-Anlagen eingesetzt werden. Teilweise ist eine vollständige Reduktion der Kohlen nicht möglich, da neben dem Einsatz zur Prozesswärmeerzeugung Kohlen gleichzeitig Reduktionsmittel sind.

Dadurch, dass der Verbrauch von Mineralölprodukten, d. h. überwiegend Heizöl, für die Raumwärmeerzeugung in den Haushalten und im GHD stark rückläufig ist, nimmt der Einsatz der Mineralöle im Wärmemarkt insgesamt ab. Erdgas verliert, abgesehen vom Szenario ETS75, die Rolle des Hauptenergieträgers im Wärmemarkt.

Im Jahr 2050 werden in allen Szenarien über 26 % der Wärme durch erneuerbare Energien bereitgestellt. Dieser Anteil erhöht sich sogar auf über 39 % bei einem sektorübergreifenden

Treibhausgasminderungsziel. Unter der Prämisse, dass 70 % des Bruttoendenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden sollen (Szenario C75_BEEVPEC), steigt der Anteil auf 47 % in 2050 an.

Auch wenn die Steigerung des Stromverbrauchs absolut nicht sehr groß ist, so nimmt doch der Anteil am Endenergieverbrauch Wärme von heute rund 12 % auf 17 bis 19 % bis zum Jahr 2050 zu. Der Anteil des Stromverbrauchs ist unter der Annahme, dass der derzeitige Emissionshandel (ETS75) als einziges Klimaschutzinstrument implementiert ist, am geringsten. Die Steigerung des Stromverbrauchs ist zum einen auf die damit verbundene CO₂-Reduktionsoption innerhalb der Sektoren zurückzuführen, zum anderen darauf, dass Stromanwendungssysteme im Fall eines geringeren spezifischen Endenergieverbrauchs bezogen auf den jeweiligen Versorgungsfall (z. B. Endenergieverbrauch pro Wohneinheit) kostengünstiger werden.

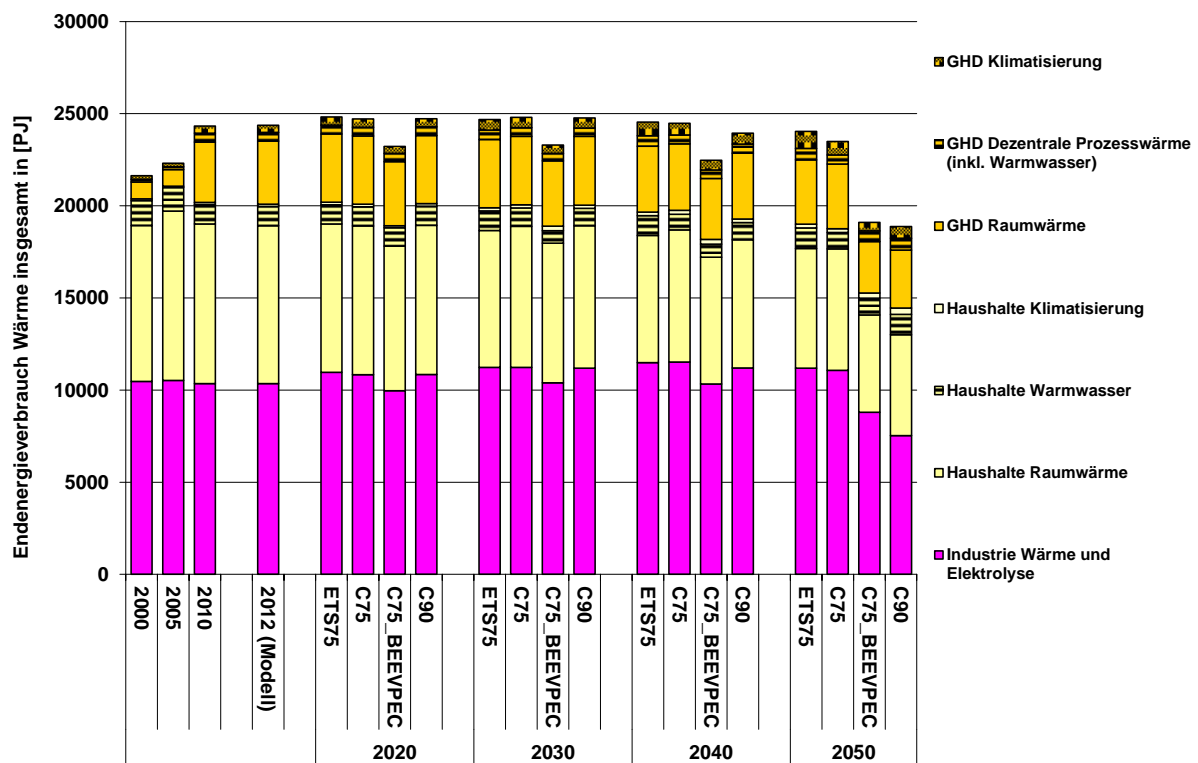


Abbildung 4-9: Endenergieverbrauch insgesamt im Wärmemarkt in der EU27 im Szenarienvergleich

In der EU27 fällt aufgrund steigender Komfortansprüche vor allem in den neuen Mitgliedsländern der Endenergieverbrauch für Raumwärme der Haushalte bis zum Jahr 2020 lediglich um ca. 6 - 9 %, um anschließend bis zum Jahr 2050 um 25 % bis 39 % (gegenüber 2010) weiter abzunehmen (vgl. Abbildung 4-9). Im Bereich der NWG kommt es bis zum Jahr 2030 aufgrund der Zunahme an Büroflächen und Nutzflächen in Gewerbeimmobilien zu einer Zunahme der Endenergienachfrage zur Wärmebereitstellung. In der Industrie bleibt der Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung aufgrund des Wirtschaftswachstums und den damit ein-

hergehenden Steigerungen der Nachfragemengen nach energieintensiven Gütern, bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung der Energiebereitstellung bzw. der Produktionsverfahren, nahezu konstant.

In der EU27 ist Erdgas heute ebenso wie in Deutschland Hauptenergieträger im Wärmemarkt (vgl. Abbildung 4-10). Für die Energieträger Kohlen, Erdgas und Mineralöle gelten ähnliche Entwicklungstendenzen wie in Deutschland. Insgesamt ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Wärmemarkt in der EU27 im Falle eines nur auf den ETS-Bereich begrenzten Minderungsziels niedriger, da der Anteil der Industrie, der vom Emissionshandelssystem betroffen ist, in der EU27 geringer ist. Im Fall des sektorübergreifenden Treibhausgasminderungsziels von 75 % bis 2050 ist der Beitrag der erneuerbaren Energien am Wärmemarkt hingegen höher als in Deutschland, da die sonstige Industrie entsprechende Potenziale bietet.

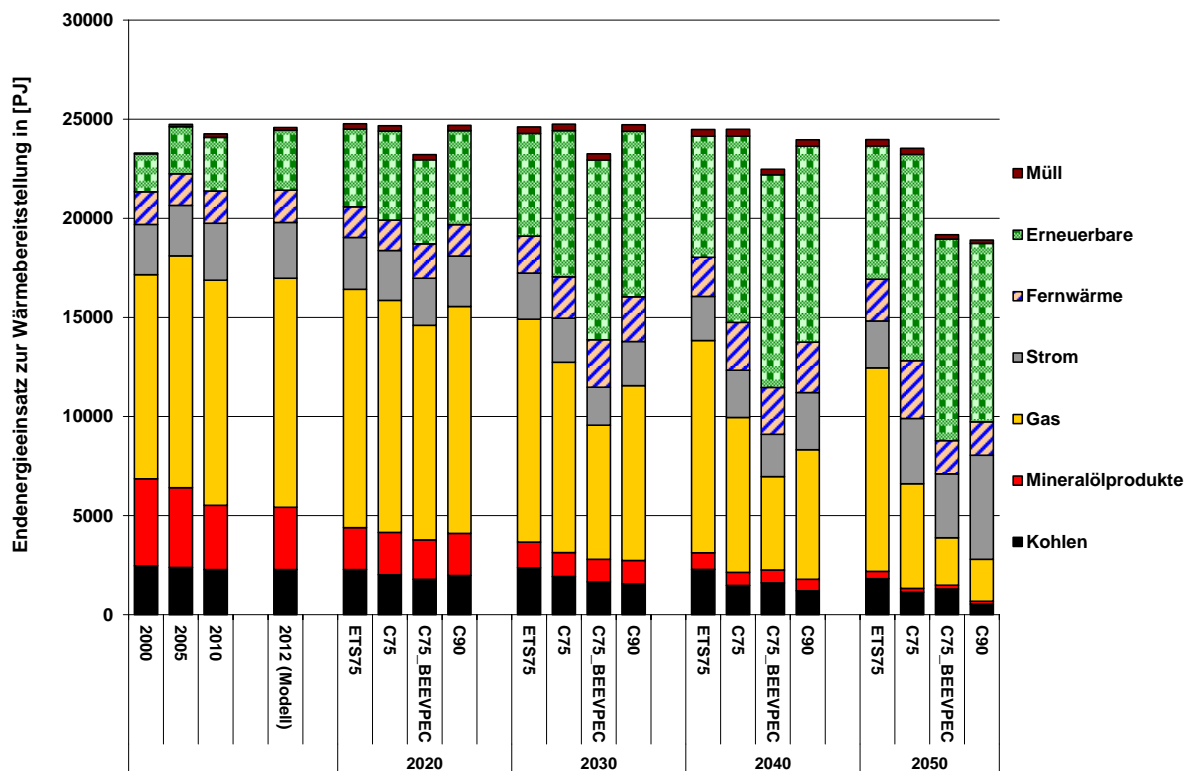


Abbildung 4-10: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Wärmemarkt in der EU27 im Szenarienvergleich

Im Vergleich zu Deutschland ist jedoch die anteilige Stromnachfrage im Wärmemarkt geringer, da der höhere Klimatisierungsbedarf die geringere Nachfrage im Raumwärmemarkt bzw. die der energieintensiven Industrie, beispielsweise in Form von Elektrolyse oder Elektrostahlverfahren, nicht kompensieren kann.

Der Anteil der Fernwärme ist mit rund 6 % 2010 in Deutschland und der EU27 noch auf ähnlichem Niveau. Bis zum Jahr 2050 steigt dieser in der EU27 szenarienabhängig auf einen An-

teil am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme von 8-12 % und ist damit aufgrund der niedrigeren Raumwärmenachfrage geringer als in Deutschland mit 14-16 %.

Insgesamt bestehen zwischen Deutschland und der EU27 Unterschiede hinsichtlich der prozentualen Aufteilung des Endenergieverbrauchs für Wärmeanwendungen nach Nutzungsart (vgl. Abbildung 4-11). Wurden im Jahr 2010 rund 49 % des Endenergieverbrauchs der Wärmeanwendungen in der EU27 für die Beheizung der Wohn- und Nichtwohngebäude aufgewendet, waren es in Deutschland über 57 %. Entsprechend wurde in der EU27 mit 42 %, im Vergleich zu 37 % in Deutschland, ein wesentlich höherer Anteil der Endenergie für industrielle Wärmebereitstellung aufgewendet. Bis zum Jahre 2050 steigt dieser Anteil in der EU27 auf 47 % im Vergleich zu einem Anteil von 40 % in Deutschland. Demzufolge wird der Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen in der EU27 in weit größerem Maße von der Nachfrage nach energieintensiven Gütern beeinflusst als in Deutschland. In Deutschland werden 2050 noch rund 50 % (43 % in der EU27) des Endenergieverbrauchs für Wärmeanwendungen für die Bereitstellung der Raumwärme aufgewendet.

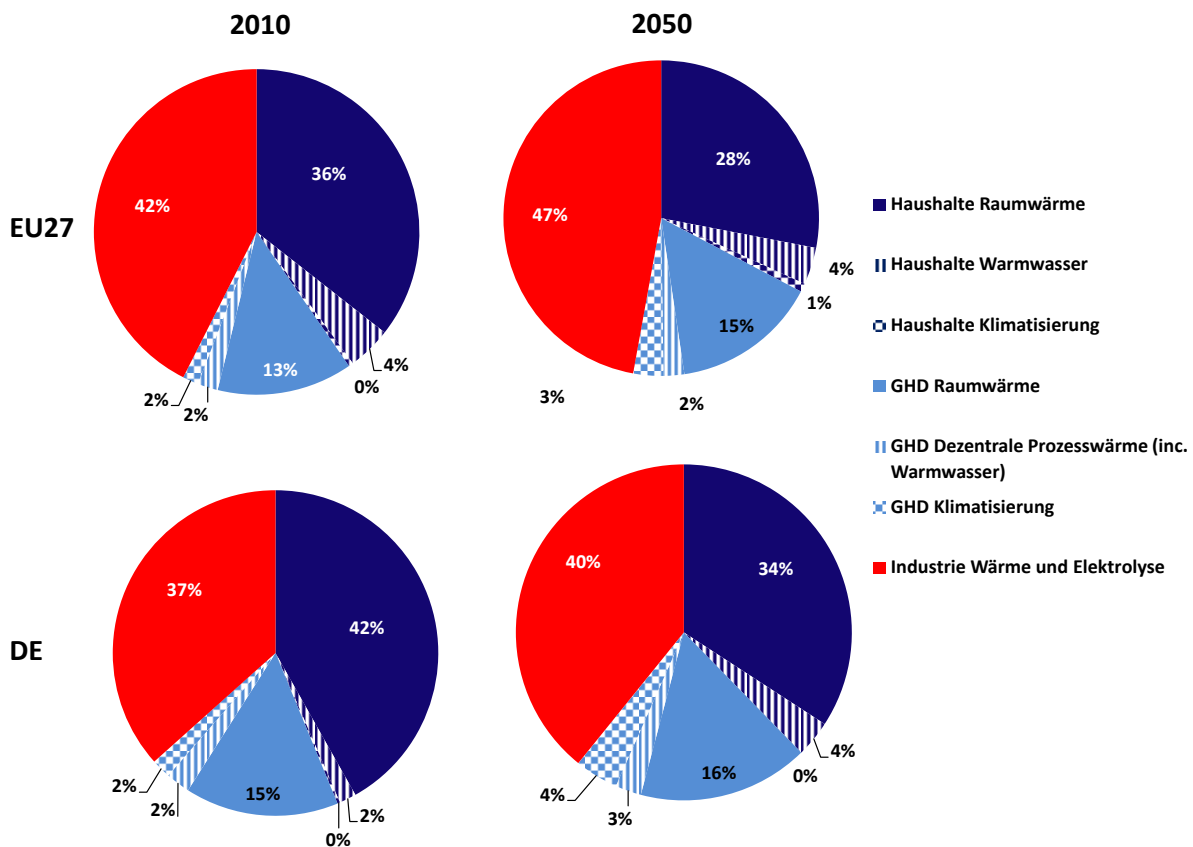


Abbildung 4-11: Prozentuale Aufteilung des Endenergieverbrauchs für Wärmeanwendungen nach Nutzungsart in Deutschland und in der EU27 im Jahr 2010 und 2050

4.4.2 Strom im Wärmemarkt

Die Entwicklung des Einsatzes von Strom zur Wärmeerzeugung in Deutschland ist in den verschiedenen Sektoren und in Abhängigkeit der Szenarienannahmen uneinheitlich. Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bleibt der Stromverbrauch nahezu konstant, wohingegen im Bereich der Haushalte mit einer Zunahme und im Bereich der Industrie mit einer Abnahme der Stromnachfrage zu rechnen ist. Der Stromeinsatz im Wärmemarkt Deutschland schwankt absolut zwischen 400 PJ und 750 PJ (vgl. Abbildung 4-12). Das Minimum des Stromeinsatzes für Raumwärme tritt in den Jahren 2020/2025 aufgrund des Verbots von Speicherheizungen auf. Da keine direkt austauschbaren Alternativen zu Speicherheizungen existieren und für die gängige Raumwärmeerzeugung elektrische Direktheizungen unwirtschaftlich sind, ist in den betroffenen Haushalten eine Umstellung des gesamten Heizungssystems notwendig. In Folge des Wechsels werden nicht alle Abnehmer wieder Heizungssysteme auf Basis von Strom installieren. Um bei einem Heizungswechsel von Speicherheizungen hin zu Wärmepumpen den Endenergieeinsatz Strom konstant zu halten, ist außerdem eine wesentlich größere Anzahl installierter Wärmepumpenheizungen notwendig. Langfristig wird der Rückgang der Stromnachfrage im Raumwärmebereich durch die steigende Nachfrage für Klimatisierung, hauptsächlich von Nichtwohngebäuden, ausgeglichen. Trotz sinkender Bevölkerungszahl wird die Stromnachfrage für die Brauchwarmwasserbereitstellung nur in geringem Maße abnehmen, da sich der Anteil der elektrischen Brauchwarmwasserbereitstellung am Gesamtbestand der Haushalte bzw. der Nichtwohngebäude erhöht. Dies liegt beispielsweise darin begründet, dass in Niedrigenergie- oder Passivenergiehäusern Zentralheizungen mit Brauchwarmwasserbereitstellung seltener installiert werden. Weitere Gründe bestehen darin, dass aufgrund der Legionellenproblematik eine elektrische Nacherhitzung notwendig ist oder z. B. bei Wärmepumpen die Bereitstellung von 70 °C warmen Brauchwarmwasser ineffizienter ist als der Einsatz eines elektrischen Durchlauferhitzers.

Aufgrund des Emissionshandelssystems nimmt der anteilige Stromeinsatz in der Industrie zu, da Elektroanwendungen aufgrund des gezielteren Wärmeeintrags höhere Endenergieeffizienzen aufweisen und daher aus wirtschaftlichen Gründen bevorzugt eingesetzt werden. Trotzdem verringert sich insgesamt die Stromnachfrage. In der Bilanz (vgl. Abbildung 4-12) nicht enthalten ist der Stromeinsatz für mechanische Verfahren, wie beispielsweise für Schuhpressen in der Papierindustrie, mit Hilfe derer die Nachfrage nach thermischer Trocknungsenergie /McKinsey 2007/ reduziert wird.

In der Eisen/Stahlindustrie ist anteilig und absolut langfristig eine Zunahme der Elektrowärmeanwendungen durch die Anwendung des Elektrolichtbogenverfahrens zu beobachten. Wegen des damit einhergehenden Ersatzes des Hochofen-Oxystahl-Verfahrens ist der Prozesswärmeeinsatz in Öfen hingegen rückläufig.

In der chemischen Industrie besteht ein hoher Anteil des Endenergieverbrauchs für Elektroanwendungen vor allem durch die Chlorelektrolyse. Dies ist jedoch infolge des zunehmenden

Einsatzes von Membranverfahren, d.h. der Verdrängung von Amalgam- und Diaphragmaverfahren, innerhalb der Chlorindustrie rückläufig (vgl. auch Kapitel 4.4.6).

Im Bereich der Nichteisen-(NE)-Metalle sind Elektrolyseverfahren vor allem in der Herstellung von Aluminium, Zink aber auch Kupfer von Bedeutung. Haupttreiber für den Rückgang des Stromverbrauchs sind hier sowohl die Effizienzsteigerungen durch Verfahrensverbesserungen (Anodentechnologie), der Nachfragerückgang und die zu erwartende Erhöhung der Recyclingquote bei diesen Metallen.

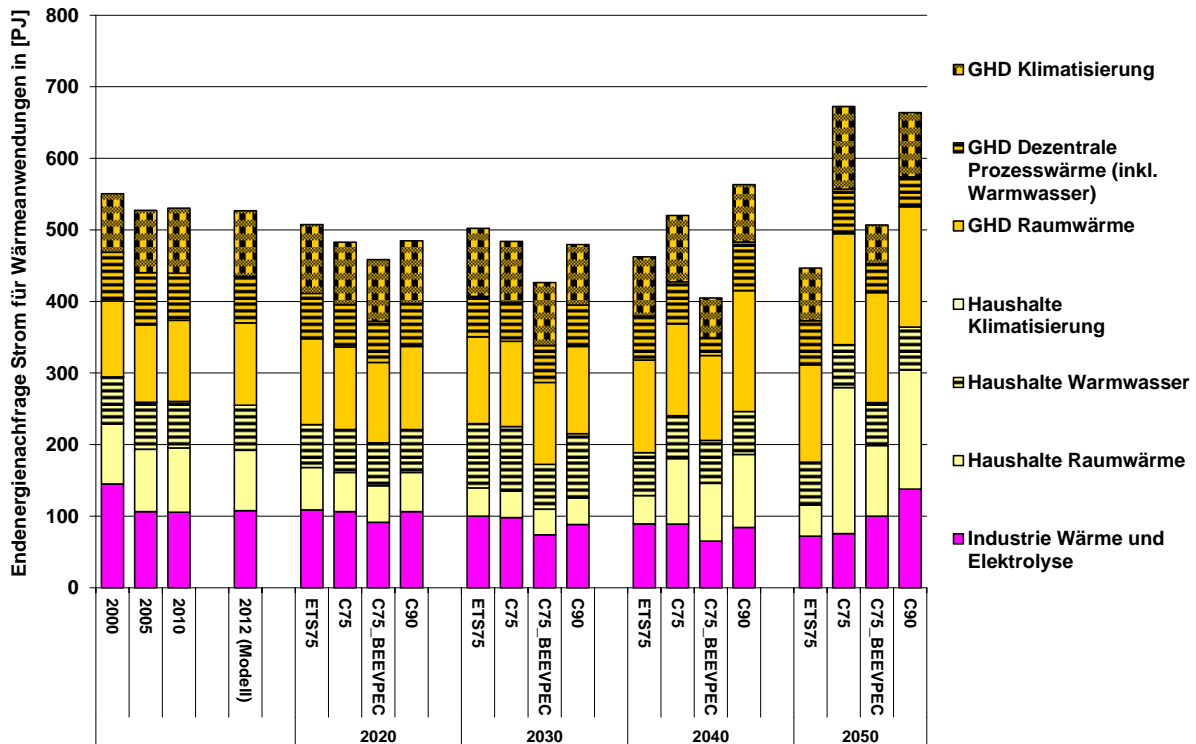


Abbildung 4-12: Stromeinsatz im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich

Analysen (vgl. z. B. /Blesl et al. 2011b/) haben gezeigt, dass Vorgaben hinsichtlich der Nutzungsdauer der Kernkraftwerke einen Einfluss auf die Struktur und die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und insbesondere auf die Strompreise sowie die Notwendigkeit von Investitionen in Ersatzoptionen (z. B. auch neue KWK-Anlagen) haben. Daher wird eine Sensitivitätsanalyse auf Basis des Szenario C75 durchgeführt, indem im Szenario Effizienter Klimaschutz in Europa (C75_EKE) alle technologiebezogenen Zielvorgaben, z. B. bei den erneuerbaren Energien aufgehoben oder hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie gelockert wurden.

Die geringeren Strompreise im Szenario C75_EKE führen absolut dazu, dass die Stromnachfrage im Wärmemarkt in Deutschland um 44 PJ in 2020 bzw. 62 PJ in 2050 gegenüber dem Szenario C75 ansteigt. Der Anstieg ist 2020 hauptsächlich auf einen verstärkten Einsatz von elektrischen Heizungssystemen in Wohn- und Nichtwohngebäuden und die verstärkte Bereit-

stellung von Prozesswärme auf Basis von Elektroanwendung zurückzuführen. 2050 hingegen wirken sich die günstigeren Strompreise zusätzlich auf die Industriestromnachfrage aus, die im Vergleich zum Szenario C75 im Szenario C75_EKE um 34 PJ ansteigt.

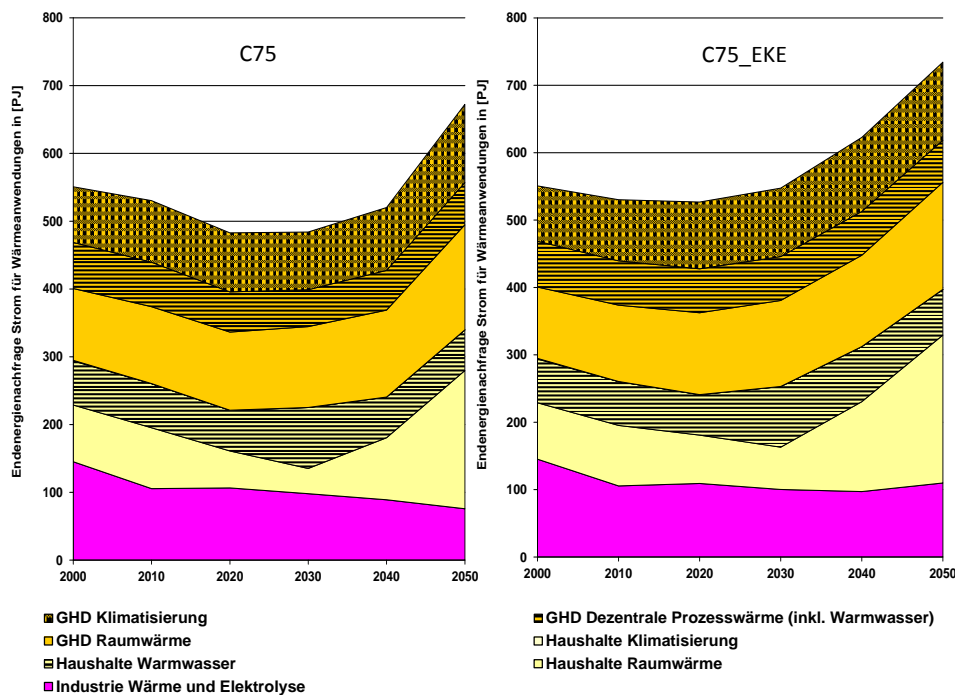


Abbildung 4-13: Sensitivitätsanalyse Stromeinsatz im Wärmemarkt in Deutschland im Szenario C75 und C75_EKE

4.4.3 Erdgas im Wärmemarkt

Der Erdgaseinsatz im Wärmemarkt in Deutschland ist langfristig szenarienunabhängig rückläufig (vgl. Abbildung 4-14). Der Rückgang ist in allen Bereichen, d.h. sowohl im Wohn- und Nichtwohnbereich als auch in der Industrie zu verzeichnen. Hierfür sind im Raumwärmemarkt vor allem Effizienzsteigerungen der Heizungssysteme einerseits und die energetische Sanierung im Gebäudebestand andererseits verantwortlich. Größere Absatzmärkte für Erdgas im Bereich der Klimatisierung sind unter den gegebenen Szenarienrandbedingungen nicht zu erkennen. Dies liegt zum einen an der geringeren Effizienz reiner Erdgasklimageräte im Vergleich zu elektrischen Kompressionskälteanlagen. Zum anderen ergeben sich aus den sektorübergreifender Treibhausgasminderungsziele in den Szenarien C75 und C90 maximale spezifische CO₂-Emissionswerte, die durch Kombigeräte, d.h. Geräte zur Wärme- und Kältebereitstellung, überschritten werden. Der Absatz für Erdgas im Bereich der KWK-Anwendungen, der sowohl die im GHD verstärkter eingesetzten Objekt-KWK-Anlagen als auch die Fernwärmeerzeugung der öffentlichen und industriellen Eigenerzeugung umfasst, ist bis zum Jahr 2030 relativ konstant. Bis zum Jahr 2050 wird angenommen, dass Erdgas im Bereich der

KWK auch in CCS-Anlagen eingesetzt werden kann. Aufgrund dessen nimmt der Anteil szenarienabhängig nicht vollständig ab.

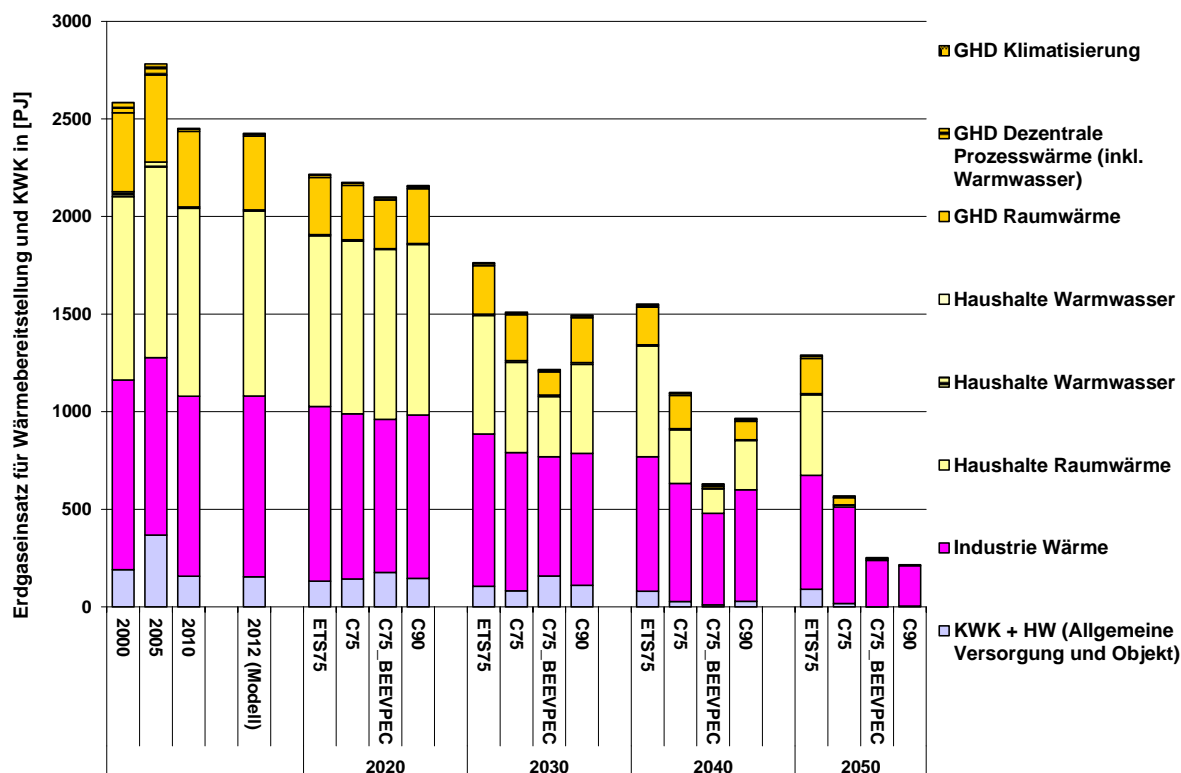


Abbildung 4-14: Rolle des Erdgases im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich

Der Erdgasverbrauch zur Wärmebereitstellung in der Industrie ist langfristig rückläufig, da die Substitution von Kohlen durch Erdgas, aufgrund des unterstellten Emissionshandelssystems bzw. der sektorübergreifenden Treibhausgasemissionsminderungsvorgaben, die Effizienzsteigerungen der Prozesswärmeerzeugung langfristig nicht kompensieren kann. In der Industrie kann Erdgas Prozesswärme auf Flammtemperaturniveau von 1100 °C und mehr erzeugen. Da die Bereitstellung dieses Temperaturniveaus größtenteils nur durch die direkte Verbrennung flüssiger oder gasförmiger Energieträger erzielbar ist, wird Erdgas in der Industrie auch noch bei sektorübergreifenden Reduktionszielen von 90 % im Jahr 2050 eingesetzt. Der Erdgasverbrauch erfolgt hierbei vor allem in der Stahlindustrie im Bereich der Weiterverarbeitung von Rohstahl zum Gießen oder Walzen sowie in der Keramik- bzw. Ziegelindustrie, zur Oberflächenbehandlung bzw. um entsprechende Materialeigenschaften zu erzielen. Im Bereich des Subsektors Steine und Erden wird Erdgas in Brennöfen und für das Brennen von Kalk und Zement verwendet. Hierbei wird Erdgas in Kombination mit Biogas eingesetzt, um die spezifischen CO₂-Emissionen des Brennstoffinputs zu reduzieren.

Die Beschränkung der Treibhausgasemissionsvorgaben nur auf die bisher vom Emissionshandel erfassten Großfeuerungsanlagen wirkt sich anteilig vor allem auf den Erdgaseinsatz im Bereich der Raumwärmebereitstellung der Haushalte und des GHD aus, da hier im Vergleich zu den anderen Szenarien der Erdgasverbrauch nicht aufgrund sektorübergreifender Redukti-

onsziele limitiert ist. Im Fall der Industrie tritt in absoluten Werten dieser Effekt nur teilweise auf, da nur die energieintensive Industrie im Emissionshandel erfasst ist, jedoch ein nicht unerheblicher Teil des Erdgaseinsatzes auf die sonstige Industrie entfällt. Der Prozesswärmebedarf (incl. Brauchwarmwasser) und Raumwärmebedarf der sonstigen Industrie kann in diesem Fall somit mittels Erdgaskesseln bereitgestellt werden.

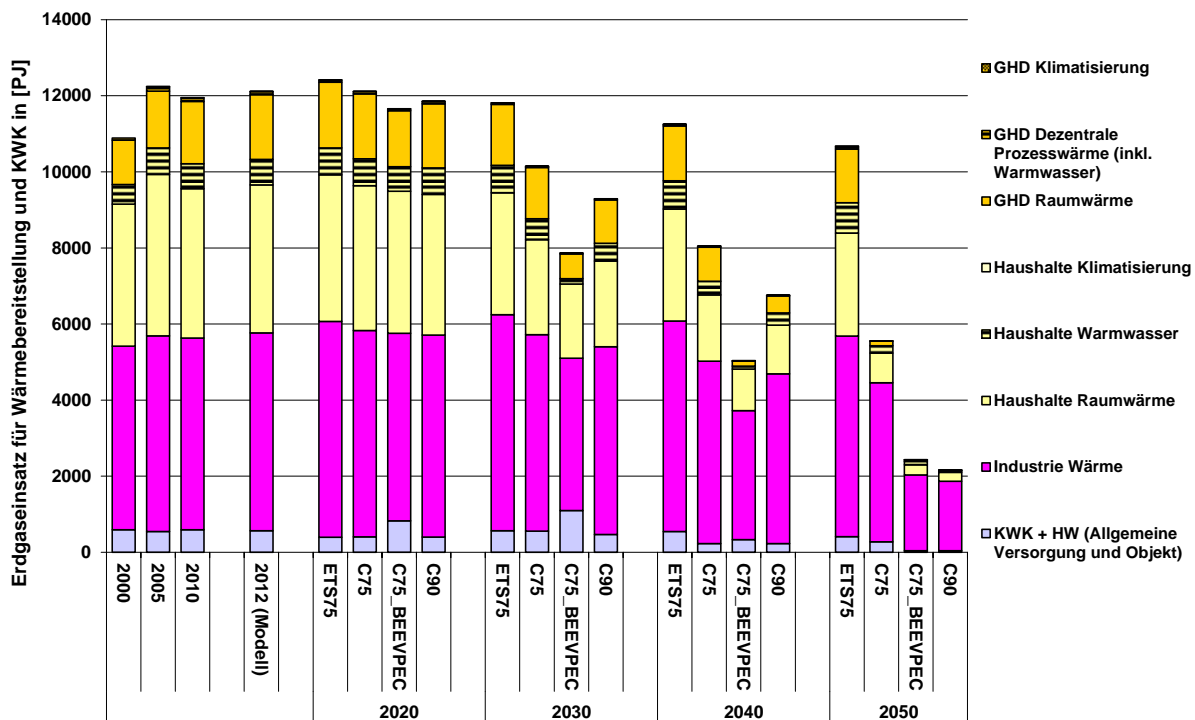


Abbildung 4-15: Rolle des Erdgases im Wärmemarkt in der EU27 im Szenarienvergleich

Da ein wesentlicher Unterschied in der EU27 zu Deutschland der bis zum Jahr 2020 szenariunabhängig nahezu unveränderte Erdgasverbrauch ist (vgl. Abbildung 4-15), wird auf diesen im Folgenden eingegangen. Dies liegt hauptsächlich am Anstieg der Nutzenergienachfrage aufgrund der Zunahme an zu beheizenden Flächen in Wohn- und Nichtwohngebäuden, sowie dem Anstieg an Produktionsmengen in der energieintensiven Industrie und der sonstigen Industrie. Nach 2020 sinkt der Erdgaseinsatz im Wärmemarkt in der EU27 in allen Szenarien. Hierbei wird der Unterschied des Erdgaseinsatzes im Szenario mit beschränkten Zielvorgaben für die vom Emissionshandel erfassten Erzeugungsanlagen (ETS75) und den Szenarien mit sektorübergreifenden Reduktionszielen deutlich. Aufgrund der positiven Nachfrageentwicklung wirkt sich dieser Unterschied im Szenarienvergleich wesentlich stärker auf die EU27 aus als auf Deutschland. In der EU27 beträgt die Reduktion gegenüber 2010 im Jahr 2050 11 %-Punkte im Vergleich zu 47 %-Punkten in Deutschland. Dies ist zum einen auf die nahezu konstante Erdgasnachfrage für Raumheizung der Haushalte und des GHD bis 2030 und zum anderen auf die Zunahme um 5 %-Punkte des Erdgaseinsatzes in der Industrie bis zum Jahr 2050 zurückzuführen. Im Jahr 2050 ist auch auf EU27-Ebene bei sektorübergreifen-

den Minderungszielen der Erdgaseinsatz fast ausschließlich auf den Bereich der Industrie begrenzt.

Insgesamt weist der absolute Erdgaseinsatz sowohl für Deutschland als auch die EU27 im Szenarienvergleich eine hohe Schwankungsbreite auf. Dies ist gleichzusetzen mit der Aussage, dass die Entwicklung der Nachfrage nach dem Energieträger Erdgas mit hohen Unsicherheiten verbunden ist.

4.4.4 Erneuerbare Energien im Wärmemarkt

Die Nachfrage nach erneuerbaren Energien im Wärmemarkt in Deutschland nimmt langfristig, aufgrund der gesetzlichen Vorgaben wie dem WärmeEEG und dem EEG sowie durch Förderanreize wie dem Marktanzreizprogramm und zinsgünstigen Krediten der KfW, beispielsweise für die Installation von Solarthermieanlagen, zu.

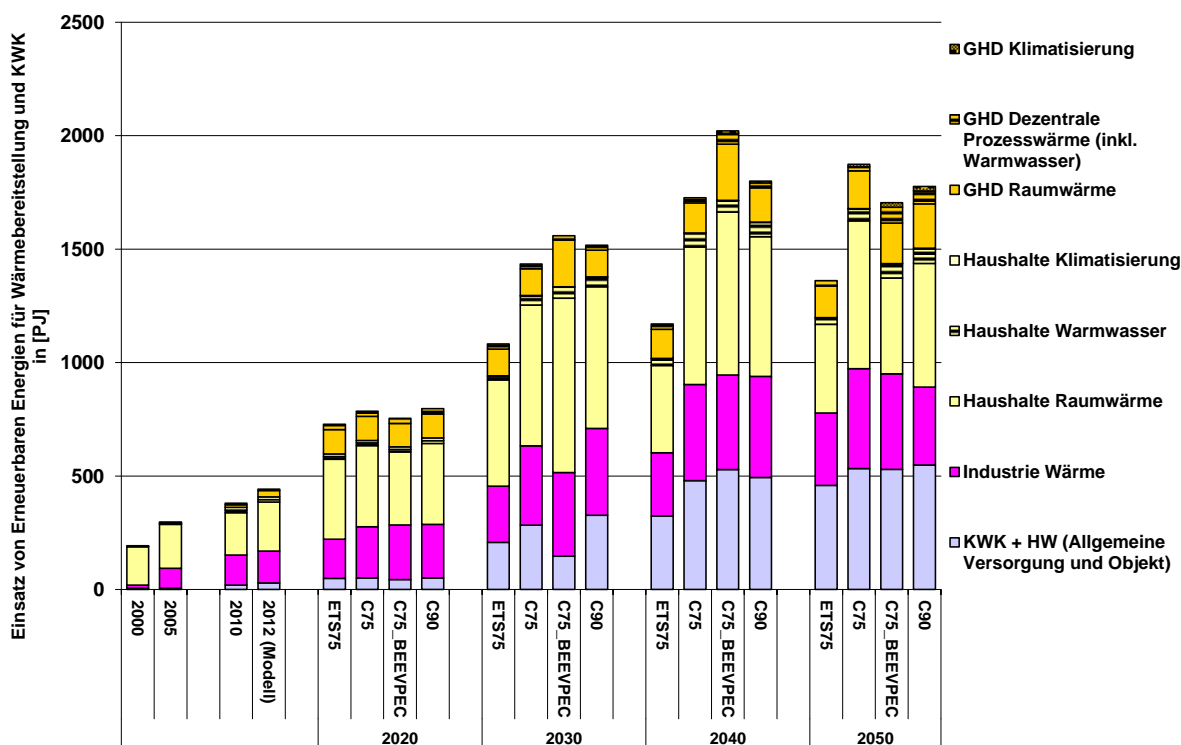


Abbildung 4-16: Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt nach Anwendungsart in Deutschland im Szenarienvergleich

Die größten Mengen an erneuerbaren Energien werden im Bereich der Raumwärmebereitstellung, insbesondere in den Haushalten (vgl. Abbildung 4-16), eingesetzt. Neben dem steigenden Verbrauch von Biomassen in Form von Holzpellets, Scheitholz und Holzhackschnitzeln in Heizungskesseln nimmt aufgrund des verstärkten Einsatzes der Wärmepumpen die Nutzung der Umgebungswärme zu.

Im Bereich der Brauchwarmwassererwärmung erhöht sich der Einsatz der Solarthermie kontinuierlich. Daneben wird in Zentralheizungen mit kombinierter Brauchwarmwassererwärmung fast ausschließlich Biomasse und Umgebungswärme verwendet.

Im Bereich der Industrie werden im Wärmemarkt derzeit hauptsächlich Biomassen als erneuerbare Energien eingesetzt. Tendenziell steigt deren Verbrauch in der Industrie zur Prozesswärmeerzeugung durch die Nutzung von Reststoffen weiter an. Dies liegt vor allem daran, dass beispielsweise holzhaltige Abfallprodukte in der Papier- oder Holzindustrie innerbetrieblich direkt zur Sekundärenergieproduktion eingesetzt werden und allgemein daran, dass der Prozesswärmebedarf mittels Biomassekessel einfach bereitzustellen ist. Auch in der Zukunft wird Biomasse als wichtigster erneuerbarer Energieträger in der Industrie zum Einsatz kommen, da das in der Industrie nachgefragte Temperaturniveau der Prozesswärme und deren Menge von den anderen erneuerbaren Energieträgern nicht in dem Maße bereitgestellt werden kann. Biomasse kann z. B. in der Zementindustrie in Öfen oder bei der Herstellung von Keramik- bzw. Glasprodukten eingesetzt werden. Weitere Anwendungsbereiche liegen im nicht-energetischen Bereich beispielsweise bei der Ammoniaksynthese oder in der Stahlproduktion als Reduktionsmittel in Form von Biokohlen.

Der höchste Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt findet im Jahr 2040 im Szenario C75_BEEVPEC statt und ist danach innerhalb des Szenarios rückläufig. Dies ist einerseits dadurch begründet, dass die Biomasse verstärkt im Verkehrssektor auf Kosten der Wärmeerzeugung nachgefragt wird und andererseits dadurch, dass aufgrund des Minderungsziels zusätzlich zu den ohnehin zwischen den Jahren 2040 und 2050 stattfindenden energetischen Sanierungen Einsparmaßnahmen kosteneffizient durchgeführt werden können.

In KWK-Anlagen wird durch die Förderung von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung und den steigenden CO₂-Preis im ETS-Sektor bzw. im gesamten Energiesystem kontinuierlich mehr Biomasse sowohl direkt als auch in Kombination mit Biogasanlagen verwendet. Hierdurch steigt der Einsatz der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 um das 3,6-fache bzw. 5-fache gegenüber dem Jahr 2010 an. Dabei ist der Anstieg bei auf den ETS-Bereich beschränkten THG-Minderungsvorgaben am geringsten, da die Wärmeseite keine monetäre CO₂-Gutschrift erhält.

Der Einsatz der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt in Deutschland bestand im Jahr 2011 noch zu über 72 % aus Biomassen. Bis zum Jahr 2020 nimmt deren Anteil szenarienabhängig auf 45-50 % bzw. bis zum Jahr 2050 auf 19-33 % ab (vgl. Abbildung 4-17). Absolut steigt die zusätzlich Nutzung der Biomasse bis zum Jahr 2050 um bis zu 234 PJ gegenüber dem Jahr 2010 an. Dieser im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern geringe Anstieg ist zum einen darin begründet, dass zwischen 2000 und 2010 bereits der überwiegende Anteil kostengünstiger Biomassepotenziale in Form von Abfallhölzern, Waldresthölzern und Landschaftspflegeholz erschlossen wurde und zum anderen daran, dass die Nutzung von Energiepflanzen sowohl hinsichtlich der Kosten als auch durch die alternative Verwendung zur Kraftstoffbereitstellung nicht kostengünstig dem Wärmemarkt zur Verfügung steht. Die Steigerung

der Biomasseverwendung ist vor allem auf den Industriesektor zurückzuführen, da hier die spezifischen Emissionen der fossilen Brennstoffe bzw. der Einsatz in KWK-Anlagen zur Prozessdampferzeugung noch wirtschaftliche Potenziale unter den gegebenen Treibhausgasminderungsziel haben.

Der Einsatz von Biogas steigt aufgrund der Effizienz Nachteile im Vergleich zur direkten Nutzung von Energiepflanzen infolge der notwendigen Energieaufwendungen für die Gasaufbereitung zusätzlich anteilig nur in geringem Umfang.

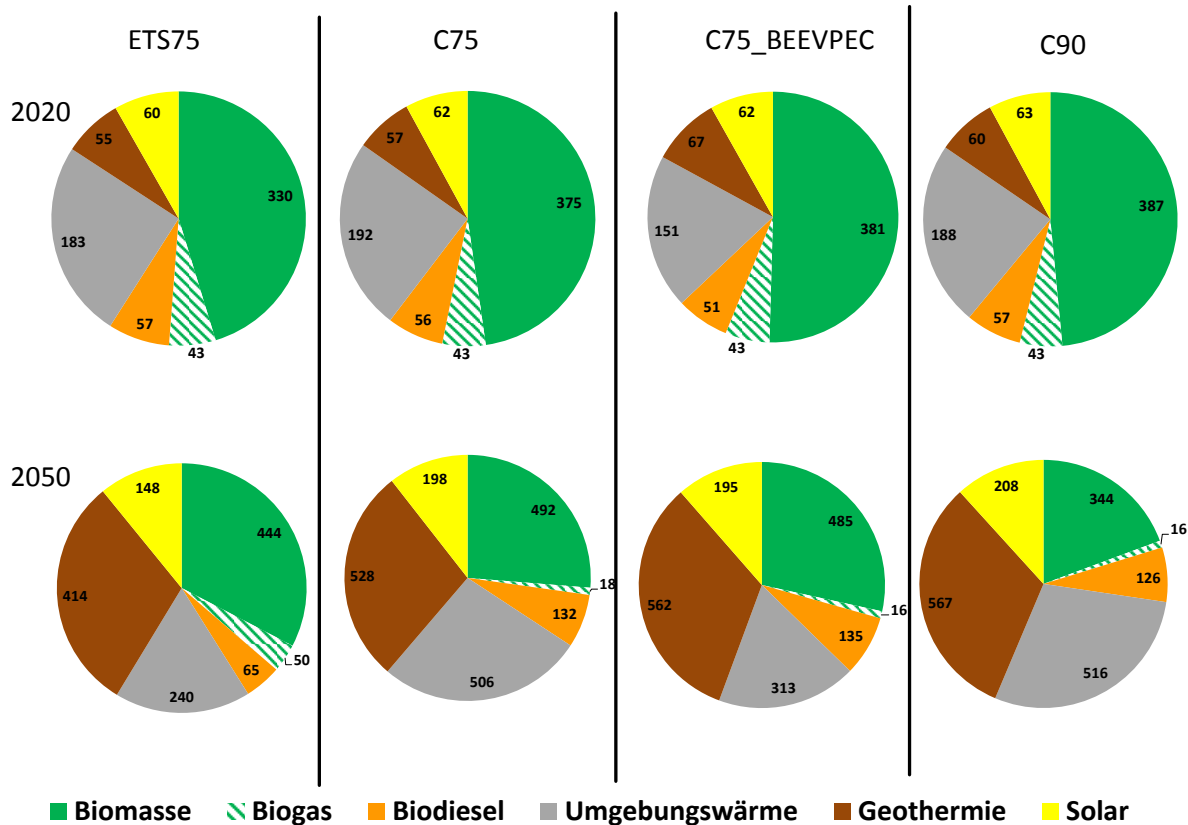


Abbildung 4-17: Einsatz erneuerbarer Energien nach Energieträgern im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich im Jahr 2020 und 2050

Bis zum Jahr 2020 nimmt gegenüber 2010 vor allem der Anteil der Umgebungswärme aufgrund der verstärkten Anwendung der elektrischen Wärmepumpe in Haushalten und im GHD-Sektor zu und erreicht einen Anteil von 20-25 % am gesamten Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Bis zum Jahr 2050 kann dieser Anteil nur um maximal 4 %-Punkte gesteigert werden, obwohl absolut der Energieeinsatz um bis zu 328 PJ zunimmt, da die Nutzung der Geothermie bis zum Jahr 2050 stark zunimmt. Der Energieeinsatz der Geothermie in Deutschland ist stark mit der Fernwärmeerzeugung verknüpft und nimmt ab dem Jahr 2030 zu (vgl. auch Abbildung 4-21). Auch wenn die solare Nahwärme in Zukunft in Deutschland großflächig realisiert wird, so ist auch langfristig der Hauptteil der Endenergienachfrage nach

Solarthermie auf die direkte solare Brauchwarmwassererzeugung durch dachgestützte solarthermische Anlagen auf Wohn- und Nichtwohngebäuden zurückzuführen.

In der EU27 treten bezüglich der Niveauentwicklung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt ähnliche Effekte wie in Deutschland auf (vgl. Abbildung 4-18). Gegenüber dem Jahr 2010 wird in Abhängigkeit der Szenarienannahmen bis zum Jahr 2050 der Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt um das 2,8- bis 3,9-fache gesteigert. Die Aufteilung nach Anwendungsart in der EU27 und Deutschland ist jedoch aufgrund der unterschiedlichen Nutzenergienachfrage verschieden. Prozentual wird ein wesentlich geringerer Anteil der erneuerbaren Energien im Bereich der öffentlichen Wärmezeugung eingesetzt, da einerseits das geothermische Potenzial nicht im gleichen Umfang in der EU27 vorhanden ist und andererseits die Raumwärmenachfrage der Haushalte nicht den Stellenwert einnimmt wie in Deutschland. Hingegen werden, aufgrund der stärkeren Zunahme der Nutzflächen in Nichtwohngebäuden, auf EU27-Ebene anteilig mehr erneuerbare Energien im Bereich des GHD eingesetzt. Im Weiteren ist der Anteil der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in der Industrie wesentlich höher, da der Anteil der sonstigen Industrien und damit deren Optionen im Nieder-temperatursegment wesentlich höher sind.

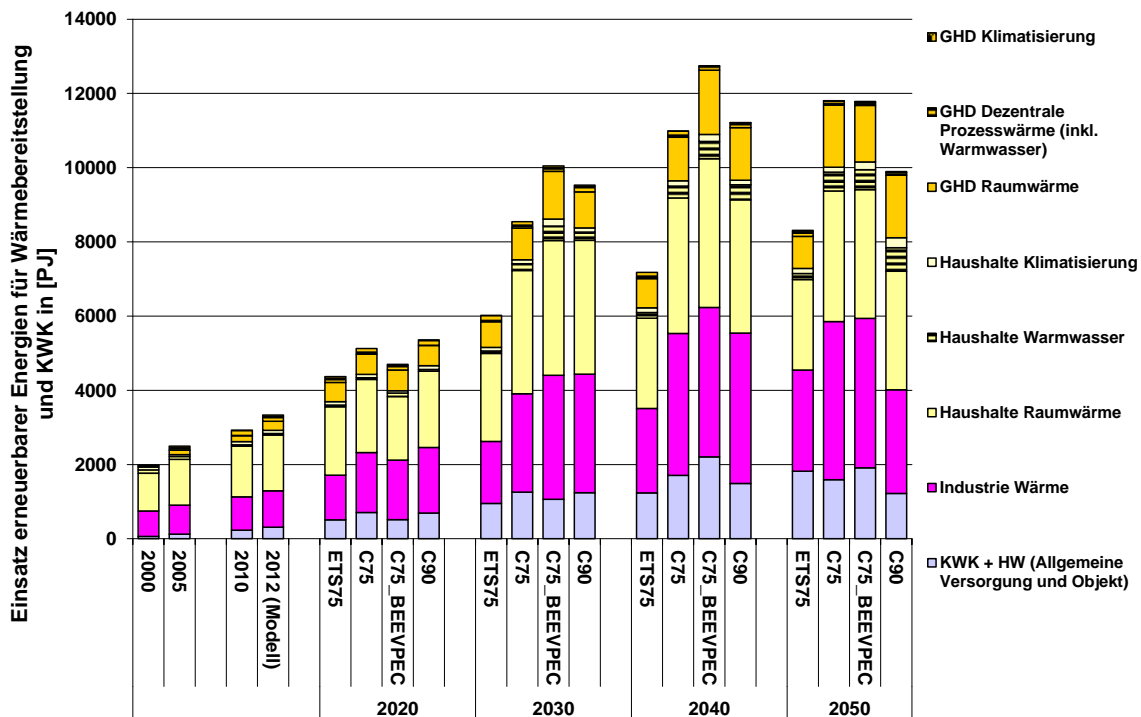


Abbildung 4-18: Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt nach Anwendungsart in der EU27 im Szenarienvergleich

Der Energieeinsatz der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt ist sowohl in Deutschland als auch in der EU27 nicht im Szenario mit dem weitestgehenden Treibhausgasminderungsziel (C90) am größten, da das sektorübergreifende Reduktionsziel nur erreicht werden kann, wenn auch der Verkehrssektor seinen Beitrag hierzu leistet.

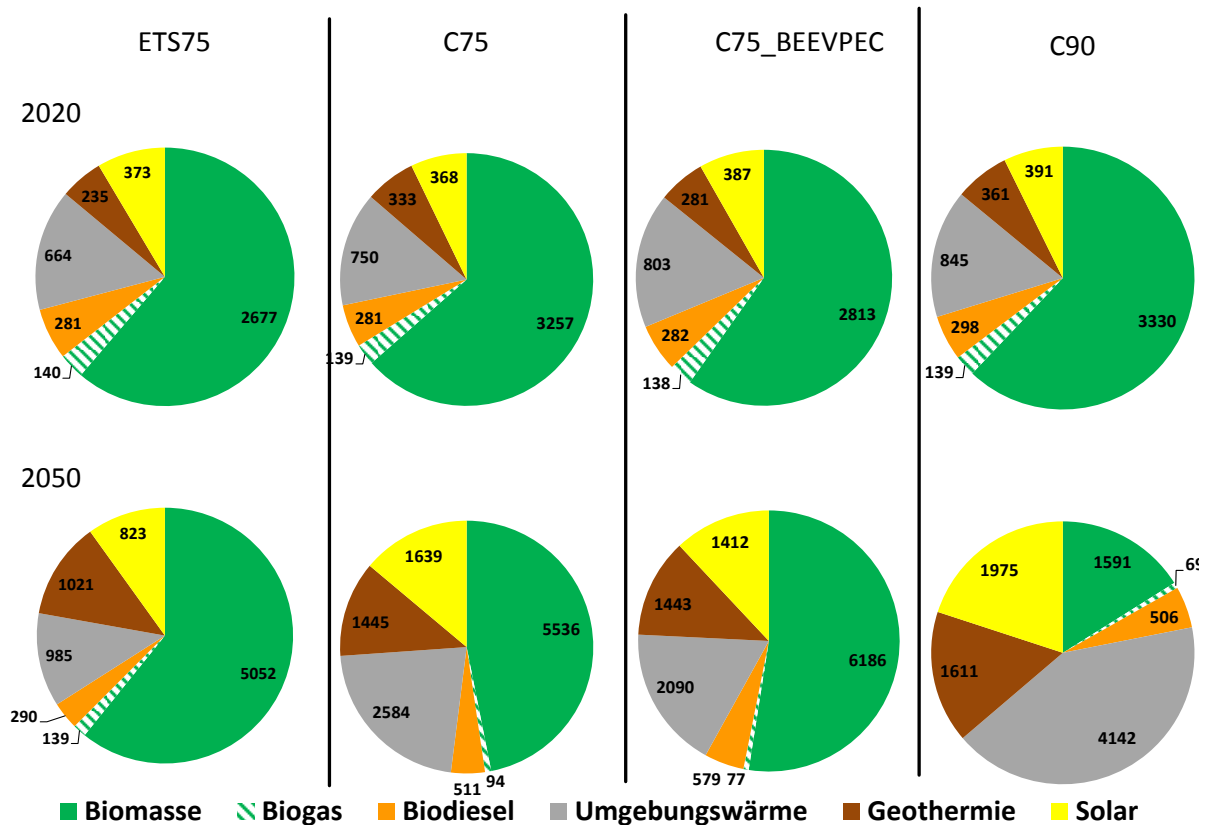


Abbildung 4-19: Einsatz erneuerbarer Energien nach Energieträgern im Wärmemarkt in der EU27 im Szenarienvergleich

Insgesamt ist der Anteil der Biomassen am Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmemarkt in der EU27 in 2020 mit 60-64 % höher als in Deutschland. Dies beruht auf dem wesentlich höheren Anteil der Fernwärmeerzeugung auf Basis Biomasse im Vergleich zu Deutschland (vgl. Abbildung 4-19). Bis zum Jahr 2050 geht dieser Anteil auf 17-60 % zurück, wobei der geringste Anteil im Szenario mit dem stärksten sektorübergreifenden Minderungsziel (C90) anzutreffen ist. Dies beruht darauf, dass aufgrund der begrenzten Anbaufläche für Energiepflanzen der direkte Biomasseeinsatz in den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie sowie Strom- und Wärmeproduktion, zugunsten einer stärkeren Nutzung zur Biokraftstoffproduktion zurückgeht. Im Haushaltssektor sowie in der Strom- und Wärmeproduktion liegt der Biomasseeinsatz in 2050 sogar niedriger als im Szenario ETS75. Die Ursache für diese Entwicklung liegt darin begründet, dass in den betroffenen Sektoren neben dem Einsatz von Biomasse noch ausreichend andere Optionen zur THG-Vermeidung existieren. Auf Seiten der Strom- und Wärmeproduktion und in einigen Industriebranchen ist die CCS-Technologie als weitere CO₂-arme Technologieoption verfügbar. Im Verkehrssektor, insbesondere im Straßengüterverkehr mit schweren Nutzfahrzeugen und im Luftverkehr, stellen Biokraftstoffe hingegen die wichtigste THG-Vermeidungsoption dar, da andere CO₂-arme Energieträger und Antriebsalternativen mit sehr hohen Kosten verbunden sind.

Im Vergleich zu Deutschland ist der Anteil der Solarthermie in der EU27 mit ca. 10 % in 2050 rund doppelt so groß, da die Nachfrage nach Brauchwarmwasser in der EU27 anteilig höher und die Intensität der solaren Einstrahlung in den südlichen Ländern der EU27 günstiger ist.

Bis zum Jahr 2020 nimmt der Anteil der Umgebungswärme aufgrund der Anwendung der elektrischen Wärmepumpe in Haushalten und im GHD-Sektor zu und erreicht einen Anteil von 13-17 % am gesamten Einsatz erneuerbarer Energien. Bis zum Jahr 2050 kann dieser Anteil im Fall des THG-Minderungsziels von 90 % (C90) durch den Einsatz von Geräten, die sowohl für die Klimatisierung als auch Raumwärmebereitstellung geeignet sind, auf bis zu 41 % gesteigert werden.

4.4.5 Fern- und Nahwärme im Wärmemarkt

Aufgrund des Rückgangs der Raumwärmenachfrage sind trotz der politischen Unterstützung durch das KWKG kaum Veränderungen im Absatz der Fern- und Nahwärme bis zum Jahr 2020 in Deutschland im Szenarienvergleich zu beobachten (vgl. Abbildung 4-20).

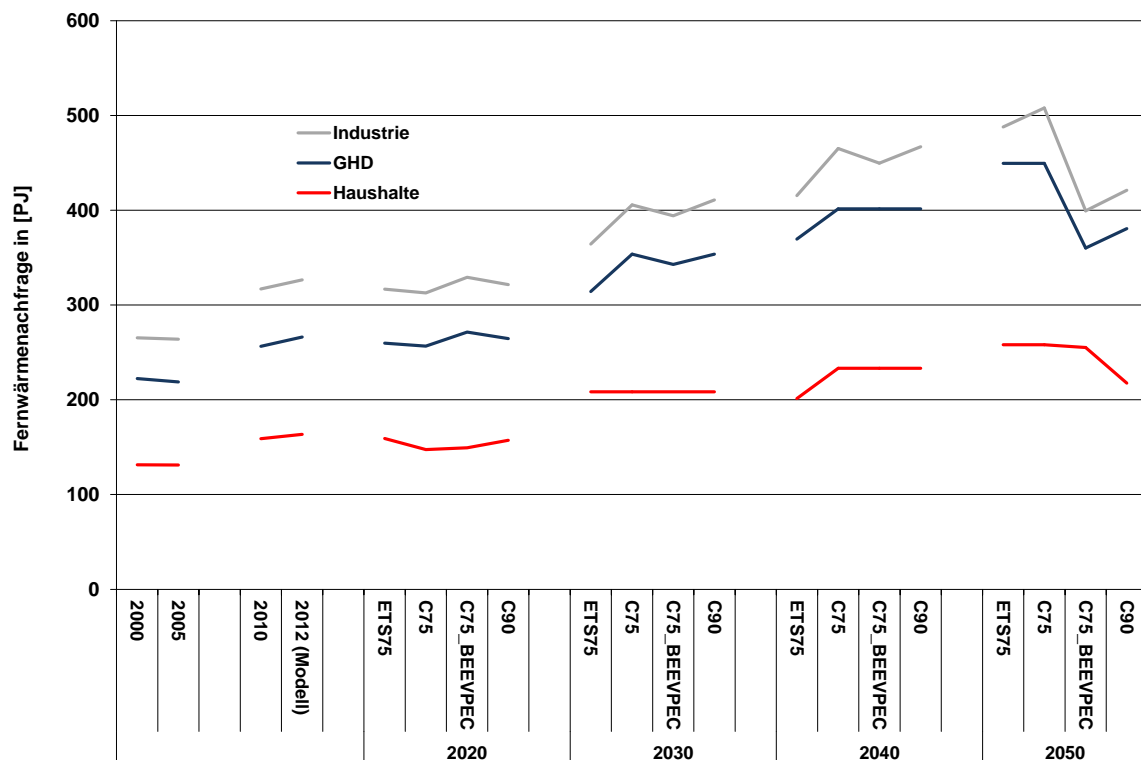


Abbildung 4-20: Rolle der Fern- und Nahwärme im Wärmemarkt in Deutschland im Szenarienvergleich

Langfristig ist im Fall von sektorübergreifenden Treibhausgasminderungszielen bis zum Jahr 2040 im Bereich der Haushalte trotz der Auswirkungen der EnEV auch für den Bestand aufgrund der Verdichtung und Erweiterung bestehender Fernwärmeversorgungssysteme mit ei-

dem leichten Zuwachs der Fernwärmenachfrage zu rechnen. Im Bereich des Neubaus ist unter den gesetzten Szenarienbedingungen und mit spezifischen Nutzwärmenachfragen von 15 kWh/m² nicht mit einem wirtschaftlichen Ausbau der Fernwärmeversorgung zu rechnen. Da jedoch der Neubau nur den geringsten Teil der Raumwärmenachfrage ausmacht, ist die Zunahme bei Fern- und Nahwärme nur durch die Verdrängung anderer Energieträger im Gebäudebestand, d.h. insbesondere des Erdgases, möglich. Im Bereich des GHD ist ein Großteil des Anstieges des Fernwärmeabsatzes auf den Ausbau der Objekt-KWK zurückzuführen. Insgesamt nimmt die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Inselnetze zu.

Im Jahr 2050 nimmt im Vergleich zu 2040 die Fernwärmenachfrage im Fall sektorübergreifender Treibhausgasemissionsreduktionen von 90 % (C90) sowie im Fall eines verstärkten Einsatzes von erneuerbaren Energien (C75_BEEVPEC) wieder ab. Dies ist zum einen darin begründet, dass CCS-KWK-Anlagen aufgrund der begrenzten CO₂-Abscheiderate von 88-96 % nur bedingt zur Fernwärmeerzeugung beitragen können. Zum anderen existiert bezüglich des Einsatzes der Biomasse eine entsprechende Konkurrenzsituation zum Verkehrssektor.

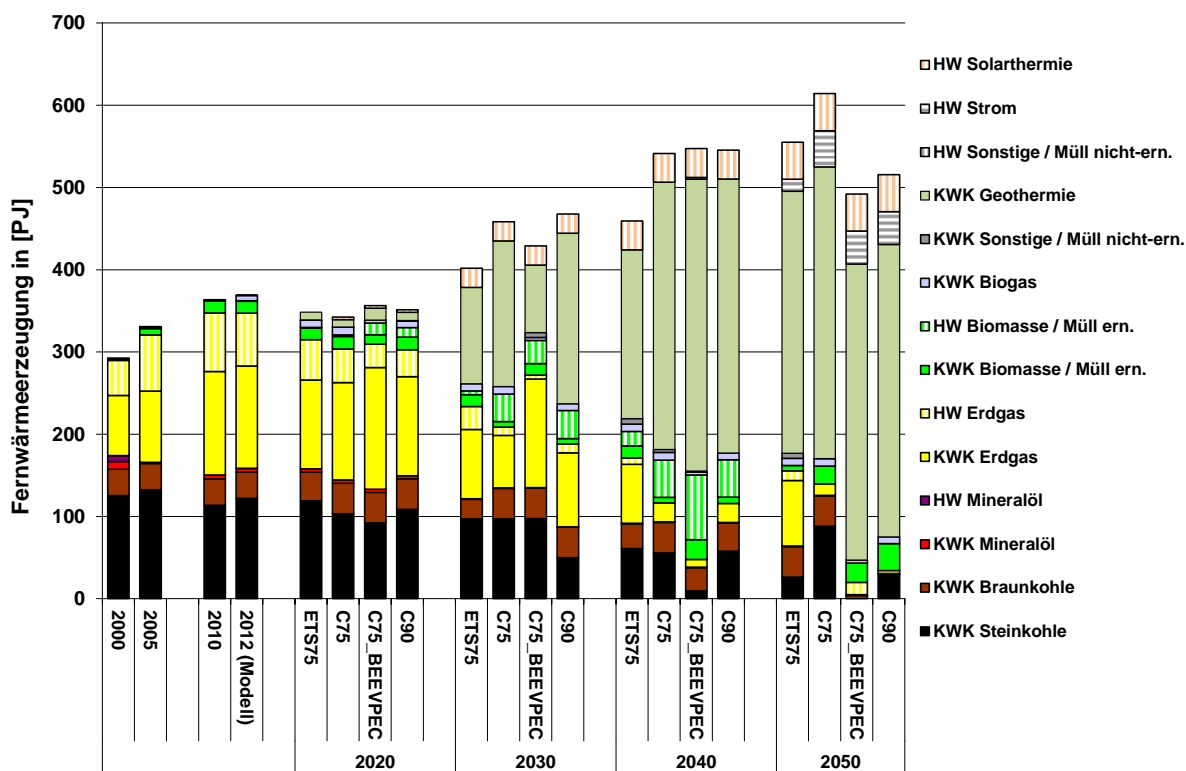


Abbildung 4-21: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern sowie nach Heizwerk und KWK-Anlage differenziert in Deutschland im Szenarienvergleich

Insgesamt nimmt der Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärmeerzeugung in Deutschland stark zu (vgl. Abbildung 4-21). Werden im Jahr 2010 ca. 5 % der Fernwärme mittels erneuerbarer Energien erzeugt, steigt der Anteil auf 68 bis 88 % im Jahr 2050 an. Nach 2030 beruht in Deutschland ein Großteil dieser Fernwärmeerzeugung auf Geothermie-Anlagen.

Im Jahr 2050 wird ein Teil der Fernwärme auch mittels Strom basierten Heizwerken d.h. überwiegend mittels Großwärmepumpen, erzeugt, deren Strom teilweise aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bietet die Fernwärmeerzeugung mittels Großwärmepumpen die Möglichkeit, einen Teil der Energie dieses Stroms in Form von Wärme zwischenspeichern bzw. im Fall der Windstromerzeugung auch eine Glättung des Angebots im Winter zu bewirken.

Die Rolle der Steinkohle zur Fernwärmeerzeugung ist in allen Szenarien bis zum Jahr 2050 rückläufig. Dies ist zum einen mit dem Treibhausgasminierungsziel innerhalb der Szenarien begründet und zum anderen damit, dass der innerstädtische Einsatz der Steinkohle aufgrund der Akzeptanzprobleme bzw. der möglichen Kraftwerksgröße unwirtschaftlich ist. Im Jahr 2050 wird Steinkohle (z. B. C75) nur noch in großen Kondensations-KWK-CCS-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt.

Braunkohle wird heute bereits fast ausschließlich in großen Kondensations-KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Werden keine zu weitreichende Klimaschutzziele unterstellt so sind diese Erzeugungsanlagen auch zukünftig wettbewerbsfähig im Strommarkt. Ein Ausbau der Fernwärmeversorgung kann jedoch nur in begrenztem Maße erfolgen, da aufgrund der begrenzten regionalen Verfügbarkeit in der Lausitz und dem Rheinland in Deutschland, der Aufbau von Fernwärmetransportleitungen über mehrere 100 km nicht wirtschaftlich und mit zu hohen Energieverlusten verbunden ist. Entsprechend kommt es in den Szenarien zu einem maximalen Anstieg von 4 PJ in der Fernwärmeerzeugung aus Braunkohle bis zum Jahr 2050.

Das Reduktionsziel von 90 % bis 2050 ist gleichbedeutend mit der Forderung nach beschränktem Einsatz von CCS-Anlagen, da diese aufgrund der begrenzten Möglichkeit, CO₂ vollständig abzutrennen, Fernwärme nicht CO₂-frei bereitstellen können. Dementsprechend werden im Jahr 2050 im Szenario C90 nur noch in geringem Umfang fossile Brennstoffe zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Der Rückgang der Fernwärmeerzeugung zwischen 2040 und 2050 in diesem Szenario fällt aufgrund des Beitrags der Geothermie zum Erreichen der Klimaschutzziele noch relativ gering aus.

Auch bei starkem Reduktionsziel werden in 2050 weiterhin in geringem Umfang Erdgas GuD-KWK-Anlagen, einerseits zur Spitzenlastabdeckung und andererseits zur Netzregulierung der Fernwärmeversorgung, genutzt.

Der Anteil und die absolute Höhe der Fernwärmeerzeugung aus Geothermieranlagen ab 2030 in Deutschland wirft folgende Fragen auf: einerseits inwieweit diese Entwicklung aus dem vorgegebenen Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch beschränkt wird, andererseits wie sich der Fernwärmeabsatz absolut und auf Basis welcher alternativer Erzeugungstechnologien entwickeln würde, wäre die großtechnische Nutzung der Geothermie nicht realisierbar. Hierfür wird eine Sensitivitätsrechnung in der Art durchgeführt, dass die Szenarienannahmen des Szenarios C75 übernommen werden, jedoch in einem Szenario

NoEEG unterstellt wird, dass der Ausbau der Offshore-Windkraftanlagen nicht in dem geplanten Maße durch das EEG gefördert wird, d.h. der Ausbau nur nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten ohne Förderung erfolgt. Gleichzeitig wird die Förderung der PV-Stromerzeugung reduziert. In einer zweiten Sensitivitätsvariante wird angenommen, dass die großtechnische Nutzung der Geothermie, d.h. z. B. des Hot-Dry-Rock Verfahrens, nicht möglich ist.

Analysen für das europäische Energiesystem zeigen /Blesl, Kober 2010/, dass Technologien mit CO₂-Abscheidung und mit nachfolgendem Transport und Speicherung nach 2020 einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der CO₂-Emissionsreduktionsziele leisten können. Diese Technologie steht jedoch derzeit noch nicht für den großtechnischen Einsatz zur Verfügung. Bezüglich der Durchsetzung von CCS-Technologien am zukünftigen Energiemarkt bestehen Unsicherheiten sowohl hinsichtlich der Erreichung der notwendigen technischen und ökonomischen Parameter als auch der gesellschaftlichen Akzeptanz dieser Technologie /Kober, Blesl 2010a//Kober, Blesl 2010b/. Die ersten Erfahrungen aus den Voruntersuchungen zur Erschließung möglicher CO₂-Speicherstätten für CCS-Pilot- und Demonstrationsanlagen in Deutschland, aber auch in anderen europäischen Staaten, wie Großbritannien, den Niederlanden und Dänemark, zeigen, dass die Umsetzung von CO₂-Speicherprojekten auf Opposition in betroffenen Bevölkerungskreisen stößt und eine breite Akzeptanz zum jetzigen Entwicklungszeitpunkt von CCS-Technologien fehlt /Wu, Ramirez 2010/. Daher wird eine Szenarienvariante (NoCCS) untersucht, in der die energie- und umweltpolitischen Vorgaben denen des Szenario C75 entsprechen bis auf die Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerken, die in diesem Szenario nicht besteht.

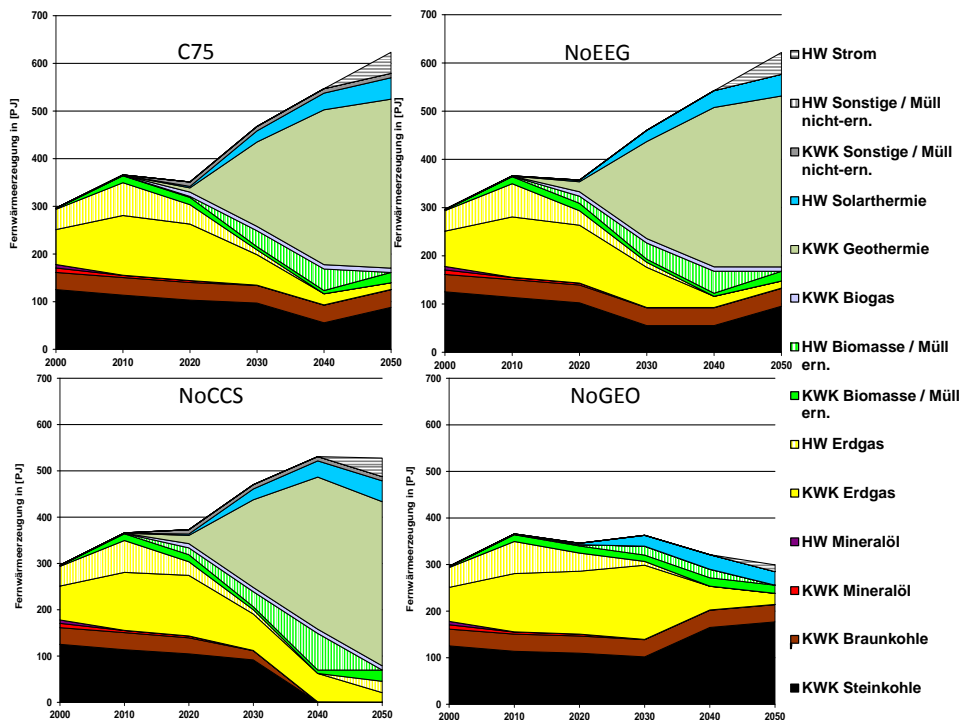


Abbildung 4-22: Sensitivitätsanalyse der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern sowie nach Heizwerk und KWK-Anlage differenziert in Deutschland

Aus den Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse (vgl. Abbildung 4-22) wird ersichtlich, dass die Erzeugung der Fernwärme nicht durch die Förderung der erneuerbaren Kondensationsstromerzeugung eingeschränkt wird. Die Fernwärmeezeugung in den Szenarien C75 und NoEEG ist sowohl absolut als auch hinsichtlich der Zusammensetzung der Erzeugungsanlagen nahezu identisch. Demzufolge verdrängt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in reinen Stromerzeugungsanlagen nicht die KWK-Strom- bzw. Fernwärmeezeugung. Die Nichtverfügbarkeit von CCS oder der Geothermie haben hingegen Rückwirkungen auf die Fernwärmeezeugung. Ist CCS nicht einsetzbar (NoCCS), so ergeben sich Unterschiede im Niveau der Fernwärmeezeugung nach 2030, da zwar das wirtschaftliche Potenzial der Geothermie bis zum Jahr 2050 ausgeschöpft wird, jedoch nur zu wesentlich höheren Kosten weitere CO₂-neutrale Energieträger zur Fernwärmeezeugung integriert werden können. Wenn auf der anderen Seite Geothermie nicht verfügbar ist, erfolgt bereits nach 2020 eine Stagnation bzw. ein leichter Rückgang der Fernwärmeezeugung da, keine alternativen wirtschaftlichen, CO₂-freien Energieträger zur Fernwärmeezeugung zur Verfügung stehen und CCS aufgrund des vorgegebenen THG-Minderungsziels nur einen begrenzten Anteil beitragen kann. Durch die Szenarien NoGEO und NoCCS wird deutlich, dass die Höhe der Fernwärmeezeugung sehr stark davon abhängig ist, inwieweit die Fernwärme CO₂-frei bereitgestellt werden kann.

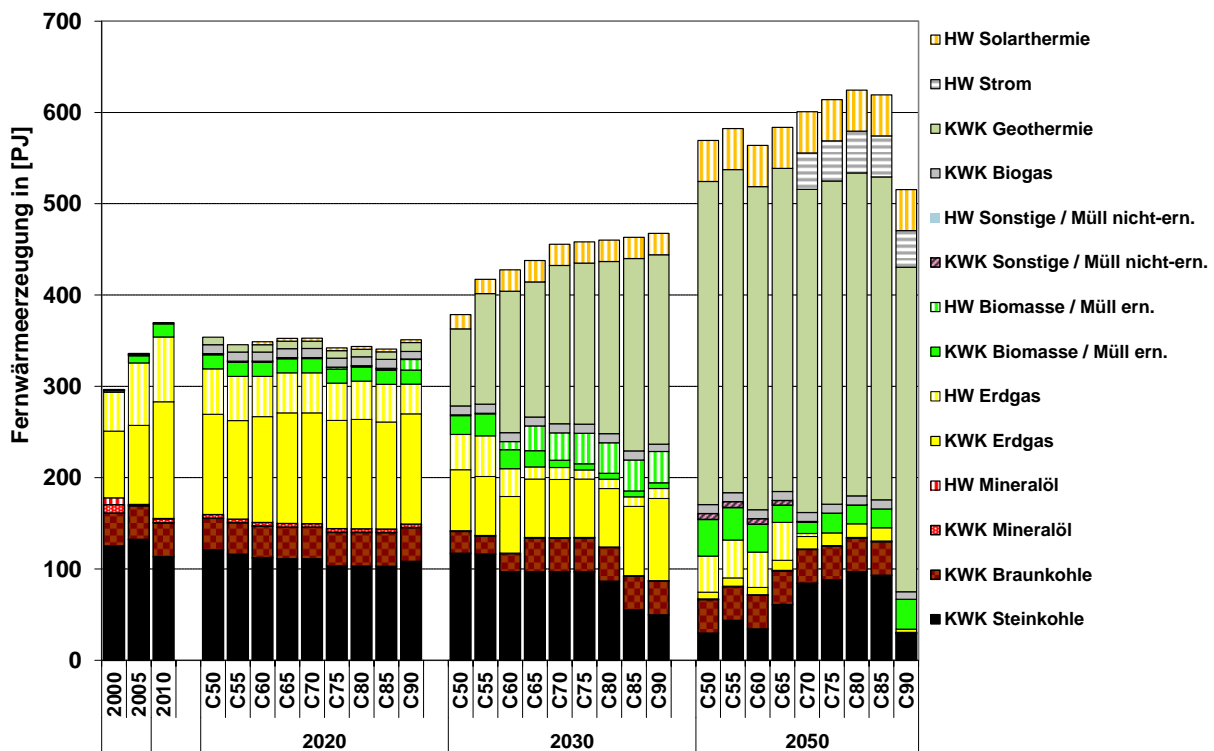


Abbildung 4-23: Fernwärmeezeugung in Abhängigkeit des langfristigen Treibhausgasminierungsziels in Deutschland

Zudem wurde die Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bei unterschiedlichen sektorübergreifenden Treibhausgasminderungszielen betrachtet. Die erzeugten Fernwärmemengen in Deutschland nehmen im Jahr 2030 bei ansteigenden Treibhausgasminderungsrestriktionen zu (vgl. Abbildung 4-23). Die Art und der Umfang, in dem Fernwärme mittels der einzelnen Energieträger erzeugt wird, hängen hierbei von deren Potenzialen, den eingesetzten Erzeugungstechnologien und den dabei entstehenden CO₂-Emissionen ab. Dies wird insbesondere im Fall der Variation des Minderungsziels in 2050 deutlich, da hier bei Reduktionszielen über 80 % eine Abnahme der Fernwärmeerzeugung zu verzeichnen ist. Dies ist einerseits darin begründet, dass die erneuerbaren Energien Geothermie und Solarthermie nur entweder durch den weiteren massiven Ausbau der Fernwärmetransportleitungen in Gegenden ohne Geothermiepotenzial oder durch die Integration von weiteren größeren saisonalen Speichern für die Solarthermie erschlossen werden können. Im Fall der Biomasse bzw. allgemein der nachwachsenden Rohstoffe verhindert die Nutzungskonkurrenz mit den Anwendungsmöglichkeiten in den anderen Sektoren und eine mit höheren Kosten verbundene Ersatzoption die Ausweitung. Andererseits ist die konventionelle Fernwärmeerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe mit der Nutzung der CCS-Technologie nicht CO₂-frei bzw. andere CO₂-freie Alternativen stehen nicht zur Verfügung. Da zusätzlich die Möglichkeit der CO₂-freien Stromerzeugung eingeschränkt ist, ist auch die Umstellung der Fernwärmeversorgung in 2050 auf elektrische Wärmepumpen limitiert.

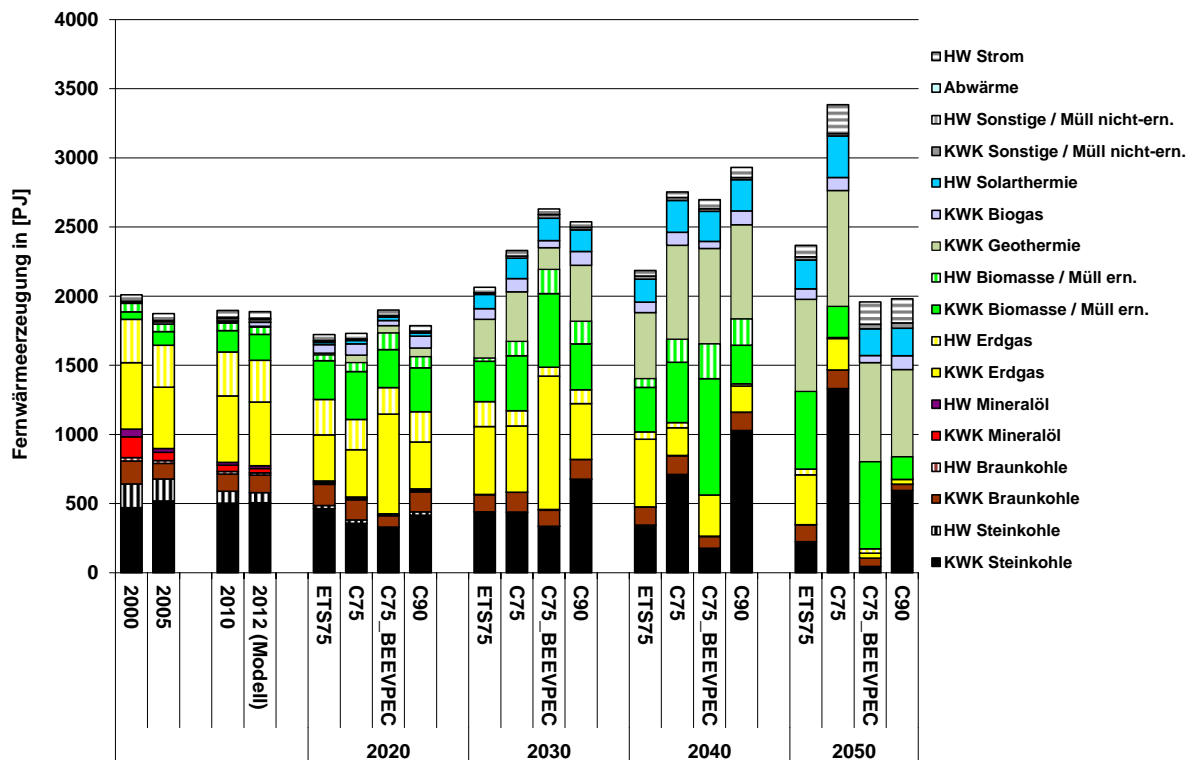


Abbildung 4-24: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern sowie nach Heizwerk und KWK-Anlage differenziert in der EU27 im Szenarienvergleich

Betrachtet man die EU27, so ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Fernwärmeproduktion, insbesondere der Biomasse, mit 11 % derzeit höher als in Deutschland (vgl. Abbildung 4-24). Da das Geothermiefähigkeit ungleichmäßig auf die Länder der EU27 verteilt ist, nimmt der Anteil nicht gleichmäßig zu. In Europa verfügen neben Deutschland vor allem die Länder Italien, Ungarn, Frankreich, Griechenland, Portugal und Spanien über ein bedeutendes geothermisches Potenzial zur Fernwärmeproduktion von insgesamt 179,5 TWh_{el} /Ecofys 2009/. Von diesem Potenzial werden szenarienabhängig im Jahr 2050 in der EU27 ca. 32 TWh_{el} bis 41 TWh_{el} genutzt, d.h. entsprechend eine Fernwärmeproduktion von rund 730 PJ bis 940 PJ. Mit einem Anteil von 40 % bis 78 % im Jahr 2050 liegt der Anteil erneuerbarer Energien zur Fernwärmeproduktion in der EU27 leicht unterhalb desselben Beitrages in Deutschland. Mittelfristig, d.h. bis 2030, bzw. in Abhängigkeit der Szenarienrandbedingungen wird der Anteil des Biomasseeinsatzes zur Fernwärmeproduktion noch weiter ausgebaut. In Schweden wird, in größerem Umfang bereits seit Jahren Fernwärme mittels elektrischer Wärmepumpen bereitgestellt. Der Beitrag der Wärmepumpen bzw. der Fernwärme, die mittels Strom-Heizwerken erzeugt wird, steigt von ca. 45 PJ im Jahr 2010 auf 83 PJ bis 210 PJ im Jahr 2050 abhängig von den Szenarienrandbedingungen an.

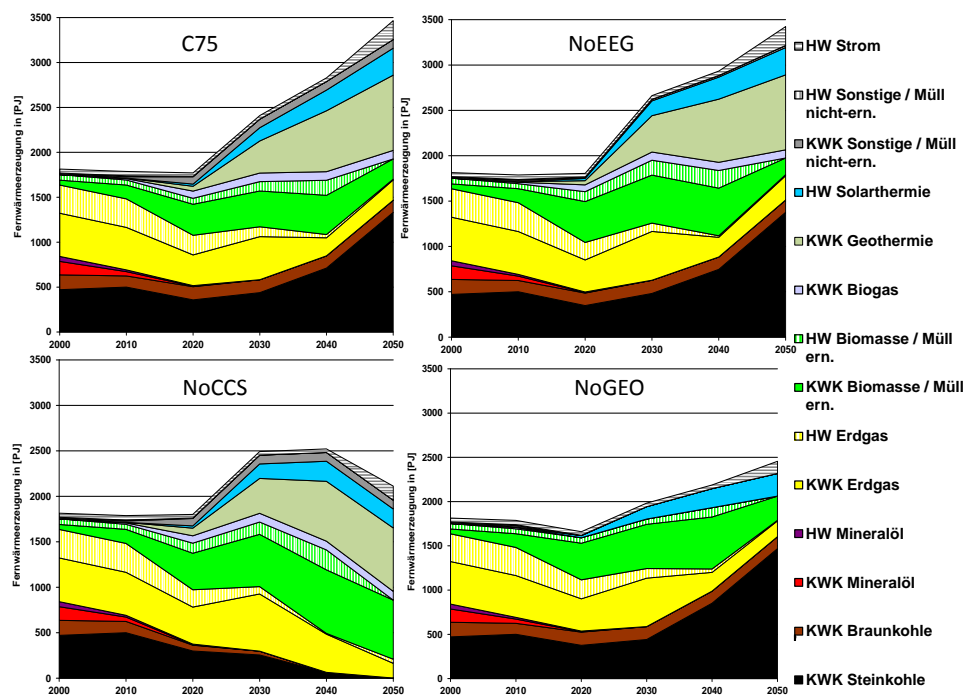


Abbildung 4-25: Sensitivitätsanalyse der Fernwärmeproduktion nach Energieträgern sowie nach Heizwerk und KWK-Anlage differenziert in der EU27

Die Sensitivitätsanalyse der Wechselwirkungen zwischen KWK-Stromerzeugung und erneuerbarer Kondensationsstromerzeugung hat ebenso wie in Deutschland auch in der EU27 keine großen Auswirkungen auf die Fernwärmeproduktion (vgl. Abbildung 4-25 Szenario C75 mit NoEEG). Im Gegensatz zu Deutschland hat die Nichtverfügbarkeit von CCS die ähnlichen Auswirkungen auf die Höhe der Fernwärmeproduktion wie die Nicht-Einsatzfähigkeit der

Geothermie (NoGEO). Die Nicht-Einsatzfähigkeit der Geothermie (NoGEO) hat aufgrund des geringeren Anteils der geothermischen Fernwärmeerzeugung weniger Auswirkungen auf den anteiligen Rückgang der Fernwärmeerzeugung. Der Wegfall der Fernwärmeerzeugung in CCS-Anlagen in der EU27 hat eine verstärkte Fernwärmeerzeugung in Biomasse-KWK-Anlagen zur Folge, die jedoch an ihre Potenzialgrenzen des Biomasseangebots stößt.

Der Vergleich der Variation des sektorübergreifenden THG-Ziels zwischen der EU27 und Deutschland weist Unterschiede hinsichtlich der Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern auf (vgl. Abbildung 4-26). Neben den unterschiedlichen Anteilen der erneuerbaren Energien sind die Veränderungen in der Fernwärmeerzeugung in Abhängigkeit des Treibhausgasminde-
rungsziels sowohl absolut als auch anteilig in der EU27 größer als in Deutschland.

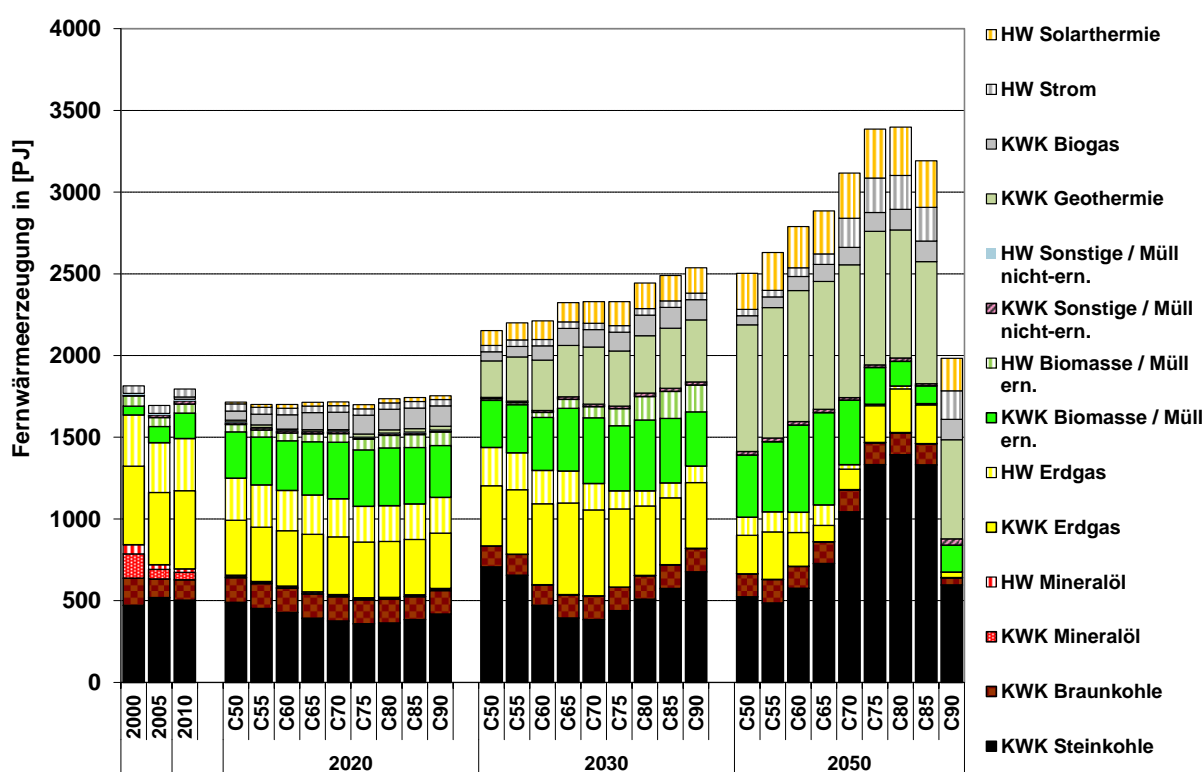


Abbildung 4-26: Fernwärmeerzeugung in Abhängigkeit des langfristigen Treibhausgasminde-
rungsziels in der EU27

Im Jahr 2030 bleibt das Niveau der Fernwärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern in der EU27, im Gegensatz zu Deutschland, wo ein leichter Rückgang zu verzeichnen ist, in Abhängigkeit des Treibhausgasminde-
rungsziels nahezu konstant. Der Anstieg der Fernwärmeerzeugung in der EU27 beruht nur zum Teil auf einem Ausbau der Geothermie, sowie zusätzlich auf einer Zunahme der Erzeugung aus Biomasse und in geringem Maße auf Solarthermie.

Bis zum Jahr 2050 steigt die Fernwärmeerzeugung bis zu einem Treibhausgasminde-
rungsziel von - 8% gegenüber 2030 deutlich an. Insbesondere im Bereich von -70 bis 80 % ist dieser Anstieg im Wesentlichen auf die Bereitstellung der Fernwärme aus Steinkohle-CCS-KWK-

Anlagen zurückzuführen. Im Bereich der Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt der Beitrag derjenigen Energieträger, die keiner alternativen Nutzungskonkurrenz unterliegen, d.h. Geothermie, Umgebungswärme (hier Strom) und Solarthermie, mit dem Reduktionsziel an. Dagegen nimmt die Fernwärmeerzeugung aus Biomasse-KWK-Anlagen nach einem Anstieg bis zu einem 65 %igen Reduktionsziel wieder ab, da die Biomasse effizienter in anderen Sektoren (z.B. Verkehr und Industrie) eingesetzt wird.

4.4.6 Rolle der industriellen Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen

Die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung wird von der Option mögliche Wärmesenken zu erschliessen beeinflusst. Hierzu zählen neben der Fernwärmeerzeugung, die überwiegend zur Deckung der Raumwärmenachfrage der Haushalte und des GHD eingesetzt wird, auch die industrielle Prozesswärmeerzeugung bis zu einem Temperaturniveau um die 500 °C, die sowohl die Heißwasser- als auch die Dampfbereitstellung umfasst. Bezogen auf die gesamte derzeitige Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen überwiegt der Anteil der industriellen Wärmeerzeugung mit 58 % in Deutschland und der EU27 (vgl. auch Kapitel 2.1.4).

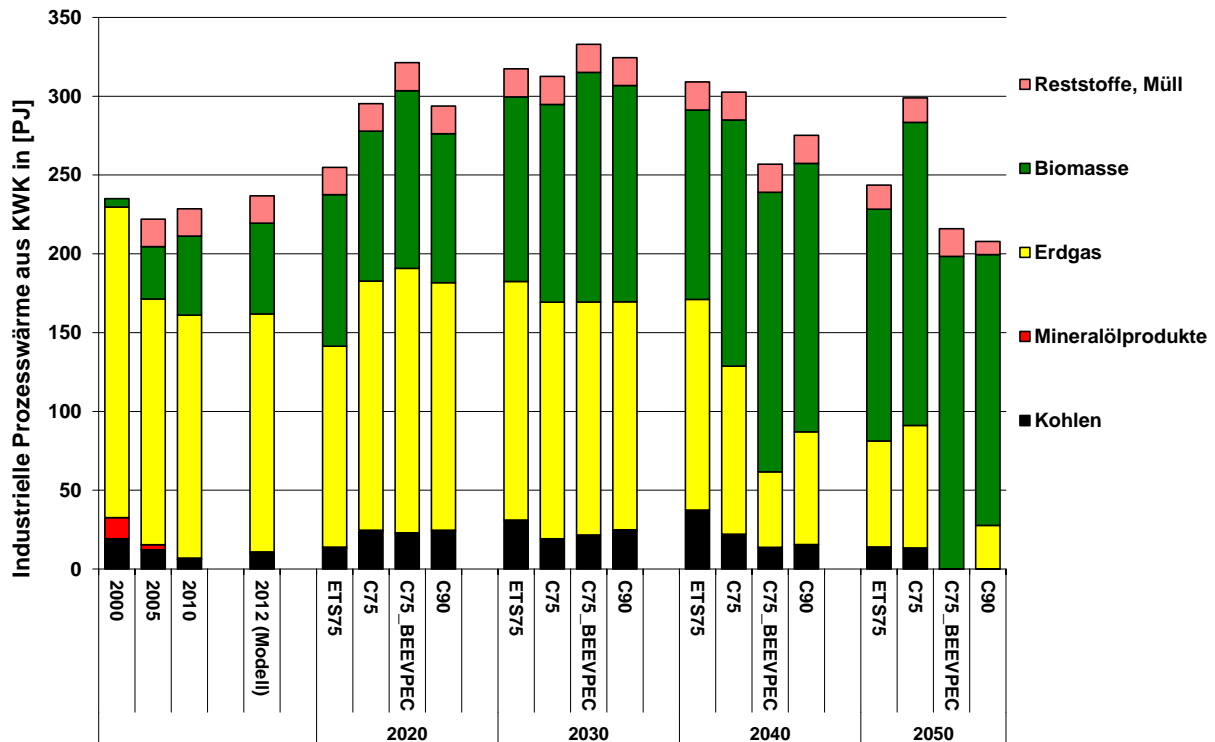


Abbildung 4-27: Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in der Industrie nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich

Bis zum Jahr 2030 steigt die industrielle Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen an (vgl. Abbildung 4-27). Die absolute Höhe der industriellen Prozesswärmeerzeugung in Deutsch-

land ist ab dem Jahr 2030 stark abhängig von den szenarienabhängigen Strompreisen, bzw. inwieweit dadurch verstärkt elektrothermische Anwendungen anstatt KWK-Anwendungen eingesetzt werden.

Der Anteil der Kohlen an der Prozesswärmerzeugung ist sehr gering. Kohlen werden im Jahr 2050 im Fall der verstärkten Förderung erneuerbarer Energien oder bei weitreichenden Minderungszielen von -90 % nicht eingesetzt. Der Hauptteil der industriellen Dampferzeugung erfolgt bis zum Jahr 2030 auf Erdgas-Basis. Der relative und absolute Beitrag der Biomassen nimmt bis zum Jahr 2050 szenariunabhängig weiter zu. Im Jahr 2050 wird der größte Anteil der industriellen Dampferzeugung mit ca. 60 % bis 92 % mittels Biomasse erzeugt.

Dominiert wird die Dampferzeugung aus Biomasse von der Papierindustrie (vgl. Abbildung 4-28). Hierauf entfallen zwischen 31 % und 57 % der industriellen Prozesswärmeerzeugung aus Biomasse in KWK-Anlagen. Ein Teil der Biomasse besteht hierbei auch aus der bei der Papierproduktion entstehenden Schwarzlauge (black liquor), die als energie- und ligninreiches Nebenprodukt bei der Zellstoffherstellung nach dem Sulfatverfahren entsteht und entsprechend in KWK-Anlagen als Ersatzbrennstoff verbrannt wird.

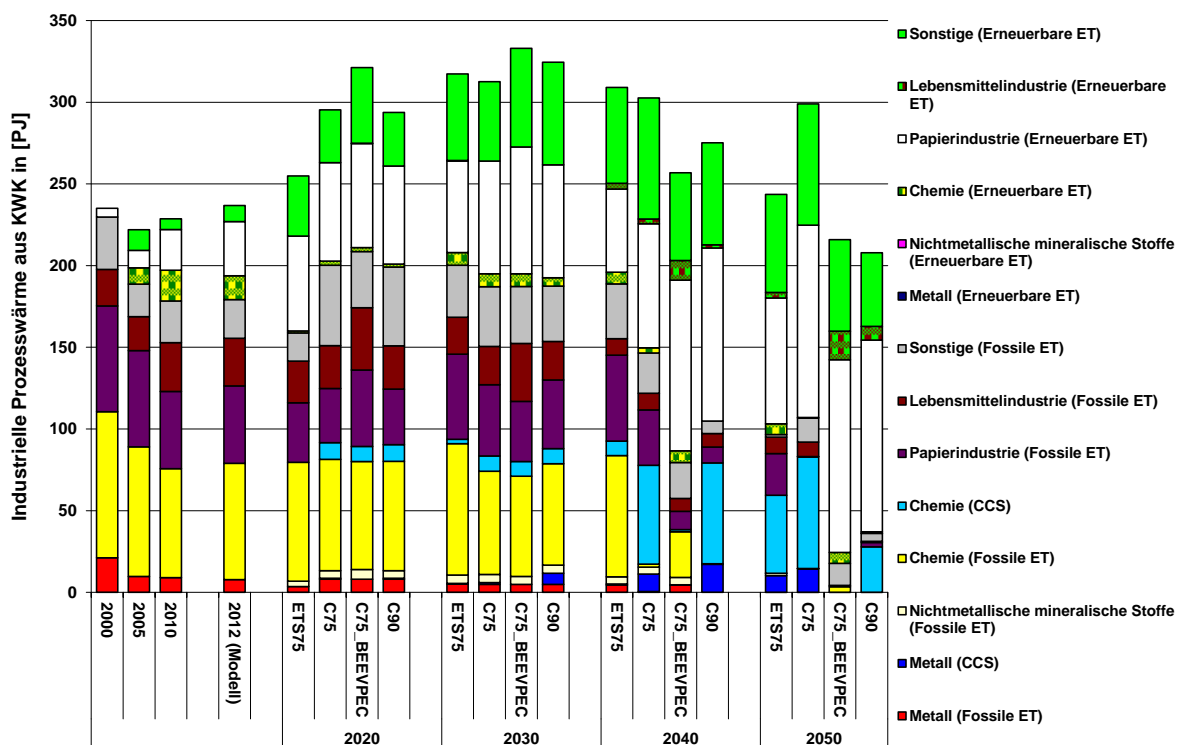


Abbildung 4-28: Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in der Industrie nach Branchen in Deutschland im Szenarienvergleich

Im Bereich der chemischen Industrie sind bis zum Jahr 2040 die Dampfmengen relativ konstant. Bezüglich der Erzeugung des Dampfes bzw. der Umstellung des Produktionsverfahrens findet jedoch danach szenarienabhängig ein Wechsel statt. Im Fall moderater Emissionsminderungsziele (ETS75 bzw. C75) kommt es zu einem Wechsel von fossilen KWK-Anlagen ohne CCS zu KWK-Anlagen mit CCS. Bei verstärkten Minderungszielen ergeben sich statt-

dessen eine verstärkte Effizienzsteigerung der Produktionsverfahren und eine gleichzeitige Umstellung der Prozesswärmeerzeugung auf elektrothermische Verfahren. In der chemischen Industrie resultiert hierbei ein vollständiger Technologiewechsel in der Chlorherstellung. Anstatt des Diaphragmaverfahrens zur Chlor-Alkali-Elektrolyse wird das Membran-Verfahren eingesetzt.

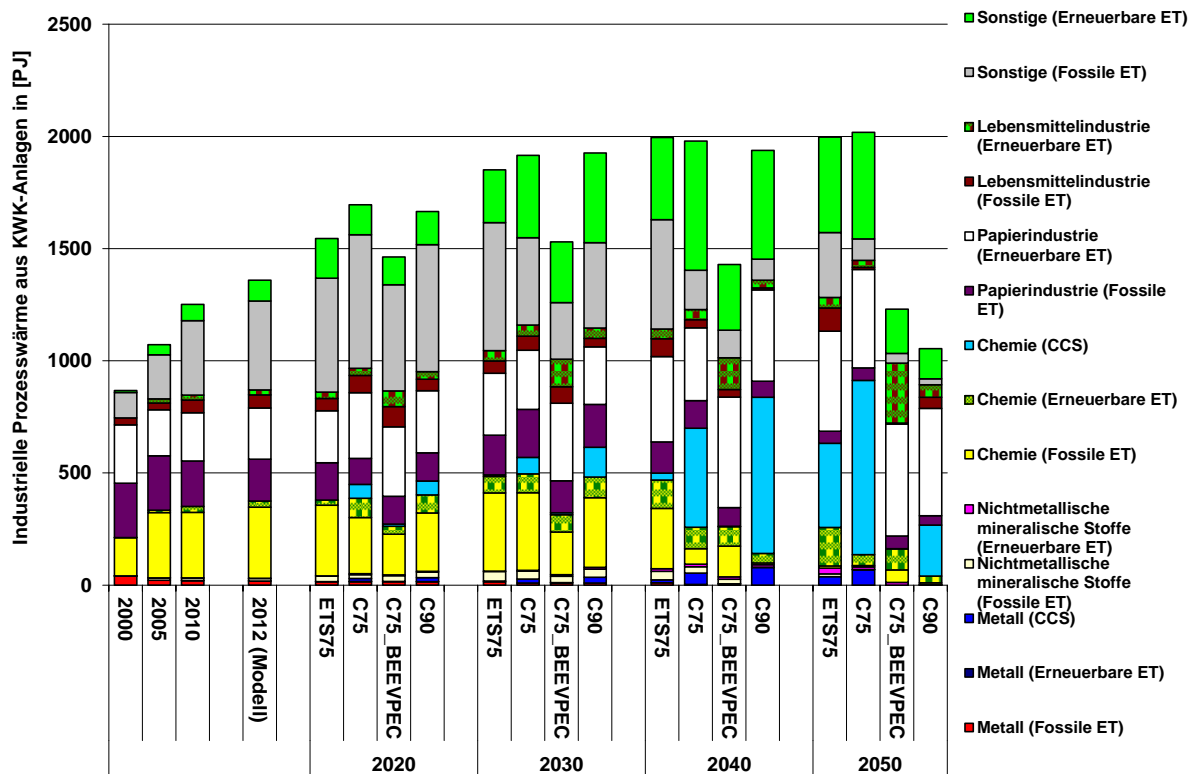


Abbildung 4-29: Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in der Industrie nach Branchen in der EU27 im Szenarienvergleich

Auf EU27-Ebene ist die mögliche Zunahme der industriellen Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen bis zum Jahr 2050 wesentlich größer als in Deutschland (vgl. Abbildung 4-29). Die Bedeutung der erneuerbaren Energieträger ist mit einem Anteil von 49 bis 87 % im Jahr 2050 nicht so hoch wie in Deutschland. Dagegen ist der Anteil des Erdgases mit bis zu 36 % wesentlich höher. Unterschiede bezüglich der Energieträger, die für die industrielle Dampferzeugung auf EU27-Ebene bzw. in Deutschland eingesetzt werden, ergeben sich auch aufgrund der unterschiedlichen anteiligen Zusammensetzung der Industrie nach Branchen. Dies wird insbesondere im Fall der „Sonstigen“ für die Jahre 2010 bis 2020 deutlich. In der EU27 wird szenarienabhängig im Jahr 2020 ca. 38 % bis 41 % des Dampfes für diese Branchengruppe erzeugt, im Vergleich zu 20 % bis 28 % in Deutschland. Andererseits ist in Deutschland der Anteil der Dampferzeugung der Papierindustrie wesentlich höher. Durch diese beiden Sektoren können die Unterschiede der Entwicklung der absoluten und relativen Höhe der Prozesswärmeerzeugung aus KWK-Anlagen in der EU27 und in Deutschland insbesondere in 2050 erklärt werden. Hierbei wird im Bereich „Sonstige“ vor allem Niedertempe-

raturwärme nachgefragt. Dieser Anteil kann unter entsprechenden Szenarienannahmen alternativ nahezu vollständig durch beispielsweise Wärmepumpen oder Biomassekessel erzeugt werden. Da jedoch solche Optionen im Temperaturbereich um die 180 °C in der Papierindustrie nicht bestehen, ergeben sich Differenzen zwischen Deutschland und der EU27.

4.4.7 Rolle der KWK-Stromerzeugung

Die Rolle der KWK-Stromerzeugung ist eng verbunden mit der Entwicklung des Absatzes an Fernwärme (vgl. Kapitel 4.4.5) und des Einsatzes von KWK-Anlagen im Bereich der Prozesswärmeerzeugung in der Industrie (vgl. Kapitel 4.4.6). Nur in dem Maße, in dem langfristig kostengünstige Wärmesenken erschlossen werden können, kann die KWK-Stromerzeugung der öffentlichen Versorgung ausgebaut werden. Unterschiede bezüglich der Höhe der KWK-Stromerzeugung bzw. des Verlaufs der KWK-Stromerzeugung und der Entwicklung der erzeugten Fernwärme und Prozesswärme ergeben sich aufgrund der energieträgerabhängigen Stromkennzahlen der KWK-Anlagen.

Auf Grund der politischen Unterstützung der KWK durch das EEG und das KWKG und des verstärkten industriellen Einsatzes, steigt die KWK-Stromerzeugung nach 2010 in Deutschland an (vgl. Abbildung 4-30). Die politische Vorgabe bzw. Ziel, bis zum Jahr 2020 den Anteil des KWK-Stroms gegenüber 2008 zu verdoppeln bzw. 25 % der Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen bereitzustellen, wird mit Hilfe der bisherigen Maßnahmen nicht erreicht.

Insbesondere die KWK-Stromerzeugung in Biomasse- und Geothermieheizkraftwerken nimmt langfristig zu. Wurden im Jahr 2010 ca. 11 % des KWK-Stroms /Fahl et al. 2011/ in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien erzeugt, so nimmt deren Anteil szenarienabhängig auf 29 % bis 81 % bis 2050 zu. Dagegen verringert sich bis zum Jahr 2050 die KWK-Stromerzeugung auf Basis von Braunkohle und Steinkohle aufgrund der vorgegebenen Treibhausgasemissionsreduktionsziele bzw. des sich daraus ergebenden CO₂-Zertifikatspreises im Emissionshandel.

Tendenziell erhöht sich die Stromkennzahl aller KWK-Anlagen bis zum Jahr 2020/2030, um im Verlauf bis zum Jahr 2050 wieder abzunehmen, da CCS-Anlagen und Biomasse KWK-Anlagen oder geothermische ORC-Anlagen mit niedrigeren Stromkennzahlen verbunden sind. Demzufolge müsste die Fernwärmenachfrage um (Kehrwert von 0,78, der Stromkennzahl von Biomasse-KWK-Anlagen) bzw. im Fall der ORC-Anlagen sogar um das 4,5-fache steigen, damit entsprechende Wärmesenken zur Verfügung stehen, um KWK-Strom auf dem gleichen Niveau zu erzeugen.

Trotz der Tatsache, dass ein nur auf Großfeuerungsanlagen begrenztes Ziel, wie es im Szenario ETS75 unterstellt ist, tendenziell KWK-Anlagen benachteiligt, da diese keine entsprechend adäquate Emissionsgutschrift für die Wärmeerzeugung erhalten, steigt die KWK-Stromerzeugung in diesem Szenario an. Dieser Anstieg erfolgt hauptsächlich auf Basis von

Erdgas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von bis zu wenigen MW_{el}, welche nicht unter die Beschränkungen des Emissionshandels fallen und beispielsweise zur Wärmeversorgung großer Nichtwohngebäude eingesetzt werden.

Die KWK-Stromerzeugung aus Geothermie-ORC-KWK-Anlagen erreicht trotz der unterstellten Kosten von 5900 €/kW_{el} im Jahr 2030 eine Erzeugung von 7 bis 11 TWh und steigt bis zum Jahr 2050 auf ca. 18-20 TWh an. Im Vergleich zu der vom Sachverständigenrat für Umweltfragen /SRU 2010/ unterstellten Geothermiestromerzeugung in KWK-Anlagen im Fall eines 100 %igen Ausbaus der erneuerbaren Energien im Jahr 2050 von rund 120 TWh ist dies jedoch noch eine verhältnismäßig niedrige Steigerung. Das theoretische technische Potenzial der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland beträgt zwischen 223 TWh /SRU 2011/ und 320 TWh /Kaltschmitt et al. 2006/. Die Wirtschaftlichkeit der Geothermieanlagen ist allerdings stark von den Anschlussmöglichkeiten an Wärmesenken und damit u.a. auch von der Option die Fernwärmeversorgung zu nutzen (vgl. Kapitel 4.4.5) abhängig.

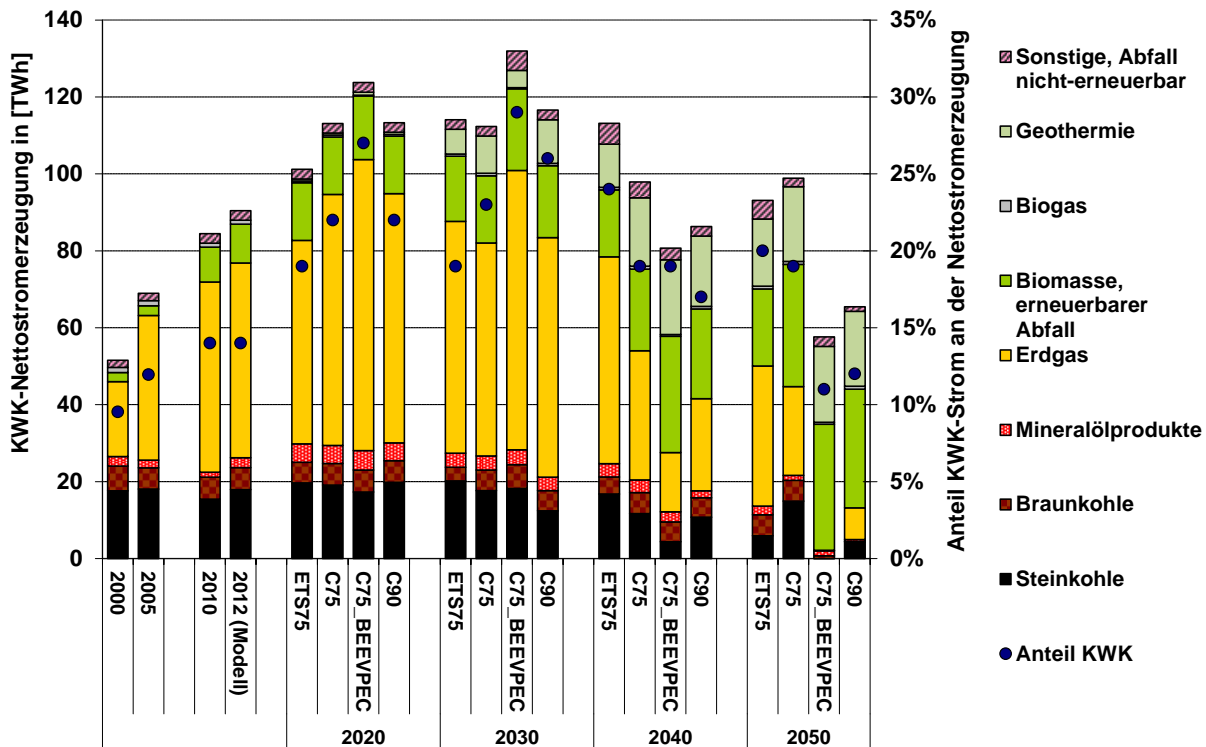


Abbildung 4-30: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich

Im Gegensatz zur Fernwärmeerzeugung ist die KWK-Stromerzeugung nicht in dem Maße sensitiv gegenüber der Verfügbarkeit oder der möglichen großtechnischen Nutzung der Geothermie. Die Sensitivitätsanalyse (vgl. Abbildung 4-31) analog zur Fernwärmeerzeugung (vgl. Abbildung 4-22) ergibt, dass die KWK-Stromerzeugung in Deutschland absolut ein ähnliches Niveau in 2050 aufweist unabhängig davon, ob es Vorgaben hinsichtlich des Mindest-

tanteils an erneuerbaren Energien gibt oder nicht. Gleichzeitig nimmt im Szenario NoEEG der Anteil des KWK-Stroms an der Nettostromerzeugung um bis zu 5 %-Punkte zu.

Im Fall der Nichtverfügbarkeit der Geothermie wird deren KWK-Stromerzeugung weitgehend durch Steinkohle-CCS-Anlagen ersetzt, wodurch deren absoluter Wert um bis zu 50 % zunimmt. Insgesamt ist der geringe Niveauunterschied der KWK-Stromerzeugung von 10 TWh in 2050 im Vergleich der Szenarien C75 und NoGEO darin begründet, dass aufgrund der geringen Stromkennzahl der geothermischen KWK-Erzeugung diese in einem wesentlich größeren Umfang zur Fernwärmeversorgung beiträgt als zur Stromerzeugung. Dagegen nimmt die KWK-Stromerzeugung bei Nichtverfügbarkeit der CCS-Anlagen nach 2040 deutlich ab und erreicht in 2050 ein Niveau von 60 TWh.

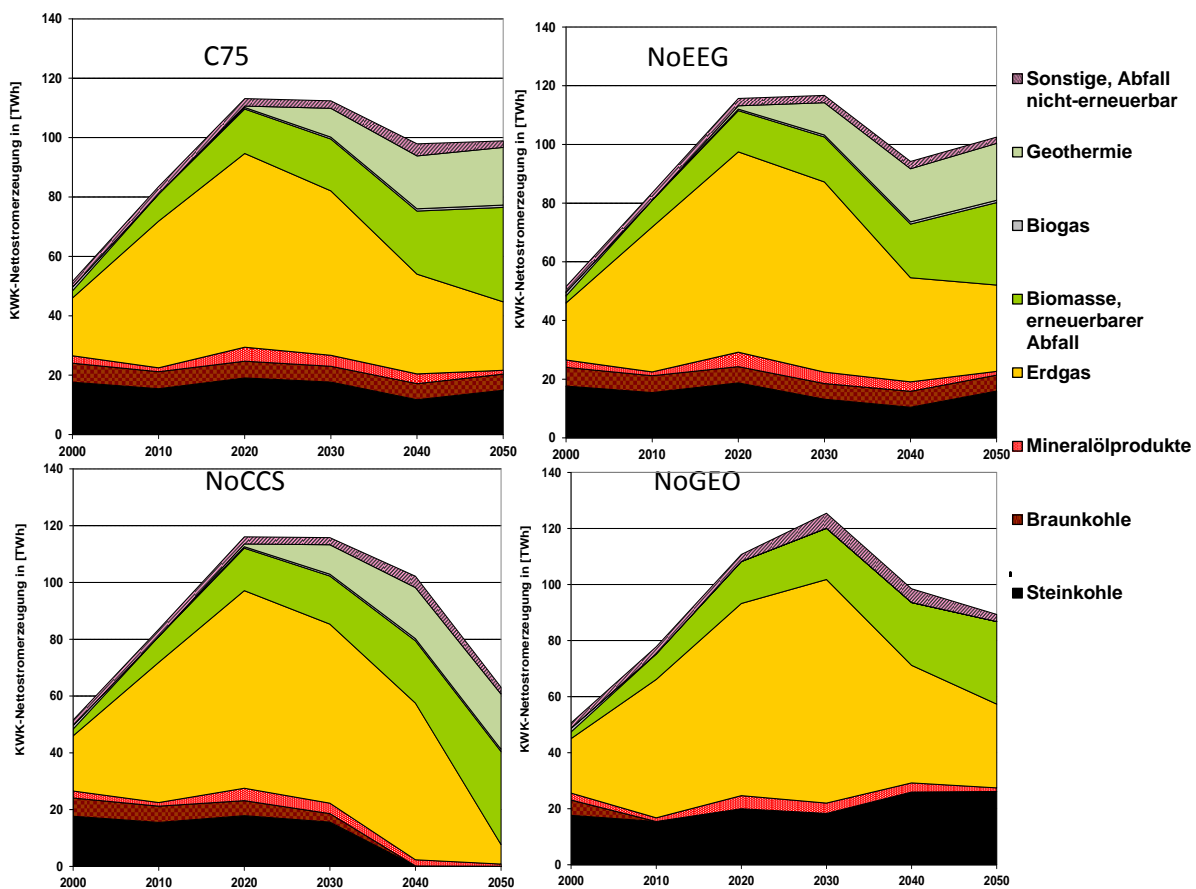


Abbildung 4-31: Sensitivitätsanalyse der KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland

In der EU27 ergibt sich im Vergleich zu Deutschland aufgrund der veränderten Ausgangssituation, der Potenzialdifferenzen erneuerbarer Energien bzw. der länderspezifisch differierenden Wärmenachfrage eine andere prozentuale Aufteilung der KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der KWK-Stromerzeugung betrug im Jahr 2010 rund 14 %. Bis zum Jahr 2050 steigt deren Beitrag im Szenario C75_BEEVPEC auf 80 % an, wobei davon 70 %-Punkte auf Biomasse KWK-Anlagen und die verbleibenden

10 %-Punkte auf dem Einsatz der Geothermie basieren. Bei dieser prozentualen Betrachtung ist jedoch zu beachten, dass insgesamt die KWK-Stromerzeugung gegenüber 2010 um 20 % bis zum Jahr 2050 rückläufig ist.

Im Weiteren ergibt sich eine unterschiedliche Entwicklung der absoluten Höhe der KWK-Stromerzeugung auf EU27- und Deutschland-Ebene. Dies betrifft beispielsweise eine Zunahme bzw. Abnahme im Jahr 2050 gegenüber 2010 im Szenariovergleich ETS75 und C75.

Ein sektorübergreifendes Minderungsziel von 75 % führt zu einem Anstieg der Strom- und Fernwärmenachfrage (vgl. auch Abschnitt 4.4.4), die auf EU27-Ebene teilweise durch zusätzliche KWK-Stromerzeugung gedeckt wird. In Deutschland kommt es zu einer verstärkten Installation von geothermischen ORC-KWK-Anlagen. Aufgrund der geringeren Stromkennzahl der Anlagen ist dies mit einem Rückgang der KWK-Stromerzeugung verbunden. Dagegen besteht in der EU27, beispielsweise in der UK oder in Italien, noch Potenzial Steinkohle-CCS-KWK-Anlagen zu installieren, die die Fernwärmenachfrage mit einem höheren KWK-Stromanteil decken.

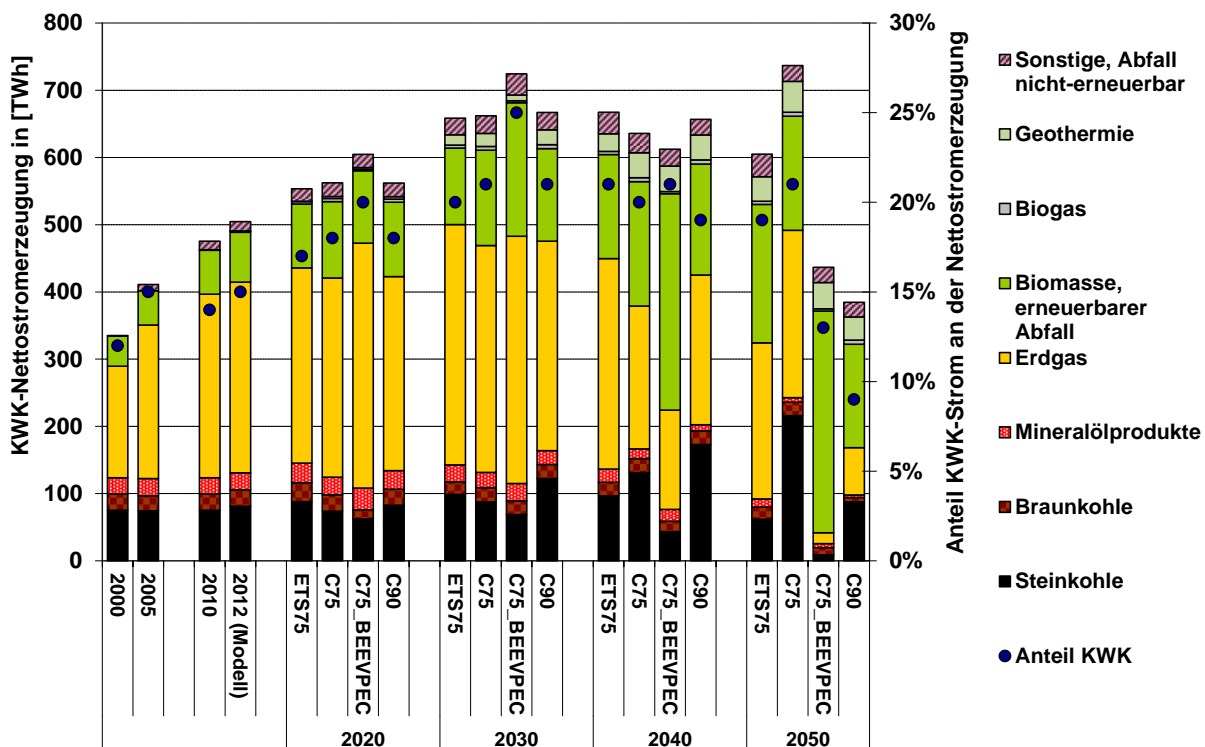


Abbildung 4-32: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU27 im Szenariovergleich

Im Vergleich zu Deutschland sind in der EU27 die Rückwirkungen einer Nichtverfügbarkeit der großtechnischen Nutzung der Geothermie auf die KWK-Stromerzeugung geringer (vgl. Abbildung 4-33). Dies liegt einerseits darin begründet, dass der absolute Anteil der geothermischen KWK-Stromerzeugung in der EU27 niedriger ist als in Deutschland, und andererseits

darin, dass in der EU27 nicht im gleichen Verhältnis Ersatzkapazitäten infolge des Kernenergieausstieg benötigt werden.

Eine geringere Förderung der erneuerbaren Energien führt auf EU27 Ebene zu einem Anstieg des Anteils der KWK-Stromerzeugung an der Nettostromerzeugung um 0,8-1,7 %-Punkte, infolge einer leichten Erhöhung der KWK-Strommengen ab dem Jahr 2030. Dagegen nimmt die KWK-Stromerzeugung im Fall der Nichtverfügbarkeit der CCS-Anlagen ab 2030 deutlich ab und halbiert sich in 2050 im Szenario NoCCS im Vergleich zum Szenario C75.

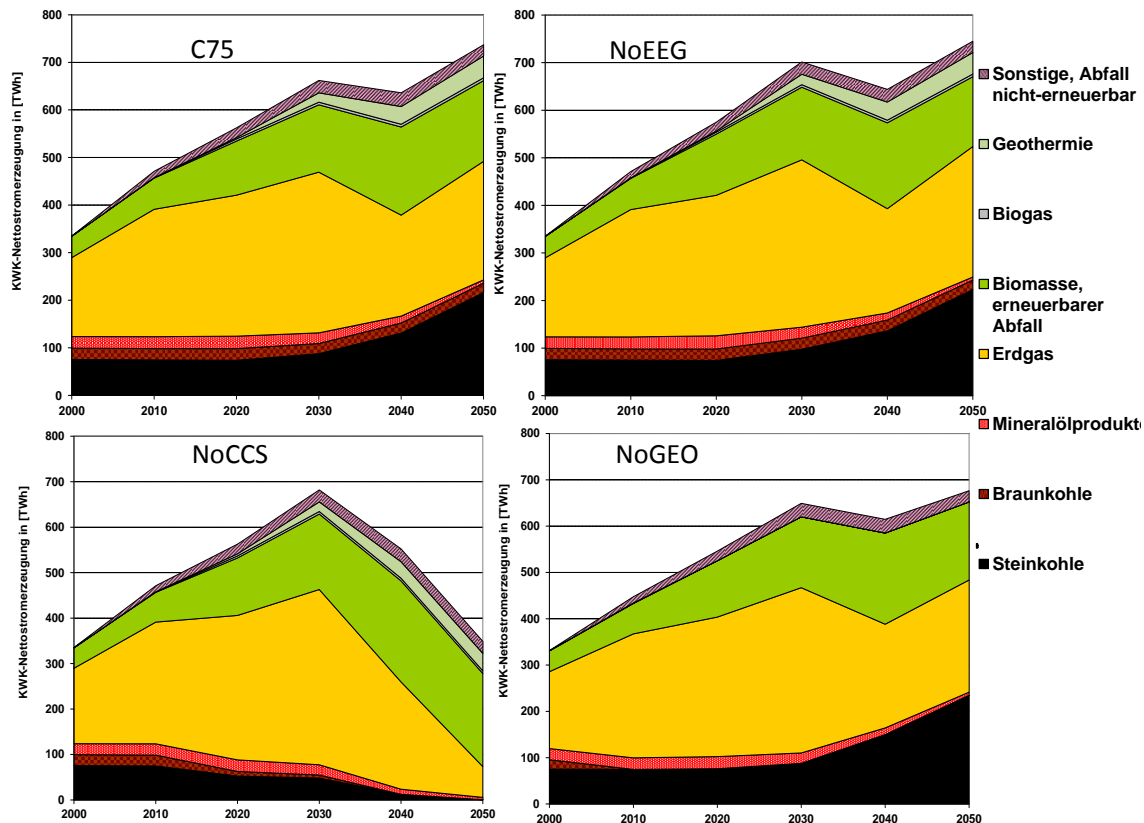


Abbildung 4-33: Sensitivitätsanalyse der KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU27

Häufig wird im Zusammenhang mit der KWK-Stromerzeugung auch deren Beitrag zum Klimaschutz diskutiert. Im Umkehrschluss könnte davon ausgegangen werden, dass deren Anteil mit zunehmenden Treibhausgasreduktionszielen steigt. Daher werden im Folgenden die Auswirkungen der Variation des THG-Minderungsziels auf die KWK-Stromerzeugung analysiert. Hierfür wird analog zu der Analyse in Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 das sektorübergreifende und für die EU27 geltende Treibhausgasminderungsziel mit einer Bandbreite von 20 % bzw. 30 % im Jahr 2020 bis zu einem Bereich von 50 % bis 90 % im Jahr 2050 in 5 %-Schritten variiert (vgl. auch /Blesl 2010c/).

Die Rolle der Geothermie und der Biomasse nimmt nach 2030 deutlich zu, da sie einen wesentlichen Beitrag zur CO₂-freien Strom- und Wärmeerzeugung liefern können. Insgesamt

zeigt sich, insbesondere in 2030, dass die Höhe der KWK-Stromerzeugung kaum sensitiv auf die Höhe des Reduktionsziels reagiert. Trotz der Verschärfung wird bis zum Jahr 2050, mit Ausnahme des Szenarios mit einem Reduktionsziel von 90 %, noch ein Hauptteil des KWK-Stroms mittels fossiler Energieträger bereitgestellt, wobei dies in 2050 in CCS-Anlagen erfolgt. Im Jahr 2050 reduziert sich die KWK-Stromerzeugung bei einem extremen Treibhausgasminderungsziel (Szenario C90) deutlich (vgl. Abbildung 4-34).

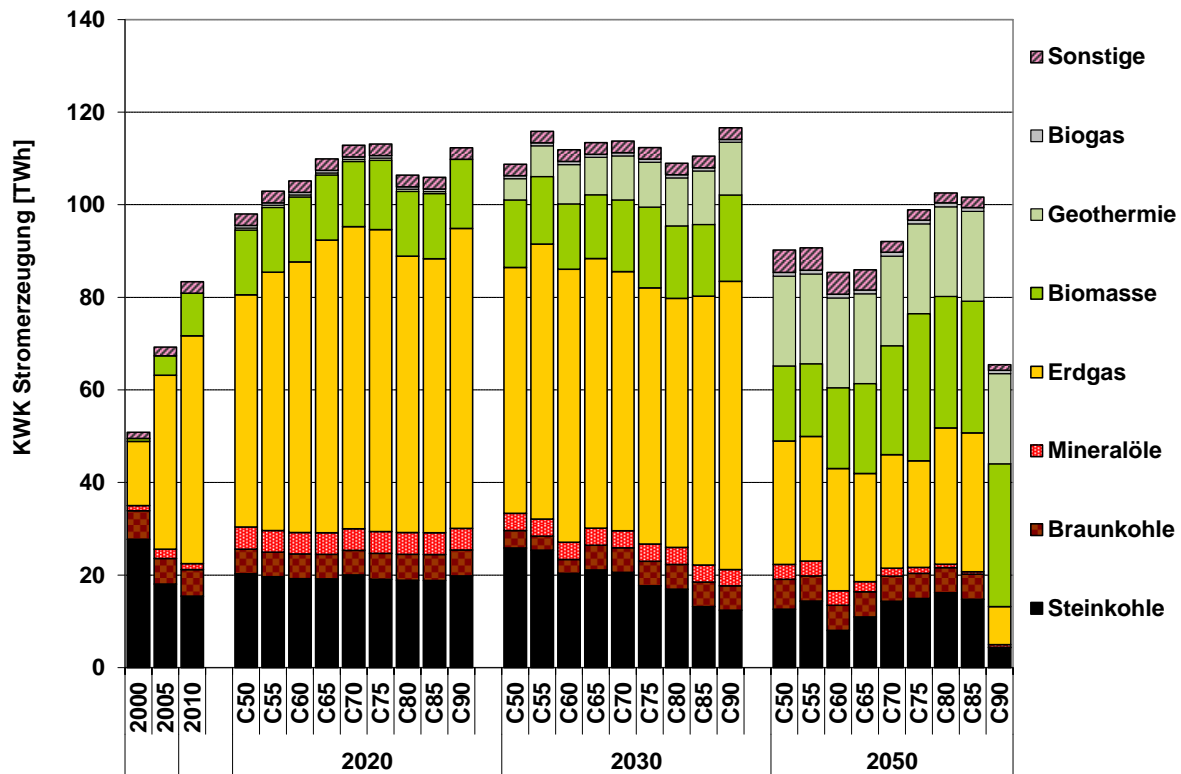


Abbildung 4-34: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland in Abhängigkeit des langfristigen Treibhausgasminderungsziels

In der EU27 sind im Vergleich zu Deutschland hinsichtlich der Entwicklung der absoluten Höhe der KWK-Stromerzeugung in 2050 bei einer Variation des langfristigen Treibhausgasminderungsziels bis zu 85 % noch Steigerungen gegenüber dem Jahr 2020 zu verzeichnen (vgl. Abbildung 4-35). Unterschiede bestehen zudem in der Entwicklung der zur KWK-Stromerzeugung eingesetzten Energieträger, insbesondere in den Jahren 2030 und 2050.

In Deutschland ist im Jahr 2030 eine nahezu konstante KWK-Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger zu beobachten. Hierbei nimmt die Stromerzeugung in Erdgas-GuD-KWK-Anlagen zu und in Kohlen-KWK-Anlagen kontinuierlich in Abhängigkeit des Treibhausgasminderungsziels ab. Dagegen erfolgt in der EU27 ein leichter Rückgang der KWK-Stromerzeugung aus Anlagen mit fossilen Brennstoffen um ca. 60 TWh bei Anhebung des Treibhausgasminderungsziels. Im Gegenzug steigt die KWK-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um bis zu 38 TWh an.

Im Jahr 2050 basiert der Anstieg der KWK-Stromerzeugung in Deutschland im Vergleich zwischen einem 70/75 %igen-Reduktionsziel vor allem auf der höheren KWK-Stromerzeugung in industriellen Biomasse-KWK-Anlagen (vgl. auch Kapitel 4.4.6). Dagegen nimmt die KWK-Stromerzeugung in Biomasse-KWK-Anlagen in der EU27 bei höheren Reduktionszielen sogar ab. Die Steigerung der KWK-Stromerzeugung auf EU27-Ebene in 2050 in Abhängigkeit des Treibhausgasminderungsziels ist auf den Anstieg der Erzeugung in Steinkohle-CCS-KWK-Anlagen und Erdgas-GuD-KWK-Anlagen zurückzuführen, da noch kosteneffiziente CO₂-Speicherpotenziale erschlossen werden können.

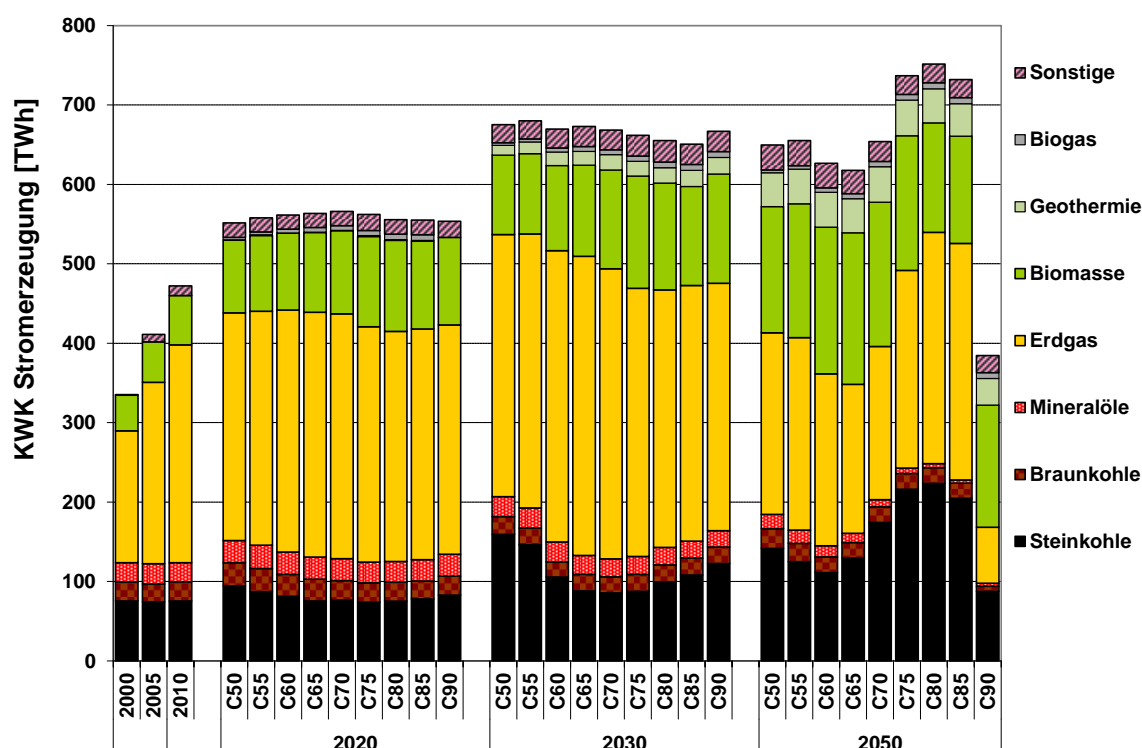


Abbildung 4-35: KWK-Stromerzeugung nach Energieträgern in der EU27 in Abhängigkeit des langfristigen Treibhausgasminderungsziels

4.5 Wärmeerzeugungstechnologien und deren Bedeutung in den verschiedenen Sektoren

Die eingesetzten Energieträger für die Bereitstellung der Raumwärme werden langfristig nicht nur durch die Energieträgerpreisentwicklung sowie durch Treibhausgasemissionsbeschränkungen sondern auch durch die Weiterentwicklung der Heizungssysteme beeinflusst. Die Rolle der Energieträger im Wärmemarkt korrespondiert mit der Möglichkeit, diese in effizienten Wärmeversorgungstechnologien zu nutzen. Teilweise sind diese Technologien in leicht abgewandelter Art auch für verschiedene Energieträger einsetzbar und werden daher in größerem Umfang technologisch weiterentwickelt. Nachfolgend wird im Wesentlichen auf die

Entwicklung der verschiedenen Heizungstechnologien im Bereich der Wohngebäude und Nichtwohngebäude bzw. der industriellen und öffentlichen KWK-Anlagen und der Heizwerke der öffentlichen Versorgung eingegangen.

4.5.1 Heizungssysteme in Wohngebäuden

Die Entwicklung der Beheizungsstruktur in Wohngebäuden in Deutschland wird in den nächsten Jahren stark durch die politisch gesetzten Vorgaben der EnEV und des EEWärmeG beeinflusst. Im Folgenden wird auf die Entwicklung des Endenergieverbrauchs differenziert nach den eingesetzten Energieträgern und den installierten Heizungssystemen zur Deckung des Raumwärmebedarfs der privaten Haushalte näher eingegangen (vgl. auch /Blesl et al. 2009/). Hierbei ist anzumerken, dass bei der Darstellung nach Heizungssystemen solarthermische Anlagen zur Heizungsunterstützung und Brauchwarmwasserbereitstellung nicht getrennt ausgewiesen werden, sondern jeweils in die Kategorie des Heizungssystems, das neben der solarthermischen Anlage installiert ist, fallen.

Die Entwicklung des Energieverbrauchs für die Raumwärmebereitstellung (inklusive der Warmwassererzeugung in kombinierten Anlagen) im Haushaltssektor in Deutschland ist unabhängig vom betrachteten Szenario gekennzeichnet von einem deutlichen Verbrauchsrückgang im Betrachtungszeitraum und einer Verschiebung in der Struktur der eingesetzten Energieträger (Abbildung 4-36). Bis zum Jahr 2040 ergeben sich hinsichtlich des Niveaus des Endenergieverbrauchs nur Abweichungen in Abhängigkeit davon, ob der Haushaltssektor in ein Treibhausgasminderungsziel eingebunden ist oder nicht (Szenario ETS75). Das heißt, es bestehen im Haushaltssektor im Vergleich zu den anderen Sektoren schon bei niedrigen Reduktionszielen kostengünstige energetische Einsparoptionen (z. B. im Bereich der Gebäudedämmung), so dass kaum Unterschiede zwischen den Szenarien mit einem Reduktionsziel von 75 % und dem mit 90 % vorliegen. Nach 2040 ist das Niveau und die Struktur des Endenergieverbrauchs der Haushalte für Raumwärme stark abhängig von den Szenarienvorgaben.

Der Einsatz von Kohlen, auf die bereits 2010 weniger als 3 % des Energieverbrauchs für Raumwärme entfallen sind, sinkt nach 2020 auf null, unabhängig von den Szenarienannahmen. Auch der Verbrauch an Heizöl geht stark zurück – von 563 PJ (30 %) im Jahr 2010 auf um die 200 PJ (18 %) im Jahr 2030. Nach 2030 geht der rückläufige Energieverbrauch zur Raumwärmeerzeugung insbesondere auf Kosten von Heizöl, dessen Verbrauch 2050 nur noch ca. 9 PJ beträgt und somit weniger als 1 % des Raumwärmebedarfs deckt.

Wird der Energieeinsatz zur Raumwärmebereitstellung heute noch durch Erdgas dominiert, so nimmt dessen relativer Anteil am Endenergieverbrauch für Raumwärme bis 2030 leicht auf 48 % (von heute 50 %) bis stark, d.h. auf 30 %, in Abhängigkeit der Szenarienannahmen ab. Der Erdgasabsatz ist hierbei relativ sensitiv hinsichtlich sektorübergreifender Treibhausgasminderungsziele (vorgegeben in allen Szenarien bis auf Szenario ETS75). Eine umgekehrte Sensitivität ergibt sich für den Einsatz von Strom und erneuerbaren Energien. Da im Fall ei-

nes hauptsächlich auf den Umwandlungsbereich eingeschränkten Treibhausgasminderungsziels, die Strom- bzw. Strom- und Wärmeerzeugung einseitig im Vergleich zu den anderen Energieträgern verteuert wird, sind Stromanwendungen weniger wirtschaftlich. Infolgedessen liegt der Anteil des Stromverbrauchs zur Raumwärmebereitstellung im Szenario ETS75 im Jahr 2050 auf dem heutigen Niveau von 4 %. Bis 2030 ist in allen Szenarien ein Rückgang des Stromverbrauchs für Raumwärme zu erkennen, der auf der rückläufigen Nutzung elektrischer Speicherheizungen, aufgrund der gesetzlichen Vorgaben für 2020, beruht, die durch den steigenden Strombedarf für Wärmepumpen und Erdwärmesonden nicht kompensiert wird. Wegen des verstärkten Einsatzes von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen steigt der Anteil von Strom am Energieverbrauch für die Raumwärmebereitstellung der Haushalte bis 2050 auf rund 18 % im Fall von sektorübergreifenden Minderungszielen.

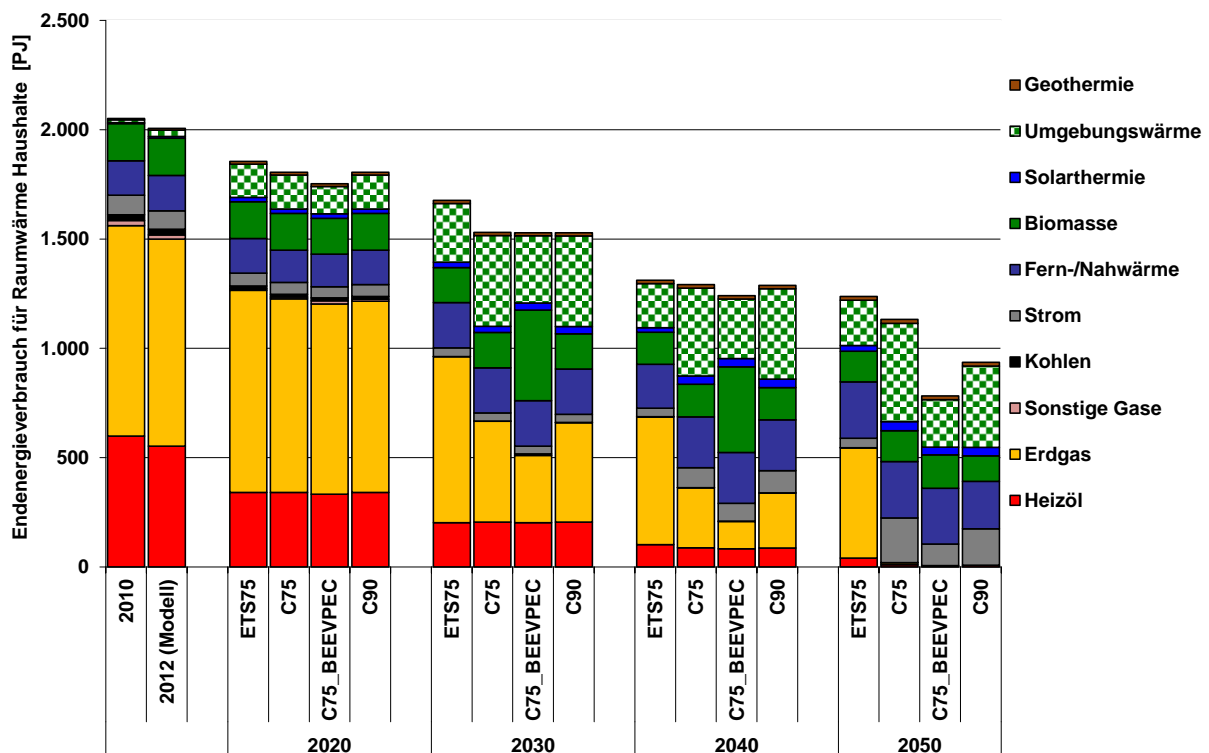


Abbildung 4-36: Endenergieverbrauch der Haushalte für Raumwärme (inkl. zentrale Warmwasserbereitstellung) nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich

Da der Einsatz erneuerbarer Energien mit keinen direkten Treibhausgasemissionen verbunden ist, steigt deren absoluter und relativer Anteil im Fall sektorübergreifender Minderungsziele stärker an. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Raumwärmebereitstellung der Haushalte erhöht sich von knapp 10 % (204 PJ) in 2010 auf 19–20 % (295 PJ) in 2020 und erreicht in 2050 knapp 33 % bis 58 % (655 PJ). Während der Einsatz von Biomasse in absoluten Zahlen szenarienunabhängig rückläufig ist, liegt ihr Anteil an der gesamten Raumwärmeerzeugung in 2050 mit knapp 11-12 % leicht über dem Niveau von 2010. Demzufolge ist der Zuwachs der erneuerbaren Energien auf absolute Verbrauchssteigerungen bei Umgebungswärme- und Erdwärme

sowie der Solarthermie zurückzuführen. Der Beitrag der Umgebungswärme steigt ausgehend von 12 PJ in 2010 auf rund 150 PJ in 2020 und auf ca. 200 bis 460 PJ in 2050 an. Auch bei Solarthermie und Geothermie werden im Betrachtungszeitraum hohe Wachstumsraten erzielt, ihre Anteile am gesamten Energieverbrauch zur Deckung des Raumwärmebedarfs bleiben mit ca. 2-4 % bzw. 1-2 % jedoch verhältnismäßig gering. Der Verbrauch an Fern- und Nahwärme nimmt bis zum Jahr 2050 gegenüber 2010 leicht zu und liegt 2050 bei knapp 13 % (vgl. auch Kapitel 4.4.5).

Abbildung 4-37 zeigt die Anteile der Wohneinheiten, die mit den jeweiligen Heizungssystemen versorgt werden. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums ist etwas weniger als die Hälfte aller Wohnungen mit Erdgasheizungen ausgestattet, wobei davon auf konventionelle Heizungskessel ca. 2/3 und auf Brennwertkessel 1/3 des Anteiles entfallen. Im Zeitablauf werden jedoch deutlich mehr effizientere Brennwertkessel und zudem erdgasbetriebene Wärmepumpen installiert, sodass der Anteil der konventionellen Heizungskessel 2030 nur noch 7 % beträgt, der der Brennwertkessel dagegen 40 %. Ab 2020 werden in deutlichem Umfang erdgasbetriebene Wärmepumpen zugebaut, mit denen 2030 zwischen 17 % und 25 % aller Wohnungen beheizt werden. Unter der Voraussetzung eines auf den ETS-Sektor beschränkten Treibhausgasminderungsziels (Szenario ETS75) dominieren erdgasbetriebene Heizungssysteme auch im Jahr 2050. Ihr Anteil reduziert sich nur leicht von 53 % in 2030 auf 48 % in 2050. Im Gegensatz dazu führen Anforderungen hinsichtlich eines hohen Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Szenario C75_BEEVPEC) bereits ab dem Jahr 2030 zu einem Rückgang der Erdgasheizungen. Allgemein setzt dieser Trend im Fall sektorübergreifender Klimaschutzziele nach dem Jahr 2030 ein. Im Jahr 2050 ist in diesen Szenarien der Anteil aller Erdgasheizungen zu vernachlässigen. Der Anteil der mit Heizöl betriebenen Systeme geht bis 2030 auf um die 11 %, bis 2050 auf weniger als 2 % zurück im Vergleich zu beinahe 26 % in 2012. Dieser Rückgang ist nahezu unabhängig von den Szenarienannahmen. Davon betroffen sind sowohl konventionelle Heizölkessel, die im gesamten Betrachtungszeitraum deutlich eine geringere Bedeutung einnehmen, als auch Brennwertkessel, bei denen bis 2020 noch ein leichter Zuwachs vorliegt. Bei den elektrisch betriebenen Systemen ist in Zukunft ein Wechsel des Heizungssystems zu beobachten. Entsprechend den Bestimmungen der EnEV läuft der Einsatz von elektrischen Nachtspeicherheizungen bis 2020 aus. Gleichzeitig erhöht sich jedoch die Nutzung strombasierter Wärmepumpen. Dieser Zuwachs entfällt größtenteils auf Luft-Wärmepumpen (Nutzung der Umgebungsluft als Wärmequelle) und in geringerem Maße auf Erdwärmesonden. Im Jahr 2030 werden circa 8 % aller Wohnungen mit strombetriebenen Wärmepumpen beheizt. Die Entwicklung des Anteils der elektrischen Wärmepumpen in den Szenarien nach 2030 ist stark korreliert mit der Entwicklung des Anteils der Erdgasheizungen. Im Fall sektorübergreifender Treibhausgasminderungsziele nimmt der Anteil der mit Wärmepumpen versorgten Wohneinheiten bis 2050 auf 46–62 % zu, bei auf den ETS-Sektor beschränkten Minderungsvorgaben ergibt sich lediglich ein Anteil von 10 %. Insgesamt werden im Szenario ETS75 2050 beinahe 36 % aller Wohnungen mit Wär-

mepumpen beheizt (circa 26 % erdgasbetrieben und 10 % strombetrieben). Der Beitrag der Fern- und Nahwärme zur Deckung des Raumwärmebedarfs nimmt bis 2030 deutlich zu, so dass dann circa 16 % aller Wohnungen Fern- oder Nahwärme beziehen. Auch die Nutzung von Holzheizungen steigt im Betrachtungszeitraum. Während 2012 etwa 8 % aller Wohnungen mit Holz beheizt werden, erhöht sich dieser Anteil bis 2030 auf 11 bis fast 25 %. Die Nutzung von Fernwärme wird im Zeitraum von 2030 bis 2050 weiter auf 23-36 % gesteigert. Der Anteil der Holzheizungen bleibt dagegen mit knapp 11-17 % nahezu unverändert. Die Höchstwerte ergeben sich unter der Annahme, dass die erneuerbaren Energien verstärkt gefördert werden (Szenario C75_BEEVPEC), die Ausgestaltung der Treibhausgasreduktionsziele hat hingegen kaum Einfluss auf deren Anteil.

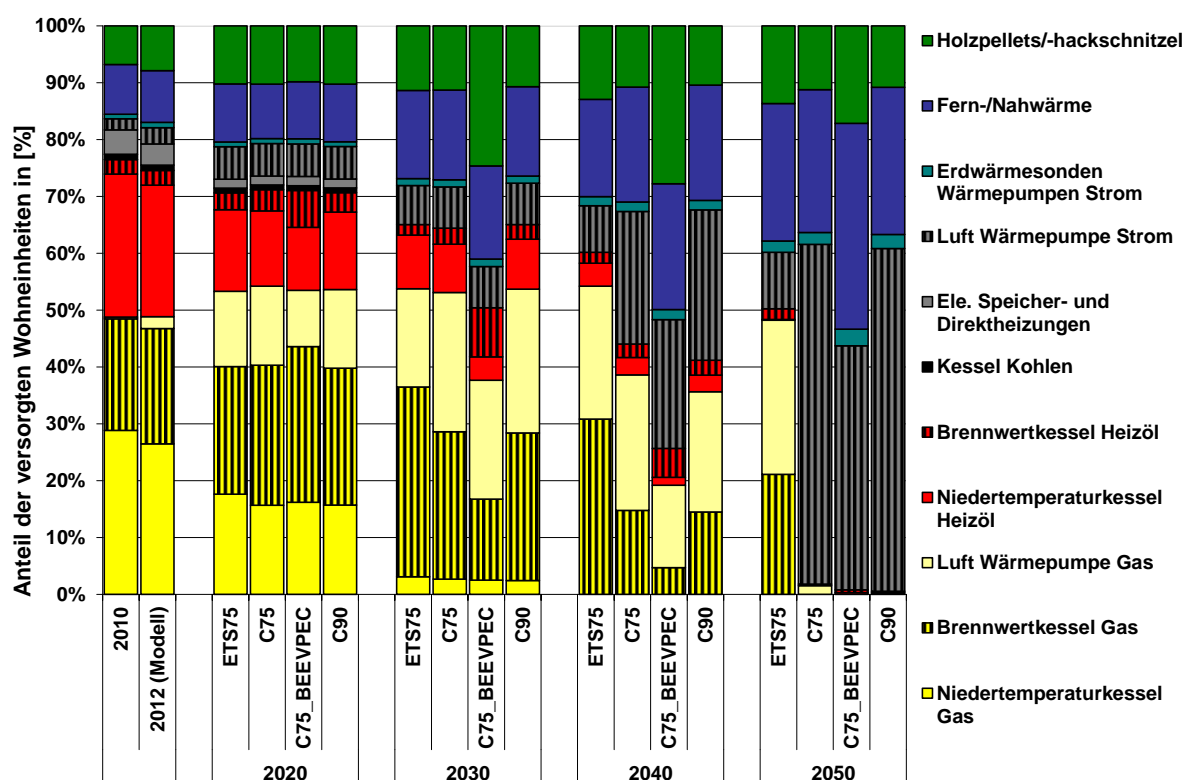


Abbildung 4-37: Anteil der Wohneinheiten nach Art der Heizung in Deutschland im Szenarienvergleich

In der EU27 ergibt sich hinsichtlich der Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte für die Raumwärmebereitstellung im Szenariovergleich (vgl. Abbildung 4-38) ein leicht differenziertes Bild zu Deutschland. Absolut fällt die Reduktion des Endenergieverbrauchs zwischen 2010 und 2050 in der EU27 geringer aus, da die Raumwärmenachfrage in der EU27 nicht im selben Umfang abnimmt (vgl. auch Kapitel 2.1.2 Abschnitt „Entwicklung des Wärmebedarfs von Wohnungen in der EU27“). Aufgrund der verstärkten Bautätigkeit in der EU27 und den geringeren regulatorischen Vorgaben bzw. der geringeren Bedeutung des

Wärmemarktes sind bereits 2020 und in den folgenden Jahren die Schwankungen hinsichtlich der prozentualen Zusammensetzung des Energieverbrauchs höher als in Deutschland.

Unterschiede liegen zunächst darin, dass der Anteil der fossilen Energieträger derzeit noch niedriger ist als in Deutschland. Langfristig hängt der absolute Verbrauch an fossilen Energieträgern ebenso wie in Deutschland stark davon ab, ob der Haushaltssektor hinsichtlich der Treibhausgasminderungsvorgaben außen vor (ETS75) oder integriert ist. Aufgrund des nicht vorhandenen europäischen WärmeEEG und der geringeren Vollbenutzungstunden der Heizungssysteme in einzelnen Ländern der EU27 nimmt im Fall eines sektorübergreifenden Minderungszieles der Anteil der fossilen Energieträger jedoch nicht in dem Umfang ab wie in Deutschland.

Der Anteil der Stromheizungen ist derzeit aufgrund der vielen elektrischen Direktheizungssysteme in den südlichen Ländern der EU27 noch größer als in Deutschland. Langfristig hängt deren Nutzung stark von den Szenarienrandbedingungen ab. Nah- und Fernwärme werden derzeit noch in nahezu gleichen Anteilen in der EU27 und in Deutschland eingesetzt. Langfristig ist jedoch dadurch, dass in den südlichen Ländern nicht in dem Umfang wie in Deutschland Ausbauoptionen bestehen, bzw. der Netzausbau nicht wirtschaftlich ist, die Bedeutung der Nah-/Fernwärme in der EU27 geringer als in Deutschland.

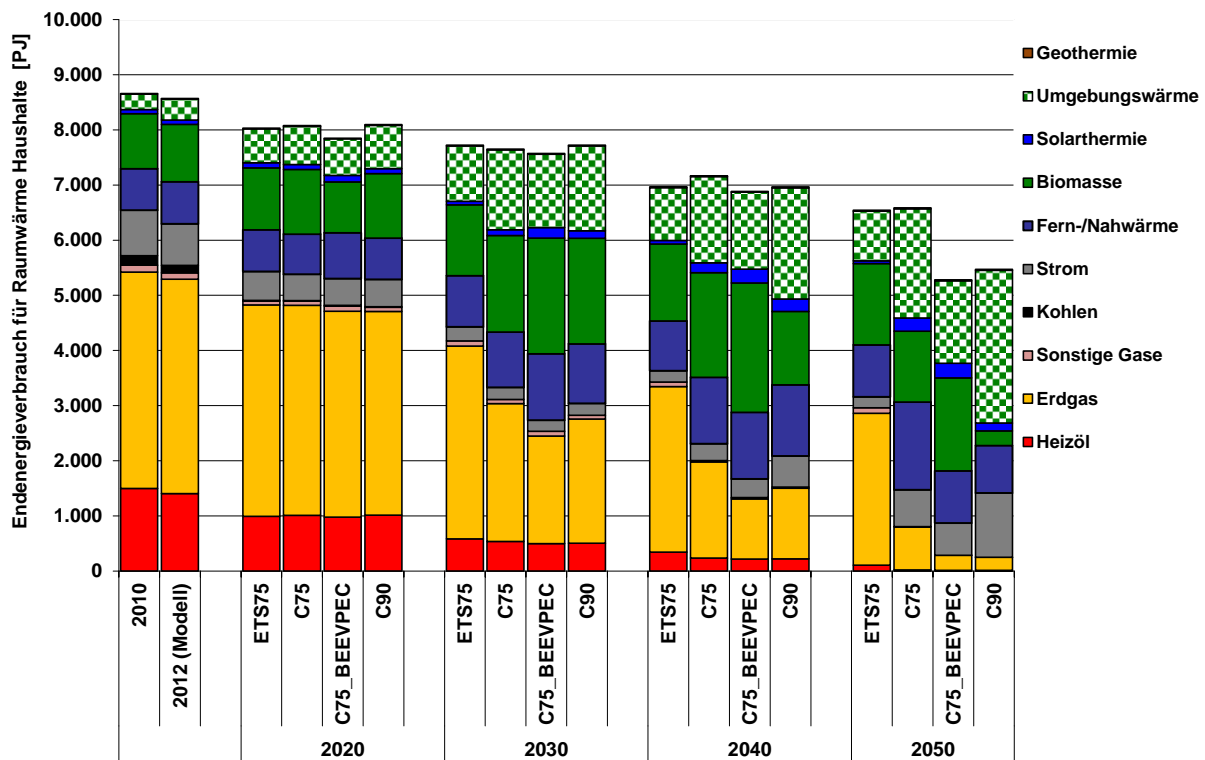


Abbildung 4-38: Endenergieverbrauch der Haushalte für Raumwärme (inkl. zentrale Warmwasserbereitstellung) in der EU27 im Szenarienvergleich

Hinsichtlich der eingesetzten Heizungssysteme in der EU27 gibt es insbesondere bei Holzpellet-Heizungen, den Erdgasheizungssystemen und dem Einsatz der Speicherheizungen ein unterschiedliches Bild gegenüber Deutschland (Abbildung 4-39).

Bei den Erdgasheizungen ist auf EU27-Ebene der Anteil der Wärmepumpen wesentlich geringer, da einerseits nicht die gleichen Vollbenutzungsstunden der Heizungssysteme erreicht werden wie in Deutschland und damit Wärmepumpen weniger wirtschaftlich sind. Andererseits sind nicht in gleichem Umfang Niedertemperaturheizflächen in den Wohneinheiten installiert, so dass die Umstellung nicht mit gleicher Geschwindigkeit und in der gleichen Größenordnung stattfinden kann.

Der Anteil der Elektrospeicherheizungen nimmt ebenso wie in Deutschland langfristig im Szenarienvergleich ab. Da jedoch kein Nutzungsverbot unterstellt ist, bzw. hierunter auch Direktheizungssysteme fallen, finden diese bis zum Jahr 2050 in der EU27 Anwendung. Die relative Bedeutung der elektrischen Wärmepumpen ist abgesehen vom Szenario C90 geringer als in Deutschland. Bei einem 90 %igen-Reduktionsziel kann insbesondere durch die in verstärktem Maße durchgeführten energetischen Sanierungsmaßnahmen eine Umstellung auf elektrische Wärmepumpen erfolgen.

Der Anteil der Nah-/Fernwärme bzw. der Holzpellettheizungen schwankt in 2050 im gleichen Umfang wie der Endenergieverbrauch zur Raumwärmebereitstellung der Haushalte.

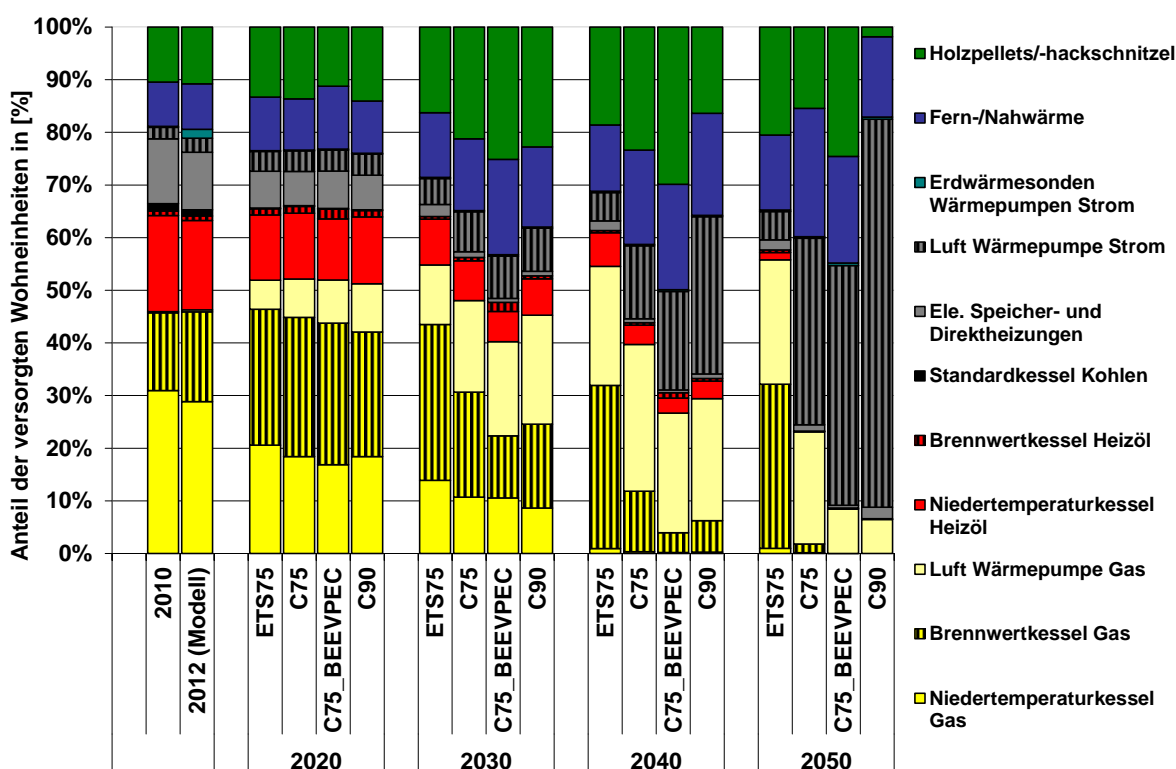


Abbildung 4-39: Anteil der Wohneinheiten nach Art der Heizung in der EU27 im Szenarienvergleich

4.5.2 Heizungssysteme in Nichtwohngebäuden

Die Zusammensetzung des Energieverbrauchs für die Raumwärme- und zentrale Prozesswärmebereitstellung (inkl. zentrale Brauchwarmwassererzeugung) im GHD-Sektor in Deutschland im Szenarienvergleich (Abbildung 4-40) unterscheidet sich etwas gegenüber den Wohngebäuden. Vorgaben hinsichtlich der Einsparung von Primärenergie und Anforderungen zum verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien (C75_BEEVPEC) führen bereits in 2020 zu verstärkten energetischen Sanierungsmaßnahmen am Gebäudebestand und damit zu einem zusätzlichen Rückgang des Endenergieverbrauchs. Ebenso wie bei den Haushalten sind deutliche Verbrauchsrückgänge bei den fossilen Energieträgern Heizöl und Erdgas zu verzeichnen. Der Anteil von Heizöl reduziert sich von knapp 15 % in 2010 auf um die 9 % in 2030 und nimmt bis 2050 szenariunabhängig auf 3 %-1 % weiter ab. Die Verringerung des Erdgaseinsatzes insbesondere bis 2020 kann durch mehrere Effekte erklärt werden. Zum einen erhöht sich im Zeitablauf die Effizienz der eingesetzten erdgasbetriebenen Heizungsanlagen durch die vermehrte Nutzung moderner Brennwertkessel anstelle von weniger effizienten Niedertemperaturkesseln. Zum anderen besteht ein Trend in der Substitution von Erdgas-Heizungsanlagen in öffentlichen Gebäuden durch Holzpellets- oder -hackschnitzel-Heizungen. Der direkte Anteil von Erdgas an der zentralen Wärmebereitstellung reduziert sich daher von 52 % im Jahr 2010 auf 37 %-43 % im Jahr 2020. Langfristig nimmt der Erdgasverbrauch bis 2050 weiter ab. Szenarienvorgaben hinsichtlich sektorübergreifender Treibhausgasreduzierungsziele bewirken hierbei deutlich stärkere Reduktionen. In Kombination mit Vorgaben hinsichtlich des Mindesteinsatzes an erneuerbaren Energien (Szenario C75_BEEVPEC) wird dieser Rückgang bereits ab dem Jahr 2030 beschleunigt.

Der Zubau von dezentralen Blockheizkraftwerken führt zu einer Erhöhung des Versorgungsbeitrags von Nahwärme auf 8-11 % bis 2030. Gleichzeitig reduziert sich jedoch der Einsatz von Fernwärme im GHD-Sektor von 76 PJ (10 %) in 2010 auf 46 PJ-56 PJ (6 %-9 %) in 2030. Der Einsatz von Fernwärme ist im Zeitraum von 2030 bis 2050 weiter rückläufig. Dagegen steigt der Anteil der Nahwärme insbesondere im Fall sektorübergreifender Minderungsziele ohne Restriktionen hinsichtlich des Mindesteinsatzes an erneuerbaren Energien auf 20-24 % an. Im Fall eines auf den ETS-Sektor begrenzten Minderungsziels beträgt der Anteil der Nahwärme 10 % im Jahr 2050.

Der Anteil und auch der absolute Endenergieverbrauch elektrischer Heizungssysteme nimmt szenariunabhängig zu. Im Jahr 2050 werden etwa 25 %-36 % der Raumwärme- und zentralen Prozesswärmenachfrage (inkl. Brauchwarmwasser) im GHD-Sektor durch Strom bereitgestellt. Auf den ETS-Sektor beschränkte Emissionsminderungsmaßnahmen bewirken den geringsten Anteil der Stromanwendungen. Da der steigende Stromverbrauch vor allem auf die vermehrte Nutzung von Wärmepumpen zurückzuführen ist, während die Verwendung elektrischer Direktheizungen zurückgeht, ist dieser bei sektorübergreifenden Treibhausgasreduzierungszielen (Szenario C75, C75_BEEVPEC und C90) am höchsten.

Der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energien zur Raumwärmebereitstellung im GHD-Sektor ist vor allem durch die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (WärmeEEG), das auch für neugebaute Nichtwohngebäude gilt, bedingt. 2030 werden circa 18-34 % des Raumwärmebedarfs (inkl. zentrale Prozesswärme- und Warmwasserbereitstellung) durch erneuerbare Energien gedeckt, wobei der höchste Anteil der erneuerbaren Energien szenarienbedingt im Szenario C75_BEEVPEC erzielt wird. Bis zum Jahr 2050 nimmt der Anteil der erneuerbaren Energien weiter zu. Im Fall eines auf den ETS-Sektor beschränkten Emissionsminderungsziels (Szenario ETS75) stammen im Jahr 2050 mindestens 25 % (150 PJ) der Raumwärme- und zentralen Prozesswärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Wird der GHD-Sektor in ein sektorübergreifendes Treibhausgasminderungsziel von 75 % eingebunden, steigt der Anteil der erneuerbaren Energien sogar auf um die 31 % an, im Fall der besonderen Förderung (Szenario C75_BEEVPEC) auf 42 %. Innerhalb der Gruppe der Heizungssysteme, die erneuerbare Energien nutzen, kommt es bis zum Jahr 2050 zu unterschiedlichen Entwicklungen.

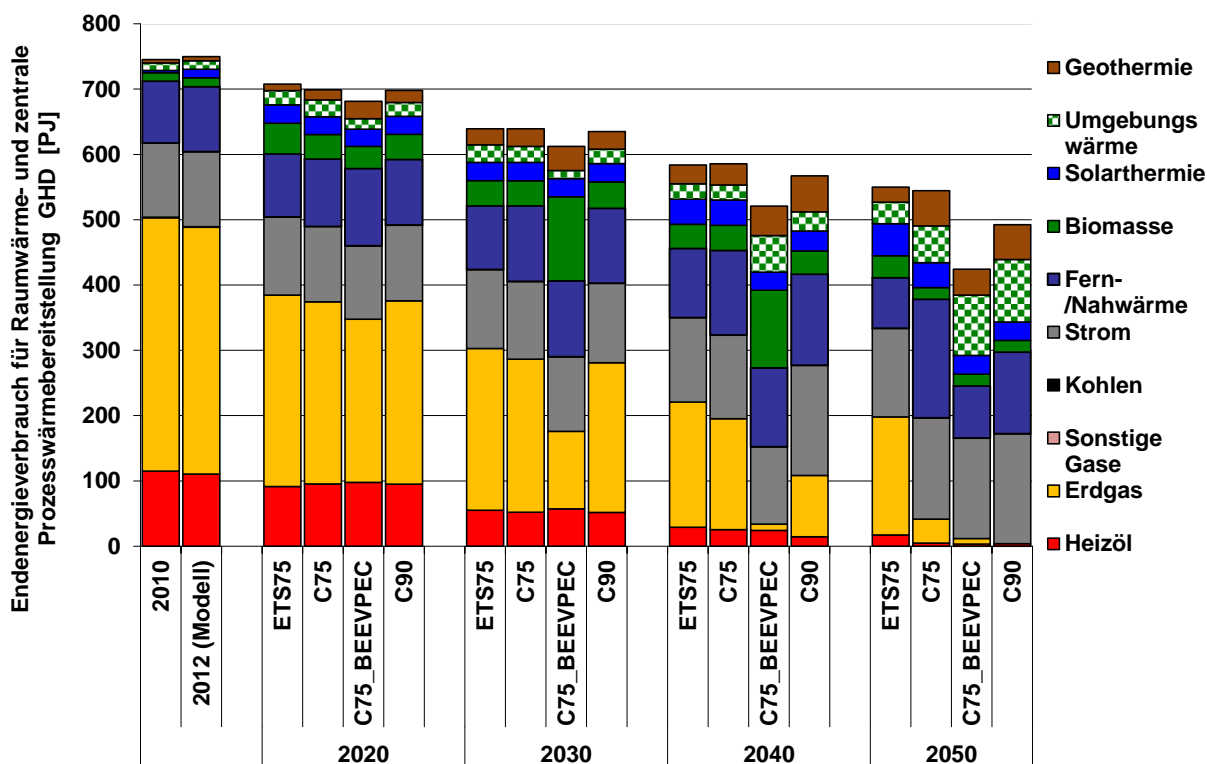


Abbildung 4-40: Endenergieverbrauch GHD für Raumwärme (inkl. zentrale Prozesswärmebereitstellung) in Deutschland im Szenarienvergleich

Bis zum Jahr 2030 haben Heizungssysteme auf Basis von Biomasse den größten Anteil an der Raumwärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Der Anteil von Holzheizungen an der gesamten Raumwärme- und Prozesswärmebereitstellung reduziert sich jedoch bis 2050 im Fall sektorübergreifender Treibhausgasminderungsziele auf circa 3 %, was insbesondere auf die verstärkte Versorgung öffentlicher Gebäude über dezentrale Blockheizkraftwerke sowie

über (strombetriebene) Wärmepumpen zurückzuführen ist. Solarthermische Anlagen werden szenarienunabhängig verstärkt zu Beginn des Betrachtungszeitraums zugebaut und hauptsächlich zur Warmwassererzeugung, beispielsweise in Schulen oder Schwimmbädern, eingesetzt. Sie erreichen bis zum Jahr 2050 einen Anteil von 7-9 % am gesamten Energieverbrauch zur Deckung des Wärmebedarfs im GHD-Sektor.

Im Gegensatz zu den Haushalten nimmt im GHD-Sektor die Bedeutung von Geothermie zur Wärmebereitstellung im Vergleich zu 2010 zu, da geothermische Anlagen mit größeren Leistungen wettbewerbsfähiger sind und im Vergleich zu Wärmepumpen mit Arbeitsmedium Luft höhere Jahresarbeitszahlen erzielen. Bis 2050 können im Fall sektorübergreifender Treibhausgasminde-rungsvorgaben 9-12 % der Wärmebereitstellung im GHD-Sektor durch geothermische Anlagen gedeckt werden. Im Fall eines auf den ETS-Sektor begrenzten Minde-rungsziels beträgt dagegen der Anteil lediglich 4 %.

Insgesamt ist die Art der eingesetzten Heizungssysteme in Nichtwohngebäuden vielfältiger als bei den privaten Haushalten (beispielsweise Luftheizungen in Bürogebäuden, Elektrodirektheizungen in Kirchen, Fußboden- und Flächenheizungen in Schulen, Heimen und Kindergärten etc.). Dabei muss auf Restriktionen bei der Umstellung des Heizungssystems geachtet werden. Langfristig können beispielsweise elektrische Speicherheizungssysteme nicht einfach durch Elektro-Wärmepumpen ersetzt werden, da Elektrodirektheizungen sowohl die Heizfläche als auch das eigentliche Heizungssystem kombinieren.

Des Weiteren ist, basierend auf der Art der bisher eingesetzten Heizkörpersysteme und der zu erwartenden Umstellungen, das Einsatzpotenzial der Brennwerttechnik und insbesondere das der Erdgas-Wärmepumpen bis zum Jahr 2030 geringer als im Haushaltssektor. Dementsprechend sind vom rückläufigen Trend bis 2030 bei den erdgasbasierten Heizungstechnologien sowohl Niedertemperaturkessel und, wenn auch in geringerem Maß, Brennwertkessel betroffen (Abbildung 4-41). Im Bereich des Heizöls wird im GHD-Sektor kein oder kaum Potenzial für die Brennwerttechnik gesehen. Existierende Heizöl-Niedertemperaturkessel werden teilweise durch andere Energieträger substituiert oder Neuanlagen mit Solaranlagen kombiniert. Ebenso wie bei den privaten Haushalten erfolgt im GHD-Sektor bis 2020 eine Außerbetriebnahme aller elektrischen Speicherheizungen. Bei der Nutzung strombetriebener Wärmepumpen ist ein Anstieg des Stromverbrauchs von 29 PJ in 2010 auf 33-80 PJ in 2030 zu beobachten, wobei der Anteil von Erdwärmesonden den von Luftwärmepumpen leicht übertrifft. Trotz des verstärkten Einsatzes von Objekt-KWK-Anlagen zur Versorgung öffentlicher Gebäude erhöht sich die Nachfrage nach Fern- und Nahwärme zur Raumwärmebereitstellung von 79 PJ in 2010 nicht oder nur geringfügig auf circa 72 PJ-82 PJ in 2030 im Fall sektorübergreifender Treibhausgasminde-rungsziele. Bei Minderungsmaßnahmen begrenzt auf den ETS-Sektor (Szenario ETS75) nimmt die Nachfrage nach Fern- und Nahwärme zur Raumwärmebereitstellung sogar auf circa 69 PJ in 2030 ab. Bei der Verwendung von Holzheizungen im GHD-Sektor erfolgt insbesondere bis 2020 ein Anstieg infolge der Vorgaben des WärmeEEGs. So-

larthermische Anlagen zur Warmwasserbereitstellung werden fast ausschließlich in Kombination mit Ölheizungen eingesetzt.

Nach 2030 setzt sich der rückläufige Trend bei Heizungssystemen, die Erdgas und Heizöl verwenden, fort. Heizölheizungen werden ab dem Jahr 2040 szenarienunabhängig so gut wie nicht eingesetzt. Deutliche Steigerungen sind im Zeitraum von 2030 bis 2050 besonders bei der Nutzung von strombetriebenen Wärmepumpen mit dem Wärmemedium Luft, Erdwärme und Abwasser zu beobachten, so dass 2050 circa 20-45 % der Raumwärmebereitstellung im GHD-Sektor auf Wärmepumpen entfallen. Der Anteil der Fern- und Nahwärme steigt bei sektorübergreifenden Treibhausgasminderungszielen ohne Vorgaben hinsichtlich der erneuerbaren Energien nach 2030 durch den Ausbau der Versorgung über dezentrale Blockheizkraftwerke an und beträgt im Jahr 2050 zwischen 22 und 31 %. Parallel zum insgesamt deutlich rückläufigen Raumwärmebedarf reduziert sich auch der Einsatz von Holzheizungen merklich.

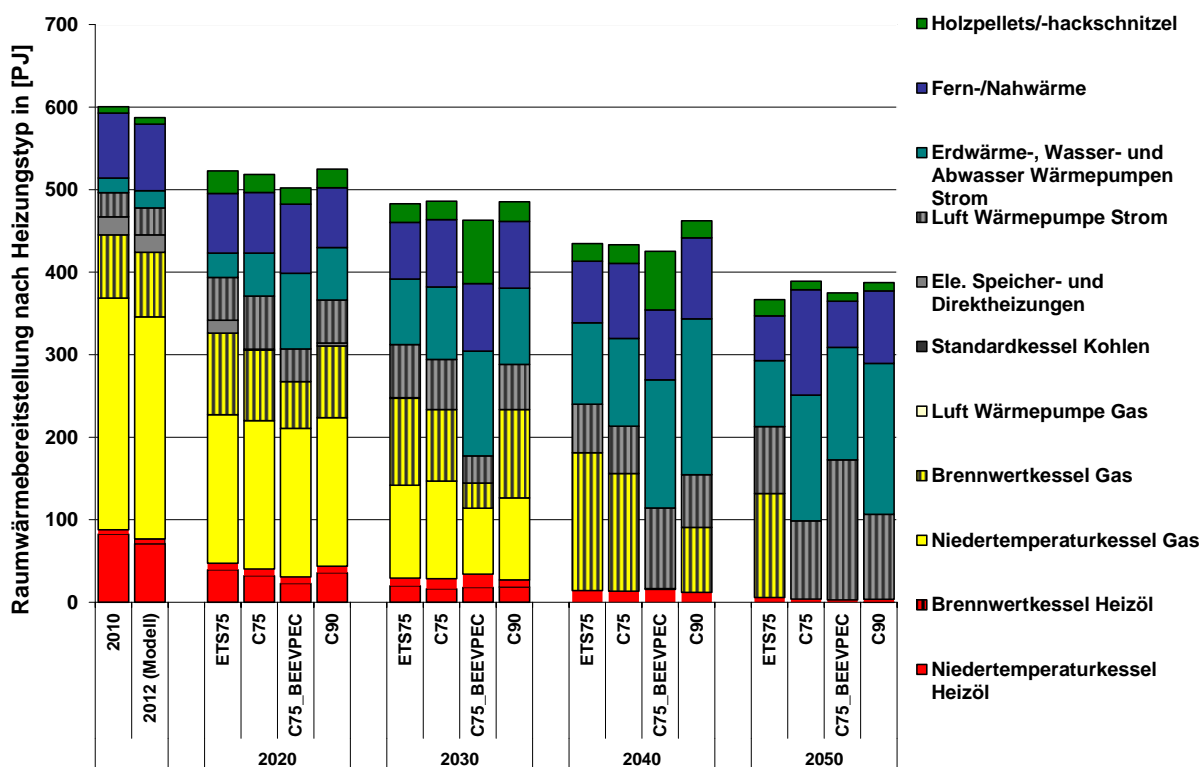


Abbildung 4-41: Raumwärmebereitstellung (inkl. zentrale Warmwasserbereitstellung) in Nichtwohngebäuden nach Heizungssystem in Deutschland im Szenarienvergleich

Die anteilige Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs für die Raumwärme- und zentrale Prozesswärmeerzeugung im GHD-Sektor an fossilen Brennstoffen, Strom, Nah-/Fernwärme und erneuerbaren Energien ist in der EU27 und in Deutschland derzeit nahezu gleich. Aufgrund des mit dem unterstellten wirtschaftlichen Wachstum verbundenen Anstiegs der beheizten Nutzfläche erhöht sich der Endenergieverbrauch für Raumwärme des GHD-Sektors in der EU27 bis zum Jahr 2030, trotz der Reduktion des spezifischen Wärmebedarfs durch energetische Sanierungsmaßnahmen und des geringeren spezifischen Verbrauchs zukünftiger Hei-

zungssysteme (vgl. Abbildung 4-42). Abgesehen vom Heizöl und ohne zusätzliche Beschränkungen hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs (Szenario C75_BEEVPEC) nimmt der Endenergieverbrauch der eingesetzten Energieträger bis zum Jahr 2020 zu.

Nach 2020 ist neben Heizöl auch der Erdgasverbrauch rückläufig, da die zugrunde gelegte Energieträgerpreisentwicklung die Wirtschaftlichkeit von Erdgasheizungen einschränkt bzw. sektorübergreifende Treibhausgasminderungsziele zu zusätzlichen Preisaufschlägen für Erdgas führen. Die Höhe des Rückgangs bei Erdgas wird von der Ausgestaltung und der Höhe des Minderungsziels beeinflusst.

Der Stromverbrauch nimmt kontinuierlich zu. Die Zunahme ist im Falle der höheren Strompreise im Szenario ETS75 am geringsten bzw. fällt höher aus bei steigenden CO₂-Preisen in Verbindung mit ambitionierten Treibhausgasreduktionszielen

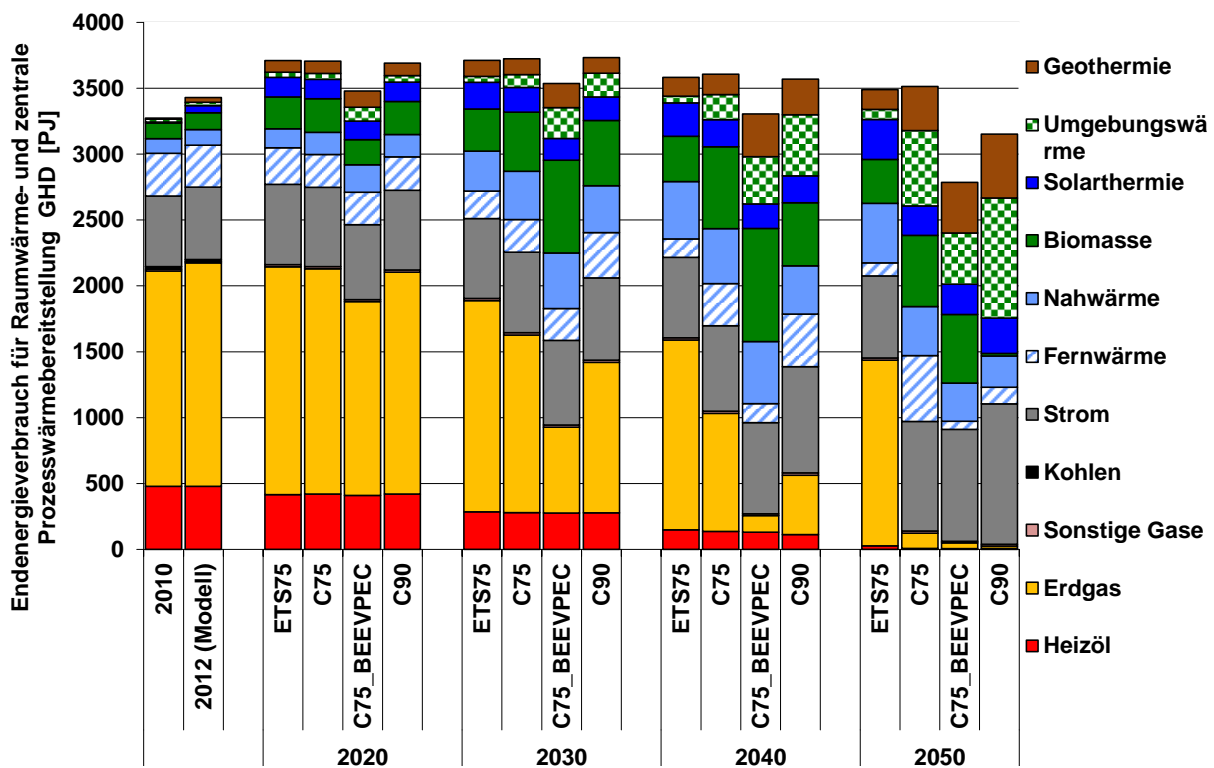


Abbildung 4-42: Endenergieverbrauch GHD für Raumwärme (inkl. zentrale Prozesswärmebereitstellung) in der EU27 im Szenarienvergleich

Da die Erzeugung der Nahwärme in Erdgas-BHKW nicht von den Reduktionszielen des ETS betroffen ist, nimmt diese im Szenario ETS75 anteilig und absolut zu. Aufgrund des geringeren anteiligen Potenzials von Objekt-BHKW, die zum Aufbau von Nahwärmenetzen in der EU27 geeignet sind, ist der Anteil der Nah-/Fernwärme an der Raumwärmebereitstellung im Fall sektorübergreifender Reduktionsziele jedoch geringer als in Deutschland.

Abgesehen vom Szenario ohne sektorübergreifende Treibhausgasminderungsziele ist der Anteil des Endenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien in der EU27 höher als in Deutschland, da größere Potenziale von Biomasse für den GHD-Sektor einsetzbar sind. Der prozentu-

ale Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch zur Raumwärmebereitstellung von Nichtwohngebäuden steigt auf bis zu 54 % in der EU27 im Jahr 2050 an. Dieser Anstieg ist im Wesentlichen auf eine Zunahme der Nachfrage nach Biomasse, Umgebungswärme, Geothermie und nur in geringem Umfang auf Solarthermie zurückzuführen.

In der EU27 ergibt sich aufgrund des bis 2030 herrschenden Trends einer ansteigenden Raumwärmenachfrage ein anderes Bild bezüglich des absoluten Beitrags bzw. des Anteils der eingesetzten Heizungssysteme zur Deckung des Raumwärmebedarfs im GHD-Sektor (vgl. Abbildung 4-43). Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Zusammensetzung der Art der Wärmepumpensysteme und des Anteils der Holzpellettheizungen.

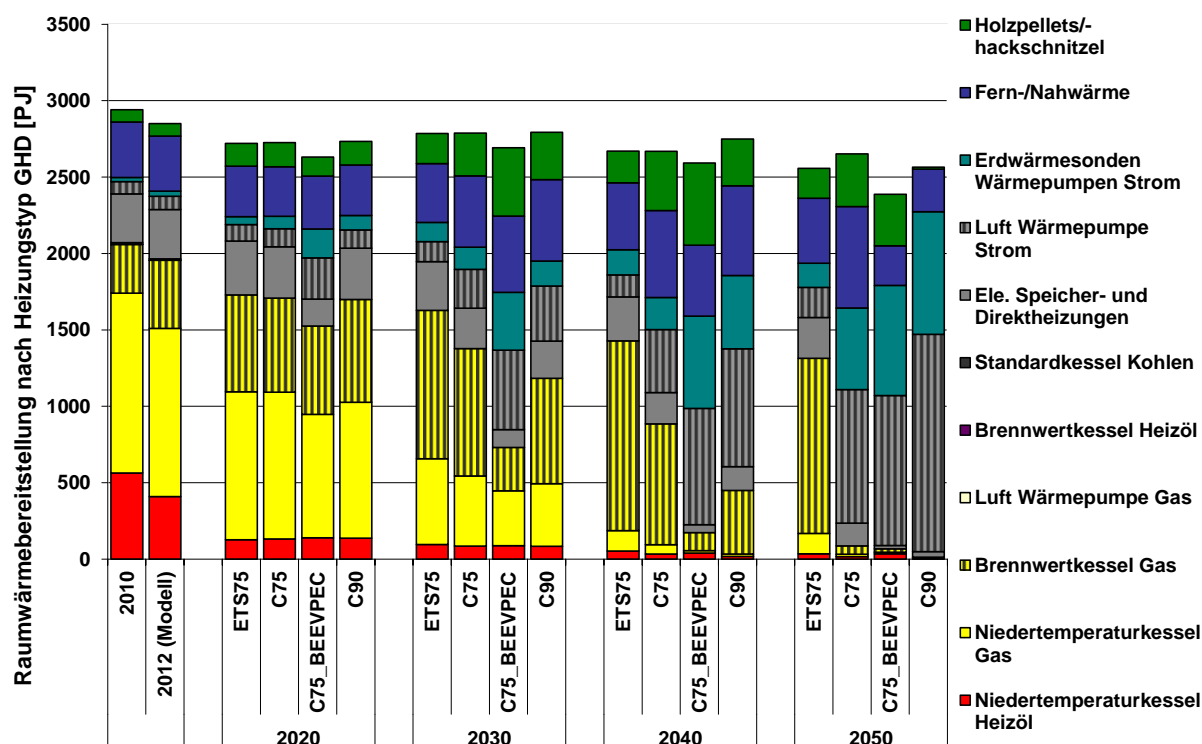


Abbildung 4-43: Raumwärmebereitstellung (inkl. zentrale Warmwasserbereitstellung) in Nichtwohngebäuden nach Heizungssystem in der EU27 im Szenarienvergleich

Im Bereich der Stromheizungen werden bis zum Jahr 2050 in Nichtwohngebäuden Elektro-speicherheizungen bzw. Direktheizungen eingesetzt. Dies liegt zum Teil daran, dass elektrische Direktheizungen in südlichen Ländern aufgrund der geringen Vollbenutzungsstunden der Wärmenachfrage wirtschaftlicher sind. Dieses Argument gilt auch in Bezug auf den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen, die zu einem wesentlich höheren Anteil als Wärmepumpen mit Luft als mit anderen Arbeitsmedien genutzt werden, da letztere mit höheren Investitionskosten für die Erschließung (beispielsweise für die Einbringung des Wärmetauschers in den Abwasserkanal) verbunden sind. Im Weiteren ist der höhere Einsatz von elektrischen Luft-Wärmepumpen teilweise mit der verstärkten Nutzung von Splittergeräten zu begründen, da die damit verbundenen Effizienzsteigerung hinsichtlich der eingesetzten Bezugsenergie weiter

zunimmt, erfolgt auf EU27-Ebene noch in größerem Umfang die Nutzung der Umgebungswärme.

Der Anteil der Holzpellet- bzw. Holzhackschnitzelheizungssysteme steigt in der EU27, abgesehen vom Szenario mit unterstelltem Reduktionsziel von 90 %, stärker an als in Deutschland. Unabhängig von einer zusätzlichen Förderung des Endenergieverbrauchs an erneuerbaren Energien steigt deren Anteil auf bis zu 14 % an. Im Rahmen eines verschärften sektorübergreifenden Reduktionszieles von 90 % wird in der EU27 dagegen aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit der Biomasse dieses Heizungssystem 2050 so gut wie nicht mehr eingesetzt.

4.5.3 KWK-Anlagen und Heizwerke

Langfristig wird sich die installierte elektrische Nettoleistung der KWK-Anlagen in Deutschland in Abhängigkeit der technischen Entwicklung und der Szenarienrahmenannahmen verändern (vgl. Abbildung 4-44). In der nachfolgenden Analyse werden sowohl die KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung als auch die industriellen und Objekt-Anlagen erfasst. Die KWK-Stromerzeugung, wie bereits in Kapitel 4.4.7 erläutert, steigt bis zum Jahr 2030 in Deutschland an. Infolgedessen ist eine Zunahme der KWK-Nettoleistungen in allen Szenarien bis 2020 zu beobachten. Die Zunahme erfolgt in diesem Zeitraum hauptsächlich durch den Zubau von Erdgas-GuD-KWK-Anlagen. Gasturbinen mit Abhitzeessel tragen nur in einem geringen Umfang zur KWK-Stromerzeugung bzw. zur installierten Kapazität bei, da sie gegenüber den GuD-Anlagen eine zu geringe Gesamteffizienz bzw. Stromkennzahl aufweisen. Erfolgt noch bis 2020 unabhängig von den Szenarienannahmen ein Ausbau der installierten Erdgas-BHKW-Kapazitäten, so nimmt deren Kapazität bis zum Jahr 2050 nur zu, wenn diese aufgrund der Leistungsgröße nicht vom Emissionshandel oder von allgemeinen Treibhausgasminderungszielen erfasst werden. Dagegen steigt der Einsatz von Motor-BHKW mit Biogas szenarienunabhängig aufgrund der EEG-Förderung in Deutschland an. Da häufig zwischen der Lage der landwirtschaftlichen Nutzflächen bzw. den Standorten der Biogasanlagen und möglichen Objekten der Wärmeversorgung eine räumliche Distanz zum Ort besteht, kann nur ein Teil der Biogasanlagen als KWK-Anlagen ausgeführt werden. Daher sind bis zum Jahr 2030 bereits alle wirtschaftlich realisierbaren Biogas-KWK-Kapazitäten größtenteils ausgeschöpft. In Bezug auf Biomasse-KWK-Anlagen kommt es insbesondere im Jahr 2050 verstärkt szenarienunabhängig zu einem Kapazitätszubau zwischen 3,36 GW und 5,76 GW. Dabei erfolgt die geringste Installation im Fall der Begrenzung der THG-Minderungsvorgaben auf den ETS-Sektor und die höchste bei verstärkter Unterstützung des Einsatzes der erneuerbaren Energien (C75_BEEVPEC).

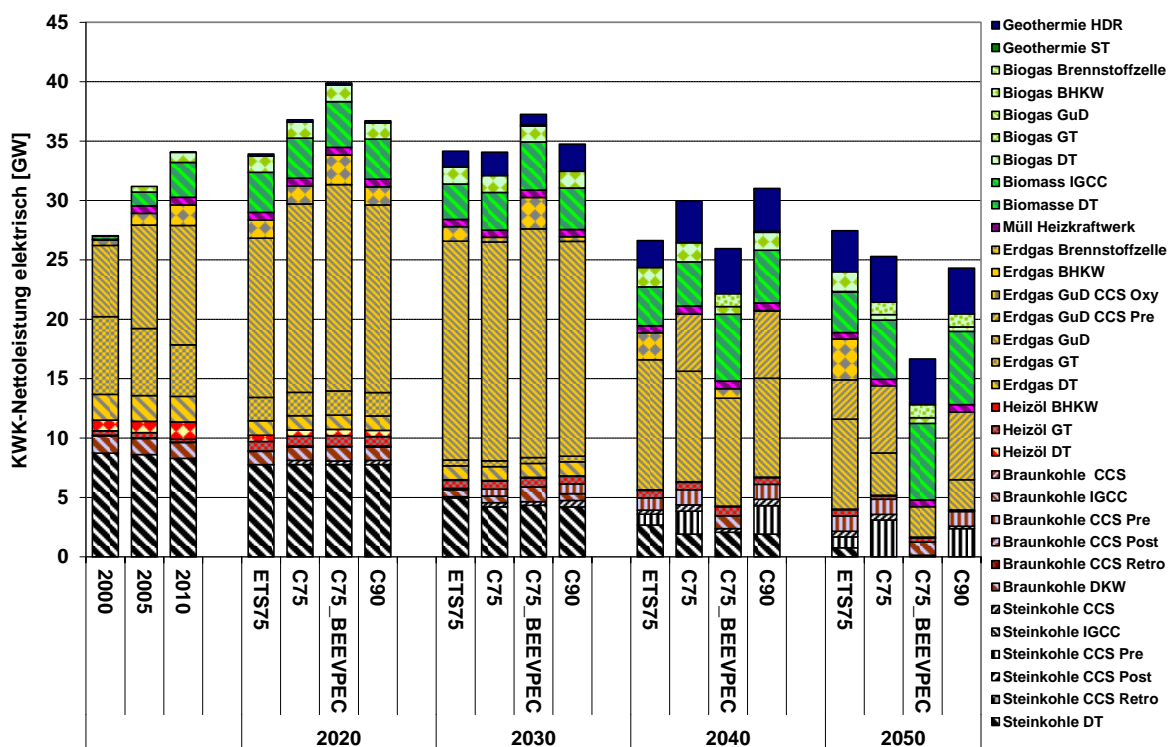


Abbildung 4-44: Installierte elektrische Nettoleistung der KWK in Deutschland nach Anlagentyp im Szenarienvergleich

Bestehende Steinkohle- und Braunkohle-Entnahmekondensations-Dampfkraftwerke werden nicht im entsprechenden Umfang durch Neuanlagen oder Steinkohle- bzw. Braunkohle-CCS-KWK-Anlagen ersetzt, infolge dessen ist die Steinkohle- und Braunkohle-KWK-Stromerzeugung rückläufig. Steinkohle bzw. Braunkohle-CCS-KWK-Anlagen haben ebenso wie Kondensationsstromerzeugungs-Anlagen CO_2 -Abscheideraten von bis zu 94-96 %. Sie weisen jedoch aufgrund des für die Abscheidung benötigten Dampfs geringere Gesamtnutzungsgrade auf, so dass der KWK-Vorteil wesentlich geringer ist. Im Weiteren wird angenommen, dass die Weiterentwicklung von KWK-Anlagen aufgrund des geringen Marktvolumens später und in geringerer Intensität erfolgt als im Bereich der Großkraftwerke.

Anders als bei der Fernwärmeerzeugung (vgl. Abbildung 4-21) trägt die Geothermie aufgrund der geringen Stromkennzahl der ORC-Anlagen nur mit einem Anteil von 12 % bis 19 % bzw. mit ca. 3,2 bis 4 GW im Jahr 2050 zur installierten elektrischen KWK-Kapazität bei.

Der Anstieg der KWK-Stromerzeugung ist bis zum Jahr 2030 auch teilweise darin begründet, dass die Fernwärme zu einem größeren Anteil aus KWK-Anlagen anstatt aus Heizwerken bereitgestellt wird. Infolgedessen nehmen die Kapazitäten der Heizwerke mit fossilem Brennstoff ab. Bis zum Jahr 2050 verändert sich die Zusammensetzung der Heizwerkkapazitäten nach Energieträgern gegenüber dem Jahr 2010 erheblich (vgl. Abbildung 4-45). Hauptursache hierfür sind die Vorgaben hinsichtlich der Treibhausgasminderung und die damit verbundenen Anforderungen an die durchschnittlichen spezifischen CO_2 -Emissionen in der öffentlichen Wärmeerzeugung (vgl. auch Abbildung 4-4). Ohne eine entsprechende Umstellung auf

CO₂-freie Energieträger auch bei den Heizwerken können die entsprechenden Minderungs-
vorgaben nicht eingehalten werden. Daher steigen insbesondere die Kapazitäten der Bio-
masseheizwerke und solarthermischen Heizwerke an. Dabei stellen die solarthermischen
Heizwerke nicht Heizwerke im klassischen Sinn dar, da diese überwiegend zur Erzeugung
von Sommerfernwärme bzw. in der Übergangszeit eingesetzt werden und nicht die flexiblen
Vollbenutzungsstunden bereitstellen können wie die anderen Energieträger.

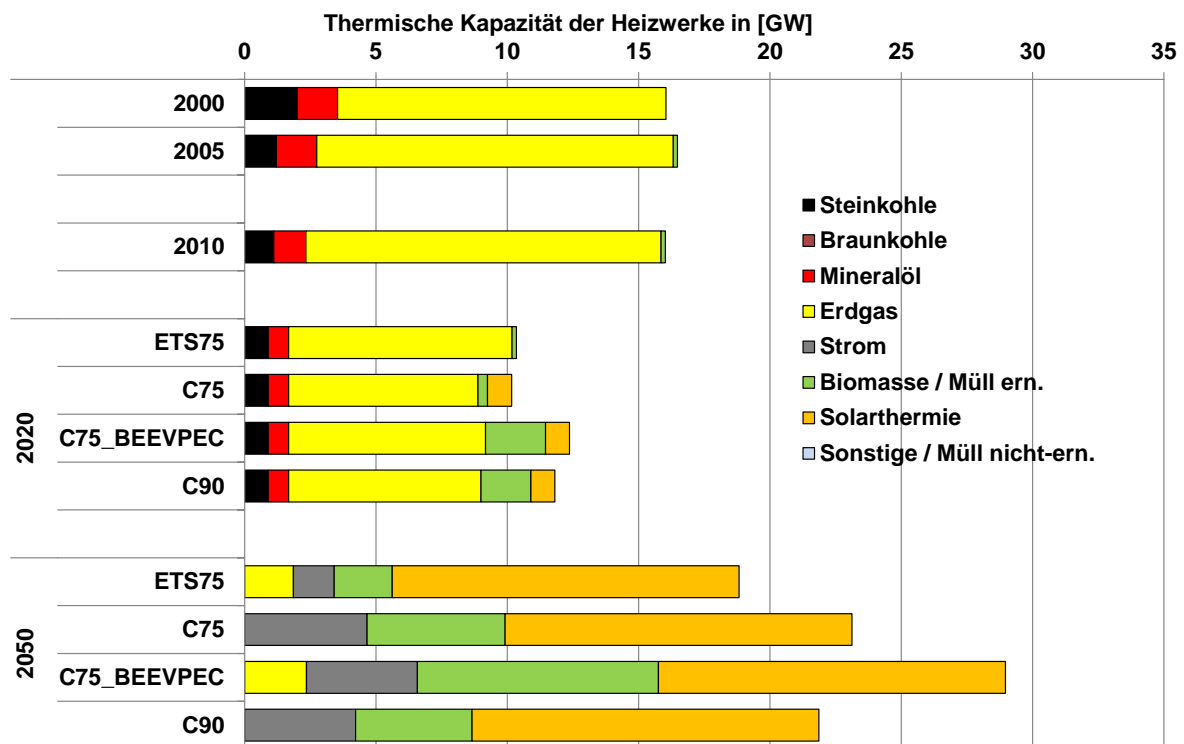


Abbildung 4-45: Installierte thermische Heizwerkkapazitäten nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich

Ab dem Jahr 2040 werden vermehrt Großwärmepumpen eingesetzt, die prinzipiell die Möglichkeit bieten, CO₂-neutralen Strom zur Wärmeerzeugung einzusetzen. Die effiziente Nutzung der Wärmepumpen setzt jedoch voraus, dass die Vorlauftemperaturen der Fernwärmeversorgung möglichst auf einem Niveau unterhalb 75 °C liegen. Da dies mit der Umstellung der Heizungssysteme in Wohn- und Nichtwohngebäuden verbunden ist, ist ein großflächiger Einsatz erst nach 2025/2030 möglich. In Deutschland sind in 2050 Kapazitäten von bis zu 5 GW_{th} installiert.

Trotz des Ausbaus der Heizwerke auf Basis erneuerbarer Energien und Wärmepumpen werden in den Szenarien ETS75 und C75_BEEVPEC bis zum Jahr 2050 neue Kapazitäten von Erdgas-Heizwerken installiert, um den Spitzenbedarf der Fernwärmebereitstellung abzusichern.

Aufgrund des weit stärkeren Anstiegs der KWK-Stromerzeugung in der EU27 in einzelnen Szenarien nimmt auch die installierte elektrische KWK-Kapazität in der EU27 deutlich zu

(vgl. Abbildung 4-46). Der Hauptunterschied im Vergleich zu Deutschland liegt vor allem im höheren Anteil der Biomasse-KWK-Anlagen, wobei hier in den Perioden bis 2040 auch KWK-Anlagen mit Biomassezuführung hinzugezählt wurden.

Hinsichtlich der installierten Erdgas-KWK-Anlagen ergibt sich anteilig langfristig ein ähnliches Bild im Szenarienvergleich wie in Deutschland. Die Zusammensetzung der installierten Typen von Erdgas-KWK-Anlagen unterscheidet sich jedoch. In Folge des verstärkten Ausbaus der Nahwärmenetze und des höheren Anteils von BHKW in der Industrie ist in der EU27 bis zum Jahr 2020 ein Anstieg der Erdgas-BHKW-Kapazitäten zu verzeichnen. Dieser Anstieg ist insbesondere im Szenario C75_BEEVPEC stark ausgeprägt. Die Vorgaben hinsichtlich der Reduktion des Primärenergieverbrauchs führen hierbei dazu, dass Erdgas-BHKW aufgrund der höheren Gesamteffizienz Kohle-Kraftwerke verdrängen und dass Geothermie-KWK-Anlagen mit einem Zeitverzug von 10 Jahren stärker installiert werden.

Im Weiteren wachsen, abgesehen vom Szenario C75_BEEVPEC im Vergleich zu Deutschland insbesondere die Kapazitäten der kohlebasierten KWK-Anlagen an. Mit bis zu 50 GW installierter Steinkohle-CCS-KWK-Kapazitäten sind im Jahr 2050 mehr KWK-Anlagen dieser Technologie in der EU27 installiert, als die gesamte elektrische KWK-Kapazität in Deutschland umfasst. Insgesamt ist auf EU27-Ebene der Anteil der CCS-Anlagen in 2050 um rund 10 %-Punkte höher als in Deutschland. Im Fall einer 90 %-igen Reduktion sind 25 % der installierten KWK-Anlagen in der EU27 CCS-Anlagen.

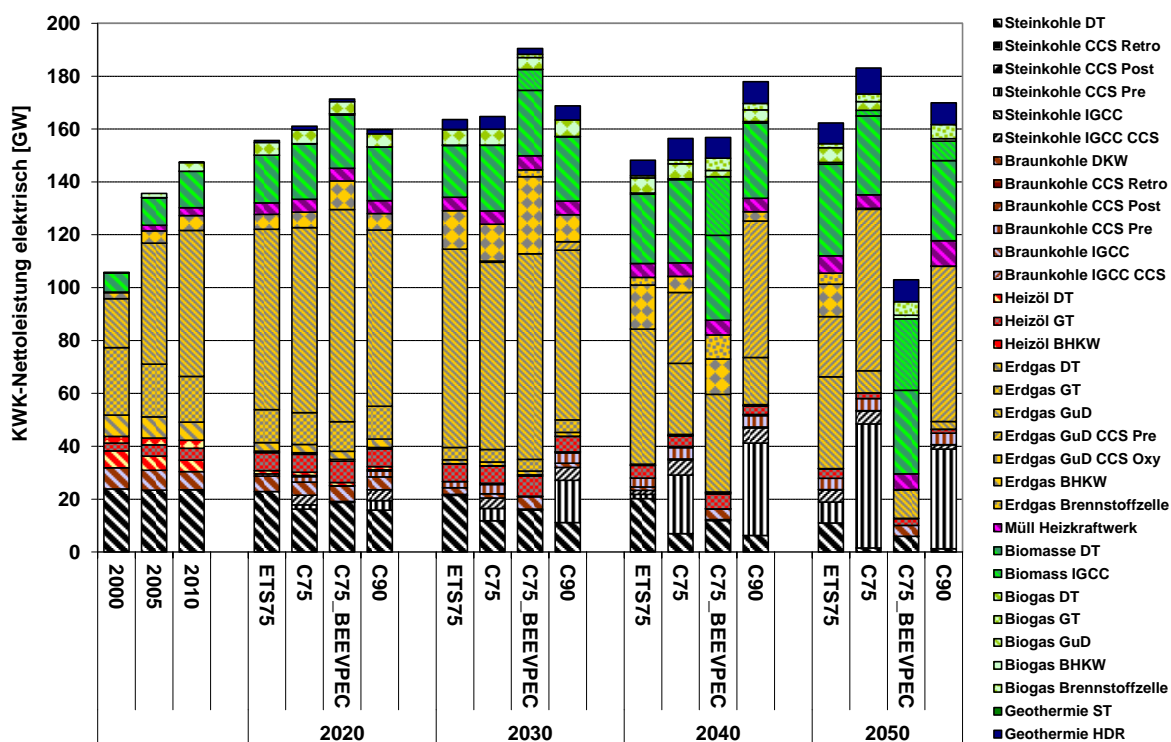


Abbildung 4-46: Installierte elektrische Nettogleistung der KWK in der EU27 nach Anlagentyp im Szenarienvergleich

Auf EU27-Ebene unterscheidet sich die anteilige Zusammensetzung der thermischen Kapazitäten der Heizwerke hauptsächlich durch die bereits installierten Kapazitäten (vor allem in den skandinavischen Ländern) an elektrischen Großwärmepumpen zur Fernwärmebereitstellung (vgl. Abbildung 4-47). Der langfristige Ausbau der Wärmepumpen ist hierbei wesentlich stärker von den Szenarienrandbedingungen determiniert, da einerseits die Fernwärmennachfrage insgesamt, und damit die benötigten Heizwerkkapazitäten, deutlich stärker variiert und andererseits die Optionen der CO₂-freien Strombereitstellung in den anderen EU27-Ländern teilweise wesentlich größer sind als in Deutschland.

Da in Deutschland der Endenergieverbrauch für die Raumwärmebereitstellung sowohl am gesamten als auch am Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen einen wesentlich größeren Anteil annimmt, besteht in Deutschland ein erheblich höherer Druck einer CO₂-freien Fernwärmebereitstellung. Infolgedessen ist der Anteil der Heizwerke auf Basis Solarthermie und Biomasse in Deutschland höher als in der EU27. Hierin spiegelt sich auch wider, dass aufgrund der höheren solaren Einstrahlung in den südlichen Ländern der EU27 anteilig geringere Kapazitäten zur Bereitstellung der gleichen Wärmemenge notwendig sind und zum anderen der Bedarf an Fernwärme in der Übergangszeit geringer ist.

Hinsichtlich der installierten Kapazität an Biomasse-Heizwerken wird insbesondere im Szenario C75_BEEVPEC ersichtlich, dass in der EU27 diese in den Jahren 2050 verstärkt zur Fern-/Nahwärmeerzeugung eingesetzt werden.

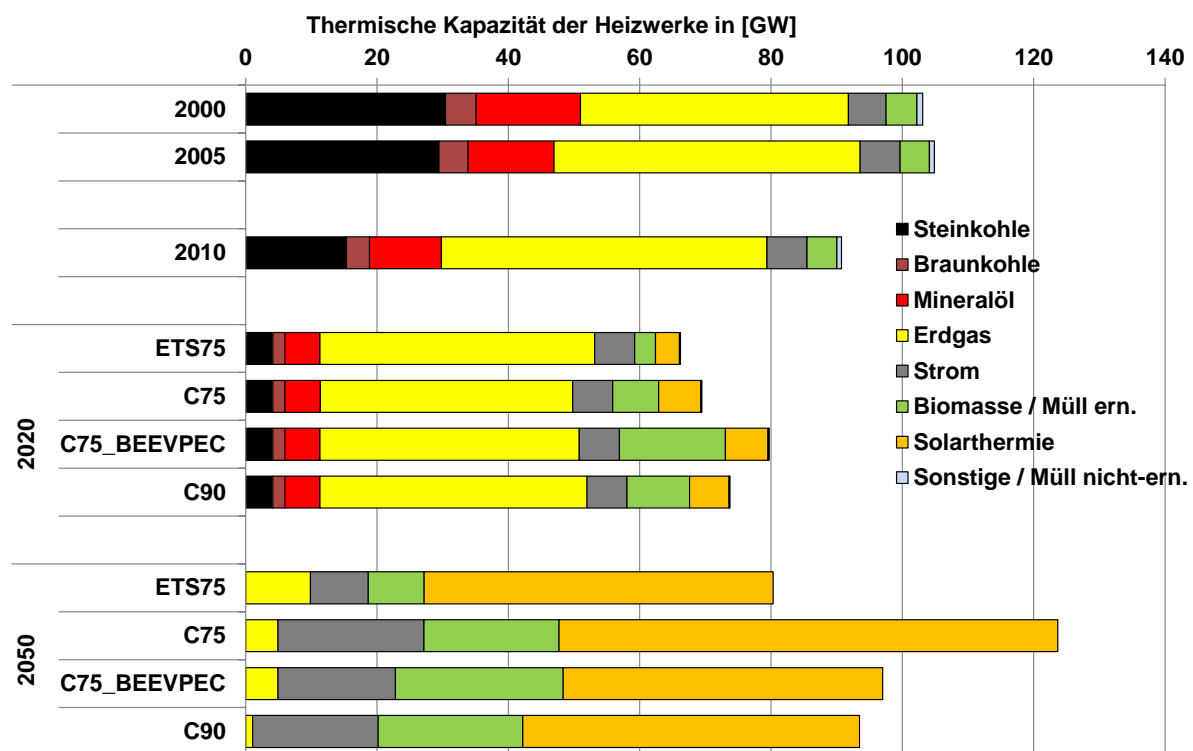


Abbildung 4-47: Installierte thermische Heizwerkkapazitäten nach Energieträgern in der EU27 im Szenarienvergleich

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Langfristig reduziert sich die Energienachfrage im Wärmemarkt aufgrund der demographischen Entwicklung in Deutschland und der EU27, gesetzlicher Vorgaben hinsichtlich der Energieeinsparung sowie des technologischen Fortschritts bei der Energiedurchlässigkeit der Baumaterialien als auch im Bereich der Wärmeerzeugungssysteme. Infolgedessen nimmt in Deutschland im Zeitraum zwischen den Jahren 2010 und 2050 die Raumwärmenachfrage temperaturbereinigt um 30 % bis 60 % im Bereich der Wohngebäude und um 20 % bis 44 % bei den Nichtwohngebäuden ab. Der Rückgang der Nutzwärmenachfrage für die Brauchwarmwasserbereitstellung liegt hingegen in den Haushalten nur bei 14 % bzw. im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung bei 8 %.

Im selben Umfang reduziert sich langfristig der Endenergieverbrauch für die Raumwärme- und Brauchwarmwasserbereitstellung. Neben der Abnahme der Raumwärmenachfrage führen Effizienzsteigerungen der Endenergietechnologien auf Basis von Strom und Erdgas zu einer Verringerung des Absatzes dieser Endenergieträger. Dies bedeutet, dass ein Absatzrückgang (beispielsweise an Erdgas) nicht mit der Abnahme an Kunden oder Marktanteilen innerhalb eines Sektors gleichzusetzen ist. Der Rückgang des Endenergieverbrauchs durch die Effizienzsteigerung im Bereich der Heizöl-, Erdgas- und Stromheizungen wird teilweise durch den schlechteren Umwandlungswirkungsgrad der verstärkt eingesetzten Heizungssysteme auf Basis erneuerbarer Energien kompensiert.

Die Energy Performance of Buildings Directive der EU und die Energieeinsparverordnung in Deutschland bzw. deren Anforderungen an den Neubau und an die energetischen Sanierungstätigkeiten im Bestand sind bereits so weit fortgeschritten, dass Unsicherheiten bezüglich einer weiteren Verschärfung im Vergleich zu den Unsicherheiten des demographischen Wandels oder des spezifischen Wohnflächenbedarfs eher gering ausfallen. Durch die Fortschreibung der EnEV im Neubau zum Passivenergiehaus oder nahezu Nullenergiehaus und dem damit einhergehenden Standard der Sanierungsmaßnahmen im Bestand existieren kaum noch zusätzliche Möglichkeiten zur technischen Bedarfsreduktion. Dagegen können zukünftige Anforderungen hinsichtlich der Wohnfläche pro Person und die Ansprüche an die Raumtemperatur den Raumwärmebedarf im Bereich zwischen +/- 25 % variieren.

Trotz Zunahme der Produktionsmengen aufgrund des weiteren Wirtschaftswachstums in Deutschland und der EU27 bewirken Verfahrenswechsel bei der Produktion und Effizienzsteigerungen bei der Energiebereitstellung einen Rückgang des Endenergieverbrauchs für Prozess- und Raumwärme in der Industrie bis zum Jahr 2050.

Werden die Treibhausgasminderungsziele zukünftig z. B. durch die Einführung einer CO₂-Steuer oder eines Zertifikatshandels auf alle Sektoren ausgeweitet, so begünstigt dies die Energieträger, deren Einsatz für die Anwendungssektoren CO₂-frei ist. Zukünftig wird Erdgas

nur noch im Fall niedriger Treibhausgasminderungsziele im zweistelligen Prozentbereich zur Raumwärmebereitstellung eingesetzt. Der Endenergieverbrauch an Heizöl ist dagegen langfristig unabhängig von der Ausgestaltung des Minderungsziels gering. Insgesamt sind die Unsicherheiten bezüglich der Absatzentwicklung beim Erdgas am größten, bei Fernwärme und KWK-Strom hingegen relativ gering. Die Entwicklung der Stromnachfrage bewegt sich im Szenarienvergleich in geringer Schwankungsbreite. Bis zum Jahr 2050 werden in den verschiedenen Szenarien zwischen 83 % und 88 % der Raumwärme mittels Fern- und Nahwärme bzw. Wärmepumpen bereitgestellt.

Die Rolle der Fern- und Nahwärme wird erheblich von der Möglichkeit der quasi CO₂-freien Erzeugung beeinflusst. Optionen hierfür bestehen in Form von mit fossilen Energieträgern befeuerten CCS-KWK-Anlagen, Geothermie und in begrenztem Maße durch Wärmepumpen bzw. Solarthermie. Für Biomasse ergibt sich durch die Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren, insbesondere dem Verkehrssektor, nur ein begrenztes Einsatzpotenzial. Aus der Szenarienanalyse resultiert, dass in Deutschland diese CO₂-freien Potenziale ein limitierender Faktor für den Ausbau der Fern- und Nahwärmeversorgung sind. Im Gegensatz dazu existieren in der EU27 noch Potenziale zur CO₂-freien Fern- und Nahwärmeerzeugung. Dies liegt an den andersartigen klimatischen Bedingungen, der geringeren Stromnachfrage in der Industrie und der größeren Vielfalt an Alternativen für eine klimaneutrale Stromversorgung.

Der Beitrag der KWK-Anlagen zur Stromerzeugung wird nach den Szenarienergebnissen tendenziell bis zum Jahr 2030 zunehmen, da unter der Vorgabe von Treibhausgasminderungszielen die effiziente Nutzung fossiler Energieträger durch eine CO₂-Pönale wirtschaftlicher wird. Die Art der eingesetzten KWK-Anlagen wird sich teilweise durch verstärkte industrielle Anwendungen und durch die Zunahme des Dezentalisierungsgrades mittels BHKW erhöhen. Im Weiteren wird die installierte Leistung von ORC-Anlagen zunehmen. Nach 2030 wird die Höhe der KWK-Stromerzeugung entscheidend vom Anschluss neuer Wärmesenken abhängen, da bei einer konstant bleibenden Anzahl an Wärmesenken durch den Einsatz erneuerbarer Energien in KWK-Anlagen die KWK-Stromerzeugung rückläufig ist, aufgrund der zumeist geringeren Stromkennzahlen als bei fossilen Brennstoffen.

Wärmepumpen nutzen einen hohen Anteil erneuerbarer Energien. Ihre Einsatzpotenziale werden zukünftig eher von den verfügbaren Wärmesenken als von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst. Die Entwicklung der Einsatzfelder von Wärmepumpen, beispielsweise in Richtung der Nutzung der Abwärme des Abwasserkanals oder der industriellen Abwärme, hat gezeigt, dass viele Lösungsansätze hinsichtlich der effizienten Energieversorgung erst auf lokaler bzw. betrieblicher Ebene zu entwickeln sind, um diese dann auf nationaler oder europäischer Ebene vielfach anzuwenden.

Für die Beurteilung von lokalen Wärmeversorgungskonzepten werden und wurden Energiesystemmodelle mit lokalem Fokus entwickelt. Entsprechend der Vielzahl an innovativen Wärmeversorgungslösungen, insbesondere bezüglich der Art der eingesetzten Energieträger oder Wärmequellen, sind diese weiter zu entwickeln. Hierbei verfolgt die Methode zur Re-

duktion der Exergieverluste bei der Wärmeversorgung den Ansatz, dass Wärmeerzeugung und -nachfrage auf möglichst niedrigem und abgestimmtem Temperaturniveau einander zuzuordnen sind.

Vor dem Hintergrund des demographischen Wandels wurde begonnen, Stadtentwicklungskonzepte zu entwickeln, die Rückwirkungen auf die lokale Energieversorgungsstruktur haben. Aus methodischer Sicht können die Wechselwirkungen der Stadtentwicklungsoptionen mit dem lokalen Energiesystem durch fest vorgegebene Effekte der Handlungsmaßnahmen auf den Nutzwärmebedarf erfasst werden. Hierfür ist eine Integration von Stadtentwicklungsoptionen in Planungsinstrumenten dahingehend notwendig, dass eine Modellentscheidung aus einer Mehrzahl möglicher definierter Handlungsmaßnahmen unter Berücksichtigung der dabei entstehenden Kosten und der Auswirkungen auf die Energieversorgung erfolgt. Diese methodische Erweiterung würde zu einer ganzheitlicheren Betrachtung führen, die die Stadtentwicklungsoptionen gleichrangig mit den Energiebereitstellungstechnologien betrachtet.

Allgemein ergibt sich auf lokaler Ebene auch weiterhin das Problem der Bewertung des Energiebezugs und -lieferung, insbesondere bei den CO₂-freien Energieträgern bzw. bei der Nutzung der Energieträgerpotenziale, die von außerhalb des Bilanzierungsraums bereitgestellt werden. Da es unwahrscheinlich ist, dass eine Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen nur auf lokal begrenzten Gebieten erfolgt, ist eine Ableitung und Integration entsprechender Angebots-/Nachfragefunktionen in das lokale Modell notwendig.

Der verstärkte Einsatz der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung erfordert aufgrund der fluktuierenden Erzeugung und des un stetigen Angebots die Integration von Speichern oder neue Möglichkeiten der Nachfragesteuerung. Eine Option zur Speicherung stellen Wärmespeicher oder allgemein Anwendungen, die im Fall eines Überangebots an Strom teilweise die Wärmenachfrage (z. B. in Form eines Elektrowärmeerzeugers) decken, dar. Im Zusammenwirken mit KWK-Anlagen können Wärmespeicher dazu beitragen, dass die Flexibilität der KWK-Anlagen erhöht wird. Das heißt, dass diese sowohl in Zeiträumen stromoptimiert als auch in anderen Zeiträumen wärmeoptimiert betrieben werden. Dadurch können KWK-Anlagen dazu beitragen, dass in Zeiten niedriger Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien diese die Stromnachfrage decken und andererseits in Zeiten hoher Stromeinspeisung von erneuerbaren Energien KWK-Anlagen trotz Wärmenachfrage nicht eingesetzt werden müssen.

Um diese Zusammenhänge in Modellen zu erfassen, ist eine hohe zeitliche Auflösung, die mathematisch korrekte Beschreibung von Speichern und die Berücksichtigung verschiedener Einsatzregime von Erzeugungs- und Speichertechnologien (inklusive der Nichtnutzung der erneuerbaren Energien zu bestimmten Zeiten) notwendig. Durch die langfristigen Betrachtungszeiträume, die hohe zeitliche Auflösung sowie die Erfassung der Rückkopplung zwischen den Sektoren, der alternativen Umwandlungspfade und Bereitstellungsketten sowie deren Einsparoptionen werden Modellgrößen erreicht, die derzeit an die Grenze des Lösbaren gehen. Um Strategien für Teilaspekte des Energiesystems zu erhalten und energiewirtschaftli-

che Entwicklungen zu beurteilen, sind Teilmodelle notwendig, deren Ergebnisse entweder durch eine direkte Modellkopplung oder mittels Approximationsfunktionen in die Energiesystemmodelle einfließen.

Allgemein steigen durch den verstärkten Einsatz der erneuerbaren Energien die Anforderungen, innovativere Systeme zu schaffen, die die begrenzten Potenziale effizient ausnutzen. Im Weiteren ergibt sich der Anspruch, verstärkt über neuartige Möglichkeiten der Systemkopplung des Wärmemarktes, der Stromerzeugung und des Verkehrs über das bisherige Maß hinaus nachzudenken.

Literatur

/ASUE 2006/

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Heizen und Kühlen mit Gaswärmepumpen / Gasklimageräten, Juni 2006

/Abreu und Oliveira 2010/

Abreu, M. I., und Oliveira, R.: The implementation of the regulations on solar collectors in buildings. Polytechnic Institute, Bragança, 2010

/AGEB 2011/

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland im Jahr 2008, Studie beauftragt vom BMWi, Februar 2011

/AGFW 2000/ - /AGFW 2007/

Verschiedene Ausgaben der Hauptberichte der Fernwärmeversorgung: Technische Bestands- und Veränderungsdaten zur Fernwärmeversorgung in Deutschland der Jahrgänge 1999 - 2009, Frankfurt 1999 - 2011

/BBR 2009/

Bundesinstitut für Bauwesen und Raumordnung, Raumordnungsprognose 2025/2050, Bonn, 2009

/Besch et al. 2000/

Besch, H.; Neuffer, H.; Witterhold, F.G.; Jochem, E.; Radgen, P.; Schmid, C.; Mannsbart, W.; Schleich, J.; Pfaffenberger, W.; Schulz, W.; Voss, A.; Blesl, M.; Fahl, U., Zschernig, J.; Sager, J.; Fahlenkamp, H.; Hölder, D.; Dötsch, C.: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien; Schlussbericht Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (AGFW), Frankfurt/M. 2000; <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2000/628>

/Blesl 2002/

Blesl, Markus: Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. IER-Forschungsbericht Band 92, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart 2002

/Blesl 2004/

Blesl, M.: Lernkurvenansatz in optimierenden Energiesystemmodellen am Beispiel von TIMES, in: Ansätze zur Modellierung von Innovation in der Energiewirtschaft - Methodenworkshop des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland am 13.10.2004 im Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Bonn, Proceedings, S. 79 - 98, Mensch & Buch Verlag, Berlin

/Blesl 2007/

Blesl, M.: KWK-Anlagenbestand: Potenziale für weitere Modernisierungen, in: EURO Heat & Power, Jahrgang 36 (2007), Heft 4, S. 40 - 44

/Blesl 2008 a/

Blesl, M.: CHP and district heat in the Europe under an emission reduction regime, in: 11th International Symposium on District Heating and Cooling vom 31. August bis 2. September 2008 in Reykjavik, Island

/Blesl 2010a/

Blesl, M.: Kein Selbstläufer... – Wärmebedarf und Fernwärmepotenzial in Deutschland, in: Sanitär+Heizungstechnik Heft 9 (2010), S. 60 - 65, Hrsg. Krammer Verlag Düsseldorf

/Blesl 2010b/

Blesl, M.: Raumwärmebedarf und Fernwärmepotenzial der Haushalte in Deutschland bis 2050, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2010) 60. Jg., Heft 8, S. 40 - 43

/Blesl 2010c/

Blesl, M.: Impact of the price of CO2 certificates on CHP and district heat in the EU27, in: The 12th International Symposium on District Heating and Cooling vom 05. - 07. September 2010 in Tallinn, Estland, veranstaltet von Tallinn University of Technology, Tallinn

/Blesl et al. 2001/

Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A.: Bestandsanalyse der Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart 2001 <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2001/858>

/Blesl et al. 2004/

Blesl, M.; Ohl, M.; Fahl, U.: Hochtemperaturbrennstoffzellen und deren Kostenentwicklung, in BWK, Band 56 Nr. 5/2004, S. 72 - 78

/Blesl et al. 2004b/

Blesl, M.; Kempe, S.; Fahl, U.: Die Rolle der KWK und der Fernwärme in der deutschen Energieversorgung bis 2020 – Ergebnisse erster Hochrechnungen unter Verwendung differenzierter Siedlungsstrukturen, in: Aus Forschung und Entwicklung, Heft 9 Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung und der Nah-/Fernwärme, Ausgabe Februar 2004, Hrsg. Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW- e.V., Frankfurt/Main, S. 185 – 207

/Blesl et al. 2004c/

Blesl, M.; Fahl, U.; Kempe, S.; Voß, A.: Auswirkungen des Zertifikatehandels auf KWK und Fernwärme, in EuroHeat&Power, Heft 6, 33. Jg. 2004, S. 28 – 41

/Blesl et al. 2005a/

Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A.: Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Juli 2005, Institut für Energiewirtschaft Universität Stuttgart

/Blesl et al. 2005b/

Blesl, M.; Fahl, U.; Kempe St.; Voß, A.: Umfassender Kostenvergleich: Wirtschaftlichkeit neuer Stromerzeugungstechniken im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung, in: ew dossier Kraftwerkstechnik, Jahrgang 104 (2005), Heft 13, S. 32 – 37

/Blesl et al. 2006a/

Blesl M.; Fahl, U.; Kempe, St.: CO₂ – Vermeidungskosten von Maßnahmen im Baubereich, Teil 1, in: HLH Lüftung/Klima, Heizung/Sanitär, Gebäudetechnik, Band 57, 2006, Heft Nr. 11, S. 70 – 73, Hrsg. Springer-VDI-Verlag

/Blesl et al. 2006b/

Blesl, M.; Fahl, U.; Kempe, St.: CO₂ – Vermeidungskosten von Maßnahmen im Baubereich, Teil 2, in: HLH Lüftung/Klima, Heizung/Sanitär, Gebäudetechnik, Band 57, 2006, Heft Nr. 12, S. 68 – 70, Hrsg. Springer-VDI-Verlag

/Blesl et al. 2006c/

Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A.: Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Energiepolitik, 56. Jg. (2006), Heft 4, S. 18 – 24, Hrsg. et Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt, Essen

/Blesl et al. 2006d/

Blesl, M.; Ohl, M.; Fahl, U.: Systemintegration von Brennstoffzellen in Kläranlagen, in: BWK Das Energie-Fachmagazin, Band 58. (2006), Heft Nr. 10, S. 51 – 56, Hrsg. VDI Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Springer-Verlag

/Blesl et al. 2007a/

Blesl, M.; Ohl, M.; Leipnitz, T.: Marktentwicklung bei stationären Brennstoffzellen, in: eBWK, Band 59 (2007) Nr. 12, S. 01 –05, Hrsg. BWK Das Energiefachmagazin – Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf

/Blesl et al. 2007b/

Blesl, M.; Das, A.; Fahl, U.; Remme U.: Role of energy efficiency standards in reducing CO₂ emissions in Germany: An assessment with TIMES. Energy Policy, Volume 35 (2007), Issue 2, Pages 772-785.

/Blesl et al. 2008a/

Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jensen, T.; Eltrop, L.: Wärmeatlas Baden-Württemberg - Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen, Forschungsvorhaben „Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung (BWPLUS)“ im Auftrag des Landes Baden-Württemberg, Förderkennzeichen: BWK 25007, Schlussbericht, 2008

/Blesl et al. 2008b/

M. Blesl, T. Kober, D. Bruchof, R. Kuder: Beitrag von technologischen und strukturellen Veränderungen im Energiesystem der EU27 zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), Vol. 32 (2008), Heft 4, p. 219 – 229

/Blesl et al. 2008c/

Blesl, M.; Ohl, M.; Leipnitz, Th.: Current Status and Demand of Development of Stationary Fuel Cell Systems, in: VGB PowerTech – Stationary Fuel Cell Systems, 4/2008, S. 55 - 58, Hrsg. VGB PowerTech e.V., Essen

/Blesl et al. 2009a/

Blesl, M., Cosmi, C., Cuomo, V., Kypreos, S., Salvia, M., Van Regemorter, D.: Final report on the integrated Pan-European Model. NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability Integrated Project, Technical Report n° T5.20 – RS 2a, Brussels, 2009

/Blesl et al. 2009b/

Blesl M., Bruchof D., Götz B., Kober T., Kuder R., Hundt M., Sun N., Wissel S., Achten P., Fahl U.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 -Materialienbände der Energieprognose 2009 -Band 3: Rahmenannahmen, Referenzprognose und Variantenrechnung Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Stuttgart, März 2010

/Blesl et al. 2009c/

Blesl, M.; Bruchof, D.; Hartmann, N.; Özdemir D.; Fahl, U.; Eltrop, L, Voß, A.: Entwicklungsstand und Perspektiven der Elektromobilität. Stuttgart. Dezember 2009

/Blesl et al. 2010a/

Blesl, M., Kempe S., Huther, H.: „Verfahren zur Entwicklung und Anwendung einer digitalen Wärmebedarfskarte für die Bundesrepublik Deutschland“, Kurzbericht, AGFW, ISBN – 3-89999-016-1, Frankfurt a. M. 2010

/Blesl et al. 2010b/

Blesl, M.; Kempe, S.; Huther, H.: Erfassung des räumlich hoch aufgelösten Raumwärmebedarfs in: EURO Heat & Power, Jahrgang 39 (2010), Heft 1/2, S. 28 - 35

/Blesl et al. 2010b/

Blesl, M.; Rapp, H.; Walther, J.: Stadtentwicklung, Wärmebedarf und Energieversorgung in: EURO Heat & Power, Jahrgang 39 (2010), Heft 5, S. 18 - 26

/Blesl et al. 2010c/

Blesl, M.; Rapp, H.; Walther, J.: Zukünftige Stadtentwicklung und nachhaltige Versorgung in: EURO Heat & Power, Jahrgang 39 (2010), Heft 4, S. 28 - 37

/Blesl et al. 2010d/

Blesl, M.; Rapp, H.; Walther, J.: Kommunale Entwicklungskonzepte im Spannungsfeld zwischen Stadtentwicklung und Energieversorgung – Stadtentwicklung, Hrsg. AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 1. Auflage 2010, ISBN – 3-89999-021-8, AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH, Frankfurt/Main

/Blesl et al. 2010e/

Blesl, M.; Kober, T.; Bruchof, D.; Kuder, R.: Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond, Energy Policy 38 (2010) 6278–6292

/Blesl et al. 2010d/

Blesl, M.; Kempe, St.; Huther, H.: Space-heating Demand over high regional dispersal in: EURO Heat & Power English Edition, Vol. 7 (2010), II/2010, S. 30 - 34

/Blesl et al. 2011a/

Blesl, M.; Bruchof, D.; Fahl, U.; Kober, T.; Kuder, R.; Götz, B.; Voß, A.: Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime; Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Band 106, Februar 2011

/Blesl et al. 2011b/

Blesl, M.; Bruchof, D.; Fahl, U.; Kober, T.; Kuder, R.; R. Beestermöller, Götz, B.; Voß, A.: Auswirkungen veränderter Laufzeiten für Deutschland - Szenarioanalysen bis zum Jahr 2035, Arbeitsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Nr. 10, Juni 2011

/Blesl et al. 2011c/

Blesl, M.; Kober, T.; Kuder, R.; Bruchof, D.: Implications of different climate protection regimes for the EU27 and its member states through 2050, Climate Policy, DOI: 10.1080/14693062.2011.637815

/Blesl, Fahl 2005/

Blesl, M.; Fahl, U.: Betrachtung einzelner KWK-Technologien – Verwendung von Energiesystemmodellen beim CO₂-Monitoring, in: EURO Heat & Power, Jahrgang 34 (2005), Heft 5, S.24 – 30

/Blesl, Fahl 2005/

Blesl, M.; Fahl, U.: Der europäische Strommarkt im Spannungsfeld zwischen Klimaschutz und Liberalisierung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Themenschwerpunkt: CO₂-Emissionshandel, Jahrgang 29 (2005), Heft 4, S. 289 – 300

/Blesl, Huther 2010/

Blesl, M.; Huther, H.: Digitale Wärmebedarfskarte - Raumwärmebedarf und Fernwärmepotenzial der Haushalte in Deutschland bis zum Jahr 2050 in: EURO Heat & Power, Jahrgang 39 (2010), Heft 6, S. 26 – 32

/Blesl, Kober 2010/

Blesl M., Kober T.: Bedeutung von CO₂-Transport- und Speicheroptionen im europäischen Energiesystem, in: ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft 04/2010, S. 285 – 301, Hrsg. Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden

/Blesl, Ohl 2008/

Blesl, M.; Ohl, M.: Bundesländerspezifische Potenziale von Blockheizkraftwerken und Brennstoffzellen auf Kläranlagen in Deutschland, in: Umwelt, Verkehr, Tourismus – Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg, 3/2008, S. 48 - 53, Hrsg. Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Stuttgart

/Blesl, Ohl 2010/

Blesl, M.; Ohl, M.: Bundesländerspezifische Potenziale von Blockheizkraftwerken und Brennstoffzellen, in: Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg Heft 12 (2010), S. 45 - 50, Hrsg. Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Stuttgart

/Blesl, Wissel 2010/

Blesl, M.; Wissel, St.: Private Costs, in: The Social Cost of Electricity – Scenarios and Policy Implications, Hrsg. FEE Fondazione Eni Enrico Mattei, ISBN 978 1 84844 350 1, MPG Books Group, UK, 2010

/BMVBS 2006a/

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung: Stadtquartiere im Umbruch, Infrastruktur im Stadtumbau – Chancen für neue Freiräume, Werkstatt: Praxis Heft 42, Bonn, 2006

/BMU 2010a/

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (vom 9. Juli 2010). Berlin, 2010

URL: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/43273/41238/> [abgerufen am 02.11.2010]

/BMU 2010b/

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Fortsetzung der Förderung für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Wärme aus dem Marktanzreizprogramm (Stand: 08.07.2010). Berlin, 2010

URL: <http://www.erneuerbareenergien.de/inhalt/46199/41238/> [abgerufen am 02.11.2010]

/BMU und BMWi 2007/

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BWi): Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm (Stand: 05.12.2007). Berlin, 2007

URL: <http://www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/40514.php> [abgerufen am 04.11.2010]

/BMU und BMWi 2010/

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BWi): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (28. September 2010). Berlin, 2010

URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=360808.html> [abgerufen am 04.11.2010]

/BMVBS 2009/

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): EnEV 2009: Wichtige Änderungen im Überblick. Berlin, 2009

URL: http://www.bmvbs.de/DE/BauenUndWohnen/EnergieeffizienteGebaueude/Energieeinsparverordnung/energieeinsparverordnung_node.html [abgerufen am 04.11.2010]

/BMWi 2011/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Entwicklung von Energieträgerpreisen und Preisindizes, online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt.property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls> Stand 08.12.2010

/BMWi 2010a/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Vorreiter in Materialeffizienz ausgezeichnet, Pressemitteilung des BMWi, 17.11.2010

/BMWi 2010b/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. 28. September 2010.

/Börsch-Supan, Wilke 2009/

Börsch-Supan, A., Wilke, C. B. (2009): Zur mittel- und langfristigen Entwicklung der Erwerbstätigkeit in Deutschland, Zeitschrift für ArbeitsmarktForschung (ZAF), Vol.42 (1), 29-48.

/Briem et al. 2004/

Briem, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Ohl, M.; Moerschner, J.; Eltrop, L.; Voß, A.; et al.: Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken, IER Universität Stuttgart, DLR Stuttgart, LEE Ruhr-Universität Bochum, FfE, München. VDI-Gesellschaft Energietechnik – Förderkennzeichen: 0327281, Düsseldorf 2004

/Bruchof, Voß 2010/

Bruchof, D.; Voß, A.: Analysis of the Potential Contribution of Alternative Fuels and Power Trains to the Achievement of Climate Targets in the EU27. Fullpaper. International Energy Workshop (IEW). Stockholm. 21.-23. Juni 2010

/Bundesgesetzblatt 2007/

Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV) vom 24.07.2007. Bundesgesetzblatt 2007, Teil 1, Nr. 34, S. 1519-1563

/Bundesgesetzblatt 2008/

Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG) vom 18. August 2008. Bundesgesetzblatt 2008, Teil 1, Nr. 36, S. 1658-1665

/Bundesgesetzblatt 2009/

Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung vom 29. April 2009. Bundesgesetzblatt 2009, Teil 1, Nr. 23, S. 954-989

/Bundesregierung (2009)/

Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. August 2009

/Bundesrepublik Deutschland 2010/

Bundesrepublik Deutschland (2010): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin

/Celitement 2011/

Celitement: Über Celitement, www.celitement.de, abgerufen am 04.01.2011

/David et al. 2002/

David, R.; Rouvel, L.; Wenning, M.: Kostenermittlung für wärmetechnische Maßnahmen an der Gebäudehülle bei Nichtwohngebäuden. IKARUS Teilprojekt 5 „Haushalte und Kleinverbraucher“, Teil 1, Textband. Forschungszentrum Jülich. Jülich 2002.

/Destatis 2009/

Statistisches Bundesamt Deutschland, Bevölkerung in Deutschland Ende März 2009 unter 82 Millionen, Pressemitteilung Nr.417 vom 04.11.2009, Wiesbaden, 2009

/DIN EN 12831/

DIN Deutsches Institut für Normung e. V.: Europäische Norm EN 12831, Heizungsanlagen in Gebäude – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast, Beuth Verlag GmbH, Berlin 2003

/DPG 2010/

DPG Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.: Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, Bad Honnef, Juni 2010

/Dribbisch et al. 2001/

Dribbisch, M.; Sager, J.; Sander, Th.; Zschernig, J.; Pfaffenberger, W.; Schulz, W.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A.; Rath-Nagel, S. Jochem, E.; Radgen, P.; Schmid, Dötsch, C.:C: Fahlenkamp, H.; Hölder, D.: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien. AGFW-Hauptstudie. Band 3 "Technologieentwicklung und -bewertung", hrsg. v. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V., Frankfurt a. M. 2001

/ECOSPEED AG 2008/

ECOSPEED AG, ECORegion-2 (Kompakte Beschreibung von ECORegion)
URL: <http://www.ecospeed.ch/>

/Ecofys 2005a/

Ecofys: Cost-Effective Climate Protection in the EU Building Stock, Utrecht, February 2005

/Ecofys 2005b/

Ecofys: Cost-Effective Climate Protection in the EU Building Stock of the New EU Member States, Utrecht, August 2005

/Ecofys 2009/

Ecofys: Potential of Geothermal Energy - A literature study on European potential assessments, Ecofys, Utrecht, June 2009

/EnDK 2008/

Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK): Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) - Ausgabe 2008. Chur, 2008
URL: <http://www.endk.ch/muken.html> [abgerufen am 25.10.2010]

/EnEV 2007/

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden vom 24. Juli 2007. BMVBS. Berlin 2007

/EnEV 2009/

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung vom 29. April 2009. BMVBS. Berlin 2009

/Erdmann, Dittmar 2010/

Erdmann G.; Dittmar L.: "Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland", Studie der TU Berlin, 2010
URL:http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Sonstiges/2010_KWK_Studie_Langversion_FGEnsys_TUBerlin.pdf

/EU 2009/

EU Europäisches Parlament und Europäischer Rat: Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten. 2009/29/EG. 23. April 2009.

/EU 2011/

Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050. KOM(2011)112. Brüssel. 08.03.2011

/European Commission 2008/

European Commission: European Energy and Transport, Trends to 2030 – Update 2007, Brüssel 2008

/European Commission 2011/

European Commission: Commission staff working paper, impact assesment, energy roadmap 2050; SEC(2011) 1565, Part 2/2. Brüssel. 08.03.2011; http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/sec_2011_1565_part2.pdf

/Europäische Kommission 2002/

Europäische Kommission: Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Brüssel, 2002

/Europäische Kommission 2005/

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Grünbuch über Energieeffizienz oder Weniger ist mehr. KOM(2005) 265 endgültig. Brüssel, 22.6.2005

/Europäische Kommission 2008/

Europäische Kommission: Mitteilung zum Richtlinienpaket „Erneuerbare Energiequellen und Klimawandel“. MEMO/08/33, Brüssel, 2008

/Europäische Kommission 2008/

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Commission staff working document, impact assessment, document accompanying the package of Implementation measures for the EU's objective on climate change and renewable energy for 2020. SEC(2008) 85/3. Brussels 23.01.2008

/Europäische Kommission 2009/

Europäische Kommission: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Brüssel, 2009

/Europäische Kommission 2010/

Europäische Kommission: Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung). Brüssel, 2010

/Europäische Kommission 2010a/

Europäische Kommission (2010): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen -Energie 2020, Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie. KOM(2010) 639 endgültig. Brüssel, 10.11.2010

/Europäische Kommission 2010b/

Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Verkehr (2010): European Energy and Transport, Trends to 2030 - Update 2009

/Europäische Kommission 2011/

Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050. KOM(2011)112. Brüssel. 08.03.2011

/Europäischer Rat 2007/

Rat der europäischen Union: Schlussfolgerungen des Vorsitzes vom 8./9. März 2007.

/Europäischer Rat 2010/

Europäischer Rat: Schlussfolgerungen der Tagung vom 25./26. März 2010

/Europäischer Rat 2011/

Tagung des Europäischen Rates am 04.02.2011, Übermittlungsvermerk des Generalsekretariats des Rates, EUCO 2/11, Brüssel 04.02.2011

/Eurostat 2010/

Eurostat: Eurostat Datenbank, Energiestatistik, 2010

/EWI, EEFA 2008/

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA): Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, März 2008

/Fahl et al. 2010a/

Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.; Achten, P.; Bruchof, D.; Götz, B.; Hundt, M.; Kempe, S.; Kober, T.; Kuder, R.; Küster, R.; Lambauer, J.; Ohl, M.; Remme, U.; Sun, N.; Wille, V.; Wissel, S.; Ellersdorfer, I.; Kesicki, F.; Frondel, M.; Grösche, P.; Peistrup, M.; Ritter, N.; Vance, C.; Zimmermann, T.; Löschel, A.; Bühler, G.; Hoffmann, T.; Mennel, T.; Wölfling, N.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) durch das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW). März 2010. www.ier.uni-stuttgart.de. 01.03.2010

/Fahl et al. 2010b/

Fahl, U.; Blesl, M.; Schelle, R.; Lambauer, J.; Broydo, M.; Brunotte, M.; Schrode, S.; Bachmann, Ph.; Bearzatto, M.; Gehlhaar, M.; Benighaus, C.; Arnold, A.; Renn, O.: Integriertes Klimaschutz- und Energiekonzept für Rottenburg am Neckar – Beiträge zur Stadtentwicklung Rottenburg am Neckar (35), BUM Förderkennzeichen 03KS0139, Hrsg. Stadt Rottenburg am Neckar, BAUDEZERNAT, ISBN 978-3-939731-08-5, November 2010

/Fahl et al. 2011a/

Fahl, U.; Blesl, M., Thöne, E.: Energiewirtschaftliche Gesamtsituation, in: BWK – Das Energie-Fachmagazin, Band 63 (2011) Nr. 4, S. 28 - 40, Hrsg. VDI - Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf 2011

/FNR 2007/

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe ev.; Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen; Gülzow 2007

/FNR 2012/

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe ev.; Scheitholzvergaser- /Kombikessel Marktübersicht; Gülzow 2012

/Fraunhofer ISI et al. 2009/

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Enerdata, Institute of Studies for the Integration of Systems Rome (ISIS), Technische Universität Wien, und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: Study on the Energy Savings Potentials in EU Member States, Candidate Countries and EEA Countries. Final Report for the European Commission Directorate-General Energy and Transport. Brüssel, 2009

/Frischknecht et al. 2008/

Frischknecht R., Steiner R., Jungbluth N.: Ökobilanzen: Methode der ökologischen Knappheit – Ökofaktoren 2006 Methode für die Wirkungsabschätzung in Ökobilanzen; Öbu, Zürich, 2008

/Fritsche und Schmidt 2008/

Fritsche, U. R. und Schmidt K.: Handbuch zu Gemis 4.5. – Oktober 2008, Ökoinstitut e. V., Darmstadt, URL: <http://www.gemis.de/de/index.htm> [abgerufen am 22.12.2011]

/GEF 2011/

GEF Ingenieure: Energiesystem-Modelle für Kommunen, <http://www.wettbewerb-energieeffizientes-stadt.de/weiterfuehrende-informationen/veroeffentlichungen/>; Leimen 2011

/Gierga, Erhorn 1994/

Gierga, M.; Erhorn, H: Bestand und Typologie beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland. Teilprojekt 5 „Haushalte und Kleinverbraucher“. Forschungszentrum Jülich. Jülich 1994

/Gobierno de España 2009/

Gobierno de España: Documento Básico HE Ahorro de Energía. Código Técnico de la Edificación, Madrid, April 2009

URL: <http://www.codigotecnico.org/web/recursos/documentos/> [abgerufen am 25.10.2010]

/Götz et al. 2011/

Götz, B., Voß A., Blesl M., Fahl U.: Die Auswirkungen des EEG auf das Energiesystem Deutschlands – Eine Betrachtung mit dem Energiesystemmodell TIMES-D, in: ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft 03/2011, S. 183 – 194, Hrsg. Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden

/Government of Greece 2010/

Government of Greece, Ministry of Environment, Energy and Climate Change: National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC. Athens, 2010

/Government of Ireland 2008/

Government of Ireland, Department of the Environment, Heritage and Local Government: Building Regulations (Part L Amendment) Regulations 2008 (S.I. No. 259 of 2008), Technical Guidance Document L – Conservation of Fuel and Energy – Dwellings. Dublin, 2008 URL: <http://www.environ.ie/en/TGD/> [abgerufen am 22.11.2010]

/Governo de Portugal 2006/

Governo de Portugal: Decreto-Lei n.º 80/2006. Diário da República – I Série A, N.º 67 - 4 de Abril de 2006, S. 2468-2513
URL :<http://www.adene.pt/ADENE/Canais/SubPortais/SCE/Legislacao/Nacional/RCCTE.htm> [abgerufen am 25.10.2010]

/Hackner 2004/

Hackner, J.: Energiewirtschaftlich optimale Ausbauplanung kommunaler Fernwärmesysteme, Dissertation, Technische Universität Wien, Wien 2004

/HMRC 2006/

Her Majesty's Revenue and Customs (HMRC): Notice 708/6 Energy-saving materials. London, August 2006
URL:http://customs.hmrc.gov.uk/channelsPortalWebApp/channelsPortalWebApp.portal?_nfpb=true&_pageLabel=pageVAT_ShowContent&propertyType=document&id=HMCE_CL_000514#downloadopt [abgerufen am 30.10.2010]

/IEA 2009/

International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook, Paris. 2009

/IER et al. (2010)/

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW); Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009, www.ier.uni-stuttgart.de, 01.03.2010

/ISP 1994/

ISP Eduard Pestel Institut für Systemforschung: Vergleich der Strom- und Heizenergieerzeugung in gekoppelten und ungekoppelten Anlagen vor dem Hintergrund der Einsparmöglichkeiten durch Wärmedämmung, Teil I: Systemvergleich und allgemeine Ergebnisse, Hannover, Juni 1994

/Kaltschmitt et al. 2006/

Kaltschmitt, M., Streicher, W., und Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 4. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 2006

/Kober, Blesl 2010a/

Kober, T.; Blesl, M.: Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea. Report work package 4: Regional analysis at North Sea level. www.fenco-era.net. 2010

/Kober, Blesl 2010b/

Kober, T.; Blesl, M.: Perspectives of CCS power plants in Europe, considering uncertain power plant parameters. 2010 International Energy Workshop (IEW). 21. - 23. Juni 2010 in Stockholm, Schweden. www.kth.se

/KOM(2010) 265/

Europäische Kommission: Analyse der Optionen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen um mehr als 20 % und Bewertung des Risikos der Verlagerung von CO₂-Emissionen. Mitteilung an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. KOM(2010) 265. Brüssel. 26. Mai 2010.

/Kuder, Blesl 2009/

Kuder, R.; Blesl, M.: Effects of a white certificate trading scheme on the energy system of the EU27. Fullpaper. 10th IAEE European Conference. Wien. 2009

/Kuder, Blesl 2010/

Kuder, R.; Blesl, M.: Technology orientated analysis of emission reduction potentials in the industrial sector in the EU27. Fullpaper. International Energy Workshop (IEW). Stockholm. 21-23 Juni 2010

/KWK24 2010/

KWK24: Tognum stellt Produktion der Brennstoffzelle Hot-Module ein (Veröffentlicht am 30.12.2010) URL :<http://www.kwk24.de/content.php?54-Tognum-stellt-Produktion-der-Brennstoffzelle-Hot-Module-ein> [abgerufen am 8.03.2012]

/KWKG 2009/

Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung vom 25.10.2008, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, Bonn 2008

/Lambauer et al. 2008a/

Lambauer, J., Fahl, U., Ohl, M., Blesl, M., Voß, A.: Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele, Forschungsbericht im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, IER Universität Stuttgart, Juli 2008

/Lambauer et al. 2008b/

Lambauer, J., Fahl, U., Ohl, M., Blesl, M.: Einsatzmöglichkeiten von Großwärmepumpen zur Effizienzsteigerung in der Industrie, in HLH Lüftung/Klima, Heizung/Sanitär, Gebäudetechnik, Band 59, 2008, Heft Nr. 4, S. 30 – 35, Hrsg. Springer-VDI-Verlag

/Lambauer et al. 2008c/

Lambauer, J.; Fahl, U.; Ohl, M.; Blesl, M.: Groß-Wärmepumpen in der Industrie, in: Die Kälte + Klimatechnik, KK 12/2008, 61. Jahrg. E4031, S. 24-33, Hrsg. Alfons W. Gentner Verlag GmbH & Co. KG, Stuttgart

/Landtag von Baden-Württemberg 2007/

Landtag von Baden-Württemberg: Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWärmeG) von 20. November 2007. Gesetzesbeschluss Nr. 19 vom 23. November 2007, S. 531-534

/Loesoenen 2010/

Loesoenen, P.: Combined Heat and Power (CHP) in the EU, Turkey and Norway – 2008 data, Environment and energy, eurostat, Data in focus 7/2010

/Loga et al. 2008/

Loga, T., Knissel, J., und, Diefenbach N.: Energy performance requirements for new buildings in 11 countries from Central Europe – Exemplary Comparison of three buildings. Study performed on behalf of the German Federal Office for Building and Regional Planning. Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 2008

/Mayer-Spohn 2009/

Mayer-Spohn, O.: Parametrised life cycle assessment of electricity generation in hard-coal-fuelled power plants with carbon capture and storage , Forschungsbericht 105, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; Stuttgart, 2009

/McKinsey 2007/

McKinsey&Company, Inc.: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, eine Studie von McKinsey&Company, Inc., erstellt im Auftrag von „BDI initiativ-Wirtschaft für Klimaschutz“, Berlin 2007

/Messner und Strubegger 1995/

Messner, S. und Strubegger, M.: User's Guide for MESSAGE III, WP-95-69, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria
URL:http://www.iiasa.ac.at/collections/IIASA_Research/idocs/Research/ECS/docs/models.html#MESSAGE

/Müller et al. 2010/

Müller, E.A.; Graf, E.; Kobel, B.; Roth, Y.; Müller, K.; Billmaier, K.; Lambauer, J.; Makowezki, V.; Blesl, M.; Fahl, U.: Untersuchung der Voraussetzungen für Projekte zur Wärmerückgewinnung aus dem Abwasser – Abschlussbericht zum Forschungsprojekt im Rahmen des Umweltforschungsplans des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Förderkennzeichen 3709 26 325, im Auftrag des Umweltbundesamtes, Hrsg.: Institut Energie Infrastrukturanlagen, Winterthur; Forschungsinstitut für Wasser und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Dezember 2010

/NEEDS 2006/

NEEDS working paper RS2, WP2.3 2006: Key Drivers for Energy Trends in EU - Specification of the Baseline and Policy Scenarios. www.needs-project.org

/Norris, Shiels 2004/

Norris, M., Shiels, P.: Regular National Report on Housing Developments in European Countries, The Housing Unit Department of the Environment, Heritage and Local Government, 2004

/Papadopoulou et al. 2009/

Papadopoulou, K., Papaglastra, M., Laskari, M., und Santamouris, M.: Evaluation of the impact of national EPBD implementation in member states. Information Paper P180 of the ASIEPI European project, 2009
URL: <http://www.buildup.eu/publications/7368> [abgerufen am 28.10.2010]

/PIPAME 2009/

Le pôle interministériel de prospective et d'anticipation des mutations économiques (PIPAME): Diffusion des nouvelles technologies de l'énergie (NTE) dans le bâtiment. Conclusion du groupe de travail interministériel, Juni 2009

/Pregger et al. 2011/

Pregger, T.; Lavagno, E.; Labriet, M.; Seljom, P.; Biberacher, M.; Blesl.; Trieb, F.; O'Sullivan, M.; Gerboni, R.; Schranz, L.; Cabal, H.; Lechòn, Y.; Zocher, D.: Resources, capacities and corridors for energy imports to Europe, International Journal of Energy Sector Management, Vol. 5 Nr. 1, 2011

/Prognos et al. 2010/

Prognos AG, EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel/Köln/Osnabrück, 2010

/Rehrl, Friedrich 2006/

Rehrl, T., Friedrich, R.: Modelling long-term oil price and extraction with a Hubbert approach: The LOPEX model. Energy Policy, 34, 2413-2428

/Remme et al. 2009a/

Remme, U.; Blesl, M.U. Fahl, A. Voß: Eine integrative Analyse der längerfristigen Entwicklung weltweiter Energiepreise Forschungsbericht im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, IER Universität Stuttgart, September 2009

/Remme et al. 2009b/

Remme, U., Blesl, M., Fahl, U., Kesicki, F., Voß, A.: Ölpreisentwicklung – Quo vadis? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 5/2009, 2009

/Remme, Blesl 2008/

Remme, U.; Blesl, M.: A global perspective to achieve a low-carbon society (LCS): scenario analysis with the ETSAP-TIAM model, in: Climate Policy, Band 8 (2008), S. 60 - 75, Hrsg. Earthscan, London, UK

/Richter 2004/

Richter, S.: Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme, Dissertation, Universität Augsburg, 2004

/Schild 2010/

Schild, P.: Norway: Impact, compliance and control of EPBD legislation. Information Paper P170 of the ASIEPI European Project, 2010
URL: <http://www.buildup.eu/publications/8491> [abgerufen am 25.10.2010]

/Schlesinger et al. 2010/

Schlesinger, M., Lindenberger, D., und Lutz, Ch.: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel, Köln, Osnabrück, August 2010

/Schlenzig 1999/

Schlenzig, Christoph; Energy planning and environmental management with the information and decision support system MESAP; International Journal of Global Energy Issues. Vol. 12, no. 1, pp. 81-91. 1999

/Schmid, Beer 2010/

Schmid, T.; Beer, M.: Das Regionenmodell – Neue Ansätze zur Modellierung von Energiesystemen, BWK 10/2010

/Spiekman 2010/

Spiekman, M.: Comparison of energy performance requirements levels: possibilities and impossibilities. Summary Report of the ASIEPI European project, 2010
URL: <http://www.buildup.eu/publications/9099> [abgerufen am 28.10.2010]

/Spiekman und Klerks 2010/

Spiekman, M., und Klerks, S.: Comparing Energy Performance Requirements over Europe: Cross section overview. Sub-Report D2.2 of the ASIEPI European project, 2010 URL: <http://www.buildup.eu/publications/9124> [abgerufen am 28.10.2010]

/SRU 2010/

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100 % regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Endbericht des Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Materialien zur Umweltforschung 42, Berlin, 2010

/SRU 2011/

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar, Sondergutachten, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2011

/StaBuA 2006/

Bevölkerung Deutschlands bis 2050: Ergebnisse der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2006

/StaBuA 2007/

Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2007

/StaBuA 2011/

Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2011

URL: <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/SharedContent/Oeffentlich/B3/Publikation/Jahrbuch/StatistischesJahrbuch.psm>

/Tietz 1984/

Tietz, H., Erschließungs- und Standortplanung für die Fernwärmeversorgung, Schriftenreihe des Instituts für Städteplanung für Bauingenieurs- und Vermessungswesen Universität Karlsruhe, Heft 17, Karlsruhe 1984

URL: <http://bibliotecadigital.ipb.pt/handle/10198/1607> [abgerufen am 25.10.2010]

/Traube und Schulz 1995/

Traube, K., Schulz, W.: Ökologische und ökonomische Wirkung des Zubaus von KWK-Anlagen, Bremen, Januar 1995

/Tzscheutschler et al. 2008/

Tzscheutschler, P., Nickel, M., Wernicke, I. und Buttermann H.G.: Energieverbrauch Deutschland, S. 46-51, BWK Bd. 60 (2008) Nr. 3

/VDI 4608_2/

VDI Richtlinie 4608 Blatt 2 Energy systems combined heat and power allocation and evaluation VDI 4608 Teil 2, Beuth Verlag, Düsseldorf 2008

/VDN 2006/

VDN, KWKG Jahresabrechnung 2005 auf http://www.vdn-berlin.de/kwkg_jahresabrechnung_2005.asp

/Weber 2010/

Weber, K.: Forschungszentrum Jülich, Institute of Energy Research - Systems Analysis and TechnologyEvaluation (IEF-STE), 52425 Jülich, Germany, Research Report 08/2010
URL:http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/report_08_2010.html

/Winkelmüller 2006/

Winkelmüller: Winkelmüller, S.: Optimierung der Nachfrage- und Erzeugungsstruktur kommunaler Energiesysteme am Beispiel von Wien, Dissertation, Universität Augsburg, 2006

/Wittmann und Bruckner 2007/

Wittmann, T. und Bruckner, T.: Agenten-basierte Modellierung urbaner Energiesysteme, Wirtschaftsinformatik, 5/2007, 352-360. URL:<http://www.wifa.uni-leipzig.de/de/iirm/energiemanagement/publikationen/2011.html>

/WNA 2010/

World Nuclear Association (WNA): Emerging Nuclear Energy Countries. www.world-nuclear.org. 20-05-2010

/Wu, Ramirez 2010/

Wu, Zhenxue, Ramirez, Andrea: Analysis of potentials and costs of storage of CO₂ in the Utsira aquifer in the North Sea; report work package 5: Possibilities, Synergies and Conflicts for Building a common CO₂ pipeline in the North Sea

/Zavrl et al. 2009/

Zavrl, M. S., Potocar, E., und Selan, B.: Implementation of the EPBD in Slovenia: Status and planning – November 2008. Information Paper P141 of EPBD Buildings Platform, 2009
URL: <http://www.buildup.eu/publications/1200> [abgerufen am 25.10.2010]

/Zinzi et al. 2009/

Zinzi, M., Fasano, G., und Citterio, M.: Italy: impact, compliance and control of legislation. Information Paper P168 of ASIEPI European project, 2009

URL: <http://www.buildup.eu/publications/7043> [abgerufen am 25.10.2010]

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft
 und Rationelle Energieanwendung
 - Bibliothek -
 D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:

<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 120 M. Blesl
**Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine
Energiesystem- und Technikanalyse**
August 2014, 204 Seiten, 15 €
- Band 119 S. Kempe
**Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in
Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell**
Juli 2014, 204 Seiten, 15 €
- Band 118 B. Thiruchittampalam
**Entwicklung und Anwendung von Methoden und Modellen zur Berechnung
von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Emissionen in Europa**
April 2014, 238 Seiten, 15 €
- Band 117 T. Kober
**Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke
mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt**
März 2014, 158 Seiten, 15 €
- Band 116 S. Wissel
**Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine
nachhaltige Energieversorgung**
Februar 2014, 230 Seiten, 15 €
- Band 115 R. Kuder
**Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten
Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor**
Februar 2014, 286 Seiten, 15 €

- Band 114 J. Tomaschek
Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa
Dezember 2013, 263 Seiten, 15 €
- Band 113 B. Rühle
Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene
November 2013, 196 Seiten, 15 €
- Band 112 N. Sun
Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkeinsatzplanung und -investitionen
August 2013, 173 Seiten, 15 €
- Band 111 J. Lambauer
Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie
März 2013, 303 Seiten, 15 €
- Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten, 15 €
- Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten, 15 €
- Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten, 15 €
- Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten, 15 €
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten, 15 €

- Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten, 15 €
- Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten, 15 €
- Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten, 13 €
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehr, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten, 18 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten, 10 €
- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
Mai 2007, 152 Seiten, 13 €
- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten, 20 €
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten, 10 €
- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten, 13 €
- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten, 18 €

- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten, 15 €
- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten, 10 €
- Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten, 13 €
- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €

- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
 Januar 2002, 254 Seiten, 15 €
- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem-analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
 Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
 September 2001, 228 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
 September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
 August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
 Mai 2001, 166 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
 April 2001, 142 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
 Februar 2001, 248 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 77 W. Rüdfler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
 Januar 2001, 284 Seiten, 18 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholz-versorgungssystems in Entwicklungsländern
 Januar 2001, 200 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)

- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×*Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
 September 2000, 168 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
 August 2000, 118 Seiten, 10 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
 Juli 2000, 242 Seiten, 15 €
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
 Juli 2000, 188 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
 Juni 2000, 146 Seiten, 13 €
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuitable, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
 Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
 Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
 Mai 2000, 154 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
 April 2000, 212 Seiten, 15 €
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
 April 2000, 282 Seiten, 18 €

- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
März 2000, 290 Seiten, 18 €
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
März 2000, 148 Seiten, 13 €
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten, 10 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten, 15 €
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)

- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
 Mai 1999, 322 Seiten, 20 €(z. Zt. vergriffen)
 Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
 Mai 1999, 236 Seiten, 15 €
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbrauchersektor
 Januar 1999, 306 Seiten, 20 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
 Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
 Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
 September 1998, 112 Seiten, 10 €
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
 Juli 1998, 200 Seiten, 15 €
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuitable, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
 Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
 März 1998, 184 Seiten, 15 €
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
 Januar 1998, 230 Seiten, 15 €

- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten, 13 €
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten, 15 €
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
August 1997, 122 Seiten, 10 €
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
August 1997, 156 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAIK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
Juli 1997, 172 Seiten, 13 €
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
April 1997, 108 Seiten, 10 €

- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
März 1997, 82 Seiten, 8 €
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
Januar 1997, 282 Seiten, 18 €
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten, 15 €
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Röffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €

- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
 August 1996, 172 Seiten, 13 €
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
 Mai 1998, 118 Seiten, 10 €
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
 Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
 März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
 März 1996, 76 Seiten, 3 €
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
 Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
 September 1995, 454 Seiten, 26 €
 Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €
- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
 Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
 Mai 1995, 208 Seiten, 15 €
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
 Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €

- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €

- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystrcil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €
- Band 1 U. Fahl
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik
März 1990, 265 Seiten, 18 €

Inhalt

Im Wärmemarkt stehen seit Jahren unterschiedlichste Wärmeversorgungs-technologien auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger, sowie Strom und Fernwärme untereinander als auch mit Einsparoptionen im Wettbewerb. Ein Großteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland und der EU27 wird heute und zukünftig für die Deckung der Wärmenachfrage aufgewendet. Der Wärmemarkt steht damit im Fokus energiepolitischer und –wirtschaftlicher Fragestellungen.

Ziel der Ausführungen ist es, mögliche Einflussfaktoren auf den Wärmemarkt in Deutschland und Europa zu analysieren.

Ein Schwerpunkt wird hierbei auf die Untersuchung der Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fernwärme gelegt, die mittels der Energiesystem- und Technikanalyse untersucht wird.

IER

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Universität Stuttgart

Heßbrühlstr. 49a

D-70565 Stuttgart

Telefon + 49 711 - 685 87800

Telefax + 49 711 - 685 87873