

BEITRAG VON FERNWÄRME, FERNKÄLTE UND ERDGAS ZU ENERGIE- UND UMWELTPOLITISCHEN ZIELEN

Inhaltliche Leitung

Jürgen Schneider, Umweltbundesamt
Horst Steinmüller, Energieinstitut an der JKU Linz GmbH

Projektleitung

Michael Gössl, Umweltbundesamt
Robert Tichler, Energieinstitut an der JKU Linz GmbH

Autoren

Michael Gössl, Umweltbundesamt
Thomas Krutzler, Umweltbundesamt
Wolfgang Schieder, Umweltbundesamt
Ilse Schindler, Umweltbundesamt
Alexander Storch, Umweltbundesamt
Herbert Wiesenberger, Umweltbundesamt
Sebastian Goers, Energieinstitut an der JKU Linz GmbH
Johannes Lindorfer, Energieinstitut an der JKU Linz GmbH
Kathrin de Bruyn, Energieinstitut an der JKU Linz GmbH
Christine Luksch, Energieinstitut an der JKU Linz GmbH
Robert Tichler, Energieinstitut an der JKU Linz GmbH

Diese Publikation wurde im Auftrag des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen erstellt.

Weitere Informationen zu Umweltbundesamt-Publikationen unter: <http://www.umweltbundesamt.at/>

Weitere Informationen zu Publikationen des Energieinstituts an der JKU Linz unter www.energieinstitut-linz.at

Impressum

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt GmbH
Spittelauer Lände 5, 1090 Wien/Österreich

Diese Publikation erscheint in elektronischer Form auf
<http://www.umweltbundesamt.at/>.

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2014
Alle Rechte vorbehalten
ISBN 978-3-99004-289-2

INHALT

INHALT	3
EXECUTIVE SUMMARY FÜR ENTSCHEIDUNGSTRÄGER	7
1 ZUSAMMENFASSUNG	11
2 RECHTLICHE UND POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN	19
2.1 Emissionshandels-Richtlinie und Emissionszertifikatgesetz 2011	19
2.2 Effort-Sharing-Entscheidung und Klimaschutzgesetz.....	21
2.3 Erneuerbaren-Richtlinie	23
2.4 Ökostromgesetz 2012	24
2.5 Gebäuderichtlinie 2010.....	25
2.6 Energieausweis-Vorlage-Gesetz 2012	28
2.7 OIB-Richtlinie 6.....	28
2.8 Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2009	30
2.9 15a-Vereinbarung über Endenergieeffizienz	31
2.10 Energieeffizienzrichtlinie 2012.....	32
2.11 Energieeffizienzpaket	34
2.11.1 Energieeffizienzgesetz	34
2.11.2 Bundesgesetz, mit dem der Betrieb von bestehenden hocheffizienten KWK-Anlagen über KWK-Punkte gesichert wird.....	36
2.11.3 Wärme- und Fernkälteleitungsausbaugesetz	37
2.11.4 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010	38
2.11.5 Gaswirtschaftsgesetz 2011	40
2.11.6 KWK-Gesetz.....	42
3 SITUATION DER RAUMWÄRMEVERSORGUNG	44
3.1 Ist-Analyse der Daten	44
3.1.1 Beschreibung und Analyse von Bruttoinlandsverbrauch, energetischem Endverbrauch sowie der Raumwärmebereitstellung	44
3.1.2 Beschreibung von Gebäudebestand und Heizungsanlagen.....	49
3.1.3 Beschreibung der derzeit bestehenden Fernwärme-, Fernkälte- und Gassysteme	57
3.1.4 Darstellung von inländischer Erzeugung, Bruttoinlandsverbrauch, energetischem Endverbrauch, Umwandlungseinsatz und -ausstoß von Erdgas, Fernwärme u. -kälte.....	59
3.1.5 Darstellung der daraus resultierenden Treibhausgase und Luftschadstoffe	67
3.2 Wirtschaftlichkeitszahlen der Ist-Situation	79

3.2.1	Vergleich der laufenden Heizkosten der wesentlichsten Raumwärme-Energieträger in Österreich	79
3.2.2	CO ₂ e-Vermeidungskosten durch Gas- und Fernwärmeheizungen	106
3.3	Volkswirtschaftliche Relevanz von Erdgas und Fernwärme zur Raumheizung in Österreich.....	110
3.3.1	Österreichische Wertschöpfung durch nationale Exploration von Erdgas und heimische Produktion von Fernwärme	110
3.3.2	Leistungsbilanzeffekte durch Erdgasimporte und durch fossile Energieimporte zur Fernwärmeproduktion.....	112
3.3.3	Der gesamte Beitrag des Erdgas- und Fernwärmeeinsatzes im Segment Raumwärme für die österreichische Volkswirtschaft in den Jahren 2006 bis 2011	114
3.3.4	Die Bedeutung der Gasspeicherinfrastruktur und deren Bedeutung zur Versorgungssicherheit.....	118
3.3.5	Die Bedeutung von Fernwärmespeichern.....	120
3.3.6	Nutzerzufriedenheitserhebung im Sektor Fernwärme	121
3.3.7	Fazit: Volkswirtschaftliche Relevanz der aktuellen Raumwärmeversorgung durch Erdgas und Fernwärme in Österreich.....	123
4	SZENARIEN ZUR RAUMWÄRMEVERSORGUNG	128
4.1	Szenarien zur zukünftigen Raumwärmeversorgung mit Fernwärme, Fernkälte und Erdgas	128
4.1.1	Szenario WEM	128
4.1.2	Szenario WAM	131
4.1.3	Szenario Gas Wärme.....	134
4.1.4	theoretisches Szenario Biomasse.....	136
4.2	Ökonomische Bewertung der prognostizierten Nachfrageentwicklungen im Raumwärmebereich mit Fokus auf Fernwärme und Erdgas	139
4.2.1	Fazit zur ökonomischen Bewertung der prognostizierten Nachfrageentwicklungen.....	150
4.3	Relevante Produkte mit Zukunftspotential für das Erdgas- und für das Fernwärmenetz	153
4.3.1	Biomethan	153
4.3.2	Wasserstoff und synthetisches Methan	158
4.3.3	Abwärme, Geothermie, Umgebungswärme.....	161
5	ÖKOLOGISCHE WIRKUNGSANALYSE	163
5.1	Vergleich der Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen im Bereich Raumwärme	163
5.1.1	Raumwärme (exkl. Fernwärme).....	163
5.1.2	Fernwärmeaufbringung	169
5.1.3	Raumwärme (inkl. Fernwärmeaufbringung).....	174
6	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN.....	179
7	ANNEX.....	185
7.1	Einflussfaktoren auf den Raumwärmeverbrauch	185

7.2	Komponentenzerlegung der Einflussfaktoren auf die CO₂-Emissionen bei den Privathaushalten	187
7.3	Emissionen in den Sektoren Privathaushalte sowie Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftliche Nutzgebäude.....	188
7.4	Heizkostenvergleich	194
7.5	CO₂-Vermeidungskosten von Fernwärme und Erdgas – Bewertungsschema	227
7.6	Volkswirtschaftliche Betrachtung der IST-Situation – regionale Aspekte und Investitionen	228
7.7	Gasspeicherinfrastruktur – Zusatzinformationen.....	230
7.8	MOVE - Modellbeschreibung	231
7.9	Biomethan - Zusatzinformationen.....	233
	LITERATURVERZEICHNIS	237

EXECUTIVE SUMMARY FÜR ENTSCHEIDUNGSTRÄGER

Die politischen Ziele der Europäischen Union betreffend Energieeffizienz und Klimaschutz (kurzfristig bis 2020, mittelfristig bis 2030 und langfristig bis 2050) bedingen grundsätzlich einen Fokus auf hohe Effizienz in der Erbringung von Energiedienstleistungen, Verlustminimierung und den vermehrten Einsatz Erneuerbarer Energieträger. Die Erreichung der Ziele ist im Hinblick auf die Abwendung gravierender Folgen des anthropogenen Treibhauseffekts notwendig. Auch betreffend Immissionsschutz (Luftqualität) und Vermeidung von Luftschadstoffen sind Ziele bis 2020 und darüber hinaus in Vorbereitung.

Die Forcierung von Fernwärme und auch der Einsatz von Erdgas tragen zur Erreichung der energie- und umweltpolitischen Ziele positiv bei. In der Studie „Beitrag von Fernwärme, Fernkälte und Erdgas zu energie- und umweltpolitischen Zielen“ wird die ökologische und ökonomische Bedeutung dieser Energieträger in der Gegenwart und der Zukunft im Segment Raumwärme für Österreich umfassend analysiert. Aussagen über zukünftige Entwicklungen werden anhand von vier Szenarien getroffen: mit bestehenden Maßnahmen („WEM“), mit wahrscheinlichen Maßnahmen („WAM“), „Gas Wärme“ (große Bedeutung von Fernwärme; Heizkessel durch Erdgas ersetzt) und ein theoretisches Biomasse-Szenario. Daraus werden folgende Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet:

Ökologische Schlussfolgerungen

Eine Erhaltung der Energiebereitstellung durch Fernwärme im Raumwärmesektor ist aus Klimaschutz- und Umweltsicht positiv zu bewerten, ebenso eine Energieträgerverschiebung von Öl zu Gas, Fernwärme und Erneuerbaren. Für die Erreichung der Klimaziele sind bis 2020/2030 eine hochwertige Sanierung des Gebäudebestandes sowie Niedrigstenergiehäuser im Neubau und eine Verschiebung zu Erneuerbaren Energieträgern für die Bereitstellung von Wärme (und Strom) notwendig. Eine in etwa konstante Bereitstellung von Fernwärme bei saniertem Gebäudebestand bis 2030 bedeutet eine Erhöhung der Abnehmer sowie eine Verdichtung der Netze. Da Fernwärme überwiegend aus Gas und Biomasse hergestellt wird, sinken durch die Kombination von Sanierung mit Gas- und Fernwärme-Einsätzen für die Raumwärmebereitstellung die Treibhausgase und die Luftschadstoffemissionen. Die deutliche Erhöhung des Einsatzes von Biomasse für Raumwärme (Direktheizung und Fernwärme) würde eine noch stärkere Reduktion der Treibhausgase bewirken, jedoch würden die Emissionen von Staub, Stickoxiden und polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (aus Biomasse-Direktheizungen) ansteigen. Insbesondere in Sanierungsgebieten gemäß Immissionsschutzgesetz Luft für Feinstaub und Stickstoffdioxide sollte daher der Einsatz von Biomasse im Raumwärmebereich (Direktheizungen) nicht forciert und neben heizungstechnischen Vorgaben die Gebäudesanierung vorangetrieben werden. **Bei einem Einsatz von Biomasse zur Raumwärme- und Fernwärmeaufbringung sollte die Einhaltung von Grenzwerten für Staub und Stickoxide, die dem Stand der Technik entsprechen, vorgeschrieben werden.**

Besonders im Energiebereich mit seiner **langlebigen und investitionsintensiven Infrastruktur** sowie dem notwendigen Abgleich zwischen Aufbringung und

Nachfrage gilt es, so genannte „**Lock-in-Effekte**“ zu **vermeiden**. Hier bietet die Fernwärme insbesondere in Ballungsräumen die Option, die bestehende Infrastruktur in Zukunft auch verstärkt für aus Abwärme und erneuerbaren Energieträgern gewonnene Wärme emissionsarm und kostengünstig zu nutzen.

Ökonomische Schlussfolgerungen

Die Energieträger Fernwärme und Erdgas liefern sowohl heute als auch in Zukunft durch ihren Beitrag zur Raumwärmeversorgung signifikant positive volkswirtschaftliche Effekte. Als zentrale Auslöser der positiven wirtschaftlichen Effekte sind die Wertschöpfung durch den Verkauf von Fernwärme und Erdgas im Segment Raumwärme, Investitionsimpulse für Exploration, Speicherung, Gasversorgung und Fernwärmeproduktion sowie Auswirkungen auf die Leistungsbilanz zu nennen. Für den Endverbraucher bedeutet der Konsum von Fernwärme und Erdgas unter Berücksichtigung der Anschaffungs- und Investitionskosten für die jeweiligen Heizsysteme insgesamt eine geringere Kostenbelastung als ein zusätzlicher Einsatz von Biomasse. Dies zeigen die Analysen der Szenarienvergleiche eindeutig auf: der vermehrte Einsatz von Erdgas und Fernwärme (Szenario „Gas-Wärme“) weist unter Berücksichtigung der Kosten der Heizsysteme (sowie der Berücksichtigung etwaiger zusätzlicher kostenintensiverer Biomasse-Importe) die geringste Kostenbelastung (für Endkunden) aller Szenarien auf. Allgemein zeigt die durchgeführte makroökonomische Analyse eine Erhöhung des Bruttoinlandproduktes und einen positiven Beschäftigungseffekt gegenüber einer Situation ohne den Einsatz von Erdgas und Fernwärme zur aktuellen Raumwärmeversorgung. Des Weiteren existieren durch den Verbrauch und die Produktion von Fernwärme und Erdgas auch weitere positive Effekte, die nicht direkt im Bruttoinlandsprodukt enthalten sind. Ein wichtiges Beispiel dafür stellt die hohe Nutzerzufriedenheit mit beiden Energieträgern dar.

Die ökonomischen Bewertungen und Analysen der energetischen Verbrauchsänderungen bzw. -reduktionen im Raumwärmesegment zeigen für die Zukunft allerdings eindeutige Konsequenzen für die Energieträger Erdgas und Fernwärme. **Es ist zeitgerecht darauf zu achten, dass im Falle von sinkenden Netztarifeinnahmen aufgrund von Verbrauchsrückgängen notwendige Maßnahmen bzw. Lösungsstrategien zur Sicherstellung der Systemerhaltung bzw. der Versorgungssicherheit ergriffen werden**, wie beispielsweise Anpassungen der Netztarife je kWh, Nachverdichtungen der bestehenden Infrastruktur oder die Implementierung neuer (gasförmiger) Produkte

Weitere Empfehlungen und Zukunftsoptionen

Damit die parallel bestehenden Förderungen für dezentrale Erneuerbare Energiesysteme und Fernwärme bzw. Fernkälte zu einem nachhaltigen Energiesystem mit leistbaren Konsumenten-Preisen führen, werden **regional differenzierte Strategien unter Anwendung von Instrumenten der Raumordnung** empfohlen. Dadurch kann in Gebieten mit Fernwärme die aus ökologischer und ökonomischer Sicht notwendige Verdichtung erreicht werden. In Gebieten ohne Fernwärme ist der Einsatz dezentraler erneuerbarer Energieträger sinnvoll. **Die Verdichtung bestehender Fernwärmenetze sollte daher forciert und in dicht besiedelten Gebieten mit einer ausreichenden Abnehmerdichte die Ausdehnung der Fernwärmenetze vorangetrieben werden.**

Fernwärme kann insbesondere dann zur Ressourcenschonung beitragen, wenn ineffiziente Einzelöfen mit hohen Schadstoffemissionen ersetzt werden und wenn die Fernwärme aus gekoppelter Erzeugung in hocheffizienten KWK-Anlagen oder aus industrieller Abwärme stammt. Derzeit stammen bei Biomasse ca. die Hälfte und bei Erdgas knapp drei Viertel der Fernwärmeproduktion aus KWK-Anlagen. In Österreich existieren theoretische Potenziale zur Abwärmennutzung, deren praktische Nutzung für Fernwärme im Einzelfall mittels Machbarkeitsprüfung erhoben werden kann. Zentrale Herausforderungen wie Kostenverteilung, Verfügbarkeit und Temperaturniveau sind – sowohl für Abwärmeproduzenten als auch für Fernwärmelieferanten – zu lösen, jedoch bieten Positivbeispiele für gelungene Kooperationen hier Umsetzungshilfe an. Niedertemperaturabwärme kann durch die Einbindung von Wärmepumpen für die Fernwärmeversorgung nutzbar gemacht werden, zudem existieren auch andere neu entwickelte Möglichkeiten wie Mikro-BHKWs, stromerzeugende Heizungen, Power-to-Heat-Konzepte etc. **Fernkälte** wird zukünftig v.a. in Ballungsräumen mit vielen Dienstleistungsgebäuden eine Rolle spielen und sollte daher bei der Infrastrukturplanung berücksichtigt werden.

Dem Brennstoff Gas kommt generell eine bedeutende Rolle als Brücke zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft zu. Einerseits verursacht Erdgas deutlich niedrigere Treibhausgasemissionen als etwa Kohle oder Öl, andererseits kann die **Infrastruktur auch für Methan aus Biomasse** und zum Teil für Wasserstoff aus der Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern genutzt werden. Zukünftig sind neben Biogas auch die Einspeisungen von zusätzlichem Wasserstoff sowie die Einspeisung von synthetischem Methan (Power to Gas) zu nennen, die langfristig bedeutende Kapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energie in das Erdgassystem bringen können. Erdgas ist als leistungsgebundener Energieträger bei der Raumordnung zu berücksichtigen.

Aus einer ökonomischen Perspektive ist auf Basis der vorhersehbaren Nachfrageentwicklung von Raumwärme v.a. auf die weitaus geringer genutzte bestehende Leitungsinfrastruktur insbesondere von Erdgas hinzuweisen. Daher ist die Finanzierung der bestehenden Erdgasleitungsinfrastruktur mit konstanten Netztarifen (je kWh) nicht mehr zu gewährleisten. Eine mögliche Lösung für die Finanzierung der bestehenden Leitungsinfrastruktur wäre eine Anpassung der Netztarife. Zusätzlich existieren hierzu weitere Lösungsstrategien zur Aufrechterhaltung des Systemnutzens und der Versorgungssicherheit, wobei sowohl die Realisierung ökologischer Ziele als auch die Berücksichtigung einer ökonomischen Balance langfristig von zentraler Bedeutung ist

Generell ist für beide Energieträger Fernwärme und Erdgas darauf hinzuweisen, dass eine **Forcierung der Speichertechnologien** eine zusätzliche Flexibilität im System gewährleistet, die auch bei sinkender Gesamtnachfrage die dadurch noch steigende Volatilität der Nachfrage kompensieren kann.

Gesamtfazit

Insgesamt zeigt sich, dass die Forcierung von Fernwärme und der Einsatz von Erdgas positive Beiträge zur Erreichung der energie- und umweltpolitischen Ziele liefern. Fernwärme kann insbesondere dann zur Ressourcenschonung beitragen, wenn ineffiziente Einzelöfen mit hohen Schadstoffemissionen ersetzt werden und wenn die Fernwärme aus gekoppelter Erzeugung in hocheffizienten

KWK-Anlagen oder aus industrieller Abwärme stammt. Für den Einsatz von Fernwärme bzw. Fernkälte in einem nachhaltigen Energiesystem mit leistbaren Konsumenten-Preisen werden regional differenzierte Strategien unter Anwendung von Instrumenten der Raumordnung empfohlen. Fernwärme und Erdgas liefern sowohl heute als auch in Zukunft durch ihren Beitrag zur Raumwärmeversorgung signifikant positive volkswirtschaftliche Effekte. Die zukünftige Realisierung der positiven Effekte bedingt allerdings auch die Weiterentwicklung von Lösungsstrategien, insbesondere zur Finanzierung der Infrastruktur bei sinkenden Energieverbräuchen.

1 ZUSAMMENFASSUNG

Rechtliche und politische Rahmenbedingungen

Ausgehend von der Darstellung nationaler, europäischer (EU) sowie internationaler rechtlicher und politischer Rahmenbedingungen für die zukünftige Relevanz von Fernwärme und -kälte sowie Erdgas in Österreich befasst sich die rechtliche Analyse zudem mit der Gebäuderichtlinie 2010, der Energieeffizienzrichtlinie 2012, der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2009, der Erneuerbaren-Richtlinie, der Emissionshandelsrichtlinie, der Effort-Sharing-Entscheidung, dem Energieausweis-Vorlage-Gesetz 2012, der OIB-Richtlinie 6, dem Ökostromgesetz 2012, der 15a-Vereinbarung über Endenergieeffizienz, dem Emissionszertifikatengesetz 2011, dem Klimaschutzgesetz sowie dem Energieeffizienzpaket (Energieeffizienzgesetz, KWK-Punkte-Gesetz, Wärme- und Fernkälteausbaugesetz, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, Gaswirtschaftsgesetz 2011 und KWK-Gesetz). Die juristische Ausarbeitung ist in der Weise aufgebaut, dass zunächst das Ziel der jeweiligen Rechtsmaterie vorangestellt wird. Daran anschließend werden, soweit vorhanden, relevante Definitionen im Zusammenhang mit Fernwärme, Fernkälte und Erdgas herausgearbeitet. Schließlich wird der Bezug zur Fernwärme, Fernkälte und zum Erdgas zusammengefasst.

Fernwärme und Fernkälte sowie Nahwärme und Nahkälte und KWK-Anlagen sind als hocheffiziente alternative Systeme in der Lage, eine bessere Gesamtennergieeffizienz in Gebäuden zu erreichen. Daher muss die Realisierung ihrer Installation vor Baubeginn geprüft werden. Auch der Bund wird angehalten, derartige effiziente Energieerzeugungs- und -umwandlungsanlagen bei der Sanierung und Neuerrichtung von Gebäuden zu installieren. Basierend auf der Zusammenfassung einschlägiger rechtlicher Vorgaben ergibt sich auch die Forderung das Potential hocheffizienter KWK sowie von Fernwärme und Fernkälte zur Einsparung von Primärenergie zu nutzen und die dafür notwendige Infrastruktur auszubauen. Dabei sind Investitionsförderungen für hocheffiziente KWK-Anlagen sowie für den beschleunigten Ausbau von Kälte- und Fernwärmenetzen vorgesehen.

Fernwärme und Erdgas im Energiesystem Österreichs

Die Bedeutung von Fernwärme und Erdgas für die österreichische Energieversorgung spiegelt sich in ihren Anteilen am Bruttoinlandsverbrauch und am energetischen Endverbrauch wider. Erdgas deckt derzeit knapp ein Viertel des gesamten österreichischen Energiebedarfs, wobei dieser Wert im letzten Jahrzehnt in etwa gleich geblieben ist.

Am energetischen Endverbrauch ist die gemeinsame Relevanz beider Energieträger noch höher: Unter Berücksichtigung der Stromproduktion aus Erdgas hatten sie 2011 zusammen einen knapp 30%igen Anteil, davon entfielen ca. 7 % auf Fernwärme. Gemeinsam haben Erdgas und Fernwärme einen Anteil von knapp der Hälfte bei der Raumwärmebereitstellung, wobei beide Energieträger in diesem Segment zuletzt bedeutender geworden sind.

Der Absatz von Fernwärme ist seit 1970 stark gestiegen. 2011 wurden 73 PJ der von den Endverbrauchern benötigten Energiemenge in Form von Fernwärme bereitgestellt. Bei der Erzeugung von Fernwärme machen fossile Energie-

träger mit einem hohen Treibhausgas-Emissionsfaktor (Kohle, Öl) nur mehr einen geringen Anteil aus. Mehr als vier Fünftel der Fernwärme stammen aus biogenen Brennstoffen und aus Erdgas. Die Fernwärmeproduktion aus Erdgas erfolgt zu über zwei Dritteln und für Biomasse zu rund der Hälfte in KWK-Anlagen. Die Hauptabnehmer sind der Dienstleistungssektor, an den etwa die Hälfte der Fernwärme geliefert wird, sowie die Haushalte mit einem Anteil von über einem Drittel. Über 90 % der Fernwärme werden für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser genutzt.

Der Eigenversorgungsgrad Österreichs mit Erdgas lag 2011 bei etwa einem Fünftel des Bedarfs von 328 PJ. Die größten Erdgasverbraucher sind der Bereich Haushalte und Dienstleistungen, welche direkt oder indirekt für knapp die Hälfte des Konsums, vorwiegend zur Raumtemperierung, verantwortlich sind. Auch die Industrie hat einen hohen Erdgasbedarf – zur Dampferzeugung und in Industrieöfen. Für die Produktion von Strom und Fernwärme wird ca. ein Drittel der Gesamtmenge an Erdgas verwendet.

Situation der Raumwärmeversorgung – Ist-Analyse

Der Großteil des Gebäudebestandes in Österreich wurde vor 1980 errichtet. Die Bauperiode ist ein Indiz für das bestehende Sanierungspotenzial, eine genaue Aussage über den tatsächlichen thermisch-energetischen Bauzustand ist daraus aber nicht ableitbar. Im letzten Jahrzehnt wurde in Österreich eine Sanierungsrate bei thermisch-energetischen Einzelmaßnahmen von 1,5 % bis 2,4 % pro Jahr verzeichnet. Die Rate von umfassenden thermisch-energetischen Gebäudesanierungen lag jedoch nur bei etwa 1,0 %. Eine Anhebung der Sanierungsrate und der Sanierungsqualität ist eine wesentliche Klimaschutzmaßnahme.

Die österreichischen Hauptwohnsitze werden vorwiegend zentral beheizt. In den letzten zehn Jahren hatte Fernwärme im Haushaltsbereich die größte Steigerung (plus zwei Drittel), während Erdgas auf hohem Niveau bei knapp einem Viertel anteilmäßig stagnierte. Bei den Dienstleistungsgebäuden sind Fernwärme und Erdgas mit einem gemeinsamen Anteil von rund zwei Dritteln die wichtigsten Energieträger. Fernwärme weist auch bei Dienstleistungsgebäuden sehr hohe Steigerungsraten auf.

Fernkälte wird bisher in der Energiebilanz nicht ausgewiesen, es bestehen erste Überlegungen, wie dies erfolgen könnte. Eine zukünftige Darstellung in den Energiebilanzen ist noch nicht geklärt. Möglichkeiten der Ausweisung sind als Fernwärmeverbraucher im Verbrauch des Sektors Energie (zentrale Kälteversorgung) bzw. als Fernwärmeverbraucher im energetischen Endverbrauch, insbesondere im Sektor Dienstleistungen (dezentrale Kälteversorgung). Denkbar ist auch die Kategorisierung als Umwandlungseinsatz beim Energieträger Fernwärme und als Umwandlungsausstoß beim neu einzuführenden Energieträger Fernkälte.

Im Raumwärmebereich (inkl. Fernwärme) wurden 2011 insgesamt ca. 12,2 Mio. Tonnen Treibhausgase emittiert (rd. 9,7 Mio. t CO₂-Äquivalente im Klimaschutzgesetz-Sektor Gebäude, darüber hinaus ca. 2,5 Mio. t durch die Fernwärmeaufbringung). Der KWK-Anteil der Emissionen wurde nach der CEN/CENELEC-Methode berechnet. Die derzeitige österreichische Fernwärmeproduktion weist gegenüber den fossilen Energieträgern deutlich geringere

spezifische Treibhausgasemissionen auf. Diese sind im österreichischen Durchschnitt in etwa halb so hoch wie jene von Heizöl. Biomasse weist einen geringen Emissionsfaktor für Treibhausgase aufgrund von CH₄- und N₂O-Emissionen auf.

Der Raumwärmebereich (inkl. Fernwärme) verursachte 2011 Emissionen im Ausmaß von ca. 17.760 t NO_x, ca. 3.330 t SO₂, ca. 7.650 t Gesamtstaub und ca. 4.700 kg PAK. Bei den spezifischen Emissionen liegen Erdgas und Heizöl bei Einzelfeuerungen bei allen untersuchten Schadstoffen, insbesondere bei Staub, PAK und bei SO₂, deutlich niedriger als die Festbrennstoffe. Auch bei NO_x ist der Emissionsfaktor der Festbrennstoffe viermal so hoch wie jener von Erdgas und Heizöl. Fernwärme liegt im österreichischen Durchschnitt in der Regel zwischen den festen und den flüssigen bzw. gasförmigen Brennstoffen; insbesondere bei Staub und bei PAK sind die Emissionen erheblich geringer als bei Festbrennstoffen in Einzelfeuerungen. Auch bei Fernwärme stammt der Großteil der klassischen Schadstoffe aus Biomasse (mit 43 % Anteil an der Fernwärmeaufbringung) bzw. bei SO₂ auch aus Öl.

Wirtschaftlichkeitszahlen der Ist-Situation

Die umfassende Darstellung von Wirtschaftlichkeitszahlen der Ist-Situation für die Energieträger Erdgas und Fernwärme im Raumwärmesegment in Österreich umfasst neben dem approximativem Vergleich laufender Heizkosten wesentlicher Raumwärme-Energieträger und der Herleitung der spezifischen CO₂-Äquivalent-Vermeidungskosten ebenfalls die Untersuchung der volkswirtschaftlichen Relevanz sowie eine auf quantifizierbaren und nicht-quantifizierbaren Parametern basierende Nutzwertanalyse.

Die auf Modellgebäuden verschiedener Größe und Energieverbräuche aufbauende Gesamtkostenbetrachtung ergibt die niedrigsten Kosten für die stückholzbeheizten, und die höchsten Kosten für die elektrodirektbeheizten Modellvarianten. Ebenfalls hohe Kosten werden für die ölbeheizten Varianten aufgrund des hohen Energieträgerpreises ermittelt. Die untersuchten Modellvarianten mit Erdgas und Fernwärme liegen an sehr günstiger Position des Gesamtkostenvergleichs, und sind insbesondere im Bereich der großvolumigeren Varianten die wirtschaftlichsten Technologien zu Vollkosten. Generell ist ein hohes Kostenniveau aufgrund des angesetzten Gebäudestandards gegeben. Die Ergebnisse der untersuchten Kombinationsvarianten Heiztechnologie und thermische Solaranlage zeigen höhere Gesamtkosten der Kombinationsvarianten gegenüber dem monovalenten Betrieb der Heiztechnologie. Die Solaranlage führt damit zu höheren Gesamtkosten, aber auch einer etwas höheren Gesamtenergieeffizienz der untersuchten Varianten.

Um ein umfassenderes Bild der Wirkung verschiedener Heizsysteme zu ermöglichen, wird diese ökonomisch betriebswirtschaftliche Sichtweise um eine ökologische Perspektive über die Ermittlung von Vermeidungskosten ergänzt. Die Heiztechnologien Erdgas und Fernwärme weisen zur Referenztechnologie Heizöl negative CO₂-Äquivalent-Vermeidungskosten auf, da sie aufgrund niedrigerer CO₂-Äquivalent-Emissionen ökologisch sinnvoll sind und niedrigere jährliche Gesamtkosten aufweisen. Die ermittelten Vermeidungskosten für Erdgas belaufen sich auf ca. -390 €/t CO₂-Äquivalent, wobei das Heizsystem Fernwärme Vermeidungskosten zwischen -108 und -148 €/t CO₂-Äquivalent je nach Anzahl der Wohneinheiten aufweist.

Volkswirtschaftliche Relevanz von Erdgas und Fernwärme zur Raumheizung in Österreich

Aus volkswirtschaftlicher Sicht liefern die Energieträger Fernwärme und Erdgas durch ihren Beitrag zur Raumwärmeversorgung insgesamt einen signifikant positiven Beitrag. Der eindeutig positive Effekt der inländischen Wertschöpfung durch die Produktion von Fernwärme und der Exploration von Erdgas wird nicht zur Gänze kompensiert durch die Wertschöpfungsabflüsse für den Import von Erdgas und für Primärenergieimporte zur Fernwärmeproduktion nach Österreich. Zusätzlich führen die Investitionsimpulse zur Durchführung der Exploration und Gasversorgung, der Fernwärmeproduktion sowie von Installationen der Technologien durch Raumwärme-Endverbraucher (Industrie und Haushalte), die positiven Auswirkungen auf die Leistungsbilanz aufgrund der Produktion von Fernwärme und der Speicherung und Exploration von Erdgas, der durch das Wirtschaftswachstum induzierte Anstieg der Löhne, des privaten Konsums sowie der Investitionen in anderen Wirtschaftssegmenten und der nicht-energetischen Nettoexporte, die dadurch ausgelösten Beschäftigungseffekte und die Sekundäreffekte resultierend aus den aufgeführten Auswirkungen zu positiven Auswirkungen auf die Volkswirtschaft. Für das Jahr 2011 errechnet die makroökonomische Simulationsanalyse eine Erhöhung des Bruttoinlandsproduktes um 637 Mio. € gegenüber einer Situation ohne den Einsatz von Erdgas und Fernwärme zur Raumwärmeversorgung. Dies entspricht einem um durchschnittlich 662 Mio. € pro Jahr höheren Bruttoinlandsprodukt über die Beobachtungsperiode 2006 bis 2011 in Österreich. Des Weiteren existieren durch den Verbrauch und die Produktion von Fernwärme und Erdgas auch weitere positive Effekte, die nicht direkt im Bruttoinlandsprodukt enthalten sind. Ein wichtiges Beispiel dafür stellt die hohe Nutzerzufriedenheit mit beiden Energieträgern dar.

Szenarien zur zukünftigen Raumwärmeversorgung

Im Rahmen von Berichtspflichten an die EU werden regelmäßig Szenarien mit energiewirtschaftlichen Grundlagendaten für die Emissionssituation in Österreich im Zeitraum von 2010 bis 2030 erstellt. Darauf aufbauend wurden zwei weitere Szenarien, „Gas Wärme“ und „Biomasse“, die unterschiedliche Ansätze zur Entwicklung der Raumwärmeversorgung in Österreich abbilden, entwickelt. Die Emissionsszenarien beinhalten einerseits ausschließlich verbindlich umgesetzte Maßnahmen (WEM)¹, andererseits zusätzlich dazu auch in Diskussion befindliche Maßnahmen, deren Umsetzung als wahrscheinlich angesehen wird und die Erreichung der 2020-Ziele abbildet (WAM)². In diesem Szenario WAM ist bereits ein Rückgang des Raumwärmebedarfs – u.a. infolge der Anhebung

¹ Szenario WEM: Die Energieszenarien setzen auf den Energiebilanzen 1970-2010 (Statistik Austria 2012a) auf und beinhalten u.a. Annahmen über das Wirtschaftswachstum (im Durchschnitt 1,5 % p.a.) sowie bezüglich der Umsetzung relevanter Maßnahmen. Für das Szenario WEM (with existing measures) wurden die bis zum Stichtag 8. März 2012 verbindlich umgesetzten Maßnahmen berücksichtigt.

² Szenario WAM: Das Szenario WAM (with additional measures) beinhaltet gegenüber dem Szenario WEM zusätzliche in Diskussion befindliche Maßnahmen (etwa aus der Energiestrategie oder den Verhandlungsgruppen zum Klimaschutzgesetz), deren Umsetzung großteils als wahrscheinlich angesehen wird. Im Szenario WAM werden sowohl die EU-Ziele für das Jahr 2020 betreffend die erneuerbaren Energieträger, die Treibhausgase und die Energieeffizienz als auch das Stabilisierungsziel aus der Energiestrategie erreicht.

der Sanierungsrate von 0,8 % p.a. (WEM) auf 1,2 % p.a. (WAM) – und ein Anstieg des Anteils der mit Fernwärme beheizten Gebäudeflächen abgebildet, der durch den hinterlegten Ausbau der Fernwärmeversorgung und die Substitution von Erdgas durch Fernwärme in den Ballungszentren begründet ist. Die Fernwärmeerzeugung erfolgt zu 37 % aus Erdgas und zu 40 % aus Biomasse (WEM: 46 % bzw. 32 %). Darauf aufbauend fokussiert das *Szenario Gas Wärme* auf eine weitere Veränderung der Raumwärmebereitstellung, dass verstärkt Heizkessel durch Erdgas ersetzt werden (Annahme, dass ca. 40 % der im Szenario WAM mit Heizöl beheizten Flächen im Szenario „Gas Wärme“ stattdessen mit Erdgas beheizt werden) und auch die Fernwärmeversorgung noch stärker an Bedeutung gewinnt. Die Fernwärmeerzeugung erfolgt zu 37 % aus Erdgas und zu 39 % aus Biomasse. Im *theor. Szenario Biomasse* wird von einer starken Zurückdrängung der fossilen Brennstoffe durch Biomasse, aber auch andere nicht fossile Energieträger in den Bereichen Raumwärme und Fernwärmeversorgung ausgegangen (Annahme, dass bis 2030 50 % des durch Heizöl und Erdgas bereitgestellten energetischen Endverbrauchs der Sektoren Haushalte und Dienstleistungen auf andere erneuerbare Energieträger, insbesondere Biomasse, entfällt und dass bei der Fernwärmeaufbringung der Anteil von Erdgas gegenüber dem Szenario WAM bis 2030 um 50 % vermindert und diese Fernwärmemengen zum Großteil durch Biomasse bereitgestellt werden). Die Fernwärmeerzeugung erfolgt zu 20 % aus Erdgas und zu 52 % aus Biomasse. Die für dieses Szenario erforderliche zusätzliche Biomasse müsste jedoch zu höheren Preisen importiert werden.

Für Fernkälte liegen Informationen vor, dass bis zum Jahr 2020 in Wien eine Kapazität von 200 MW installiert wird, was bei angenommenen 1.000 Volllaststunden eine Produktion von 0,7 PJ (200 GWh) ergibt. Aus den Modellergebnissen für das Szenario WAM lässt sich für das Jahr 2030 ein Potential von ca. 2 PJ ableiten. Fernkälte wird v.a. in großen Ballungsräumen mit vielen Dienstleistungsgebäuden ein Thema sein.

Ökonomische Bewertung der erwarteten Nachfrageentwicklungen im Raumwärmebereich mit Fokus auf Fernwärme und Erdgas

Die ökonomische Bewertung der erwarteten Nachfrageentwicklungen zeigt, dass die Finanzierung der bestehenden Erdgasleitungsinfrastruktur mit konstanten Netztarifen je kWh aufgrund der Verbrauchsrückgänge nicht mehr zu gewährleisten ist. Die Netztarifeinnahmen reduzierten sich in allen Szenarien beträchtlich, wodurch mit den bestehenden Netztarifhöhen die Versorgungssicherheit des Systems langfristig gefährdet ist. Eine mögliche Lösung für die Finanzierung der bestehenden Leitungsinfrastruktur wäre eine signifikante Anhebung der Netztarife je kWh zwischen 10 und 30% je nach Szenario (Gas, Wärme, WEM und WAM) – sofern die Gesamteinnahmen ausschließlich im Segment Raumwärme kompensiert werden. Eine Kompensation der geringeren Netztarifeinnahmen im Raumwärmebereich wäre allerdings durch eine Anhebung der Einnahmen in anderen Segmenten möglich. Dies ist allerdings nicht im *theor. Szenario Biomasse* erreichbar, hier ist keine Kompensation aufgrund des Nachfrageeinbruchs denkbar. Äquivalent zum Erdgasleitungssystem würde auch für Fernwärme eine Umwälzung der Netzausbaupläne zur Erweiterung der Fernwärmanschlüsse mit gleichzeitigem Rückgang des absoluten Verbrauchs eine Preiserhöhung notwendig sein, wenngleich diese moderater ausfällt als im Segment Erdgas.

Es wird ersichtlich, dass die unterstellten spezifischen Nachfrageentwicklungen aufgrund der Substitutionen innerhalb der Energieträger für den Endkonsumenten eine erhöhte Kostenbelastung bei Berücksichtigung der Heizsysteme und der notwendigen erhöhten Gebäudesanierung entsteht (gegenüber einer konstanten Zusammensetzung des Raumwärmesegments mit spezifischen Energieträger-Anteilen des Jahres 2010). Ferner wird gemäß den Raumwärmeszenarien ein signifikanter Leistungsbilanzgewinn durch die Reduktion der Energieimporte generiert. Dies basiert vorwiegend auf den Effizienzerhöhungen und den dadurch erzielten Verbrauchsrückgängen, zudem ist eine signifikante Reduktion des Verbrauchs von Heizöl extraleicht zu beobachten. Der Beitrag zur Verringerung der Wertschöpfungsabflüsse durch geringeren Energieverbrauch ist von Fernwärme und Erdgas ist als relativ gering im Vergleich zu Öl einzustufen.

Die gesamten Umsatzrückgänge im Raumwärmebereich sind als äußerst signifikant zu bezeichnen und implizieren einen Strukturbruch im österreichischen Energiemarkt. Für das die Segmente Fernwärme und Erdgas im Raumwärmebereich bedeutet dies, dass unterschiedliche Konzepte notwendig sind, sofern die bestehende Infrastruktur nicht nur mit anderen Finanzierungskonzepten sondern auch mit einer erhöhten bzw. nicht so stark reduzierten Auslastung ausgestattet werden soll.

Vergleich der Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen im Bereich Raumwärme (inkl. Fernwärmeaufbringung)

Bereits mit den bestehenden Maßnahmen (Szenario WEM) kann ein deutlicher Rückgang der Treibhausgasemissionen in Österreich im Raumwärmebereich (inkl. Fernwärme) um ca. ein Drittel von 2010 bis 2030 erreicht werden. Im *Szenario Gas Wärme*, bei dem die Erreichung der Klimaschutz- und Energieeffizienzziele für 2020, verstärkte Sanierungstätigkeit sowie eine Verschiebung bei Direktheizungen von Öl zu Gas und eine konstante Fernwärmemenge im Raumwärmebereich enthalten sind, können die THG-Emissionen im Raumwärmebereich gegenüber dem Szenario mit bestehenden Maßnahmen (WEM) im Jahr 2030 um ca. 1 Mio. t CO₂-Äquivalent und um ca. 4 Mio. t CO₂-Äquivalent unter die Werte des Jahres 2011 reduziert werden.

Die Luftschadstoffe weisen im *Szenario Gas Wärme* einen Rückgang von Schwefeldioxidemissionen (-169 t gegen WEM und -1.300 t gegenüber 2011) durch die Verdrängung von Öl auf. Auch die Effekte bei Staub (- 300 t gegenüber WEM und - 800 t gegenüber 2011) und Stickstoffoxiden (- 521 t gegenüber WEM und - 3.100 t gegenüber 2011) sind insgesamt positiv, wobei die emissionserhöhende Wirkung durch die zusätzliche Fernwärme bei Staub und Stickstoffoxiden durch emissionsmindernde Effekte im Raumwärme-Direktheizungsbereich überkompensiert wird. Insgesamt ist eine Erhaltung der Energiebereitstellung durch Fernwärme im Raumwärmesektor aus Klimaschutz- und Umweltsicht positiv zu bewerten, ebenso eine Energieträgerverschiebung von Öl zu Gas und Fernwärme. In Ballungsgebieten ist eine Raumwärmebereitstellung mit Fernwärme sinnvoll und mittelfristig auch mit Erdgas notwendig.

Durch die weitgehende Umstellung der Wärmeversorgung auf nicht fossile, vorwiegend biogene Energieträger und zusätzlich durch eine starke Verschiebung von Gas zu Biomasse in der Fernwärmebereitstellung im *theor. Szenario Biomasse* kann eine noch wesentlich höhere Reduktion der THG-Emissionen

erzielt werden. Hier werden die THG-Emissionen im Bereich Raumwärme (inkl. Fernwärme) um knapp 4 Mio. t CO₂-Äquivalent gegenüber dem Szenario WEM und knapp 7 Mio. t CO₂-Äquivalent gegenüber 2011 reduziert.

Der Reduktion bei den Treibhausgasen im *theor. Szenario Biomasse* steht ein deutlicher Anstieg der Emissionen an klassischen Luftschadstoffen entgegen. So steigen die Staubemissionen im Raumwärmesegment (inkl. Fernwärme) im Jahr 2030 um ca. 2.700 t gegenüber dem Szenario WEM, um ca. 2.150 t gegenüber 2011 und um knapp 3.000 t gegenüber dem Szenario „Gas Wärme“. Dieser Anstieg ist insofern signifikant, als im Zuge der Revision der Richtlinie über Nationale Emissionshöchstmengen zukünftig auch eine verbindliche nationale Obergrenze für PM_{2,5} festgelegt werden wird. Für Stickoxide beträgt die Emissionserhöhung im Jahr 2030 ca. 2.200 t gegenüber dem Szenario WEM, -350 t gegenüber 2011 und ca. 2.700 t gegenüber dem Szenario „Gas Wärme“. Auch die Schwefeldioxidemissionen steigen gegenüber einem Szenario „Gas Wärme“ um ca. 450 t an.

Insgesamt wird bei den Staubemissionen im *theor. Szenario Biomasse* eine Zunahme im Raumwärmebereich (inkl. Fernwärme) um ungefähr ein Viertel gegenüber dem Jahr 2011 verzeichnet. Während die NO_x-Emissionen in etwa auf konstantem Niveau bleiben gehen die SO₂-Emissionen um ein Viertel zurück.

Relevante Produkte mit Zukunftspotential für das Erdgas- und für das Fernwärmenetz

Die Erdgas- und Fernwärme-Leitungssysteme können auch durch die Integration bestehender und in Entwicklung befindlicher Systeme oder Energieträger ergänzt werden. Einige Lösungen hierzu wie Biogas-Einspeisung, Erdgas-Wärmepumpen, Erdgas-Mikro-KWKs, stromerzeugende Heizungen, Power-to-Heat oder industrielle Abwärme existieren bereits in Österreich, andere wie eine Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz oder stromerzeugende Heizungen befinden sich im Moment noch in der Entwicklung. Die Verwertung von Biogas und auf Erdgasqualität aufbereitetes Biomethan soll durch die Schaffung nachfrageseitiger Instrumente in allen Anwendungssegmenten (Stromproduktion, Kraftstoff, Wärmeproduktion) und Investitionsförderungen forciert werden. Durch die Geruchsfreiheit und den geringen Partikelaustritt (99% Reduktion im Vergleich zu Dieselmotoren) sowie verringerten Kohlendioxidemissionen (13-25% geringerer Ausstoß) der Abgase, stellt CNG generell eine umweltfreundliche Kraftquelle gegenüber Diesel und Benzin dar. Weitere Vorteile für Umwelt- und Klimaschutz liegen in den geringen SO₂ Emissionen, geringeren Emissionen bei NO_x (-20-80%), reaktiven Kohlenwasserstoffen (-80%) und Kohlenmonoxid (-50-75%) sowie reduzierte Emissionen toxischer Stoffe wie Aldehyde. Durch die leichte Transportfähigkeit und mögliche Eigenproduktion kann insbesondere Bio-CNG Unabhängigkeit in entlegenen Gebieten schaffen. Durch klare, transparente und vor allem langfristige Rahmenbedingungen soll ein stabiler Biogasmarkt geschaffen werden.

Ein wesentlicher Vorteil der Abwärmeintegration in bestehende Systeme begründet sich in der Primärenergie- und in weiterer Folge in der CO₂-Einsparung. Das berichtete Potenzial im Jahr 2012 entspricht einem Anteil am Gesamtenergiebedarf der Industrie in Österreich von 7,8 % in 2012 und ca. 68% des österreichischen Fernwärmeverbrauchs in 2011.

Die Produktion und Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz sowie die Einspeisung von synthetischem Methan in das Erdgasnetz kann eine zukünftige Nutzung des Erdgasleitungssystems darstellen. Als weitere Vorteile des Konzeptes Power-to-Gas sind neben der Bereitstellung von Langzeitspeichern für elektrische Energie, die Anhebung des Anteils erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor durch die Nutzung von synthetischem Methan und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen sowie die Schaffung von autarken Energielösungen in topografisch schwierigen und abgelegenen Regionen zu nennen.

Gesamtfazit

Insgesamt zeigt sich, dass die Forcierung von Fernwärme und der Einsatz von Erdgas positive Beiträge zur Erreichung der energie- und umweltpolitischen Ziele liefern. Fernwärme kann insbesondere dann zur Ressourcenschonung beitragen, wenn ineffiziente Einzelöfen mit hohen Schadstoffemissionen ersetzt werden und wenn die Fernwärme aus gekoppelter Erzeugung in hocheffizienten KWK-Anlagen oder aus industrieller Abwärme stammt. Für den Einsatz von Fernwärme bzw. Fernkälte in einem nachhaltigen Energiesystem mit leistbaren Konsumenten-Preisen werden regional differenzierte Strategien unter Anwendung von Instrumenten der Raumordnung empfohlen. Fernwärme und Erdgas liefern sowohl heute als auch in Zukunft durch ihren Beitrag zur Raumwärmerversorgung signifikant positive volkswirtschaftliche Effekte. Die zukünftige Realisierung der positiven Effekte bedingt allerdings auch die Weiterentwicklung von Lösungsstrategien, insbesondere zur Finanzierung der Infrastruktur bei sinkenden Energieverbräuchen.

2 RECHTLICHE UND POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

2.1 Emissionshandels-Richtlinie und Emissionszertifikatengesetz 2011

Ziele

Ziel der Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EG) ist die Schaffung eines Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, um auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinzuwirken. Mit dem Emissionszertifikatengesetz 2011³ (EZG2011) wurde die revidierte Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EG i.d.F. 2009/29/EG) national umgesetzt.

Geltungsbereich und relevante Definitionen

Das EZG2011 gilt u.a. für Anlagen, die in Anhang 1 (für den Zeitraum bis 2012) bzw. in Anhang 3 (für den Zeitraum 2013-2020) genannte Tätigkeiten durchführen, bei denen die für diese Tätigkeit angegebenen Treibhausgase emittiert werden. Die in Anhang 3 genannten Tätigkeiten umfassen beispielsweise die Verbrennung von Brennstoffen in Anlagen mit einer genehmigten Gesamtbrennstoffwärmeleistung von über 20 MW (ausgenommen Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen).

Dabei ist als „Anlage“ eine ortsfeste technische Einheit definiert, in der in Anhang 1 bzw. in Anhang 3 genannte Tätigkeiten sowie andere unmittelbar damit verbundene Tätigkeiten durchgeführt werden, die mit den an diesem Standort durchgeführten Tätigkeiten in einem technischen Zusammenhang stehen und die Auswirkungen auf die Emissionen und die Umweltverschmutzung haben können. Zu den in Anhang 1 genannten Tätigkeiten zählt unter anderem die Tätigkeit „Feuerungsanlagen mit einer genehmigten Brennstoffwärmeleistung von mehr als 20 MW (ausgenommen Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen Abfällen oder Siedlungsabfällen)“. Diese Tätigkeit wurde auf Grund der Revision der Emissionshandels-Richtlinie in Anhang 3 auf die Tätigkeit „Verbrennung von Brennstoffen in Anlagen mit einer genehmigten Gesamtbrennstoffwärmeleistung von über 20 MW (ausgenommen Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen)“ präzisiert.

Zusammenfassung

Der EU-Emissionshandel wurde 2005 für größere CO₂-Emittenten in der Sektoren Industrie und Energieaufbringung eingeführt. Es wird jeweils vor Beginn der Handelsperiode die Gesamtzahl an Emissionsberechtigungen (Zertifikaten) als Obergrenze für die Emissionen (Cap) festgelegt. Den einzelnen Anlagen wird für die aktuelle Periode eine bestimmte Zahl an Zertifikaten zugeteilt. Die Anlagen haben die Emissionen jährlich zu überwachen bzw. zu berichten und entsprechend den Emissionen eine gleiche Menge an Zertifikate zurückzugeben.

³ Bundesgesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Emissionszertifikatengesetz 2011 – EZG 2011) vom 12.12.2011, BGBl. I Nr. 118/2011.

Da die Zertifikate frei handelbar sind, wird der Preis für diese Zertifikate durch die Nachfrage bestimmt. Es soll damit eine möglichst kostengünstige Reduktion von Treibhausgasemissionen erreicht werden.

Für die Handelsperioden 2005 bis 2007 bzw. 2008 bis 2012 wurde die Zuteilung von Zertifikaten in sog. 'Nationalen Zuteilungsplänen' festgelegt. In diesen Zuteilungsplänen wurden auch jeweils nationale Obergrenzen für die Emissionen festgelegt. Die Zuteilung erfolgte größtenteils kostenfrei anhand von historischen Emissionen („Grandfathering“). Die Details zur Zuteilung finden sich in der nationalen Zuteilungs-Verordnung⁴ zum Emissionszertifikategesetz.

Mit Beginn der dritten Handelsperiode 2013 bis 2020 wurde das EU-Emissionshandelssystem grundlegend reformiert. So wurde ein EU-weites Reduktionsziel von 21 Prozent gegenüber 2005 anstelle von nationalen Emissionshöchstmengen festgelegt und die Handelsperiode auf acht Jahre verlängert. Auch der Geltungsbereich des Emissionshandelssystems wurde erweitert.

Als grundsätzliche Zuteilungsmethode ist die Versteigerung von Emissionszertifikaten vorgesehen, insbesondere für die Stromerzeugung. Für Industrie und Wärmeerzeugung ist weiterhin die Gratiszuteilung auf Basis von Referenzwerten für die Treibhausgas-Effizienz (sog. „Benchmarks“) möglich. Dabei ist für Industriesektoren mit signifikantem Risiko der Abwanderung in Länder mit weniger strengen Klimaschutzauflagen (Carbon Leakage) eine kostenfreie Zuteilung von bis zu 100 Prozent des Benchmarks vorgesehen. Im Beschluss 2010/2/EU⁵ sind die Sektoren angeführt, von denen angenommen wird, dass sie einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen (Carbon Leakage) ausgesetzt sind. Für andere Sektoren (exkl. Stromerzeugung) besteht ein schrittweiser Übergang von 80 % kostenfreie Zuteilung im Jahr 2013 bis 30 % im Jahr 2020. Die kostenfreie Zuteilung wird anhand EU-weit harmonisierter Zuteilungsregeln⁶ in den sogenannten Nationalen Umsetzungsmaßnahmen (National Implementation Measures – NIMs) ermittelt.

Bezug der Richtlinie zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

Die Erzeugung von Fernwärme ist wie auch der Transport und die Speicherung von Gas prinzipiell anspruchsberechtigt für die kostenfreie Zuteilung.

Während für die Stromerzeugung keine kostenfreie Zuteilung vorgesehen ist, werden gemäß Artikel 10a (4) Emissionshandelsrichtlinie für Fernwärme und hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne der Richtlinie 2012/27/EG für einen wirtschaftlich vertretbaren Bedarf Zertifikate in Bezug auf Wärme- und Kälteerzeugung kostenlos zugeteilt.

⁴ Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über die Zuteilung von Emissionszertifikaten für die Periode 2008 bis 2012 (Zuteilungsverordnung 2. Periode; BGBl. II Nr. 279/2007 i.d.F. BGBl. II Nr. 326/2010)

⁵ Gemäß Emissionshandelsrichtlinie, Artikel 10a (13) legt die Kommission bis zum 31. Dezember 2009 und danach alle fünf Jahre auf der Grundlage der in Artikel 10a Absätze 14 bis 17 der Richtlinie 2003/87/EG genannten Kriterien ein Verzeichnis der Sektoren oder Teilspektoren fest, von denen angenommen wird, dass sie einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO₂ Emissionen ausgesetzt sind. Der Beschluss 2010/2/EU legt dieses Carbon-Leakage-Risiko für die Jahre 2013 und 2014 fest.

⁶ Beschluss 2011/278/EU der Europäischen Kommission vom 27. April 2011 zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 10a der Richtlinie 2003/87/EG ABl. L 130/1 vom 17.5.2011. Dieser Beschluss wurde in Österreich mit der Zuteilungsregelverordnung (BGBl. II Nr. 465/2011) umgesetzt.

Für die Erzeugung von Fernwärme wird die vorläufige Zuteilung anhand der Fernwärmeezeugung im Basiszeitraum⁷ und eines Wärme-Referenzwerts berechnet. Dieser Wärme-Referenzwert basiert auf einer Referenzanlage mit Erdgaseinsatz und einem Referenzwirkungsgrad von 90 % und beträgt 62,3 t CO₂/TJ.

Für den Gastransport und -speicher wird die Zuteilung anhand des Brennstoffeinsatzes in der Basisperiode und eines Brennstoff-Referenzwerts berechnet, der auf dem Einsatz von Erdgas basiert und 56,1 t CO₂/TJ beträgt.

Die Erzeugung von Fernwärme und der Gastransport ist nicht im Beschluss 2010/2/EU angeführt⁸. Damit unterliegt die Erzeugung von Fernwärme und der Gastransport keinem signifikanten Risiko der Abwanderung in Länder mit weniger strengen Klimaschutzauflagen (Carbon Leakage), womit für die vorläufige Zuteilung der oben errechnete Wert noch schrittweise mit einem Faktor von 0,8 (für 2013) bzw. 0,3 (für 2020) anzupassen ist. Hingegen unterliegt die Gasspeicherung einem Carbon-Leakage-Risiko, womit die vorläufige Zuteilung 100 % des oben errechneten Werts beträgt.

Für die endgültige Zuteilung muss im Fall von Stromerzeugern⁹ ein linearer Faktor (1,74 % p.a.) bzw. im Fall von sonstigen Anlagen ein sektorübergreifender Korrekturfaktor, der ggf. die vorgesehene Höchstmenge an Zertifikaten mit den gesamten vorläufigen Zuteilungen auf Anlagenebene in Einklang bringt, angewendet werden.

Insgesamt beträgt die vorläufige Zuteilung für die Erzeugung von Wärme (inkl. Carbon-Leakage-Faktor, ohne linearen Faktor, ohne sektorübergreifenden Korrekturfaktor) für Anlagen des Sektors Elektrizitätswirtschaft und Fernwärme im Jahr 2013 1,792 Mio. Tonnen und im Jahr 2020 0,710 Mio. Tonnen.

2.2 Effort-Sharing-Entscheidung und Klimaschutzgesetz

Ziele

In der Effort-Sharing-Entscheidung (Entscheidung Nr. 406/2009/EG) wird insbesondere festgelegt, welchen Beitrag die Mitgliedstaaten mindestens zur Erfüllung der Verpflichtung der Gemeinschaft zur Treibhausgasemissionsreduktion für den Zeitraum von 2013 bis 2020 leisten müssen.

Auf nationaler Ebene soll mit dem Klimaschutzgesetz (KSG – BGBl. I Nr. 106/2011 i.d.F BGBl. I Nr. 94/2013) eine koordinierte Erarbeitung und Umsetzung wirksamer Maßnahmen zum Klimaschutz in Österreich ermöglicht werden.

⁷ 2005 bis 2008 bzw. 2009 und 2010 (jeweils Median)

⁸ Das Verzeichnis gemäß Artikel 10a (13) Emissionshandelsrichtlinie der Sektoren oder Teilsektoren, von denen angenommen wird, dass sie einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgesetzt sind, wird derzeit für die Jahre 2015 bis 2019 erarbeitet. Aufgrund der Kriterien in Artikel 10a der Emissionshandelsrichtlinie ist jedoch nicht davon auszugehen, dass sich das Carbon-Leakage-Risiko für die Bereiche Fernwärme und Gastransport mit der Vorlage des neuen Verzeichnisses grundlegend ändern wird.

⁹ Anlagen die keine andere EZG Tätigkeit als die Verbrennung von Brennstoffen durchführen und die im Jahr 2005 oder danach Strom für den Verkauf an Dritte erzeugt haben.

Zusammenfassung

Für Quellen außerhalb des Emissionshandels (z.B. Verkehr, Raumwärme, Landwirtschaft) sieht das Klima- und Energiepaket im Rahmen des 20% THG-Reduktionsziels eine Verringerung der THG-Emissionen bis 2020 um insgesamt 10 % (im Vergleich zu 2005) vor. Diese Verpflichtung wurde in der Effort-Sharing-Entscheidung auf die Mitgliedstaaten entsprechend ihrem Pro-Kopf-BIP aufgeteilt. Österreich hat bis 2020 die Treibhausgas-Emissionen der nicht vom Emissionshandel erfassten Quellen um 16 Prozent gegenüber 2005 zu reduzieren, wobei ein linearer Zielpfad ausgehend von der gemeldeten und überprüften mittleren jährlichen Emissionsmenge in den Jahren 2008, 2009 und 2010 im Zeitraum 2013 bis 2020 einzuhalten ist.

Zur Umsetzung der völkerrechtlichen und unionsrechtlichen Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasen, wie insbesondere der Verpflichtungen aus der Effort-Sharing-Entscheidung trat im November 2011 das Klimaschutzgesetz in Kraft. Das Klimaschutzgesetz sieht vor, dass Klimaziele national aufgeteilt werden. Gleichzeitig soll durch Einrichtung von Verhandlungsgremien und -prozessen ein Mechanismus geschaffen werden, der das Erarbeiten und Umsetzen wirksamer Klimaschutzmaßnahmen des Bundes und der Länder auch langfristig ermöglicht.

Das KSG enthält für jene Sektoren, die nicht vom Emissionshandel umfasst sind, Emissionshöchstmengen für die Periode 2008 bis 2012 (entsprechend den Zielwerten der Klimastrategie 2007).

Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes (BGBl. I Nr. 94/2013) wurden sektorale Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen für die Periode 2013 bis 2020 festgeschrieben. Die einzelnen Höchstwerte werden jedes Jahr gesenkt, um so bis 2020 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen erreichen zu können. In Anhang 2 des Klimaschutzgesetzes wurde u.a. das Ziel für den Sektor Energie und Industrie (Nicht-Emissionshandel)¹⁰ im Jahr 2013 mit 6,7 Mio. Tonnen CO₂e und für 2020 auf 6,5 Mio. Tonnen CO₂e festgelegt. Das Ziel für den Sektor Gebäude¹¹ beträgt im Jahr 2013 10,00 Mio. Tonnen CO₂e und für 2020 8,65 Mio. Tonnen CO₂e.

Bezug der Effort-Sharing-Entscheidung und des Klimaschutzgesetzes zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

Da Anlagen im Geltungsbereich des Emissionshandels von der Effort-Sharing-Entscheidung bzw. vom Klimaschutzgesetz nicht erfasst sind, betreffen diese Bestimmungen nur Anlagen außerhalb des Emissionshandels. Es ist davon auszugehen, dass hier vor allem Anlagen mit einer genehmigten Gesamtbrennstoffwärmeleistung von weniger als 20 MW betroffen sind, wobei Emissionen aus diesen Anlagen dem Sektor Energie und Industrie (Nicht-Emissionshandel) zuzuordnen sind.

¹⁰ Der Sektor Energie und Industrie enthält dabei Anlagen folgender CRF-Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen: 1A1 (Energiewirtschaft abzüglich 1A1a - andere Brennstoffe), 1A2 (Verarbeitende Industrie, Gewerbe und Bauwirtschaft), 1A3e (Transporte in Rohrleitungen), 1B (Diffuse Emissionen aus Brennstoffen), 2A (Industrieprozesse/Mineralische Produkte), 2B (Industrieprozesse/Chemische Industrie), 2C (Industrieprozesse/Herstellung von Metall), 2D (Industrieprozesse/Herstellung weiterer Produkte), 2G (Industrieprozesse/Sonstige), 3 (Lösemittel und sonstige Produktverwendung).

¹¹ Der Sektor Gebäude enthält dabei Anlagen folgender CRF-Sektoren: 1A4a (Dienstleistungen) und 1A4b (Haushalte).

In Bezug auf Fernwärme, -kälte und Erdgas sind hier Nahwärmanlagen betroffen, die in der Regel eine Brennstoffwärmeleistung unter 20 MW aufweisen. Da jedoch Nahwärmanlagen überwiegend mit Biomasse befeuert werden, sind diese Anlagen kaum emissionsrelevant¹². Auch die Fernwärmeerzeugung aus Abfallverbrennungsanlagen ist im Klimaschutzgesetz erfasst, wobei Emissionen aus diesen Anlagen dem Sektor Abfallwirtschaft zuzuordnen sind. CO₂ Emissionen aus Anlagen für den Gastransport in Rohrleitungen unterliegen in Österreich ab 2013 dem Emissionshandel und spielen damit in Zusammenhang mit dem Klimaschutzgesetz nur eine untergeordnete Rolle.

2.3 Erneuerbaren-Richtlinie

Ziel der Richtlinie

Mit der Erneuerbaren-Richtlinie wird ein EU-weiter Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen festgelegt. Dabei werden verbindliche nationale Ziele für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch und für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor festgelegt.

Relevante Definitionen

Unter Energie aus erneuerbaren Quellen wird Energie aus erneuerbaren, nicht-fossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne, aerothermische, geothermische, hydrothermische Energie, Meeresenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponegas, Klärgas und Biogas verstanden.

Unter Bruttoendenergieverbrauch werden Energieprodukte, die der Industrie, dem Verkehrssektor, Haushalten, dem Dienstleistungssektor einschließlich des Sektors der öffentlichen Dienstleistungen sowie der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft zu energetischen Zwecken geliefert werden, einschließlich des durch die Energiewirtschaft für die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung entstehenden Elektrizitäts- und Wärmeverbrauchs und einschließlich der bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Elektrizitäts- und Wärmeverluste, verstanden

Zusammenfassung

Die Richtlinie setzt für jedes Mitgliedsland gesondert den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch fest, der von dem Mitgliedsland 2020 erreicht werden muss. Der Anteil in der gesamten EU beläuft sich auf 20 %, für Österreich wurde ausgehend von einem Anteil von 23 % im Jahr 2005 ein verpflichtender Anteil von 34 % im Jahr 2020 festgelegt. Für den Verkehrsbereich wurde zudem festgesetzt, dass innerhalb des Gesamtziels in jedem Mitgliedstaat mindestens 10 % der verbrauchten Energie aus erneuerbaren Energien stammen muss. Ferner werden Kriterien für die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen vorgeschrieben.

¹² Gemäß IPCC Guidelines 2006 werden CO₂ Emissionen aus Biomasse-Brennstoffen nicht in die nationalen Gesamtemissionen inkludiert.

In Österreich wurde die Erneuerbaren-Richtlinie u.a. im Ökostromgesetz umgesetzt (siehe auch Kapitel 2.4).

Bezug der Richtlinie zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

Aus erneuerbaren Energieträgern erzeugte Fernwärme trägt zur Erreichung des 34-%-Ziels bei. Derzeit (2011) beträgt der Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch, davon entfallen 3,2 % auf Fernwärme aus erneuerbaren Quellen.

2.4 Ökostromgesetz 2012

Ziel des Gesetzes

Im Interesse des Klima- und Umweltschutzes sowie der Versorgungssicherheit soll durch das ÖSG 2012¹³ u.a. die Erzeugung von Ökostrom durch Anlagen in Österreich gefördert und ausgebaut werden. Damit wird auch ein Beitrag zur Energieeffizienz geleistet. Durch das ÖSG 2012 werden die Erneuerbare-Energien Richtlinie 2009¹⁴, die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009¹⁵ sowie die Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen 2006¹⁶ umgesetzt.

Relevante Definitionen

„Ökostrom“ ist elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern.

Zusammenfassung des Gesetzes

Jede Ökostromerzeugungsanlage, die ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben wird, sowie teilweise auch Mischfeuerungs- und Hybridanlagen haben das Recht, an das Netz angeschlossen zu werden. Zuvor bedarf es jedoch eines Bescheides durch den jeweiligen Landeshauptmann. Hinsichtlich der ins Netz eingespeisten Menge an Ökostrom hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber auf dessen Verlangen hin Herkunftsnachweise auszustellen. Diese umfassen u.a. die Menge der erzeugten elektrischen Energie, eingesetzte Energieträger, Investitionsbeihilfen sowie weitere Förderungen. Die Ökostromabwicklungsstelle ist verpflichtet, im Rahmen der zur Verfügung stehenden Fördermittel, den ihr angebotenen Ökostrom zu den per Verordnung festgelegten Einspeisetarifen für 15 Jahre (dies betrifft Ökostromerzeugungsanlagen auf Basis von fester und flüssiger Biomasse oder Biogas) bzw. 13 Jahre (dies betrifft alle anderen Ökostromtechnologien) abzunehmen. Ansonsten

¹³ Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz – ÖSG 2012), BGBl. I Nr. 75/2011.

¹⁴ Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, Abl. L 140 vom 05.06.2009, S. 16.

¹⁵ Richtlinie 2009/73/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Abl. L 211, vom 14.08.2009, S. 55.

¹⁶ Richtlinie 2006/32/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 05.04.2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, Abl. L 114 vom 27.04.2006, S. 64.

muss sie unter bestimmten Voraussetzungen den ihr angebotenen Ökostrom zum Marktpreis abnehmen. Sowohl bei der Zahlung von Einspeisetarifen als auch vom Marktpreis muss der Anlagenbetreiber seinen erzeugten und ins öffentliche Netz eingespeisten Ökostrom über mindestens 12 Kalendermonate an die Ökostromabwicklungsstelle abgeben. Dieser Ökostrom wird sodann inklusive der entsprechenden Herkunftsnachweise durch die Ökostromabwicklungsstelle den Stromhändlern zugewiesen und verrechnet. Die durch Verordnung festgelegten Einspeisetarife erhöhen sich für bestimmte Anlagen um 2 Cent/kWh (Technologiebonus und KWK-Bonus), wenn die ins Netz eingespeisten Gase auf Erdgasqualität aufbereitet worden sind, wenn in der Verstromungsanlage mindestens 50 % auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas eingesetzt wird, die Effizienzkriterien nach § 8 Abs. 2 KWK-Gesetz erfüllt werden und eine eindeutige Identifizierungskennung für das eingesetzte Biogas erbracht wird. Darüber hinaus sieht das ÖSG 2012 Investitionszuschüsse für die Errichtung oder Revitalisierung von Anlagen vor. So kann z.B. neben Kleinwasserkraftanlagen und mittleren Wasserkraftanlagen die Errichtung einer KWK-Anlage, die auf Basis von Ablauge betrieben wird, gefördert werden. Voraussetzung ist, dass die Anlage der Erzeugung von Prozesswärme dient, eine Einsparung des Primärenergieträgereinsatzes und von CO₂-Emissionen in Vergleich zu getrennter Strom- und Wärmeerzeugung erzielt und die in § 8 Abs. 2 KWK-Gesetz erfüllt. Die Abwicklung dieser Zuschüsse wird durch die Abwicklungsstelle für Investitionszuschüsse vorgenommen. Die Fördermittel werden vor allen aus der Ökostrompauschale sowie dem Ökostromförderbeitrag, die beide von den Endverbrauchern zu leisten sind, aufgebracht.

Bezug des Gesetzes zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes und zur Einsparung des Primärenergieeinsatzes sind Investitionsförderungen für KWK-Anlagen, die auf Basis von Ablauge betrieben werden, vorgesehen.
- Anlagen, die teilweise auf Basis von Geothermie, Biomasse oder von Biogas betrieben werden, erhalten nur dann die Einspeisetarife, wenn sie einen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60 % erreichen und einen Wärmezähler für die Messung der genutzten Wärme haben (dieser Ausnutzungsgrad kann nur bei gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme erreicht werden).

2.5 Gebäuderichtlinie 2010

Ziel der Richtlinie

Da auf Gebäude schon bisher 40 % des Gesamtenergieverbrauchs der Union entfallen und sich dieser Wert künftig noch erhöhen wird, ist es das Ziel der Gebäuderichtlinie 2010¹⁷, den Energieverbrauch zu senken sowie die Energie aus erneuerbaren Quellen im Gebäudesektor vermehrt zu nutzen.

¹⁷ Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.05.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, Abl. L 153 vom 18.06.2010, S. 13.

Relevante Definitionen

Unter „Fernwärme“ oder „Fernkälte“ versteht die Gebäuderichtlinie 2010 die Verteilung thermischer Energie in Form von Dampf, heißem Wasser oder kalten Flüssigkeiten von einer zentralen Erzeugungsquelle durch ein Netz an mehrere Gebäude oder Anlagen zur Nutzung von Raum- oder Prozesswärme oder -kälte.

Zusammenfassung der Richtlinie

Zur Berechnung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, die in unterschiedliche Kategorien unterteilt werden, soll eine Methode auf nationaler oder regionaler Ebene angewendet werden. Dabei sollen z.B. thermische Eigenschaften des Gebäudes, Heizungssysteme und Warmwasserversorgung, Klimaanlage, eingebaute Beleuchtung und Innenraumklimabedingungen berücksichtigt werden. Ebenso werden u.a. Systeme zur Erzeugung von Wärme und Elektrizität durch erneuerbare Energiequellen, Elektrizitätsgewinnung aus KWK, Fern-/Blockheizungen und Fern-/Blockkühlungen sowie natürliche Beleuchtungen in Gebäuden positiv berücksichtigt. Anhand dieser Methode ist es Aufgabe der Mitgliedstaaten, Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und Gebäudekomponenten festzulegen, die min. alle 5 Jahre überprüft werden sollen. Von diesen Anforderungen können bestimmte Gebäudekategorien (z.B. historische oder provisorische Gebäude, Gotteshäuser sowie Wohngebäude mit geringer jährlicher Nutzung und frei stehende Gebäude mit einer Gesamtnutzfläche von unter 50 m²) ausgenommen werden. Neue Gebäude müssen die festgelegten Mindestanforderungen erfüllen. Vor Baubeginn muss daher die Realisierbarkeit der Installation hocheffizienter alternativer Systeme (dezentrale Energieversorgungssysteme mittels Erneuerbarer Energie, KWK, Fern-/Nahwärme und Fern- und Nahkälte, Wärmepumpen) geprüft werden. Ab dem 31.12.2020 müssen alle neuen Gebäude Niedrigstenergiegebäude sein. Werden die Gebäude von Behörden als Eigentümer genutzt, gilt diese Regelung bereits zwei Jahre früher. Um die Zahl der Niedrigstenergiegebäude zu erhöhen, erstellen die Mitgliedstaaten nationale Pläne, die u.a. folgende Angaben enthalten: Darlegung der praktischen Umsetzung der Definition der Niedrigstenergiegebäude, Zwischenziele für die Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz neuer Gebäude für 2015, Informationen über Strategien sowie über die finanziellen oder sonstigen Maßnahmen, die zur Förderung von Niedrigstenergiegebäuden angenommen wurden. Werden bei bestehenden Gebäuden größere Renovierungen vorgenommen, müssen kosteneffiziente Maßnahmen zur Verbesserung der Gesamteffizienz ergriffen werden, um dadurch die festgelegten Mindestanforderungen zu erfüllen. Gebäudetechnische Systeme, worunter zumindest Heizungsanlagen, Warmwasseranlagen, Klimaanlage und große Lüftungsanlagen fallen, müssen darüber hinaus die von den Mitgliedstaaten festgelegten Systemanforderungen erfüllen, egal, ob es sich um neue oder modernisierte gebäudetechnische Systeme handelt. Sowohl bei der Errichtung als auch bei größeren Renovierungen von Gebäuden wird, genauso wie in der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009 und der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2009, die Einführung intelligenter Messsysteme unterstützt. Zur Beschleunigung einer besseren Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und von Niedrigstenergiegebäuden ziehen die Mitgliedstaaten die zweckdienlichsten Instrumente – auch finanzieller Art – in Betracht und erstellen diesbezüglich ein Verzeichnis, was alle drei Jahre zu aktualisieren ist. Die Mitgliedstaaten müssen ferner ein

System für die Erstellung von Ausweisen über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden einrichten. Der Ausweis muss Empfehlungen für die kostenoptimale oder -effiziente Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz beinhalten. Zudem muss der Ausweis darüber informieren, wo man genauere Angaben hinsichtlich dieser Empfehlungen erhalten kann. Die Gültigkeitsdauer des Ausweises beträgt max. 10 Jahre. Ein solcher Ausweis ist auszustellen, wenn ein Gebäude oder Gebäudeteil gebaut, verkauft oder vermietet wird bzw. wenn das Gebäude von mehr als 500 m² (ab 09.07.2015 von mehr als 250 m²) von Behörden genutzt wird und starken Publikumsverkehr aufweist und kein gültiger Ausweis für dieses Gebäude vorliegt. Der in dem Ausweis angegebene Indikator der Gesamtenergieeffizienz ist bereits in den Verkaufs- oder Vermietungsanzeigen, die in den kommerziellen Medien geschaltet werden, zu benennen. Der Ausweis muss dem potentiellen Mieter oder Käufer vorgelegt und bei Vertragsschluss ausgehändigt werden. Bei allen Gebäuden von mehr als 500m², die von Behörden genutzt werden (für öffentliche Gebäude sinkt dieser Schwellenwert ab dem 09.07.2015 auf 250 m²) bzw. starken Publikumsverkehr aufweisen, muss der Ausweis an einer für die Öffentlichkeit gut sichtbaren Stelle angebracht werden. Die Mitgliedstaaten haben die geeigneten Maßnahmen zu ergreifen, um die regelmäßige Inspektion von Heizanlagen mit einer Nennleistung ab 20 kW (z.B. Wärmeerzeuger, Steuerungssystem, Umwälzpumpe) und Kühlanlagen mit einer Nennleistung ab 12 kW von Gebäuden zu gewährleisten. Nach der Inspektion ist ein Inspektionsbericht zu erstellen, der u.a. Empfehlungen für kosteneffiziente Verbesserungen der Energieeffizienz der jeweiligen Anlage enthält.

Bezug der Richtlinie zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Bei der Berechnung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden sollen z.B. thermische Eigenschaften des Gebäudes, Heizungssysteme und Warmwasserversorgung, Klimaanlage, und Innenraumklimabedingungen berücksichtigt werden. Das gleiche gilt für Systeme zur Erzeugung von Wärme und Elektrizität durch erneuerbare Energiequellen, Elektrizitätsgewinnung aus KWK, Fern-/Blockheizungen und Fern-/Blockkühlungen sowie natürliche Beleuchtungen in Gebäuden.
- Vor Baubeginn muss die Realisierbarkeit der Installation hocheffizienter alternativer Systeme (u.a. KWK, Fern-/Nahwärme und Fern- und Nahkälte, Wärmepumpen) geprüft werden.
- Nach größeren Renovierungen von Gebäuden sollen die festgelegten Mindestanforderungen bezüglich der Gesamteffizienz ebenfalls erfüllt werden.
- Gebäudetechnische Systeme, zu denen mindestens Heizungsanlagen, Warmwasseranlagen, Klimaanlage und große Lüftungsanlagen zählen, müssen die von den Mitgliedstaaten festgelegten Systemanforderungen erfüllen.
- Die Mitgliedstaaten haben Maßnahmen und Instrumente (auch finanzieller Art) zu ergreifen, um eine bessere Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (u.a. durch Fernwärme und -kälte) zu erreichen.
- Es ist die regelmäßige Inspektion von Heizanlagen mit einer Nennleistung ab 20 kW (z.B. Wärmeerzeuger, Steuerungssystem, Umwälzpumpe) und Kühlanlagen mit einer Nennleistung ab 12 kW von Gebäuden zu gewährleisten.

2.6 Energieausweis-Vorlage-Gesetz 2012

Ziel des Gesetzes

Das Bundesgesetz über das Energieausweis-Vorlage-Gesetz 2012¹⁸ (EAVG 2012) ist am 01.12.2012 in Kraft getreten. Damit wird Gebäuderichtlinie 2010 umgesetzt und das vorherige EAVG ersetzt. Ziel des Gesetzes ist es zu regeln, dass der Verkäufer oder Bestandgeber beim Verkauf bzw. der In-Bestand-Gabe eines Gebäudes oder Nutzungsobjektes verpflichtet wird, dem Käufer bzw. Bestandnehmer einen Energieausweis vorzulegen und auszuhändigen und schon zuvor in Anzeigen bestimmte Indikatoren hinsichtlich der energietechnischen Qualität des Gebäudes anzugeben. Dadurch soll die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden ausgebaut werden.

Zusammenfassung des Gesetzes

Sofern keine Ausnahme besteht, ist in Immobilieninseraten zwecks Vermietung oder Verkauf eines Gebäudes oder Nutzungsobjektes dessen Heizwärmebedarf und Gesamtenergieeffizienz-Faktor aus dem Energieausweis anzugeben. Der max. 10 Jahre alte Energieausweis ist sodann dem potentiellen Käufer oder Mieter zu zeigen; spätestens 14 Tage nach Vertragsschluss (zumindest als Kopie) auszuhändigen. Dabei kann bei Nutzungsobjekten und Einfamilienhäusern auch der Ausweis von vergleichbaren Objekten verwendet werden. Der Ausweisersteller haftet für dessen Richtigkeit. Die Verletzung der Informations-, Vorlage- und Aushändigungspflicht stellt eine Verwaltungsübertretung dar. Ausgenommen von der gesamten Ausweispflicht sind die in § 5 EAVG 2012 explizit aufgelisteten Gebäudekategorien (z.B. Gebäude, die objektiv abbruchreif sind, Gotteshäuser, provisorische Gebäude, frei stehende Gebäude mit einer Gesamtnutzfläche von weniger als 50 Quadratmetern), nicht jedoch denkmalgeschützte Gebäude, wie es in der Gebäuderichtlinie 2010 vorgesehen ist. Bereits ausgestellte Energieausweise haben eine Gültigkeit von 10 Jahren.

Bezug des Gesetzes zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Neben der Gesamtenergieeffizienz eines Gebäudes/Nutzungsobjektes ist auch der Heizwärmebedarf anzugeben.

2.7 OIB-Richtlinie 6

Ziel der Richtlinie

Die OIB-Richtlinie 6¹⁹ regelt die Anforderungen an die thermisch-energetische Qualität von Gebäuden. Sie dient der Umsetzung der Gebäuderichtlinie 2010 sowie der Harmonisierung der bestehenden bautechnischen Vorschriften in Ös-

¹⁸ Bundesgesetz über die Pflicht zur Vorlage eines Energieausweises beim Verkauf und bei der In-Bestand-Gabe von Gebäuden und Nutzungsobjekten (Energieausweis-Vorlage-Gesetz 2012 – EAVG 2012) vom 20.04.2012, BGBl. I Nr. 27/2012.

¹⁹ OIB Richtlinie 6 Energieeinsparung und Wärmeschutz vom Österreichischen Institut für Bautechnik, Oktober 2011.

terreich. Dementsprechend können die Länder die OIB-Richtlinie 6 heranziehen bzw. für rechtlich verbindlich erklären.

Relevante Definitionen

Unter „Prozessenergie“ versteht man jene Energie, die dazu dient, andere Energiebedürfnisse zu befriedigen als die Konditionierung von Räumen für die Nutzung durch Personen.

Zusammenfassung der Richtlinie

Es wird zu Beginn der Richtlinie klargestellt, dass die Richtlinie für konditionierte Gebäude, aber nicht für in Gebäuden benötigte Prozessenergie gilt. Ausgenommen von den Anforderungen der Richtlinie sowie von der Ausweispflicht sind die in 1.2.2 aufgelisteten Gebäude, worunter z.B. provisorische Gebäude mit einer Nutzungsdauer von bis zu zwei Jahren und Gotteshäuser fallen. Besondere architektonische und historische Gebäude sind zwar ebenfalls von den Vorgaben der Richtlinie befreit, nicht jedoch von der Ausweispflicht. Die Zuordnung zur Kategorie „Wohngebäude“ oder „Nicht-Wohngebäude“ erfolgt anhand der überwiegenden Nutzung. Es ist sodann der maximale Heizwärmebedarf beim Neubau von Wohngebäuden sowie bei größeren Renovierungen von Wohngebäuden explizit festgelegt. Für den Neubau von Nicht-Wohngebäuden wird neben dem maximalen Heizwärmebedarf der einzuhaltende Kühlbedarf für die Gebäudekategorien 1 bis 12 vorgegeben; für größere Renovierungen von Nicht-Wohngebäuden werden der maximale Heizwärmebedarf und der einzuhaltende Kühlbedarf für die Gebäudekategorien 1 bis 12 festgelegt. Zudem gibt es Vorgaben hinsichtlich des Endenergiebedarfs, die für neue und renovierte Wohngebäude und Nicht-Wohngebäude jeweils der Gebäudekategorien 1 bis 12 gelten. Nach den Erläuternden Bemerkungen entspricht der Endenergiebedarf für Wohngebäude dem Heizenergiebedarf und somit jener Energiemenge, die unter Berücksichtigung der Verluste des Heizungs- und Warmwassersystems zur Deckung des HWB benötigt wird. Der Endenergiebedarf für Nicht-Wohngebäude entspricht nach den Erläuternden Bemerkungen der Summe aus dem Heizenergiebedarf, dem Befeuchtungsenergiebedarf, dem Kühlenergiebedarf und dem Beleuchtungsenergiebedarf und somit jener Energiemenge, die unter Berücksichtigung der Verluste des Heizungs-, Warmwasser-, Befeuchtungs-, Kühl- und Beleuchtungssystems zur Deckung des Nutzenergiebedarfs und der Anforderungen an die Befeuchtung und Beleuchtung benötigt wird. Daneben werden der Haushaltsstrombedarf von Wohngebäuden bzw. der Betriebsstrombedarf von Nicht-Wohngebäuden, genauso wie der Primärenergiebedarf, die Kohlendioxidemissionen und der Gesamtenergieeffizienz-Faktor im Energieausweis angegeben. Die Anforderungen an wärmeübertragende Bauteile, die sowohl für Neubauten als auch für Renovierungen von Gebäuden oder Gebäudeteilen gelten, sind tabellarisch aufgelistet. Das gleiche gilt für die Anforderungen an Teile des gebäudetechnischen Systems. Raumluftechnische „Zu- und Abluftanlagen“ sind zudem mit einer Einrichtung zur Wärmerückgewinnung auszustatten, wobei hygienische Standards zu berücksichtigen sind. Wärmebrücken sind zu minimieren und die sommerliche Überwärmung von Gebäuden ist zu vermeiden. Wie in der Gebäuderichtlinie 2012 gefordert, muss vor Baubeginn der Einsatz hocheffizienter alternativer Systeme (dezentrale Energieversorgungssysteme auf Grund erneuerbarer Energiequellen, KWK,

Fern-/Nahwärme oder Fern-/Nahkälte, Wärmepumpen) geprüft werden. Bei Wohngebäuden mit mehr als drei Wohnungen ist grundsätzlich eine zentrale Wärmebereitstellungsanlage zu errichten. Es wird sodann der Umfang des Energieausweises festgelegt und hinsichtlich des Layouts auf den Anhang der OIB-Richtlinie 6 verwiesen. Der Ausweis ist nur von qualifizierten und befugten Personen auszustellen. Bei Gebäuden ab 500m² (ab 09.07.2015: 250 m²) mit starkem Publikumsverkehr und Behördennutzung sind die ersten beiden Seiten des Energieausweises an einer gut sichtbaren Stelle im Haupteingang auszuhängen.

Bezug der Richtlinie zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Es ist der maximale Heizwärmebedarf beim Neubau von Wohngebäuden sowie bei größeren Renovierungen von Wohngebäuden explizit festgelegt.
- Für den Neubau von Nicht-Wohngebäuden wird neben dem maximalen Heizwärmebedarf der einzuhaltende Kühlbedarf für die Gebäudekategorien 1 bis 12 vorgegeben.
- Für größere Renovierungen von Nicht-Wohngebäuden werden der maximale Heizwärmebedarf und der einzuhaltende Kühlbedarf für die Gebäudekategorien 1 bis 12 festgelegt.
- Vor Baubeginn ist der Einsatz hocheffizienter alternativer Systeme (z.B. KWK, Fern-/Nahwärme oder Fern-/Nahkälte, Wärmepumpen) zu prüfen.

2.8 Erdgasbinnenmarkt richtlinie 2009

Ziel der Richtlinie

Ziel der Erdgasrichtlinie 2009²⁰ ist es u.a. allen privaten und gewerblichen Verbrauchern in der EU eine echte Wahl zu ermöglichen, neue Geschäftschancen für Unternehmen zu eröffnen sowie den grenzüberschreitenden Handel zu fördern und somit Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards zu erreichen und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beizutragen. Daher müssen die Hindernisse für den Verkauf von Erdgas in der Gemeinschaft zu gleichen Bedingungen abgeschafft, ein nichtdiskriminierender Netzzugang flächendeckend eingeführt, eine wirksame Entflechtung umgesetzt sowie eine wirksame Regulierungsaufsicht beauftragt werden.

Zusammenfassung der Richtlinie

Die Erdgasrichtlinie 2009 regelt die Organisation und Funktionsweise des Erdgassektors, den Marktzugang, die Kriterien und Verfahren für die Erteilung von Fernleitungs-, Verteilungs-, Liefer- und Speichergenehmigungen für Erdgas sowie den Betrieb der Netze. Die Vorschriften dieser Richtlinie für Erdgas gelten ebenso für Biogas, Gas aus Biomasse und andere Gasarten, soweit es technisch und sicher möglich ist, diese Gasarten ins Erdgasnetz einzuspeisen und

²⁰ Richtlinie 2009/73/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Abl. L 211 vom 14.08.2009, S. 94.

zu transportieren. Die Mitgliedstaaten haben zu gewährleisten, dass Erdgasunternehmen im Hinblick auf die Errichtung eines wettbewerbsbestimmten, sicheren und unter ökologischen Aspekten nachhaltigen Erdgasmarkts betrieben werden und dass diese Unternehmen nicht diskriminiert werden. Alle an das Gasnetz angeschlossenen Kunden sollen das Recht haben, von einem Lieferanten ihrer Wahl mit Erdgas versorgt zu werden. Um die Energieeffizienz zu erhöhen, haben die Erdgasunternehmen den Erdgasverbrauch z.B. durch neuartige Preismodelle, intelligente Messsysteme oder intelligente Netze zu optimieren. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit arbeiten die Mitgliedstaaten hinsichtlich der Förderung der regionalen und bilateralen Solidarität zusammen. Ferner regelt die Richtlinie die Entflechtungserfordernisse. Die Mitgliedstaaten benennen für einen bestimmten Zeitraum einen oder mehrere Betreiber von Speicheranlagen oder LNG sowie Verteilernetzbetreiber. Diese sind jeweils u.a. dafür verantwortlich, sichere, zuverlässige und leistungsfähige Netze, evtl. Speicheranlagen und/oder LNG-Anlagen zu betreiben, zu warten und auszubauen, sich jeglicher Diskriminierung zu enthalten sowie Informationen zu einem effizienten Netzzugang zur Verfügung zu stellen und eben diesen zu gewähren. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen, der auch Prognosen hinsichtlich Angebot und Nachfrage umfasst. Schließlich haben die Mitgliedstaaten eine einzige Regulierungsbehörde zu benennen.

Bezug der Richtlinie zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Die Kunden haben das Recht, vom Lieferanten ihrer Wahl versorgt zu werden.
- Zur Steigerung der Energieeffizienz haben die Erdgasunternehmen den Erdgasverbrauch z.B. mittels intelligenter Messgeräte zu optimieren.
- Vor dem Hintergrund der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sind die Netzbetreiber auch zum Netzausbau verpflichtet.

2.9 15a-Vereinbarung über Endenergieeffizienz

Ziel der Vereinbarung

Die Art. 15a-Vereinbarung²¹ wurde zwischen dem Bund und den Ländern geschlossen, um die Energieeffizienz-Richtlinie 2006 einheitlich in allen Gebietskörperschaften umzusetzen und den für Österreich maßgeblichen Energieeinsparrichtwert zu erreichen.

Zusammenfassung der Vereinbarung

In der 15a-Vereinbarung über Endenergieeffizienz wurde der nationale Energieeinsparrichtwert auf 17 900 TJ für den 31.12.2010 bzw. auf 80 400 TJ für den 31.12.2016 festgelegt. Als Bereiche, in denen Energieeffizienzmaßnahmen durchgeführt werden können, kommen u.a. Heizung und Kühlung (z.B. hocheffiziente Wärmepumpen, Einbau/Modernisierung von Fernheizungs-/Fernkühlungssystemen), Wärmedämmung und Belüftung, Warmwasser (z.B.

²¹ Vereinbarung zwischen Bund und Ländern gemäß Art. 15a B-VG zur Umsetzung der Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz, BGBl. I Nr. 5/2011.

Installation neuer Geräte, hocheffiziente Speicher, unmittelbare und effiziente Nutzung in der Raumheizung), Kochen und Kühlen (z.B. Systeme zur Wärmerückgewinnung), sonstige Ausrüstungen und Geräte (z.B. KWK-Anlagen) und Einsatz erneuerbarer Energien in Haushalten (z.B. Erzeugung von Warmbrauchwasser, solarunterstützte Raumheizung und -kühlung) im Wohn- und Tertiärsektor in Betracht. Der BMWFJ hat regelmäßig einen mit den Ländern akkordierten nationalen Energieeffizienzplan zu erstellen und der Europäischen Kommission vorzulegen. Der nationale Energieeffizienz-Aktionsplan setzt sich zusammen aus dem Energieeffizienz-Aktionsplan des Bundes und denen der Länder. Bei der Erreichung des Energieeinsparrichtwertes kommt dem öffentlichen Sektor, also dem Bund, den Ländern und den Gemeinden eine Vorbildfunktion zu, sodass er gewisse Maßnahmen zu erfüllen und die Öffentlichkeit darüber zu informieren hat.

Bezug der Vereinbarung zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Der Einbau/die Modernisierung von Fernheizungs- und Fernkühlungssystemen sowie die Installation von KWK-Anlagen werden u.a. als Energieeffizienzmaßnahmen vorgeschlagen.

2.10 Energieeffizienzrichtlinie 2012

Ziel der Richtlinie

Mittels der neuen Energieeffizienzrichtlinie 2012²² soll das dritte klimapolitische 20-20-20-Ziel der EU verfolgt werden, nämlich bis 2020 20 % des Primärenergieverbrauchs der EU einzusparen. Darüber hinaus sollen weitere Energieeffizienzverbesserungsversuche für die Zeit danach vorbereitet werden.

Relevante Definitionen

„Kraft-Wärme-Kopplung“ (KWK) ist die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer oder mechanischer Energie in einem Prozess.

Unter dem Begriff „effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ versteht die Richtlinie ein Fernwärme oder Fernkältesystem, das mindestens 50 % erneuerbare Energien, 50 % Abwärme, 75 % KWK-Wärme oder 50 % einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme nutzt.

Zusammenfassung der Richtlinie

Zur Erreichung des Ziels der Richtlinie hat jeder Mitgliedstaat ein nationales Energieeffizienzziel für das Jahr 2020 festzulegen und der Kommission mitzuteilen. Um Investitionen in die Renovierung von Wohn- und Geschäftsgebäuden zu erhöhen, legen die Mitgliedstaaten eine langfristige Strategie zur Mobilisierung vor. Um dem Vorbildcharakter öffentlicher Gebäude gerecht zu werden, wird ab 2014 die jährliche Sanierung von 3 % der Gesamtfläche beheizter

²² Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, Abl. L 315 vom 14.11.2012, S. 1.

und/oder gekühlter Gebäude, die sich im Eigentum des Bundes befinden und von ihm genutzt werden, vorgesehen. Dies trifft Gebäude mit einer Gesamtnutzfläche von 500 m² (ab Mitte 2015: 250 m²), die die nationalen Mindestanforderungen an die Gesamteffizienz nicht erfüllen. Ein weiteres Mindestanforderung der Richtlinie ist, dass die Mitgliedsstaaten ein Energieeffizienzverpflichtungssystem einrichten. Dadurch sollen Energieverteiler beim Endkunden Energieeinsparungen von 1,5 % jährlich erreichen. Alternativ zu den Energieeffizienzverpflichtungssystemen können auch gleichwertige strategische Maßnahmen ergriffen werden, um Energieeinsparungen bei den Endkunden zu bewirken. Sofern dies wirtschaftlich und technisch machbar ist, sind alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernwärme, Fernkälte und Warmbrauchwasser mit individuellen Zählern auszustatten. Dadurch soll der Kunde Informationen über seine tatsächlichen Nutzungszeiten erhalten und zur Energieeffizienz animiert werden. Wird ein Gebäude über ein Fernwärmenetz oder werden mehrere Gebäude aus einer zentralen Anlage mit Wärme, Kälte oder Warmwasser versorgt, ist ein Wärme- oder Warmwasserzähler am Wärmetauscher oder an der Übergabestelle zu installieren. In Gebäuden mit mehreren Wohnungen, die über eine zentrale Anlage zur Wärme-/Kälteerzeugung verfügen oder über ein Fernwärmenetz sind bis zum 31.12.2016, sofern technisch und wirtschaftlich darstellbar, mit individuellen Zählern auszustatten. Bis zum 31.12.2015 führen die Mitgliedstaaten eine Bewertung hinsichtlich des Potentials von hocheffizienter KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung durch und teilen dies der Kommission mit. Die Bewertung umfasst u.a. eine Beschreibung des Wärme- und Kältebedarfs (auch der, der durch hocheffiziente KWK, durch Fernwärme und -kälte gedeckt werden könnte), potentielle Wärme- und Kälteversorgungspunkte, Energieeffizienzpotentiale der Fernwärme und -kälteinfrastruktur, Förderungsmöglichkeiten, um Wohngebiete und Industrieanlagen an das lokale Fernwärme- oder -kältenetz anschließen zu können sowie eine Schätzung der einzusparenden Primärenergie. In Abhängigkeit einer Kosten-Nutzen-Analyse ergreifen die Mitgliedstaaten angemessene Maßnahmen, um die Infrastruktur für eine effiziente Fernwärme und Fernkälteversorgung auf- und auszubauen und/oder der Entwicklung der hocheffizienten KWK und der Nutzung von Wärme und Kälte aus Abwärme und erneuerbaren Energiequellen Rechnung zu tragen. Auch die Regulierungsbehörden müssen angehalten werden, u.a. bei ihren Beschlüssen, bei den Netztarifen und der Netzregulierung die Energieeffizienz zu berücksichtigen. Die Netzbetreiber haben zudem die Übertragung und Verteilung von Strom aus hocheffizienter KWK zu garantieren und diesbezüglich einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang zu gewährleisten. Die Mitgliedstaaten fördern den Energiedienstleistungsmarkt und den Zugang zu diesem Markt für KMU.

Bezug der Richtlinie zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Auch in den Bereichen Erdgas, Fernwärme und Fernkälte sollen, sofern möglich, individuelle Zähler installiert werden, um die Kunden zu mehr Energieeffizienz zu animieren.
- Ziel ist es, das Potential hocheffizienter KWK und Fernwärme- sowie Fernkälteversorgung zur Einsparung von Primärenergie zu nutzen und die Infrastruktur für eine effiziente Fernwärme und Fernkälteversorgung auf- und auszubauen und/oder der Entwicklung der hocheffizienten

- KWK und der Nutzung von Wärme und Kälte aus Abwärme und erneuerbaren Energiequellen Rechnung zu tragen.
- Um die dezentrale Erzeugung zu fördern, sollten KWK-Anlagen bis zu 20 MW begünstigt werden.
 - Netzbetreiber haben hocheffizienten KWK-Anlagen einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang zu gewähren und die Übertragung und Verteilung dieses Stroms zu garantieren.

2.11 Energieeffizienzpaket

Das Energieeffizienzpaket, zu dem seitens des BMWFJ am 23.12.2012 aufgrund der Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie 2012 ein Begutachtungsentwurf veröffentlicht wurde²³ und der der vorliegenden Untersuchung zu Grunde gelegt wird, gliedert sich in acht Artikel, die drei neue Gesetze einbringen (Bundes-Energieeffizienzgesetz, Bundesgesetz, mit dem zusätzliche Mittel für die Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen bei kleinen und mittleren energieverbrauchenden Unternehmen bereitgestellt werden und Bundesgesetz, mit dem der Betrieb von bestehenden hocheffizienten KWK-Anlagen über KWK-Punkte gesichert wird) und fünf bestehende Gesetze ändern (Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, Gaswirtschaftsgesetz 2011, Energie-Control-Gesetz und KWK-Gesetz). Einige der vom Energieeffizienzpaket umfassten Gesetze sollen im Folgenden dargestellt werden.

2.11.1 Energieeffizienzgesetz

Ziel des Gesetzesentwurfs

Wichtigster Bestandteil des Energieeffizienzpakets ist das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EnEffG). Ziel dieses neuen Gesetzes ist u.a. bis Ende 2020 die Effizienz der Energienutzung durch energieverbrauchende Unternehmen kosteneffizient zu steigern, nationale Richtziele hinsichtlich der Energieeffizienz zu normieren, die Vorbildwirkung des Bundes festzulegen, die Nachfrage nach Energiedienstleistungen und anderen Energieeffizienzmaßnahmen zu stärken, die Energieversorgungsunternehmen hinsichtlich der Verbesserung der Energieeffizienz ihrer Kunden anzuhalten sowie die Förderung der Energieeffizienzmaßnahmen voranzutreiben. Damit soll ein Beitrag zur kostenoptimierten, nachhaltigen und gesicherten Energieversorgung geleistet werden. Das Gesetz dient der Umsetzung der Erneuerbare-Energien Richtlinie 2009, der Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen 2006 sowie der Energieeffizienzrichtlinie 2012.

Relevante Definitionen

Unter „Heizwärmebedarf“ wird der Wert verstanden, der sich bei Anwendung der Berechnungsmethode gemäß Richtlinie 6 des Österreichischen Instituts für Bautechnik (OIB) ergibt.

²³ Ende der Begutachtungsfrist war der 31.01.2013. Danach folgte eine Regierungsvorlage, die am 03.04.2013 im Ministerrat beschlossen wurde. Das Gesetz wurde aber nicht im Parlament behandelt, sodass eine Verabschiedung erst in der nächsten Legislaturperiode möglich ist.

Zusammenfassung des Gesetzesentwurfs

Parallel zur Art. 15a-Vereinbarung zwischen dem Bund und den Ländern hinsichtlich der Umsetzung der Richtlinie 2006/32/EG wird ein Energieeinsparrichtwert von 80 400 TJ bis zum 31.12.2016 festgelegt. Darüber hinaus wird eine Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 vorgeschrieben. Der BMWFJ hat in regelmäßigen Abständen einen nationalen Energieeffizienzplan zu erstellen und der Europäischen Kommission vorzulegen. Endenergieverbrauchende Unternehmen müssen künftig je nach Größe und Energieverbrauch Energieeffizienzmaßnahmen setzen und dokumentieren. Ebenso sind die Energielieferanten, die Endenergieverbraucher beliefern, verpflichtet, jedes Jahr Energieeffizienzmaßnahmen nachzuweisen. Als Maßnahmenfelder hinsichtlich der Energieeffizienz werden u.a. Heizung und Kühlung (z.B. hocheffiziente Wärmepumpen, Einbau/Modernisierung von Fernwärme- und Fernkältesystemen), Warmwasser, Rückgewinnung der Abwasserwärme (z.B. Installation neuer Geräte unmittelbare und effiziente Nutzung in der Raumheizung, Fernwärme), Kochen und Kühlen (z.B. Systeme zur Wärmerückgewinnung), sonstige Ausrüstungen und Geräte (z.B. KWK-Anlagen), Einsatz erneuerbarer Energien (z.B. Erzeugung von Warmbrauchwasser, erneuerbare Fernwärme) und Abwärmenutzung genannt. Bei der Erreichung des Energieeinsparrichtwertes sowie beim Setzen von Energieeffizienzmaßnahmen kommt dem Bund eine Vorbildfunktion und Informationspflicht zu. Er hat zudem dafür zu sorgen, dass größere Anstrengungen zur Förderung der Endenergieeffizienz unternommen werden. Der Bund wird durch dieses Gesetz verpflichtet, jährlich 3 % der in seinem Eigentum stehenden Gebäudefläche thermisch zu sanieren. Dementsprechend ist ein maximaler Heizwärmebedarf in kWh pro m³ und Jahr vorgegeben. Sofern möglich, sind effiziente Energieerzeugungs- oder -umwandlungsanlagen zu installieren (laut den Erläuterungen kämen diesbezüglich ein Fernwärme- oder Fernkälteanschluss, eine KWK-Anlage, eine PV-Anlage oder eine Solarthermieanlage auf dem Dach des Gebäudes in Betracht). Entsprechende Vorgaben sieht das Gesetz auch bei der Neuerrichtung von Bundesgebäuden vor. Ferner haben die Betreiber von kleinen BHKW, deren Anlagen das Effizienzkriterium nach dem KWK-Gesetz erfüllen und eine elektrische Engpassleistung von max. 50 kW haben, nunmehr die Möglichkeit, über die Ökostromabwicklungsstelle ihre erzeugte elektrische Energie zum Marktpreis ins öffentliche Netz einzuspeisen. Für Förderungen einer Energieeffizienzmaßnahme kann u.U. ein Investitionszuschuss im Rahmen der vorhandenen Mittel gewährt werden. Der BMWJ kann per Verordnung Mindestanforderungen an intelligente Messgeräte für Fern- und Nahwärme festlegen. Jedes installierte Gerät ist durch das Fern- und Nahwärmeunternehmen einer Benutzerkategorie (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft) zuzuordnen. Die Aufgaben der nationalen Energieeffizienz-Monitoringstelle werden ausgeweitet.

Bezug des Gesetzesentwurfs zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Die Energielieferanten sind verpflichtet, Energieeffizienzmaßnahmen bei ihren eigenen oder anderen Endkunden nachzuweisen.
- Als Maßnahmenfelder für Energieeffizienz werden u.a. Heizung und Kühlung (z.B. hocheffiziente Wärmepumpen, Einbau/Modernisierung von Fernwärme- und Fernkältesystemen), Warmwasser, Rückgewin-

nung der Abwasserwärme (z.B. Installation neuer Geräte unmittelbare und effiziente Nutzung in der Raumheizung, Fernwärme), Kochen und Kühlen (z.B. Systeme zur Wärmerückgewinnung), sonstige Ausrüstungen und Geräte (z.B. KWK-Anlagen), Einsatz erneuerbarer Energien (z.B. Erzeugung von Warmbrauchwasser, erneuerbare Fernwärme) und Abwärmenutzung genannt.

- Der Bund soll möglichst einen Fernwärme- oder Fernkälteanschluss und eine KWK-Anlage in seinen Gebäuden installieren.
- Betreiber von Mini-BHKW können ihren erzeugten Strom zum Marktpreis ins öffentliche Netz einspeisen.
- Es werden Vorgaben hinsichtlich intelligenter Messgeräte für Fern- und Nahwärme gemacht.

2.11.2 Bundesgesetz, mit dem der Betrieb von bestehenden hocheffizienten KWK-Anlagen über KWK-Punkte gesichert wird

Ziel des Gesetzesentwurfs

Ziel dieses Gesetzesentwurfes ist durch ein Zuteilungs- und Ankaufssystem von KWK-Punkten die umweltschonende Energieerzeugung in bestehenden hocheffizienten KWK-Anlagen auf Basis fossiler Energieträger zum Zwecke der öffentlichen Fernwärmeversorgung so zu unterstützen, dass ihr Weiterbetrieb gesichert werden kann. Dadurch soll auch die Erreichung des Energieeffizienzziels unterstützt werden. Mit diesem Gesetz soll die Energieeffizienzrichtlinie 2012 umgesetzt werden.

Relevante Definitionen

„KWK-Punkte“ sind jene Maßeinheiten, welche zum Nachweis der Erfüllung der Verpflichtungen der Endverbraucher nach diesem Bundesgesetz heranzuziehen sind. Die KWK-Punkte sind reine Ursprungsnachweise ohne Werträgereigenschaft.

Zusammenfassung des Gesetzesentwurfs

Zur Erreichung des Gesetzesziels werden die an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbraucher verpflichtet – in Abhängigkeit ihres Verbrauchs und ihrer Netzebene – für jedes Kalenderjahr KWK-Punkte von KWK-Anlagenbetreibern anzukaufen. Die Preise werden von der Transparenzstelle veröffentlicht. Ausgenommen von dieser Pflicht sind Endverbraucher, die selbst KWK-Anlagen i.S.v. § 8 Abs. 2 KWK-Gesetz betreiben. Jeder Betreiber einer KWK-Anlage, der KWK-Punkte verkaufen möchte, hat Daten hinsichtlich seines ins öffentliche Netz eingespeisten hocheffizienten KWK-Stroms an die E-Control zu übermitteln, was als Antrag auf Zuteilung gilt. Der Zuteilungsbescheid erfolgt sodann durch die Behörde, die Verwaltung der KWK-Punkte durch die Transparenzstelle.

Bezug des Gesetzesentwurfs zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Mittels sog. KWK-Punkte soll im Hinblick auf die öffentliche Fernwärmeversorgung die umweltschonende Erzeugung von Energie in bestehenden hocheffizienten KWK-Anlagen sichergestellt werden.

2.11.3 Wärme- und Fernkälteleitungsausbaugesetz

Ziel des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung

Das Bundesgesetz, mit dem das Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz²⁴ geändert wird, dient dazu, mittels Förderungen das bestehende Energie- und CO₂-Einsparungspotential (unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit, eines ausgeglichenen Energiemixes sowie einer Reduktion des Primärenergieeinsatzes) zu nutzen (angestrebt wird eine dauerhafte Emissionsreduktion von bis zu 3 Mio. Tonnen CO₂). Mittels Investitionsförderungen sollen dafür u.a. durch die Errichtung von Kältenetzen der Stromverbrauchszuwachs für Klimatisierung verringert, bestehende Wärme- und Abwärmepotentiale (v.a. aus der Industrie) kostengünstig genutzt, erneuerbare Energieträger zum Ausbau der kleinräumigen regionalen Wärmeversorgung im ländlichen Raum verwendet und der Fernwärmeausbau in den Ballungszentren beschleunigt werden. Allerdings ist der zusätzliche Ausbau von Wärme- und Kältenetzen nur dann zu fördern, wenn die zusätzliche Erzeugung nachweislich zu weniger Primärenergieträgereinsatz führt und weniger CO₂-Emissionen verursacht werden, als dies durch die ersetzten oder neu errichteten Wärme- bzw. Kälteanlagen der Fall wäre.

Relevante Definitionen

„Abwärme“ meint den bei der Kraft- oder Wärmeerzeugung oder bei chemischen Prozessen anfallenden Anteil an Wärmeenergie.

Unter „Fernwärme“ versteht das Gesetz die thermische Energie, die in einem wärmegeprägten Rohrsystem von zumindest einer zentralen Wärmequelle zu Endverbrauchern transportiert wird.

Neu in den Gesetzesentwurf wurde der Begriff der „Fernkälte“ aufgenommen. Darunter versteht man thermische Energie mit niedrigem Temperaturniveau zur Klimatisierung von Gebäuden und Kühlung von Anlagen, die in einem thermisch isolierten Rohrsystem von zumindest einer zentralen Kältequelle zu Endverbrauchern transportiert wird.

Zusammenfassung des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung

Nicht von diesem Gesetz umfasst sind einerseits innerbetriebliche Abwärmennutzungen und andererseits Fernwärme- und Fernkälteanlagen und -netze, soweit sie ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energien betrieben werden. Dies gilt jedoch nicht für Infrastrukturleitungen und Anlagen und Netze, die u.a. auf Basis von Tiermehl, Abflauge oder Klärschlamm betrieben werden. Die Förderung eines Fernwärmeausbauprojekts ist an gewisse Voraussetzungen gebun-

²⁴ Bundesgesetz, mit dem die Errichtung von Leitungen zum Transport von Nah- und Fernwärme sowie Nah- und Fernkälte gefördert wird (Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz), BGBl. I Nr. 58/2009.

den. So darf das Fernwärmeausbauprojekt nur dann gefördert werden, wenn seine Durchführbarkeit unter Berücksichtigung der Förderung finanziell gesichert ist. Ferner müssen z.B. dass durch das Projekt mindestens ein Endverbraucher mit Fernwärme oder -kälte versorgt werden, der für energieeffiziente Fernwärme geltende Gemeinschaftsrahmen eingehalten werden und die Wärmeerzeugungsanlagen, die nach Verwirklichung des Projektes in die Leitungsanlagen einspeisen, die Kriterien für energieeffiziente Fernwärmeanlagen erfüllen oder es muss sich dabei um die Nutzung von Abwärme handeln. Kälteprojekte, bei denen die Kältearbeit zu mehr als 50 % durch Kompressoren erzeugt wird, sind nicht förderungsfähig. Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend kann mittels Verordnung bestimmen, dass die Förderung davon abhängig ist, ob das jeweilige Gebiet als Fernwärmeanschlussgebiet ausgewiesen ist. Das Fernwärmeprojekt hat schließlich dazu zu führen, dass der Einsatz an Primärenergie reduziert wird und sich die CO₂-Emissionen verringern. Die Förderung erfolgt durch die Zahlung eines einmaligen Investitionszuschusses nach Abschluss des geförderten Projektes. Die jährlich zur Verfügung stehende Förderungssumme von bis zu 60 Mio. Euro für den Ausbau von Wärme- und Kälteleitungen (diese Summe wurde in den ersten Jahren bei Weitem nicht ausgeschöpft) wird einmalig um eine Summe aus nicht verwendetem Sondervermögen erhöht.

Bezug des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Die Errichtung von Kältenetzen soll auf der Basis von Investitionsförderungen forciert werden.
- Auf der gleichen Basis sollen bestehende Wärme- und Abwärmepotentiale kostengünstig genutzt werden.
- Mittels Investitionsförderungen sollen auch erneuerbare Energieträger zum Ausbau der kleinräumigen regionalen Wärmeversorgung im ländlichen Raum eingebunden werden.
- Mittels Investitionsförderungen soll der Fernwärmeausbau in den Ballungszentren beschleunigt werden.
- Gegenstand der Förderungen sind allgemein: Fernwärmeausbauprojekte, Infrastrukturanlagen, Infrastrukturprojekte, Projekte zur Nutzung industrieller Abwärme, Fernkälteprojekte

2.11.4 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010

Ziel des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung

Die Ziele des EIWOG 2010²⁵ als Grundsatzgesetz liegen vor allem darin, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen, das KWK-System zur Energieeinsparung und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vermehrt zu nutzen, die Netz- und Versorgungssicherheit auszubauen, sowie die Steigerung der Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen zu unterstützen und diesbezüglichen Netzzugang zu gewährleisten. Mit diesem Gesetz sollen die Elektrizitätsbinnen-

²⁵ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010.

marktrichtlinie 2009, die Erneuerbare-Energien Richtlinie 2009, die KWK-Richtlinie 2004²⁶, Die Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen 2006 bzw. die Energieeffizienzrichtlinie 2012 sowie die Verordnung über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel²⁷ umgesetzt werden.

Relevante Definitionen

Unter „Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)“ versteht man die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess.

„Nutzwärme“ ist die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kühlbedarfs erzeugte Wärme.

Zusammenfassung des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung

Der Grundsatz der Gleichbehandlung, also das Verbot von Diskriminierungen zieht sich durch das gesamte EWOOG 2010. Somit ist es Netzbetreibern untersagt, Personen, die ihre Anlagen nutzen wollen, vor allem gegenüber vertikal integrierten Unternehmen diskriminierend zu behandeln. Ferner haben die Ausführungsgesetze Voraussetzungen für die Erteilung der Genehmigung zum Bau von Erzeugungsanlagen festzulegen. Dabei können u.a. dezentrale Erzeugungsanlagen, Anlagen, die Energie aus erneuerbaren Energien erzeugen sowie KWK-Anlagen bis zu einer gewissen Leistung einem vereinfachten Verfahren oder einer bloßen Anzeigepflicht unterzogen werden. Aufgrund der Liberalisierung sind die Netzbetreiber verpflichtet, Netzzugangsberechtigten zu den Allgemeinen Bedingungen und Systemnutzungsentgelten Netzzugang zu gewähren, der nur ausnahmsweise verweigert werden darf. Die Allgemeinen Bedingungen müssen nunmehr auch Informationen hinsichtlich der Pflicht der Endverbraucher nach dem Bundesgesetz, mit dem der Betrieb von bestehenden hocheffizienten KWK-Anlagen über KWK-Punkte gesichert wird, solche KWK-Punkte kaufen zu müssen sowie hinsichtlich der treuhändigen Abwicklung enthalten. Ferner regelt das Gesetz die Entflechtungserfordernisse der Übertragungsnetzbetreiber sowie deren sonstige Pflichten (z.B. das von ihnen betriebene System sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Berücksichtigung des Umweltschutzes zu betreiben, zu erhalten und auszubauen, der Regulierungsbehörde jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen, Netznutzern Informationen zur Verfügung zu stellen, die sie für einen effizienten Netzzugang benötigen und Engpässe im Netz zu ermitteln und zu vermeiden). Anschließend werden die Konzessionsvoraussetzungen der Verteilernetzbetreiber und deren Pflichten (z.B. Pflicht zum Netzanschluss und -zugang, Betrieb und Instandhaltung des Netzes, Einhebung der Netzentgelte für die Netznutzung, Bekanntgabe der eingespeisten Ökoenergie an die Regulierungsbehörde und Berücksichtigung gewisser Faktoren bei der Netzausbauplanung) normiert. Des Weiteren werden die einzelnen Komponenten des Systemnut-

²⁶ Richtlinie 2004/8/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 11.02.2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG, Abl. L 52 vom 21.02.2004, S. 50.

²⁷ Verordnung 2009/714/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung 2003/1228/EG, Abl. L 2011 vom 14.08.2009, S. 15.

zungsentgelts aufgelistet und die Kostenermittlung unter Berücksichtigung der Netzebenen und Netzbereiche dargelegt. Dabei ist sicherzustellen, dass die Netzbetreiber Anreize haben, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen zu tätigen. Zur Bestimmung der Effizienz von KWK können die Behörden Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme festlegen. Wird eine KWK-Anlage durch Bescheid als hocheffizient eingestuft, darf der Netzbetreiber Herkunftsnachweise ausstellen. Diese haben u.a. über die eingesetzten Primärenergieträger, dessen unteren Heizwert, die Nutzung der zusammen mit dem Strom erzeugten Wärme, die Primärenergieeinsparungen sowie die erhaltenen Förderungen Auskunft zu geben. Lieferanten haben nunmehr die gelieferten Strommengen mit Nachweisen zu versehen. Laut den erläuternden Bemerkungen dient dies dazu, den Kunden mehr Transparenz zu bieten und den Strombezug aus der ökologisch einwandfreieren, hocheffizienten KWK- und Ökostromtechnologien stärker voranzutreiben. Hinsichtlich der intelligenten Messgeräte ergibt sich folgendes: Die Anzeige hat jedenfalls den jeweiligen Zählerstand anzuzeigen. Da die täglichen Verbrauchswerte sowie sämtliche Viertelstundenwerte im Gerät erfasst und für 60 Tage gespeichert werden, ist aus datenschutzrechtlichen Gründen dafür Sorge zu tragen, dass eine Ablesung durch Nichtberechtigte (auch eines Nachmieters) nicht möglich ist. Die täglichen Verbrauchswerte - und je nach vertraglicher Vereinbarung auch die anderen Ablesewerte - sind dem Kunden über ein Web-Portal zur Verfügung zu stellen und dem jeweiligen Lieferanten zum Zwecke der Verrechnung zu übermitteln.

Bezug des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Die Ausführungsgesetze können für die Errichtung einer KWK-Anlage ein vereinfachtes Verfahren oder eine Anzeigepflicht vorsehen.
- Für hocheffiziente KWK-Anlagen, die auch Primärenergie einsparen, können Herkunftsnachweise ausgestellt werden.
- Mittels der Stromkennzeichnung soll der Strombezug aus hocheffizienter KWK gefördert werden.
- Mit der Einführung intelligenter Strom-Messgeräte sollen die Kunden zu mehr Energieeffizienz animiert werden.

2.11.5 Gaswirtschaftsgesetz 2011

Ziel des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzänderung

Ziel des GWG 2011²⁸ ist vorwiegend, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft Erdgas umweltfreundlich, kostengünstig, ausreichend, sicher und in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen. Dabei soll der effiziente Einsatz von Erdgas auch bei der Umwandlung von Strom und Wärme gewährleistet werden. Darüber hinaus gilt es, die erforderliche Infrastruktur zu errichten und die Grundlagen für eine vermehrte Nutzung biogener Gase zu schaffen. Mit diesem Gesetz werden die Erdgasbinnenmarktlinie 2009, die Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen 2006 bzw. die Energieeffizienzrichtlinie 2012, sowie die Verordnungen für den Zugang zu den Erdgasfernlei-

²⁸ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011.

tungsnetzen 2009²⁹ und über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung 2010³⁰ umgesetzt.

Zusammenfassung des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung

Die Erdgasunternehmen sind als kunden- und wettbewerbsorientierte Anbieter von Energiedienstleistungen verpflichtet, die nachgefragten Dienstleistungen sicher, kostengünstig, umweltverträglich und effizient bereit zu stellen und wettbewerbsorientiert sowie wettbewerbsfähig zu agieren. Mittels einer langfristigen Planung von mindestens 10 Jahren, die von der Regulierungsbehörde überwacht wird, sollen die Verteilerleitungsanlagen u.a. ein hohes Maß an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) erzielen, den vorgegeben Infrastrukturstandard erfüllen und die Transparenz hinsichtlich der Netzerweiterungen erhöhen. Vor dem Hintergrund der Liberalisierung hat der Netzbetreiber (die Ausübung der Tätigkeit eines Netzbetreibers bedarf einer Genehmigung durch die Regulierungsbehörde) den Netzzugangsberechtigten zu den Allgemeinen Bedingungen und zu festgelegten Systemnutzungsentgelten Netzzugang zu gewähren, der nur in Ausnahmefällen verweigert werden darf. Die Regulierungsbehörde ist beauftragt, per Verordnung Standards insbesondere hinsichtlich der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs, der Fristen für Netzanschlüsse und Ankündigungen von Versorgungsunterbrechungen festzulegen. Zudem sind die Pflichten der Verteilernetzbetreiber gesetzlich verankert. So müssen sie z.B. ihre Anlagen unter Berücksichtigung des Umweltschutzes sicher, zuverlässig und leistungsfähig betreiben, erhalten, optimal dimensionieren und ausbauen, sich jeglicher Diskriminierung enthalten, Endverbraucher und auch Erzeuger von biogenen Gasen anschließen sowie die Endverbraucher über energiesparende Maßnahmen im Allgemeinen und über die Möglichkeiten zur Einsparung und effizienten Nutzung von Gas im Besonderen beraten. Etwa die gleichen Pflichten treffen auch die Fernleitungsnetzbetreiber. Diese müssen jedoch auch noch zusammen mit dem Marktgebietsmanager einmal im Jahr einen koordinierten Netzentwicklungsplan für die nächsten zehn Jahre erstellen und der Regulierungsbehörde vorlegen. Dadurch soll u.a. ein hohes Maß an verfügbarer Leitungskapazität erreicht, Notfallszenarien berücksichtigt und der Infrastrukturstandard erfüllt werden. Ebenso wie im EIWOG 2010 werden die einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten, die sich nach Netzebenen und Netzbereichen richten, aufgelistet und erläutert. Bei der Kostenermittlung ist die Netzsicherheit, die Versorgungssicherheit und die Energieeffizienz zu berücksichtigen. Ebenfalls im GWG 2011 ist der Zugang zu Speicheranlagen geregelt, der nur ausnahmsweise verweigert werden darf. Zudem werden die Entflechtungserfordernisse der Verteilernetzbetreiber, der Speicherunternehmen sowie der Fernleitungsnetzbetreiber normiert. Die Versorger sind verpflichtet, die Kunden über den Versorgermix zu informieren. Hinsichtlich der intelligenten Messgeräte ergibt sich folgendes: Die Anzeige hat jedenfalls den jeweiligen Zählerstand anzuzeigen. Da die täglichen Verbrauchswerte sowie – sofern eine integrierte Speichermöglichkeit vorhanden ist

²⁹ Verordnung 2009/715/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung 2005/1775/EG, Abl. L 211 vom 14.08.2009, S. 36.

³⁰ Verordnung 2010/994/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 20.10.2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, ABI. L 295 vom 12.11.2010, S. 1.

– sämtliche Stundenwerte im Gerät erfasst und für 60 Tage gespeichert werden, ist aus datenschutzrechtlichen Gründen dafür Sorge zu tragen, dass eine Ablesung durch Nichtberechtigte (auch eines Nachmieters) nicht möglich ist. Die täglichen Zählerstände – und je nach vertraglicher Vereinbarung auch die anderen Ablesewerte – sind dem Kunden über ein Web-Portal zur Verfügung zu stellen und dem jeweiligen Versorger u.a. zum Zwecke der Verrechnung zu übermitteln. Schließlich sind noch die Voraussetzungen der Errichtung und Auflassung von Erdgasleitungsanlagen geregelt.

Bezug des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Mittels einer langfristigen Planung der Verteilungsleitungsanlagen sollen die Versorgungssicherheit der Infrastruktur gewährleistet und der vorgegebene Infrastrukturstandard erfüllt werden.
- Die Regulierungsbehörde hat Standards für Netzbetreiber hinsichtlich Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität per Verordnung festzulegen.
- Vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit müssen die Netzbetreiber ihre Anlagen sicher, zuverlässig und leistungsfähig betreiben und ausbauen. Dabei ist der Umweltschutz zu berücksichtigen.
- Erzeuger von biogenen Gasen sind ans Netz anzuschließen.
- Die Verteilernetzbetreiber müssen die Endverbraucher über energiesparende Maßnahmen im Allgemeinen und über die Möglichkeiten zur Einsparung und effizienten Nutzung von Gas im Besonderen beraten.
- Der Netzentwicklungsplan hinsichtlich der Fernleitungen dient auch der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.
- Mittels intelligenter Messgeräte sollen die Kunden zu mehr Energieeffizienz angehalten werden.

2.11.6 KWK-Gesetz

Ziel des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung

Der Entwurf des neuen Bundesgesetzes, mit dem Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung neu erlassen werden (KWK-Gesetz)³¹ dient der Förderung der Errichtung neuer oder der Erneuerung hocheffizienter KWK-Anlagen auf Basis nichterneuerbarer Energieträger durch Investitionszuschüsse mit Ausnahme der in § 25 ÖSG 2012 verankerten Tatbestände. Dadurch soll ein Beitrag zur ressourcenschonenden Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme geleistet werden. Mit diesem Gesetz sollen die Erneuerbare-Energien Richtlinie 2009, die Energieeffizienzrichtlinie 2012, sowie die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009 umgesetzt werden.

Relevante Definitionen

„KWK-Anlagen“ („Kraftwärmekopplungsanlagen“) sind Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie, in denen aus Primärenergieträgern gleichzeitig elektrische Energie und Nutzwärme erzeugt wird.

³¹ Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung neu erlassen werden (KWK-Gesetz), BGBl. I Nr. 111/2008.

„Öffentliche Fernwärmeversorgung“ ist die entgeltliche Abgabe von Nutzwärme für Raumheizung und Warmwasser über ein Leitungsnetz in einem bestimmten Gebiet zu Allgemeinen Bedingungen an eine Mehrzahl von Kunden.

Zusammenfassung des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung

Die Errichtung einer neuen bzw. die Erneuerung einer KWK-Anlage mit einer Engpassleistung von über 200 kW, die unmittelbar und effizienzmaximiert Wärme und elektrische Energie als Koppelprodukt erzeugt, kann durch einen Investitionszuschuss (dieser kann nach dem 31.12.2020 nicht mehr gewährt werden) gefördert werden, wenn die Anlage der Erzeugung von Prozesswärme oder dem Betrieb der öffentlichen Fernwärmeversorgung dient, eine Einsparung des Primärenergieeinsatzes und der CO₂-Emissionen im Vergleich zu getrennter Strom- und Wärmeerzeugung erzielt und die in § 8 Abs. 2 enthaltenen Effizienzkriterien erfüllt. Die Einrechnung von Raumwärme ist zulässig, sofern die öffentliche Fernwärmeversorgung oder Erzeugung von Prozesswärme überwiegt. Die Abwicklung der Zuschüsse erfolgt durch die Abwicklungsstelle für die Gewährung von Investitionszuschüssen.

Bezug des Gesetzes bzw. der geplanten Gesetzesänderung zur Fernwärme, -kälte und zum Erdgas

- Ziel ist es, hocheffiziente KWK-Anlagen von über 200 kW, die auch der öffentlichen Fernwärmeversorgung dienen, mittels Investitionszuschüsse zu fördern.

3 SITUATION DER RAUMWÄRMEVERSORGUNG

3.1 Ist-Analyse der Daten

3.1.1 Beschreibung und Analyse von Bruttoinlandsverbrauch, energetischem Endverbrauch sowie der Raumwärmebereitstellung

Bruttoinlandsverbrauch

Im Jahr 2011 betrug der Bruttoinlandsverbrauch Österreichs 1.427.308 TJ. Bei einer inländischen Erzeugung von Rohenergie von 489 PJ belief sich der Importsaldo 992 PJ, womit die Nettoimporttangente bei 69,5 % lag. Die Eigenversorgung machte daher knapp ein Drittel aus.

Die verwendungsseitige Struktur des Bruttoinlandsverbrauchs stellt sich wie folgt dar.

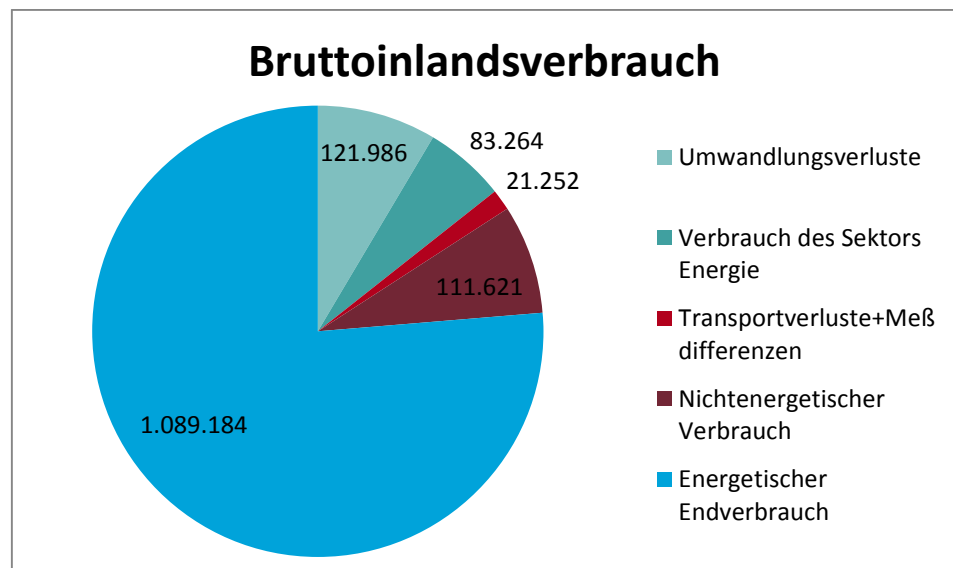


Abbildung 1: Bruttoinlandsverbrauch in Österreich 2011 in TJ (Statistik Austria 2012a). In Prozent: Umwandlungsverluste 8,5 %, Verbrauch des Sektors Energie 5,8 %, Transportverluste + Messdifferenzen 1,5 %, Nichtenergetischer Verbrauch 7,8 %, Energetischer Endverbrauch 76,3 %.

122 PJ stammen aus den Umwandlungsverlusten, vorwiegend in Kraftwerken und KWK-Anlagen, 83 PJ aus dem Verbrauch des Sektors Energie, die Transportverluste betragen 21 PJ und der nichtenergetische Verbrauch 112 PJ. Den Großteil des Bruttoinlandsverbrauchs machte aber der energetische Endverbrauch aus, welcher 1.089.184 TJ betrug.

Die Brennstoffstruktur des Bruttoinlandsverbrauchs ist in Abbildung 2 dargestellt.

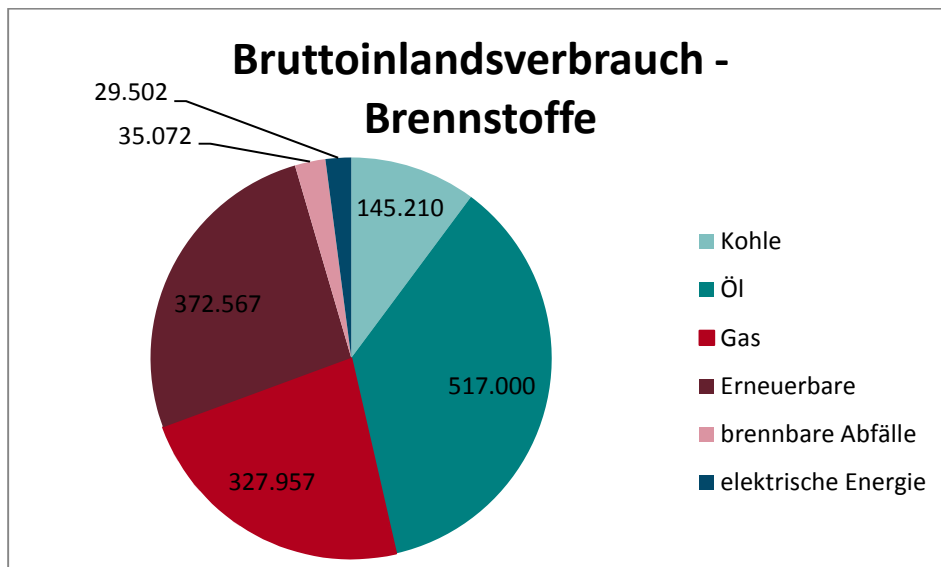


Abbildung 2: Bruttoinlandsverbrauch in Österreich 2011 in TJ (Statistik Austria 2012a). In Prozent: Kohle 10 %, Öl 36 %, Gas 23 %, Erneuerbare 26 %, brennbare Abfälle 2 %, elektrische Energie 2 %.

Öl hatte 2011 den größten Anteil am Bruttoinlandsverbrauch mit ca. 36,2 %, danach folgten bereits die Erneuerbaren mit 26,1 %, die zuletzt deutlich gestiegen sind. Gas hielt im letzten Jahrzehnt konstant einen Anteil von ca. 23 %. Kohle verliert zunehmend an Bedeutung, war aber 2011 noch für 10,2 % des Energiebedarfs verantwortlich. Brennbare Abfälle (fossiler Anteil) und die Nettostromimporte trugen 2,5 % bzw. 2,1 % zum Bruttoinlandsverbrauch bei. Fernwärme scheint im Bruttoinlandsverbrauch nicht auf, da hier die Brennstoffe, die zur Erzeugung von Fernwärme eingesetzt werden, bilanziert werden.

energetischer Endverbrauch

Im Unterschied dazu wird beim energetischen Endverbrauch die Energie in der Form, wie sie zum Endverbraucher gelangt, abgebildet. Die Entwicklung der Brennstoffstruktur des energetischen Endverbrauchs ist in Abbildung 3 und in Abbildung 4 dargestellt.

Der wichtigste Energieträger zur Deckung des österreichischen energetischen Endverbrauchs ist Öl. Obwohl dessen Anteil seit 2005 stark gesunken ist, war Öl 2011 noch für 38,2 % des Endverbrauchs verantwortlich. Der Anteil von Strom lag zuletzt ziemlich konstant bei 20 %. Nach einem Maximum von knapp 19 % im Jahr 2001 ist der Anteil von Gas in den letzten Jahren leicht gesunken und lag 2011 bei 17,0 %. Die Einsatzmengen bewegen sich jedoch in den letzten 10 Jahren konstant im Bereich von 180-200 PJ. Der bisherige Höchstwert von 198,5 PJ wurde im Jahr 2005 erreicht. Die Erneuerbaren haben zuletzt stark an Bedeutung gewonnen und machten 2011 14,6 % aus. Der Anteil von Fernwärme am energetischen Endverbrauch steigt kontinuierlich an und betrug 2011 6,7 %. 1970 lag der Wert noch bei 0,9 %, im Jahr 2000 bei 4,5 %. das entspricht einer ungefähr 50%igen Anteilssteigerung im letzten Jahrzehnt. Absolut ist der Fernwärmeeinsatz sogar um über 70 % gegenüber 2000 gestiegen – von 43 auf 73 PJ. Brennbare Abfälle und Kohle liegen beide knapp unter 2 %.

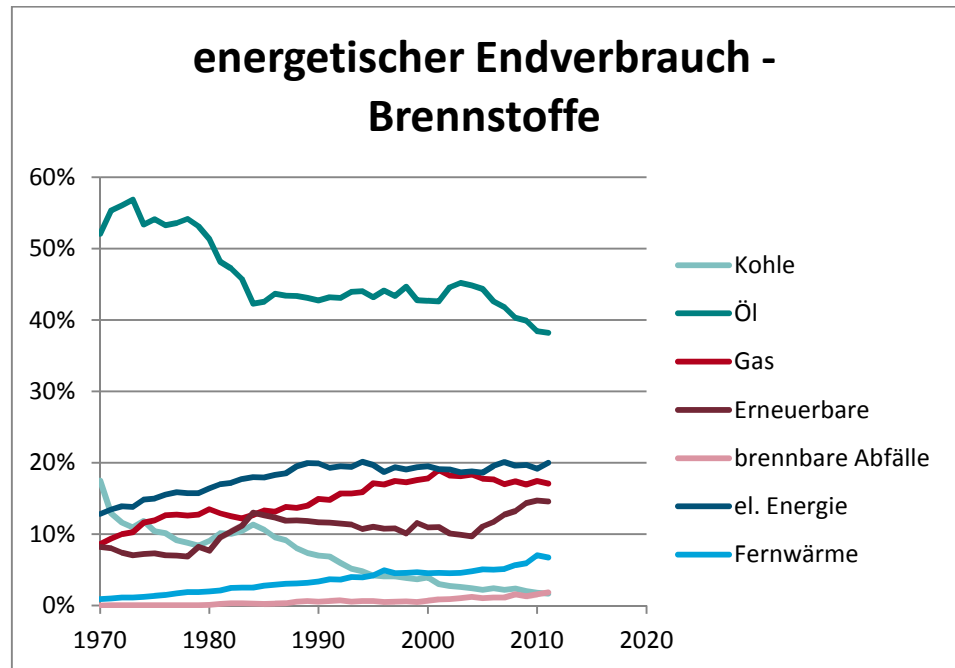


Abbildung 3: Brennstoffstruktur (anteilig) des energetischen Endverbrauchs in Österreich 2011 (Statistik Austria 2012a).

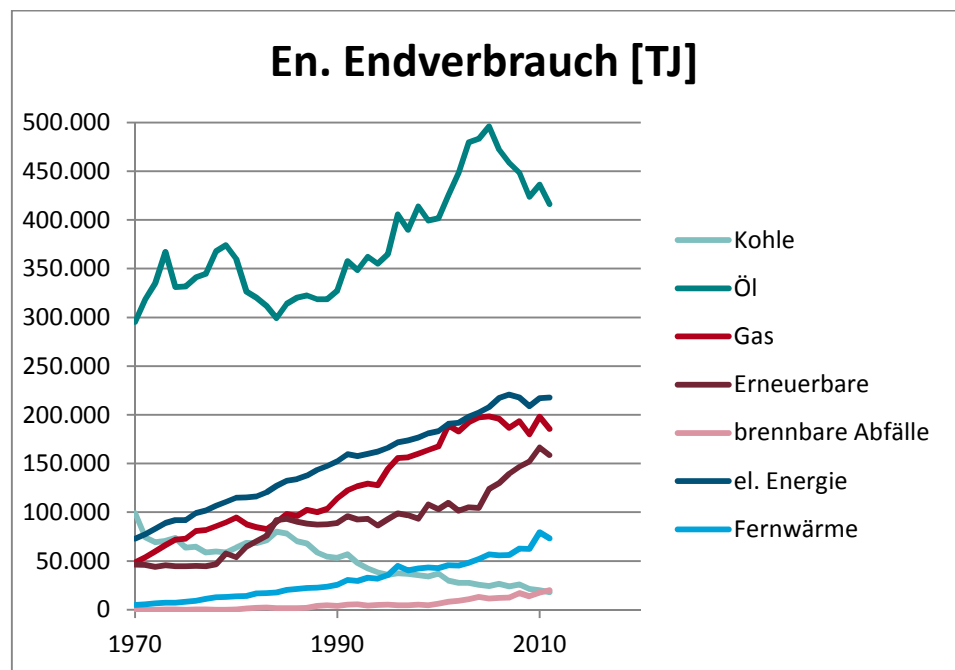


Abbildung 4: Brennstoffstruktur (absolut) des energetischen Endverbrauchs in Österreich 2011 (Statistik Austria 2012a).

Den größten Anteil am energetischen Endverbrauch hat der Verkehr mit ca. einem Drittel (359 PJ), der Löwenanteil davon entfällt auf den Straßenverkehr. Der produzierende Bereich verbrauchte 2011 ca. 312 PJ (29 %). Auf die privaten Haushalte entfielen 24 % des energetischen Endverbrauchs (ca. 261 PJ). Die übrigen Sektoren sind bez. des Energiebedarfs von geringerer Bedeutung: Im Dienstleistungsbereich wurden 2011 ca. 135 PJ eingesetzt; die Landwirtschaft weist seit vielen Jahren einen Energiebedarf von ca. 22 PJ auf.

Abbildung 5 zeigt die sektorale Gliederung des energetischen Endverbrauchs.

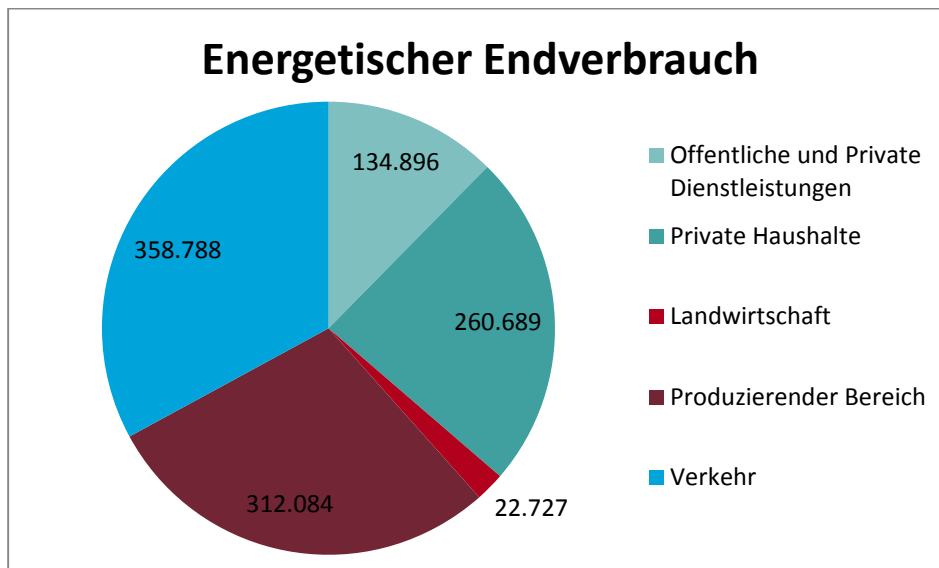


Abbildung 5: sektorale Gliederung des energetischen Endverbrauchs in TJ (Statistik Austria 2012a). In Prozent: Öffentliche und Private Dienstleistungen 12 %, Private Haushalte 24 %, Landwirtschaft 2 %, Produzierender Bereich 29 %, Verkehr 33 %.

Die Endenergie wird für unterschiedliche Zwecke genutzt. Die Aufteilung auf die unterschiedlichen Nutzenergiekategorien wird in Abbildung 6 dargestellt.

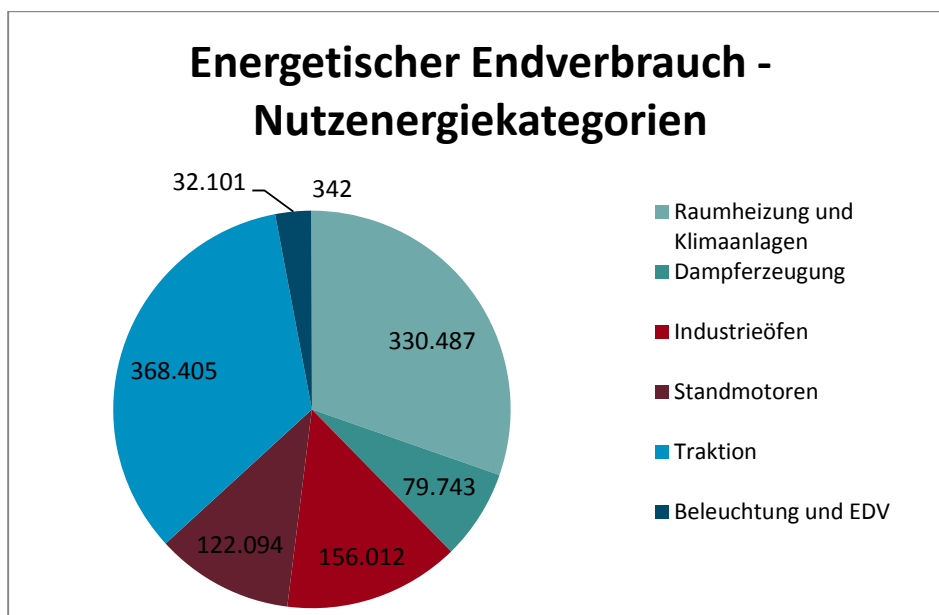


Abbildung 6: Gliederung des energetischen Endverbrauchs nach Nutzenergiekategorien in TJ (Statistik Austria 2012b). In Prozent: Raumheizung und Klimaanlage 30 %, Dampferzeugung 7 %, Industrieöfen 14 %, Standmotoren 11 %, Traktion 34 %, Beleuchtung und EDV 3 %, Elektrochemische Zwecke 0,03 %.

Die wichtigsten Nutzenergiekategorien beim energetischen Endverbrauch sind Traktion (2011 368 PJ) und Raumheizung und Klimaanlage³² (330 PJ), sie

³² Der Energieaufwand für die Warmwasserbereitung wird unter der Nutzenergiekategorie Industrieöfen bilanziert.

sind für knapp zwei Drittel des energetischen Endverbrauchs verantwortlich. Wesentliche Bedeutung haben außerdem Industrieöfen (156 PJ), Standmotoren (122 PJ) und Dampferzeugung (80 PJ). Beleuchtung und EDV (32 PJ) und elektrochemische Zwecke (0,3 PJ) spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Raumwärmebereitstellung

Die Bedeutung der Nutzenergiekategorien sowie der Brennstoffe in den Wirtschaftssektoren ist dabei stark unterschiedlich. Aus Abbildung 7 ist ersichtlich, dass für die Kategorie Raumheizung und Klimaanlage der Sektor private Haushalte mit Abstand der bedeutendste ist. Mehr als die Hälfte des energetischen Endverbrauchs für die Raumtemperierung entfällt auf diesen Sektor. Über ein Viertel (89 PJ) des Raumwärmebedarfs entsteht bei den öffentlichen und privaten Dienstleistungen. Die Industrie ist für 13 %, die Landwirtschaft für 3 % des raumwärmebedingten Energieverbrauchs verantwortlich.

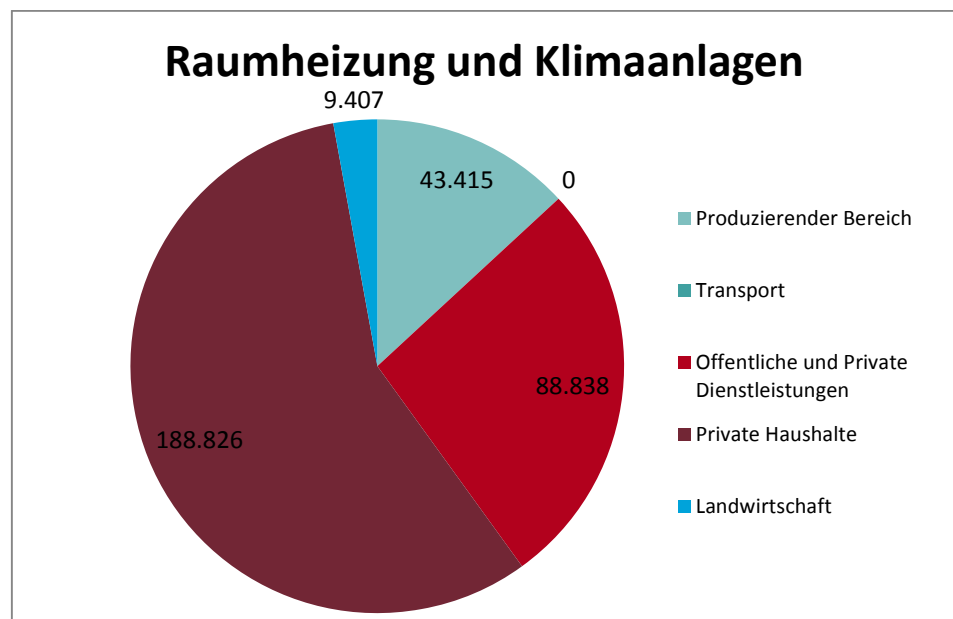


Abbildung 7: Gliederung des Energieverbrauchs für Raumheizung und Klimaanlage nach Wirtschaftssektoren in TJ (Statistik Austria 2012b). In Prozent: Produzierender Bereich 13 %, Transport 0 %, Öffentliche und Private Dienstleistungen 27 %, Private Haushalte 57 %, Landwirtschaft 3 %.

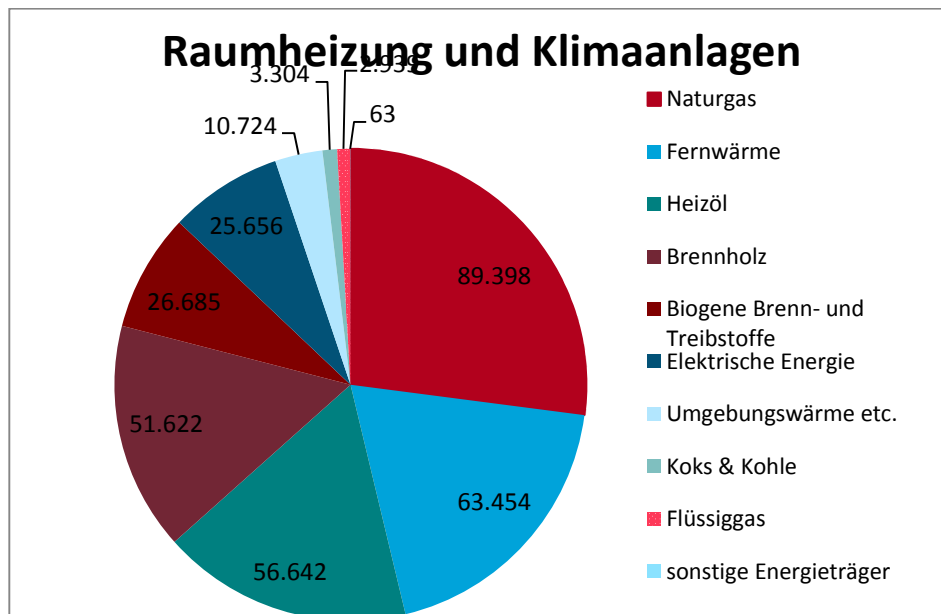


Abbildung 8: Brennstoffeinsatz für Raumheizung und Klimaanlage in TJ (Statistik Austria 2012b).

Erdgas ist mit einem Anteil von 27 % (89 PJ) der wichtigste Energieträger für die Bereitstellung von Raumwärme. Die steigende Bedeutung von Erdgas zur Raumtemperierung kann daran abgelesen werden, dass der Anteil im letzten Jahrzehnt um 4 % gestiegen ist. In absoluten Zahlen hat der Erdgaseinsatz um 29 % zugenommen. Bereits an zweiter Stelle folgt Fernwärme (19 %), das in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen hat – 2000 hat es unter den Energieträgern mit einem Anteil von 13 % noch den vierten Platz eingenommen. Seither ist der Fernwärmeverbrauch für die Raumtemperierung um zwei Drittel angestiegen. Ebenfalls von großer Bedeutung sind Heizöl, das vor 10 Jahren noch einen Anteil von ca. 30 % hatte, und Brennholz (17 % bzw. 16 %). Auf andere biogene Brennstoffe (Pellets und Hackschnitzel) entfielen 2011 8 % des Energieverbrauchs für die Raumtemperierung. Knapp dahinter folgt der Energieträger Strom, wobei hier aber auch Hilfsenergien wie z.B. der Stromverbrauch für den Betrieb von Umwälzpumpen darunterfallen. Umgebungswärme (Solarwärme und Wärmepumpen) decken trotz starker Zuwachsraten nur 3,2 % des Raumwärmebedarfs. Koks, Steinkohle und Braunkohle haben zusammen noch einen Anteil von 1,0 % bzw. 3,3 PJ. Trotz des geringen Anteils besteht hier ein Potential zum Ersatz durch umweltfreundlichere Brennstoffe, ist doch der Einsatz von Koks und Kohle zur Raumwärmebereitstellung (ohne FW) für CO₂-Emissionen in Höhe von über 300.000 t verantwortlich. Auf sonstige Energieträger entfallen 2 % des raumwärmebedingten Energieverbrauchs.

3.1.2 Beschreibung von Gebäudebestand und Heizungsanlagen

In diesem Kapitel werden der Gebäudebestand, die Heizungsanlagen und die Energieträgerverteilung beschrieben. Wesentliche bestimmende Einflussfaktoren auf den Raumwärmeverbrauch in Österreich wie Sanierungsraten, Heizsysteme, Energiepreise, Heizgradtage, Anzahl der Hauptwohnsitze und demographische Entwicklung werden analysiert.

Gebäudebestand

Die Gebäude- und Wohnungszählung (GWZ) mit Datenstand 2001 (STATISTIK AUSTRIA 2004) stellt die letzte Vollerhebung der Gebäude, Wohnungen und Wohnungsbeheizung in Österreich dar. Die Probezählung des Gebäude- und Wohnungsregisters mit Datenstand 2006 (STATISTIK AUSTRIA 2009) ist ebenfalls öffentlich verfügbar. Beide Datenquellen werden in Tabelle 1 gegenübergestellt.

Tabelle 1: Gebäudebestand in Österreich 2001 und 2006 nach Gebäudekategorie (Quelle: STATISTIK AUSTRIA 2004, 2009)

Gebäudekategorie	2001	2006 ¹	Änderung
Wohngebäude mit einer Wohnung	1.305.460	1.398.031	7,1%
Wohngebäude mit 2 oder mehr Wohnungen	455.507	481.863	5,8%
Wohngebäude für Gemeinschaften	3.488	3.454	-1,0%
Hotels und ähnliche Gebäude	35.837	35.875	0,1%
Bürogebäude	32.235	30.285	-6,0%
Groß- und Einzelhandelsgebäude	33.065	31.797	-3,8%
Gebäude des Verkehrs- und Nachrichtenwesens	3.849	3.701	-3,8%
Industrie- und Lagergebäude	71.811	67.485	-6,0%
Gebäude für Kultur-/Freizeit Zwecke sowie Bildungs-/Gesundheitswesen	15.393	15.629	1,5%

1) Exklusive 423 Gebäude mit der Gebäudeeigenschaft "sonstige Baulichkeit".

Die Bauperiode ist ein Indiz für das bestehende maximale Sanierungspotenzial, jedoch ist keine Aussage über den tatsächlichen thermisch-energetischen Bauzustand der Gebäude ableitbar (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Gebäudebestand in Österreich 2001 und 2006 nach Bauperiode (Quelle: STATISTIK AUSTRIA 2004, 2009)

Bauperiode	2001	2006 ¹	Änderung
vor 1919	353.379	323.367	-8,5%
1919 bis 1944	175.946	164.631	-6,4%
1945 bis 1960	252.984	241.095	-4,7%
1961 bis 1980	619.134	600.153	-3,1%
1981 bis 1990	296.528	289.718	-2,3%
1991 bis 2000 ²	149.120	146.420	-1,8%
2001 bis 31.10.2006	-	97.735	-

1) Inklusive 423 Gebäude mit der Gebäudeeigenschaft "sonstige Baulichkeit".

2) Gebäudebestandsdaten 2001 mit Bauperiode bis inkl. 15.5.2001

Heizungsanlagen

Die Hauptwohnsitze werden großteils zentral beheizt. Der Zuwachs der Zentralheizungen von 2001 bis 2011 liegt bei +9,5 %. Die bedeutendste Steigerung im Vergleichszeitraum zeigt die Fernwärme mit +68,0 %. Überwiegend mit Erdgas betriebene Etagenheizungen wurden 2011 in +10,6 % mehr Hauptwohnsitzen als im Jahr 2001 eingesetzt. Sinkenden Trend weisen die Gaskonvektoren (-11,5 %), fest verbundene Elektroheizungen (-14,3 %) sowie Einzelöfen, die nicht mit Gas oder Strom betrieben werden (-33,9 %), auf (siehe Abbildung 9).

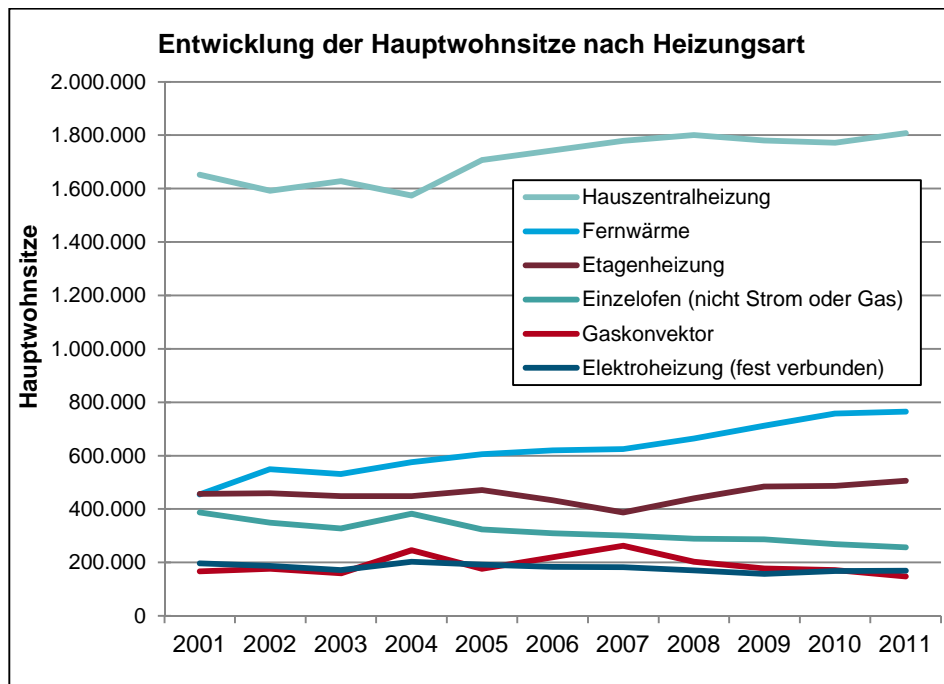


Abbildung 9: Entwicklung der Hauptwohnsitze nach Heizungsart. (Quelle: STATISTIK AUSTRIA 2004, 2012a)

Die Heizungsarten der öffentlichen und privaten Dienstleistungen sowie der landwirtschaftlichen Nutzgebäude sind nicht näher bekannt. Für Emissionsberechnungen wird von Heizungsanlagen vergleichbar mit Zentralheizungen ausgegangen (UMWELTBUNDESAMT 2013b).

Energieträgerverteilung

Der energetische Endverbrauch für Raumheizung und Klimaanlage beinhaltet die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser sowie die vorwiegend elektrische Energie für Raumkälte. Beitragende Sektoren sind Industrie, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Privathaushalte. Zur Bedeutung der Einzelsektoren und zur Energieträgerverteilung über alle Sektoren siehe Kapitel 3.1.1, Abschnitt Raumwärmebereitstellung (Abbildung 7, Abbildung 8).

Die Entwicklung der Energieträgerverteilung in Privathaushalten in Bezug auf den energetischen Endverbrauch für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung ist in Abbildung 10 dargestellt. Der geringe Anteil von Kohle aus dem Jahr 2001 von 3,7 % sinkt bis 2011 weiter auf 0,9 %. Das Öl verliert im selben Zeitraum um -27,0 % und weist 2011 einen Anteil am Endenergieeinsatz von 22,9 % auf. Geringe Änderungen erfahren die Energieträger Gas (2001: 22,8 %, 2011: 22,6 %) und Biomasse (2001: 27,7 %, 2011: 28,7 %). Der Fernwärmeanteil steigt im Vergleichszeitraum von 7,3 % auf 12,0 %. Das entspricht einer Steigerung des Anteils um +63,8 % von 2001 bis 2011.

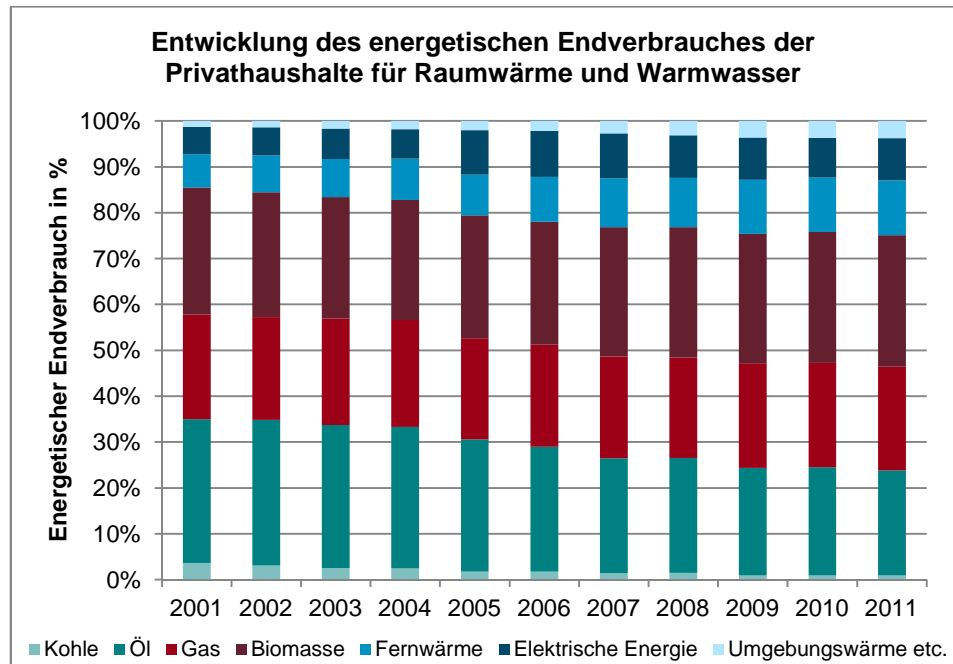


Abbildung 10: Entwicklung des energetischen Endverbrauches der Privathaushalte für Raumwärme und Warmwasser (Quelle: STATISTIK AUSTRIA 2012b)

Der energetische Anteil des Warmwassers an der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Jahr 2011 in Privathaushalten ist bei elektrischer Energie mit 43,6 % am größten. Die Umgebungswärme (Solarthermie, Wärmepumpen) hat einen Warmwasseranteil von 23,0 %. Fernwärme (16,7 %) und Gas (13,6 %) liegen im mittleren Bereich. Danach folgen Öl mit 9,5 %, Biomasse mit 6,3 % und Kohle mit 5,8 % (siehe Abbildung 11).

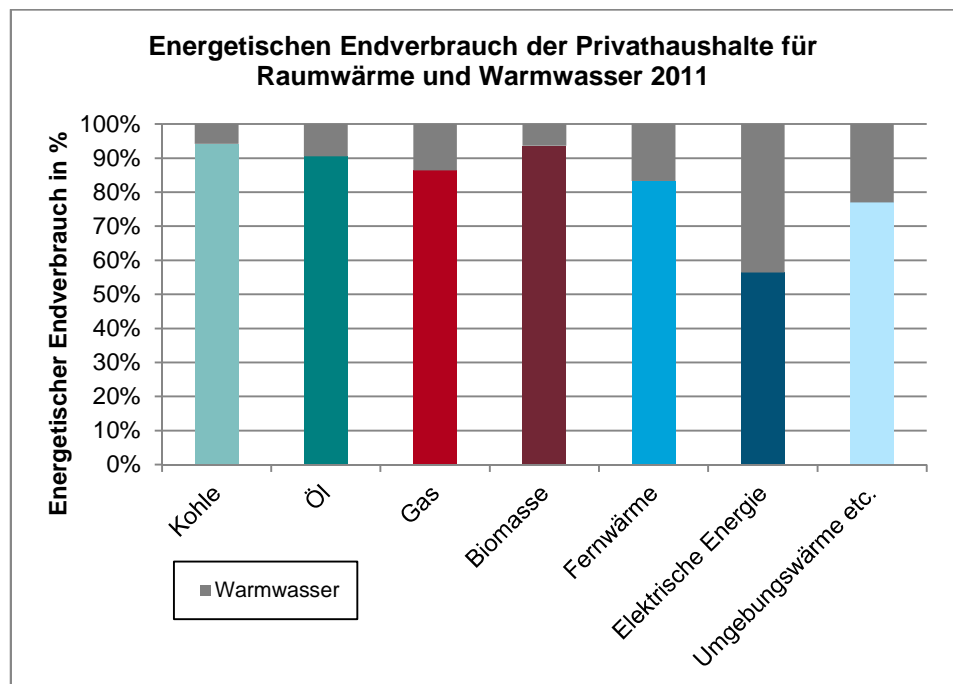


Abbildung 11: Verteilung des energetischen Endverbrauches der Privathaushalte zwischen Raumwärme und Warmwasser 2011 (Quelle: STATISTIK AUSTRIA 2012b)

Die Entwicklung der Energieträgerverteilung der öffentlichen und privaten Dienstleistungen sowie der landwirtschaftlichen Nutzgebäude wird in der Nutzenergieanalyse als Summe des energetischen Endverbrauches von Raumwärme, Warmwasserbereitstellung und Klimaanlage angegeben, eine getrennte Darstellung ist im Gegensatz zu den Privathaushalten nicht verfügbar (STATISTIK AUSTRIA 2012b, siehe Abbildung 12). Der Anteil von Kohle ist stark rückläufig und liegt im Jahr 2011 bei 0,2 % (2001: 1,2 %). Einen bedeutenden Rückgang verzeichnet Öl ausgehend von 24,9 % im Jahr 2001 auf 8,9 % im Jahr 2011 (-64,3 %). Einen geringfügigen Anteilsverlust von -3,1 % über den Betrachtungszeitraum weist Gas auf, welches im Jahr 2011 mit 29,4 % den zweitgrößten Beitrag zum energetischen Endverbrauch stellt. Die elektrische Energie nimmt geringfügig zu (2001: 9,3 %, 2011: 10,1 %), jedoch ist der unbekannte Anteil der Endenergie für Klimaanlage zu berücksichtigen. Eine Steigerung um +73,8 % tritt beim Einsatz von Umgebungswärme auf, im Jahr 2011 befindet sich der Anteil bei 4,4 %. Der Fernwärmeanteil liefert den größten Beitrag zum energetischen Endverbrauch und steigt im Vergleichszeitraum von 24,2 % im Jahr 2001 auf 37,4 % im Jahr 2011 (+54,7 %).

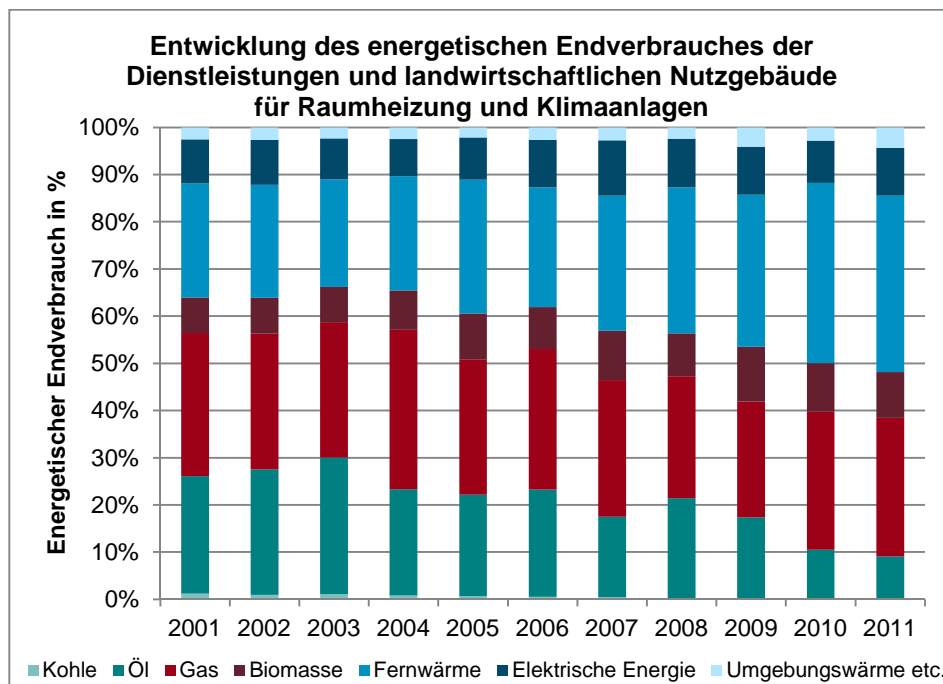


Abbildung 12: Entwicklung des energetischen Endverbrauches der Dienstleistungen und landwirtschaftlichen Nutzgebäude für Raumheizung und Klimaanlage (Quelle: STATISTIK AUSTRIA 2012b)

Die Energieträgerverteilung bezogen auf den energetischen Endverbrauch für Raumheizung und Klimaanlage im produzierenden Bereich (Industrie) ist in Abbildung 13 wiedergegeben. Eine getrennte Ausweisung von Warmwasser und Klimaanlage ist für die Jahre 2005 bis 2011 verfügbar, es ist von einem Anteil der Klimaanlage an der elektrischen Energie von rund 50 % bis 60 % sowie von einem Anteil der Warmwasserbereitung am gesamten energetischen Endverbrauch im produzierenden Bereich für Raumheizung und Klimaanlage von 2 % bis 16 % auszugehen (STATISTIK AUSTRIA 2012b). Die Kohle hat im Vergleich zu 2001 mit 0,2 % im Jahr 2011 mit 2,9 % Anteil zunehmende Tendenz, die vor allem auf den Energieeinsatz in den Branchen Steine, Erden und Glas zurückzuführen ist. Das Öl ist stark rückläufig und hat im Jahr 2011 einen

Anteil von 12,4 % (-50,5 %). Einen geringfügig positiven Trend weist Gas auf, das von 39,8 % im Jahr 2001 auf 40,5 % im Jahr 2011 ansteigt (+1,9 %). Der Biomasseanteil hat sich im Vergleichszeitraum mehr als verdoppelt und von 6,9 % auf 22,8 % erhöht. Fernwärme ist leicht rückläufig (-16,1 %) und liegt im Jahr 2011 bei 11,2 %. Elektrische Energie inklusive Klimaanlage entwickelt sich um -31,3 % sinkend und zeigt 2011 einen Anteil von 11,0 % (2001: 14,6 %). Die Umgebungswärme steigt auf niedrigem Niveau mäßig an (2011: 0,2 %).

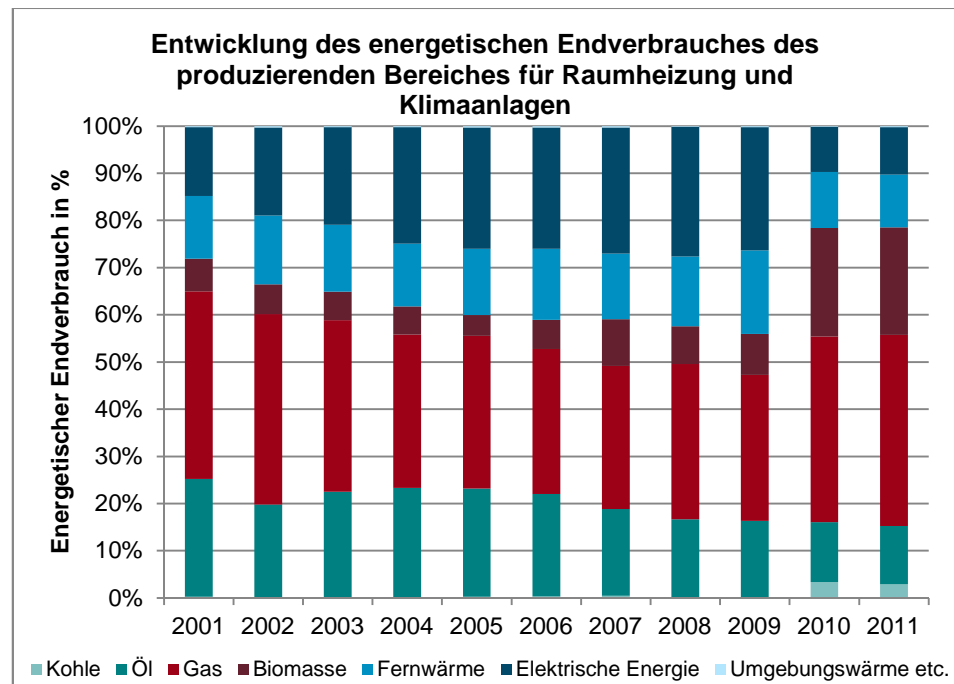


Abbildung 13: Entwicklung des energetischen Endverbrauches des produzierenden Bereiches für Raumheizung und Klimaanlage (Quelle: STATISTIK AUSTRIA 2012b)

Sanierung von Wohngebäuden

Aufgrund des hohen Bestandes an Gebäuden mit thermisch-energetisch verbesserbarem Zustand besteht für den Sektor Raumwärme ein erhebliches Reduktionspotenzial bei der Gebäudebeheizung, das bei entsprechender Sanierungsaktivität einen positiven Effekt auf Luftschadstoffe haben kann. Bauherren oder Bauträgern stehen mehrere Maßnahmen zur thermisch-energetischen Sanierung eines Gebäudes zur Verfügung:

- Austausch der Fenster und Türen,
- Erneuerung der Wärmeversorgung wie z. B. Heizkesseltausch, Umstieg auf einen anderen Energieträger, Unterstützung durch thermische Sonnenkollektoren,
- thermische Fassadensanierung,
- Wärmedämmung der obersten Geschoßdecke bzw. von Dachschrägen,
- Wärmedämmung der untersten Geschoßdecke bzw. des Kellers.

Werden zumindest drei der fünf Sanierungsarten ausgeführt, wird von einer umfassenden Sanierung gesprochen.

Auswertungen der Gebäude- und Wohnungszählung 2001, des Mikrozensus 2006 und des Mikrozensus 2010 über alle Hauptwohnsitze zeigen für 2000 bis 2010 eine Erneuerungsrate bei thermisch-energetischen Einzelmaßnahmen von 1,5 % bis 2,4 % pro Jahr (siehe Tabelle 3). Nur durch die Abstimmung von thermischer Sanierung und Erneuerung des Heizsystems können optimale Einsparungen erreicht werden.

Tabelle 3: Mittlere Erneuerungsrate von thermisch-energetischen Einzelmaßnahmen pro Jahr (Quellen: STATISTIK AUSTRIA 2004, 2012c).

Maßnahme	Hauptwohnsitz	Hauptwohnsitz	Hauptwohnsitz
	Wohnungen	Wohnungen	Wohnungen
	1991–2001	1996–2006	2000–2010
Fenstertausch	1,92 %	2,61 %	2,41 %
Heizkesseltausch	k.A.	1,78 %	1,83 %
thermische Fassadensanierung	1,04 %	1,83 %	1,75 %
Wärmedämmung oberste Geschoßdecke	k.A.	1,64 %	1,49 %

Im Zeitraum 2000 bis 2010 erfolgte jedoch nur bei 0,98 % der Hauptwohnsitze eine Kombination von mindestens einer der drei thermischen Sanierungsmaßnahmen mit einem Heizkesseltausch (STATISTIK AUSTRIA 2012c). Die Rate von umfassenden thermisch-energetischen Gebäudesanierungen ohne Berücksichtigung von thermischen Sanierungen im Kellerbereich liegt in derselben Periode bei 1,0 %. In der Energiestrategie Österreich (BMWFJ 2010) wird eine Anhebung der Sanierungsrate auf 3 % bis 2020 angestrebt.

Zur Sanierungsaktivität von öffentlichen und privaten Dienstleistungsgebäuden und landwirtschaftlichen Nutzgebäuden sind keine vergleichenden Daten verfügbar.

Energiepreise

Der Preis der Energieträger ist eine relevante Kraft für die Entwicklung der Emissionen im Sektor Raumwärme, da dieser grundlegenden Einfluss auf Investitionsentscheidungen bei Heizkesseltausch und Sanierung und unmittelbaren Einfluss auf das Nutzerverhalten (Raumtemperatur, Lüftung, Warmwasserverbrauch) hat.

Den größten Preisanstieg ab dem Jahr 2001 verzeichnet laut Energiepreisindex der AEA Heizöl mit +103 % bis 2011. Der Einbruch im Jahr 2009 in Folge der Wirtschaftskrise wurde bereits überkompensiert. Erdgas liegt mit einem Preisanstieg von +47 % an zweiter Stelle bei der relativen Teuerung. Es folgen Fernwärme (+30 %), Brennholz (+29 %) und Strom (+26 %). Der Verbraucherpreisindex (VPI) stieg im Vergleichszeitraum um +22 % an, bereinigt um alle energierelevanten Positionen wäre der VPI um +20 % angestiegen (siehe Abbildung 14).

Die Preissteigerungsraten in der ÖNORM M 7140 (Ausgabe 2013) stimmen für Fernwärme, Erdgas, Heizöl und Strom mit jenen laut Energiepreisindex überein. Die differenzierte Betrachtung der biogenen Energieträger in der ÖNORM M 7140 zeigt eine hohe mittlere jährliche Preissteigerung bei Holzhackgut von 8,00 % – ein größerer Wert als bei Heizöl. Dahingegen bleibt die jährliche Än-

derung bei Holzpellets mit +2,20 % insgesamt am geringsten. Energieholz – eine Mischung aus 35 % Brennholz, 30 % Industrieholz und 35 % Sägen Nebenprodukten – wurde im Vergleichszeitraum jährlich um 5,10 % teurer. Die durchschnittliche Preissteigerung von Brennholz wird gemäß Energiepreisindex (EPI) mit 2,54 % und laut ÖNORM M 7140 (Ausgabe 2013) mit 4,10 % angegeben. Die unterschiedlichen Angaben sind vermutlich auf Unterschiede in den betrachteten Holzarten zurückzuführen. Die Teuerung von Steinkohle beträgt von 2001-2011 im Mittel 4,03 % pro Jahr (siehe Tabelle 4).

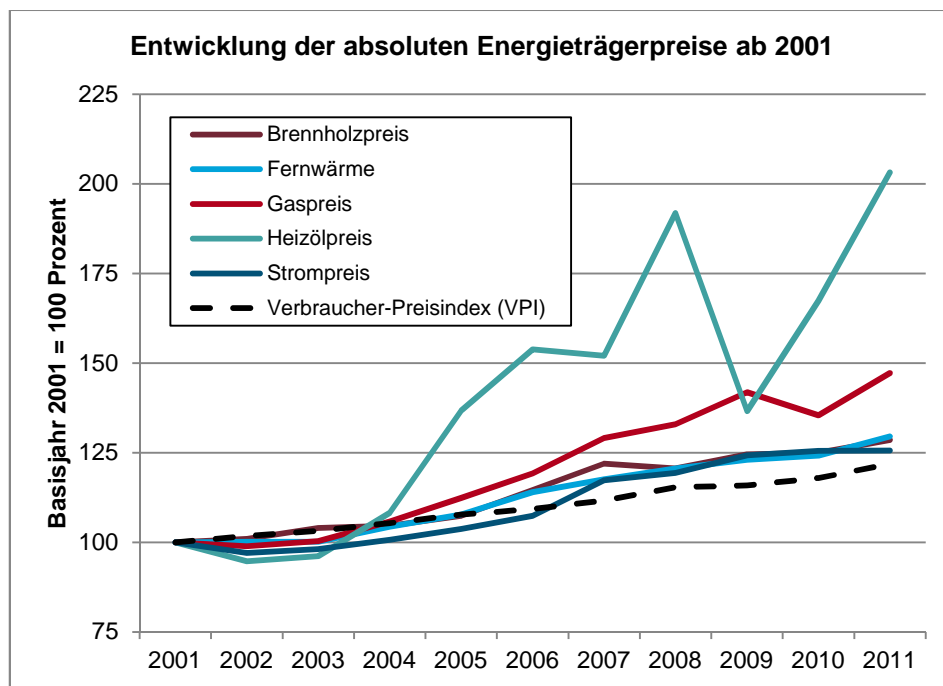


Abbildung 14: Entwicklung der nominellen Energieträgerpreise im Vergleich zum Basisjahr 2001 (Quellen: AEA 2012, 2013a).

Tabelle 4: Mittlere Preissteigerungsrate ausgewählter Energieträger 2001 bis 2011 (Quelle: AEA 2012, 2013a, ÖNORM M 7140 Ausgabe 2013).

Energieträger	Preissteigerungsrate 2001-2011 in %	
	Energiepreisindex (EPI)	ÖNORM M 7140 Ausgabe 2013
Fernwärme	2,62 %	2,63 %
Strom	2,30 %	2,30 %
Gas	3,95 %	3,95 %
Heizöl	7,35 %	7,34 %
Steinkohle	-	4,03 %
Brennholz	2,54 %	4,10 %
Holzhackgut	-	8,00 %
Holzpellets	-	2,20 %
Energieholz	-	5,10 %
VPI	1,99 %	1,99 %

Weitere Einflussfaktoren auf den Raumwärmeverbrauch sind im Anhang in Kapitel 7.1 dargestellt. Die Wirkung ausgewählter Einflussfaktoren auf die CO₂-Emissionen aus dem Bereich Privathaushalte im Sektor Raumwärme und sonstiger Kleinverbrauch ist in Kapitel 7.2 dargestellt.

3.1.3 Beschreibung der derzeit bestehenden Fernwärme-, Fernkälte- und Gassysteme

Erdgas

In Österreich wurden im Jahr 2011 1,7 Mrd. m³ Erdgas gefördert. Es konnte damit seinen Verbrauch zu 19 % aus heimischen Lagerstätten decken. Diese befinden sich vorwiegend im Wiener Becken und im oberösterreichischen Alpenvorland. (Statistik Austria 2012a)

Erdgasleitungen & Erdgaslagerstätten in Österreich

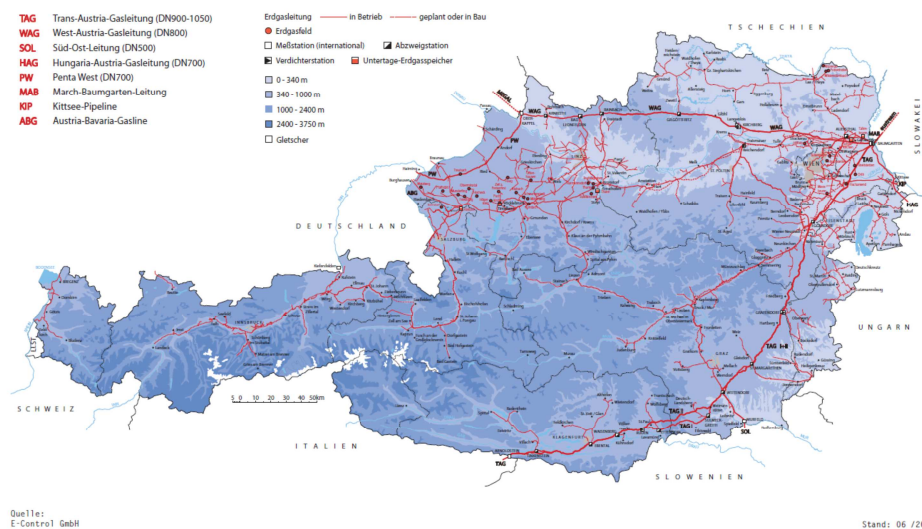


Abbildung 15: Erdgasleitungen und Erdgaslagerstätten in Österreich, Stand: Juni 2008 (E-Control 2011).

Da die Erdgaslieferungen während des Jahres annähernd konstant sind, der Erdgasverbrauch aber in den Wintermonaten konzentriert ist, wird im Sommer Erdgas zwischengespeichert, während es im Winter wieder entnommen wird. Derzeit bestehen in Österreich 9 unterirdische Erdgasspeicher in ausgeförderten Erdgaslagerstätten. Mit Stand vom 31.12.2011 beträgt das Speichervolumen 7,4 Mrd. m³. (BMWFJ 2012, E-Control 2012a)

Österreich ist von mehreren transnationalen Gasfernleitungen sowie von Gasverteilerleitungen durchzogen. Diese sind vor allem im Wiener Becken und im Alpenvorland konzentriert. Die beiden bedeutendsten Fernleitungen sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), welche von Baumgarten an der Grenze zur Slowakei nach Arnoldstein an der Grenze zu Italien führt, und die West-Austria-Gasleitung (WAG), welche von Baumgarten nach Oberkappel an der Grenze zu Deutschland führt. 10 Verdichterstationen und über 50 Mess- und Übergabestationen sorgen für den Transport und die Verteilung des Erdgases.

Mit Stand vom 31.12.2011 ist das österreichische Gasleitungsnetz wie in Tabelle 5 dargestellt strukturiert. Ca. 1,3 Mio. Endverbraucher sind an das Erdgasnetz angeschlossen.

Tabelle 5: Trassenlängen des österreichischen Erdgasnetzes (E-Control 201b).

	Leitungslänge
Fernleitungen und Verteilerleitungen der Ebene 1	3.108 km (davon 1.892 km mit einem Nenndurchmesser über 600 mm)
Verteilerleitungen der Ebene 2	3.685 km
Ortsnetze und Verteilerleitungen der Ebene 3	33.804 km (davon 19.090 km Ortsnetze)

Fernwärme

2011 wurden in Österreich 22,1 TWh Fernwärme produziert (Statistik Austria 2012a). Diese wurde über ein Netz von annähernd 4.400 km zu den Kunden transportiert. In den letzten 10 Jahren ist das Netz um ca. 1.400 km gewachsen, in den nächsten 10 Jahren planen die Unternehmen einen Ausbau von ca. 600 km (FGW 2012). Derzeit werden ca. 800.000 Haushalte mit Fernwärme versorgt, dies entspricht einem Anteil von 23 % (Statistik Austria 2011b).

Das größte Einzelnetz betreibt die Wien Energie Fernwärme. Dieses hat derzeit eine Netzlänge von knapp 1.170 km und es werden jährlich ca. 5,7 TWh Fernwärme abgesetzt (Wien Energie 2013).

In Linz wird über ein knapp 200 km langes Netz über 1 TWh Fernwärme abgesetzt. Der Anschlusswert der über 60.000 Wohnungen beträgt ca. 750 MW (Linz AG 2012).

In Graz wird knapp 1 TWh an ca. 50.000 Wohnungen mit einem gesamten Anschlusswert von ca. 600 MW geliefert. Die Trassenlänge des Fernwärmenetzes beträgt ca. 300 km (Energie Graz 2012).

Weitere große städtische Fernwärmenetze befinden sich in Salzburg, Klagenfurt, St. Pölten und Wels. Ihr Absatz beträgt zwischen 0,2 und 0,6 TWh Fernwärme.

Große Fernwärmeunternehmen, die abseits der Großstädte in mittelgroßen und kleinen Fernwärmenetzen in Summe bedeutende Fernwärmemengen absetzen sind z. B. die EVN AG, die Steirische Gas-Wärme GmbH und die Energie AG Wärme GmbH.

Die EVN setzte im Geschäftsjahr 2011/12 knapp 2 TWh an Fernwärme ab, wobei diese sowohl aus fossilen als auch aus erneuerbaren Brennstoffen erzeugt wurde (EVN 2012). Die Steirische Gas-Wärme GmbH konnte im Jahr 2011 ca. 1,4 TWh Fernwärme verkaufen, wobei die Bereitstellung nahezu der gesamten Fernwärme für die Landeshauptstadt Graz in dieser Meng inkludiert ist (Energie Steiermark 2012). Die Energie AG Oberösterreich Wärme GmbH (ohne Beteiligungen) versorgt an fünf Standorten in Oberösterreich ihre Kunden jährlich mit über 0,3 TWh (Energie AG 2013).

Neben den großen fossilen Netzen bestehen in Österreich zahlreiche kleinere Biomasse-Fernwärmenetze. Die meisten Anlagen befinden sich in Niederöster-

reich, Oberösterreich und der Steiermark (s. Abbildung 16). Im Jahr 2011 wurden laut der österreichischen Energiestatistik 47 PJ feste Biomasse (exkl. Ablauge und Hausmüll) in Heizwerken und KWK-Anlagen eingesetzt und daraus 33 PJ Fernwärme erzeugt (Statistik Austria 2012a).

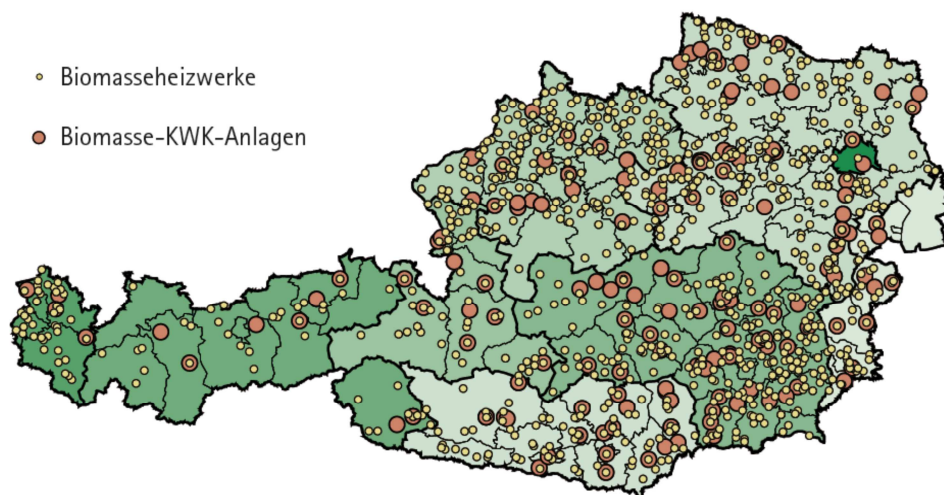


Abbildung 16: Standorte von Biomasse-Heizwerken und -KWK-Anlagen, Stand 2010 (LWK NÖ 2013).

3.1.4 Darstellung von inländischer Erzeugung, Bruttoinlandsverbrauch, energetischem Endverbrauch, Umwandlungseinsatz und -ausstoß von Erdgas, Fernwärme u. -kälte

Erdgas

Die inländische Erzeugung von Erdgas belief sich im Jahr 2011 auf ca. 62 PJ. Hinzu kam ein Nettoimport von 339 PJ. Nach Abzug der Mengen, die netto in Erdgasspeicher eingepresst wurden, errechnet sich der Bruttoinlandsverbrauch zu ca. 328 PJ. Dies entspricht wie bereits erwähnt einem Anteil von 23 % am österreichischen Bruttoinlandsverbrauch. Österreich konnte sich 2011 zu 19 % mit Erdgas selbst versorgen.

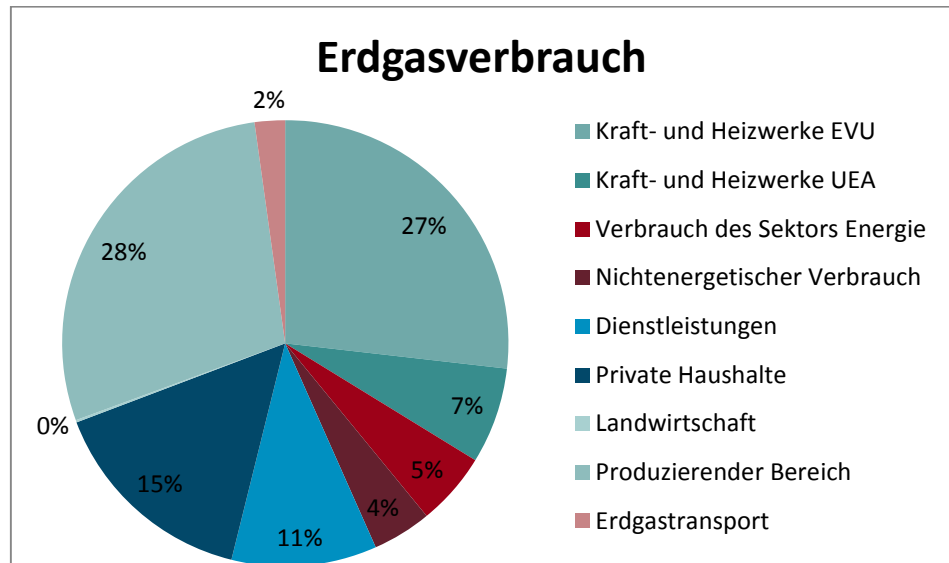


Abbildung 17: Erdgasverbrauch in Österreich 2011 (Statistik Austria 2012a).

Etwa ein Drittel des Erdgaseinsatzes (111 PJ) entfiel auf den Umwandlungseinsatz in Kraftwerken, KWK-Anlagen und Heizwerken: 23 % in Kraftwerken (inkl. KWK-Anlagen) von Energieversorgungsunternehmen, 4 % in Heizwerken zur Fernwärmeversorgung und 7 % in Strom produzierenden Eigenanlagen von Unternehmen. Der Verbrauch des Sektors Energie (Eigenverbrauch bei der Gasförderung und -speicherung sowie der Verbrauch der Raffinerie) machte 17 PJ (5 %) aus. Für nichtenergetische Zwecke wurden 14 PJ Erdgas (4 %) verbraucht.

Etwas mehr als die Hälfte des Erdgaseinsatzes (186 PJ bzw. 57 %) entfiel auf den energetischen Endverbrauch. Die größte Verbrauchergruppe stellt der produzierende Bereich mit einem Bedarf von 93 PJ (28 % des BIV) dar. Hier sind die Eisen- und Stahlindustrie, die Papierindustrie und die mineralische Industrie für mehr als die Hälfte des Erdgasverbrauchs verantwortlich. Die privaten Haushalte verbrauchten 2011 ca. 15 % des Erdgaseinsatzes in Österreich. Nicht eingerechnet ist hier der indirekte Gasverbrauch durch den Bezug von Fernwärme und Strom. Bei Berücksichtigung dieser Gasmengen erhöht sich der Haushaltsanteil am österreichischen Gasverbrauch auf ca. ein Viertel. 11 % entfielen auf den Dienstleistungsbereich. Wenn man auch hier die aliquoten Gasmengen, die für die Produktion des Bedarfs an Fernwärme und Strom verbraucht wurden, berücksichtigt, erhöht sich der Anteil des Dienstleistungssektors am Gesamtgasverbrauch auf knapp über 20 %. Zusammen entfallen bei dieser Berechnung etwas weniger als die Hälfte des Gasverbrauchs auf den Bereich Haushalte und Dienstleistungen, wobei der Großteil davon für die Raumwärmebereitstellung eingesetzt wird. Die restlichen 2 % (ca. 7 PJ) machten der Erdgastransport aus.

Die Bedeutung der verschiedenen Nutzungsarten des energetischen Endverbrauchs von Erdgas ist in Abbildung 18 dargestellt.

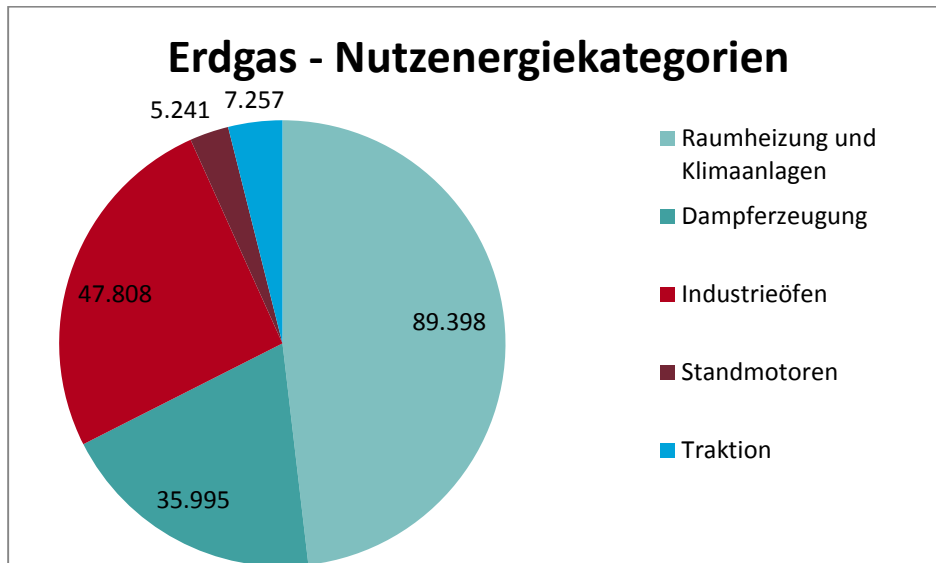


Abbildung 18: Verwendung von Erdgas bei den Endverbrauchern in TJ (Statistik Austria 2012b).

Der wichtigste Verwendungszweck von Erdgas beim Endverbraucher ist die Raumwärmebereitstellung. Ca. die Hälfte des energetischen Endverbrauchs (89 PJ) wird dafür eingesetzt. Ca. ein Viertel (48 PJ) entfällt auf die Industrieöfen, darunter 7 PJ für Warmwasserbereitung und Kochen mit Erdgas in Haushalten. Die Dampferzeugung in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen trägt 19 % zum Endverbrauch an Erdgas bei. Andere Einsatzzwecke sind der bereits erwähnte Verbrauch für den Erdgastransport (4 % des energetischen Endverbrauchs) und Gasmotoren (3 %).

Zusätzlich zu den obigen Ausführungen werden im Folgenden der Verbrauch, Exploration sowie Nutzung zur Raumheizung von Erdgas auf regionaler Ebene für den Zeitraum 1988 bis 2011 dargestellt.

Im Hinblick auf den Erdgasverbrauch (ohne Transportverluste) auf regionaler Ebene von 217 PJ in 2011 werden in Niederösterreich gefolgt von Oberösterreich innerhalb der gesamten Betrachtungsperiode ab 1992 die höchsten Levels erzielt. Diese beiden Regionen sind zusammen in Summe für mehr als 50% des inländischen Erdgasverbrauchs verantwortlich. Auf die Steiermark und Wien fallen mit fast identen Anteilen im Betrachtungszeitraum in Summe 33% des Erdgasverbrauchs. Die restlichen Anteile werden im Burgenland, Kärnten, Salzburg, Tirol und Vorarlberg mit Größenordnungen bis 3% generiert.

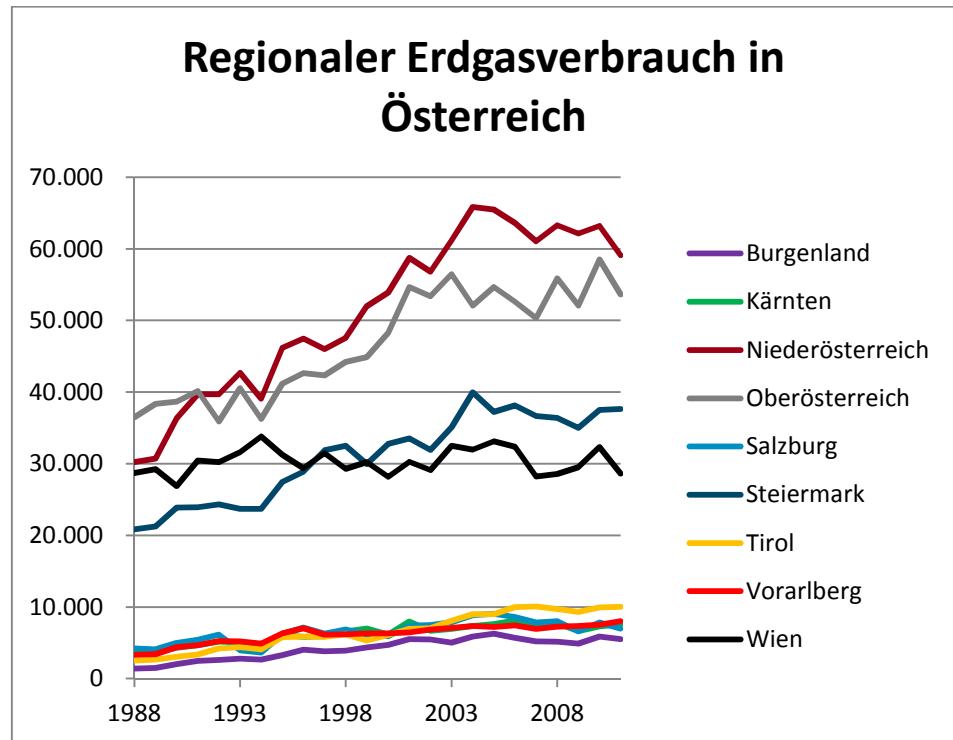


Abbildung 19: Regionaler Erdgasverbrauch in Österreich ohne Transportverluste in TJ (Statistik Austria 2012a).

Die inländische Produktion bzw. die Exploration in 2011 von ca. 62 PJ findet zu 83% in Niederösterreich, zu 16% in Oberösterreich und zu 1% in Salzburg statt. Im Zeitverlauf ab 1988 sind somit ein relativer Anstieg in Niederösterreich von ca. 40% sowie ein relativer Rückgang in Oberösterreich von ca. 60% zu verzeichnen. In Salzburg werden innerhalb des Betrachtungszeitraumes zwischen 1 bis 2% exploriert.

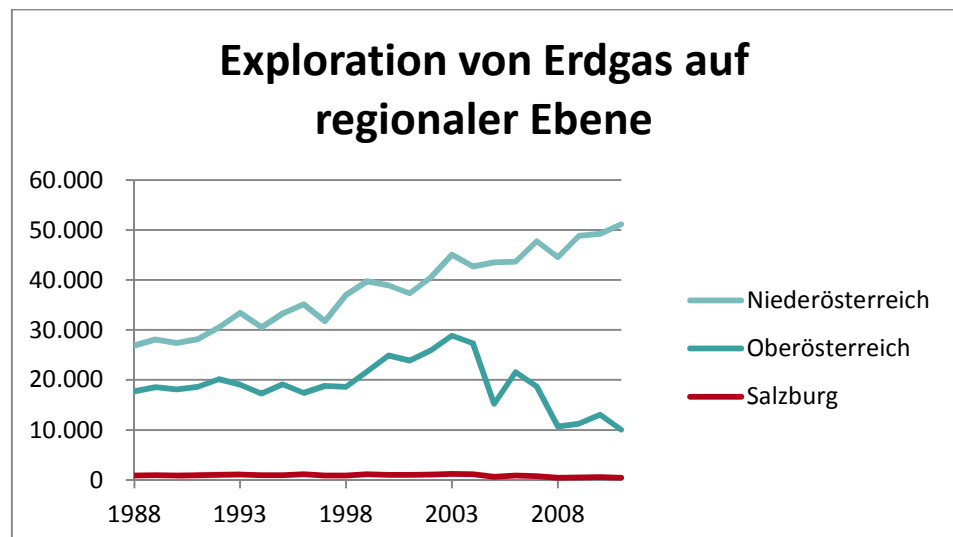


Abbildung 20: Exploration von Erdgas auf regionaler Ebene in TJ (Statistik Austria 2012a).

Wie vorab erörtert stellt die Produktion von Raumwärme den wichtigsten Verwendungszweck von Erdgas bei den Endverbrauchern mit ca. 90 PJ bzw. einem Anteil von 48% dar. Durch die regionale Betrachtung ergeben sich Anteile

der Raumwärmegenerierung am Gesamtendverbrauch an Erdgas ohne Berücksichtigung des Anteils von Erdgas in der Fernwärmeproduktion zwischen 74% (Wien) und 32% (Steiermark). Die Bundesländer mit dem höchsten Erdgasverbrauch, Niederösterreich und Oberösterreich, weisen Anteile von 54% bzw. 37% auf.

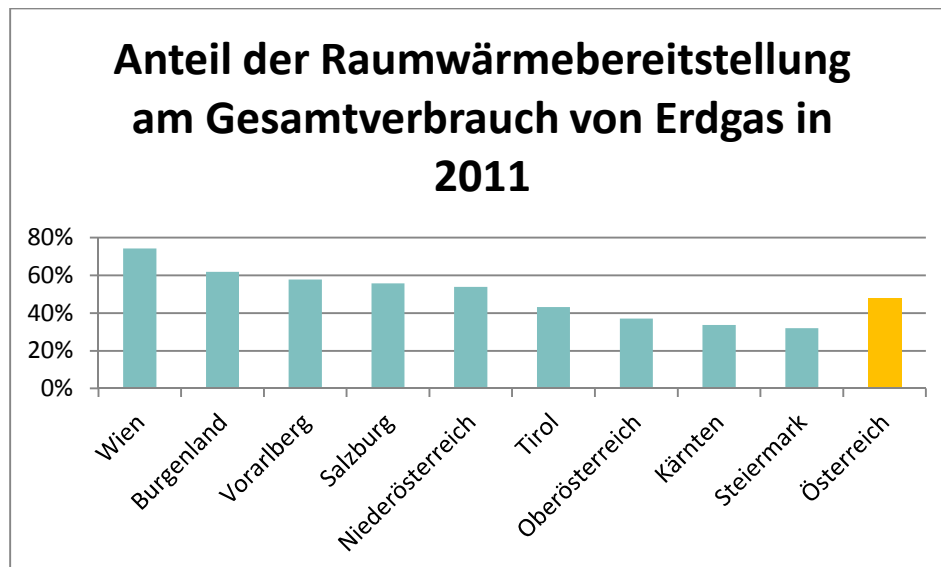


Abbildung 21: Anteil der Raumwärmebereitstellung am Gesamtverbrauch von Erdgas auf regionaler Ebene in 2011 ohne Berücksichtigung der Fernwärmeproduktion (Statistik Austria 2012a).

Bei Berücksichtigung des Anteils von Erdgas in der Ferngaserzeugung beläuft sich die Gesamtmenge von Erdgas zur Raumheizung auf rund 116 PJ. Daraus lässt sich eine durchschnittliche Erhöhung der Anteile der Raumwärmebereitstellung am Gesamtverbrauch von Erdgas um 6% ableiten.

Fernwärme

Fernwärme wird laut Energiestatistik in Österreich zu knapp zwei Dritteln aus KWK-Anlagen hergestellt (2011 62 %), der Rest in Heizwerken. Der hohe Anteil an gekoppelter Erzeugung von Strom und Fernwärme erhöht die Gesamteffizienz. Insgesamt wurden 2011 laut Energiebilanz ca. 80 PJ Fernwärme erzeugt, das entspricht ca. 22 TWh. Die innerbetriebliche Nutzung von Wärme ist in diesen Zahlen nicht enthalten. Der Großteil der Fernwärme (93 %) wird laut den österreichischen Energiebilanzen von Energieversorgungsunternehmen produziert, der Rest stammt aus Industrieanlagen, besonders aus der Papierindustrie, aus der Raffinerie sowie aus Einspeisung von Dienstleistungsunternehmen (Statistik Austria 2012a).

Die Erzeugung von Fernwärme basiert vorwiegend auf zwei Brennstoffen: Erdgas und Biomasse. Laut den Energiebilanzen wurden 2011 bereits 46 % der Fernwärme aus Biomasse (davon entfielen 3 % auf den biogenen Anteil von Siedlungsabfällen) erzeugt. Im Jahr 2005 lag der Anteil noch bei 21 %. Laut Statistik Austria hat sich der Biomasse-Einsatz von 2005 (12,7 PJ) auf 2010 (37,4 PJ) in etwa verdreifacht, wobei jeweils ungefähr die Hälfte in KWK-Anlagen (49 %) und Heizwerken produziert wird. 2011 basierten 38 % der Fernwärmeproduktion auf Erdgas. Dies entspricht bei in etwa gleich gebliebener Produktion aus Erdgas aufgrund des bereits erwähnten starken Anstiegs

der Gesamterzeugung einem deutlichen anteilmäßigen Rückgang gegenüber 54 % im Jahr 2005. Fernwärme aus Erdgas wird laut Energiebilanzen zu 71 % in KWK-Anlagen und zu 29 % in Heizwerken produziert. Der Anteil der Heizwerke erscheint sehr hoch, da es sich hierbei vorwiegend um Spitzenlastkessel handelt. Zusammen kamen diese beiden Brennstoffe 2011 für ca. 84 % der Fernwärmeproduktion auf, was einem bisherigen Höchstwert entspricht. Die übrigen, großteils fossilen Energieträger verlieren stark an Bedeutung bei der Erzeugung von Fernwärme. Weitere relevante Brennstoffe sind Heizöl (7%), Abfälle (nur fossiler Anteil, 5 %) sowie Steinkohle (3 %). Die Einspeisung aus Geothermie bzw. aus Solaranlagen nimmt derzeit eine bescheidene Rolle ein, ihr Anteil lag 2011 bei 0,7 %.

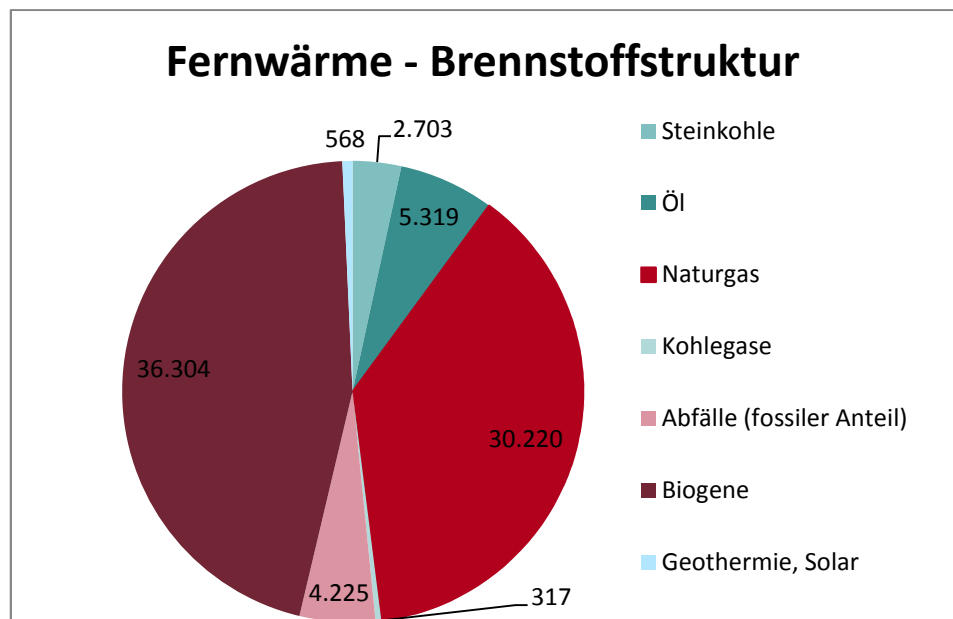


Abbildung 22: Brennstoffeinsatz für die Erzeugung von Fernwärme in Tj (Statistik Austria 2012a).

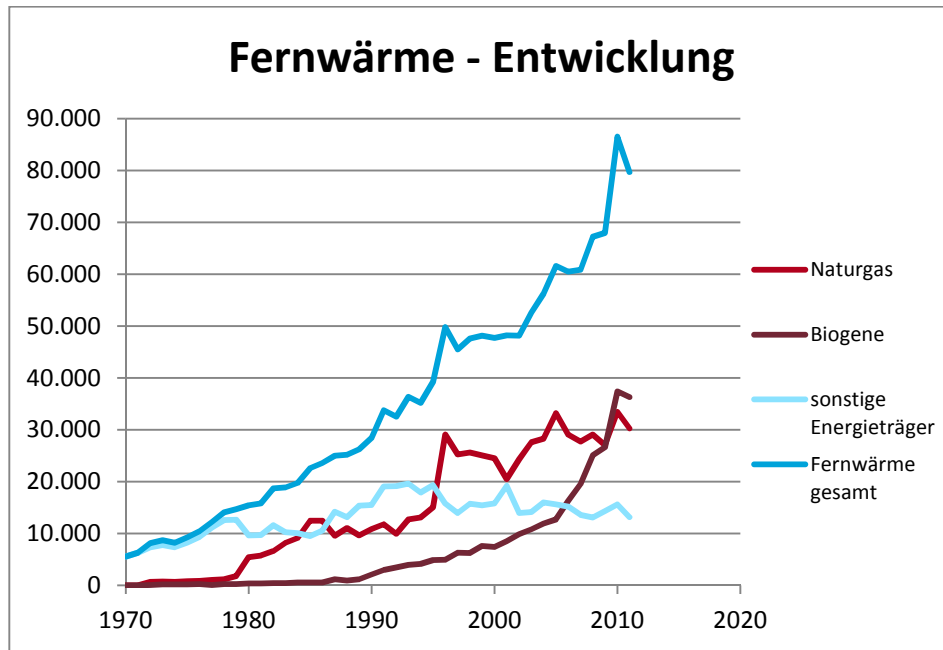


Abbildung 23: Entwicklung der Erzeugung von Fernwärme in TJ (Statistik Austria 2012a).

Die Energiebilanzen geben für 2011 Transportverluste in den Fernwärmenetzen von ca. 8 % an.

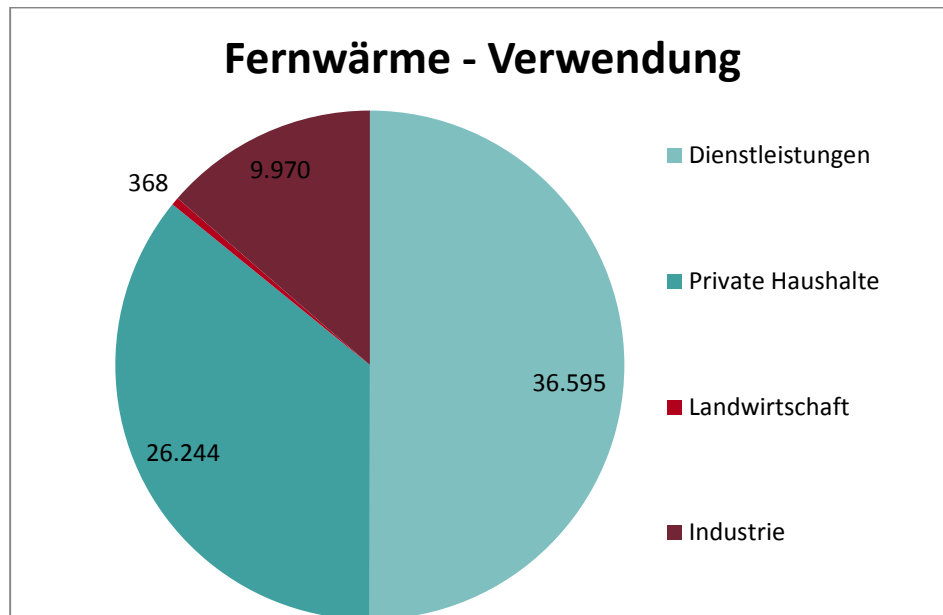


Abbildung 24: Verwendung der Fernwärme 2011 in TJ (Statistik Austria 2012a).

Genau die Hälfte (37 PJ) der Fernwärme wurde von Dienstleistungsunternehmen verwendet. Es wird angenommen, dass in dieser Gruppe auch Großkunden erfasst sind, die die Wärme an private Haushalte weiterverkaufen. Ca. 36 % werden von privaten Haushalten genutzt und ca. 14 % von der Industrie, wobei die chemische und die Holz verarbeitende Industrie mit jeweils 3 % die größten Fernwärmeabnehmer innerhalb dieser Gruppe sind. In der Landwirtschaft wurden nur sehr geringe Fernwärmemengen eingesetzt.

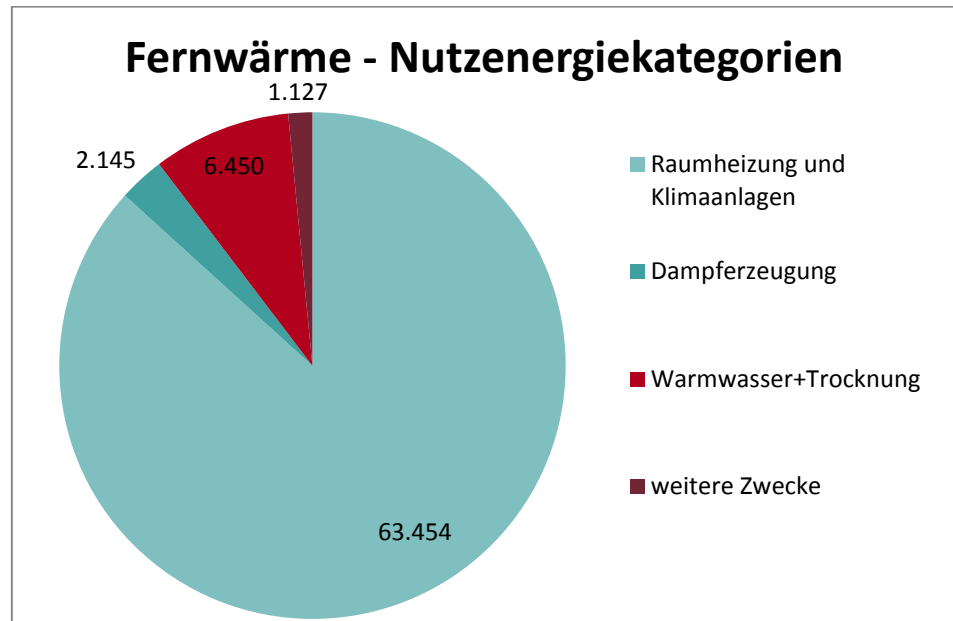


Abbildung 25: Verwendungszwecke der Fernwärme in TJ (Statistik Austria 2012b).

Fernwärme wird bei den Endverbrauchern im überwiegenden Maße zur Raumheizung eingesetzt. Ca. 87 % der Fernwärme wurden für diesen Zweck verwendet. Gemäß Nutzenergieanalyse der Statistik Austria werden 9 % der Fernwärme für die Nutzenergiekategorie Industrieöfen verwendet. Hierunter fallen einerseits die Warmwasserbereitung (6 %), andererseits auch die Trocknung in Industriebetrieben (3 %). 3 % der Fernwärme werden zur Dampferzeugung genutzt, die übrigen 2 % für weitere Zwecke (Statistik Austria 2012b).

Analog zu den Ausführungen zu Erdgas wird im Folgenden die Produktion von Fernwärme auf regionaler Ebene für den Zeitraum 1988 bis 2011 dargestellt.

Die in Österreich im Jahre 2011 produzierten 80 PJ Fernwärme setzen sich zu ca. jeweils einem Viertel aus der Produktion in Wien (27%) und Niederösterreich (23%) zusammen. Generell ist über den betrachteten Zeitraum ab 1988 in allen Regionen ein Anstieg der Fernwärmeproduktion zu beobachten, wobei die höchsten durchschnittlichen Anstiege pro Jahr im Burgenland und Vorarlberg verzeichnet werden. Auf österreichischer Ebene beläuft sich die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate pro Jahr auf ca. 5%.

regionale Verteilung der Fernwärmeproduktion in Österreich

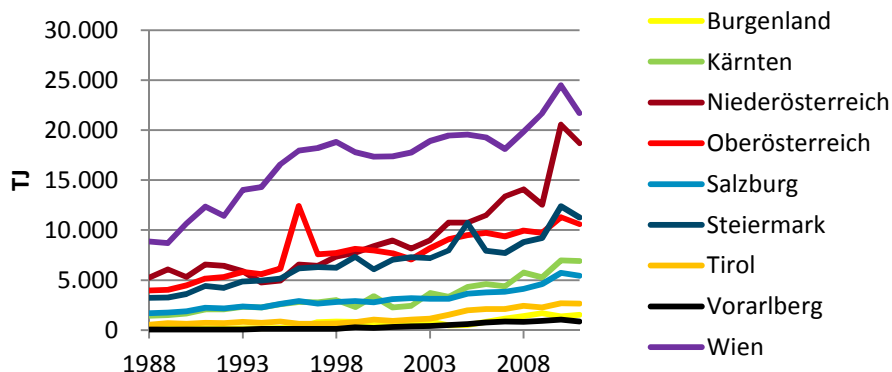


Abbildung 26: regionale Verteilung der Produktion von Fernwärme in Österreich in Tj (Statistik Austria 2012a)

Fernkälte

Fernkälte wird derzeit noch nicht verbreitet eingesetzt. 2011 wurden laut Zahlenspiegel des FGW 65 GWh abgesetzt, das entspricht 0,2 PJ. Innerhalb der letzten beiden Jahre hat sich der Absatz jedoch ausgehend von 24,5 GWh 2009 stark erhöht.

3.1.5 Darstellung der daraus resultierenden Treibhausgase und Luftschadstoffe

3.1.5.1 Treibhausgase und Luftschadstoffe aus dem Bereich Raumwärme (exkl. Fernwärmeaufbringung)

Der Sektor Gebäude verursacht Emissionen, die größtenteils aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser stammen. Die wichtigsten Verursacher sind private Haushalte sowie öffentliche (von den Gebietskörperschaften genutzte Gebäude) und private Dienstleistungen (Bürogebäude, Hotellerie, Vereinsgebäude, etc.). Die landwirtschaftlichen Nutzgebäude umfassen direkte Emissionen aus Heizungsanlagen (z. B. Trocknungsanlagen, Stallheizungen, Beheizung von Glashäusern). Die mobilen Quellen der Privathaushalte sowie der Land- und Forstwirtschaft (z. B. Traktoren, Arbeitsmaschinen) werden hier nicht dargestellt. Land- und forstwirtschaftliche Wohngebäude sind in den Privathaushalten zusammengefasst. Die Emissionen aus Strom- und Fernwärmeerzeugung sind nicht enthalten.

Die Emissionen der Industriegebäude für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser werden in der Österreichischen Luftschadstoff-Inventur nicht gesondert ausgewiesen und können im Folgenden nicht dargestellt werden (UMWELTBUNDESAMT 2013a).

In diesem Kapitel ist die Entwicklung der Emissionen der Privathaushalte, der Dienstleistungsgebäude und der landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) in Summe dargestellt. Eine getrennte Betrachtung der Emissionsent-

wicklung in den Sektoren Privathaushalte sowie Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftliche Nutzgebäude findet sich im Anhang in Kapitel 7.3.

Treibhausgas-Emissionen (THG)

Der Sektor Gebäude verursacht Emissionen der Treibhausgase Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Die CO₂-Emissionen aus biogenen Brennstoffen werden als klimaneutral bewertet und nicht berücksichtigt. Die THG-Emissionsfaktoren für Stückholz, Pellets und Hackschnitzel basieren auf der äquivalenten THG-Wirksamkeit der Emissionen von Methan und Lachgas. Dieselbe Einschränkung gilt für zur Fernwärmegewinnung eingesetzte biogene Brennstoffe. Die fossilen Brennstoffe Kohle, Heizöl extraleicht und Erdgas haben in absteigender Reihenfolge die größten spezifischen THG-Emissionen. Entsprechend geringe THG-Emissionsfaktoren ergeben sich für Stückholz, Pellets und Hackschnitzel. Die spezifischen THG-Emissionen für Fernwärme resultieren aus dem Brennstoffmix von fossilen und biogenen Energieträgern (siehe Abbildung 27).

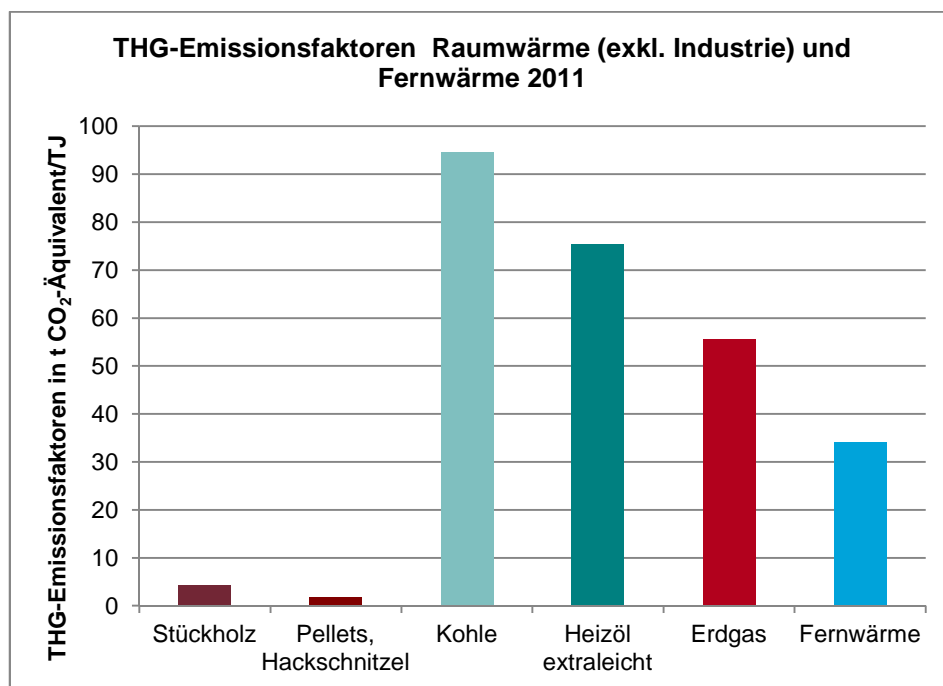


Abbildung 27: THG-Emissionsfaktoren Raumwärme (exkl. Industrie) und Fernwärme 2011 (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013b Berechnung Fernwärme nach CEN/CENELEC-Methode)

Die höchsten THG-Emissionen werden durch Gasverbrennung verursacht. Der Anteil von Gas liegt im Jahr 2011 bei 48,9 %. An nächster Stelle steht Öl mit 46,1 % der Gesamtemissionen im Sektor Gebäude. Biomasse-Emissionen (CH₄, N₂O) mit 2,7 % und Emissionen aus Kohle mit 2,3 % haben nur eine untergeordnete Bedeutung (siehe Abbildung 28). Insgesamt wurden in diesem Sektor im Jahr 2011 9,73 Mio. t CO₂e emittiert.

Die Trends der absoluten Emissionen im Gebäudesektor sind für alle Energieträger rückläufig (Kohle: -76,8 %, Öl: -39,7 %, Gas -3,7 %, Biomasse: -20,4 %).

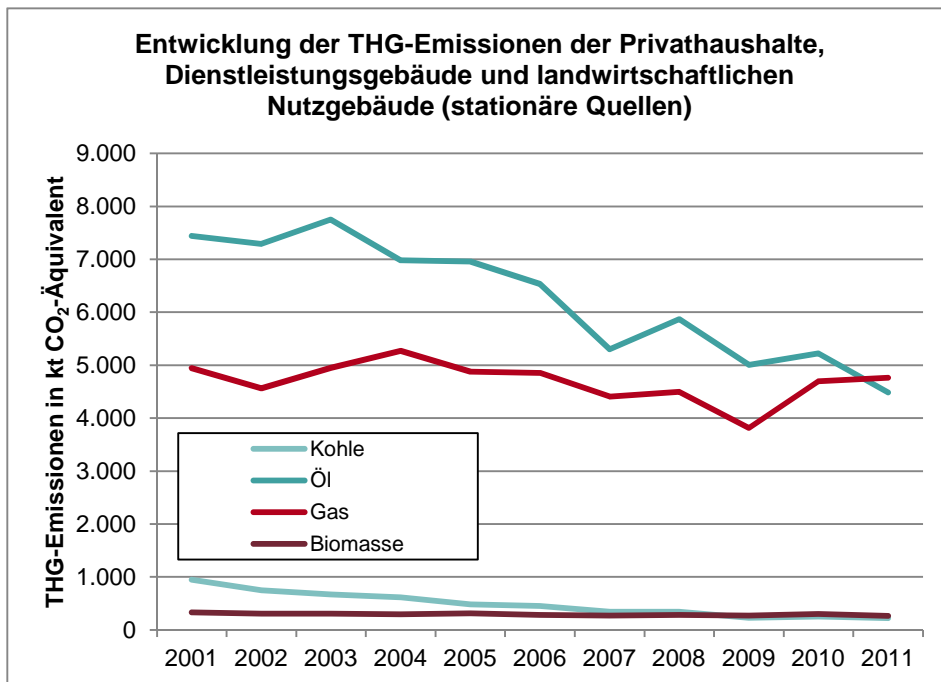


Abbildung 28: Entwicklung der THG-Emissionen der Privathaushalte, Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013b)

Schwefeldioxid-Emissionen (SO₂)

Die SO₂-Emissionsfaktoren von Kohle sind bezogen auf den energetischen Endverbrauch etwa 42-47fach so hoch wie die Werte von Fernwärme sowie von Stückholz, Pellets und Hackschnitzeln. Heizöl extraleicht ist stark schwefelreduziert, Erdgasnutzung verursacht beim energetischen Endverbrauch keine SO₂-Emissionen. Die hohen Emissionen von Fernwärme im Österreich-Durchschnitt sind auf die hohen spezifischen Emissionen von Öl bei der Fernwärmeproduktion zurückzuführen. Auch Biomasse weist vergleichsweise hohe spezifische Emissionen auf. In Netzen auf Basis von Erdgas sind auch bei der Fernwärme die SO₂-Emissionen marginal (siehe Abbildung 29).

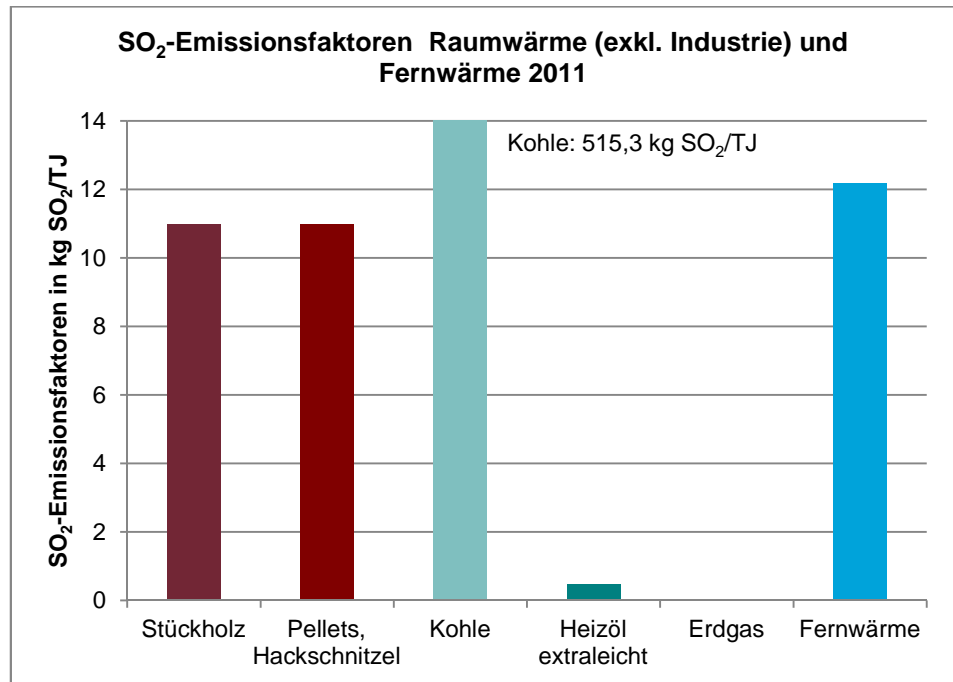


Abbildung 29: SO₂-Emissionsfaktoren Raumwärme (exkl. Industrie) und Fernwärme 2011 (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d Berechnung Fernwärme nach CEN/CENELEC-Methode)

Die Absenkung des Schwefelgehaltes in Heizöl wirkt sich unmittelbar auf die SO₂-Emissionen aus. Im Jahr 2011 wurden beim Einsatz von Öl nur mehr 8,2 % der SO₂-Emissionen aus dem Jahr 2001 emittiert. Aus der Nutzung von Gas beim Endverbraucher wird kein SO₂ in die Atmosphäre abgegeben. Die Zunahme der Aktivitäten bei der Verbrennung von Biomasse bewirkt eine Erhöhung der Emissionen im Vergleichszeitraum um +3,1 % (siehe Abbildung 30). Der gesamte Sektor Raumwärme (exkl. Fernwärmeaufbringung) war 2011 für SO₂-Emissionen in Höhe von ca. 2.400 t verantwortlich.

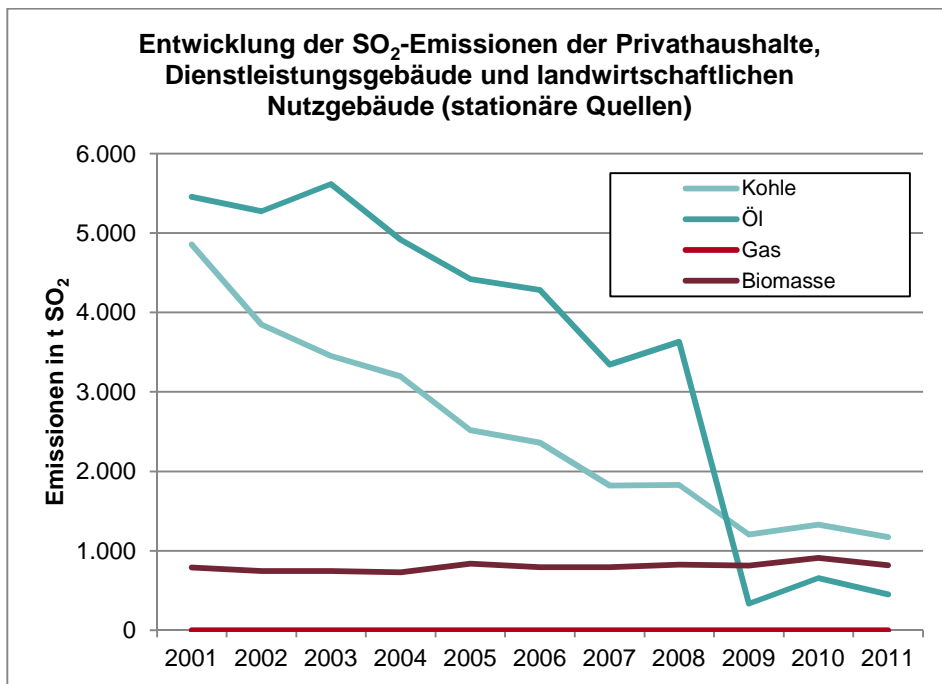


Abbildung 30: Entwicklung der SO₂-Emissionen der Privathaushalte, Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

Stickoxid-Emissionen (NO_x)

Die NO_x-Emissionsfaktoren der biogenen Brennstoffe sind am größten. Danach folgen Kohle und der Brennstoffmix der österreichischen Fernwärmebereitstellung. Erdgas und Heizöl extraleicht emittieren pro TJ energetischem Endverbrauch rund ein Drittel von Stückholz, Pellets und Hackschnitzeln (siehe Abbildung 31).

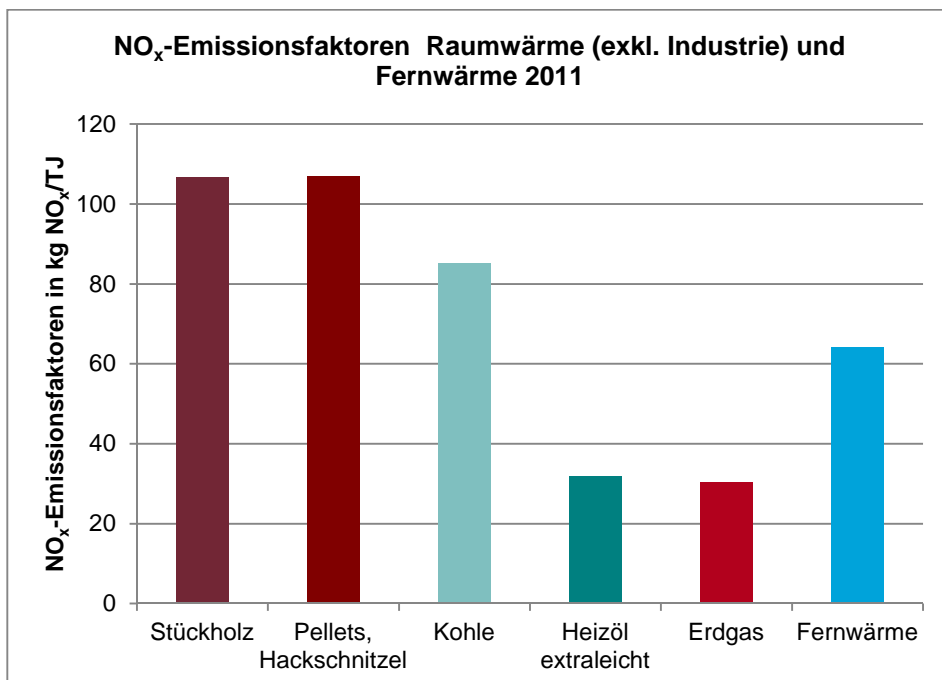


Abbildung 31: NO_x -Emissionsfaktoren Raumwärme (exkl. Industrie) und Fernwärme 2011 (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d Berechnung Fernwärme nach CEN/CENELEC-Methode)

Bei den fossilen Energieträgern ist in allen Sektoren der NO_x -Emissionstrend rückläufig. Die Emissionen aus Biomasse steigen im Vergleichszeitraum 2001 bis 2011 auf Grund des steigenden Einsatzes von Biomasse um +3,1 % an (siehe Abbildung 32). Zuletzt wurden ca. 13.100 t NO_x ausgestoßen.

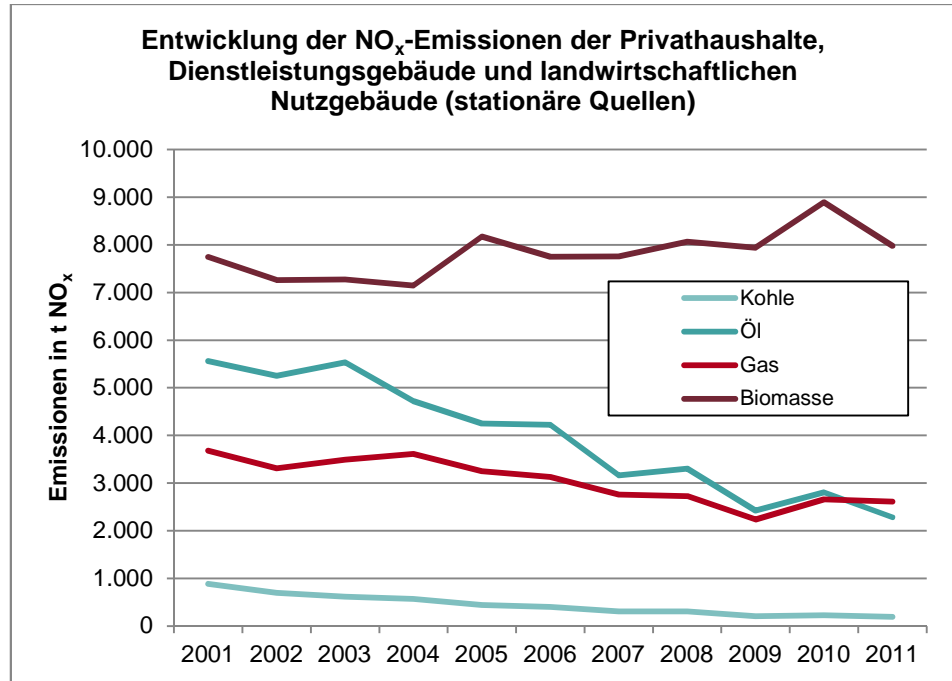


Abbildung 32: Entwicklung der NO_x -Emissionen der Privathaushalte, Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

Gesamtstaub-Emissionen (TSP)

Die spezifischen TSP-Emissionen von Kohle und Stückholz befinden sich mit rund 100 kg TSP/TJ energetischem Endverbrauch um das 10fache über den TSP-Emissionen aus dem Brennstoffmix von Fernwärme. Die standardisierten biogenen Brennstoffe Pellets und Hackschnitzel emittieren in etwa die Hälfte der spezifischen TSP-Emissionen von Stückholz. Heizöl extraleicht und Erdgas haben untergeordnete Bedeutung bei der TSP-Emission (siehe Abbildung 33).

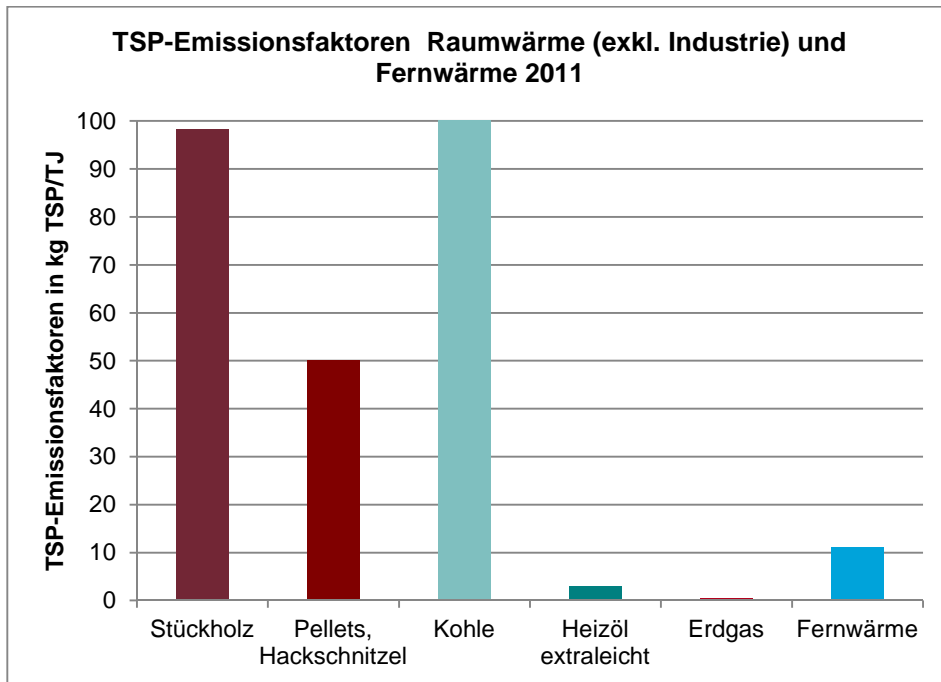


Abbildung 33: TSP-Emissionsfaktoren Raumwärme (exkl. Industrie) und Fernwärme 2011 (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d Berechnung Fernwärme nach CEN/CENELEC-Methode)

Die spezifischen PM10-Emissionen sind eine Teilfraktion des Gesamtstaubs und werden in der OLI (UMWELTBUNDESAMT 2013d) für die betrachteten Brennstoffe für Verbrennungsprozesse pauschal mit 90 % der TSP-Emissionen angenommen. Dieser Umrechnungsfaktor wurde ebenfalls für den Brennstoffmix der Fernwärme eingesetzt (Abbildung 34).

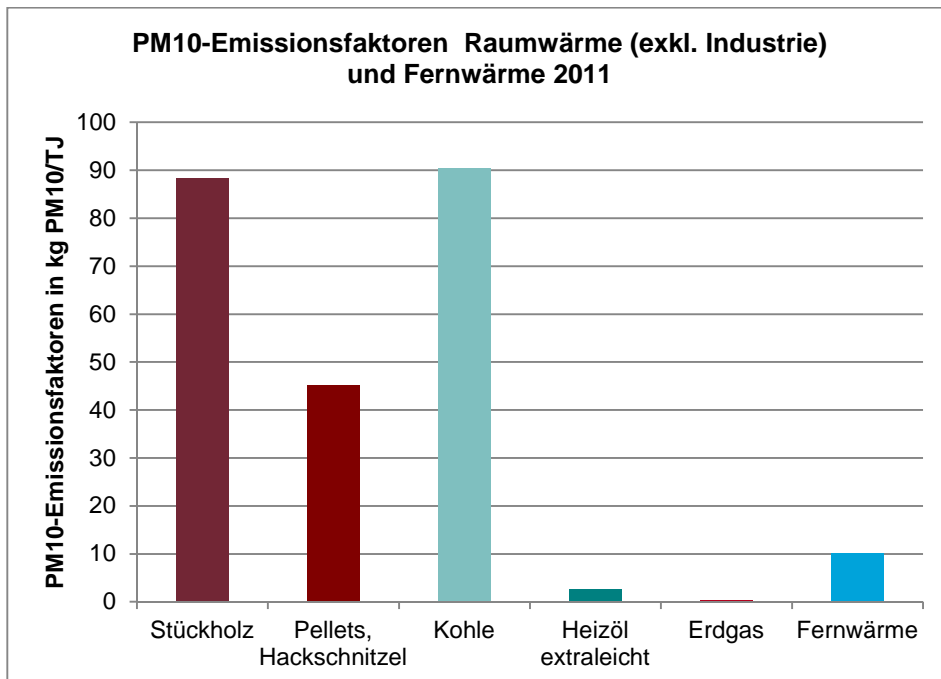


Abbildung 34: PM10-Emissionsfaktoren Raumwärme (exkl. Industrie) und Fernwärme 2011 (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d Berechnung Fernwärme nach CEN/CENELEC-Methode)

Die Emissionen von Gesamtstaub (TSP) aus Biomasse sind von 2001 bis 2011 um -10,7 % gesunken. Bedingt durch den geringeren Einsatz von Gas ergibt sich eine leichte Abnahme der Emissionen im Vergleichszeitraum um -3,7 %. Die TSP-Emissionen von Kohle verringern sich auf Basis geringeren Einsatzes stark (-77,7 %), die TSP-Emissionen aus dem Einsatz von Öl zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sinken um -52,5 % (siehe Abbildung 35). Der Gesamtausstoß des Sektors Raumwärme (exkl. Fernwärmeaufbringung) betrug 2011 ca. 6.800 t Staub (gesamt) bzw. ca. 6.100 t PM10.

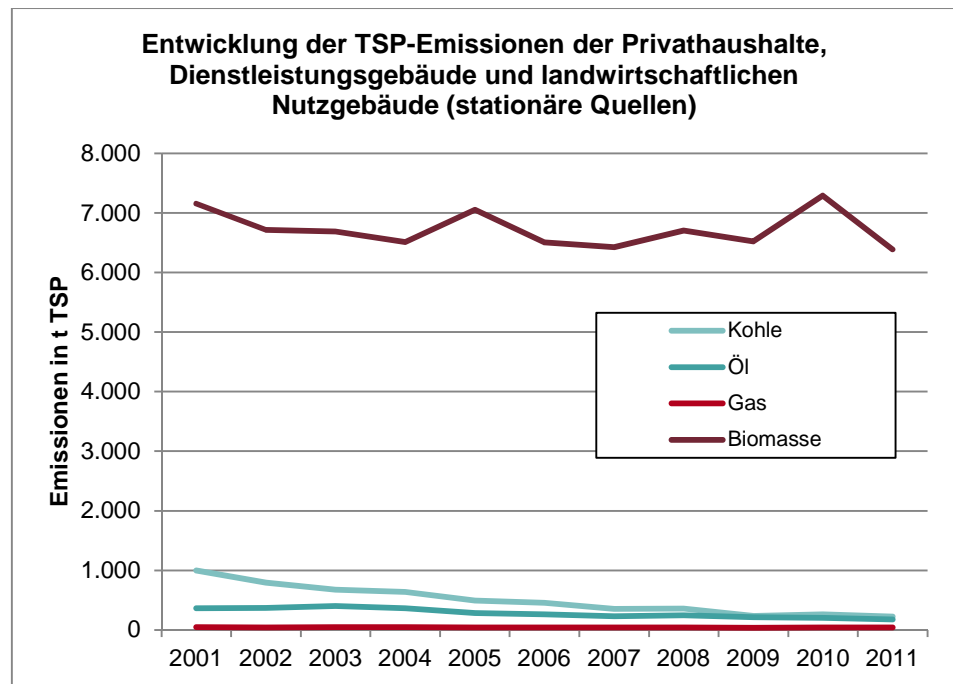


Abbildung 35: Entwicklung der TSP-Emissionen der Privathaushalte, Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK)

Der Einsatz von Erdgas erzeugt mit 0,03 g PAK/TJ energetischem Endverbrauch im Vergleich die geringsten PAK-Emissionen auf Grund der weitgehend vollständigen Verbrennung in erdgasbetriebenen Kleinfeuerungen. Bei der Verwendung von Heizöl extraleicht entstehen mit 0,24 g PAK/TJ nur unwesentlich höhere spezifische Emissionen. Die auf den Endenergieeinsatz bezogenen, spezifischen PAK-Emissionen von Fernwärme sind mit 0,21 g PAK/TJ im Vergleich zum Einsatz von Holz und Kohle in Kleinfeuerungen gering, obwohl gemäß Energiebilanz rund die Hälfte der Fernwärmeaufbringung mit biogenen Brennstoffen erfolgt (STATISTIK AUSTRIA 2012a). Dies begründet sich u.a. mit der optimierten automatischen Verbrennung und den großen Kesselleistungen der wärmebereitstellenden Heizwerke und KWK-Anlagen.

Die spezifischen PAK-Emissionen von Stückholz, Pellets und Hackschnitzel sowie Kohle sind um bis zu 2.000fach höher als die Emissionswerte von Erdgas, Heizöl extraleicht und Fernwärme. Die PAK-Emissionen von Stückholz sind dabei mit 64,2 g PAK/TJ am größten. Die standardisierten biogenen Brennstoffe Pellets und Hackschnitzel emittieren etwa 16 % weniger als die

spezifischen PAK-Emissionen von Stückholz. Kohle hat mit 13,2 g PAK/TJ ebenfalls hohe Emissionswerte, jedoch ist die Bedeutung von Kohle für die Raumwärmebereitstellung in Österreich gering (siehe Abbildung 36).

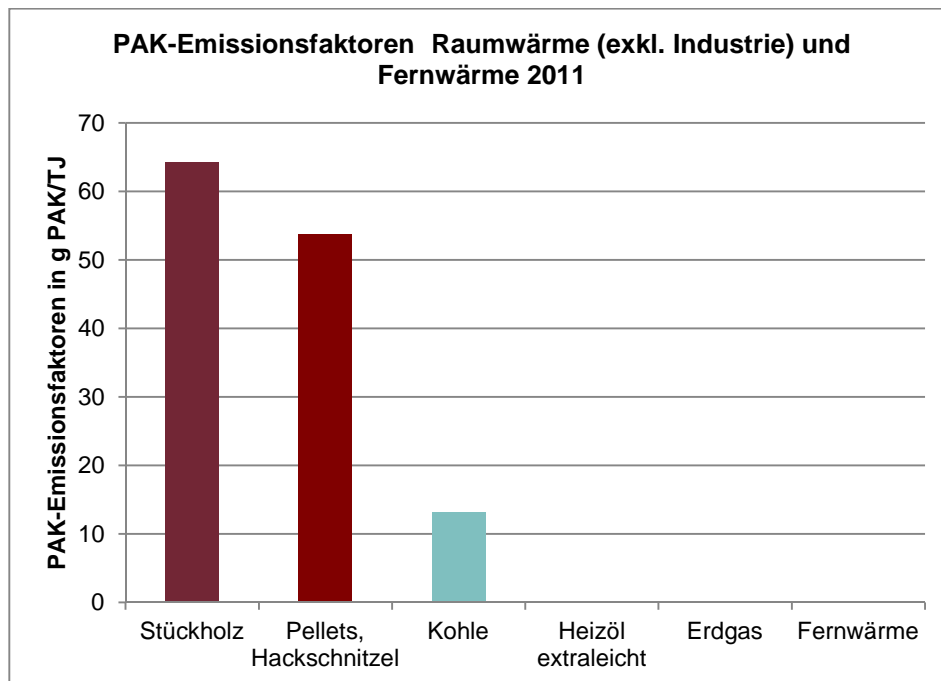


Abbildung 36: PAK-Emissionsfaktoren Raumwärme (exkl. Industrie) und Fernwärme 2011 (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d Berechnung Fernwärme nach CEN/CENELEC-Methode)

Die Emissionen von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK) aus Biomasse sind von 2001 bis 2011 um -25,4 % gesunken. Bedingt durch den geringeren Einsatz von Gas ergibt sich eine leichte Abnahme der Emissionen im Vergleichszeitraum um -6,5 %. Die PAK-Emissionen von Kohle verringern sich auf Basis geringeren Einsatzes stark (-79,1 %), die PAK-Emissionen aus dem Einsatz von Öl zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sinken um -68,6 %. Der Gesamtausstoß des Sektors Raumwärme (exkl. Fernwärmeaufbringung) betrug 2011 rund 4.700 kg PAK, die Beiträge von Kohle (2,3 %), Öl (0,3 %) und Gas (0,1 %) sind relativ gering (siehe Abbildung 35).

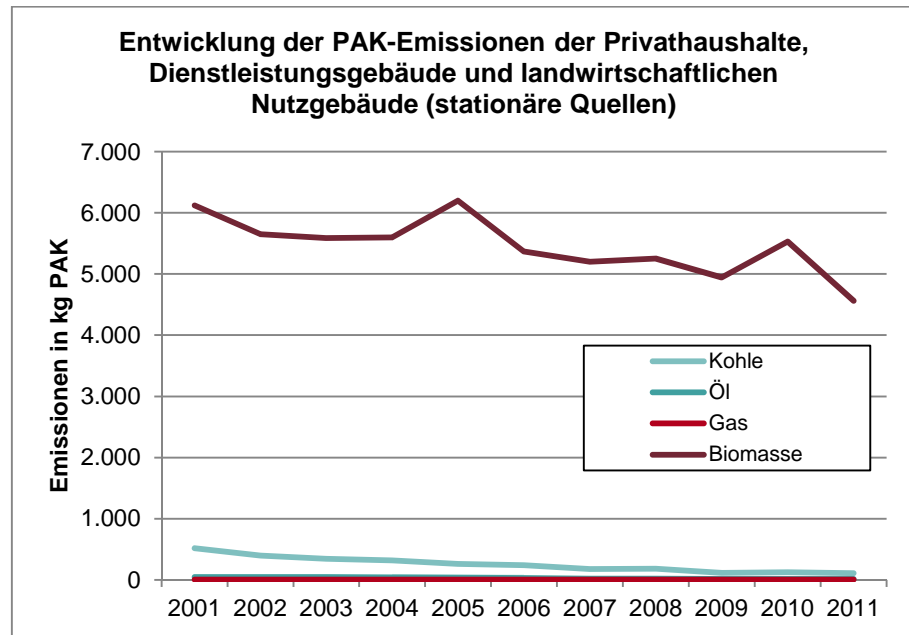


Abbildung 37: Entwicklung der PAK-Emissionen der Privathaushalte, Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

3.1.5.2 Treibhausgase und Luftschadstoffe aus dem Bereich Fernwärmeaufbringung

Fernwärme wird vorwiegend durch Nutzung der bei der Verbrennung von Brennstoffen in Heizwerken und in KWK-Anlagen entstehenden Wärme erzeugt. Die Emissionen in Heizwerken können direkt der produzierten Fernwärme zugeordnet werden. Bei KWK-Anlagen ist eine Aufteilung des Brennstoffeinsatzes und somit der entstehenden Emissionen auf die Produkte Strom und Fernwärme notwendig. Hierfür existieren zahlreiche verschiedene Methoden. Eine Gegenüberstellung dieser Verfahren findet sich z. B. in Umweltbundesamt 2012d.

Im Rahmen dieser Studie wurde die Brennstoffmehraufwandsmethode verwendet. Diese Methode ist in CEN/CENELEC 2004 beschrieben. Man geht dabei von der Stromproduktion ohne Wärmeauskopplung aus und vergleicht diese mit der Stromproduktion bei gleichzeitiger Wärmeauskopplung. Bei Stromproduktion in Vollast kommt es durch die Zuschaltung der Wärmeauskopplung zu Einbußen in der Stromproduktion. Der für die Wärmeproduktion eingesetzte Brennstoffanteil ergibt sich aus dem Stromverlust, indem der für die Produktion der „verlorenen“ Menge Strom benötigte Brennstoff berechnet wird.

Als Maß für den Stromverlust bei Fernwärmeauskopplung im Vergleich zur reinen Stromproduktion dient die Stromverlustkennzahl, welche die Reduktion der Stromerzeugung im Verhältnis zur ausgekoppelten Fernwärme angibt. Um die durchschnittliche Stromverlustkennzahl einer Anlage zu bestimmen, ist eine genaue Kenntnis der Anlage und deren Fahrweise erforderlich. Für die Zwecke dieser Studie wurde für alle Brennstoffe eine Stromverlustkennzahl von 0,25 angenommen.

Die der Fernwärmeerzeugung zugeordneten Emissionen wurden bei KWK-Anlagen gemäß der oben beschriebenen Methodik berechnet, bei Heizwerken wurden die gesamten Emissionen der Anlagen der Fernwärme zugeordnet. Auf diese Weise wurden auf Basis der Energiebilanz (Statistik Austria 2012a) und der österreichischen Luftschadstoffinventur die gesamten bei der Erzeugung von Fernwärme in Österreich im Jahr 2011 entstandenen Emissionen berechnet.

Betrachtet werden lediglich die Direktmissionen der Treibhausgase Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie der klassischen Luftschadstoffe Staub, Stickoxide und Schwefeldioxid. Vor- und nachgelagerte Prozesse wie der Primärenergie- und Rohstoffgewinnung oder der Hilfsenergie- und Materialaufwand zur Herstellung der Heizwerke bleiben unberücksichtigt.

Für die Erzeugung von Fernwärme (2011 ca. 80 PJ) wurden gemäß dieser Methodik für das Jahr 2011 2,45 Mio. t CO₂ bzw. 2,51 Mio. t CO₂e berechnet. Bezogen auf den energetischen Endverbrauch ergibt dies einen Emissionsfaktor von 34,2 t CO₂e/TJ. Durch die Bezugnahme auf den Endverbrauch werden Leitungsverluste in den Emissionsfaktor eingerechnet.

Die Beiträge der verschiedenen Brennstoffe zu den der Fernwärmeerzeugung zugeordneten CO₂-Emissionen sind in Abbildung 38 dargestellt. Der Großteil der Emissionen stammt aus Erdgas. Daneben spielen Öl, Hausmüll und Steinkohle eine bedeutende Rolle.

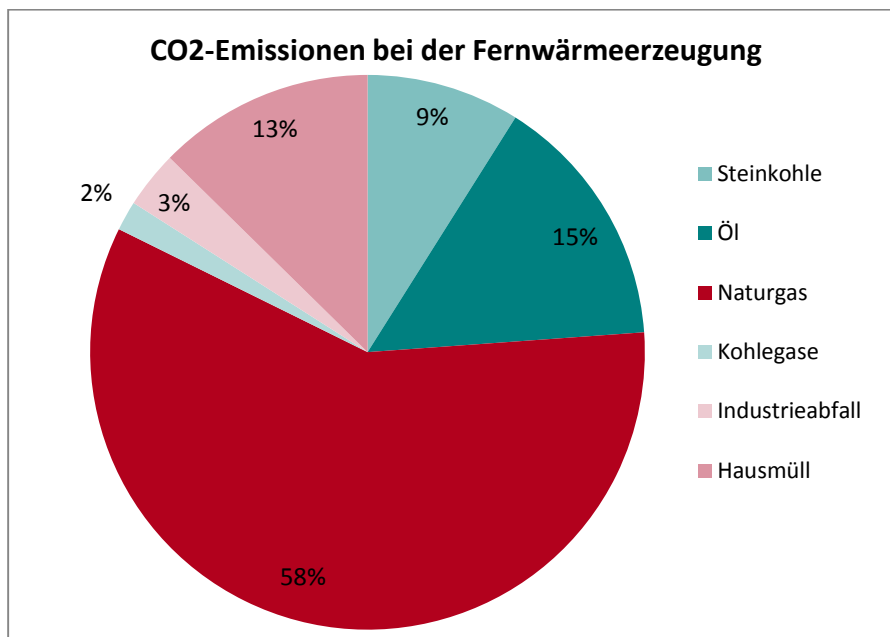


Abbildung 38: CO₂-Emissionen bei der Fernwärmeerzeugung (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013b, eigene Berechnungen)

Neben den Treibhausgasen wurden auch die Emissionen der klassischen Schadstoffe Staub (TSP), NO_x und SO₂ berechnet. In Tabelle 6 sind die jeweiligen Gesamtemissionen, die bei der Erzeugung von Fernwärme in Österreich im Jahr 2011 entstanden sind, sowie die Emissionsfaktoren (bezogen auf Endenergie) dargestellt. Die angegebenen Frachten beziehen sich auf die gesamte Fernwärmeproduktion, davon entfallen laut Nutzenergieanalyse 93 % auf die Zwecke Raumwärme und Warmwasser.

Der Großteil der Emissionen an klassischen Schadstoffen bei der Fernwärmeerzeugung in Österreich stammt aus biogenen Energieträgern. Bei den Staubemissionen haben diese einen Anteil von 94 % und bei den NO_x-Emissionen von gut zwei Dritteln. Der Großteil der SO₂-Emissionen entfällt auf die Brennstoffe Heizöl (46 %) und Biomasse (44 %). Auch die PAK-Emissionen sind zu über 90 % auf biogene Brennstoffe zurückzuführen.

Tabelle 6: Emissionen an klassischen Luftschadstoffen für die Fernwärmeerzeugung (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

Schadstoff	Fracht in t	EF (bez. auf EEV) in kg/TJ
Staub	818	11,2
NO _x	4.694	64,1
SO ₂	892	12,2
PAK	0,015	0,00021

Die Emissionen von Fernwärme sind auf Endenergie bezogen und stark abhängig vom jeweiligen Brennstoffmix und anderen Faktoren des jeweiligen Fernwärmenetzes. Die angegebenen Emissionsfaktoren sind österreichische Durchschnittswerte für das Jahr 2011. Rückschlüsse auf ein bestimmtes Fernwärmenetz sind daher nicht zulässig.

3.1.5.3 Treibhausgase und Luftschadstoffe aus dem Sektor Raumwärme (inkl. Fernwärmeaufbringung)

In diesem Kapitel werden die gesamten mit der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Österreich in den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft verbundenen Emissionen dargestellt. Aus methodischen Gründen ist die gesamte Fernwärmeaufbringung inkludiert, sodass bei diesem Energieträger auch andere Verwendungszwecke und Sektoren erfasst sind. Die dadurch bedingte Unschärfe ist jedoch gering, wie im Kapitel 3.1.4 dargestellt.

In der nachfolgenden Tabelle sind die auf die Bereitstellung von Raumwärme in Österreich 2011 entfallenden Emissionen im Überblick angegeben.

Tabelle 7: Treibhausgase und Luftschadstoffe aus dem Sektor Raumwärme (inkl. Fernwärmeaufbringung) im Jahr 2011 (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013b, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

		Gebäude (Direktemissionen)	Fernwärmeaufbringung	Raumwärme (inkl. Fernwärmeaufbringung)
THG	Mio. t CO ₂ e	9,73	2,51	12,24
Staub	kt	6,83	0,82	7,65
NO _x	kt	13,07	4,69	17,76
SO ₂	kt	2,44	0,89	3,33
PAK	t	4,69	0,02	4,70

Die Gesamtemissionen an Treibhausgasen in Österreich betragen 2011 82,8 Mio. t CO₂e. Von den klassischen Schadstoffen emittierte Österreich im Jahr 2011 181 kt NO_x, 18,4 kt SO₂ und 34,5 kt PM10.

3.2 Wirtschaftlichkeitszahlen der Ist-Situation

3.2.1 Vergleich der laufenden Heizkosten der wesentlichsten Raumwärme-Energieträger in Österreich

Die Gesteungskosten der Energiedienstleistung Raumwärme beeinflussen die Akzeptanz bzw. Marktdurchdringung einer Heiztechnologie bzw. eines Energieträgers wesentlich. Bei der Interpretation des gegenständlichen Vollkostenvergleichs auf Basis von Nutzenergie ist zu beachten, dass die ökonomischen Daten auf einer allgemeinen, durchschnittlichen Erhebung zum Zeitpunkt der Studienerstellung basieren, und nicht für eine Einzelfallbetrachtung geeignet sind. Bei konkreten Umsetzungen ist ein Vergleich auf den Einzelfall abgestimmt sowohl unter Berücksichtigung regionaler Energieträgerpreise als auch Kosten für die Heiztechnologie entsprechend der Anforderungen und Gegebenheiten durchzuführen.

Zur Dimensionierung einer Wärmebereitstellungstechnologie sind Kenntnisse des spezifischen Wärmebedarfs des zu beheizenden Gebäudes sowie die davon abgeleitete Heizlast notwendig. Aus diesen beiden Faktoren ergeben sich die Auslegung der Heizungsanlage bzw. der Energieverbrauch pro Jahr. Aufgrund der Heterogenität des österreichischen Wohngebäudebestandes und des großen Einflusses gebäudetechnischer Charakteristika auf die Heizkosten werden für den gegenständlichen Vergleich drei verschiedene Modellgebäude aus dem Bestand abgeleitet.

- Modellgebäude 1: Wohngebäude mit 1-2 Wohneinheiten
- Modellgebäude 2: Wohngebäude mit 3-9 Wohneinheiten
- Modellgebäude 3: Wohngebäude mit 10-19 Wohneinheiten

Die Basis für die Auswahl der Modellgebäude und deren energetische Charakterisierung wird im nachfolgenden Abschnitt behandelt.

3.2.1.1 Auswahl von Modellgebäuden

Tabelle 8 gibt einen Überblick der Verteilung der Hauptwohnsitzwohnungen nach Gebäudegröße in Österreich an: 48 % aller österreichischen Haushalte leben in einem Wohngebäude mit 1 oder 2 Wohneinheiten³³, 19 % leben in Wohngebäuden mit 3 bis 10 Wohnungen und 33 % in Wohngebäuden mit 11 oder mehr Wohnungen.³⁴

Tabelle 8: Hauptwohnsitzwohnungen nach Gebäudegröße, Stand 2010 (Quelle: Statistik Austria)

Gebäudegröße	Anzahl in 1.000	in %
1 Wohnung	1.278	35%
2 Wohnungen	464	13%
3 bis 9 Wohnungen	700	19%
10 bis 19 Wohnungen	621	17%

³³ Ein Wohngebäude mit 1 WE ist ein Einfamilienwohnhaus.

³⁴ Per Definition entspricht die Anzahl der Haushalte der Anzahl der Hauptwohnsitze.

20 und mehr Wohnungen	561	15%
Insgesamt	3.624	100%
1 oder 2 Wohnungen	1.742	48%
3 bis 9 Wohnungen	700	19%
10 oder mehr Wohnungen	1.182	33%

Gebäude dieser drei Größenordnungen repräsentieren ca. 70 % (Gebäudegrößen: 1 bis 2 Wohnungen, 3 bis 9 Wohnungen, 10 bis 19 Wohnungen) des gesamten österreichischen Wohngebäudebestandes (siehe Tabelle 8). Bei der Bestimmung der Modellgebäude wurde in weiterer Folge auf Daten der Statistik Austria zurückgegriffen um die durchschnittliche Größe von Wohneinheiten in den Gebäuden zu errechnen. Tabelle 9 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnungen: je nach Gebäudegröße schwankt die Nutzfläche der Wohnungen zwischen 171 m² in Wohngebäuden mit 1 Wohneinheit und 73 m² in Wohngebäuden mit 10 bis 19 Wohneinheiten.

Tabelle 9: Hauptwohnsitzwohnungen nach Gebäudegröße und Nutzfläche, Stand 2010
(Quelle: eigene Berechnung Energieinstitut an der JKU auf Basis Statistik Austria).

Nutzfläche gemäß Statistik Austria	Ø Nutzfläche [m ²]	Wohngebäude mit 1 bis 2 WE in 1.000	Wohngebäude mit 3 bis 9 WE in 1.000	Wohngebäude mit 10 bis 19 WE in 1.000	Insgesamt in 1.000
Bis unter 35 m ²	35,0	4,4	20,3	30,3	101,6
35 bis unter 45 m ²	40,0	5,9	39,8	55,6	167,7
45 bis unter 60 m ²	52,5	21,7	131,1	146,4	447,3
60 bis unter 70 m ²	65,0	32,5	96,6	91,5	334,5
70 bis unter 90 m ²	80,0	121,0	228,9	184,0	795,9
90 bis unter 110 m ²	100,0	174,2	108,5	77,8	522,3
110 bis unter 130 m ²	120,0	247,3	35,8	19,5	396,0
130 bis unter 150 m ²	140,0	268,4	20,8	8,0	349,0
150 m ² und mehr	300,0	403,2	18,2	8,1	510,0
gesamt		1.278,4	700,0	621,2	3.624,3
durchschnittliche Nutzfläche:		171 m²	82 m²	73 m²	116 m²

Als weiteres Auswahlkriterium wurde die Bauperiode des österreichischen Wohngebäudebestandes herangezogen. Auf Basis der in Tabelle 9 bzw. Abbildung 39 gezeigten Altersverteilung wurde für die Modellgebäude angenommen, dass sie in der Bauperiode 1971 – 1980 gebaut wurden.³⁵

³⁵ Bauperiode 1945 bis 1980: Gebäude aus dieser Bauperiode stehen bei nationalen Sanierungsstrategien im Zentrum der Betrachtung. Dies liegt daran, dass in der Nachkriegszeit zwar eine hohe Bautätigkeit zu verzeichnen war, es jedoch kaum energetische Richtlinien in der Wohnbauförderung gab. Erst im Verlauf der 1970-iger Jahre fanden – in Reaktion auf die erste und zweite Ölkrise – wärmetechnische Anforderungen an Gebäude Eingang in die Bauordnungen der Länder und die Wohnbauförderungsgesetze.

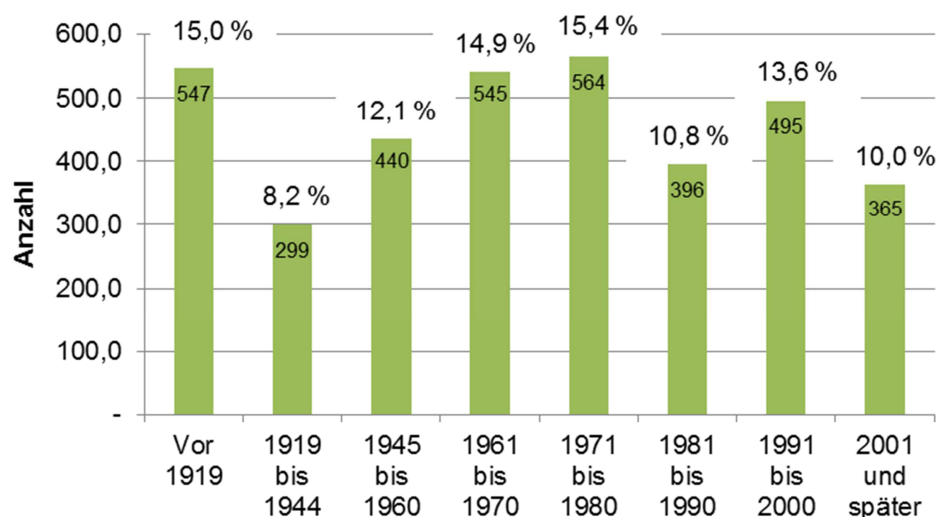


Abbildung 39: Hauptwohnsitzwohnungen 2011 nach Bauperiode in Österreich (Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut an der JKU auf Basis STATISTIK AUSTRIA, Mikrozensus (Jahresdurchschnitt 2011))

Datenmaterial über den durchschnittlichen energetischen Standard dieser Gebäude in Abhängigkeit ihrer Bauperiode ist kaum verfügbar. Eine verfügbare, österreichische Studie stammt von Jungmeier et al. (1997)³⁶. Die nachfolgende Tabelle 10 gibt einen Überblick der in dieser Studie berechneten Heizenergiekennzahlen (in kWh je m² und Jahr) für Einfamilienwohnhäuser sowie kleine und große Mehrfamilienwohnhäuser.

Tabelle 10: Nutzheizenergiekennzahl (NHZ) abhängig vom Gebäudetyp und der Bauperiode [in kWh/(m²/a)] (Quelle: Jungmeier et al. (1997)).

	EFH	MFH klein	MFH groß
Vor 1919	188	121	103
1919 bis 1944	193	121	106
1945 bis 1960	226	136	120
1961 bis 1970	186	118	103
1971 bis 1980	191	122	104
1981 bis 1990	130	88	78
Nach 1991	99	67	60

EFH = Einfamilienwohnhaus; MFH = Mehrfamilienwohnhaus

In der aktuelleren Kosten-Nutzen-Analyse der Austrian Energy Agency (2011) von energetischen Gebäudesanierungen in Österreich wird ebenfalls auf für den österreichischen Wohngebäudesektor als typisch charakterisierte Gebäudetypologie zurückgegriffen. Die nachfolgend ausgewiesene Tabelle 11 zeigt beispielhaft die Variabilität der Gebäudegeometrien im österreichischen Bestand auf und der indirekt dadurch beeinflussten Heizwärmebedarf.

Tabelle 11: Heizwärmebedarf (HWB) für verschiedene Referenzgebäude aus AEA (2011) (Quelle: eigene Zusammenstellung Energieinstitut an der JKU auf Basis von Aus-

³⁶ Jungmeier, G., Fankhauser, G., Könighofer, K., Spitzer, J. (1996) GEMIS-Österreich – Energetische Kennzahlen im Prozesskettenbereich: Endenergie – Nutzenergie. Joanneum Research, Institut für Energieforschung, Graz.

trian Energy Agency , 2011, *Kosten-Nutzen-Analyse von energetischen Gebäudesanierungen in Österreich, Wien*).

Referenzgebäude	(konditionierte) Bruttogrundfläche BGF [m ²]	charakteristische Länge lc [m]	Oberfläche-zu-Volumen-Verhältnis A/V [1/m]	Heizwärmebedarf HWB Bestand [kWh/m ² a]
EFH 1	137,7	1,19	0,84	271
EFH 2	146,2	1,08	0,93	264
EFH 3	149,9	1,24	0,81	122
MFH 1	413,5	1,76	0,57	183
MFH 2	576,0	1,88	0,53	143
MFH 3	617,5	1,98	0,50	67
MWB 1	1377,5	2,21	0,45	152
MWB 2	1305,5	2,03	0,49	130
MWB 3	1334,3	2,35	0,43	58

EFH ... Einfamilienhäuser MFH ... Mehrfamilienhäuser MWB ... mehrgeschossige Wohnbauten

Zusammenfassende Übersicht der Annahmen zu den Modellgebäuden

Die Kriterien Gebäudegröße, Nutzfläche der Wohneinheiten und Bauperiode wurden dazu verwendet um Referenzgebäude zu definieren, für die in weiterer Folge Energieausweise erstellt wurden. Tabelle 12 zeigt die wesentlichen Gebäudeeckdaten zu den drei betrachteten Gebäudetypen, abgeleitet aus dem oben charakterisierten verfügbaren Datenmaterial. Die dabei gezeigten Gebäudedaten sowie der Heizwärmebedarf und der Warmwasserwärmebedarf bleiben für die Szenarien unter Einsatz unterschiedlicher Wärmebereitstellungssysteme konstant. Der spezifische Heizwärmebedarf im Referenzklima ist eine aussagekräftige Größe in Bezug auf den energetischen Zustand der Gebäude. Der spezifische Heizwärmebedarf für das Gebäude mit 1-2 Wohneinheiten beträgt 140 kWh/(m²a), für das Gebäude mit 3-9 Wohneinheiten 110 kWh/(m²a) und das Gebäude mit 10-19 Wohneinheiten weist einen Heizwärmeenergiebedarf von 90 kWh/(m²a) auf. Der spezifische Warmwasserwärmebedarf beträgt für alle Gebäudetypen 12,8 kWh/(m²a).

Tabelle 12: Gebäudedaten zu den Referenzgebäuden (Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Energieausweisen).

Referenzgebäude	[Einheit]	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Brutto-Grundfläche	[m ²]	160	540	1.200
beheiztes Bruttovolumen	[m ³]	483	1.717	3.744
charakteristische Länge (lc)	[m]	1,29	1,9	2,47
Kompaktheit (A/V)	[1/m]	0,77	0,53	0,40
mittlerer U-Wert (Um)	[W/m ² K]	0,98	0,9	1,13
Wärme- und Energiebedarf				
HWB				

Referenzklima zonenbezogen	[kWh/a]	22.400	59.400	108.000
spezifisch	[kWh/m ² a]	140	110	90
Standortklima zonenbezogen	[kWh/a]	24.183	59.410	116.403
spezifisch	[kWh/m ² a]	151	110	97
WWWB				
Standortklima zonenbezogen	[kWh/a]	2.304	6.912	15.360
spezifisch	[kWh/m ² a]	12,8	12,8	12,8

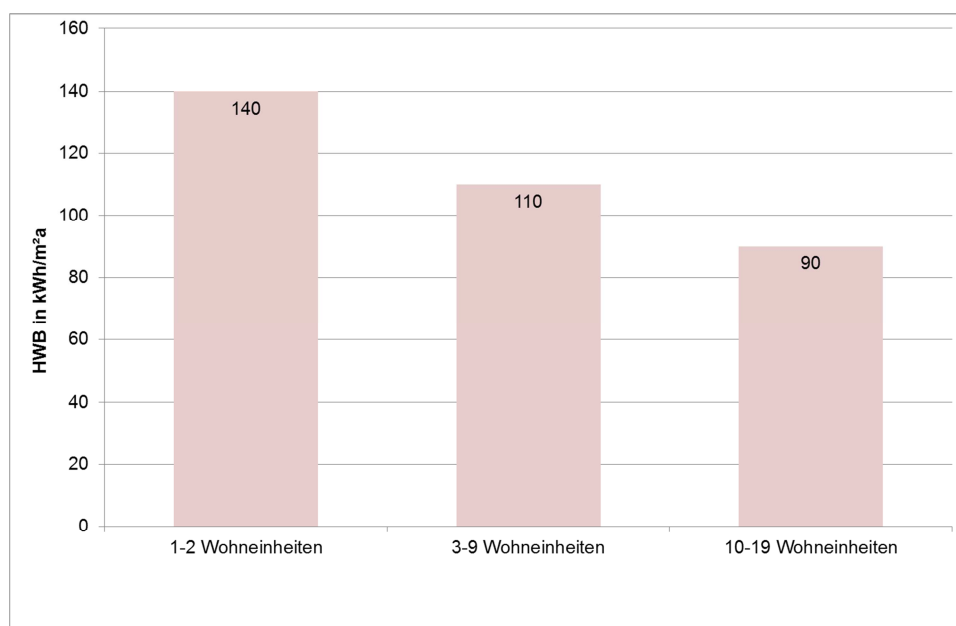


Abbildung 40: Heizwärmebedarf (HWB) im Referenzklima in den betrachteten Gebäudevarianten (Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut an der JKU)

3.2.1.2 Auswahl von untersuchten Heizsystemen

Die Auswahl von untersuchten Heizsystemen für den Kostenvergleich basiert auf der Auswahl repräsentativer Energieträger aus dem Heizungsmix der österreichischen Haushalte. Der Vergleich der Daten aus der Mikrozensushebung 2011 in Abbildung 41 und in Abbildung 42 für das Jahr 2001 spiegelt die Entwicklung in einem Betrachtungszeitraum von 10 Jahren wieder. Dabei sind eine wesentliche Zunahme des Fernwärmeversorgungsanteils und eine Abnahme der Elektroheizung augenscheinlich.

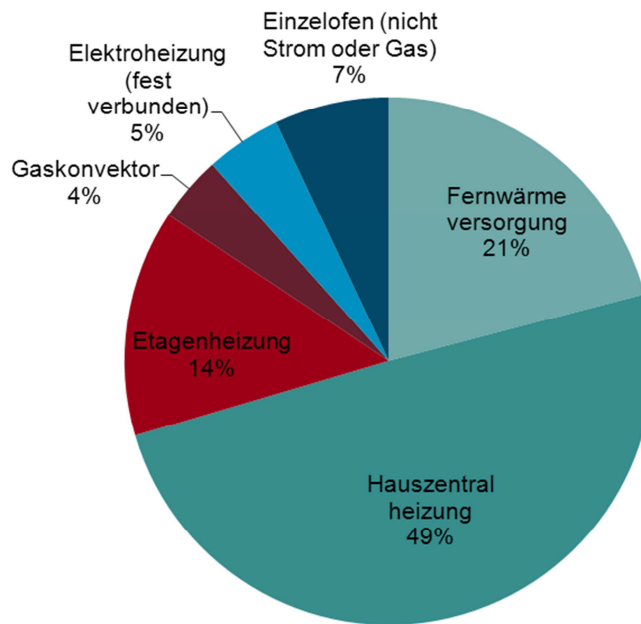


Abbildung 41: Hauptwohnsitzwohnungen 2011 nach Art der Heizung (Quelle: eigene Darstellung auf Basis STATISTIK AUSTRIA, Mikrozensus (Jahresdurchschnitt 2011))

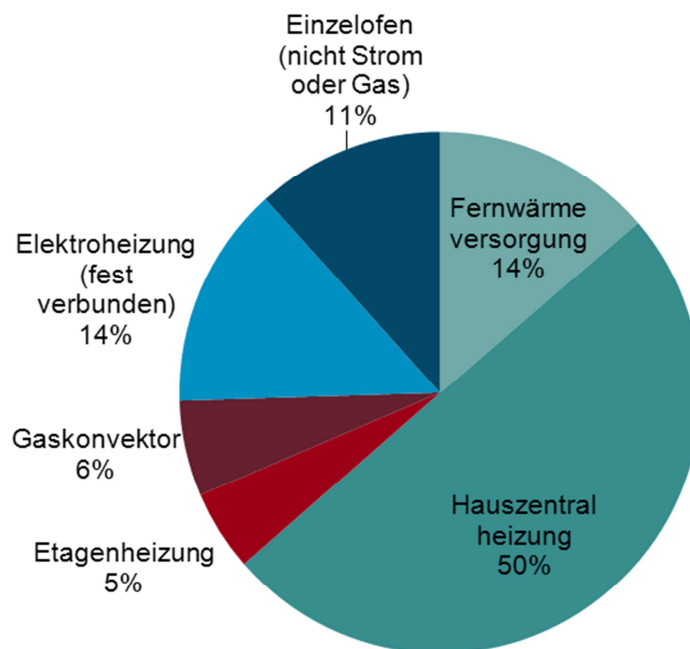


Abbildung 42: Hauptwohnsitzwohnungen 2001 nach Art der Heizung (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Gebäude- und Wohnungszählung 2001).

Der in Abbildung 43 aus der Energiestatistik der Haushalte dargestellte Anteil der unterschiedlichen Energieträger an der Raumwärme und Warmwasserbereitstellung bildet einen zusätzlichen Anhaltspunkt für die Auswahl an untersuchten Heizsystemen im nachfolgenden Abschnitt.

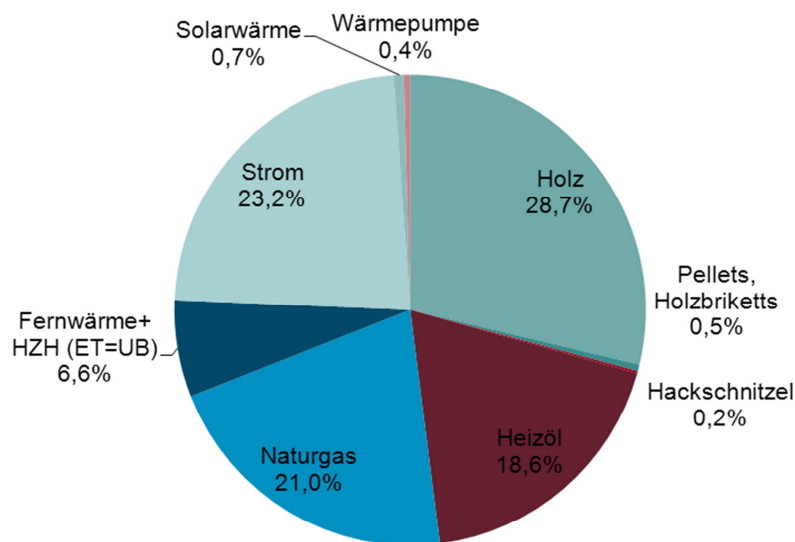


Abbildung 43: anteiliger Einsatz der Energieträger aller Haushalte für Raumwärme und Warmwasser 2009/2010 (Quelle: eigene Darstellung auf Basis STATISTIK AUSTRIA, Energiestatistik: MZ Energieeinsatz der Haushalte 2009/2010).

3.2.1.3 Systemgrenzen des Heizkostenvergleichs

Der gegenständliche Heizkostenvergleich zu Vollkosten umfasst folgende Heizungstechnologien:

- **Erdgas**
- **Fernwärme**
- **Heizöl EL**
- **Stromdirektheizung**
- **Feste Biomasse**
 - Stückgutheizung
 - Pelletsheizung
 - Hackschnitzelheizung
- **Wärmepumpe**
 - Luft-Wasser-Wärmepumpe
 - Erdreich-Wasser-Wärmepumpe
 - mit Flächenkollektor als Wärmequellenanlage
 - mit Tiefsonde als Wärmequellenanlage
- **Solarthermieanlagen** in Kombination mit
 - Erdgas
 - Pellets
 - Hackschnitzel

Der Untersuchungsumfang für den Vergleich der Heizkosten der wesentlichsten Energieträger für das Modellgebäude der Ein- und Zweifamilienhäuser ist in Abbildung 44 zusammengefasst.

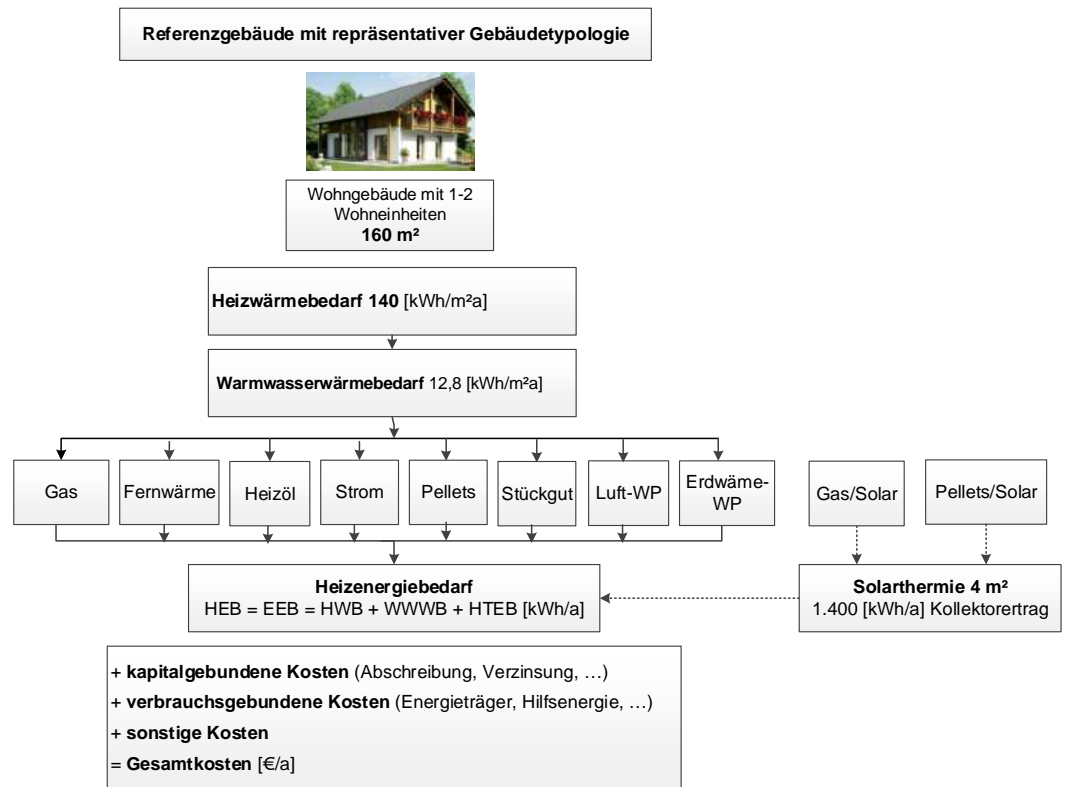


Abbildung 44: Umfang des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärme-Energieträger in Österreich für Ein- bis Zweifamilienwohngebäude (Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut an der JKU)

Der gegenständliche Gesamtkostenvergleich erfolgt zu Vollkosten ohne Berücksichtigung bestehender Förderstrukturen. Die Investitionskosten in Heizaggregate, Pufferspeicher, Pumpen oder Brennstoffbeschickung werden als kapitalgebundene Kosten über die Lebensdauer anfallende Annuität berücksichtigt (durchschnittlich 15 Jahre, Zinssatz 5 % für Kapitaldienst). Die verbrauchsgebundenen Kosten bestehen in erster Linie aus den Brennstoffkosten und entstehen durch den Betrieb der Heizungsanlage zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung für die untersuchten Modellgebäude. Sonstige Kosten betreffen Wartung und Instandhaltung. Die Datenbasis für den gegenständlichen Heizkostenvergleich wurde über nachfolgende Systematik generiert:

- Die energetischen Kennzahlen (HWB, WWWB, HTEB, HEB, EEB) inklusive Jahresnutzungsgrade bzw. der Hilfsenergiebedarf wurden aus Energieausweisen für Referenzgebäude mit repräsentativer Gebäudetypologie erhalten und entsprechen damit der aktuellen österreichischen Normierung in diesem Bereich (ÖNORM H 5055 bzw. OIB RL 6 vom Oktober 2011).
- Die Investitionskosten der Heizsysteme zur Ermittlung kapitalgebundener Kosten wurden durch Bildung eines Datensamples neuer Geräte über Onlinerecherche und Interpolation zwischen den Anlagenleistungen ermittelt. (<http://www.topprodukte.at/>, <http://www.herstellershops.de/>,

<http://www.inocal.com>, <http://heiztec24.com/>,
<http://www.testberichte.de>, etc.) und Literaturwerte (siehe^{37, 38, 39, 40, 41, 42}).

Aufgrund der Heterogenität verfügbarer Daten bzw. Unterschiede zwischen den Versorgungsunternehmen zu den Anschlusskosten von leitungsgebundenen Energieträgern wurde von einem bestehenden Anschluss ausgegangen und diese nicht berücksichtigt.

- Verbrauchsgebundene Kosten wurden durch Recherche und Mittelung der aktuellen Energieträgerpreise inkl. MwSt. der Energieversorger in den österreichischen Landeshauptstädten generiert.
- Betriebsgebundene Kosten (Wartung, Instandhaltung) für die einzelnen Heizungsformen wurden auf Basis von Literaturwerten bzw. aus anderen Heizkostenvergleichen übernommen.

³⁷ Recknagel, H., Sprenger, E., Schramek, R. (2007): Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik, Oldenburg Industrieverlag, München.

³⁸ Umweltbundesamt (2012), Globales Emissions- Modell Integrierter Systeme (Gemis 4.8)

³⁹ Reichl, J., et al.(2010) „AWEEMS – Analyse der Wirkungsmechanismen von Endenergieeffizienz-Maßnahmen und Entwicklung geeigneter Strategien für die Selektion ökonomisch-effizienter Maßnahmenpakete“, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

⁴⁰ Holzer, P., Hofstätter, M. (2011): Bauen 2020 – Gebäudesystemvergleich, Wissenschaftliche Studie über den analytischen Vergleich unterschiedlicher Gebäudesysteme. Department für Bauen und Umwelt an der Donau-Universität Krems

⁴¹ Ebert, M., Bohnenschäfer, W. (2008): Vollkostenvergleich Heizsysteme, Informationen für Verbraucher vom IE Leipzig, Leipzig

⁴² Streicher, W. (2004): Benutzerfreundliche Heizungssysteme für Niedrigenergie- und Passivhäuser, Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Haus der Zukunft

3.2.1.1 Energietechnische Datenbasis der untersuchten Modellvarianten

Die energetischen Kennzahlen (HWB, WWWB) zu den Referenzgebäuden sowie den Jahresnutzungsgraden bzw. der Hilfsenergiebedarf der Heizsysteme werden zur Ermittlung des jährlichen Strom- und Brennstoffbedarfs der untersuchten Modellvarianten herangezogen. Die energietechnischen Basisdaten bzw. der ermittelte Energieverbrauch sind in den nachfolgenden Tabellen zusammengestellt.

Tabelle 13: Energietechnische Kennzahlen der einzelnen Heizsysteme für Ein- und Zweifamilienwohngebäude

Daten aus Energieausweis		1-2 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Stückgut	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
					Erdkollektor	Sonde				
Energietechnische Kennzahlen										
EE-Wärme	kWh/a	36.653,67	32.948,79	0,00	0,00	0,00	29.728,77	26.601,70	25.130,88	31.734,59
EE-Strom, Hilfsenergie	kWh/a	443,52	650,50	8.750,30	6.551,96	6.551,96	264,87	467,80	477,87	689,98
HEB, Raumwärme, ohne Hilfsenergie	kWh/a	33.583,21	30.188,68	8.017,29	6.003,11	6.003,11	27.162,38	24.534,50	23.333,33	29.357,80
HEB, Warmwasser, ohne Hilfsenergie	kWh/a	3.070,46	2.760,11	733,01	548,86	548,86	2.483,42	2.243,15	2.133,33	2.684,14
HEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	36.653,67	32.948,79	8.750,30	6.551,96	6.551,96	29.645,80	26.777,66	25.466,67	32.041,94
HTEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	12.205,67	8.500,79	15.697,70	17.896,04	17.896,04	5.197,80	2.329,66	1.018,67	7.593,94
Jahresnutzungsgrad gesamt, ohne Hilfsenergie	%	66,70	74,20	279,40	373,14	373,14	82,47	91,30	96,00	76,30
	kWh/a	443,52	650,50	253,44	394,56	394,56	347,84	291,84	142,08	382,62
HTEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	12.649,19	9.151,28	15.444,26	17.501,48	17.501,48	5.545,64	2.621,50	1.160,75	7.976,56
	kWh/m ² a	79,06	57,20	96,53	109,38	109,38	34,66	16,38	7,25	49,85
HEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	37.097,19	33.599,28	9.003,74	6.946,52	6.946,52	29.993,64	27.069,50	25.608,75	32.424,56
	kWh/m ² a	231,86	210,00	56,27	43,42	43,42	187,46	169,18	160,05	202,65
Jahresnutzungsgrad gesamt, mit Hilfsenergie	%	65,9	72,76	271,53	351,95	351,95	81,51	90,32	95,47	75,40
Strombedarf Heiztechnologie	kWh/a	443,52	650,50	253,44	394,56	394,56	347,84	291,84	142,08	382,62
Brennstoffbedarf Heiztechnologie	kWh/a	36.653,67	32.948,79	8.750,30	6.551,96	6.551,96	29.645,80	26.777,66	25.466,67	32.041,94
	kWh/m ² a	229,09	205,93	54,69	40,95	40,95	185,29	167,36	159,17	200,26

HEB ... Heizenergiebedarf

HTEB ... Heiztechnikenergiebedarf

Quelle: eigene Berechnung Energieinstitut an der JKU abgeleitet auf Basis von Energieausweisen nach Richtlinie 6 „Energieeinsparung und Wärmeschutz“ des Österreichischen Instituts für Bautechnik in Umsetzung der Richtlinie 2010/31/EU.

Tabelle 14: Energietechnische Kennzahlen der einzelnen Heizsysteme für Wohngebäude mit 3 bis 9 Wohneinheiten

Daten aus Energieausweis		3-9 Wohneinheiten						
Referenzgebäude	Einheit	Pellets	LuftWP	ErdWP	Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
Energietechnische Kennzahlen		Sonde						
EE-Wärme	kWh/a	94.461,54	0,00	0,00	79.610,31	72.295,27	68.911,61	86.469,55
EE-Strom, Hilfsenergie	kWh/a	975,74	20.974,09	28.215,52	400,02	335,62	163,39	440,02
HEB, Raumwärme, ohne Hilfsenergie	kWh/a	84.615,38	21.260,15	15.918,96	72.028,81	65.060,24	61.875,00	77.850,59
HEB, Warmwasser, ohne Hilfsenergie	kWh/a	9.846,15	2.473,91	1.852,39	8.381,53	7.570,65	7.200,00	9.058,98
HEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	94.461,54	23.734,05	17.771,35	80.410,35	72.630,89	69.075,00	86.909,57
HTEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	28.149,54	42.577,95	48.540,65	14.098,35	6.318,89	2.763,00	20.597,57
Jahresnutzungsgrad gesamt, ohne Hilfsenergie	%	73,20	279,40	373,14	82,47	91,30	96,00	76,30
Hilfsenergie	kWh/a	975,74	291,46	453,74	400,02	335,62	163,39	440,02
HTEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	29.125,28	42.286,49	48.086,91	14.498,36	6.654,50	2.926,39	21.037,59
	kWh/m ² a	53,94	78,31	89,05	26,85	12,32	5,42	38,96
HEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	95.437,28	24.025,51	18.225,09	80.810,36	72.966,50	69.238,39	87.349,59
	kWh/m ² a	176,74	44,49	33,75	149,65	135,12	128,22	161,76
Jahresnutzungsgrad gesamt, mit Hilfsenergie	%	71,48	276,01	363,85	82,06	90,88	95,77	75,92
Strombedarf Heiztechnologie	kWh/a	975,74	291,46	453,74	400,02	335,62	163,39	440,02
Brennstoffbedarf Heiztechnologie	kWh/a	94.461,54	23.734,05	17.771,35	80.410,35	72.630,89	69.075,00	86.909,57
	kWh/m ² a	174,93	43,95	32,91	148,91	134,50	127,92	160,94

HEB ... Heizenergiebedarf

HTEB ... Heiztechnikenergiebedarf

Quelle: eigene Berechnung Energieinstitut an der JKU abgeleitet auf Basis von Energieausweisen nach Richtlinie 6 „Energieeinsparung und Wärmeschutz“ des Österreichischen Instituts für Bautechnik in Umsetzung der Richtlinie 2010/31/EU.

Tabelle 15: Energietechnische Kennzahlen der einzelnen Heizsysteme für Wohngebäude mit 10 bis 19 Wohneinheiten

Daten aus Energieausweis		10-19 Wohneinheiten							
Referenzgebäude	Einheit	Hack-schnitzel	Pellets	LuftWP	ErdWP	Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
Energietechnische Kennzahlen					Sonde				
EE-Wärme	kWh/a	176.807,71	169.218,11	0,00	0,00	149.147,09	134.745,83	128.320,27	161.193,57
EE-Strom, Hilfsenergie	kWh/a	1.268,47	1.300,62	39.027,30	52.905,76	440,02	369,18	179,73	484,02
HEB, Raumwärme, ohne Hilfsenergie	kWh/a	154.285,71	148.148,15	38.654,81	28.943,56	130.961,48	118.291,35	112.500,00	141.546,53
HEB, Warmwasser, ohne Hilfsenergie	kWh/a	22.521,99	21.069,96	5.497,57	4.116,42	18.625,63	16.823,66	16.000,00	20.131,06
HEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	176.807,71	169.218,11	44.152,39	33.059,98	149.587,11	135.115,01	128.500,00	161.677,59
HTEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	53.447,71	45.858,11	79.207,61	90.300,02	26.227,11	11.755,01	5.140,00	38.317,59
Jahresnutzungsgrad gesamt, ohne Hilfsenergie	%	69,77	72,90	279,40	373,14	82,47	91,30	96,00	76,30
Hilfsenergie Heiztechnologie	kWh/a	1.268,47	1.300,62	320,60	499,12	440,02	369,18	179,73	484,02
HTEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	54.716,18	47.158,73	78.887,01	89.800,90	26.667,13	12.124,18	5.319,73	38.801,61
	kWh/m ² a	45,60	39,30	65,74	74,83	22,22	10,10	4,43	32,33
HEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	178.076,18	170.518,73	44.472,99	33.559,10	150.027,13	135.484,18	128.679,73	162.161,61
	kWh/m ² a	148,40	142,10	37,06	27,97	125,02	112,90	107,23	135,13
Jahresnutzungsgrad gesamt, mit Hilfsenergie	%	69,27	72,34	277,38	367,59	82,23	91,05	95,87	76,07
Strombedarf Heiztechnologie	kWh/a	1.268,47	1.300,62	320,60	499,12	440,02	369,18	179,73	484,02
Brennstoffbedarf Heiztechnologie	kWh/a	176.807,71	169.218,11	44.152,39	33.059,98	149.587,11	135.115,01	128.500,00	161.677,59
	kWh/m ² a	147,34	141,02	36,79	27,55	124,66	112,60	107,08	134,73

HEB ... Heizenergiebedarf

HTEB ... Heiztechnikenergiebedarf

Quelle: eigene Berechnung Energieinstitut an der JKU abgeleitet auf Basis von Energieausweisen nach Richtlinie 6 „Energieeinsparung und Wärmeschutz“ des Österreichischen Instituts für Bautechnik in Umsetzung der Richtlinie 2010/31/EU.

In Abbildung 45 wird der für die untersuchten Modellvarianten ermittelte spezifische Heizenergiebedarf verglichen. Tendenzielle niedrigere Werte sind für die größeren Modellgebäude aufgrund des geringeren spezifischen Heizwärmebedarfs gegeben. Die Unterschiede zwischen den Heizsystemen resultieren aus den Energieaufwandszahlen bzw. Jahresarbeitszahlen der Technologien. Bei den Wärmepumpenvarianten wird per Definition der Beitrag der Umweltwärme nicht dazugezählt, weshalb ein signifikant geringerer HEB ausgewiesen ist.⁴³

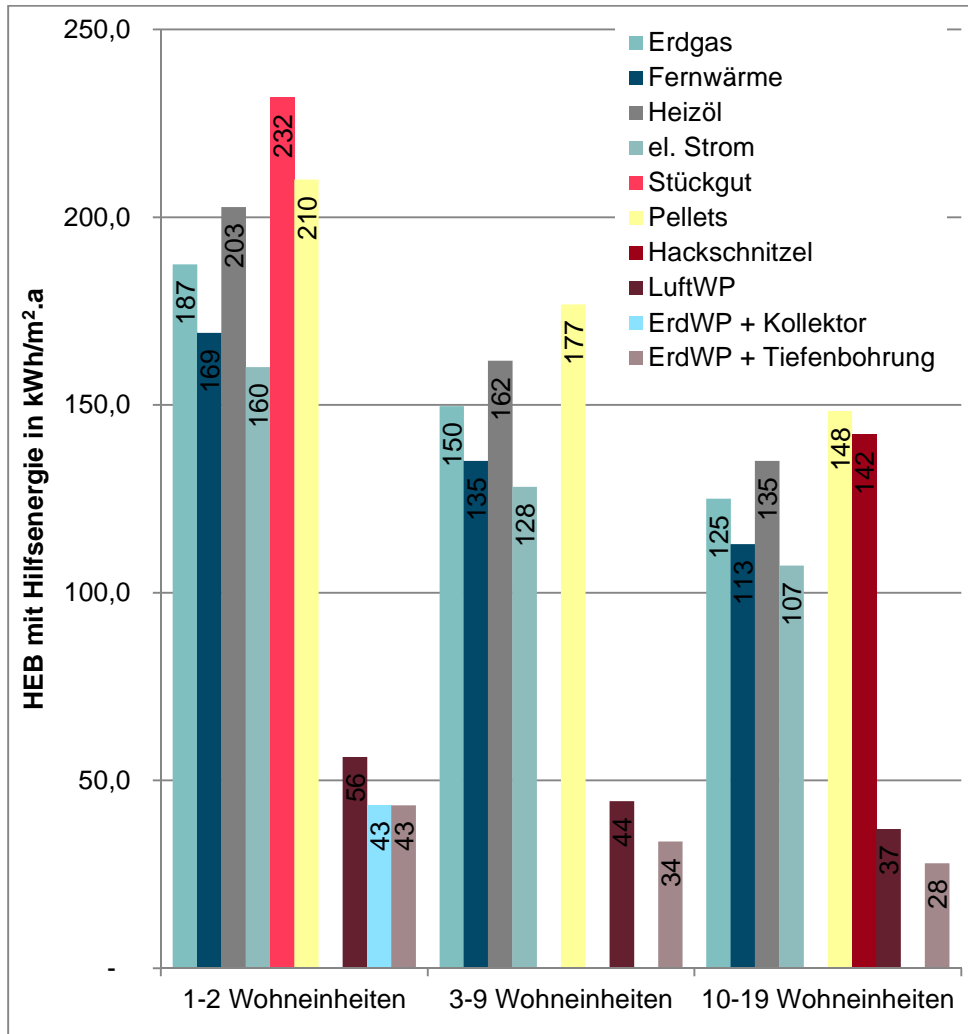


Abbildung 45: Vergleich des spezifischen Heizenergiebedarfs (HEB) der untersuchten Modellvarianten (Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut an der JKU)

Anmerkung: HEB = EEB = HWB+WWWB+HTEB

⁴³ ÖNORM H 5056 (2011) Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden - Heiztechnik-Energiebedarf

3.2.1.2 Kapitalgebundene Kosten der untersuchten Modellvarianten

Neben den jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten sind die erforderlichen kapitalgebundenen Kosten resultierend aus den Investitionskosten sowie den betriebsgebundenen Kosten (Wartung, Instandhaltung) für die einzelnen Heizungsformen im österreichischen Gebäudebestand für einen umfassenden Gesamtvergleich wesentlich. Die in den nachfolgenden Tabellen zusammengestellten recherchierten Investitionskosten bilden die Basis für die Ermittlung der kapitalgebundenen Kosten (Annuität der Investition).

Tabelle 16: Investitionskosten für die einzelnen Heizsysteme in Ein- bis Zweifamilienwohngebäuden

1-2 Wohneinheiten	Einheit	Stückgut	Pellets	Luft-WP	Erd-WP + Kollektor*	Erd-WP + Tiefenbohrung**	Erdgas	Fernwärme ***	el. Strom	Heizöl
Leistungsbedarf im unsanierten Zustand	[kW]	20,4	18,3	13,2	12,8	12,8	16,5	14,9	14,1	17,8
Investition Aggregat und Pumpen	[€]	8.253	10.525	17.926	18.138	23.914	4.035	3.993	8.637	5.416
Pufferspeicher	[€]	2.432	1.932	1.932	1.932	1.932	1.003	1.932	-	1.932
Brennstoffbeschickung	[€]	-	1.100	-	-	-	-	-	-	-
Lieferung, Montage, Inbetriebnahme	[€]	1.192	1.326	852	834	834	1.293	1.326	834	1.326
Summe Investitionen	[€]	11.877	14.883	20.710	20.904	26.680	6.331	7.251	9.472	8.674

* inkl. 4.900 € für Material & Verlegung Erdkollektor

** inkl. 10.600 € für Tiefenbohrung

*** inkl. Wohnungsstation für Warmwasserbereitung

Tabelle 17: Investitionskosten für die einzelnen Heizsysteme in Mehrfamilienwohngebäuden mit 3 bis 9 Wohneinheiten

3-9 Wohneinheiten	Einheit	Pellets	Luft-WP	Erd-WP +Tiefen- bohr.**	Erdgas	Fern- wärme***	el. Strom	Heizöl
Leistungsbedarf im unsanierten Zustand	[kW]	49,6	36,4	35,9	44,7	40,4	38,4	48,3
Investition Aggregat und Pumpen	[€]	13.665	29.526	46.776	4.922	4.735	20.262	7.100
Pufferspeicher	[€]	2.627	2.627	2.627	2.627	1.294	-	2.627
Brennstoffbeschickung	[€]	1.200	-	-	-	-	-	-
Lieferung, Montage, Inbetriebnahme	[€]	1.462	1.733	1.717	1.462	1.357	1.717	1.462
Summe Investitionen	[€]	18.954	33.885	51.120	9.011	7.386	21.979	11.189

** inkl. 28.200€ für Tiefenbohrung

*** inkl. Wohnungsstation für Warmwasserbereitung

Tabelle 18: Investitionskosten für die einzelnen Heizsysteme in Mehrfamilienwohngebäuden mit 10 bis 19 Wohneinheiten

10-19 Wohneinheiten	Einheit	Pellets	Hackschnitzel	Luft-WP	Erd-WP + Tiefen- bohrung**	Erdgas	Fern- wärme***	el. Strom	Heizöl
Leistungsbedarf im unsanierten Zustand	[kW]	92,4	94,0	68,0	67,5	83,1	75,1	71,4	89,8
Investition Aggregat und Pumpen	[€]	27.563	32.291	45.093	73.672	9.776	8.231	34.505	11.268
Pufferspeicher	[€]	4.470	4.470	4.470	4.470	4.470	1.973	-	4.470
Brennstoffbeschickung	[€]	1.460	5.307	-	-	-	-	-	-
Lieferung, Montage, Inbetriebnahme	[€]	1.802	1.517	2.685	2.670	2.670	2.670	2.685	2.670
Summe Investitionen	[€]	35.295	43.585	52.248	80.812	16.916	12.874	37.189	18.408

** inkl. 50.300€ für Tiefenbohrung

*** inkl. Wohnungsstation für Warmwasserbereitung

3.2.1.3 Verbrauchsgebundene Kosten

Ein wirtschaftlicher Vergleich von Heizsystemen bzw. anlagenseitiger Sanierung umfasst neben dem Vergleich der Investitionskosten, ebenso eine Gegenüberstellung der verbrauchsgebundenen Kosten. Abbildung 46 stellt die recherchierten Energieträgerkosten dar.

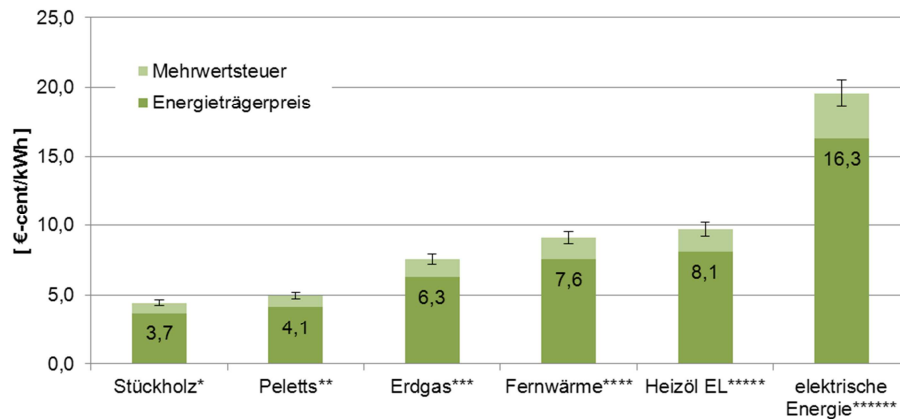


Abbildung 46: Endverbraucherpreise normiert über den spezifischen Energieinhalt des jeweiligen Energieträgers (Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut an der JKU).

- *Mittelwert Stückgutpreis, exkl. MwSt., Mittelwert aus AK-Erhebung, Energieinstitut, Biomasseverband, Preisbasis Februar 2013
- ** Mittelwert Pelletspreis, exkl. MwSt., Mittelwert aus AK-Erhebung, ProPellets, Energieinstitut, Biomasseverband für Mindestabnahme von 1.000 l, Preisbasis Februar 2013
- *** Mittelwert aller österreichischen Landeshauptstädte für einen durchschnittl. Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 14.000 kWh/a, exkl. MwSt., Preisbasis Februar 2013
- **** Mittelwert aller österreichischen Landeshauptstädte mit Fernwärmeversorgung für einen durchschnittlichen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 14.000 kWh/a, exkl. MwSt., Preisbasis Februar 2013
- ***** Mittelwert aus AK-Erhebung, IWO, Statistik Austria für Mindestabnahme von 1.000 l, exkl. MwSt., Preisbasis Februar 2013
- ***** Mittelwert aller österreichischen Landeshauptstädte für einen durchschnittlichen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/a, exkl. MwSt., Preisbasis Februar 2013

Für den Energieträger Erdgas wurden spezifische verbrauchsabhängige Energieträgerkosten in den Modellvarianten angesetzt (1-2 WE=7,2 €/cent/kWh; 3-9 WE=6,9 €/cent/kWh; 10-19 WE=6,7 €/cent/kWh), die diesbezügliche Datenerhebung ist im Anhang dokumentiert.

3.2.1.4 Ergebnisse des Gesamtkostenvergleichs der untersuchten Modellvarianten

Die durchgeführte Gesamtkostenrechnung berücksichtigt neben den Investitionskosten ebenso die Kosten für den jeweiligen Energieträger sowie die Betriebskosten. Dazu werden zunächst die kapitalgebundenen Kosten über den jährlichen Kapitaldienst der Investition durch die Heizungsanlage zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung für die untersuchten Modellgebäude

und Anlagenvarianten dargestellt. Dabei wurde die Annahme zugrunde gelegt, dass die Maßnahme zu 100 % kreditfinanziert (jährlicher Zinssatz 5 %) wird und derzeitige Kostenstrukturen hinterlegt sind. Die Nutzungsdauer der Heiztechnologien wurde in Anlehnung an^{44, 45} mit 15 Jahren angesetzt. Bei den Varianten mit Fernwärme als Heizsystem ist anzumerken, dass Investitionskosten für Wohnungsstationen inkl. Warmwasserbereitung berücksichtigt wurden. Dies entspricht teilweise nicht der realen Situation in Versorgungsgebieten, da oftmals keine Kosten für einen Neuanschluss für den Endkunden anfallen.⁴⁶

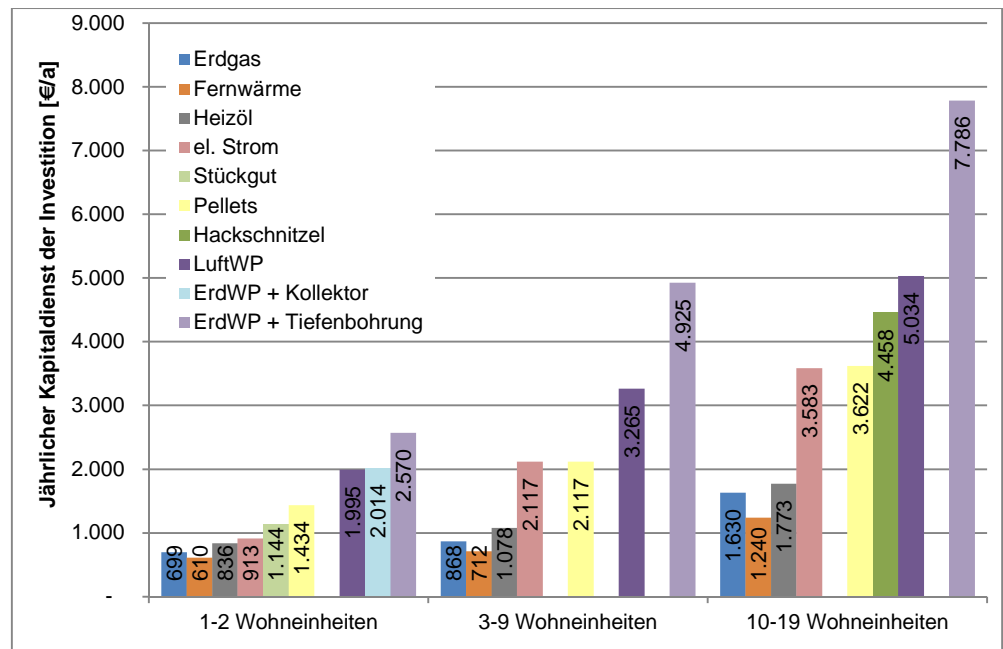


Abbildung 47: kapitalgebundene Kosten (jährlicher Kapitaldienst bzw. Annuität) der untersuchten Modellvarianten (Quelle: eigene Darstellung)

Die höchsten Annuitäten weisen vor allem die investitionsintensiven Wärmepumpenvarianten auf. Für brennstoffbasierte Systeme wurden geringere jährliche Kapitalkosten berechnet, wobei für automatische biomassebefeuerte Systeme (Pellets, Hackschnitzel) die Brennstoffbeschickung einen zu berücksichtigenden Kostenblock darstellt. Aufgrund der hohen Heizlast sind in den Mehrschößbauten die Investitionskosten für Elektrodirekt- bzw. Elektrospeicherheizung sehr hoch.

Für die Ermittlung der jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten durch den Betrieb der Heizungsanlage zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung wurden die energietechnischen Kenndaten mit den Brennstoff- bzw. Energieträgerkosten hochgerechnet und in Abbildung 48 dargestellt. Die Kosten basieren auf den recherchierten aktuellen Preisen ohne Berücksichtigung der Inflation oder Energiepreisentwicklung. Für die Wärmepumpen- und Elektroheizungsvarianten wurde ein Tarifmix von 60 % Tagstrom (19,5 €-cent/kWh) und 40 % Nachtstrom (14 €-cent/kWh) angesetzt.

⁴⁴ Amtmann, M., Barth, T., Mitterdorfer, M., Simader, G. (2011): Kosten-Nutzen-Analyse von energetischen Gebäudesanierungen in Österreich. Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency

⁴⁵ Ebert, M., Bohnenschäfer, W. (2008): Vollkostenvergleich Heizsysteme, Informationen für Verbraucher vom IE Leipzig, Leipzig

⁴⁶ Fernwärmepreisblätter österreichischer Energieversorger wie Linz AG, Wien Energie, Energie Graz, Salzburg AG, Energie Klagenfurt, Fernwärme St. Pölten.

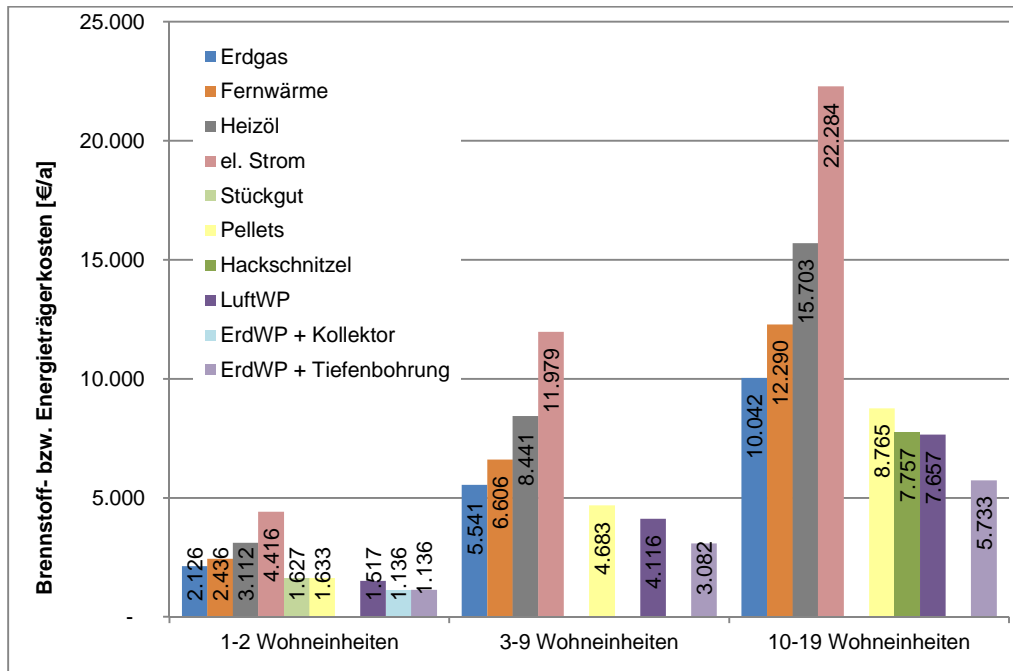


Abbildung 48: Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoff- bzw. Energieträgerkosten) der untersuchten Modellvarianten (Quelle: eigene Berechnung und Darstellung).

Der Vergleich der verbrauchsgebundenen Kosten der untersuchten Modellvarianten zeigt ein gegenläufiges Bild zu den kapitalgebundenen Kosten. Die brennstoffbasierten Systeme weisen höhere Kosten als die Wärmepumpenvarianten auf. Die höchsten Kosten fallen bei der Elektrodirektheizung an. Generell ist ein hohes Kostenniveau aufgrund des angesetzten Gebäudestandards gegeben.

Die jährlichen Verbrauchskosten, die erforderlichen Investitionskosten berücksichtigt über die jährliche Annuität sowie sonstige Kosten bilden die Basis für einen umfassenden Gesamtvergleich. Sonstige Kosten betreffen vor allem Wartung und Instandhaltung (Schornsteinfeger usw.) und stellen einen wesentlich kleineren Kostenblock als die kapital- und verbrauchsgebundenen Kosten dar. Die Berechnung der Gesamtkosten zu Vollkosten ohne Berücksichtigung bestehender Förderstrukturen ist in Abbildung 49 zusammengefasst.

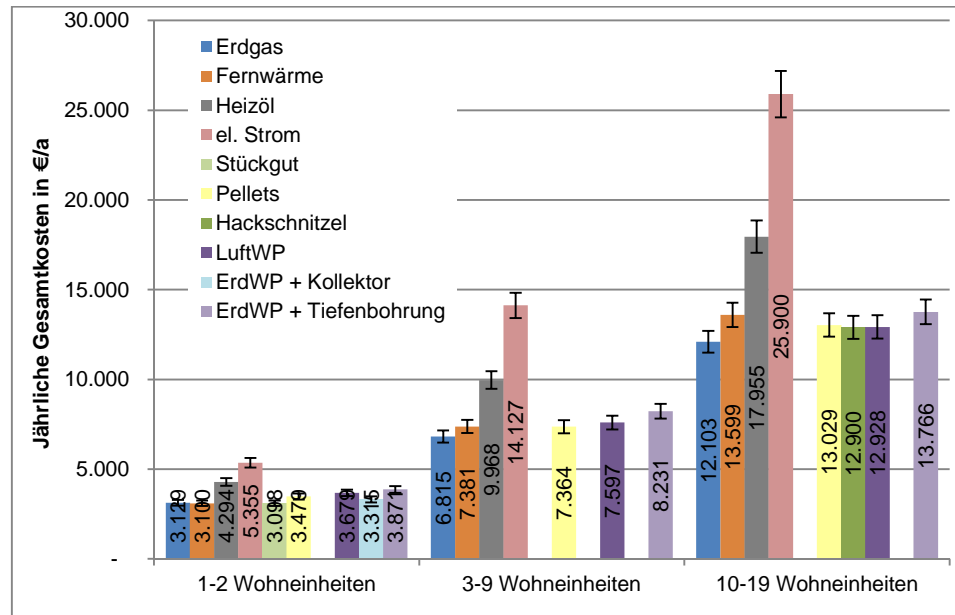


Abbildung 49: jährliche Gesamtkosten (kapital-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) der untersuchten Modellvarianten (Quelle: eigene Berechnung und Darstellung Energieinstitut an der JKU)

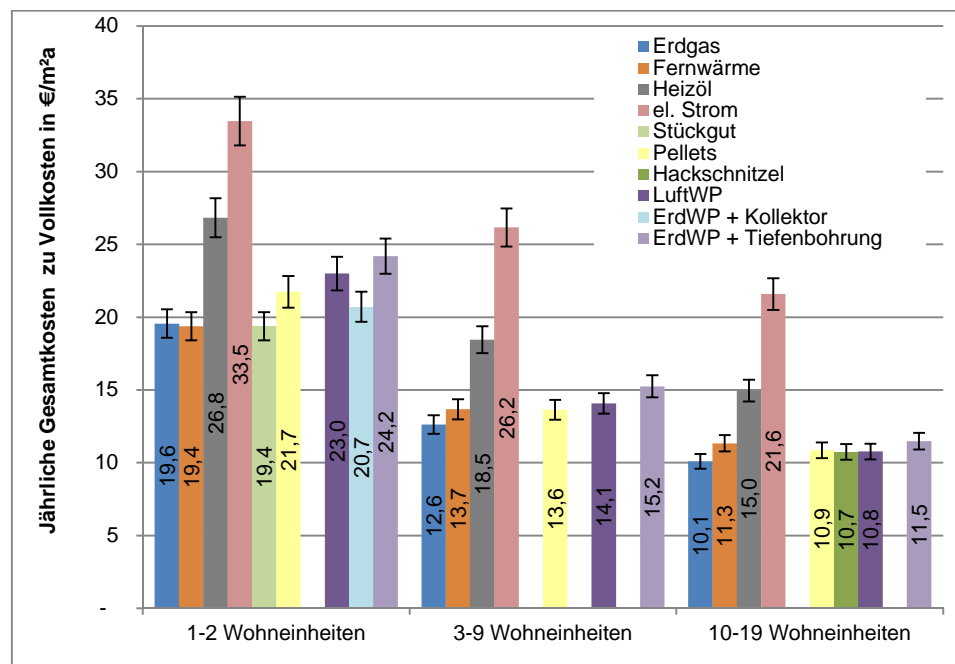


Abbildung 50: jährliche spezifische Gesamtkosten (kapital-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) der untersuchten Modellvarianten (Quelle: eigene Berechnung und Darstellung Energieinstitut an der JKU)

Die Gesamtkostenbetrachtung ergibt die niedrigsten Kosten für die stückholz-beheizten, und die höchsten Kosten für die elektrodirektbeheizten Modellvarianten. Ebenfalls hohe Kosten werden für die ölbeheizten Varianten aufgrund des hohen Energieträgerpreises ermittelt. Die untersuchten Modellvarianten mit Erdgas und Fernwärme liegen an sehr günstiger Position des Gesamtkostenvergleichs und zeigen die geringsten Gesamtkosten für die Geschosswohnbau-

ten (3-9 und 10-19 Wohneinheiten). Generell ist ein hohes Kostenniveau aufgrund des angesetzten Gebäudestandards gegeben.

Die nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 51, Abbildung 52, Abbildung 53) liefern einen genaueren Aufschluss über den Beitrag der erhobenen Kostengruppen zu den Vollkosten in den untersuchten Modellgebäuden.

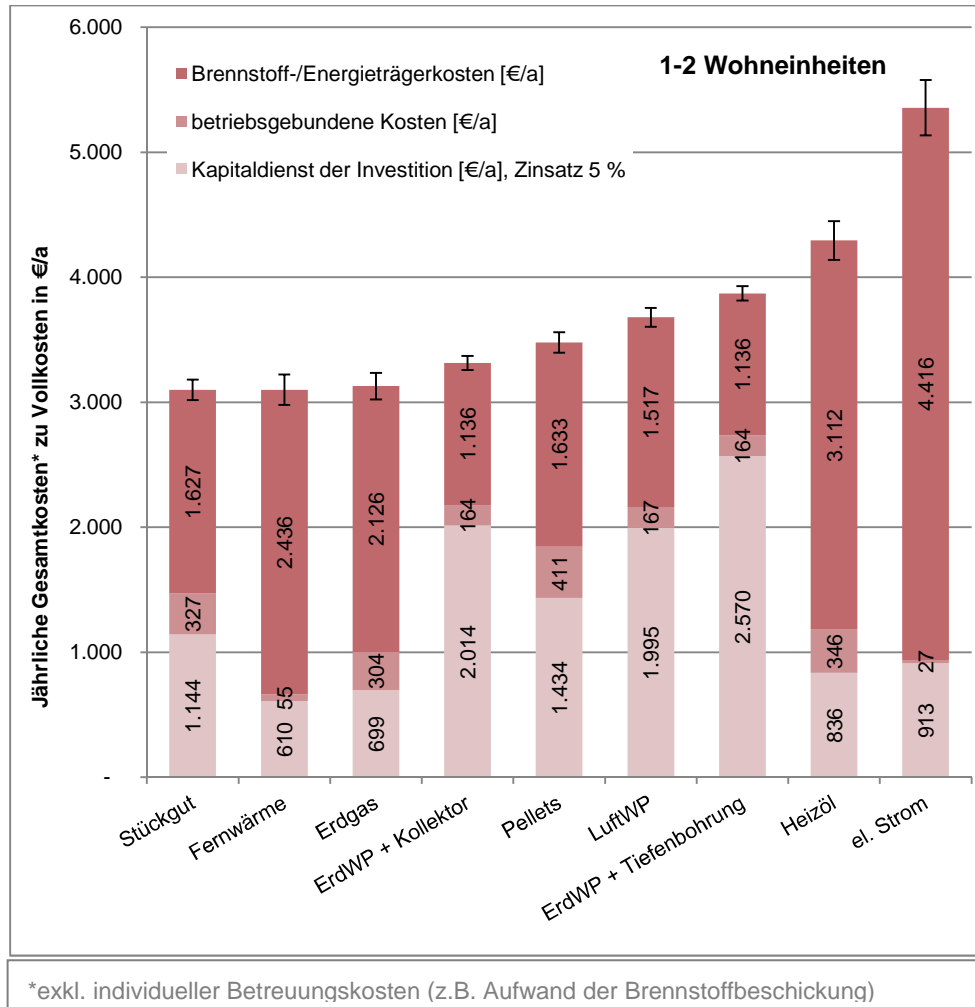
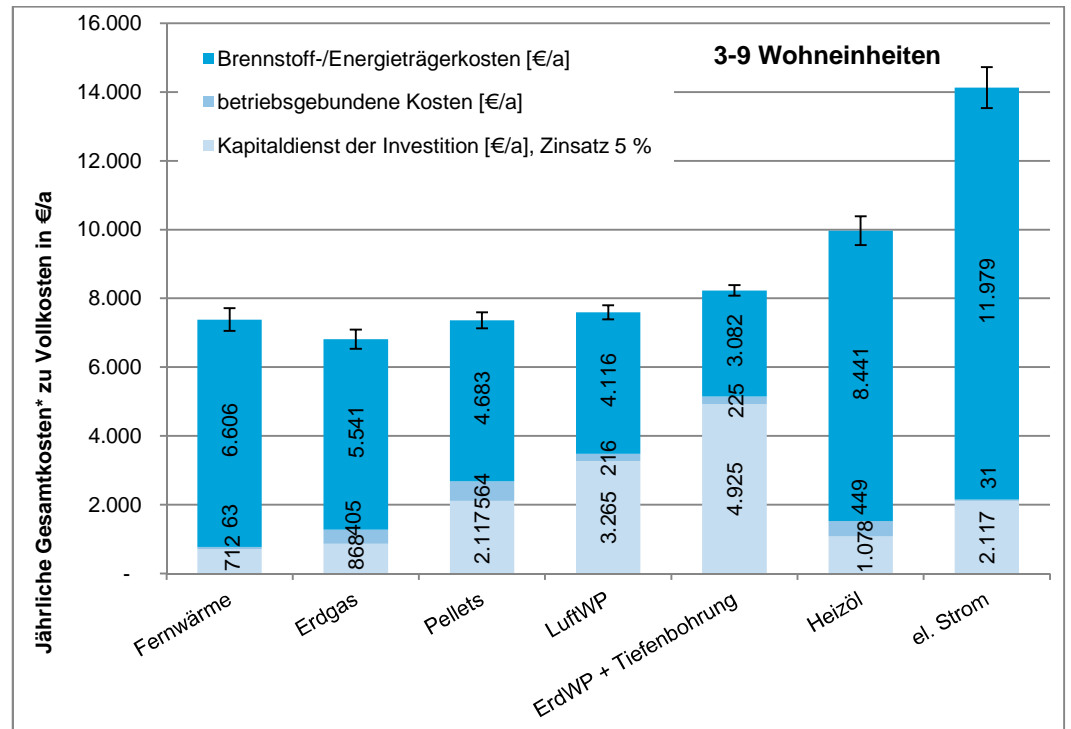
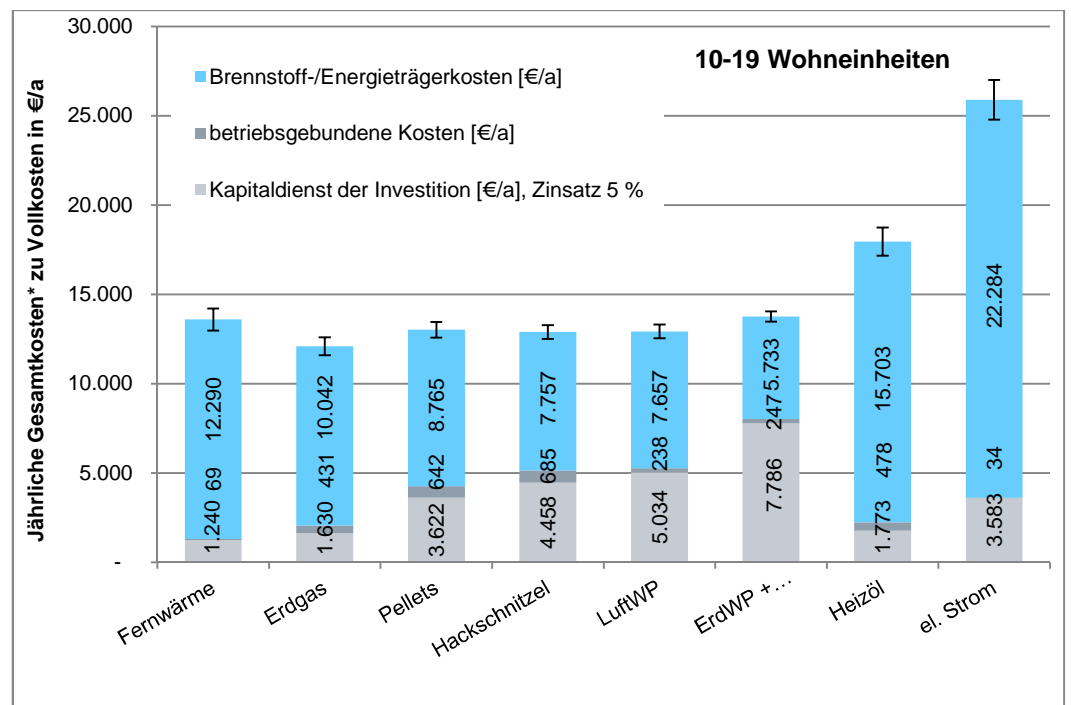


Abbildung 51: jährliche Gesamtkosten (kapital-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) der untersuchten Modellvarianten für 1-2 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)



*exkl. individueller Betreuungskosten (z.B. Aufwand der Brennstoffbeschickung)

Abbildung 52: jährliche Gesamtkosten (kapital-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) der untersuchten Modellvarianten für 3-9 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)



*exkl. individueller Betreuungskosten (z.B. Aufwand der Brennstoffbeschickung)

Abbildung 53: jährliche Gesamtkosten (kapital-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) der untersuchten Modellvarianten für 10-19 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

Zu den Ergebnissen ist anzumerken, dass spezifische Vorteile bzw. Einschränkungen einzelner Systeme wie

- individueller Arbeitsaufwand bzw. Komfort durch automatisierten Betrieb
- benötigtes jährliches Lagervolumen von Stückgut, Pellets und Hackschnitzel
- erforderliche Vorlauftemperaturen im Bereich des Wärmeverteilsystems für Wärmepumpen im Altbau in einem Kostenvergleich vom gegenständlichen Umfang nicht berücksichtigt werden können und teilweise wesentliche Einschränkungen der sinnvollen Einsatzmöglichkeit einiger Technologien bestehen.

Der gegenständliche Vergleich wurde für drei Modellgebäudevarianten repräsentativ für den Gebäudebestand durchgeführt. Eine thermische Sanierung dieses Gebäudebestandes hätte Auswirkungen auf die Ergebnisse. Die verbrauchsgebundenen Kosten würden proportional der Heizenergiebedarfsreduktion sinken, wodurch sich die Situation für Technologien mit höheren Investitionskosten und geringeren verbrauchsgebundenen Kosten (Wärmepumpen- und Biomassevarianten) negativ zugunsten der leitungsgebundenen Energieträger (Erdgas und Fernwärme mit höheren spezifischen Energieträgerkosten) entwickelt (Abbildung 54).

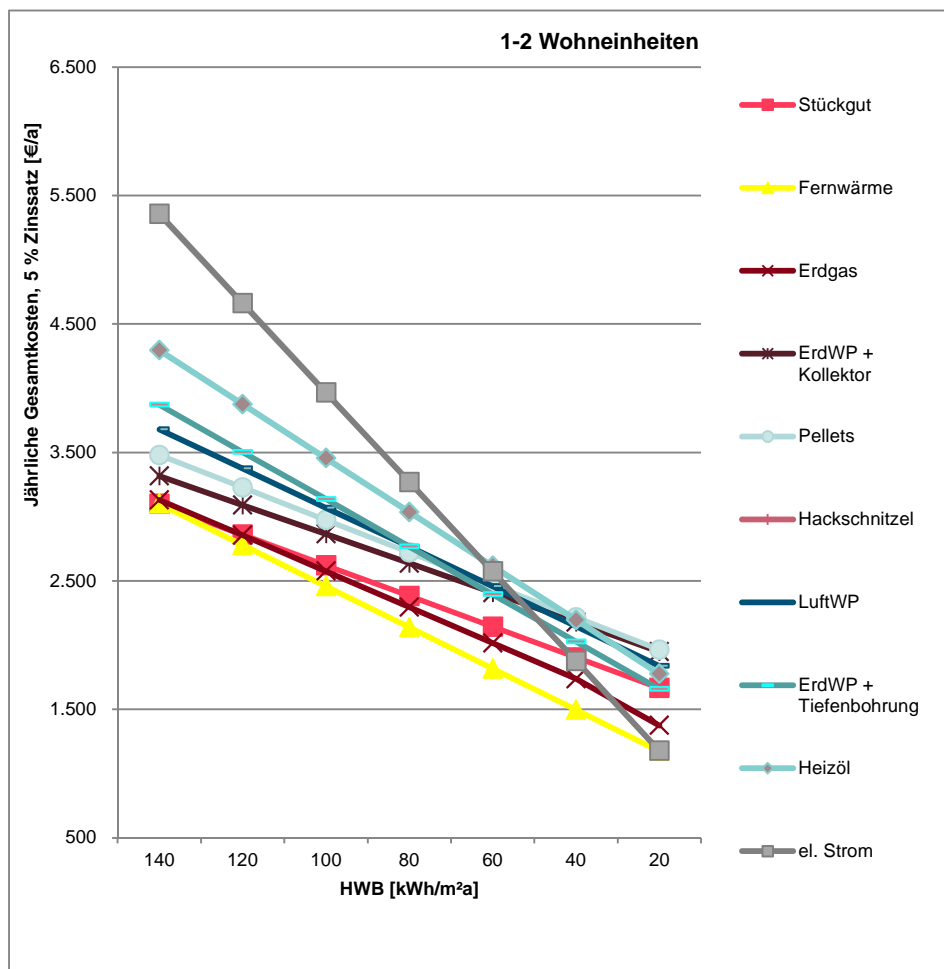


Abbildung 54: Sensitivitätsanalyse der jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit der energietechnischen Gebäudecharakteristik für das Modellgebäude mit 1-2 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

Neben der Einzelbetrachtung der jeweiligen Heiztechnologie wird zudem eine Untersuchung jeder Heiztechnologie in Kombination mit einer thermischen Solaranlage zur Warmwasserbereitung und Raumheizungsunterstützung durchgeführt.

Tabelle 19: Technische Eckdaten der Solaranlage nach Gebäudeart

Parameter	[Einheit]	1-2 Wohn- einheiten	3-9 Wohn- einheiten	10-19 Wohn- einheiten
Kollektorfläche	[m ²]	4	15	36
Flachkollektor	[-]	blau hochselektiv		
Glasart	[-]	Solarglas		
Montage	[-]	Indach		
Frischwasserstation	[-]	Schichtspeicher mit Rippenrohr- wärmetauscher		
Wärmebedarf Warm- wasser pro Tag	[kWh/d]	5,6	18,9	42,1
Wärmebedarf Warm- wasser pro Jahr	[kWh/a]	2.048	6.912	15.360
Speichervolumen	[l]	800	1.200	1.800
Hilfsenergiebedarf	[kWh/m ² Kollektorfläche, a]	23,4	8,34	5,59

Quelle: Berechnungen und Darstellung Energieinstitut an der JKU

Annahme: Wärmebedarf Warmwasser/Person = 1,7 kWh/d = 30 Liter/Person/Tag; Kollektorertrag = 350 kWh/(m²a)

Der in der Tabelle 19 angesetzte Hilfsenergiebedarf resultiert aus dem Betrieb bzw. der Regelung der Pumpengruppe zur Umwälzung des Wärmeträgermediums. Um die Vielzahl an Parametern einfacher bei der Berechnung des Deckungsgrades handhaben zu können, wurde ein praxisüblicher spezifischer Kollektorertrag von 350 kWh/(m²a) eingesetzt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in der nachfolgenden Tabelle 20 zusammengestellt.

Tabelle 20: Ergebnis der Simulation zur Integration der Solaranlagentechnik

	[Einheit]	1-2 Wohn- einheiten	3-9 Wohn- einheiten	10-19 Wohn- einheiten
Solarwärmeertrag	[kWh/a]	1.400	5.250	12.600
max. Deckungsrate WWWB	[%]	68,4	76,0	82,0

Quelle: Berechnungen und Darstellung Energieinstitut an der JKU

Annahme: Kollektorertrag = 350 kWh/(m²a).

Der Vorteil bei Sonnenkollektoren ist, dass die Betriebskosten bei der Sonneneignutzung gegen Null gehen, jedoch die Sonneneinstrahlung nicht immer auf dem erforderlichen Niveau vorhanden ist. Somit wird die Solarthermie für die Warmwasserbereitstellung verwendet, darüber hinaus kann die Technologie maximal als Unterstützung für die Raumwärmebereitstellung herangezogen

werden, sodass eine weitere Heizungstechnologie erforderlich ist. Diese weitere Heiztechnologie in Kombination mit der Solaranlage führt zu höheren Investitionskosten. Eine gewisse Bandbreite der spezifischen Investitionskosten für die angesetzten Modellanlagen resultiert neben regionalen Unterschieden im Wesentlichen aus individuellen Gegebenheiten wie Dachintegration, Speichersysteme, Länge der Verbindungsleitungen etc. In Tabelle 21 sind die Investitionskosten für den gegenständlichen Vergleich zusammengefasst.

Tabelle 21: Investitionskosten für eine Solaranlage nach Gebäudeart

		1-2 Wohn- einheiten	3-9 Wohn- einheiten	10-19 Wohn- einheiten
Solaranlage samt Zubehör	[€]	4.440	9.934	21.170
Rohrleitungen samt Zubehör	[€]	612	1.218	4.009
Montage und Trans- port	[€]	1.582	3.280	4.137
Summe Investitionen	[€]	6.635	14.432	29.316

Quelle: Berechnungen und Darstellung Energieinstitut an der JKU basierend auf Herstellerangaben.

Die Ergebnisse der untersuchten Kombinationsvarianten Heiztechnologie und thermische Solaranlage zeigen eine einheitliche Tendenz: Die gegebenen zusätzlichen Investitionskosten durch die Solaranlage können bei einer angesetzten Abschreibedauer (Kapitaldienst der Investition, 5 % Zinssatz) von 15 Jahren durch die energetischen Einsparungen an Energieträgerkosten in der Vollkostenbetrachtung ohne Berücksichtigung von Förderungen u. dgl. nicht amortisiert werden (siehe nachfolgende Abbildungen: Abbildung 55, Abbildung 56, Abbildung 57). Es ergeben sich höhere Gesamtkosten der Kombinationsvarianten gegenüber dem monovalenten Betrieb der Heiztechnologie. Die Solaranlage führt damit zu höheren Gesamtkosten, aber auch einer etwas höheren Gesamtenergieeffizienz der untersuchten Varianten.

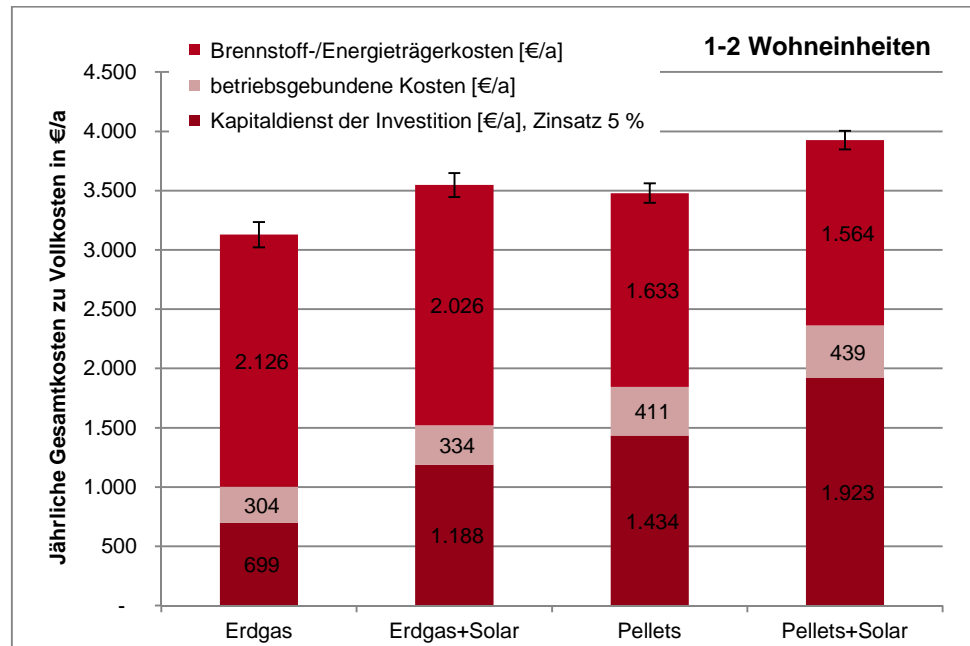


Abbildung 55: jährliche Gesamtkosten (kapital-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) der untersuchten Modellvarianten in Kombination mit einer thermischen Solaranlage (4 m² Kollektorfläche) für 1-2 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

Die Kombination der Heiztechnologie mit der angesetzten Solaranlage verbessert die Energieeffizienz durch eine Reduktion des Nutzenergiebedarfs um 4,0 % bei Pellets+Solar bzw. 4,4 bei Erdgas+Solar gegenüber der Variante ohne Solaranlage.

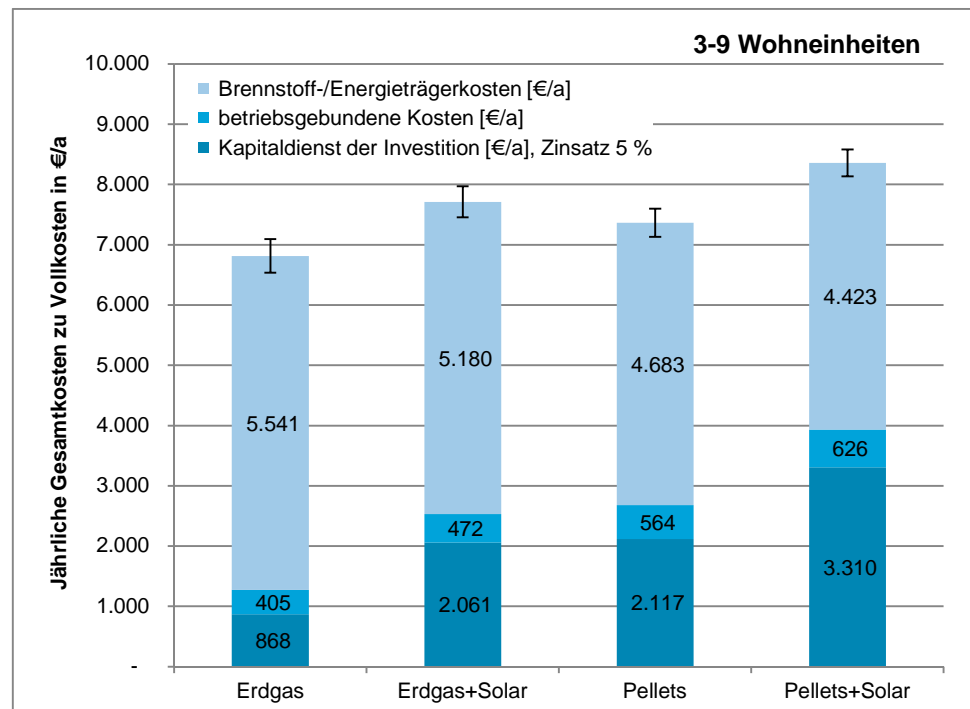


Abbildung 56: jährliche Gesamtkosten (kapital-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) der untersuchten Modellvarianten in Kombination mit einer thermischen Solaranlage (15 m² Kollektorfläche) für 3-9 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

Die Kombination der Heiztechnologie mit der angesetzten Solaranlage verbessert die Energieeffizienz durch eine Reduktion des Nutzenergiebedarfs um 5,4 % bei Pellets+Solar bzw. 6,4 bei Erdgas+Solar gegenüber der Variante ohne Solaranlage.

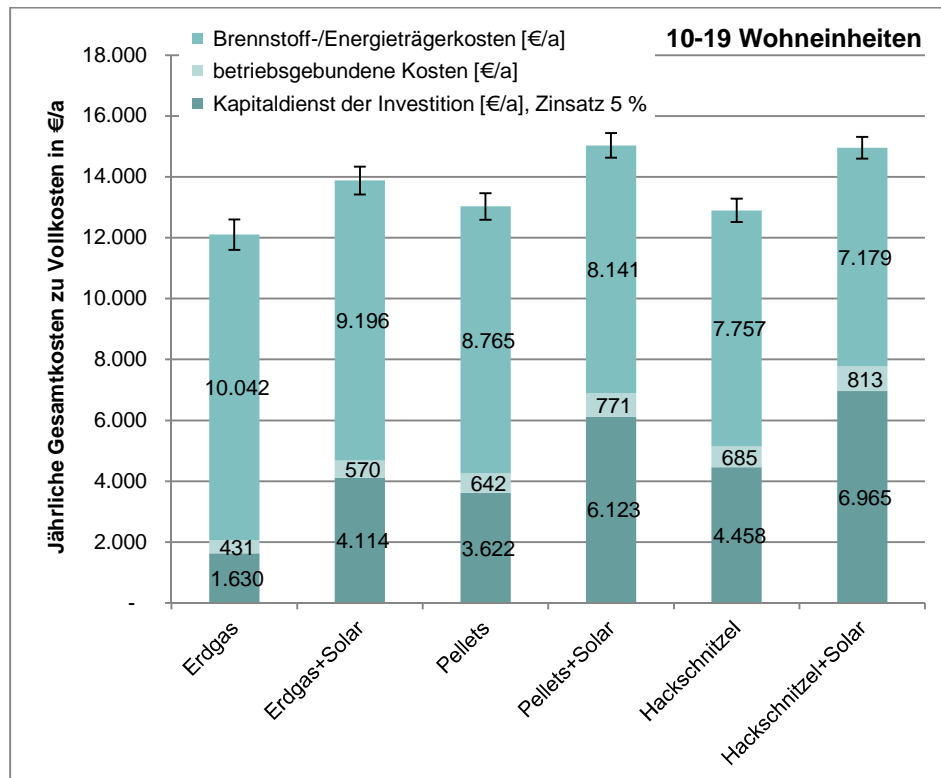


Abbildung 57: jährliche Gesamtkosten (kapital-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) der untersuchten Modellvarianten in Kombination mit einer thermischen Solaranlage (36 m² Kollektorfläche) für 3-9 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

Die Kombination der Heiztechnologie mit der angesetzten Solaranlage verbessert die Energieeffizienz durch eine Reduktion des Nutzenergiebedarfs um 7,0 % bei Hackschnitzel+Solar, 7,3 % bei Pellets+Solar und 8,3 bei Erdgas+Solar gegenüber der Variante ohne Solaranlage.

3.2.2 CO₂e-Vermeidungskosten durch Gas- und Fernwärmeheizungen

Um ein umfassenderes Bild der Wirkung verschiedener Heizsysteme zu ermöglichen, wird die ökonomische Sichtweise um eine ökologische Perspektive über die Ermittlung von Vermeidungskosten ergänzt. Im Folgenden wird kurz die Berechnung von Vermeidungskosten dargestellt, wobei hierbei die Definitionen aus Goers et al. (2009) und Schwarz et al. (2013) herangezogen werden:

Vermeidungskosten von Treibhausgasen oder von Schadstoffen umfassen jene Kosten, die für die Reduktion einer definierten Luftschadstoffmenge gegenüber einem Referenzsystem anfallen. In der gegenständlichen Analyse werden die Vermeidungskosten für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Österreich mittels verschiedener Heizsysteme insbesondere Erdgas oder Fernwärme gegenüber dem Referenzsystem Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung mittels Heizöl quantifiziert.

Prinzipiell wird die folgende Formel zur Berechnung der spezifischen Schadstoffvermeidungskosten basierend auf einer Technologie *i* (Einsatz von Erdgas oder Fernwärme zur Raumwärmebereitstellung) bezüglich der Referenztechnologie *j* (Einsatz von Heizöl EL zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung) angewendet:⁴⁷

$$VK_t^{i,j} = \frac{\Delta K_t}{\Delta E_t} \left[\text{in } \frac{\text{Euro}}{\text{TonnenCO}_2\text{e}} \right]$$

Dabei stellen ΔK_t die Differenz der Jahresgesamtkosten der Erdgas- bzw. Fernwärmetechnologie und der Referenztechnologie und ΔE_t die Differenz der Emissionen der Referenztechnologie und der Erdgas- bzw. Fernwärmetechnologie zum Zeitpunkt *t* dar. Im Allgemeinen ist zu konstatieren, dass negative Vermeidungskosten für den Fall, in dem $\Delta K < 0$ und $\Delta E > 0$ (und demnach $VK_{i,j} < 0$) gilt, darauf hindeuten, dass kostengünstige Einsparoptionen bezüglich der Emissionen bestehen. Die Konstellation einer positiven Jahresgesamtkostendifferenz und einer positiven Emissionsdifferenz, also $\Delta K > 0$ und $\Delta E > 0$ (und demnach $VK_{i,j} > 0$), induziert ökologische Effektivität in Form einer Emissionseinsparung, jedoch höhere Kosten. Dabei ist zu beachten, dass hinsichtlich einer positiven Jahresgesamtkostendifferenz und einer negativen Emissionsdifferenz, also $\Delta K > 0$ und $\Delta E < 0$ (und demnach $VK_{i,j} < 0$), und negativen Jahresgesamtkostendifferenz und einer negativen Emissionsdifferenz, also $\Delta K < 0$ und $\Delta E < 0$ (und demnach $VK_{i,j} > 0$), keine relevante Aussage bezüglich der Vermeidungskosten getätigt werden können, da keine Minderung der Schadstoffemission stattfindet.

Grundsätzlich ist bei der Interpretation der Werte der Schadstoffvermeidungskosten zu beachten, dass bei der Berechnung der Vermeidungskosten weder Differenzen der Emissionen noch die Differenzen der Kosten sehr gering werden sollten, damit tatsächlich vergleichbare Werte geschaffen werden. Des Weiteren ist abermals auf die Definition eines einheitlichen Referenzszenarios hinzuweisen, welche die fundamentale Voraussetzung hinsichtlich relativer Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der Schadstoffvermeidung liefert.⁴⁸ Während die Vermeidungsmenge in t Emission die Effektivität der einzelnen Systeme

⁴⁷ Eine Grafik zum Bewertungsschema zu Vermeidungskosten findet sich im Annex.

⁴⁸ Im Falle geringerer Kosten der betrachteten Technologie im Vergleich zum Referenzsystem und minimaler Schadstoffvermeidung ergeben sich hohe negative Schadstoffvermeidungskosten mit Interpretationsbedarf.

me in Hinblick auf das Ziel der Emissionsreduktion widerspiegelt, stellen die spezifischen Vermeidungskosten in €/t Schadstoff ein Maß hinsichtlich der Effizienz der einzelnen System dar. Somit wird durch spezifische Vermeidungskosten der Kosten-Nutzen-Ratio der Implementierung der jeweiligen Systeme abgebildet, da sie den monetären Aufwand, um 1 t Schadstoff zu vermeiden, angeben. Dementsprechend ist eine negative Effizienz Zahl ein Hinweis auf eine besonders effiziente Minderungsmaßnahme.

Der gegenständliche Gesamtkostenvergleich erfolgt zu Vollkosten ohne Berücksichtigung bestehender Förderstrukturen. Die Investitionskosten in Heizaggregate, Pufferspeicher, Pumpen oder Brennstoffbeschickung werden als jährlicher Kapitaldienst der Investitionsmengen erfasst. Die verbrauchsgebundenen Kosten bestehen in erster Linie aus den Brennstoffkosten und entstehen durch den Betrieb der Heizungsanlage zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung für die untersuchten Modellgebäude. Sonstige Kosten betreffen Wartung und Instandhaltung. Innerhalb der ökonomischen Analyse wird die Differenz der Jahresgesamtkosten - bestehend aus den kapitalgebundenen Kosten über die Lebensdauer anfallende Annuität, den Verbrauchskosten aus den Brennstoffkosten sowie sonstigen Kosten - gebildet. Das Ergebnis dieses Gesamtkostenvergleichs ist in der Tabelle 22 zusammengestellt. Basierend auf diesen Annahmen ergibt sich eine jährliche Differenz der Gesamtkosten zwischen dem Referenzsystem der Ölheizung und den anderen Technologien.

Tabelle 22: Jährlicher Gesamtkostenvergleich verschiedener Heiztechnologien in den Referenzgebäuden des österreichischen Bestandes (Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz).

Heiztechnologie	Jährliche Gesamtkosten,[€/a] 5 % Zinssatz		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	3.098	n.b.	n.b.
Fernwärme	3.100	7.381	13.599
Erdgas	3.129	6.815	12.103
ErdWP + Kollektor	3.315	n.b.	n.b.
Pellets	3.479	7.364	13.029
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	12.900
LuftWP	3.679	7.597	12.928
ErdWP + Tiefenbohrung	3.871	8.231	13.766
Heizöl	4.294	9.968	17.955
el. Strom	5.355	14.127	25.900

n.b. ... nicht bestimmt

Um die umweltrelevanten Aspekte der Wärmebereitstellung zu bewerten, ist die Erhebung der Treibhausgasintensität der Energieträger Biomasse, Erdgas, Fernwärme, Heizöl EL in der österreichischen Raumwärmebereitstellung sowie

Elektrizität aus österreichischer Produktion für die Heizungshilfsantriebe wesentlich. Zur Berechnung der CO₂e-Emissionen (Emissionen von Kohlendioxid, Methan und Lachgas in CO₂-Äquivalenten) der einzelnen Heizsysteme werden die in der OIB-Richtlinie 6 definierten Emissionsfaktoren verwendet. In Abbildung 58 sind die verwendeten THG-Emissionsfaktoren angegeben.

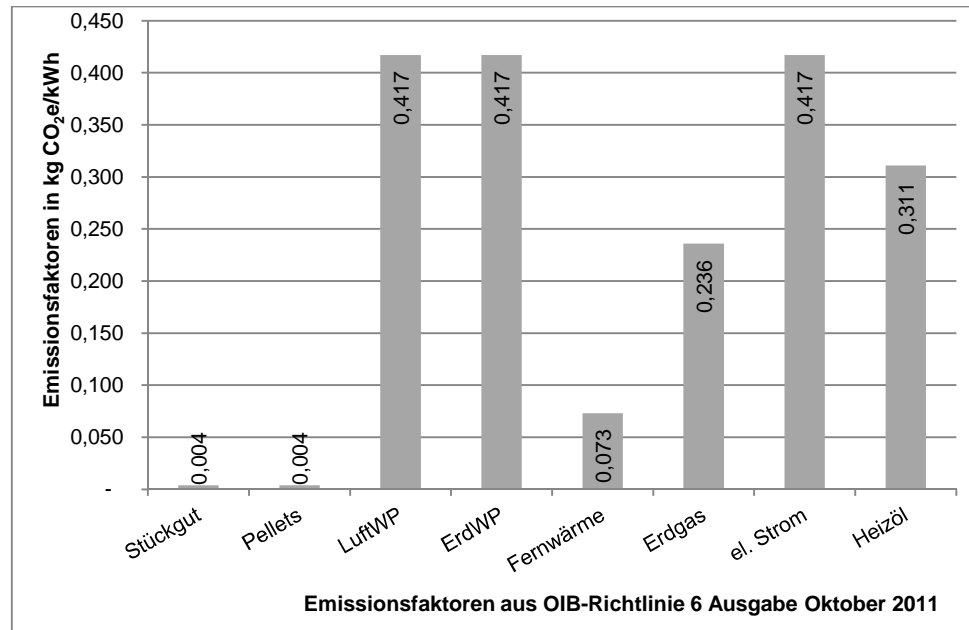


Abbildung 58: Verwendete THG-Emissionsfaktoren zur Emissionsquantifizierung der Heizsysteme (Quelle: OIB-Richtlinie 6 Ausgabe Oktober 2011)

Als Beispiel werden zudem die jährlichen THG-Emissionen der Heizsysteme für das Referenzgebäude mit 1-2 Wohneinheiten in Abbildung 59 zusammengestellt. Weitere Ergebnisse sind im Annex tabellarisch zusammengestellt.

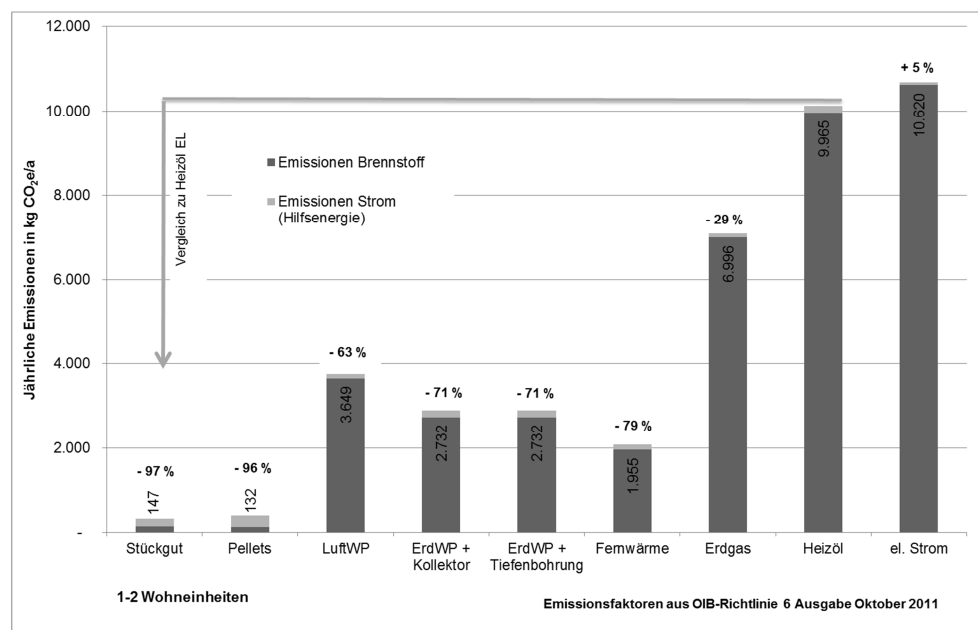


Abbildung 59: Vergleich der jährlichen THG-Emissionen der Heizsysteme für das Referenzgebäude mit 1-2 Wohneinheiten (Quelle: eigene Berechnung und Darstellung)

Ausgehend von den Ergebnissen der ökonomischen und ökologischen Analyse werden in Tabelle 23 die Vermeidungskosten der verschiedenen Heiztechnologien im Vergleich zur Ölheizung für das Referenzgebäudesegment 1-2 Wohneinheiten dargestellt. Weitere Ergebnisse sind im Annex tabellarisch zusammengestellt. Für die weiteren betrachteten Gebäudesegmente wurden vergleichbare Ergebnisse erzielt. Die ermittelten spezifischen Vermeidungskosten für Erdgas belaufen sich auf ca. -390 €/t CO₂e, wobei das Heizsystem Fernwärme Vermeidungskosten zwischen -108 und -148 €/t CO₂e aufweist. Basierend auf der vorab definierten Bewertungsmethodik weisen alle Heiztechnologien negative CO₂e-Vermeidungskosten auf, da sie ökologisch sinnvoll ist und niedrigere jährliche Gesamtkosten als die Ölheizung aufweisen. Dies trifft nur für die elektrische Direktheizung nicht zu, hier wurden höhere Jahreskosten und CO₂e-Emissionen ermittelt, sodass die Herleitung von Vermeidungskosten nicht möglich ist.

Tabelle 23: Vermeidungskosten untersuchter Heizsysteme im Vergleich zu Heizöl EL (Quelle: eigene Berechnung und Darstellung). (Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz).

Vermeidungskosten			
[€/tCO₂e]			
Heiztechnologie	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Fernwärme	-148	-119	-108
Erdgas	-391	-391	-390
Stückgut	-122	n.b.	n.b.
Pellets	-84	-99	-100
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	-103
LuftWP	-96	-106	-157
ErdWP + Kollektor	-135	n.b.	n.b.
ErdWP + Tiefenbohrung	-58	-89	-115

n.b. ... nicht bestimmt

Interpretation: negative Vermeidungskosten induzieren geringere Emissionen und geringere Kosten als in der Referenztechnologie; positive Vermeidungskosten induzieren geringere Emissionen jedoch höhere Kosten

3.3 Volkswirtschaftliche Relevanz von Erdgas und Fernwärme zur Raumheizung in Österreich

Eine umfassende Analyse von spezifischen Energieträgern beinhaltet zudem nach einer betriebswirtschaftlichen Bewertung auch die Darstellung der volkswirtschaftlichen Relevanz des Energieträgers und somit die positiven aber auch die negativen Parameter, mit denen ein Energieträger die Volkswirtschaft beeinflusst. Im voranstehenden Kapitel wurde veranschaulicht, mit welchen Kosten ein privater Haushalt konfrontiert ist, wenn er als Heizsystem Fernwärme oder Erdgas gewählt hat (oder in seiner Wohnung bereits installiert war) und welche Kosten auf ihn bei alternativen Energieträgern zukommen. Zudem wurde darauf aufbauend auch analysiert, wie sich die Emissionsvermeidungskosten dieser Heizsysteme gestalten.

Im folgenden Kapitel soll darauf aufbauend auch die Makroperspektive untersucht werden. Es wird dargestellt, welche volkswirtschaftliche Relevanz Fernwärme und Erdgas für Österreich besitzen und welche positiven Auswirkungen dadurch erzielt werden und wodurch positive Auswirkungen teilweise auch reduziert werden. Im Mittelpunkt steht nicht mehr ausschließlich der Enderbraucher sondern die gesamte österreichische Volkswirtschaft. Hierbei werden zum einen statistische Ausprägungen der Sektoren Fernwärme und Erdgas dargestellt, zum anderen wird aber auch basierend auf diesen Werten die daraus resultierende Gesamtbilanz der makroökonomischen Auswirkungen der letzten 6 Jahre für Österreich quantifiziert. Des Weiteren existieren durch den Verbrauch und die Produktion von Energieträgern auch eine Vielzahl an Effekten, die nicht direkt in die ökonomische Bilanz integriert werden können, da sie wohlfahrtsökonomische Auswirkungen beinhalten, die nicht über das Bruttoinlandsprodukt abgedeckt werden können, wie etwa den Komfort, den ein Energieträger bietet. Diese umfassende Analyse inkl. zusätzlicher wohlfahrtsökonomischer Effekte wird am Ende des Kapitels in Form einer Nutzwertanalyse realisiert.

Innerhalb der komparativ-statischen Analyse wird der Fokus auf die heimische Bruttowertschöpfung sowie Leistungsbilanzeffekte durch die Nutzung von Erdgas und Fernwärme im Segment Raumwärme gelegt. Die später darauf aufbauende dynamische Analyse erfasst zentrale makroökonomische Kenngrößen inklusive Multiplikatoreffekte für den Zeitraum 2006-2011 basierend auf den Ergebnissen der komparativ-statischen Analyse.

3.3.1 Österreichische Wertschöpfung durch nationale Exploration von Erdgas und heimische Produktion von Fernwärme

Die heimische Produktion bzw. Exploration eines Energieträgers trägt grundsätzlich entscheidend zur Wertschöpfung des Energiesystems bei. Der Import und die weitere Umwandlung bzw. Bereitstellung ist mit Wertschöpfungsabflüssen verbunden. Aus diesem Grund ist die Betrachtung der inländischen Erzeugung und Förderung eines Energieträgers in der volkswirtschaftlichen Analyse von zentraler Bedeutung. Auch wenn es sich bei Erdgas um einen dominierend importierten Energieträger handelt, so existiert auch eine signifikante Exploration von Erdgas in Österreich. Zudem ist die Produktion von Fernwärme auch ein entscheidender Faktor zur Generierung der gesamten Wertschöpfung im öster-

reichischen Energiesystem. Beide Energieträger werden dahingehend kurz beleuchtet.

Zudem ist zu ergänzen, dass die gesamte Bruttowertschöpfung eines Energieträgers auch den Verkauf von importierter Energie im Inland beinhaltet und durch die Differenz aus Einkauf und Verkauf des Produktes entsteht. Die gesamte Bruttowertschöpfung und deren Effekte auf weitere volkswirtschaftliche Segmente wird in der dynamischen volkswirtschaftlichen Simulationsanalyse mitberechnet und determiniert das Ergebnis maßgeblich.

Der Energieträger Erdgas wird in den Bundesländern Niederösterreich, Oberösterreich sowie Salzburg exploriert (siehe Abbildung 114 im Annex). Zur Monetarisierung der Explorationsmengen und somit der Wertschöpfung aus der Exploration werden im Folgenden durchschnittliche Haushaltspreise des Tarifikalkulators der E-Control⁴⁹ sowie Angaben zu den Industrie- und Gewerbepreisen seitens der E-Control (2013) herangezogen. Haushaltspreise enthalten neben den Energiekosten sowohl Netzkosten als auch Steuern und Abgaben. Im Hinblick auf die Erdgaspreise für Industrie- und Gewerbe werden neben den Energiekosten ebenfalls die Erdgasabgabe, das Netznutzungsentgelt sowie die Umsatzsteuer erfasst. Zwar können im Rahmen der Berechnungen nicht explizit die Energieabgabenvergütung berücksichtigt werden, jedoch ist darauf hinzuweisen, dass energieintensive Betriebe, welche durch Energieabgaben stärker belastet werden, durch die Deckelung der Energieabgabe in Relation zum Nettoproduktionswert entlastet werden können.

Durch die Exploration ergibt sich im Jahr 2011 unter Annahme von durchschnittlichen Haushaltspreisen für Erdgas von ca. 0,04 €/kWh (exkl. Netzentgelte und Steuern und Abgaben) und durchschnittlichen Industrie- bzw. Gewerbepreisen von ca. 0,03 €/kWh (exkl. Netznutzungsentgelte und Steuern und Abgaben) eine Bruttowertschöpfung von 346 Mio. €. Davon werden ca. 163 Mio. € bzw. 47% im Segment Raumheizung generiert. Innerhalb dieses Segmentes werden wiederum ca. 95 Mio. € durch private Haushalte generiert. Bei der Berücksichtigung von Netzentgelten und Steuern und Abgaben ergibt sich im Jahr 2011 eine Wertschöpfung von ca. 629 Mio. €. Die jeweiligen relativen Wertschöpfungsanteile des Segmentes Raumheizung (48%) bzw. der Haushalte (60%) sind beinahe ident zur Analyse ohne Berücksichtigung von Netzentgelten bzw. Steuern und Abgaben.

Für die Monetarisierung der produzierten Fernwärmemengen werden durchschnittliche Haushaltspreise unter Berücksichtigung des Leistungs- und Messpreises sowie von Steuern und Abgaben basierend auf öffentlich zugänglichen Tarifblättern der regionalen Energieversorger hergeleitet.⁵⁰ Da keine Industrie- und Gewerbepreise für Fernwärme hergeleitet werden konnten, wird das Verhältnis von Haushalts- zu Industrie- bzw. Gewerbepreise im Erdgassegment verwendet. Somit ergeben sich Marktpreise für Haushalte von 0,06 €/kWh (exkl. Leistungs- und Messpreis sowie Steuern und Abgaben) sowie von 0,09 €/kWh (inklusive Leistungs- und Messpreis sowie Steuern und Abgaben). Für Industrie und Gewerbe wird ein Preis von 0,04 €/kWh bzw. 0,06 €/kWh angewandt. Die gesamte Bruttowertschöpfung infolge der Fernwärmeproduktion beläuft sich in

⁴⁹ Der Tarifikalkulator ist unter www-e-control.at abrufbar und wurde am 15.01.2013 im Rahmen dieser Studie angewandt. Dabei wurde ein durchschnittlicher Verbrauch von 14.000 kWh angenommen.

⁵⁰ Analog zur Monetarisierung der Erdgasexploration wurde bei der Ermittlung der Preisvektoren für die Haushalte ein durchschnittlicher Verbrauch von 14.00 kWh angenommen.

2011 somit auf ca. 1.000 Mio. € (bei Vernachlässigung von Entgelten sowie Abgaben und Steuern) bzw. 1.604 Mio. € (bei Berücksichtigung der Entgelte bzw. Steuern und Abgaben im Haushaltsbereich sowie der zugrunde gelegten Preisrelation im Industrie- und Gewerbebereich). Davon fallen rund 88% auf das Segment Raumheizung, wovon wiederum 44% im Haushaltsbereich generiert werden und 56% der Industrie bzw. dem Gewerbe zugeordnet werden können.

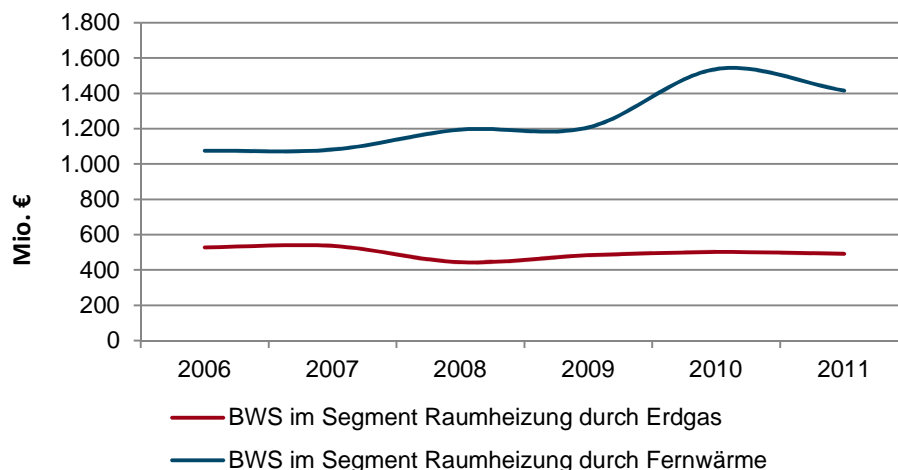


Abbildung 60: Bruttowertschöpfung infolge der Erdgasexploration und Fernwärmeproduktion im Segment Raumwärme, inkl. sämtlicher Steuern und Abgaben, 2006-2011 (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Statistik Austria).

Anmerkung: BWS = Bruttowertschöpfung (inkl. Steuern und Abgaben)

3.3.2 Leistungsbilanzeffekte durch Erdgasimporte und durch fossile Energieimporte zur Fernwärmeproduktion

Wie bereits im voranstehenden Kapitel erläutert ist es aus einer makroökonomischen Perspektive entscheidend, welchen geografischen Ursprung ein Energieträger besitzt und wo die Umwandlung des Energieträgers zu Sekundärenergieträgern stattfindet. Im Folgenden wird dargestellt, wie die österreichische Leistungsbilanz aufgrund des Einsatzes von Erdgas und Fernwärme im Segment Raumwärme geprägt wird. Dafür werden keine alternativen Substitutionen untersucht – es könnte ja alternativ auch notwendig sein, statt eines fossilen Importes eines spezifischen Energieträgers auch einen anderen Energieträger zu importieren, wodurch keine signifikanten Auswirkungen auf die Leistungsbilanz vorhanden wären. Die folgende Darstellung bezieht sich rein auf eine ex-post-Analyse der Periode 2006 bis 2011 und stellt das Saldo aus Exporten und Importen von Erdgas sowie der Primärenergieträgerimporte zur Fernwärmeproduktion dar.

Auch in diesem Zusammenhang ist zu ergänzen, dass eine spezifische Auswirkung auf die Leistungsbilanz (Exporte abzüglich Importe) noch kein volkswirtschaftliches Endergebnis zum Effekt eines Energieträgers beinhaltet. Die Konsequenzen von Ausprägungen der Leistungsbilanz eines Produktes werden auch in der dynamischen volkswirtschaftlichen Simulationsanalyse quantifiziert und im nächsten Kapitel dargestellt.

Im Jahr 2011 wurden rund 465 PJ Erdgas nach Österreich importiert. Stellt man die Importe den Exporten an Erdgas gegenüber, so ergeben sich Nettoexporte von -339 PJ, somit einen deutlichen Importüberschuss. Im Hinblick auf das Segment Raumheizung kann nach Umlegung der jeweiligen Importanteile konstatiert werden, dass ca. 61 PJ bzw. 68% der Raumwärmeerzeugung durch Erdgas anhand importierter Mengen stattfindet. Unter der Annahme, dass die importierten Gasmengen zur Wertschöpfung beitragen, ergeben sich Bruttowertschöpfungen von 4.828 Mio. € (bei Berücksichtigung von Netzentgelten und Steuern und Abgaben) sowie 2.673 Mio. € (bei Vernachlässigung von Netzentgelten und Steuern und Abgaben).

Im Hinblick auf die Fernwärmeproduktion resultieren Importmengen für den Energieträger Kohle von ca. 2,7 PJ, für den Energieträger Öl von ca. 4,9 PJ sowie vom Energieträger Erdgas von ca. 26,7 PJ. Werden diese mit aktuellen Importpreisen monetarisiert, so wird Kohle im Ausmaß von 6,3 Mio. €, Öl im Ausmaß von 82,0 Mio. € und Erdgas im Ausmaß von 209 Mio. € für die Fernwärmeproduktion importiert.

Über den Zeitraum 2006-2011 ergeben sich die in Abbildung 61 dargestellten Importmengen, welche als Effekte auf die (energetische) Leistungsbilanz und somit auf das Bruttoinlandsprodukt berücksichtigt werden müssen. Diese in das Bruttoinlandsprodukt negativ einfließenden Effekte werden jedoch durch die positiven Wertschöpfungseffekte der Erdgasexploration und der Fernwärmeproduktion, Investitionstätigkeiten im Segment Raumwärme sowie durch Speicheraktivitäten im Erdgasbereich aufgefangen.

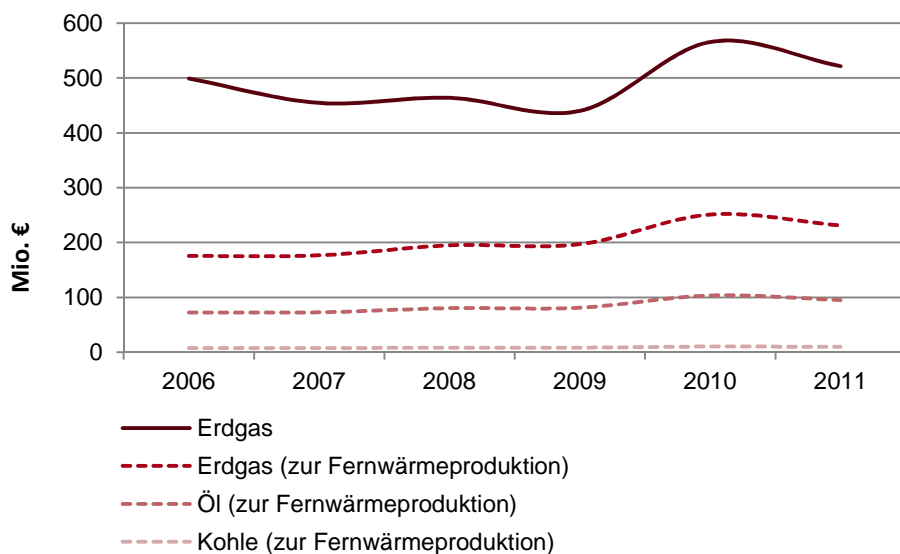


Abbildung 61: Monetarisierte Energieimporte infolge der Raumwärmeproduktion durch Erdgas und Fernwärme, 2006-2011 (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Statistik Austria 2012a).

3.3.3 Der gesamte Beitrag des Erdgas- und Fernwärmeeinsatzes im Segment Raumwärme für die österreichische Volkswirtschaft in den Jahren 2006 bis 2011

Im folgenden Kapitel wird analysiert und quantifiziert welche volkswirtschaftlichen Effekte die Existenz der Erdgas- und Fernwärmeversorgung im Segment Raumwärme in Österreich in den Jahren 2006 bis 2011 gehabt hat. Hierfür ist es auch von Bedeutung, welche Sekundär- bzw. welche Mehrrundeneffekte durch die wirtschaftlichen Tätigkeiten der beiden Sektoren im Raumwärmebereich ausgelöst wurden.

Die Analyse umfasst nicht eine Substitution anderer Energieträger durch Fernwärme und Erdgas sondern quantifiziert den volkswirtschaftlichen Beitrag der beiden Energieträger inklusive deren Multiplikatoreffekte für die österreichische Volkswirtschaft.

Ausgehend von den oben und im Annex dargestellten komparativ-statischen Parametern bezüglich Bruttowertschöpfung, Investitionen und Energieproduktion und -importe wird die makroökonomische Gesamtanalyse der Ist-Situation durch die Abbildung der dynamischen, volkswirtschaftlichen Auswirkungen anhand des makroökonomischen Simulationsmodells MOVE durch die Raumheizung mit Erdgas und Fernwärme komplettiert.⁵¹

Die Analyse umfasst alle Investitionen für die Produktion und Verteilung der Energieträger Erdgas und Fernwärme gemäß deren spezifischen Verbrauchsanteilen im Raumwärmebereich. Dies bedeutet, dass beispielsweise die getätigten Investitionen in das Erdgasleitungsnetz nicht zur Gänze inkludiert werden, sondern mit dem Raumwärme-Anteil am gesamten Erdgasverbrauch. Hinzu kommen die Investitionen in die Speicherung von Erdgas, ebenfalls gemäß dem spezifischen Anteil des Raumwärmeverbrauchs am gesamten Erdgasverbrauch. Die Investitionen in die Speicherinfrastrukturen beinhalten einen positiven Peak im Jahr 2009, sodass insgesamt antizyklisch aufgrund dieser Investitionstätigkeit im Jahr 2009 die größten volkswirtschaftlichen Effekte erzielt werden, wie im Folgenden dargestellt wird.

Zusätzlich werden in die Analyse neben den Investitionen der Energieversorgungsunternehmen auch die zusätzlich notwendigen und getätigten Investitionen von Unternehmen sowie der Ausgaben der privaten Haushalte für die Heizsysteme Erdgas und Fernwärme inkludiert.

Annahme der Simulationsanalyse

Vorab erweist es sich als unerlässlich, zur dynamischen Analyse des volkswirtschaftlichen Nutzens des Erdgas- und Fernwärmeeinsatzes im Segment Raumwärme in Österreich eine Reihe von Annahmen zu treffen. Diese lauten in kompakter Form:

Annahme 1: *Simulationshorizont* Die in der vorherigen komparativ-statischen Betrachtung hergeleiteten Daten bezüglich des Erdgas- und Fernwärmeeinsatzes im Segment Raumwärme werden als Input für die Simulationsanalyse für den Zeitraum 2006 bis 2011 genutzt.

⁵¹ Eine detaillierte Beschreibung des Aufbaus und der Funktionsweise von MOVE findet sich in sowie in Tichler (2009).

Annahme 2: Technologischer Fortschritt Die Simulationsanalysen der Studie beinhalten Speicher-, Produktions- und Leitungstechnologien für die fokussierten Beobachtungszeiträume 2006-2011.

Annahme 3: Geografischer Bezug In der Studie wird ausschließlich die volkswirtschaftliche Relevanz der Existenz der Nutzung von Erdgas und Fernwärme zur Raumwärmeversorgung in Österreich analysiert. Disaggregierte Betrachtungen auf regionaler Ebene werden innerhalb der Simulationsanalyse nicht vorgenommen.

Annahme 4: Datengrundlage Zur Durchführung dieser Studie wurde auf Daten der Statistik Austria zurückgegriffen. Dabei wurden hauptsächlich Daten der Energiebilanz (Statistik Austria 2012a), der Nutzenergieanalyse (Statistik Austria 2012b) sowie Leistungs- und Strukturdaten (Statistik Austria 2012f) verwendet.

Annahme 5: Wertschöpfungsanteile Es wird angenommen, dass die Wertschöpfungsanteile von in Österreich getätigten Investitionen im betrachteten Zeitraum konstant auf 85% bleiben. Ein verbleibender Wertschöpfungsanteil von 85% bedeutet, dass 15% der getätigten Investitionen in ausländische Produkte und Dienstleistungen fließen, sodass keine nachgelagerten positiven volkswirtschaftlichen Effekte für Österreich dieser 15% der Investitionen entstehen.

Annahme 6: Steuern In der Studie werden auch die durch die Raumheizung anhand von Erdgas und Fernwärme generierten Steuern und Abgaben für die öffentliche Hand quantifiziert. Dabei wird der Fokus auf die Mehrwertsteuer auf zusätzlich generierten (nicht energetischen) Konsum der privaten Haushalte, Steuern und Abgaben der Unternehmen und der privaten Haushalte auf zusätzlichen Energieverbrauch und Lohnsteuer- und Dienstgeberabgaben durch generierte Beschäftigungsverhältnisse (inklusive Sekundäreffekte) aufgrund der Raumheizung durch Fernwärme und Erdgas gelegt. Steuern im Hinblick auf den Umsatz und Körperschaften bzw. Abgaben für spezifische Zinsen werden innerhalb dieser Studie nicht betrachtet. In der Studie werden keine weiteren Effekte der möglichen Refundierung von zusätzlichen Steuereinnahmen in die Volkswirtschaft in Form von erhöhten Staatsausgaben (oder reduzierter alternativer Staatseinnahmen) vorgenommen. Es kann jedoch konstatiert werden, dass dadurch noch weitere Effekte erzielt werden.

Die Berechnungen der volkswirtschaftlichen Auswirkungen anhand der Simulationsanalyse mit MOVE zeigen einen positiven volkswirtschaftlichen Nutzen in Form einer Erhöhung des Bruttoinlandsproduktes innerhalb des Betrachtungszeitraums auf, der anschließend in seinen spezifischen Ausprägungen näher dargestellt wird. Das höhere Bruttoinlandsprodukt basiert grundlegend auf:

- der generierten Wertschöpfung durch den Verkauf von Fernwärme und Erdgas im Segment Raumwärme in Österreich;
- zusätzlichen Investitionsimpulse zur Durchführung der Exploration und Gasversorgung, der Fernwärmeproduktion sowie von Installationen der Technologien durch Raumwärme-Endverbraucher (Industrie und Haushalte);

- positiven Auswirkungen auf die Leistungsbilanz aufgrund der Produktion von Fernwärme und der Speicherung und Exploration von Erdgas;
- den durch das Wirtschaftswachstum induzierten Anstieg der Löhne, des privaten Konsums sowie der Investitionen in anderen Wirtschaftssegmenten und der nicht-energetischen Nettoexporte;
- dadurch ausgelösten Beschäftigungseffekten;
- der negativen Kompensation durch Wertschöpfungsabfluss für Erdgasimporte und für Primärenergieimporte zur Fernwärmeproduktion;
- Sekundäreffekten resultierend aus den aufgeführten Auswirkungen.

Allgemein zeigt sodann die makroökonomische Simulationsanalyse eine Erhöhung des Bruttoinlandsproduktes um 637 Mio. € im Jahr 2011 gegenüber einer Situation ohne den Einsatz von Erdgas und Fernwärme zur Raumwärmeversorgung. Dies entspricht einem um durchschnittlich 662 Mio. € höheren Bruttoinlandsprodukt über die Beobachtungsperiode 2006 bis 2011 in Österreich. Im Jahr 2011 generierte somit der Bereich Raumheizung durch Fernwärme und Erdgas in Österreich einen Anteil am österreichischen BIP von ca. 0,2%, ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Effekte durch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch die Implementierung der Gasspeicher. Bezüglich der Anzahl der Beschäftigten ergaben sich in Österreich durch die Tätigkeiten im Bereich der Raumheizung durch Erdgas- und Fernwärme inklusive Beschäftigungsverhältnisse infolge von Sekundäreffekten 4.875 Beschäftigte in 2011. Dies entspricht einem um durchschnittlich 3.716 Beschäftigten höheren Beschäftigungsniveau in Österreich in Relation zu einer Situation ohne die Nutzung von Fernwärme und Erdgas zur Raumwärmeversorgung. Damit werden durch die Raumheizung durch Fernwärme und Erdgas im betrachteten Zeitraum 2006-2011 durchschnittlich ca. 13% aller Beschäftigten im Sektor Energieversorgung generiert. In Abbildung 62 und Tabelle 24 werden die Ergebnisse grafisch und tabellarisch dargestellt.

Zudem werden durch die erzielten positiven volkswirtschaftlichen Auswirkungen auch zusätzliche Steuereinnahmen für die öffentliche Hand generiert. Die Summierung von Einnahmen auf zusätzlichen Energieverbrauch infolge von konjunkturellen Sekundäreffekten (10 Mio. € p.a.), von zusätzlichen Mehrwertsteuereinnahmen durch den privaten Konsum nicht-energetischer Güter (26 Mio. € p.a.), von zusätzlichen Einnahmen aus Steuern und Abgaben für zusätzlich Beschäftigte (bei einem angenommenen durchschnittlichen Bruttoeinkommen von 40.000 € p.a.) (99 Mio. € p.a. für den Zeitraum von 2009-2011), ergibt eine durchschnittliche Erhöhung der öffentlichen Einnahmen von 135 Mio. € p.a. durch die Nutzung von Fernwärme und Erdgas zur Raumheizung.

In der Studie werden keine weiteren Effekte der möglichen Refundierung dieser Einnahmen in die Volkswirtschaft in Form von erhöhten Staatsausgaben (oder reduzierter alternativer Staatseinnahmen) vorgenommen. Es kann jedoch konstatiert werden, dass dadurch noch weitere zusätzlich positive Effekte erzielt werden.

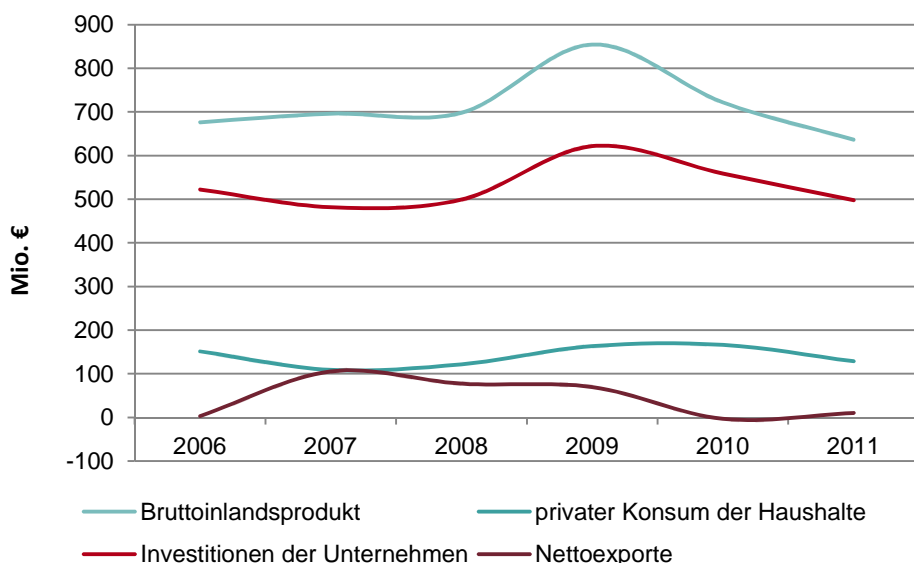


Abbildung 62: Zentrale makroökonomische Auswirkungen durch Raumheizung anhand von Erdgas und Fernwärme in Österreich (Quelle: Eigene Berechnungen anhand von MOVE). Anmerkung: privater Konsum (gesamte Ausgaben der Haushalte) = energetischer Konsum + nicht-energetischer Konsum; Nettoexporte = (energetische und nicht-energetische) Exporte - (energetische und nicht-energetische) Importe. Der Peak in 2009 lässt sich anhand der hohen Investitionstätigkeiten in diesem Jahr (siehe Annex) erläutern.

Tabelle 24: Zentrale makroökonomische Auswirkungen durch die Raumheizung anhand von Erdgas und Fernwärme in Österreich inklusive Sekundäreffekte (Quelle: Eigene Berechnungen anhand von MOVE).

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Bruttoinlandsprodukt [Mio. €]	676	696	698	855	722	637
Investitionen [Mio. €]	522	482	499	622	559	498
Privater Konsum [Mio. €]	151	109	122	163	166	129
Nettoexporte [Mio. €]	3	105	77	70	-3	10
Beschäftigte [Personen]	3.313	4.058	3.705	4.582	5.482	4.875

Anmerkungen:

- Im Jahr 2011 generierte somit der Bereich Raumheizung durch Fernwärme und Erdgas in Österreich einen Anteil am österreichischen BIP von ca. 0,2%, ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Effekte durch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch die Implementierung der Gasspeicher
- Damit werden durch die Raumheizung durch Fernwärme und Erdgas im betrachteten Zeitraum 2006-2011 durchschnittlich ca. 13% aller Beschäftigten im Sektor Energieversorgung generiert

3.3.4 Die Bedeutung der Gasspeicherinfrastruktur und deren Bedeutung zur Versorgungssicherheit

Gas ist in vieler Hinsicht ein Schlüsselenergieträger. Nicht nur ist Gas einer der wichtigsten Energieträger für industrielle Endanwendungen und Lieferunterbrechungen bedeuten rasch ein gravierendes Produktionshemmnis, Gas ist auch essentiell für die Elektrizitäts-Versorgungssicherheit und Raumwärmegenerierung in Österreich.

Wie bereits in Kapitel 3.1.3 erwähnt, ist die Erdgasversorgung neben der heimischen Produktion größtenteils durch gleichförmig über das ganze Jahr verteilte Importe gesichert. Innerhalb der Sommermonate wird das Gas in sogenannte unterirdische natürliche Horizonte eingepresst, wobei in den Wintermonaten oft die Entnahme des gespeicherten Gases infolge unregelmäßiger tageszeitlicher Verbrauchsspitzen erfolgt. Die sich in Österreich befindlichen Erdgasspeicherstätten besitzen eine Tiefe zwischen 500 und 2.300 m. Gegenwärtig befinden sich in Österreich die Erdgasspeicher Haidach, Haidach 5, Aigelsbrunn, Seven Fields, Puchkirchen, Haag, Thann, Tallesbrunn und Schönkirchen mit einem Arbeitsgasvolumen⁵² von insgesamt etwa 7,4 Mrd. m³ zur Verfügung, welches ca. 84% des österreichischen Jahresbedarfs im Jahre 2010 von 8,8 Mrd. m³ entspricht.

Eine Versorgungsunterbrechung von Gas bei den Endkunden ist sowohl in wirtschaftlicher Hinsicht, als auch in sozialer Hinsicht, äußerst schwerwiegend einzustufen. Kommt es beispielweise durch Gaslieferengpässe zu einem flächendeckenden Stromausfall in Österreich, belaufen sich die Schäden bereits in wenigen Stunden auf hunderte Millionen €. Die Auswirkungen des russisch-ukrainischen Gasstreits 2008/2009 haben gezeigt, dass trotz der grundsätzlichen geopolitischen Stabilität in den für Österreich wichtigsten Gaslieferregionen Minderlieferungen immer wieder möglich sind. Im Zusammenhang mit ebendiesen Minderlieferungen wird die enorme Bedeutung der österreichischen Gasspeicher, nicht nur im nationalen Kontext, deutlich. Die in Österreich befindlichen Gasspeicher umfassen mehr als 7 Mrd. m³, so dass Österreich damit beinahe seinen gesamten jährlichen Gasverbrauch decken könnte. In Krisenzeiten, wie etwa während des russisch-ukrainischen Gasstreits 2008/2009, kann mit diesen Gasspeichern jedoch nicht nur die Versorgung der österreichischen Wirtschaft und Bevölkerung aufrecht erhalten werden, sondern können auch die Nachbarländer mit Gaslieferungen unterstützt werden.

Die österreichischen Gasspeicher können somit als integraler Bestandteil des europäischen Systems zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gesehen werden. Dabei definiert die Europäische Kommission als langfristige Ziele für die Energiesicherheit in Europa:

“the uninterrupted physical availability of energy products on the market, at a price which is affordable for all consumers (private and industrial), while respecting environmental concerns”.

⁵² Das gesamte Speichervolumen definiert sich als Summe aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Dabei wird das Arbeitsgas gespeichert bzw. bei Bedarf wieder entnommen, während durch das Kissengas das notwendige Druckniveau in der Lagerstätte gesichert wird.

Gasspeicher tragen zu allen drei folgenden Teilzielen bei:

- Erstens sorgen Sie in Krisenzeiten für eine ausreichende Verfügbarkeit dieser Energieform auf den Märkten.
- Zweitens werden durch die ausreichende Verfügbarkeit mögliche, teils massive, Preisanstiege im Fall von ansonsten eintretender Gasknappheit vermieden. Und drittens ermöglichen Gasspeicher, bzw. die rasch abrufbare (und im Vergleich zu anderen fossilen Energiequellen CO₂-arme) Stromproduktion aus Gas, erst den Einsatz volatiler Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Sonnenenergie.
- Des Weiteren sind Gasspeicher nicht auf die Speicherung von fossilem Gas beschränkt, sondern können ohne Einschränkungen (unter Einhaltung gesetzlicher Qualitätsstandards) auch Brenngase aus erneuerbaren Energiequellen speichern.

Damit ergibt sich ein Nutzen von Gasspeichern auch in einem Zukunftsszenario in dem fossile Energiequellen nur mehr eine untergeordnete Rolle spielen, wie etwa der von der Europäischen Kommission angestrebten Low Carbon Society.

Im Moment existieren noch keine verfügbaren und integrierbaren umfassenden Quantifizierungen von Versorgungssicherheit im Gasbereich. Ein erstes heranziehbares quantifiziertes Ergebnis kann wie bereits erwähnt dem am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz realisierten Projekt Blackouts in Österreich entnommen werden.⁵³ Das Projekt Blackouts in Österreich untersucht mittels eines Modellierungsmodells den monetären Wert der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie.

Es könnte somit ein Fall eintreten, in dem der Zusammenbruch der Gasversorgung auch dazu führt, dass die Stromversorgung nicht mehr aufrechterhalten werden kann (etwa in Zeiten mit sehr hoher Stromnachfrage in Mitteleuropa). Gemäß Schmidthaler et al. (2012) belaufen sich beispielsweise die Schäden einer 12-stündigen Versorgungsunterbrechung von elektrischer Energie für alle österreichischen Unternehmen, öffentlichen Einrichtungen und Haushalte auf etwa 172 Mio. €. Dies beinhaltet sowohl die Reduktion der während dieser Werkzeuge üblichen Wertschöpfung sowie die Schäden privater Haushalte, die auf Nutzeneinbußen, Komfortverluste sowie direkte Schäden zurückzuführen sind. Quantifizierungen der zusätzlichen Schäden durch die unterbrochene Gasversorgung – in den Bereichen Raumwärme und industrielle Prozesswärme – können in diesem Zusammenhang nicht durchgeführt werden. Teile dieser Schäden sind bereits in der Quantifizierung des Zusammenbruchs der Stromversorgung enthalten, da es hierbei auch zu einer Abschaltung etwa von Heizsystemen kommt.

Eine gesamte Monetarisierung der durch die Implementierung von Gasspeichern erhöhten Versorgungssicherheit im Gassektor kann wie bereits erläutert aufgrund fehlender Daten in dieser Studie nicht erfolgen. Es ist allerdings explizit zu konstatieren, dass die Errichtung der Gasspeicher in Österreich einen - zusätzlich zum betriebswirtschaftlichen Nutzen – signifikanten volkswirtschaftlich positiven Effekt erzielt. Dies reicht wie angesprochen von der Sicherstellung von Produktionsprozessen von Unternehmen über die Raumwärmeversorgung

⁵³ Eine Projektbeschreibung ist unter <http://www.energyefficiency.at/web/projekte/blacko.html> zu finden.

der Haushalte bis hin zur zukünftigen verstärkten Integration von erneuerbaren Energieträgern im Strombereich über die Implementierung von Power-to-Gas-Technologien.

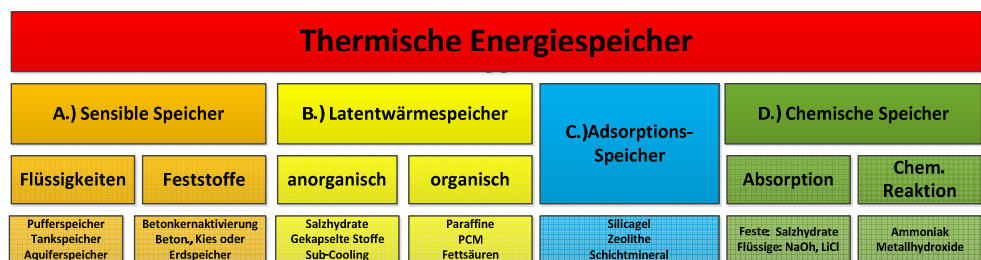
Ergänzend zur Darstellung ist noch zu erwähnen, dass es auch Sicht der Autoren noch erheblichen Forschungsbedarf gibt, um die Bedeutung der Gasversorgung für die Versorgungssicherheit zu quantifizieren. Äquivalent zu Forschungsprojekten für den Strombereich wäre eine Analyse des Wertes der Versorgungssicherheit mit Erdgas für das Energiesystem von signifikanter Bedeutung.

3.3.5 Die Bedeutung von Fernwärmespeichern

Im Folgenden soll nach der Darstellung der Bedeutung von Gasspeichern auch auf die die Relevanz von Fernwärmespeichern kurz eingegangen werden.

Generell ist zu konstatieren, dass in Österreich aktuell – mit Ausnahmen – ein suboptimales Zusammenspiel zwischen der zeitlichen Verfügbarkeit von Abwärme – nicht nur aus industriellen Prozessen, sondern auch aus der Stromerzeugung – und dem Bedarf auf der Abnehmerseite (im Tagesverlauf, sowie im jährlichen Lastgang) vorhanden ist. Zur effizienten Nutzung ist eine zeitliche Verschiebung der verfügbaren Abwärme notwendig, die mit Hilfe von thermischen Speichern realisiert werden kann. Nicht zuletzt wird der Einsatz von Wärmespeichern auch einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der gesamten Ressourceneffizienz beitragen. Für die thermische Energiespeicherung stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung, wobei eine grobe Kategorisierung nach Lang- und Kurzzeitspeichern und den eingesetzten Speichermedien erfolgen kann. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit gibt Abbildung 63 einen Überblick und eine Unterteilung der thermischen Energiespeicher.

Abbildung 63: Unterteilung thermischer Energiespeicher



Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Wie bereits erwähnt, dienen Wärmespeicher zur temporären Verschiebung thermischer Überschussenergie zu Zeiten mit hoher Wärmenachfrage. So können einerseits kurzfristige (z.B. stundenweise), andererseits auch längerfristige (tage- bzw. wochenweise) Unterschiede in Wärmeangebot- und -nachfrage ausgeglichen werden. Besonders erneuerbare Energieträger wie Solarwärme können in ihrem Angebot zeitlich stark schwanken. Die Wärmenachfrage wird jedoch vom Verbraucher bedingt und verhält sich so oft genau entgegengesetzt. Solarwärme beispielsweise fällt im Sommer im Übermaß an, in einer Jahreszeit in der fast ausschließlich Warmwasser im Gebäudebereich benötigt wird, während im Winter diese nahezu kostenlose Energiequelle für Heizzwecke fehlt. Daraus zeigt sich, dass Wärme aus erneuerbaren Energien häufig an ihrem Entstehungsort und ihrer Entstehungszeit nicht direkt oder nicht hocheffi-

zient nutzbar ist. Um das enorme Potenzial erneuerbarer Energien im Wärmebereich dennoch in höherem Maße nutzen zu können, bedarf es daher sowohl des Ausbaus von Nah- und Fernwärmenetzen wie auch der Schlüsseltechnologie Wärmespeicher.

Zudem kann industrielle Abwärme, insbesondere im Niedertemperaturbereich, für weitere technische Anwendungen in den einzelnen Betrieben oft nicht mehr genutzt werden und muss vielerorts an die Umgebung abgeführt werden. Alternativ könnten Abwärmeproduzenten in ein Fernwärmenetz integriert werden. Da die Abwärmemenge aufgrund von technischen Prozessketten entsteht, fällt sie in den wenigsten Fällen temporär mit der Wärmeverbrauchskurve zusammen, wodurch wiederum Speicher zum Ausgleich eingesetzt werden können.

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden von Fernwärmeunternehmen verwendet, um gleichzeitig mit der Wärmeproduktion auch Strom zu produzieren. Vielfach werden für diese Zwecke GuD-Anlagen – Gas- und Dampfkraftwerke – gebaut. Diese Technologie ist äußerst energieeffizient, da die Abwärme der Stromproduktion sinnvoll genutzt wird. Sinkt jedoch der Strompreis am Energiemarkt unter die Gestehungskosten für die Stromproduktion, wird diese Fahrweise unrentabel. Daher wird die Stromproduktion abgestellt. Die Wärmeproduktion muss trotzdem weitergeführt werden, da die Wärmeabnahme vom Strommarkt unabhängig ist - somit fällt der ressourceneffiziente KWK-Betrieb weg. Diese suboptimalen Betriebszustände können durch Wärmespeicher, auch in Kombination mit Abwärmeintegration, abgefedert werden, wodurch eine Unterstützung der KWK-Anlagen durch Wärmespeicher erreicht wird.

3.3.6 Nutzerzufriedenheitserhebung im Sektor Fernwärme

Zur Erhebung des Fernwärmeimages und um im Zuge eines kontinuierlichen Monitorings die Veränderungen im Zeitverlauf darzustellen, wurde vom Fachverband Gas Wärme die Studie „Marktforschungsstudie Fernwärme 2013“ in Auftrag gegeben. Es wurde sowohl bei Privathaushalten, Fernwärme-Großkunden, als auch bei Bauträgern und Meinungsmultiplikatoren untersucht. Das Gesamtimage der unterschiedlichen Heizformen wurde über die Zielgruppen hinweg sehr ähnlich bewertet, sie unterscheiden sich in der Regel maximal zwischen 0,5 und 1 Notengrad (Bewertung von 1 – sehr positiv bis 5 – sehr negativ). Fernwärme wurde dabei besonders von Großkunden und Fernwärmekunden am besten bewertet.

Im Privatbereich wurden 501 Haushalte befragt, welche zur Hälfte Fernwärme- und Nichtnutzer waren, die FW-Nutzer wurden zur realitätsnahen Darstellung auf 18% heruntergewichtet. In der Gesamtbeurteilung erhielt die Fernwärmeheizung eine Gesamtnote von 2,11, gleich hinter der Solarheizung und der Wärmepumpe. Der Anteil der FW-Nutzer beurteilte die Fernwärme demgegenüber mit 1,75 als die zweitbeste Heizungsart hinter der Solarheizung und liegt somit deutlich vor Wärmepumpe (2,09) und Pellets (2,28). Bei einer Neuentcheidung über die Heizungsform würden 17,8% der Probanden Fernwärme wählen. Bei all diesen Fragen zeigte sich das starke Image der Solarheizung. Jedoch konnte die Fernwärmeheizung mit den Argumenten Komfort, Preis und Verlässlichkeit bestehen. Gas punktete insbesondere durch die individuelle Steuerbarkeit.

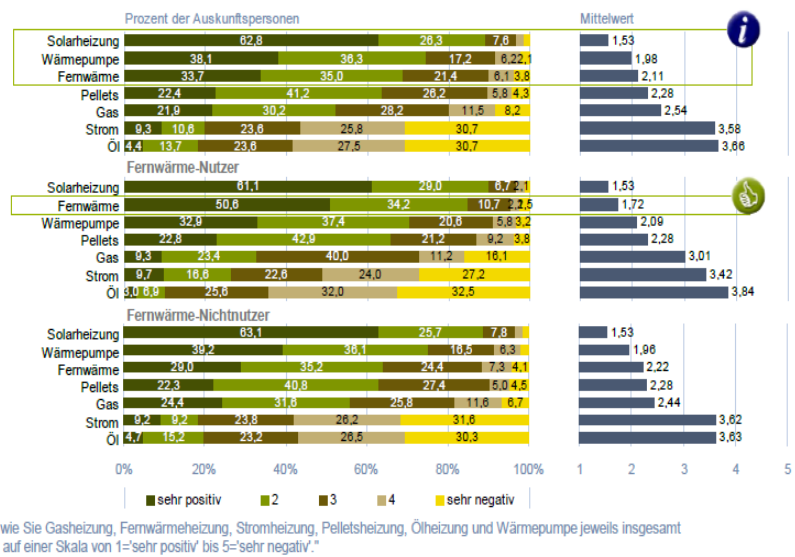
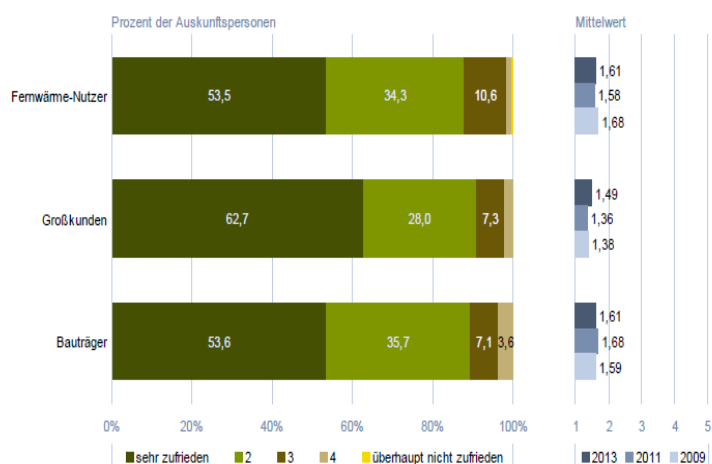


Abbildung 64: Gesamtbeurteilung von Heizungssystemen (Quelle: marketmind 2013).

In Punkto Nutzerzufriedenheit gaben die befragten Fernwärmenutzer 2013 an, zu 87,8% zufrieden bis sehr zufrieden zu sein. Im Mittelwert wurde in dieser Kategorie die Note 1,61 vergeben (1,58 im Jahr 2011 und 1,68 im Jahr 2009). Somit zeigte sich eine durchwegs hohe Zufriedenheit. Die Anzahl der überhaupt nicht zufriedenen Personen, hauptsächlich begründet durch hohe laufende Kosten, einer nicht individuell steuerbaren Heizperiode bzw. Heizleistung/Temperatur und einer inkorrekt abgerechneten Heizleistung, ist darüber hinaus weiter gesunken. Bei der Gesamtzufriedenheit aller Nutzergruppen stellte sich eine über die Zeit stabile und hohe Zufriedenheit heraus (zwischen 1,36 und 1,68). Im Gegensatz dazu wurden die restlichen Heizungsarten (Holz, Gas, Öl, Strom) von Nicht-Fernwärmenutzern bewertet. Einzig Holz konnte in der Gesamtwertung die Fernwärmebewertung schlagen (zwischen 1,24 und 1,58), während Gas mit Fernwärme in der Gesamtzufriedenheit gleich auf liegt.

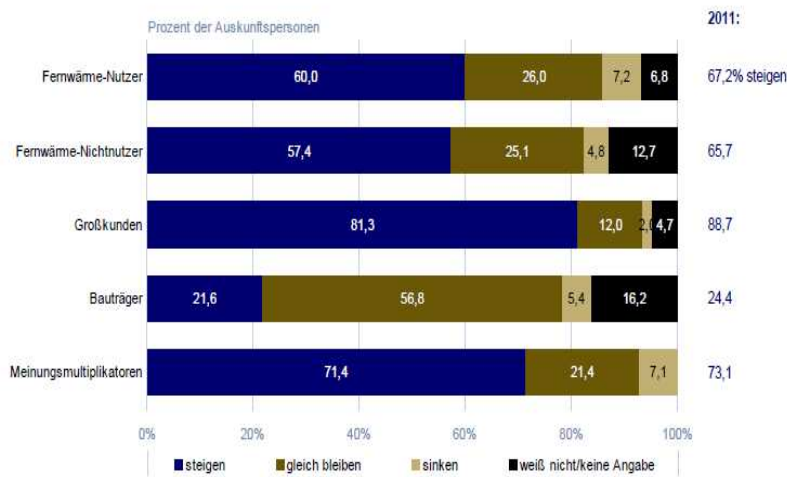


*Wie zufrieden sind Sie mit Ihrer Fernwärmeheizung auf einer Schulnotenskala von 1='sehr zufrieden' bis 5='überhaupt nicht zufrieden'?

Abbildung 65: Zufriedenheitsbewertung der Fernwärmeheizung durch Fernwärmenutzer (Quelle: marketmind 2013).

Fernwärme-Anbieter punkten bei ihren Kunden besonders mit der zuverlässigen Qualität und werden allgemein als erfolgreiche und moderne Unternehmen gesehen, jedoch werden sie hinsichtlich Preisgünstigkeit, Kostenbewusstsein und flexible Reaktion auf Kundenbedürfnisse kritischer betrachtet.

Der erwartete Trend für Fernwärme wurde von den Nutzergruppen unterschiedlich beurteilt. Großkunden und Meinungsmultiplikatoren vermuten zu 71 bis 81% eine Zunahme der Fernwärmeverbräuche. Während derzeitige FW- und Nicht-FW-Nutzer zu 57 – 60% eine Entwicklungssteigerung erwarten, denkt die überwiegende Mehrheit der Bauträger (57%), dass die Entwicklung stagnieren wird. Insbesondere die Zuverlässigkeit in Bezug auf Versorgung und Kosten sprechen für einen entsprechenden Entwicklungstrend der Fernwärme. Hinzu kommt, dass Fernwärme als eher ökologisches Heizsystem betrachtet wird (kein Eingriff in die Landschaft, geringe Feinstaubbelastung, steigender Anteil erneuerbarer Energie, etc.).



private Haushalte: "Erwarten Sie, dass der Anteil der mit Fernwärme beheizten Wohnhäuser in den nächsten Jahren steigen, sinken oder gleich bleiben wird?" || Großkunden: "Erwarten Sie, dass der Anteil der mit Fernwärme beheizten Bauobjekten in den nächsten Jahren steigen, sinken oder gleich bleiben wird?" || Bauträger: "Wird der Anteil an Bauobjekten mit Fernwärme bei Ihnen in den nächsten 2-3 Jahren voraussichtlich steigen, gleich bleiben oder sinken?" || Meinungsmultiplikatoren: "Erwarten Sie, dass der Anteil der mit Fernwärme beheizten Bauobjekten in den nächsten Jahren steigen, sinken oder gleich bleiben wird?"

Abbildung 66: Beurteilung des zukünftigen Verlaufs der Fernwärmeverbrauchskurve (Quelle: marketmind 2013).

3.3.7 Fazit: Volkswirtschaftliche Relevanz der aktuellen Raumwärmeversorgung durch Erdgas und Fernwärme in Österreich

Eine umfassende Analyse von spezifischen Energieträgern beinhaltet neben einer betriebswirtschaftlichen Bewertung auch die Darstellung der volkswirtschaftlichen Relevanz des Energieträgers und somit die positiven aber auch die negativen Parameter, mit denen ein Energieträger die Volkswirtschaft beeinflusst. Im voranstehenden Kapitel wurde veranschaulicht, mit welchen Kosten ein privater Haushalt konfrontiert ist, wenn er als Heizsystem Fernwärme oder Erdgas gewählt hat (oder in seiner Wohnung bereits installiert war) und welche Kosten auf ihn bei alternativen Energieträgern zukommen. Zudem wurde darauf aufbauend auch analysiert, wie sich die Emissionsvermeidungskosten dieser Heizsysteme gestalten. Weiters wurde analysiert und quantifiziert welche volkswirtschaftlichen Effekte die Existenz der Erdgas- und Fernwärmeversorgung im Segment Raumwärme in Österreich in den Jahren 2006 bis 2011 gehabt hat. Hierfür ist

es auch von Bedeutung, welche Sekundär- bzw. welche Mehrrundeneffekte durch die wirtschaftlichen Tätigkeiten der beiden Sektoren im Raumwärmebereich ausgelöst wurden.

Die Energieträger Fernwärme und Erdgas liefern durch ihren Beitrag zur Raumwärmeversorgung – der in dieser Analyse ausschließlich untersucht wurde - insgesamt einen signifikant positiven Beitrag für die österreichische Volkswirtschaft. Der eindeutig positive Effekt der inländischen Wertschöpfung durch die Produktion von Fernwärme und der Exploration von Erdgas wird nicht zur Gänze kompensiert durch die Wertschöpfungsabflüsse für den Import von Erdgas nach Österreich sowie für den Import anderer Energieträger zur Fernwärmeproduktion. Die Berechnungen der volkswirtschaftlichen Auswirkungen anhand der Simulationsanalyse mit MOVE zeigen einen positiven volkswirtschaftlichen Nutzen in Form einer Erhöhung des Bruttoinlandproduktes innerhalb des Betrachtungszeitraums auf.

Als zentrale Komponenten des positiven monetären Effekts von Fernwärme und Erdgas im Raumwärmebereich auf die österreichische Volkswirtschaft sind die generierte Wertschöpfung durch den Verkauf von Fernwärme und Erdgas im Segment Raumwärme in Österreich, die zusätzlichen Investitionsimpulse zur Durchführung der Exploration und Gasversorgung, der Fernwärmeproduktion sowie von Installationen der Technologien durch Raumwärme-Endverbraucher (Industrie und Haushalte), die positiven Auswirkungen auf die Leistungsbilanz aufgrund der Produktion von Fernwärme und der Speicherung und Exploration von Erdgas allerdings auch deren negative Kompensation durch Wertschöpfungsabfluss für Erdgasimporte und für Primärenergieimporte zur Fernwärmeproduktion, der durch das Wirtschaftswachstum induzierte Anstieg der Löhne, des privaten Konsums sowie der Investitionen in anderen Wirtschaftssegmenten und der nicht-energetischen Nettoexporte, die dadurch ausgelösten Beschäftigungseffekte und die Sekundäreffekte resultierend aus den aufgeführten Auswirkungen zu nennen. Allgemein zeigt sodann die makroökonomische Simulationsanalyse eine Erhöhung des Bruttoinlandproduktes um 637 Mio. € im Jahr 2011 gegenüber einer Situation ohne den Einsatz von Erdgas und Fernwärme zur Raumwärmeversorgung. Dies entspricht einem um durchschnittlich 662 Mio. € höheren Bruttoinlandsprodukt über die Beobachtungsperiode 2006 bis 2011 in Österreich.

3.3.7.1 Weitere zentrale Parameter zur Bewertung der wohlfahrtsökonomischen Relevanz von Fernwärme und Erdgas im Raumwärmebereich inkl. Nutzwertanalyse

Über die direkt messbaren ökonomischen Effekte der Existenz der Fernwärme- und Erdgasversorgung im Raumwärmebereich existieren auch weitere nicht direkt messbare Auswirkungen beider Energieträger. Diese zusätzlichen Parameter können auch als wohlfahrtsökonomische Variablen definiert werden – es handelt sich somit sowohl um materielle als auch um immaterielle Variablen.

Ein zusätzlich wesentlicher Faktor von Erdgas für die österreichische Volkswirtschaft ist der Beitrag von Gasspeichern zu einer erhöhten Versorgungssicherheit im Energiesystem. Es ist zu konstatieren, dass die Errichtung der Gasspeicher in Österreich einen - zusätzlich zum betriebswirtschaftlichen Nutzen – signifikanten volkswirtschaftlich positiven Effekt erzielt. Dies reicht von der Sicherstellung von Produktionsprozessen von Unternehmen über die Raumwärme-

versorgung der Haushalte bis hin zur zukünftigen verstärkten Integration von erneuerbaren Energieträgern im Strombereich über die Implementierung von Power-to-Gas-Technologien. Ergänzend ist jedoch zu erwähnen, dass es aus Sicht der Autoren noch erheblichen Forschungsbedarf gibt, um die Bedeutung der Gasversorgung für die Versorgungssicherheit zu quantifizieren. Äquivalent zu Forschungsprojekten für den Strombereich wäre eine Analyse des Wertes der Versorgungssicherheit mit Erdgas für das Energiesystem von signifikanter Bedeutung.

Des Weiteren existieren durch den Verbrauch und die Produktion von Energieträgern auch eine Vielzahl an Effekten, die nicht direkt in die ökonomische Bilanz integriert werden können, da sie wohlfahrtsökonomische Auswirkungen beinhalten, die nicht über das Bruttoinlandsprodukt abgedeckt werden können. Ein wichtiges Beispiel dafür stellt die Nutzerzufriedenheit mit einem spezifischen Energieträger dar.

Zur Erhebung des Fernwärmeimages und um im Zuge eines kontinuierlichen Monitorings die Veränderungen im Zeitverlauf darzustellen, wurde vom Fachverband Gas Wärme die Studie „Marktforschungsstudie Fernwärme 2013“ in Auftrag gegeben. Es wurde sowohl bei Privathaushalten, Fernwärme-Großkunden, als auch bei Bauträgern und Meinungsmultiplikatoren untersucht. In der Gesamtbeurteilung erhielt die Fernwärmeheizung eine Gesamtnote von 2,11, gleich hinter der Solarheizung und der Wärmepumpe. Der Anteil der FW-Nutzer beurteilte die Fernwärme demgegenüber als die zweitbeste Heizungsart hinter der Solarheizung. Bei einer Neuentscheidung über die Heizungsart würden sich über 17% der Probanden für Fernwärme entscheiden, wodurch Fernwärme wiederum am zweithäufigsten hinter der Solarheizung gewählt wurde. Bei der Gesamtzufriedenheit aller Nutzergruppen stellte sich eine über die Zeit stabile und hohe Zufriedenheit von ca. 90% heraus, welche sich besonders auf die zuverlässige Qualität und das Image der Fernwärmeversorger als erfolgreiche und moderne Unternehmen zurückführen lässt. Kritischer werden hingegen Preisgünstigkeit, Kostenbewusstsein und flexible Reaktion auf Kundenbedürfnisse gesehen. Großkunden und Meinungsmultiplikatoren, sowie Privathaushalte schätzen den Trend der Verbräuche mehrheitlich als steigend ein, während die knappe Mehrheit der Bauträger eine zukünftige Stagnation der FW-Verbräuche vermutet.

3.3.7.2 Nutzwertanalyse zu Fernwärme und Erdgas zur Raumwärmeversorgung in Österreich

Abschließend präsentiert die vorliegende Nutzwertanalyse das Ausmaß der Eignung verschiedener Heiztechnologien zur Befriedigung ausgewählter Bedürfnisse, sowohl ökonomischer als auch ökologischer Dimension. Somit stellt sie ein Instrument zur Bestimmung der von Entscheidungsträgern bevorzugten Alternativen zur Raumheizung durch Erdgas oder Fernwärme dar. Die Kriterien umfassen monetäre, technische sowie ökologische Aspekte, so dass ein mehrdimensionaler und direkter Vergleich der Alternativen möglich ist. Es ist festzuhalten, dass die Analyse keine Vollständigkeit der bewerteten Attribute garantieren kann, und dass aufgrund des qualitativen Charakters der Bewertung und der Tatsache, dass die Gewichtung der Präferenzen jeweils vom Entscheidungsträger abhängt, bis zu einem gewissen Grad Subjektivität nicht verhindert werden kann.

Beide Heiztechnologien, Erdgas und Fernwärme, werden im Hinblick auf die Attribute Brennstofflager, Wärmeabgabe Radiator, Staub und Schmutz, Verbrennungsrückstand, kurzfristige Krisensicherheit sowie Heizkosten (siehe dazu Kapitel 3.2.1) als „sehr positiv“ eingestuft. Zusätzlich dazu wird das System Erdgas bezüglich des Attributs Transportfähigkeit und Heizkosten als „sehr positiv“ eingestuft. Die Heiztechnologie Fernwärme weist dazu im Gegensatz in den Attributen Jahresnutzungsgrad, Wartungsaufwand, Geräusche, Platzbedarf der Technologie, Kamin und Investitionsaufwand zusätzlich Bewertungen als „sehr positiv“ auf.

Die Nutzwertanalyse zeigt aber auch die Problemstellungen der beiden Energieträger im Raumwärmesegment auf. Für Erdgas im Raumwärmesegment ist zu konstatieren, dass in Relation zu anderen Energieträgern vor allem die signifikante Importabhängigkeit (trotz eigener Exploration) sowie die Belastung mit Kohlendioxid-Emissionen als negativ einzustufen sind. Im Bereich der Fernwärmeversorgung ist kein eindeutig negativer Parameter feststellbar. Insgesamt dominieren bei beiden Energieträgern die positiven Effekte. Eine generelle Bilanz hängt stark von der subjektiven Gewichtung der einzelnen Parameter ab und wird in diesem Zuge nicht vorgenommen.

	Erdgas	Fernwärme	Heizöl	Stückgut	Peletts	Hackschnitzel	Luft-Wasser Wärmepumpe	Erdreich- Wasser	Thermische Solaranlage
Jahresnutzungsgrad	+	++	o	--	o	-	+	++	--
Energieträgerkosten	o	+	-	++	+	++	+	+	++
Wartungsaufwand	+	++	+	--	-	-	+	+	+
Investitionsaufwand	+	++	o	+	o	-	-	--	--
Heizkosten gesamt (Heizsystem und Energie)	++	++	--	++	o	++	-	+	-
Automatisierungsgrad/ Regelbarkeit	++	+	+	--	o	-	o	o	--
Geräusche	+	++	o	o	-	-	+	+	+
Platzbedarf Technologie	+	++	-	--	-	--	o	o	-
Brennstofflager	++	++	-	--	-	--	++	++	++
Installationsaufwand	+	++	o	-	-	-	+	--	-
Wärmeabgabe Radiator	++	++	++	++	++	++	-	-	-
Kamin	-	++	-	-	--	--	++	++	++
Staub, Schmutz	++	++	+	--	-	--	++	++	++
Verbrennungsrückstand	++	++	+	--	-	--	++	++	++
CO ₂ -Emissionen	-	o	--	++	++	++	o	o	++
Emissionen Luftschadstoffe	+	+	o	--	-	-	+	+	++
erneuerbar Energieträger	-	o	--	++	++	++	+	+	++
krisensicherer Energieträger kurzfristig (< 6 Monate)	++	++	o	++	+	++	+	+	++
krisensicherer Energieträger langfristig (> 6 Monate)	o	o	-	++	o	o	+	+	++
Transportfähigkeit	++	+	-	-	-	-	++	++	++
Stand-alone-Betrieb	++	++	++	++	++	++	o	+	--
Importabhängigkeit	-	o	--	++	+	++	+	+	++

--...sehr negativ; -negativ; o...neutral; +...positiv; ++...sehr positiv

Abbildung 67: Nutzwertanalyse der unterschiedlichen Heizsysteme

Anmerkung: -- sehr negativ; - negativ; o neutral; + positiv; ++ sehr positiv

4 SZENARIEN ZUR RAUMWÄRMEVERSORGUNG

4.1 Szenarien zur zukünftigen Raumwärmeversorgung mit Fernwärme, Fernkälte und Erdgas

In diesem Kapitel werden Szenarien des zukünftigen Beitrags von Fernwärme und -kälte sowie von Erdgas zur Raumwärmeversorgung in Österreich untersucht.

4.1.1 Szenario WEM

Das Umweltbundesamt erstellt regelmäßig Szenarien über die Entwicklung der österreichischen Treibhausgasemissionen, die als Grundlage zur Erfüllung der EU-Berichtspflicht im Rahmen des Monitoring Mechanismus herangezogen werden. Die Szenarien dienen auch als Unterlage für die Diskussion über die nationale Klimaschutzpolitik etwa im Rahmen der Verhandlungen zum Klimaschutzgesetz.

Als Basis für die Berechnung der THG-Emissionen wurden u. a. energiewirtschaftliche Grundlagendaten bis 2030 von einem Konsortium aus WIFO (Wirtschaftsforschungsinstitut), AEA (Austrian Energy Agency), EEG/TU Wien (Energy Economics Group), IVT/TU Graz (Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik) und Umweltbundesamt modelliert und durch exogene Berechnungen und Abschätzungen des Umweltbundesamtes ergänzt.

Die Energieszenarien umfassen den Zeitraum von 2010 bis 2030, setzen auf den Energiebilanzen 1970-2010 (Statistik Austria 2012a) auf und beinhalten Annahmen über das Wirtschaftswachstum (im Durchschnitt 1,5 % p.a.) sowie bezüglich der Umsetzung relevanter Maßnahmen. Für das Szenario WEM (with existing measures) wurden die bis zum Stichtag 8. März 2012 verbindlich umgesetzten Maßnahmen berücksichtigt.

Trotz der Wirkung der verbindlich umgesetzten Maßnahmen im Szenario WEM wird das Ziel der Energiestrategie, den energetischen Endverbrauch auf 1.100 PJ zu stabilisieren, nicht erreicht. Bedeutende bestehende Maßnahmen sind ökonomische Anreize (z. B. Erhöhung der Mineralölsteuer im Jahr 2011), Mobilitätsmanagement und Bewusstseinsbildung (Sektor Verkehr), die Umsetzung des Ökostromgesetzes 2012 (Sektor Energie), die Änderungen im EU-Emissionshandel (Sektor Industrie), die thermische Gebäudesanierung (Sanierungsrate ca. 0,8 % p.a.) und die Erneuerung der Heizsysteme (Sektor Gebäude – Haushalte und Dienstleistungen). Durch die Umsetzung des Ökostromgesetzes wird eine zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen von 38 PJ im Jahr 2020 erwartet. Der größte Reduktionseffekt wurde für den Sektor Verkehr mit 32 PJ im Jahr 2020 quantifiziert. Im Sektor Gebäude wurden die Maßnahmenwirkungen mit 27 PJ quantifiziert. Die Maßnahmen im Sektor Industrie wurden nicht quantifiziert, da kein Szenario „without measures“ berechnet wurde (Umweltbundesamt 2013a).

Der Bruttoinlandsverbrauch steigt im Vergleich zum Jahr 2010 der Energiebilanz bis 2015 nur leicht, da es einerseits im Umwandlungseinsatz zu einem Wechsel von fossilen Brennstoffen zu brennstofffreien Energieträgern und somit zu geringeren Umwandlungsverlusten kommt und andererseits der energeti-

sche Endverbrauch nur leicht ansteigt. Von 2015 bis 2030 steigen sowohl der Bruttoinlandsverbrauch als auch der energetische Endverbrauch deutlich an.

Der energetische Endverbrauch steigt vom Bilanzjahr 2010 bis 2020 um 38 PJ und bis zum Jahr 2030 um weitere 77 PJ. Diese Entwicklung ist auf stark steigende Verbräuche der Sektoren Verkehr und Industrie zurückzuführen, während der Raumwärmemarkt rückläufig ist.

Tabelle 25: Bruttoinlandsverbrauch und energetischer Endverbrauch im Szenario WEM (Umweltbundesamt 2013a)

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Energetischer Endverbrauch	1.119	1.126	1.157	1.191	1.235
Bruttoinlandsverbrauch	1.458	1.460	1.504	1.556	1.617

In Tabelle 26 ist die Erdgasbilanz für das Szenario WEM angegeben. Der Bruttoinlandsverbrauch ist bis 2015 rückläufig, steigt danach aber, vor allem ab 2020, bis 2030 wieder stark an. Diese Entwicklung ist vor allem auf den bis 2020 rückläufigen Umwandlungseinsatz (v.a. bedingt durch Gaskraftwerke) zurückzuführen, der durch die Erfüllung der Ziele des Ökostromgesetzes sinkt. Die übrigen Bilanzaggregate bleiben relativ stabil.

Tabelle 26: Erdgasbilanz im Szenario WEM (Umweltbundesamt 2013a)

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Bruttoinlandsverbrauch	347	309	316	338	360
Umwandlungseinsatz	121	84	86	103	118
Verbrauch des Sektors Energie	19	20	21	22	24
Nichtenergetischer Verbrauch	16	17	18	19	20
Energetischer Endverbrauch	192	189	191	193	198

Für den Sektor Haushalte und Dienstleistungen wird eine kontinuierliche Reduktion des energetischen Endverbrauchs ausgewiesen. Für diesen Rückgang verantwortlich ist ein geringerer Energiebedarf für die Raumwärmebereitstellung, vor allem aufgrund der thermischen Sanierung der Gebäude. Auch die Anzahl der Heizgradtage geht zurück. Durch Umstieg auf erneuerbare Energieträger (Kesseltausch) verringert sich der Einsatz aller fossilen Brennstoffe, was den Anstieg an Wärme (Fernwärme, Solarthermie und Umgebungswärme) überkompensiert (EEG 2013). Beim Stromverbrauch gleichen sich der Rückgang für Heizung und die Zunahme für elektrische Geräte nahezu in allen Jahren aus (AEA 2013b).

Zwischen Energiebilanz und Modelljahr 2010 gibt es gewisse Unterschiede, die durch die Nivellierung der Heizgradtage entstehen. Da im Jahr 2010 sehr viel geheizt wurde, liegen die modellierten Werte großteils unter der Bilanz (Umweltbundesamt 2013a).

Tabelle 27: Energetischer Endverbrauch für Haushalte und Dienstleistungen nach Energieträgern für ausgewählte Jahre im Szenario WEM. Quelle: EEG 2013.

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Strom (nur Raumwärme und Warmwasser, exkl. Wärmepumpe)	30	21	17	13	11
Solarthermie, Umgebungswärme	12	11	14	17	20
Fernwärme	62	57	58	59	59
Erdgas	83	80	78	74	70
Öl	70	61	51	40	31
Kohle	2,5	2,1	1,6	1,1	0,7
Biomasse	74	68	67	66	64
Summe	333	299	286	270	256

Tabelle 28: Raumwärme in Industrie und Landwirtschaft im Szenario WEM (Umweltbundesamt 2013a, WIFO 2013)

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Industrie	43	41	39	36	34
Landwirtschaft	12	11	11	10	10

beide Sektoren inkl. Warmwasser angegeben

Aus den nachfrageseitigen Berechnungen ergab sich vor allem für die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen eine Steigerung der Fernwärmenachfrage. Entsprechend der Fernwärmenachfrage steigt auch die gesamte Fernwärmeproduktion inkl. jener der unternehmenseigenen Anlagen ab dem Jahr 2010 kontinuierlich bis zum Jahr 2030. Vorwiegend aufgrund der Nivellierung der Heizgradtage liegen die Werte für das Modelljahr 2010 um ca. 5 PJ unter dem Bilanzjahr 2010. Die Produktion aus Kohle und vor allem Öl geht kontinuierlich zurück, jene aus Erdgas sinkt bis 2015, steigt danach aber wieder. Die Produktion aus Biomasseanlagen steigt bis 2020, sinkt bis 2030 dann aber wieder durch die tlw. Außerbetriebnahme von Biomasse-KWK-Anlagen. In Tabelle 29 sind der Bedarf an Fernwärme sowie die Fernwärmeerzeugung für ausgewählte Jahre angegeben (WIFO 2013, AEA 2013b, EEG 2013).

Tabelle 29: Fernwärmeverbrauch und Fernwärmeerzeugung für ausgewählte Jahre im Szenario WEM. Quellen: AEA 2013b, EEG 2013, Umweltbundesamt, STATISTIK AUSTRIA 2011, WIFO 2013.

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Fernwärmeverbrauch gesamt	73	68	70	73	75
Transportverluste	6,5	7,1	7,4	7,4	7,2
Fernwärmeproduktion	79	75	77	80	82
Anteil Erdgas	44,1%	34,5%	34,1%	39,0%	45,8%
Anteil Biomasse	37,6%	39,5%	41,6%	38,2%	32,5%
Anteil andere	18,3%	26,1%	24,3%	22,8%	21,7%

4.1.2 Szenario WAM

Das Szenario WAM (with additional measures) beinhaltet gegenüber dem Szenario WEM zusätzliche in Diskussion befindliche Maßnahmen (etwa aus der Energiestrategie oder den Verhandlungsgruppen zum Klimaschutzgesetz), deren Umsetzung großteils als wahrscheinlich angesehen wird. Im Szenario WAM werden sowohl die EU-Ziele für das Jahr 2020 betreffend die erneuerbaren Energieträger (Ziel 34 %, WAM 34,7 %), die Treibhausgase (Ziel Nicht-EH - 16 % bzw. 47,9 Mio. t CO₂e, WAM 47,8 Mio. t CO₂e) und die Energieeffizienz (aus der Energieeffizienzrichtlinie bzw. aus dem Begutachtungsentwurf zum Energieeffizienzgesetz) als auch das Stabilisierungsziel aus der Energiestrategie (energetischer Endverbrauch im Jahr 2020 unter 1.100 PJ) abgebildet.

Der letztgenannte Wert von 1.100 PJ für das Jahr 2020 wird im Szenario WAM durch zusätzliche Maßnahmen, die auf den Ergebnissen der Verhandlungsgruppen zum Klimaschutzgesetz 2011 und auf der Energiestrategie Österreich basieren, geringfügig unterschritten. Bedeutend sind die Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie (sektorübergreifend), ein flächendeckendes Tempolimit und die Reduktion des Kraftstoffexports im Tank durch eine Annäherung der Treibstoffpreise an das Auslandsniveau (Sektor Verkehr), eine Verbesserung der Sanierungsqualität und eine Verlagerung des Förderschwerpunkts vom Neubau zur thermischen Sanierung (Sanierungsrate ca. 1,2 % p.a.) angenommen (Sektor Gebäude). Diese im Szenario WAM hinterlegten Maßnahmen bilden quantitativ eine Mindestanforderung zur Zielerreichung ab (Umweltbundesamt 2013a).

Im Vergleich zum Szenario WEM ergibt sich im Szenario WAM durch einen weiteren Ausbau der Ökostromanlagen eine zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen von 1,1 PJ im Jahr 2020 und 21 PJ im Jahr 2030. Der energetische Endverbrauch im Szenario WAM ist im Sektor Verkehr im Jahr 2020 um 39 PJ, im Jahr 2030 um 36 PJ niedriger, im Sektor Gebäude um 5,9 PJ bzw. 12 PJ, im Sektor Industrie um 13 PJ bzw. 37 PJ (Umweltbundesamt 2013a).

Vergleich WEM- und WAM-Szenario

Fernkälte

Für Fernkälte liegen Informationen vor, dass bis zum Jahr 2020 in Wien eine Kapazität von 200 MW installiert wird, was bei angenommenen 1.000 Volllaststunden eine Produktion von 0,7 PJ (200 GWh) ergibt (persönliche Mitteilung Hr. Wallisch). Aus den Modellergebnissen der EEG für das Szenario WAM lässt

sich für das Jahr 2030 ein Potential von ca. 2 PJ ableiten. Fernkälte wird bisher in der Energiebilanz nicht extra ausgewiesen und ist daher in den Szenarien nicht abgebildet. Eine zukünftige Darstellung in den Energiebilanzen ist noch nicht geklärt. Möglichkeiten der Ausweisung sind als Fernwärmeverbraucher im Verbrauch des Sektors Energie (zentrale Kälteversorgung) bzw. als Fernwärmeverbraucher im energetischen Endverbrauch, insbesondere im Sektor Dienstleistungen (dezentrale Kälteversorgung). Denkbar ist auch die Kategorisierung als Umwandlungseinsatz beim Energieträger Fernwärme und als Umwandlungsausstoß beim neu einzuführenden Energieträger Fernkälte.

Der Bruttoinlandsverbrauch sinkt von 2010 bis 2015 um 33 PJ, da der Umwandlungseinsatz aufgrund eines Wechsels von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern zurückgeht. Ab 2015 steigt der Verbrauch mit dem zunehmenden Bedarf an Strom und Fernwärme.

Der Bruttoinlandsverbrauch sinkt von 2010 bis 2015 um 33 PJ, da der Umwandlungseinsatz aufgrund eines Wechsels von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern zurückgeht. Ab 2015 steigt der Verbrauch mit dem zunehmenden Bedarf an Strom und Fernwärme.

Der energetische Endverbrauch sinkt vom Bilanzwert 2010 bis zum Jahr 2020 um 20 PJ. Mit dem Verbrauch unter 1.100 PJ im Jahr 2020 wird eine wichtige Zielvorgabe der Energiestrategie Österreich (BMWFJ & BMLFUW 2010) eingehalten. Bis zum Jahr 2030 steigt der Verbrauch allerdings im Vergleich zum Jahr 2010 um 31 PJ. Diese Entwicklung ist auf insbesondere auf steigende Verbräuche des Sektors Industrie zurückzuführen, während der Raumwärmemarkt rückläufig ist.

Tabelle 30: Bruttoinlandsverbrauch und energetischer Endverbrauch im Szenario WAM (Umweltbundesamt 2013a)

Angaben in PJ	Bilanz	Szenario WAM			
	2010	2015	2020	2025	2030
Energetischer Endverbrauch	1.119	1.092	1.099	1.121	1.150
Bruttoinlandsverbrauch	1.458	1.424	1.444	1.484	1.526

In Tabelle 31 ist die Erdgasbilanz für das Szenario WAM angegeben. Der Bruttoinlandsverbrauch ist bis 2020 rückläufig, steigt danach aber wieder an. Das Niveau des Jahres 2010 wird aber bis 2030 nicht mehr erreicht. Diese Entwicklung ist vor allem auf den bis 2020 rückläufigen Umwandlungseinsatz und auf einen leicht sinkenden energetischen Endverbrauch zurückzuführen.

Tabelle 31: Erdgasbilanz im Szenario WAM (Umweltbundesamt 2013a)

Naturgas	Bilanz	Szenario WAM			
	2010	2015	2020	2025	2030
Angaben in PJ					
Bruttoinlandsverbrauch	347	305	303	311	323
Umwandlungseinsatz	121	82	80	88	100
Verbrauch des Sektors Energie	19	20	21	22	24
Nichtenergetischer Verbrauch	16	17	18	19	20
Energetischer Endverbrauch	192	186	184	182	180

Für den Sektor Haushalte und Dienstleistungen ergibt sich eine Reduktion des energetischen Endverbrauchs im Jahr 2020 um 53 PJ gegenüber dem Bilanzjahr 2010, im Jahr 2030 von 89 PJ. Begründet ist dieser Rückgang vor allem mit einem geringeren Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser aufgrund der thermischen Sanierung der Gebäude und der geringeren Zahl der Heizgradtage. Durch Umstieg auf erneuerbare Energieträger (Kesseltausch) verringert sich der Einsatz an fossilen Brennstoffen mit 29 bzw. 63 PJ stärker als jener von Biomasse (9 bzw. 13 PJ). Bei Fernwärme bleibt relativ konstant, während bei Umgebungswärme und Solarthermie als einzigem Energieträger ein Zuwachs von 3 PJ im Jahr 2020 und von 10 PJ im Jahr 2030 ausgewiesen ist.

Tabelle 32: Energetischer Endverbrauch für Haushalte und Dienstleistungen nach Energieträgern für ausgewählte Jahre im Szenario WAM. Quelle: EEG 2013.

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030	WAM - WEM 2020	WAM - WEM 2030
Strom (nur Raumwärme und Warmwasser, exkl. Wärmepumpe)	30	21	17	13	11	-0,1	-0,2
Solarthermie, Umgebungswärme	12	11	15	19	22	0,6	2,5
Fernwärme	62	56	57	57	58	-1,0	-1,3
Erdgas	83	79	76	70	63	-2,2	-6,2
Öl	70	60	49	38	28	-1,3	-2,8
Kohle	2,5	2,1	1,6	1,0	0,6	-0,0	-0,1
Biomasse	74	67	65	63	61	-1,8	-3,4
Summe	333	297	280	261	244	-5,9	-11,5

Tabelle 33: Raumwärme in Industrie und Landwirtschaft im Szenario WAM (Umweltbundesamt 2013a, WIFO 2013)

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Industrie	43	40	38	35	32
Landwirtschaft	12	11	11	10	9

beide Sektoren inkl. Warmwasser angegeben

Für die Fernwärmeaufbringung gibt es im Vergleich zum Szenario WEM nur Unterschiede für die Energieträger Erdgas und Biomasse und bei den Unternehmen mit Eigenanlagen. Im Vergleich zum Bilanzjahr 2010 sinkt die Produktion aus Erdgas im Jahr 2020 um 13 PJ und im Jahr 2030 um 6,6 PJ. Die Erzeugung aus Biomasse steigt im Jahr 2020 um 3,3 PJ, im Jahr 2030 ist sie wieder so hoch wie im Jahr 2010. Die Produktion aus Unternehmen mit Eigenanlagen steigt um 1,5 PJ bzw. um 3,2 PJ. In Tabelle 34 sind der Bedarf an Fernwärme sowie die Fernwärmeerzeugung für ausgewählte Jahre angegeben (WIFO 2013, AEA 2013b, EEG 2013).

Tabelle 34: Fernwärmeverbrauch und Fernwärmeerzeugung für ausgewählte Jahre im Szenario WAM. Quellen: AEA 2013b, EEG 2013, Umweltbundesamt, STATISTIK AUSTRIA 2011, WIFO 2013.

Angaben in PJ	2010 Bilanz	2015	2020	2025	2030
Fernwärmeverbrauch gesamt	73	67	68	70	72
Transportverluste	6,5	7,1	7,4	7,5	7,2
Fernwärmeproduktion	79	74	76	78	79
Anteil Erdgas	44,1%	33,8%	30,0%	31,3%	36,9%
Anteil Biomasse	37,6%	39,9%	44,9%	44,8%	39,8%
Anteil andere	18,3%	26,3%	25,1%	23,9%	23,2%

4.1.3 Szenario Gas Wärme

Bereits in den Szenarien WEM und WAM ist ein Anstieg des Anteils der mit Fernwärme beheizten Gebäudeflächen und damit des Energieverbrauchs von Fernwärme abgebildet, der durch den hinterlegten Ausbau der Fernwärme in Ballungsräumen und die Substitution von Erdgas durch Fernwärme in den Ballungszentren begründet ist. Im Vergleich der beiden Szenarien WEM und WAM ergibt sich eine Verlagerung von Erdgas und Heizöl zu Solarthermie, Umgebungswärme (absolut) und Fernwärme (anteilmäßig). (EEG 2013)

Für das Szenario Gas Wärme wurde das Szenario WAM für den Bereich Raumwärmeversorgung der Sektoren Haushalte und Dienstleistungen weiterentwickelt, um die Effekte eines kontinuierlichen Ausbaus des Erdgasnetzes abzubilden. Hierzu wurde angenommen, dass im Jahr 2020 15 % und im Jahr 2030 ca. 40 % der im Szenario WAM mit Heizöl beheizten Flächen im Szenario „Gas Wärme“ stattdessen mit Erdgas beheizt werden. Teile der mit Strom beheizten Flächen wurden zur Fernwärmennutzung verschoben. Der Gesamtenergiebedarf für Haushalte und Dienstleistungen ändert sich nicht. Die zusätzlichen Fernwärmemengen werden aus Erdgas (2/3 KWK, 1/3 Heizwerke) erzeugt.

Aus den beheizten Flächen werden die neuen Anschlüsse für Fernwärme abgeleitet, welche die Grundlage für die Berechnungen der volkswirtschaftlichen Auswirkungen bilden.

Tabelle 35: Bruttoinlandsverbrauch und energetischer Endverbrauch im Szenario Gas Wärme (eigene Berechnung auf Basis Umweltbundesamt 2013a)

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Energetischer Endverbrauch	1.119	1.092	1.099	1.121	1.150
Bruttoinlandsverbrauch	1.458	1.424	1.443	1.483	1.526

Tabelle 36: Erdgasbilanz im Szenario Gas Wärme (eigene Berechnung auf Basis Umweltbundesamt 2013a)

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Bruttoinlandsverbrauch	347	309	311	321	335
Umwandlungseinsatz	121	82	80	88	100
Verbrauch des Sektors Energie	19	20	21	22	24
Nichtenergetischer Verbrauch	16	17	18	19	20
Energetischer Endverbrauch	192	190	192	191	192

Tabelle 37: Energetischer Endverbrauch für Haushalte und Dienstleistungen nach Energieträgern für ausgewählte Jahre im Szenario Gas Wärme. Quelle: eigene Berechnung auf Basis EEG 2013

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030	„Gas Wärme“ -WAM 2020	Gas Wärme“ -WAM 2030
Strom (nur Raumwärme und Warmwasser, exkl. Wärmepumpe)	30	21	16	13	10,2	-0,4	-0,7
Solarthermie, Umgebungswärme	12	11	15	19	22		
Fernwärme	62	57	57	58	59	0,4	0,7
Erdgas	83	83	83	79	75	7,3	11,5
Öl	70	57	42	28	15	-7,3	-11,5
Kohle	2,5	2,1	1,6	1,0	0,6		
Biomasse	74	67	65	63	61		
Summe	333	297	280	261	244		

Tabelle 38: Raumwärme in Industrie und Landwirtschaft im Szenario Gas Wärme (eigene Berechnung auf Basis Umweltbundesamt 2013a, WIFO 2013)

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Industrie	43	41	39	36	33
Landwirtschaft	11,9	11,0	10,5	9,9	9,3

beide Sektoren inkl. Warmwasser angegeben

Tabelle 39: Fernwärmeverbrauch und Fernwärmeerzeugung für ausgewählte Jahre im Szenario Gas Wärme. Quellen: eigene Berechnung auf Basis AEA 2013b, EEG 2013, Umweltbundesamt, STATISTIK AUSTRIA 2011, WIFO 2013.

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Fernwärmeverbrauch gesamt	73	67	69	71	73
Transportverluste	6,5	7,1	7,4	7,5	7,3
Fernwärmeproduktion	79	74	76	78	80
Anteil Erdgas	44,1%	33,9%	30,3%	31,8%	37,5%
Anteil Biomasse	37,6%	39,8%	44,7%	44,5%	39,5%
Anteil andere	18,3%	26,3%	25,0%	23,8%	23,0%

4.1.4 theoretisches Szenario Biomasse

Für das theor. Szenario Biomasse wurde das Szenario WAM für den Bereich Raumwärmeversorgung der Sektoren Haushalte und Dienstleistungen weiterentwickelt, um die Effekte einer weitgehenden Umstellung der Raumwärmeversorgung inklusive der Fernwärmeaufbringung vorwiegend auf Biomasse, aber auch auf andere nicht fossile Energieträger abzubilden. Es wurde angenommen, dass bis 2030 50 % des energetischen Endverbrauchs, der im Szenario WAM durch Heizöl und Erdgas bereitgestellt wird, auf andere erneuerbare Energieträger, insbesondere Biomasse, entfällt. Bis 2020 wurde von einer 25%igen Substitution von Erdgas und Heizöl gegenüber dem Szenario WAM ausgegangen. Der Gesamtenergiebedarf für Haushalte und Dienstleistungen ändert sich nicht. (Aufgrund der Veränderung bei den Wärmepumpen wird jedoch ein Teil (Stromverbrauch der WP) vom energetischen Endverbrauch zum Verbrauch des Sektors Energie verschoben.)

Die Fernwärmefachfrage wird nicht verändert. Bei der Aufbringung wird jedoch der Anteil von Erdgas gegenüber dem Szenario WAM bis 2020 um 25 % und bis 2030 um 50 % vermindert. Diese Fernwärmemengen werden zum Großteil durch Biomasse bereitgestellt. Dazu bedarf es einer weiteren Steigerung der Importe. Die Menge an importierter und inländisch aufgebracht Biomasse orientiert sich am Preisniveau. Zusätzlich ist auf die nachhaltige Aufbringung zu achten. Zur Berechnung der Veränderungen im Brennstoffeinsatz wird bei KWK-Anlagen die Brennstoffmehrbedarfsmethode verwendet. Die übrigen fossilen Energieträger (Öl, Kohle) sowie die Produktion aus Unternehmen mit Eigenanlagen bleiben unverändert.

Tabelle 40: Bruttoinlandsverbrauch und energetischer Endverbrauch im theor. Szenario Biomasse (eigene Berechnung auf Basis Umweltbundesamt 2013a)

Angaben in PJ	Bilanz	theor. Szenario Biomasse			
	2010	2015	2020	2025	2030
Energetischer Endverbrauch	1.119	1.092	1.098	1.119	1.148
Bruttoinlandsverbrauch	1.458	1.426	1.446	1.487	1.532

Tabelle 41: Erdgasbilanz im theor. Szenario Biomasse (eigene Berechnung auf Basis Umweltbundesamt 2013a)

Naturgas	Bilanz	theor. Szenario Biomasse				
		2010	2015	2020	2025	2030
Angaben in PJ						
Bruttoinlandsverbrauch	347	294	282	280	284	
Umwandlungseinsatz	121	80	77	83	92	
Verbrauch des Sektors Energie	19	20	21	22	24	
Nichtenergetischer Verbrauch	16	17	18	19	20	
Energetischer Endverbrauch	192	176	165	156	149	

Tabelle 42: Energetischer Endverbrauch für Haushalte und Dienstleistungen nach Energieträgern für ausgewählte Jahre im theor. Szenario Biomasse. Quelle: eigene Berechnung auf Basis EEG 2013.

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030	Delta zu WAM 2020	Delta zu WAM 2030
Strom (nur Raumwärme und Warmwasser, exkl. Wärmepumpe)	30	21	17	13	11	0	0
Solarthermie	7	9	13	17	20	4	6
Umgebungswärme	5	7	9	12	14	4	5
Fernwärme	62	56	57	57	58	0	0
Erdgas	83	69	57	44	32	-19	-32
Öl	70	53	37	24	14	-12	-14
Kohle	2,5	2,1	1,6	1,0	0,6	0	0
Biomasse	74	79	87	92	93	22	32
Summe	333	296	278	260	242	-1	-2

Anmerkung: Die Differenz zum Szenario WAM wird durch den zusätzlichen Stromverbrauch der Wärmepumpen kompensiert. Dieser wird als Verbrauch des Sektors Energie bilanziert. Der Gesamtenergiebedarf bleibt gleich.

Tabelle 43: Raumwärme in Industrie und Landwirtschaft im theor. Szenario Biomasse (eigene Berechnung auf Basis Umweltbundesamt 2013a, WIFO 2013)

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Industrie	43	40	38	35	32
Landwirtschaft	11,9	11,1	10,5	10,0	9,4

beide Sektoren inkl. Warmwasser angegeben

Tabelle 44: Fernwärmeverbrauch und Fernwärmeerzeugung für ausgewählte Jahre im theor. Szenario Biomasse. Quellen: eigene Berechnung auf Basis AEA 2013b, EEG 2013, Umweltbundesamt, STATISTIK AUSTRIA 2011, WIFO 2013.

Angaben in PJ	Bilanz 2010	2015	2020	2025	2030
Fernwärmeverbrauch gesamt	73	67	68	70	72
Transportverluste	6,5	7,1	7,4	7,5	7,2
Fernwärmeproduktion	79	74	76	78	79
Anteil Erdgas	44,1%	29,8%	23,2%	20,7%	20,1%
Anteil Biomasse	37,6%	43,0%	49,3%	51,8%	52,0%
Anteil andere	18,3%	27,1%	27,5%	27,5%	27,9%

4.2 Ökonomische Bewertung der prognostizierten Nachfrageentwicklungen im Raumwärmebereich mit Fokus auf Fernwärme und Erdgas

Die energetischen Kennzahlen des Kapitels 4.1 implizieren in ihrer Realisierung auch bedeutende ökonomische Auswirkungen. In den folgenden Analysen werden folgende ökonomische Auswirkungen der einzelnen Szenarien quantifiziert.⁵⁴

- Veränderung der Erdgasnetztarifeinnahmen im Bereich Raumwärme bei einer Realisierung der spezifischen Szenarien
- Mögliche Veränderungen der Erdgasnetztariffhöhe bei einer Realisierung der spezifischen Szenarien
- Umlage der Netzausbaukosten von Fernwärme auf den Endverbraucherpreis bei einer Realisierung der spezifischen Szenarien
- Veränderung des Energiepreisindex im Bereich Raumwärme bei einer Realisierung der spezifischen Szenarien
- Veränderung des Energiepreisindex im Bereich Raumwärme inkl. Kosten für Heizsysteme sowie Kosten für Gebäudesanierung bei einer Realisierung der spezifischen Szenarien
- Veränderung der Wertschöpfungsabflüsse/Leistungsbilanzeffekte bei einer Realisierung der spezifischen Szenarien

Es ist an dieser Stelle nochmals explizit darauf hinzuweisen, dass sich die folgenden Analysen ausschließlich auf das Segment Raumwärme beziehen und hier ausschließlich auf die Kundengruppen private Haushalte und Dienstleistungsunternehmen. Raumwärme in der Landwirtschaft sowie Raumwärme in Produktionsbetrieben ist nicht in den folgenden Analysen integriert. Insbesondere der Energieträger Erdgas ist mit weiteren Veränderungen in der Prozessenergie konfrontiert, abhängig von der jeweiligen Ausprägung des Szenarios.

Sämtliche Berechnungen der folgenden Analysen basieren auf spezifischen Energiepreissteigerungen gemäß International Energy Agency. Hierfür werden Preisentwicklungen für Arbeitspreise und für Importpreise verwendet, die Abgaben und Steuern wie Energieabgabe oder Mineralölsteuer werden konstant angesetzt.

Die Veränderung des Energieverbrauchs im Segment Raumwärme insgesamt, aber auch die spezifischen Verbrauchsveränderungen der einzelnen Energieträger implizieren vor allem dann eine bedeutende Konsequenz auch in der volkswirtschaftlichen Perspektive, wenn dadurch bestehende Infrastruktur beeinflusst wird. Im Folgenden wird der Effekt der Verbrauchsänderungen von Fernwärme und Erdgas hinsichtlich der Auslastung der Leitungsinfrastruktur und der dadurch potentiell notwendigen Anpassungen der Finanzierung der Leitungen analysiert.

⁵⁴ Im folgenden Kapitel werden sämtliche Kalkulationen zu Preisen des Jahres 2013 durchgeführt. Als Konsequenz handelt es sich um reale Werte zu Preisen des Jahres 2013, es wird keine spezifische Inflationsrate für die Zukunft unterstellt, wodurch die Ergebnisse im Vergleich starken Verzerrungen unterliegen würden.

Zudem ist zu konstatieren, dass eine Verbrauchsreduktion für jeden Energieträger auch Konsequenzen für die Produktionsanlagen hat. Die Exploration von Erdgas wird dadurch nicht betroffen sein, da bei inländischen Verbrauchsänderungen in der Folge das Erdgas exportiert werden kann. Sehr wohl von Belang ist dies für die Fernwärmeproduktion und deren Anlagenauslastung. Eine Quantifizierung ist in diesem Rahmen auch aufgrund der bestehenden KWK-Anlagen und deren potentielle Flexibilität hin zu einer verstärkten Stromproduktion nicht möglich und erfordert eigene umfassende Analysen. In diesem Kontext erfolgt eine Analyse der Finanzierungsänderungen der Leitungsinfrastruktur in Bezug auf eine potentielle Anpassung der Erdgasnetztarife bzw. der Leistungspreise von Fernwärme.

Zunächst wird die Auswirkung der Verbrauchsprognosen auf die Erdgasnetztarife betrachtet. Die Netznutzungsentgelte sind in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – Novelle 2013 (ausgegeben am 21.12.2012) für jedes Bundesland und je Netzebene festgelegt. Aus diesen Angaben wurde ein für Österreich bezeichnender Durchschnittswert für das Segment Raumwärme in Cent/kWh angesetzt (mit ca. 1,5 Cent für die durchschnittliche kWh Erdgas im Segment Raumwärme), welcher für die weiteren Betrachtungen herangezogen wurde. In der nachstehenden Grafik wurde dieser Netztarif über die Jahre konstant gehalten und mit der prognostizierten Erdgasverbrauchsmenge der 4 verschiedenen und in Kapitel 4.1 erläuterten Szenarien verschnitten. Daraus wird ersichtlich, dass die Gesamteinnahmen aus Netzentgelten aufgrund der sinkenden Nachfrage nach Erdgas im Segment Raumwärme in allen Szenarien empfindlich abfallen werden. Besonders ausgeprägt stellt sich diese Entwicklung im theor. Szenario Biomasse dar, da in diesem Fall durch die Substitution mit Biomasse der höchste Erdgasverbrauchsrückgang prognostiziert wurde. Im Jahr 2030 ist somit im theor. Szenario Biomasse mit einem Rückgang in den Netztarifeinnahmen ausschließlich im Segment Raumwärme um ca. 220 Mio. € zu rechnen, im Szenario Gas-Wärme mit einer Reduktion der jährlichen Einnahmen im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2010 um ca. 35 Mio. €.

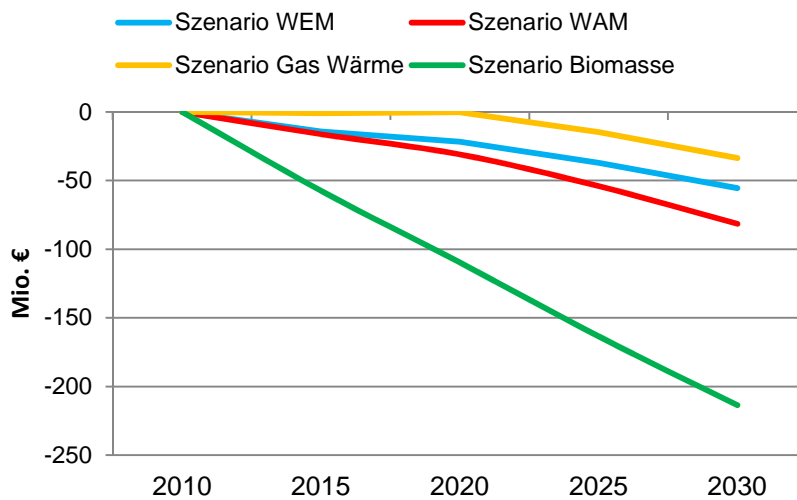


Abbildung 68: Differenz in der Einnahmenentwicklung aus Erdgas-Netztarifentgelten (bei Konstanthaltung der derzeitigen Netztarife je kWh)(Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkung: Die Werte je Szenario beziehen sich auf die jeweilige Differenz des spezifischen Jahres zum Ausgangswert im Jahr 2010.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

Aus den Berechnungen zeigt sich somit, dass der Erdgas-Netztarif in den nächsten Jahrzehnten im Segment Raumwärme signifikant angehoben werden muss, um die derzeitige Qualität der Netzinfrastruktur (und daraus abgeleitet die Gesamteinnahmen aus Netzentgelten) konstant zu halten und um dadurch auch den hohen Grad an Versorgungssicherheit im Erdgasnetz zu konservieren (für eine Bedeutung der Versorgungssicherheit des Erdgasnetzes siehe Kapitel 3.3.4). Diese Steigerungsrate wird in der folgenden Abbildung ausgewiesen. Während bei den Szenarien WEM, WAM und Gas-Wärme eine Preisanhebung von 10 bis 30% notwendig wird, wird im theor. Szenario Biomasse eine Steigerung um ca. +160% benötigt. Die Preissteigerung von 10% bis 30% in den Netztarifen je kWh ist bereits als signifikant zu betrachten, die notwendige Steigerung um +160% (zu Preisen des Jahres 2013) in der Verbrauchsentwicklung des theor. Szenarios Biomasse wird einen Strukturbruch im System auslösen und völlig neue Konzepte benötigen (anzumerken ist hierbei generell, dass aktuell die Netztarifentgelte in etwa 25% des gesamten Endverbraucherpreises beanspruchen). Hierbei wird in den Berechnungen immer unterstellt, dass die Kompensation innerhalb des Segments Raumwärme erfolgt. Als Alternative wäre auch eine Umlage auf den gesamten Erdgasverbrauch möglich, somit auch auf Prozessenergie – diese ökonomischen Konsequenzen können in diesem Rahmen nicht abgeschätzt werden, sind allerdings als signifikant einzustufen. Generell ist aufgrund der Ausprägung der Veränderungen der Netztarifeinnahmen zu konstatieren, dass neuen Finanzierungskonzepte für die Leitungsinfrastruktur bei diesen signifikanten Verbrauchsrückgängen notwendig werden.

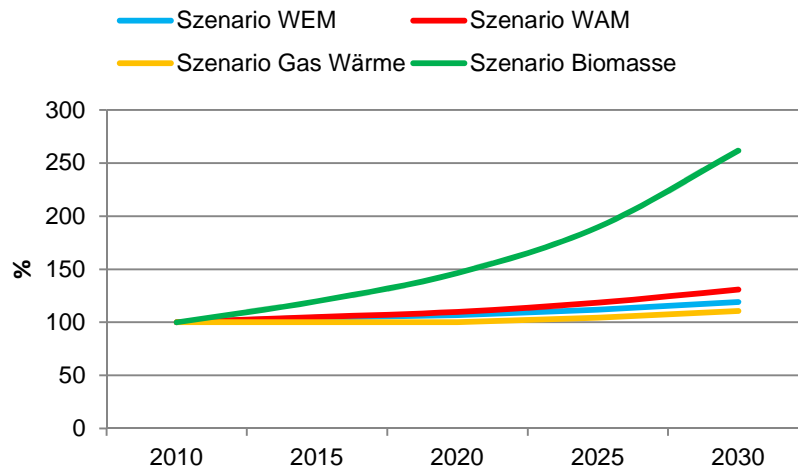


Abbildung 69: Prozentuelle Veränderung der Höhe der Erdgasnetztarife je kWh, um die Gesamteinnahmen zur Konservierung der Versorgungssicherheit im Erdgasnetz gegenüber dem Jahr 2010 konstant zu halten (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkung: Die Werte je Szenario beziehen sich auf die jeweilige Differenz des spezifischen Jahres zum Ausgangswert im Jahr 2010.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

Der Energieträger Fernwärme ist äquivalent zum Energieträger Erdgas auch bei Verbrauchsrückgängen mit potentiellen Finanzierungslücken der Leitungsinfrastruktur konfrontiert, sofern die Preisstruktur nicht verändert wird. Im Folgenden werden die vorhandenen Netzausbaupläne hinsichtlich deren durchschnittliche notwendigem Investitionsvolumen untersucht. Daraus wird im Zuge zweier Ausbauszenarien das Investitionsvolumen auf den Fernwärmepreis umgelegt und hinsichtlich der Preisänderung quantifiziert.

Die Preissteigerung je kWh Fernwärme wurde aufbauend auf den vom Fachverband Gas Wärme publizierten minimalen und maximalen Netzerweiterungsszenarien bis 2020 errechnet (vgl. FGW (2012) „Fernwärme: preisstabil und umweltfreundlich“). Die den Autoren verfügbaren österreichweiten Ausbaupläne existieren bis zum Jahr 2020. Den Ausbauplänen zu Folge werden bis zum Jahr 2020 ca. 700 bis 1.500 km an Fernwärmeleitungen errichtet. Dieser Leitungsausbau zur Realisierung zusätzlicher Fernwärmanschlüsse wird mit durchschnittlichen Investitionskosten und durchschnittlichen Abschreibungszeiträumen somit auf den prognostizierten Fernwärmebedarf der 4 spezifischen Szenarien umgelegt. In der nachfolgenden Grafik werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien dem Basisszenario, somit dem Ausgangswert des Jahres 2020 gegenübergestellt. Dabei wurde der reduzierte Netzausbauplan (700 km) zugrunde gelegt. Es zeigte sich bei allen Szenarien (WEM, WAM, Gas Wärme und theor. Szenario Biomasse) ein sehr ähnlicher Preisindex-Entwicklungsverlauf, wobei im Jahr 2015 eine Steigerung von 0,46% und im Jahr 2020 von ca. 0,8% gegenüber der unterstellten Preisentwicklung ohne Leitungsausbau berechnet wurde.

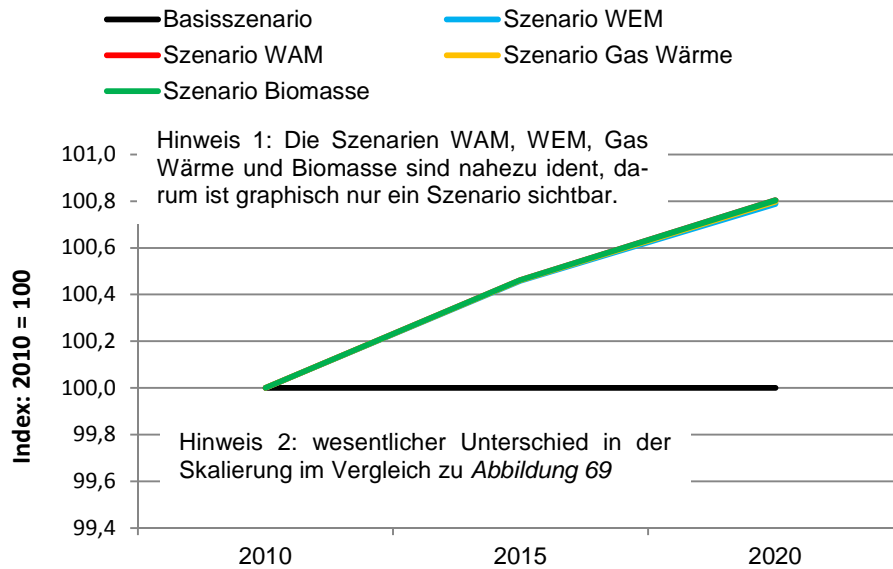


Abbildung 70: Veränderung der Preisentwicklung von Fernwärme in den unterschiedlichen Szenarien bedingt durch die Umlage der Kosten der Netzerweiterung – reduzierter Netzausbau (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkung: Die Werte je Szenario beziehen sich auf die jeweilige Differenz des spezifischen Jahres zum Ausgangswert im Jahr 2010.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

Unter Berücksichtigung des erweiterten Fernwärmenetzausbaus (dargestellt in nachfolgendem Diagramm) mit zusätzlichen 1.500 km an Leitung bis zum Jahr 2020 in Österreich wird ein äquivalenter Kurvenverlauf zur vorherigen Grafik ersichtlich. Der Unterschied begründet sich in dem steileren Gesamtanstieg der Preisentwicklung. So wurde bei Umlage der Netzerweiterungskosten ein Preisindexanstieg von ca. 0,89% für 2015 und 1,62 bis 1,65% im Jahr 2020 errechnet. Dies bedeutet nicht, dass der Fernwärmepreisanstieg auf insgesamt 1,6% im Jahr 2020 berechnet wird, sondern dass der Fernwärmepreis bei Umlage der Netzinvestitionen bei gleichzeitigem Rückgang bzw. bei konstantem Verbrauch (je nach Szenario) um 1,6% im Jahr 2020 ansteigt gegenüber einer Situation ohne Umlage der Investitionen.

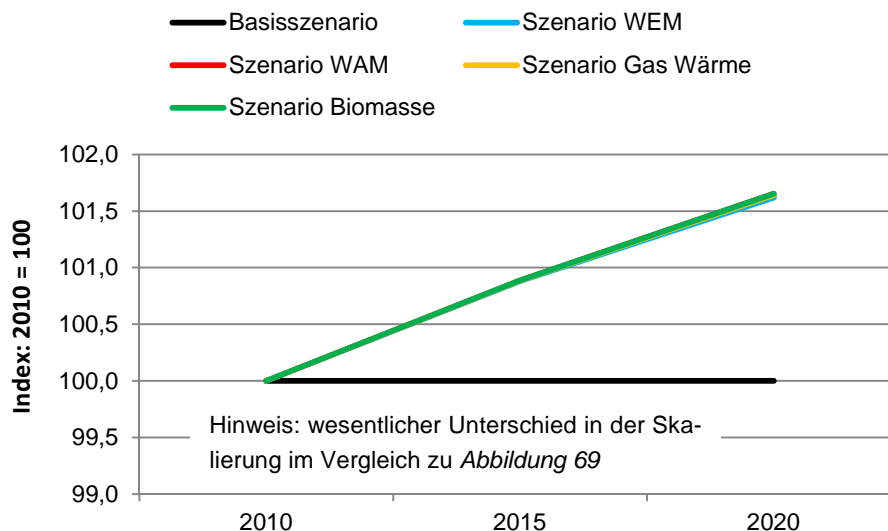


Abbildung 71: Veränderung der Preisentwicklung von Fernwärme in den unterschiedlichen Szenarien bedingt durch die Umlage der Kosten der Netzerweiterung – erhöhter Netzausbau (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkung: Die Werte je Szenario beziehen sich auf die jeweilige Differenz des spezifischen Jahres zum Ausgangswert im Jahr 2010.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

Von volkswirtschaftlicher Bedeutung ist zudem auch die Entwicklung des gesamten Raumwärmepreises bzw. des Raumwärmepreisindex. Die Veränderungen besitzen inverse Tendenzen in ihren Effekten: einerseits wird durch eine Preisreduktion der durchschnittlichen kWh Raumwärme der Endverbraucher entlastet, andererseits reduziert sich somit auch die Wertschöpfung der Energielieferanten. Generell ist jedoch auch bei der Betrachtung der Kosten der Endverbraucher – in diesem Zusammenhang wie auch in Kapitel 4.1 erläutert der privaten Haushalte und der Dienstleistungsunternehmen – die Systemgrenze entscheidend: werden ausschließlich die Energiekosten herangezogen, so werden andere Ergebnisse erzielt als unter Einbeziehung der Kosten für Heizsysteme der Endverbraucher. Zudem sind den spezifischen unterlegten Nachfrageszenarien verschiedene Effizienzfortschritte im Raumwärmesegment unterstellt, die wiederum Investitionen in die Gebäudesanierung bedingen, sodass wiederum erweiterte Ergebnisse entstehen. Im Folgenden werden alle drei Systemgrenzen berechnet.

Die Berechnungen beziehen sich wiederum auf das Basisszenario – der unterstellten bzw. berechneten Entwicklung des durchschnittlichen Raumwärmepreises ohne Verbrauchsveränderungen sowie ohne Substitutionen zwischen den Energieträgern im Raumwärmebereich nach dem Jahr 2010. In der Berechnung des Basisszenarios wurden somit die Anteile der Energieträger am gesamten Raumwärmebedarf konstant gehalten, während bei den restlichen Szenarien die jeweiligen Szenarien-bedingten Anteile der spezifischen Energieträger verwendet wurden, sodass die unterstellten Substitutionen die Veränderungen im

Raumwärmepreisindex bedingen. In der Gegenüberstellung (siehe *Abbildung 72*) zeigt sich, dass der Preisanstieg im Basisszenario am höchsten ist, in den weiterführenden Szenarien jedoch ab 2015 absinkt. Dies ist insbesondere auf den noch relativ hohen Anteil von Heizöl extraleicht, dem bestehenden Anteil von Kohle sowie dem in Relation sehr geringen Anteil an Stückholz und Hack-schnitzel zurückzuführen und nicht so sehr auf den Beitrag von Fernwärme und Erdgas. Durch die Indexentwicklung ergibt sich somit im Jahr 2030 ein Gesamtpreisanstieg von 41% für das Basisszenario, wohingegen die restlichen Entwicklungsszenarien im Schnitt um 30% steigen. Zu erwähnen ist, dass im theor. Biomassesszenario mit keiner Ausweitung der Biomassebereitstellung mit inländischen Rohstoffen gerechnet wird und in Relation kostenintensivere Im-porte eingerechnet werden.

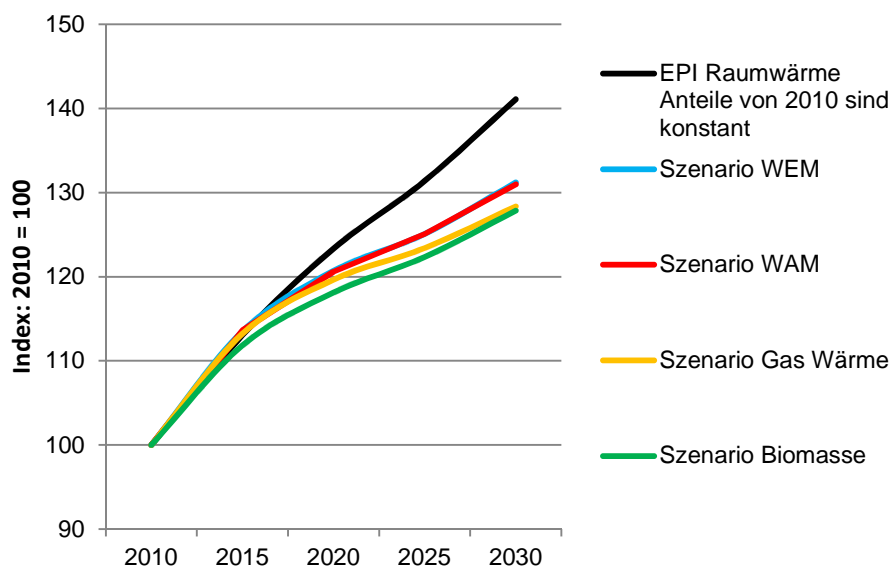


Abbildung 72: Prognose zur Preisentwicklung des Segments Raumwärme (Endverbraucherpreise für Energie) (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkung: Die Berechnungen beziehen sich wiederum auf das Basisszenario – der unterstellten bzw. berechneten Entwicklung des durchschnittlichen Raumwärmepreises ohne Verbrauchsveränderungen sowie ohne Substitutionen zwischen den Energieträgern im Raumwärmebereich nach dem Jahr 2010. Im theor. Biomassesszenario wird nicht mit einer möglichen Ausweitung der Biomassebereitstellung mit inländischen Rohstoffen gerechnet, sondern mit in Relation kostenintensiveren Importen.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

In *Abbildung 73* wurden die Kosten der unterschiedlichen Heizsysteme auf den Raumwärmepreis umgelegt. Aufgrund der höheren Investitionskosten von Biomassensystemen wird im theor. Biomasse-Szenario beinahe der Wert des Ausgangsszenarios erreicht. Die Szenarien WEM und WAM weisen mit ca. 25% Preisindexsteigerung um 5% weniger auf als das theor. Biomassesszenario. Die geringsten Indexsteigerungen von ca. 22,5% werden im Szenario Gas-Wärme

aufgrund der geringen Heizsystemkosten erreicht. Die unterstellten Kosten für Heizsysteme basieren auf den in Kapitel 3.2.1 ermittelten Daten.

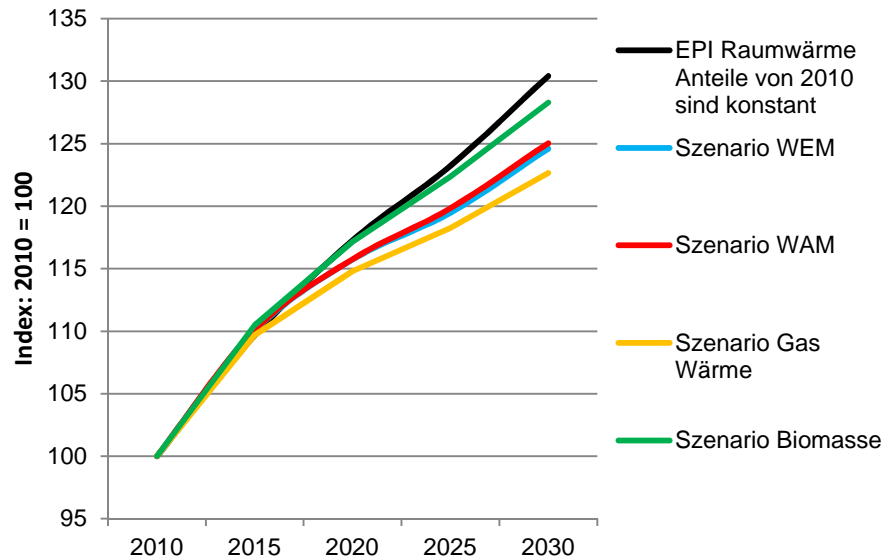


Abbildung 73: Entwicklungsänderungen im Preisindex aufgrund der Umlage der Kosten der Heizsysteme (Endverbraucherpreise auf Energie sowie Investitionskosten der Heizsysteme) (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH)

Anmerkung: Die Berechnungen beziehen sich wiederum auf das Basisszenario – der unterstellten bzw. berechneten Entwicklung des durchschnittlichen Raumwärmepreises ohne Verbrauchsveränderungen sowie ohne Substitutionen zwischen den Energieträgern im Raumwärmebereich nach dem Jahr 2010. Im theor. Biomassesszenario wird nicht mit einer möglichen Ausweitung der Biomassebereitstellung mit inländischen Rohstoffen gerechnet, sondern mit in Relation kostenintensiveren Importen.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

Da in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und theor. Biomasse von einer Effizienzsteigerung ausgegangen wird, wurden in *Abbildung 74* die Kosten einer Gebäudesanierung zusammen mit den Kosten für Heizsysteme auf den Energiepreis umgelegt und in Form einer Preisindexentwicklung dargestellt. Basis für die durchschnittlichen Kosten der Gebäudesanierung je eingesparter kWh bildet die Studie Moser, S. (2012) "Möglichkeiten der Einführung von Energieeffizienz-Zertifikaten in Österreich", Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, in der durchschnittliche Kosten der Gebäudesanierung von 5 Cent je dadurch eingesparter kWh im Durchschnitt ermittelt wurden. Die Sanierungskosten und die damit verbundenen Effizienzsteigerungen sind in den folgenden Berechnungen somit zusätzlich zu den Energieträgerkosten und den Kosten für die Heizsysteme enthalten. Dadurch wird ein anderes Ergebnis hinsichtlich der Entwicklung der durchschnittlichen Raumwärmekosten ersichtlich.

Durch die Kosten für die effizienzsteigernde Maßnahme der Gebäudesanierung (hohe Investitionskosten / Amortisationszeiten vs. Energieeinspareffekte) steigt der Preisindex in den weiterführenden Szenarien wesentlich höher als im Ba-

Basisszenario. Das theor. Szenario Biomasse weist im Jahr 2030 mit 47% den höchsten Anstieg, die Szenarien WEM, WAM und Gas Wärme liegen mit 5-7% weniger deutlich darunter. Insgesamt wird ersichtlich, dass die unterstellten 4 spezifischen Nachfrageentwicklungen für den Endkonsumenten eine erhöhte Kostenbelastung bei Berücksichtigung der Heizsysteme und der notwendigen erhöhten Gebäudesanierung entsteht.

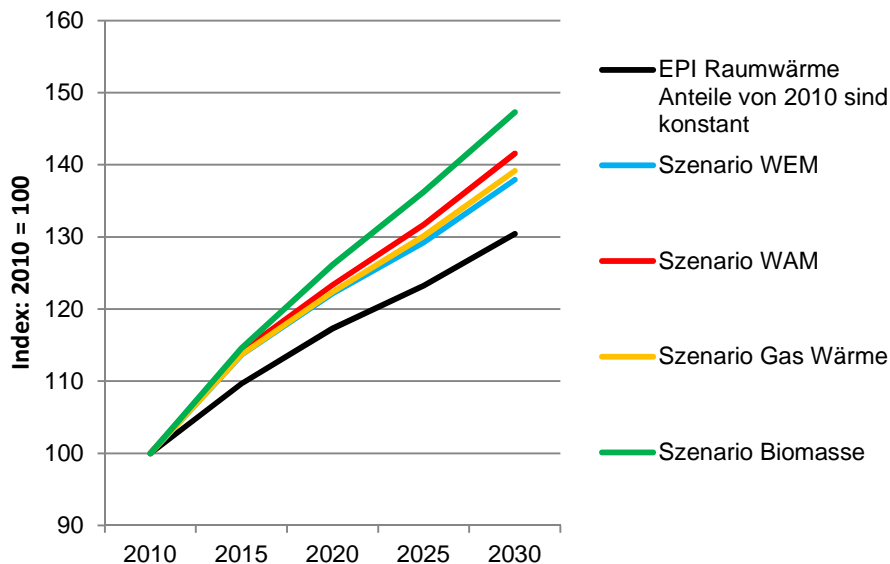


Abbildung 74: Preisentwicklung des Segments Raumwärme mit Kosten des Heizsystems und Kosten für Gebäudesanierung Endverbraucherpreise auf Energie sowie Investitionskosten der Heizsysteme und Investitionskosten für Sanierungen) (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkung: Die Berechnungen beziehen sich wiederum auf das Basisszenario – der unterstellten bzw. berechneten Entwicklung des durchschnittlichen Raumwärmepreises ohne Verbrauchsveränderungen sowie ohne Substitutionen zwischen den Energieträgern im Raumwärmebereich nach dem Jahr 2010. Im theor. Biomassesszenario wird nicht mit einer möglichen Ausweitung der Biomassebereitstellung mit inländischen Rohstoffen gerechnet, sondern mit in Relation kostenintensiveren Importen.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

Aufgrund der Veränderungen der Energienachfrage im Sektor Raumwärme der Haushalte und Dienstleistungen werden aufgrund der unterstellten Strukturveränderungen Effekte auf die Leistungsbilanz generiert, wie im nachstehenden Diagramm aufgezeigt. Die Leistungsbilanzeffekte entstehen primär durch Effizienzsteigerungen und durch einen generell reduzierten Energieverbrauch, wobei hier keine Feedbackeffekte in der Leistungsbilanz im nicht-energetischen Konsum untersucht werden.

Neben dem primären Faktor des Verbrauchsrückgangs, der in allen Szenarien die Leistungsbilanz erhöht, in dem die Energieimporte reduziert werden, wodurch ökonomisch der Wertschöpfungsabfluss zur Begleichung der Importkosten reduziert wird, entstehen auch Effekte auf die Leistungsbilanz durch eine

Substitution der Energieträger innerhalb des Raumwärmesegments. Dieser Effekt wird in allen Szenarien durch den starken Rückgang von Heizöl extraleicht ausgelöst, der Beitrag von Fernwärme bzw. den Primärenergieträger zur Fernwärmeproduktion sowie von Erdgas ist in Relation zum Rückgang des Verbrauchs von Heizöl extraleicht bescheiden, mit Ausnahme des theor. Biomasse-Szenarios, in dem auch der Rückgang des Erdgasverbrauchs in der Raumwärmeversorgung signifikant positive Leistungsbilanzeffekte bewirkt. Der Leistungsbilanzüberschuss basiert im Szenario Biomasse somit auf den rapiden Importrückgängen bei Öl und Gas und nicht primär auf den direkten Auswirkungen von Biomasse, da im theor. Biomassesszenario zusätzlich Biomasse importiert wird, wie auch der Vergleich der folgenden beiden Abbildungen ersichtlich macht. Im theor. Biomassesszenario wird nicht mit einer möglichen Ausweitung der Biomassebereitstellung mit inländischen Rohstoffen gerechnet, sondern mit in Relation kostenintensiveren Importen.

Die folgende Abbildung veranschaulicht die signifikant positiven Auswirkungen auf die österreichische Leistungsbilanz durch die hohen Verbrauchsrückgänge sowie durch die Substitutionen in den vier spezifischen Szenarien.

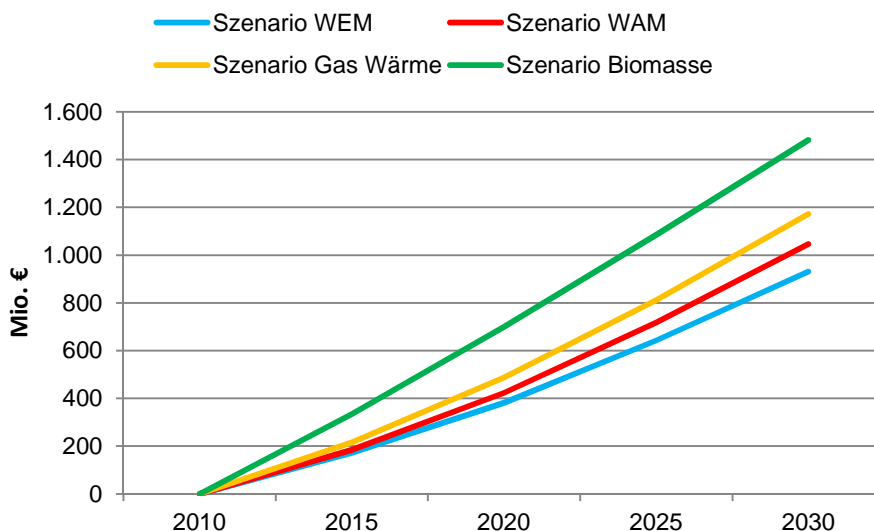


Abbildung 75: Leistungsbilanzeffekte (Veränderung der Energienettoexporte) durch die Veränderung des gesamten Raumwärmebedarfs in den Szenarien (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkungen: Die Werte je Szenario beziehen sich auf die jeweilige Differenz des spezifischen Jahres zum Ausgangswert im Jahr 2010. Im theor. Szenario Biomasse werden zusätzlich notwendige Biomasseimporte aufgrund des Verbrauchszuwachses des Biomasseverbrauchs mit erhöhten Kosten unterstellt.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

Die Leistungsbilanzeffekte durch die Veränderung des Gas- und des Fernwärmeverbrauchs in den Sektoren Haushalte und Dienstleistung werden in der unten angeführten Grafik ausgewiesen. Auch in diesem Bereich können bis ins Jahr 2030 durch die Bedingungen des theor. Szenarios Biomasse die höchsten Bilanzeffekte (ca. 460 Mio. €) erreicht werden. Im Vergleich zur voranstehenden Grafik wird jedoch ersichtlich, dass insbesondere die Verbrauchsentwicklung

der anderen Szenarien keine maßgeblichen Effekte der Verbrauchsänderungen von Fernwärme und Erdgas für die Leistungsbilanz bewirkt: die Effekte fallen in den Szenarien WEM, WAM und Gas-Wärme wesentlich geringer aus. Wie bereits in der Abbildung zuvor veranschaulicht, basiert der Leistungsbilanzüberschuss im theor. Szenario Biomasse somit auf den rapiden Importrückgängen bei Öl und Gas und nicht primär auf den direkten Auswirkungen von Biomasse, da im theor. Biomasseszenario zusätzlich Biomasse importiert wird, wie auch der Vergleich der folgenden beiden Abbildungen ersichtlich macht. Im theor. Biomasseszenario wird nicht mit einer möglichen Ausweitung der Biomassebereitstellung mit inländischen Rohstoffen gerechnet, sondern mit in Relation kostenintensiveren Importen.

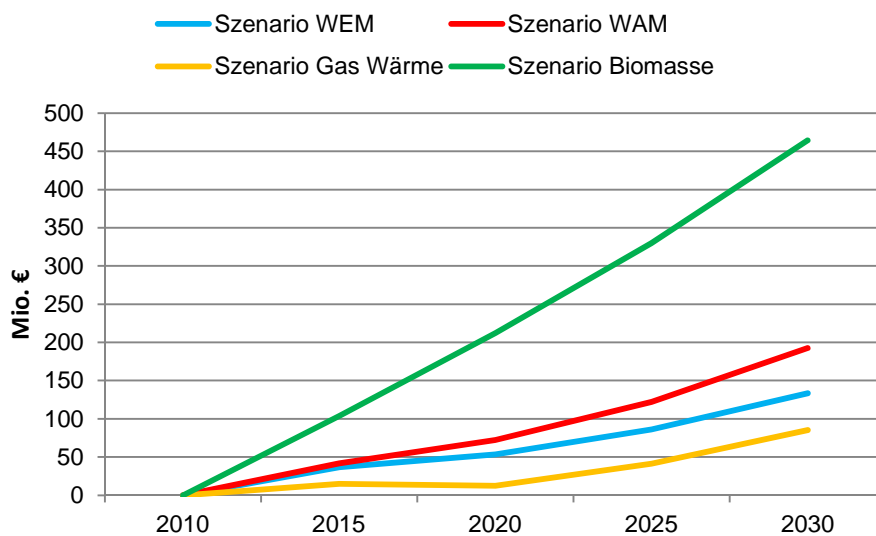


Abbildung 76: Leistungsbilanzeffekte (Veränderung der Energienettoexporte) durch Veränderung des Erdgas- und Fernwärmeverbrauchs in den Szenarien (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkungen: Die Werte je Szenario beziehen sich auf die jeweilige Differenz des spezifischen Jahres zum Ausgangswert im Jahr 2010. Im theor. Szenario Biomasse werden zusätzlich notwendige Biomasseimporte aufgrund des Verbrauchszuwachses des Biomasseverbrauchs mit erhöhten Kosten unterstellt.

Anmerkung: Die Berechnungen beinhalten keine durchschnittliche Inflationserhöhung in der Zukunft, sondern allgemein Preise des Jahres 2013.

4.2.1 Fazit zur ökonomischen Bewertung der prognostizierten Nachfrageentwicklungen

Eine Gesamtbewertung der einzelnen Szenarien hinsichtlich der ökonomischen Effekte der Verbrauchsänderungen im Raumwärmesegment zeigt folgenden Tendenzen:

- Die Finanzierung bestehender Erdgasleitungsinfrastruktur ist mit konstanten Netztarifen je kWh aufgrund der Verbrauchsrückgänge nicht mehr zu gewährleisten. Die Netztarifeinnahmen reduzierten sich in allen Szenarien beträchtlich, wodurch mit den bestehenden Netztariffhöhen die Versorgungssicherheit des Systems langfristig gefährdet ist.
- Eine mögliche Lösung für die Finanzierung der bestehenden Leitungsinfrastruktur wäre eine Anhebung der Netztarife je kWh. Die Analysen zeigen eine notwendige Erhöhung je nach Szenario – sofern die Gesamteinnahmen ausschließlich im Segment Raumwärme kompensiert werden – zwischen 10 und 160%.
- Eine Kompensation der geringeren Netztarifeinnahmen wäre auch durch die Anhebung der Einnahmen in anderen Segmenten (höhere Verbräuche und/oder höhere Netztarifentgelte z.B. bei Industriekunden) möglich. Dies ist allerdings nicht im theor. Szenario Biomasse erreichbar, hier ist keine Kompensation aufgrund des Nachfrageeinbruchs denkbar.
- Äquivalent zum Erdgasleitungssystem würde auch für Fernwärme eine Umwälzung der Netzausbaupläne zur Erweiterung der Fernwärmanschlüsse mit gleichzeitigem Rückgang des absoluten Verbrauchs eine Preiserhöhung notwendig sein, wenngleich diese moderater ausfällt als im Segment Erdgas.
- Von volkswirtschaftlicher Bedeutung ist die Entwicklung des gesamten Raumwärmepreises bzw. des Raumwärmepreisindex. Die Veränderungen besitzen inverse Tendenzen in ihren Effekten: einerseits wird durch eine Preisreduktion der durchschnittlichen kWh Raumwärme der Endverbraucher entlastet, andererseits reduziert sich somit auch die Wertschöpfung der Energielieferanten. Generell ist jedoch auch bei der Betrachtung der Kosten der Endverbraucher die Systemgrenze entscheidend: werden ausschließlich die Energiekosten herangezogen, so werden andere Ergebnisse erzielt als unter Einbeziehung der Kosten für Heizsysteme der Endverbraucher. Insgesamt wird ersichtlich, dass die unterstellten 4 spezifischen Nachfrageentwicklungen aufgrund der Substitutionen innerhalb der Energieträger für den Endkonsumenten eine erhöhte Kostenbelastung bei Berücksichtigung der Heizsysteme und der notwendigen erhöhten Gebäudesanierung entsteht (gegenüber einer konstanten Zusammensetzung des Raumwärmesegments mit spezifischen Energieträger-Anteilen des Jahres 2010).
- Insgesamt wird gemäß den prognostizierten Raumwärmeszenarien ein signifikanter Leistungsbilanzgewinn durch die Reduktion der Energieimporte generiert. Dies basiert vorwiegend auf den Effizienzerhöhungen und den dadurch erzielten Verbrauchsrückgängen,

zudem ist eine signifikante Reduktion des Verbrauchs von Heizöl extraleicht zu beobachten. Der Beitrag zur Verringerung der Wertschöpfungsabflüsse durch geringeren Energieverbrauch von Fernwärme und Erdgas ist als relativ gering im Vergleich zu Öl einzustufen.

- Die gesamten Umsatzrückgänge im Raumwärmebereich sind als signifikant zu bezeichnen und implizieren einen Strukturbruch im österreichischen Energiemarkt. Für das Segment Fernwärme und das Segment Erdgas im Raumwärmebereich bedeutet dies, dass unterschiedliche Konzepte notwendig sind, sofern die bestehende Infrastruktur nicht nur mit anderen Finanzierungskonzepten sondern auch mit einer erhöhten bzw. nicht so stark reduzierten Auslastung ausgestattet werden soll. Im Kapitel 4.3 werden dafür Alternativen aufgezeigt.
- Eine Gesamtbewertung der Entwicklung beinhaltet jedoch auch eine ökologische Analyse der Verbrauchsentwicklung – diese erfolgt in Kapitel 5.

Im Folgenden werden noch zur grafischen Veranschaulichung der ökonomischen Analysen der prognostizierten Nachfrageentwicklung exemplarisch in zwei Übersichtsgraphen die ökonomischen Ausprägungen des Szenarios Gas-Wärme veranschaulicht. Für eine detailliertere Darstellung der Variable sei auf das voranstehende Kapitel verweisen.

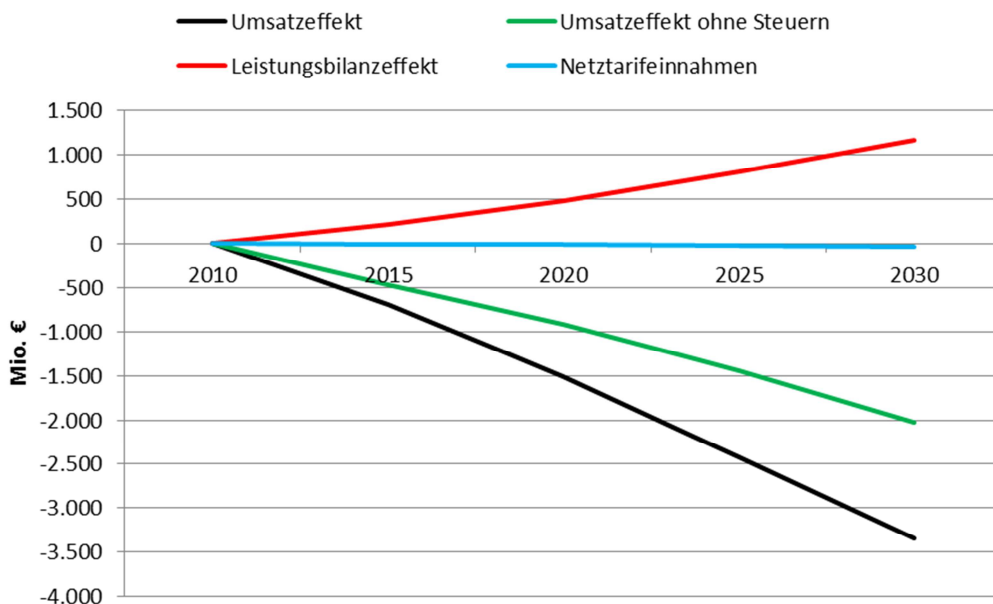


Abbildung 77: Ausprägung der ökonomischen Effekte der Nachfrageveränderung im Segment Raumwärme gemäß dem Szenario Gas-Wärme, Teil 1 (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkung: Die Werte je Szenario beziehen sich auf die jeweilige Differenz des spezifischen Jahres zum Ausgangswert im Jahr 2010.

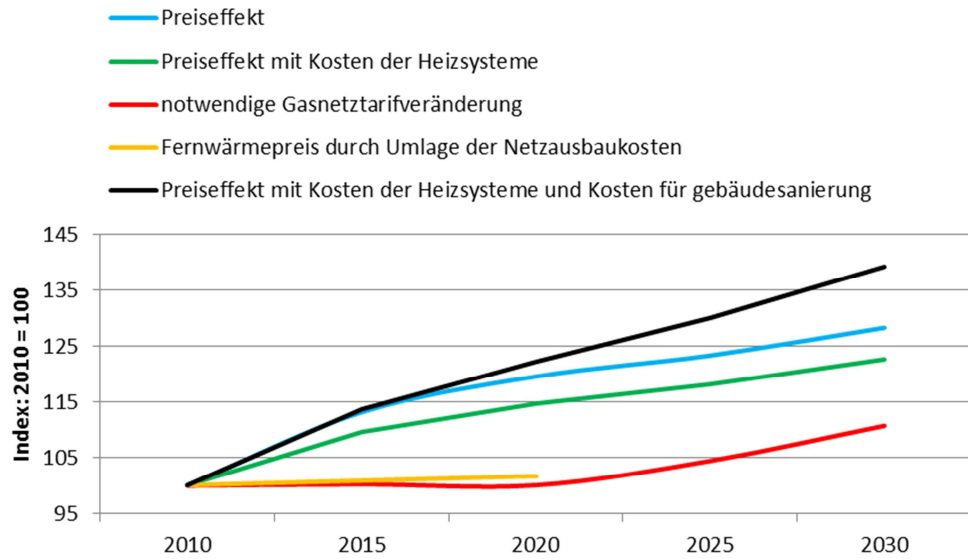


Abbildung 78: Ausprägung der ökonomischen Effekte der Nachfrageveränderung im Segment Raumwärme gemäß dem Szenario Gas-Wärme, Teil 2 (Quelle: Eigene Berechnungen der Energieinstitut an der JKU Linz GmbH).

Anmerkung: Die Werte je Szenario beziehen sich auf die jeweilige Differenz des spezifischen Jahres zum Ausgangswert im Jahr 2010.

4.3 Relevante Produkte mit Zukunftspotential für das Erdgas- und für das Fernwärmenetz

Zusätzlich zu den konventionellen Systemen bzw. Energieträger in den Leitungsnetzen von Erdgas und Fernwärme existieren weitere Möglichkeiten, Energieträger über diese Leitungsnetze zu transportieren und einer Nutzung zuzuführen. Einige Lösungen hierzu wie Biogas oder industrielle Abwärme existieren bereits in Österreich, andere wie eine Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz befinden sich im Moment noch in der Entwicklung. Im Folgenden Kapitel sollen einige Lösungsmöglichkeiten für eine verstärkte Auslastung der Leitungsnetze veranschaulicht werden.

4.3.1 Biomethan

Biomethan bezeichnet Methan welches entgegen Erdgas nicht fossilen Ursprungs ist, sondern aus biogenen Stoffen in der Regel durch Vergärung von organischem Material unter Sauerstoffausschluss erzeugt wurde. Die Ausgangsbasis für Biomethan Rohbiogas enthält einen Methananteil von durchschnittlich 50 bis 60 % und einen Kohlenstoffdioxidanteil von 35 % bis 45 %. Der Rest setzt sich aus Stickstoff, Sauerstoff und anderen Gasen zusammen. Vor der Einspeisung des Biomethans in das Gasleitungsnetz ist das fermentativ erzeugte, mit Wasserdampf gesättigte Rohbiogas auf Erdgasqualität aufzubereiten. Diese Gasaufbereitung umfasst vor allem eine weitgehende Entfernung von Wasser, Kohlenstoffdioxid und Schwefelwasserstoff, sowie eine Konditionierung und Verdichtung. Damit Biomethan als Erdgas-Substitut verwendet werden kann, muss insbesondere eine Anpassung des Brennwertes (Wobbe-Index) erfolgen. Abhängig von den technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen werden verschiedene Gasaufbereitungsverfahren angewandt und miteinander kombiniert (Rahmensohl et al. (2006)). Biogas wird als „Multitalent“ einer erneuerbaren Energiebereitstellung gesehen, da es in allen Sektoren relativ einfach fossile Energieträger substituieren kann. Folgende Nutzungspfade stehen für die Nutzung zur Verfügung.

- Kraft-Wärme-Kopplung

Durch Gasmotoren (KWK) kann das in dem Biogas enthaltene Methan (ca. 50 % - 75 % des Volumens) zu Elektrizität umgewandelt und die Abwärme genutzt werden. Diese Form der Art der Energiegewinnung aus Biogas stellt den Stand der Technik dar.

- Einspeisung in das Gasnetz

Eine weitere Option ist die Einspeisung des aufbereiteten Biogases (Biomethan) in das Gasnetz. Hier kann es wie Erdgas multiple Nutzungspfade einschlagen. Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz und eine gemeinsame Verbrennung / Verwertung in Großanlagen ermöglicht eine effizientere Ausnutzung von Biogas in Groß-KWK-Anlagen. Hohe elektrische Wirkungsgrade (> 50 %) sind möglich. Hierbei ist darauf zu achten, dass im Falle einer Einspeisung gewisse Qualitätsanforderungen für das einzuspeisende Gas gelten. Handelt es sich um eine Einspeisung in das Gasnetz so müssen spezifische Rechtsnormen berücksichtigt werden. Das aktuelle Gaswirtschaftsgesetz sieht die Berücksichtigung von Biogas vor wobei der Netzzugang für die Einspeisung

von biogenen Gasen ermöglicht wird, sofern Gasqualität und Interoperabilität nicht beeinträchtigt werden (Gaswirtschaftsgesetz (2011)).⁵⁵ Gasnetzbetreiber sind damit dazu verpflichtet den Zugang zum nationalen Gasnetz für die Einspeisung von Biogas zu gewähren, wenn das Biogas den Qualitätsanforderungen den ÖVWG Richtlinien G3112 (für importiertes Gas) und G3313 (für Gas aus regenerativen Prozessen) entspricht (Biomethan Regions (2012)).

Die Messung der Werte erfolgt am Einspeisepunkt, wobei zusätzliche Anforderungen zur Messhäufigkeit, dem Einspeisedruck, der Einspeisemenge und des Zielwertes der Methankonzentration (> 96 %) in der ÖVWG Richtlinie G33 enthalten sind.

- Treibstoff

Das aufbereitete Biogas (Biomethan) kann als Treibstoff in Gasfahrzeugen verwendet werden. Grundsätzlich eignet sich Biogas vorzüglich als Treibstoff für Motoren mit Fremdzündung, ohne dass wesentliche technische Umbauten am Motor vorgenommen werden müssen. Bei anderen Motoren (Dieselmotoren) oder chemoelektrischen Anlagen (z.B. Brennstoffzellen) sind technische Umrüstungen bzw. Vorrichtungen notwendig. Die Einführung eines 20%igen Bio-CNG-Mischkraftstoffes (20% Biomethan aus Biogasanlagen) und eine Etablierung von 200.000 CNG-Fahrzeugen in Österreich sind bis 2020 beabsichtigt.(BMWfJ, 2010b) Die Zielquote der Europäischen Union für alternative Kraftstoffe wurde für das Jahr 2020 auf 23% gesetzt. Dies soll durch Biomethan (10%), biogene Kraftstoffe (8%) und Wasserstoff (5%) gedeckt werden(Specht, 2004). Unter Bio-CNG wird in Österreich ein Gemisch aus Erd- und Biogas, dass zu beinahe 100% aus Methan besteht und sich unter hohem Druck befindet (165-300 bar) gehandelt. Durch die Geruchsfreiheit und den geringen Partikelaustritt (99% Reduktion im Vergleich zu Dieselmotoren) sowie verringerten Kohlendioxidemissionen (13-25% geringerer Ausstoß) der Abgase, stellt CNG generell eine umweltfreundliche Kraftquelle gegenüber Diesel und Benzin dar. Weitere Vorteile für Umwelt- und Klimaschutz liegen in den geringen SO₂ Emissionen, geringeren Emissionen bei NO_x (-20-80%), reaktiven Kohlenwasserstoffen (-80%) und Kohlenmonoxid (-50-75%) sowie reduzierte Emissionen toxischer Stoffe wie Aldehyde. Durch die leichte Transportfähigkeit und mögliche Eigenproduktion kann insbesondere Bio-CNG Unabhängigkeit in entlegenen Gebieten schaffen.

In Städten kann die Lärmbelästigung durch CNG-Antriebe minimiert werden, da es durch den Kraftstoff zu einer weichen und leisen Fahrweise kommt. Durch eine Investition von 3.000-4.500€ kann ein Altfahrzeug auf Erdgasbetrieb umgerüstet werden. Dabei gibt es zwei Bauweisen, den monovalenten (CNG) oder bivalenten (CNG und Benzin) Antrieb. Im Vergleich liegt die Einsparung bei 50% der Benzin- und 30% der Dieselmotorkraftstoffkosten durch einen Betrieb mit CNG.(Geitmann D. S., 2008) Daher amortisieren sich die Umrüstungskosten bei einer jährlichen Fahrleistung von 30.000 km nach zwei bis drei Jahren.(Geitmann S. , 2012) Derzeit verfügt Österreich über ein Netz von ca. 200 CNG-Tankstellen (www.erdgasautos.at).

⁵⁵ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden

Marktsituation und Potential

In Österreich existieren aktuell im Jahr 2012 10 Biogasanlagen mit Aufbereitung, davon 7 Anlagen mit Einspeisung in das Gasnetz. Im europäischen Vergleich sind derzeit rund 180 Anlagen mit Aufbereitungsanlage in Betrieb, wobei 137 Anlagen mit einer Einspeisekapazität von rund 70.000 Nm³/h an das Erdgasnetz angeschlossen sind (Dena (2012)). Die Bereitstellung von Biomethan aus Biogas begann in Österreich im Jahr 2005 mit der Inbetriebnahme der ersten Biogas-Aufbereitungsanlage in Pucking, welche in das öffentliche Erdgasnetz einspeist. Im Jahr 2011 gab es bereits 10 Anlagen, die Biogas zu Biomethan aufbereiten. 7 speisen in das öffentliche Erdgasnetz ein, 3 Anlagen stellen das Biomethan als Kraftstoff zur Verfügung. Die Tabelle 45 enthält die wesentlichen Eckdaten der österreichischen Biomethananlagen.

Tabelle 45: Eckdaten zu den Biomethananlagen in Österreich (Stand 2012) (Quelle: ARGE kompost & biogas 2012).

Ort	Betreiber	INB	Technologie	Nutzung	Kapazität
Pucking	OÖ Gas-Wärme GmbH	2005	PSA	Einspeisung	6 Nm ³ /h
Bruck a.d. Leitha	Energiepark Bruck/ Leitha	2007	Membran	Einspeisung	100 Nm ³ /h
Schwaighofen/ Eugendorf	GASKRAFT REITBACH	2008	PSA	Einspeisung	40 Nm ³ /h
Asten/ Linz	Linz AG	2010	DWW	Einspeisung	342 Nm ³ /h
Engerwitzdorf	Naturgas Engerwitzdorf GmbH	2010	Aminwäsche	Einspeisung	125 Nm ³ /h
Leoben	LE Gas	2010	Aminwäsche	Einspeisung	160 Nm ³ /h
Steindorf/ Salzburg	Salzburg AG	2011	PSA	Einspeisung	150 Nm ³ /h
Wiener Neustadt	EVN	2011	Membran	Einspeisung	120 Nm ³ /h
Margarethen am Moos	EVM	2008	Membran	Kraftstoff	70 Nm ³ /h
Rechnitz	Entsorgung Stipitz		PSA	Kraftstoff	

Für die zukünftige Entwicklung wird in der Energiestrategie Österreich eine Ausweitung der Biogasproduktion auf 800 Mio. Nm³/a, dies entspricht ca. 10 % des Erdgasbedarfs, angepeilt (BMWFJ (2010)). Auch eine deutliche Steigerung der Biogasverwendung durch Markteinführung eines Bio-CNG-Mischgaskraftstoffes mit mindestens 20 Prozent Biogasanteil bis hin zu reinem Biogaseinsatz, mit dem Ziel des Einsatzes von etwas mehr als 200.000 Fahrzeugen (auf Basis Bio-CNG) in der Flotte bis 2020 hat man sich politisch zum Ziel gesetzt. Die Verwertung von Biogas und auf Erdgasqualität aufbereitetes Biomethan soll durch die Schaffung nachfrageseitiger Instrumente in allen Anwendungssegmenten (Stromproduktion, Kraftstoff, Wärmeproduktion) und Investitionsförderungen forciert werden. Durch klare, transparente und vor allem langfristige Rahmenbedingungen soll ein stabiler Biogasmarkt mit folgenden Instrumenten geschaffen werden. Folgende mögliche Elemente werden angeführt:

- Investitionsförderung zur Errichtung der Anlagen
- Langfristig kalkulierbare Rahmenbedingungen und Förderungen für Anbau und Lieferung der biogenen Rohstoffe

- Vorgaben in der Wohnbauförderung zur Nutzung von Biomethan-Erdgasmischungen als Erneuerbarer Energieträger im Bereich der Raumwärme
- Regelung für Strom und Wärme, die die wärmeoptimierte Verwertung über das Erdgasnetz ermöglicht
- Schaffung eines attraktiven CNG-Biomethan Kraftstoffes durch Steuerbefreiung bei fahrleistungsabhängigen Abgaben und KFZ-Steuern (siehe Mobilität).
- Berücksichtigung der Biomethan Einspeisung in die gaswirtschaftlichen Regelungen In diesem Sinne soll bis 2011 eine umfassende Biogas- und Biomethan-Strategie, die die gesamte Kette von der Aufbringung bis zur Vermarktung beinhaltet, erarbeitet werden.

Die weitaus größere Anzahl an Anlagen bereitet das Biogas nicht auf Erdgasqualität zu Einspeisezwecken auf, sondern nutzt es in einem Gasmotor zur Stromerzeugung. Bis Ende 2011 gibt es ca. 360 Biogas-Anlagen in Österreich die als nach dem Ökostromgesetz anerkannte Anlagen mit einer Gesamtleistung von 102,59 MW in das österreichische Stromnetz einspeisen. 289 der Anlagen (79,2 MW) verfügen über einen Vertrag mit der OeMAG und erhalten damit den gesetzlich fixierten Ökostromtarif. Im Jahr 2010 wurden 539,47 GWh Ökostrom aus Biogas im österreichischen Stromnetz eingespeist.

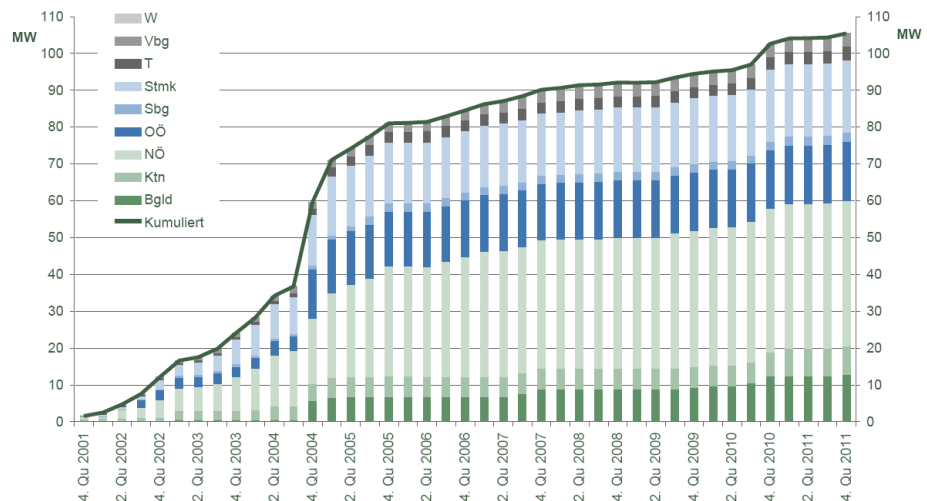


Abbildung 79: Entwicklung der stromeinspeisenden Biogasanlagen in den österreichischen Bundesländern (Quelle: Energie-Control GmbH (2012) Ökostrombericht 2012).

Die durchschnittliche Größe einer Biogas-Anlage beträgt dabei 288 kW. Die Mehrheit (90 %) der Biogas-Anlagen hat eine Leistung bis 500 kW und diese Anlagen stellen mit insgesamt 72 MW 69 % der Leistung bereit. Nur 3 Anlagen sind größer als 1 MW.

In Biogasanlagen werden biologisch abbaubare Materialien mit einem hohen Wassergehalt unter Ausschluss von Sauerstoff (anaerobe Behandlung bzw. Vergärung) biologisch abgebaut. Bei den Rohstoffen ist zwischen landwirtschaftlichen Rohstoffen und biogenen Reststoffen zu unterscheiden. Prinzipiell sind fast alle biogenen Stoffe mit Ausnahme von Holz (aufgrund des Ligningehalts) als Ausgangsmaterialien für die Behandlung in Biogasanlagen geeignet. Derzeit befinden sich 157 Biogasanlagen mit einer Kapazität von mindestens

860.000 Tonnen zur Verwertung von Abfällen in Betrieb. Zur stofflichen Verwertung sind nur biologisch abbaubare Abfälle mit geringen Schadstoff- oder Störstoffgehalten geeignet. Dies sind ausschließlich die Abfallgruppen 921 bis 925 der Abfallverzeichnisverordnung bzw. ÖNORM S 2100 „Abfallkatalog“ und der ÖNORM S 2201 „Biogene Abfälle“ Empfehlungen zu biologischen Behandlungswegen (Kompostierung oder Vergärung) nach Schlüsselnummern finden sich in der ÖNORM S 2201. Das Ziel ist eine möglichst emissionsarme Behandlung unter bestmöglicher Energieeffizienz und Nutzung der in biogenen Abfällen enthaltenen Nähr- und Kohlenstoffressourcen. Zur Erreichung dieses Zieles sind Kombinationen der möglichen Behandlungsverfahren anzustreben (BMLFUW (2012)).

Die Rohstoffverfügbarkeit ist eines der wichtigsten Elemente wenn es um die Planung einer Biogasanlage geht. Vor allem die langfristige Verfügbarkeit eines Rohstoffes zu stabilen Preisen/Kosten ist hier ausschlaggebend. Abbildung 80 zeigt den prozentuellen Anteil der in den österreichischen Biogasanlagen eingesetzten Rohstoffe für das Jahr 2009.

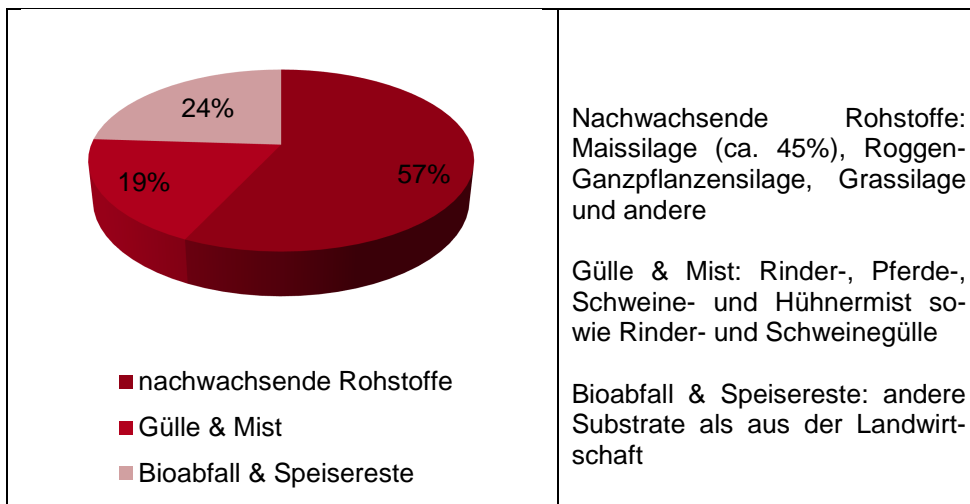


Abbildung 80: prozentuelle Verteilung eingesetzter Rohstoffe (Sample von 200 Anlagen) (Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten aus Energie Control GmbH (2010) Ökostrombericht 2010)

Die Darstellung der Verteilung eingesetzter Rohstoffe lässt erkennen, dass über 75 % der Rohstoffe landwirtschaftlichen Ursprungs waren. Dies spiegelt die Situation in Österreich wieder. Für die landwirtschaftlichen Rohstoffe fallen Kosten für Saatgut, Personal und Gerätschaft an. Bei den biogenen Reststoffen werden in der Regel Erlöse erwirtschaftet. Sowohl bei den landwirtschaftlichen Rohstoffen sowie bei den biogenen Reststoffen ist bei der Planung der Biogasanlage, auf die langfristige Verfügbarkeit der Rohstoffe hinsichtlich ihrer Quantität und Qualität zu achten. Die Verfügbarkeit biogener Reststoffe sowie nutzbarer verfügbarer Biomasse (nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion) einerseits und Restriktionen in der Einspeisung von Biomethan in das bestehende Erdgasnetz aufgrund gegebener Kapazitäten in den Verteilnetzen bestimmen langfristig die Größe bzw. das Potential des Marktes.

Im § 4 Abs. 4 Ökostromgesetz 2012 sind die mengenmäßigen ökostromausbauziele von 2010 bis 2020 für Österreich definiert. Demnach sollen in diesem Zeitraum 1.000 MW Wasserkraft, 2.000 MW Windkraft, 200 MW Biomasse und

Biogas sowie 1.200 MW Photovoltaik ausgebaut werden. In einer Marktuntersuchung des deutschen Beratungsunternehmens ecoprog und Fraunhofer UMSICHT wird ein Anstieg der weltweit installierten Leistung von 4.700 auf 7.400 MW_{el} im Zeitraum 2012 bis 2016 prognostiziert. Das Wachstum findet dabei wesentlich in den europäischen Ländern Italien, Großbritannien, Frankreich oder Niederlanden statt, im Gegensatz zum deutschen Markt der seit Beginn 2012 sehr stark eingebrochen ist. Aufgrund der Novellierung des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) müssen die ansässigen Anlagenbauer verstärkt im Ausland expandieren. Aber auch außerhalb Europas kündigen sich Wachstumsmärkte wie die USA, China, Indien und Kanada als Wachstumsmärkte aufgrund des vorhandenen Biomassepotentials an. In Japan wurde Mitte 2012 die weltweit höchste Einspeisevergütung für Biogas implementiert, was dem Markt Dynamik bringen wird (Fraunhofer (2013)).

4.3.2 Wasserstoff und synthetisches Methan

Eine in Zukunft potentielle und attraktive Möglichkeit, das Erdgasleitungssystem zusätzlich zu nutzen, stellt die Produktion und Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz sowie die Produktion und Einspeisung von synthetischem Methan in das Erdgasnetz dar. Im Folgenden wird eine kurze Darstellung des Grundprinzips dieser Möglichkeit gegeben, die zusammengefasst unter dem Begriff Power-to-Gas definiert wird.

Die verstärkte Integration volatiler erneuerbarer Energieträger eruiert eine erhöhte Herausforderung zu neuen Flexibilisierungsoptionen im Energiesystem. Eine Möglichkeit, die Problematik der heterogenen Energieproduktion von Wind- und Solarenergie in den Griff zu bekommen, stellt eine Forcierung der Energiespeicherung dar. Sofern eine chemische Speicherung in Form von gasförmigen Stoffen wie Methan oder Wasserstoff durchgeführt wird, spricht man von „Power-to-Gas“. Die Power-to-Gas-Technologien bzw. Systeme befinden sich im Moment am Beginn ihres Entwicklungsstadiums. Einzelne Pilot- und Demonstrationsanlagen wurden bereits in unterschiedlichen Größenordnungen realisiert bzw. konzipiert.

Kurzdarstellung zu Power-to-Gas und somit zur Systemintegration von Wasserstoff und synthetischem Methan:⁵⁶

Das System Power-to-Gas ist aktuell als ein zentraler Forschungsschwerpunkt des Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität Linz zu bezeichnen. Das Institut partizipiert federführend an mehreren Projekten zum Thema und koordiniert mit anderen Instituten die österreichische Forschungslandschaft, um eine Bündelung der nationalen Forschung zum System Power-to-Gas zu erreichen. Im Folgenden wird nach einem kurzen Überblick zum Grundschemata eine kompakte technologische Beschreibung des Systems gezeigt.

Das System Power-to-Gas umfasst im weitesten Sinn alle Technologien und Prozesse, in denen aus elektrischer Energie ein gasförmiger Energieträger erzeugt wird. Die Umwandlung beschränkt sich im Begriff Power-to-Gas somit auf die Erzeugung von Wasserstoff sowie von Methan – andere Umwandlungsformen von elektrischer Energie zu Kohlenwasserstoffen (wie beispielsweise zu

⁵⁶ Quelle: Tichler et al. (2012)

Methanol) sind eher dem Begriff Power-to-Fuel zuzuordnen. Eine internationale einheitliche Definition ist nach Kenntnis der Autoren bislang nicht vorhanden.

Zwei generelle Anwendungen des Power-to-Gas-Systems sind zu differieren:

1. Aus elektrischer Energie, die für die Elektrolyse von Wasserstoff verwendet wird, und aus Kohlendioxid wird synthetisches Methan hergestellt. Für diese Technologie wird elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern, die vor allem in Überschusszeiten aus Windkraft und Photovoltaik erzeugt wird, genutzt und in der Folge in Form von Methan gespeichert. Die Umwandlung von Wasserstoff (H₂) und Kohlendioxid (CO₂) zu Methan (CH₄) erfolgt in eigens entwickelten Anlagen.
2. Als Power-to-Gas kann allerdings auch ein System bezeichnet werden, das ausschließlich Wasserstoff aus elektrischer Energie produziert. Der Wasserstoff kann zudem gespeichert und insbesondere im Segment Verkehr direkt eingesetzt werden. Zudem kann Wasserstoff bis zu einem gewissen Anteil (aktuell in Österreich 4%) auch zu Erdgas beigemischt werden, sodass eine Anwendung des Wasserstoffs in allen energetischen Segmenten (Wärme, Strom, Verkehr) möglich wird.

Generell kann das Konzept Power-to-Gas als sehr flexibles System im Sinne einer Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten und unterschiedlichen Ausprägungen bezeichnet werden. Es ist darauf hinzuweisen, dass sich die Entwicklung des Power-to-Gas-Konzepts und insbesondere die Technologien zur Produktion von synthetischem Methan im Jahr 2012 im Anfangsstadium befinden (aktuell befinden sich Anlagen mit signifikanten Leistungsgrößen in Deutschland in der Errichtungsphase). Die technologische Forschung und Entwicklung sollte aus der Sicht des Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität Linz allerdings bereits zu Beginn mit systemischer Forschung einhergehen, insbesondere da es sich um Technologien handelt, die einen übergeordneten Nutzen für das Energiesystem schaffen können.

Generell können vier abgrenzbare Nutzen für das Energiesystem konstatiert werden, unter deren Definition wiederum verschiedene Lösungsstrategien für verschiedene Anwendungen verstanden werden können:

1. die Bereitstellung eines Langzeitspeichers für elektrische Energie und das damit verbundene verbesserte Management einer stark volatilen Stromproduktion;
2. die Verlagerung des Energietransportes vom Stromnetz zum Gasnetz und die damit verbundene geringere Intensität des Ausbaus der Netz-Infrastruktur;
3. die Möglichkeit zur Anhebung des Anteils erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor durch die Nutzung von synthetischem Methan (aber auch von Wasserstoff) aus erneuerbaren Quellen;
4. die Schaffung von autarken Energielösungen in topografisch schwierigen und abgelegenen Regionen für alle relevanten Energiesegmente: Strom, Wärme und Verkehr.

Darüber hinaus bestehen noch weitere Parameter, die eine weitere Forcierung der Entwicklung der Power-to-Gas-Systeme ermöglichen. Es wird eine zentrale Forschungsaufgabe der nächsten Monate und Jahre sein, sämtliche Optionen systemisch, betriebswirtschaftlich und volkswirtschaftlich zu bewerten, sodass

optimale Anwendungen inklusive neuer Geschäftsmodelle definiert werden können.

Technische Grundlagen von Power-to-Gas⁵⁷

Die Technologie Power-to-Gas bezeichnet wie bereits gezeigt folgende Umwandlungsketten:

- 1.) Erzeugung von Wasserstoff aus Strom und Wasser im Elektrolyseverfahren
- 2.) Erzeugung von synthetischem Methan aus Wasserstoff und CO₂ in der Methanisierung, Anknüpfung an ersten Umwandlungsprozess

Die Schlüsseltechnologie im Power-to-Gas-Ansatz ist die Elektrolyse, bei der mithilfe von elektrischer Energie Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Am häufigsten kommen alkalische Elektrolyseure und PEM-Elektrolyseure zum Einsatz, Hochtemperatur-elektrolyse befindet sich noch im Entwicklungsstadium. Alkalische Elektrolyseure sind kommerziell in hohen Leistungsklassen verfügbar und sind die am weitesten entwickelte Technologie. Für den Betrieb mit Strom aus stark fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen sind allerdings PEM-Elektrolyseure aufgrund ihres besseren dynamischen Verhaltens eher geeignet. Hauptprobleme der PEM-Technologie sind die Lebensdauer, hohe Investitionskosten und geringe Leistungsbereiche. Die Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“ gibt einen aktuellen Überblick über die Elektrolysetechnologien.

In Power-to-Gas-Anlagen zur Umwandlung von Strom in synthetisches Methan wird die CO₂-Methanisierung, auch genannt Sabatier-Prozess, eingesetzt. Im Gegensatz zur CO-Methanisierung, die in der Kohlevergasung Stand-der-Technik ist, ist die CO₂-Methanisierung noch in der Entwicklungsphase und wird in Pilotanlagen erstmals eingesetzt. Eine der technischen Herausforderungen ist dabei die Wärmeabfuhr und die Gewährleistung einer optimalen Reaktionstemperatur. Da bei der Methanisierung keine großen Schwankungen erwünscht sind, werden Wasserstoffspeicher eingesetzt.

Das Kohlendioxid für die Methanisierung kann aus fossilen Quellen (Kohlekraftwerk, industrielle Prozesse in Kalk- oder Zementproduktion) oder regenerativen Quellen (Biogasanlage, Kläranlage, Absorption aus Luft,...) stammen. Probleme bei erneuerbaren Kohlendioxidquellen stellen der schlechtere Wirkungsgrad bei Absorption aus der Luft bzw. die begrenzte Kapazität bei biogenen Abfällen dar.

Forschungsbedarf besteht in Hinblick auf das Zusammenspiel von Elektrolyse und Methanisierung und die Adaption der Methanisierungsanlage an verschiedene Leistungsgrößen.

Im System Power-to-Gas ergeben sich verschiedene Verwertungspfade für den erzeugten Wasserstoff bzw. das synthetische Methan. Eine Kopplung von Strom- und Gasnetz kann durch die Einspeisung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan erreicht werden. Eine derartige Power-to-Gas-Anlage ist bis jetzt noch nicht realisiert, allerdings sind in Deutschland einige Projekte zur

⁵⁷ Quelle: Tichler et al. (2012)

Wasserstoff- bzw. Methaneinspeisung aus Power-to-Gas in der Planungs- bzw. Errichtungsphase.

In Österreich kann nach der ÖVGW Richtlinie Wasserstoff bis zu 4 Vol-% und synthetisches Methan bis 96 Vol-% in das Erdgasnetz eingespeist werden. Wird die Grenze der maximalen Beimischung von Wasserstoff erreicht, so ist die Methanisierung als weiterer Umwandlungsschritt erforderlich. In der DVGW Innovationsoffensive wird derzeit die Wasserstofftoleranz der gesamten Gasinfrastruktur und der Verbraucher untersucht und eine eventuelle Erhöhung der Grenzwerte für Wasserstoff angedacht.

Eine weitere Anwendungsmöglichkeit ist die Rückverstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellen, wobei hier meist PEM-Brennstoffzellen verwendet werden. Diese sind ebenfalls noch in der Entwicklung und es treten Probleme mit Lebensdauer und geringen Kapazitäten auf.

4.3.3 Abwärme, Geothermie, Umgebungswärme

Abwärme⁵⁸

Für die Nutzung von industrieller und gewerblicher Abwärme spielt neben der Abwärmemenge vor allem der verfügbare Temperaturbereich eine entscheidende Rolle, da hohe Temperaturniveaus energetisch grundsätzlich besser verwertet werden können. Ein weiterer wesentlicher Vorteil der Abwärmeintegration in bestehende Systeme begründet sich in der Primärenergie- und in weiterer Folge in der CO₂-Einsparung. Generell sind als Hemmnis einer breiteren Integration von industrieller Abwärme in thermische Netze der hohe Investitionsbedarf zu nennen sowie eine teilweise geringe Übereinstimmung von Angebots- und Nachfragepotentialen.

Die Problematik in der Abschätzung der Potentiale liegt darin, dass kaum verfügbares Datenmaterial darüber vorhanden ist. So wurde im Jahr 2008 die (unveröffentlichte) Studie „*Potentialerfassung der industriellen Abwärmenutzung*“ des Landes Oberösterreich in Auftrag gegeben, in welcher ein technisches Potential von 1.000 MW_{th} im jährlichen Mittel an derzeit ungenutzter industrieller Abwärme auf einem Temperaturniveau über 30°C angegeben wird.

Um das österreichische Potential zu quantifizieren wurde 2012 eine Abwärmepotentialerhebung von der KPC (2012), im Auftrag des Lebensministeriums, durchgeführt. Für die Erhebung wurden die 1.450 wichtigsten Industrieunternehmen Österreichs befragt (Rücklaufquote bei 10%). Zusätzlich wurden eine Literaturrecherche und eine Auswertung der KPC-Datenbank, mit 950 bekannten Förderprojekten als Best-Practice-Beispielen, durchgeführt. Aus der Unternehmensumfrage ergab sich ein noch freies technisches Potential von über 6.000 GWh/a, wobei der Großteil (über 5.000 GWh/a) in einem Temperaturbereich bis 35°C liegt. Die größten Abwärmemengen wurden aus den Branchen Metall, Papier sowie der Branche Steine, Erden und Glas berichtet. Geografisch betrachtet meldeten die Bundesländer Oberösterreich, Steiermark, Niederösterreich und Tirol die größten Potenziale. Mithilfe aller Grunddaten wurde ein technisches Gesamtpotential von 15.000 GWh/a abgeschätzt, wobei hierbei nicht

⁵⁸ Zusätzlich wird soeben das Konzept Power-to-Heat entwickelt, in dem elektrische Energie in Form von Wärme gespeichert und genutzt wird. Im Kontext dieser Studie kann hierzu noch keine erweiterte Analyse erfolgen.

zwischen verschiedenen Temperaturniveaus unterschieden wird. Das berichtete Potenzial im Jahr 2012 entspricht einem Anteil am Gesamtenergiebedarf der Industrie in Österreich von 7,8 % (2012) und ca. 68% des österreichischen Fernwärmeverbrauchs 2011.

Geothermie

Die geothermale Energie wird in Österreich vorwiegend für die direkte Warmwassernutzung aber auch für die Fern- und Nahwärmeversorgung herangezogen. Die installierte Gesamtleistung an Wärme beträgt derzeit rund 93 MW (193 GWh) (Bliem et al. (2011)). Die Geothermie spielt für die Stromerzeugung eine vernachlässigbare Rolle. Für die Zukunft gibt es noch beträchtliches Ausbaupotenzial. Das reduzierte technische Potenzial kann mit 6.608 GWh (23,76 PJ) beziffert werden. Dabei ist jedoch anzumerken, dass sich die Nutzungsmöglichkeiten regional sehr unterschiedlich verteilen. Ein großes Potenzial besteht vor allem für Oberösterreich und Niederösterreich

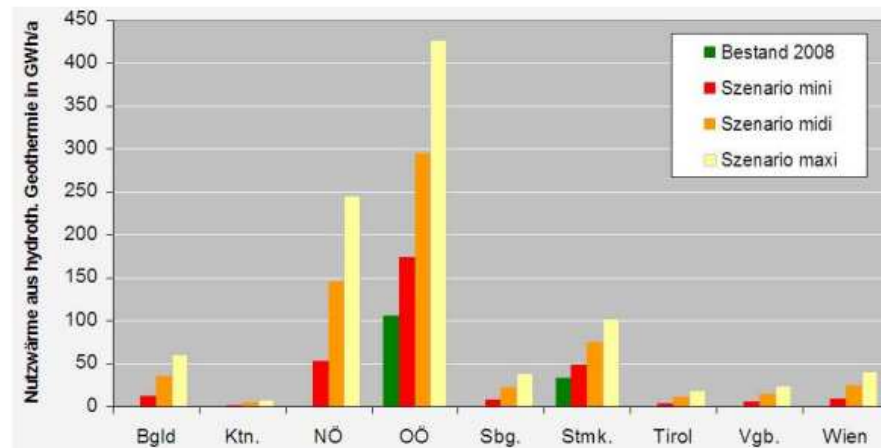


Abbildung 81: Geothermie - Derzeitiger Bestand und Potentiale bis 2020⁵⁹

Die Mittelfristig zu erschließenden Potentiale wurden wie folgt beziffert (Goldbrunner (2010)):

Steirisches Becken: 80 MW thermisch, 1,3 MW elektrisch

Wiener Becken: 200 MW thermisch

Oberösterreichisches Molassebecken: 150 MW thermisch, 10 MW elektrisch

Umgebungswärme

In der österreichischen Energiebilanz werden unter dem Bilanzträger „Umgebungswärme“ Wärme aus chemischen Prozessen, Energie aus Wärmepumpen, Geothermische Energie und Solarwärme geführt (Statistik Austria (2011c)). Im Jahr 2011 betrug der Bruttoinlandsverbrauch in dieser Sparte 3.689 GWh und der energetische Endverbrauch 3.502 GWh. In einer Potentialstudie des IHS wird von einem Anstieg der Endenergienutzung aus Umgebungswärme ausgegangen, wodurch der Energieertrag bis 2020 auf ca. 3.900 TWh/a anwachsen kann.

⁵⁹ Bliem et al. (2011)

5 ÖKOLOGISCHE WIRKUNGSANALYSE

In diesem Kapitel erfolgt die ökologische Wirkungsanalyse der in Kapitel 4 beschriebenen Szenarien. Diese bilden bei einem durchschnittlichen Wirtschaftswachstum von 1,5 % eine Fortschreibung bestehender Maßnahmen (WEM, with existing measures) bzw. eine Erreichung der 2020-Ziele (WAM, with additional measures) ab. Im Szenario Gas Wärme wird von einem zusätzlichen Shift von Öl zu Gas und von Stromheizungen zu Fernwärme ausgegangen. Das theor. Biomassenszenario unterlegt eine Substitution von Gas und Öl durch Biomasse und andere erneuerbare Energieträger im Bereich Raumwärme und Fernwärmeversorgung. Zu den Szenarien WEM und WAM finden sich detaillierte Emissionsanalysen zu allen Sektoren im Bericht „GHG Projections and Assessment of Policies and Measures in Austria“ (Umweltbundesamt 2013e).

5.1 Vergleich der Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen im Bereich Raumwärme

Die Untersuchung der Auswirkungen der Raumwärmebereitstellung auf die Umwelt erfolgt anhand von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen. Dabei werden die Emissionen von CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO₂ und Staub (Gesamtstaub (TSP) und Staub <10 µm (PM10)) untersucht, wobei die Treibhausgase CO₂, CH₄ und N₂O gemeinsam als Treibhausgase (THG) bzw. CO₂-Äquivalent angegeben werden.

Die Unterteilung des Kapitels folgt der Logik der österreichischen Luftschadstoffinventur und der österreichischen Klimastrategie. Hierbei werden die energetischen Emissionen der Bereiche Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft zum Sektor Raumwärme und sonstiger Kleinverbrauch zusammengefasst, wobei der sonstige Kleinverbrauch in diesem Kapitel nicht betrachtet wird (s. auch Kapitel 3.1.5). Die Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung werden dem Sektor Energieaufbringung zugerechnet. Abschließend wird noch ein Überblick über die Effekte der Szenarien im gesamten Raumwärmebereich inkl. Fernwärme gegeben.

5.1.1 Raumwärme (exkl. Fernwärme)

Zur Berechnung der Emissionen der vier Szenarien (WEM, WAM, Gas Wärme und theor. Biomasse) wurden die aktuellen brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren der OLI aus dem letztverfügbarem Jahr 2011 für den Zeitraum 2010 bis 2030 konstant angenommen (UMWELTBUNDESAMT 2013b,d).

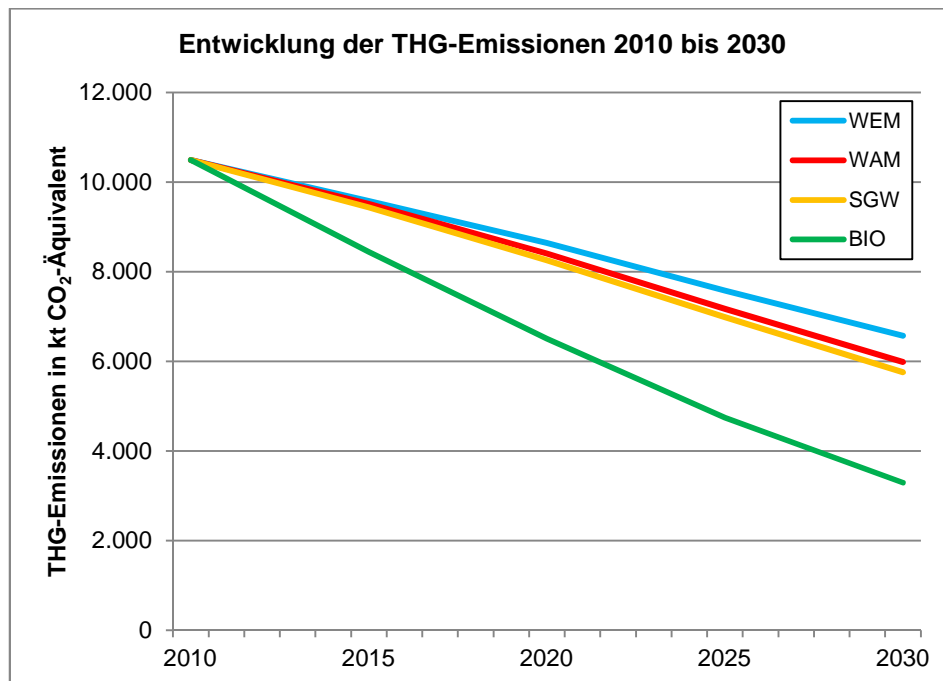


Abbildung 82: Entwicklung der THG-Emissionen 2010 bis 2030. (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013a,b, Berechnung).

Die THG-Emissionen sinken bei bestehenden Maßnahmen im WEM bis 2030 gegenüber 2010 bereits um 37 %. Der rückläufige Einsatz von fossilen Energieträgern (Kohle: -72 %, Öl: -56 %, Gas: -16 %), die Zuwächse bei Umgebungswärme (+66 %) sowie der insgesamt sinkende energetische Endverbrauch (-23 %) sind hierfür maßgeblich.

Im WAM wirken diese Faktoren auf Grund der Umsetzung weiterer möglicher Maßnahmen im Bereich Klimaschutz und Energieeffizienz verstärkt, die THG-Emissionen werden um 43 % gegenüber 2010 reduziert.

Die kontinuierlich steigende Substitution von Öl durch Erdgas im **Szenario Gas Wärme** bewirkt eine geringfügige Verbesserung gegenüber dem WAM, da Erdgas gegenüber Öl um etwa ein Viertel geringere spezifische THG-Emissionen verursacht. Insgesamt sinken die THG-Emissionen im Szenario Gas Wärme im Vergleich zum Basisjahr 2010 um 45 %.

Im **theor. Szenario Biomasse** werden die fossilen Energieträger Gas und Öl sukzessive durch biogene Energieträger oder andere nicht fossile Energieformen (Umgebungswärme) ersetzt. Daraus resultiert eine Reduktion der THG-Emissionen bis 2030 um 69 % auf Grund der klimaneutralen Bewertung von biogenen CO₂-Emissionen sowie in geringerem Ausmaß der Verschiebung von Emissionen in den Sektor Industrie (Wärmepumpen-Strom). Einen Überblick über die THG-Emissionsentwicklung gibt Abbildung 82.

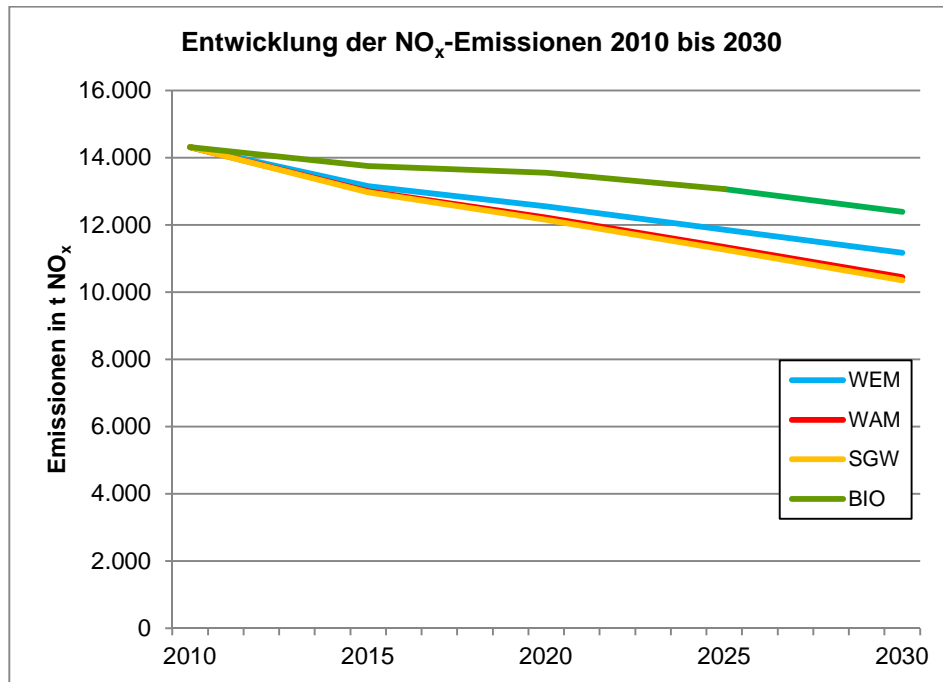


Abbildung 83: Entwicklung der NO_x-Emissionen 2010 bis 2030. (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013a,d, Berechnung).

Die NO_x-Emissionen sinken bei bestehenden Maßnahmen im WEM bis 2030 gegenüber 2010 um 22 % und somit knapp geringer als der energetische Endverbrauch (-23%). Im WAM kann der Rückgang der NO_x-Emissionen im Vergleich zu 2010 auf 27 % weiter gesteigert werden.

Die um rund 18 % niedrigeren spezifischen NO_x-Emissionen von Erdgas gegenüber Öl bewirken im **Szenario Gas Wärme** eine gesamte Reduktion der NO_x-Emissionen um 28 % bis 2030 gegenüber dem Vergleichsjahr 2010.

Der starke Einsatz von biogenen Energieträgern (+22 %) als Substitution für Erdgas, Kohle und Öl im **theor. Szenario Biomasse** hat bedingt durch 2,8 bis 3,5fache spezifische NO_x-Emissionen zur Folge, dass die absoluten NO_x-Emissionen nicht im selben Ausmaß wie der gesamte energetische Endverbrauch sinken, sondern von 2010 bis 2030 lediglich um 13 % gegenüber 2010 zurückgehen (siehe Abbildung 83).

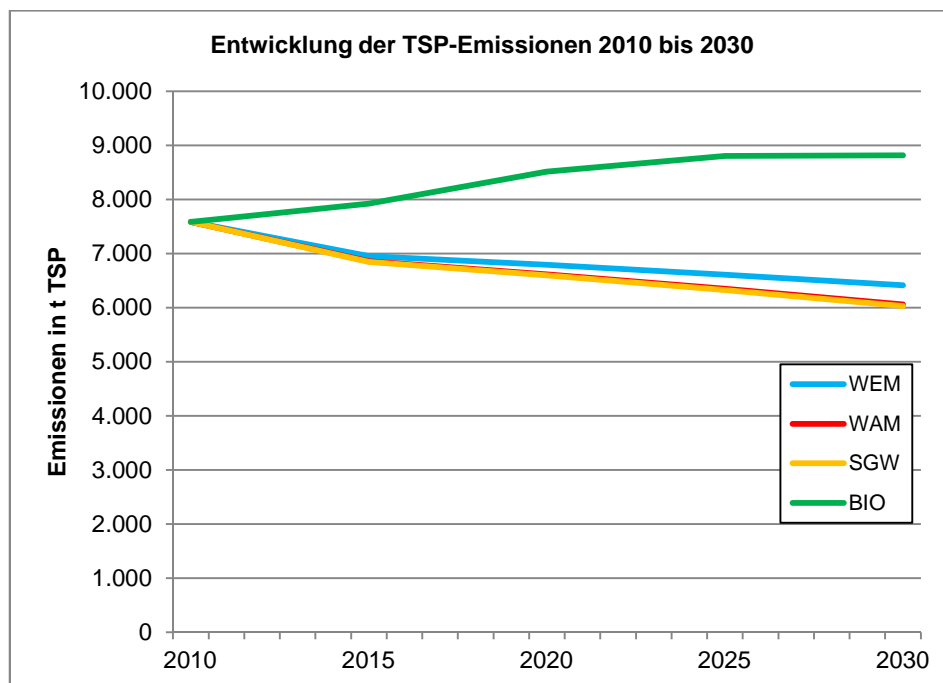


Abbildung 84: Entwicklung der TSP-Emissionen 2010 bis 2030. (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013a,d, Berechnung).

Die TSP-Emissionen sind im WEM mit -15 % gegenüber 2010 im Jahr 2030 rückläufig, jedoch auf Grund der relativen Verschiebung zu Biomasse in geringerem Ausmaß als die Reduktion des energetischen Endverbrauches (-23 %).

Im WAM können die Brennstoffeinsätze von Biomasse durch Effizienzmaßnahmen weiter verringert werden, sodass die TSP-Emissionen bis 2030 um 20 % gegenüber dem Basisjahr 2010 zurückgehen.

Die spezifischen TSP-Emissionen von Erdgas betragen nur rund ein Sechstel jener von Öl, wodurch es im **Szenario Gas Wärme** durch Substitutionseffekte zu einer leichten Verbesserung in Relation zum WAM kommt. Der Effekt auf die Gesamtemissionen ist auf Grund der vergleichsweise hohen spezifischen TSP-Emission der Biomasseverbrennung gedämpft – Der Rückgang im Szenario Gas Wärme gegenüber dem Basisjahr 2010 beträgt bis 2030 nur 21 %.

Der absolute energetische Endverbrauch von Biomasse wird im **theor. Szenario Biomasse** um 22 % gegenüber 2010 höher angenommen. Die spezifischen TSP-Emissionen von Biomasse sind um rund 30fach so hoch wie jene von Öl und um etwa das 200fach so hoch wie jene von Erdgas. Unter Berücksichtigung der Verschiebungen zu anderen Sektoren (Wärmepumpen-Strom) und Energieeffizienzmaßnahmen ergibt sich eine Steigerung der TSP-Emissionen bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 2010 von 16 %. Technologische Fortschritte bei der Biomasse-Verbrennungstechnik, verstärkte Nutzung von standardisierten biogenen Brennstoffen, Vermeidung von Fehlbedienung durch Automatisierung des Verbrennungsprozesses, Nutzerunterstützung bei manuell betriebenen Biomasse-Heizgeräten, die Emissionswirkung strengerer Zulassungskriterien beim Inverkehrbringen von Biomasse-Heizgeräten und die Umsetzung der wiederkehrenden Überprüfung von Emissionswerten im Betrieb bei allen Biomasse-Heizgeräten sind nicht abgebildet. Diese Faktoren haben ein Potenzial zur Emissionsminderung.

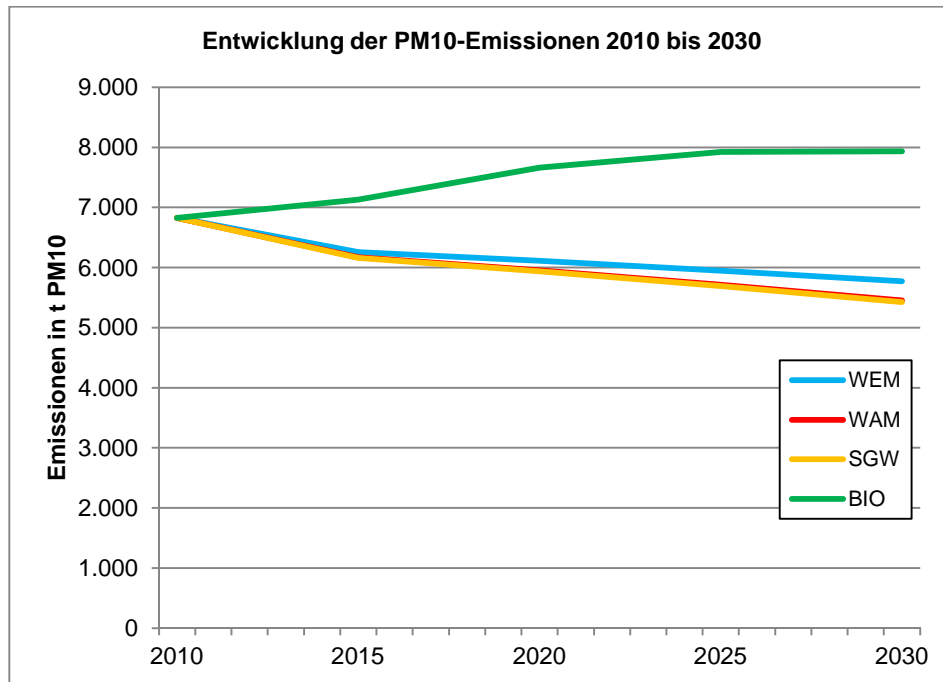


Abbildung 85: Entwicklung der TSP-Emissionen 2010 bis 2030. (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013a,d, Berechnung).

Die spezifischen PM10-Emissionen sind eine Teilfraktion des Gesamtstaubs und werden in der OLI (Umweltbundesamt 2013d) für die betrachteten Brennstoffe für Verbrennungsprozesse pauschal mit 90 % der TSP-Emissionen angenommen.

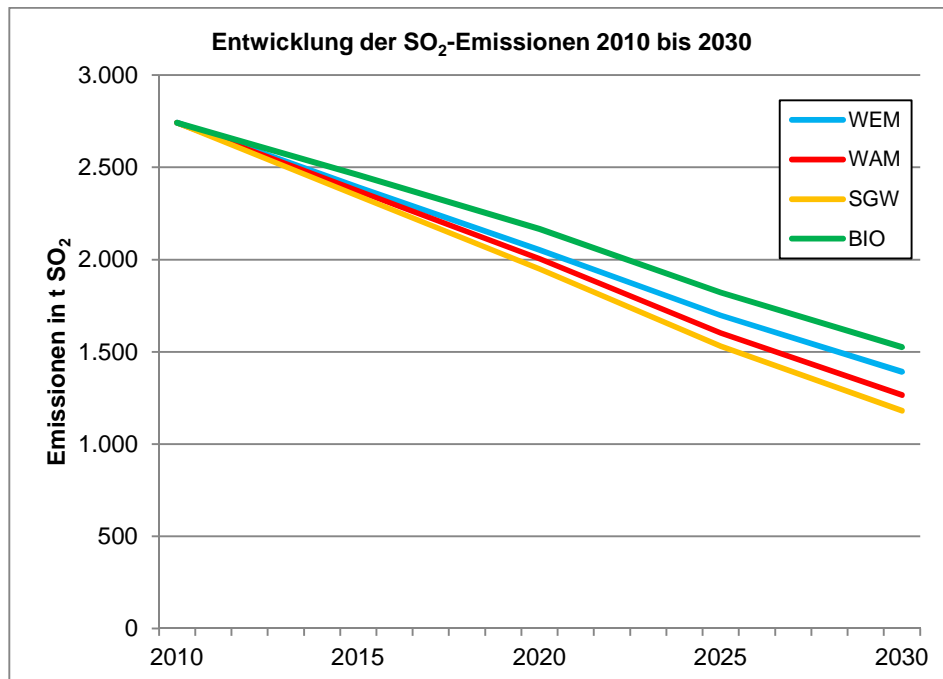


Abbildung 86: Entwicklung der SO₂-Emissionen 2010 bis 2030. (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013a,d, Berechnung).

Die Entwicklung der SO₂-Emissionen 2010 bis 2030 ist in allen Szenarien rückläufig. Im WEM ist diese Veränderung bei -49 % gegenüber 2010 bedingt durch

die relative Verschiebung des energetischen Endverbrauches zu Gas, welches keine SO₂-Emissionen verursacht, und den Rückgang des Brennstoffeinsatzes von Öl und Kohle. Im WAM bewirken die zusätzlichen Maßnahmen für Energieeffizienz und Klimaschutz ebenfalls eine Reduktion der SO₂-emissionsrelevanten Energieeinsätze von Kohle, Öl und Biomasse. Die SO₂-Emissionen sinken im Vergleichszeitraum im WAM von 2010 bis 2030 um 54 % ab.

Das **Szenario Gas Wärme** hat die geringsten SO₂-Emissionen, da von starker Marktdurchdringung von Erdgas im Raumwärmebereich inkl. Fernwärme ausgegangen wird und handelsübliches, schwefelarmes Erdgas praktisch SO₂-frei verbrennt. Daraus resultieren um 57 % geringere Emissionen im Szenario Gas Wärme im Jahr 2030 gegenüber dem Basisjahr 2010.

Die umfassende Substitution von Erdgas und Öl durch biogene Energieträger im **theor. Szenario Biomasse** führt zu einer Emissionserhöhung gegenüber dem WEM, da die spezifischen SO₂-Emissionen von Biomasse rund 1,5fach so hoch wie jene von Öl sind und Biomasse bei Substitution von Erdgas zusätzliche Emissionen verursachen. Insgesamt sinken die SO₂-Emissionen im theor. Szenario Biomasse von 2010 bis 2030 um 44 % ab (siehe Abbildung 86).

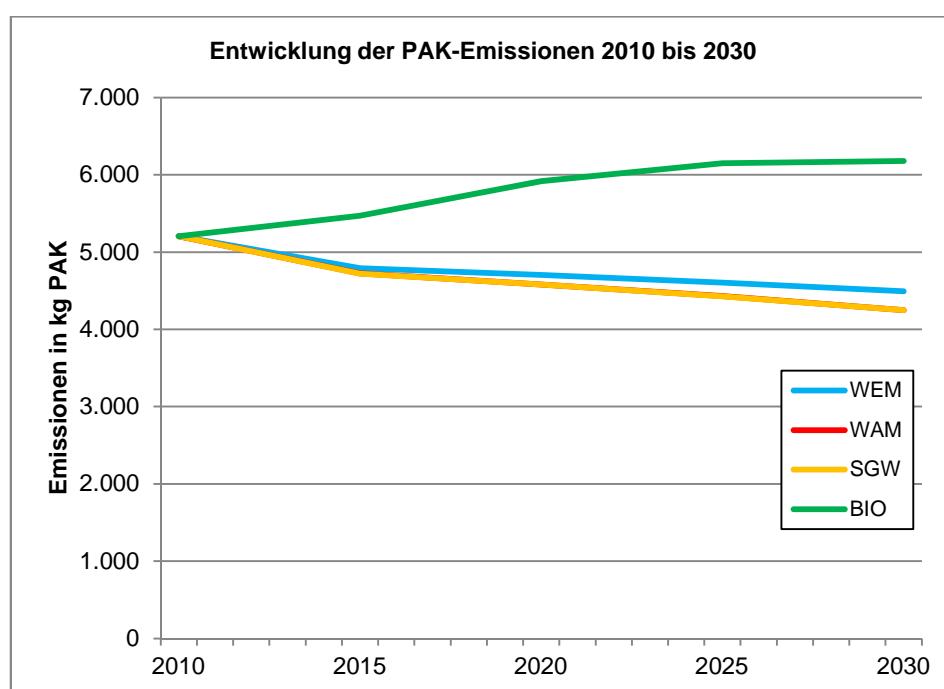


Abbildung 87: Entwicklung der PAK-Emissionen 2010 bis 2030. (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013a,d, Berechnung).

Die PAK-Emissionen sind im WEM mit -14 % gegenüber 2010 im Jahr 2030 rückläufig, jedoch auf Grund der relativen Verschiebung zu Biomasse in geringerem Ausmaß als die Reduktion des energetischen Endverbrauches (-23 %).

Im WAM können die Brennstoffeinsätze von Biomasse durch Effizienzmaßnahmen weiter verringert werden, sodass die PAK-Emissionen bis 2030 um 18 % gegenüber dem Basisjahr 2010 zurückgehen.

Die spezifischen PAK-Emissionen von Erdgas betragen nur rund ein Achtel jener von Öl, wodurch es im **Szenario Gas Wärme** durch Substitutionseffekte in Richtung Gas zu einer leichten Verbesserung in Relation zum WAM kommt.

Der Effekt auf die Gesamtemissionen ist auf Grund der hohen spezifischen PAK-Emission der Biomasseverbrennung im Gesamtergebnis jedoch kaum sichtbar. Der Rückgang im Szenario Gas Wärme gegenüber dem Basisjahr 2010 beträgt bis 2030 weiterhin 18 %.

Der absolute energetische Endverbrauch von Biomasse ist im **theor. Szenario Biomasse** um 22 % gegenüber 2010 höher. Die spezifischen PAK-Emissionen von Biomasse sind rund 260fach so hoch wie jene von Öl und in etwa 1.900fach so hoch wie jene von Erdgas. Unter Berücksichtigung der Verschiebungen zu anderen Sektoren (Wärmepumpen-Strom) und Energieeffizienzmaßnahmen ergibt sich eine Steigerung der PAK-Emissionen bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 2010 von 19 %. Die Berechnungsmethodik lässt jedoch potenziell emissionsenkende Faktoren wie Technologieentwicklung, Automatisierung von Kleinf Feuerungen und mögliche Verschärfungen bei Zulassung und Überprüfung unberücksichtigt.

5.1.2 Fernwärmeaufbringung

Die Emissionen der Fernwärmeproduktion für die in Kapitel 4 beschriebenen Szenarien wurden analog zu der im Kapitel 3.1.5 erläuterten Methodik berechnet. Hierbei wurde für KWK-Anlagen wieder die Brennstoffmehraufwandsmethode verwendet. Die Emissionsfaktoren der verschiedenen Brennstoffe, die in den KWK-Anlagen und Heizwerken zur Erzeugung von Fernwärme eingesetzt werden, wurden bis 2030 konstant angenommen. Da aber die Brennstoffe, die zur Fernwärmeproduktion eingesetzt werden, je nach Szenario bis 2030 eine unterschiedliche Entwicklung zeigen und somit im Jahr 2030 in den vier Szenarien unterschiedliche Anteile an der Fernwärmeproduktion haben (s. Kapitel 4.1), ändern sich die Emissionsfaktoren für die Fernwärmeerzeugung je nach Szenario und Luftschadstoff unterschiedlich. Die Emissionsfaktoren sind österreichische Durchschnittsfaktoren. Die Emissionen eines bestimmten Fernwärmenetzes hängen sehr stark von den eingesetzten Brennstoffen und Schadstoffminderungstechnologien ab und sind in den Szenarien nicht abgebildet.

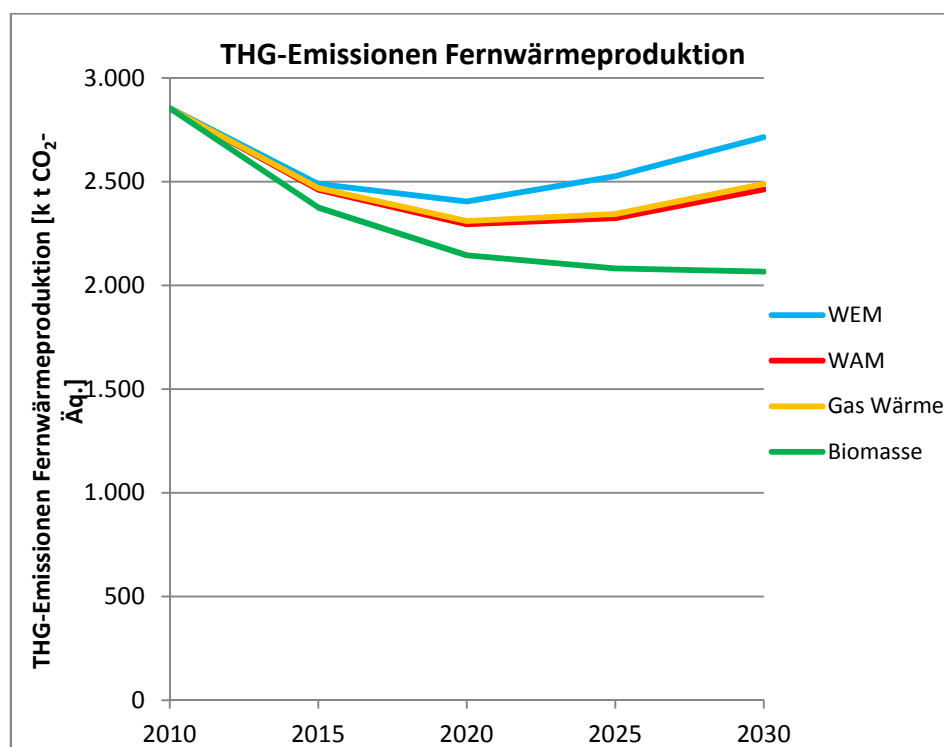


Abbildung 88: THG-Emissionen aus der Fernwärmeproduktion in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013b, eigene Berechnungen)

Die Treibhausgasemissionen, die bei der Produktion von Fernwärme entstehen (s. Abbildung 88), gehen in allen Szenarien bis 2020 stark zurück und steigen – mit Ausnahme des theor. Biomasseszenarios – bis 2030 wieder an. Im Energiesektor bewirkt das Wirtschaftswachstum und die Stromnachfrage (im Gegensatz zum Raumwärmesektor) nach 2020 einen Wiederanstieg des Energieverbrauchs. Der Rückgang bis 2020 ist auch auf die Verdrängung der fossilen Brennstoffe durch das Ökostromgesetz, welches als Ziel bei Biomasseanlagen (inkl. Biogas) den zusätzlichen Ausbau einer Kapazität von 200 MW_e vorsieht, zurückzuführen, wobei eine Erreichung der Ziele des Ökostromgesetzes bis 2020 angenommen wird. Der Trend wird bis 2030 teilweise wieder zurückgenommen, da alte, nicht wirtschaftliche Biomasseanlagen zum Teil außer Betrieb gehen werden.

Das **Szenario Gas Wärme** unterscheidet sich bezüglich der Treibhausgase, die bei der Fernwärmeerzeugung emittiert werden, nur sehr geringfügig vom Szenario WAM, da die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien im Energiesektor durch etwas mehr Gas für Fernwärme gekennzeichnet ist (s. Kapitel 4.1.3). Der Effekt durch die gegenüber WAM steigende Fernwärmeproduktion beträgt +15 kt CO₂e im Jahr 2020 und im Jahr 2030 +27 kt CO₂e.

Im **theor. Szenario Biomasse** wird gegenüber dem Szenario WAM eine Reduktion um ca. 150 kt CO₂e 2020 und ca. 400 kt CO₂e 2030 erzielt. Es verbleiben in diesem Szenario im Jahr 2030 Emissionen zur Fernwärmeaufbringung von knapp über 2 Mio. t CO₂e, im Szenario Gas Wärme von knapp 2,5 Mio. t CO₂e.

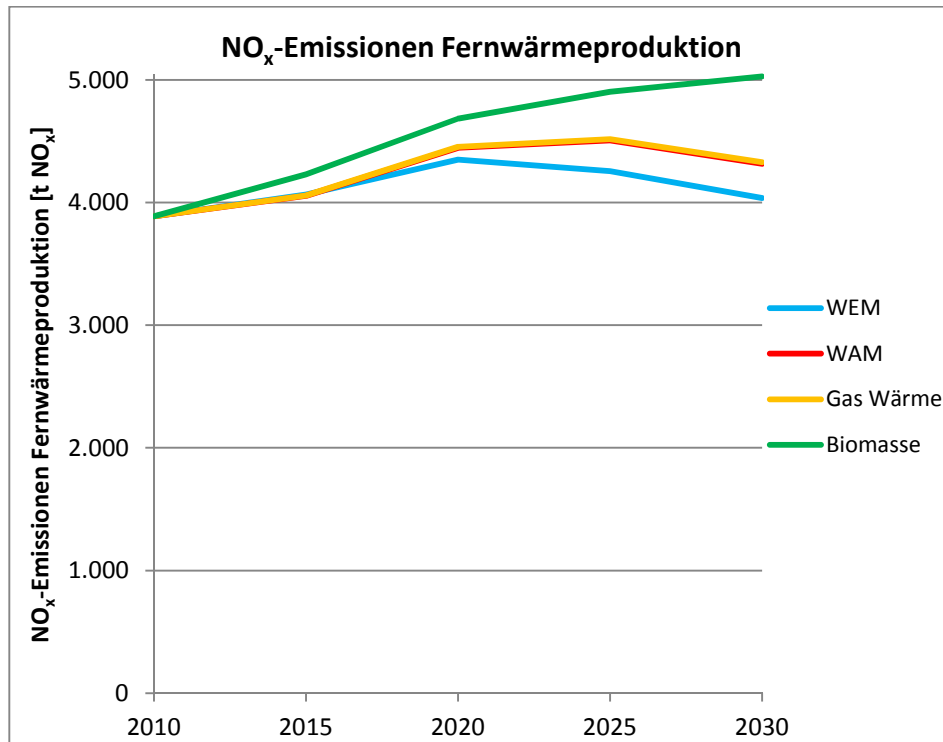


Abbildung 89: NO_x-Emissionen aus der Fernwärmeproduktion in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

Die NO_x-Emissionen (s. Abbildung 89) zeigen bei der Fernwärmeaufbringung größtenteils entgegengesetzte Tendenzen zu den Treibhausgasen: sie steigen bis 2020 an und gehen danach – mit Ausnahme des theor. Biomasseszenarios – wieder zurück.

Im **Szenario Gas Wärme** steigen die NO_x-Emissionen von 2010 bis 2020 um 15 % an. Ab 2020 ist ein Rückgang zu beobachten, der dem Umstand geschuldet ist, dass Erdgas in der Fernwärmeversorgung nach Rückgängen bis 2020 wieder auf Kosten von Biomasse und Öl an Bedeutung gewinnt. Gegenüber dem Szenario WEM kommt es im Jahr 2030 zu einer Zunahme von ca. + 300 t NO_x, weil Biomasse bei der Fernwärmeerzeugung eine größere Rolle spielt.

Im **theor. Szenario Biomasse** steigen die NO_x-Emissionen bis 2030 deutlich (+ 29 %) an. Gegenüber dem Szenario Gas Wärme kommt es zu einer Emissionszunahme um 230 t NO_x im Jahr 2020 und um 700 t NO_x (+16 %) im Jahr 2030. Im Vergleich zum Szenario WEM wächst der Schadstoffausstoß um ca. 1.000 t NO_x.

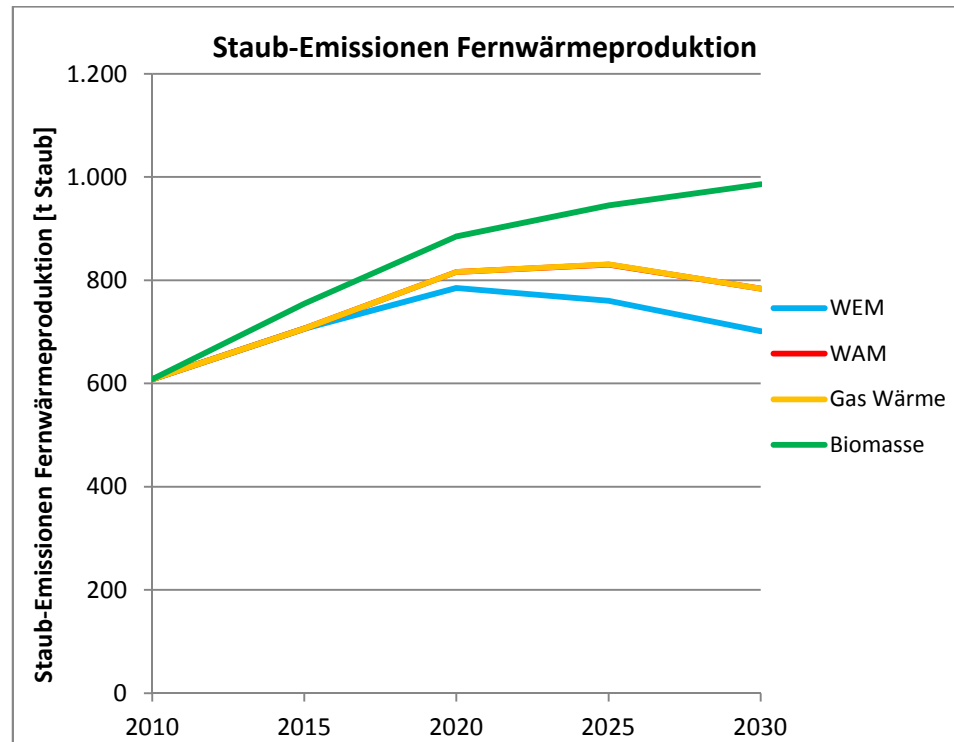


Abbildung 90: Staub-Emissionen aus der Fernwärmeproduktion in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

Die Staubemissionen bei der Fernwärmeaufbringung zeigen ein ähnliches Bild wie die NO_x-Emissionen: Es kommt in den Szenarien WEM, WAM und Gas Wärme zu einem Anstieg bis 2020 und danach wieder zu einem Rückgang der Emissionen. Lediglich das theor. Szenario Biomasse steigt bis 2030 weiter an.

Im **Szenario Gas Wärme** beträgt der Emissionszuwachs bis 2020 34 % und bis 2030 29 % – jeweils im Vergleich zu 2010. Der Anstieg von 2010 auf 2030 ist wiederum darauf zurückzuführen, dass vermehrt Biomasse bei der Fernwärmeproduktion eingesetzt wird. Im Vergleich zum Szenario WEM nehmen die Emissionen im Jahr 2020 um 31 t und im Jahr 2030 um 83 t TSP zu.

Im **theor. Szenario Biomasse** wird eine Umwälzung bei der Fernwärmeerzeugung angenommen, die auch im städtischen Bereich den Ausbau von Biomasseanlagen vorsieht. Aufgrund der höheren spezifischen Emissionen der Fernwärmeproduktion auf Basis von Biomasse nehmen die Staubemissionen der Erzeugung von Fernwärme bis 2020 um 45 % zu, danach folgt ein weiterer Anstieg um insgesamt ca. 60 % von 2010 bis 2030. Im Vergleich zum Szenario WEM ist der Unterschied im Jahr 2030 285 t Staub, im Vergleich zum Szenario Gas Wärme ca. 200 t. Für Biomasseanlagen können durch die Verordnung von strengen Grenzwerten und damit einhergehend die Installation von effektiven Rauchgasminderungstechnologien insbesondere im städtischen Bereich und in Sanierungsgebieten nach dem Immissionsschutzgesetz-Luft (BGBl. I Nr. 115/1997 i. d. g. F.) die Emissionen weiter verringert werden.

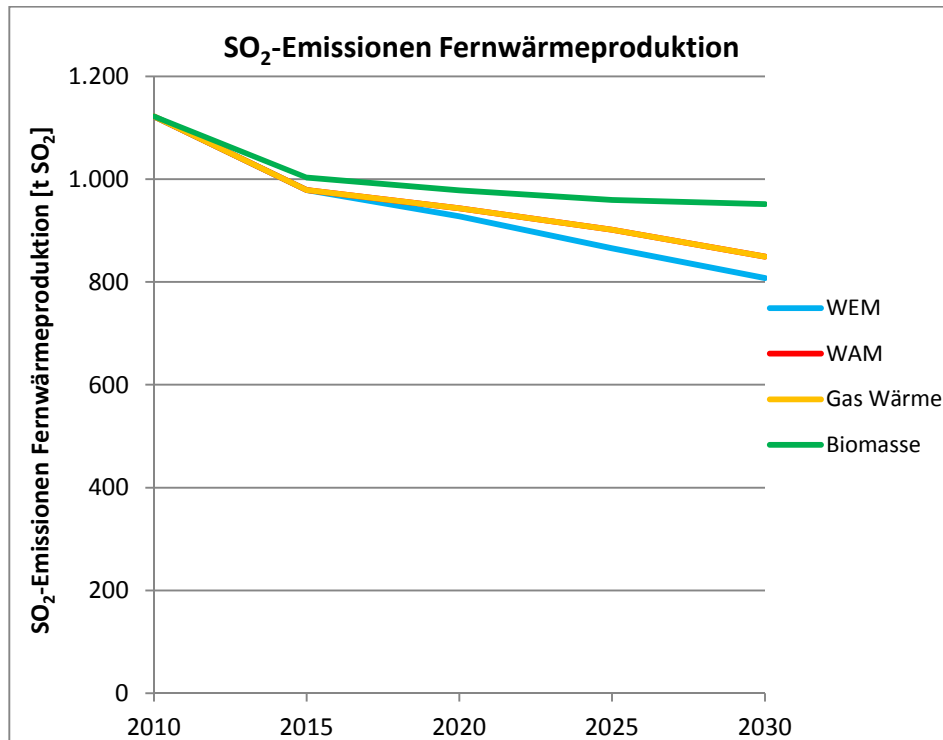


Abbildung 91: SO₂-Emissionen aus der Fernwärmeproduktion in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

Im Gegensatz zu den Emissionen von Staub ist bei den Emissionen von Schwefeldioxid (s. Abbildung 90) neben Biomasse auch Öl für einen Gutteil des Ausstoßes verantwortlich. Da der Beitrag von Öl zur Fernwärmeerzeugung in allen Szenarien von 5,2 PJ auf 1,7 PJ 2020 und deutlich unter 1 PJ 2030 stark zurückgeht, sinken auch die Emissionen von SO₂ in allen Szenarien.

Bis 2020 wird im **Szenario Gas Wärme** ein Rückgang der Schwefeldioxidemissionen um 16 % verzeichnet. Bis 2030 fällt die ermittelte Reduktion mit -24 % noch stärker aus. Verglichen mit dem Szenario WEM kommt es im Jahr 2030 zu einem Anstieg um 42 t SO₂.

Im **theor. Szenario Biomasse** sind die Rückgänge der SO₂-Emissionen nicht so ausgeprägt wie im Szenario Gas Wärme. Von 2010 bis 2030 nehmen die Emissionen um 15 % ab. Anders als bei den Staub- und NO_x-Emissionen kommt es aber bei den SO₂-Emissionen auch in diesem Szenario zu kontinuierlichen Rückgängen. Allerdings sind die Emissionen verglichen mit dem Szenario WEM im Jahr 2030 um ca. 140 t höher. Gegenüber dem Szenario Gas Wärme kommt es zu einem Emissionsanstieg im Jahr 2030 von 12 % (+ 100 t SO₂).

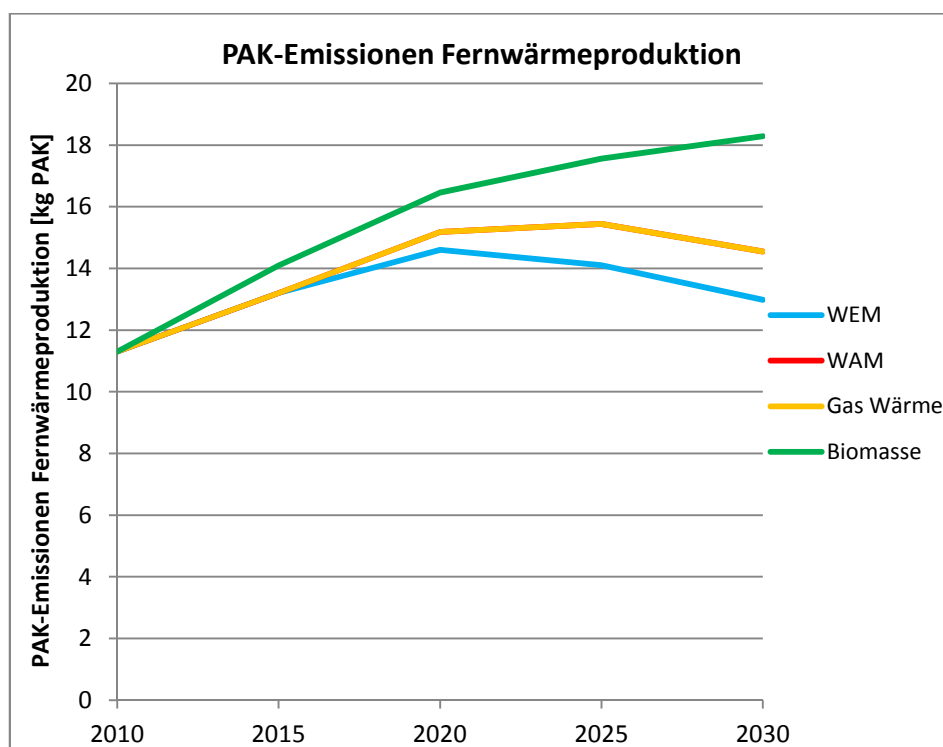


Abbildung 92: PAK-Emissionen aus der Fernwärmeproduktion in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

Die PAK-Emissionen bei der Fernwärmeaufbringung verlaufen ähnlich wie die Staub- und die NO_x-Emissionen: Es kommt in allen Szenarien zu einem Anstieg bis 2020 bzw. 2025. Während die Emissionen in den Szenarien WEM, WAM und Gas Wärme danach wieder sinken, steigen sie im theor. Szenario Biomasse bis 2030 weiter an. Allerdings sind die PAK-Emissionen aus der Fernwärmeproduktion bei allen Szenarien im Vergleich zu den Emissionen aus den Einzelfeuerungen unbedeutend.

Im **Szenario Gas Wärme** nehmen die Emissionen an polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen bis 2020 um 34 % und bis 2030 um 29 % zu – jeweils im Vergleich zu 2010. Der Anstieg ist durch den zunehmenden Einsatz von Biomasse bedingt. Weil im Szenario Gas Wärme von 2025 bis 2030 der Verbrauch von biogenen Brennstoffen in KWK-Anlagen sinkt, nimmt auch der Ausstoß an PAK ab. Im Vergleich zum Szenario WEM nehmen die Emissionen im Jahr 2020 um 0,6 kg und im Jahr 2030 um 1,6 kg PAK zu.

Im **theor. Szenario Biomasse** steigen aufgrund der höheren spezifischen Emissionen der biogenen Fernwärmeproduktion die PAK-Emissionen bis 2020 um 46 % und weiter bis 2030 um insgesamt 62 % gegenüber 2010. Im Vergleich zum Szenario WEM beträgt die Zunahme im Jahr 2030 5,3 kg PAK, im Vergleich zum Szenario Gas Wärme 3,7 kg.

5.1.3 Raumwärme (inkl. Fernwärmeaufbringung)

In diesem Kapitel werden die gesamten mit der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Österreich in den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft verbundenen Emissionen dargestellt. Aus methodischen

Gründen ist die gesamte Fernwärmeaufbringung inkludiert, sodass bei diesem Energieträger auch andere Verwendungszwecke und Sektoren erfasst sind. Die dadurch bedingte Unschärfe ist jedoch wie im Kapitel 3.1.4 dargestellt gering.

Die Gegenüberstellung der vier Szenarien in Bezug auf den Ausstoß von Treibhausgasen, Staub, NO_x und SO₂ ist in Abbildung 93 bis Abbildung 95 zu sehen.

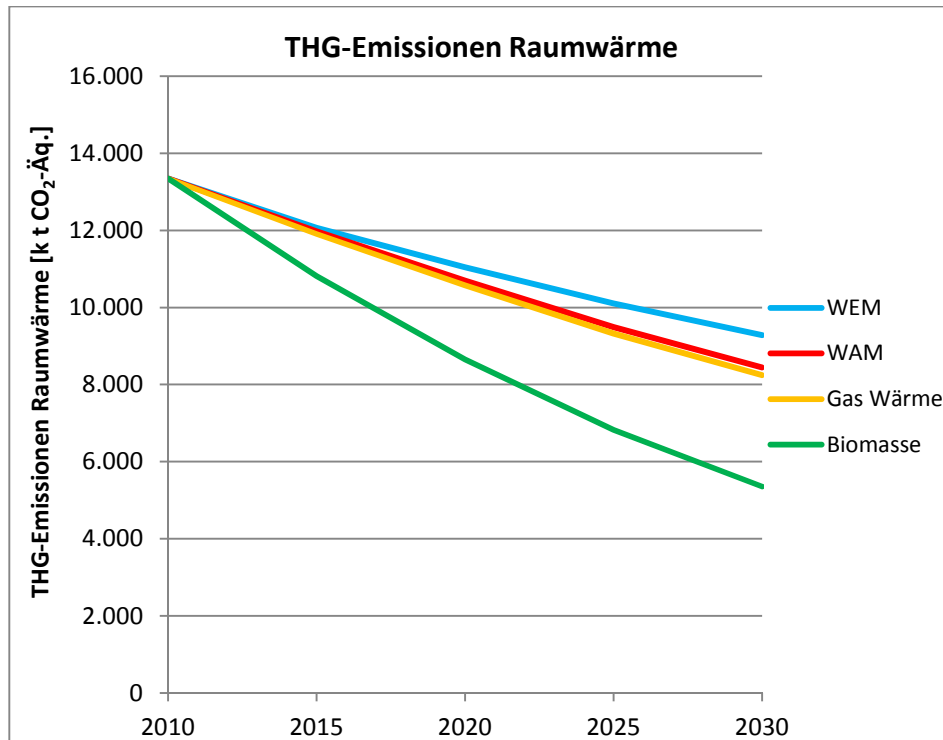


Abbildung 93: Treibhausgasemissionen für die Raumwärmebereitstellung in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013b, eigene Berechnungen)

Bereits mit den bestehenden Maßnahmen (Szenario WEM) kann eine deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen um 30 % von 2010 bis 2030 erreicht werden. Im Szenario WAM ist gegenüber 2010 eine Reduktion der THG-Emissionen um mehr als ein Drittel auf ca. 8,4 Mio. t CO₂e abgebildet.

Im **Szenario Gas Wärme** wurde vorwiegend eine verstärkte Umstellung von Heizölkesseln auf Erdgas untersucht. Insgesamt können die THG-Emissionen im Raumwärmebereich (inkl. Fernwärme) gegenüber dem Szenario WAM um ca. 200.000 t CO₂e und im Vergleich zum Szenario WEM um über 1 Mio. t CO₂e im Jahr 2030 reduziert werden. Der relativ geringe Effekt gegenüber dem Szenario WAM ist darauf zurückzuführen, dass schon in diesem Szenario im Jahr 2030 nur mehr ein kleiner Teil der Emissionen aus Heizölkesseln stammt.

Durch die weitgehende Umstellung der Wärmeversorgung auf nicht fossile, vorwiegend biogene Energieträger kann eine deutliche Reduktion der THG-Emissionen erzielt werden. Im **theor. Szenario Biomasse** werden die THG-Emissionen im Bereich Raumwärme (inkl. Fernwärme) bis 2020 um über 2 Mio. t CO₂ gegenüber WAM reduziert und bis 2030 um über 3 Mio. t CO₂. Insgesamt beträgt der Rückgang in diesem Szenario bis 2030 gegenüber dem Jahr 2010 60 %.

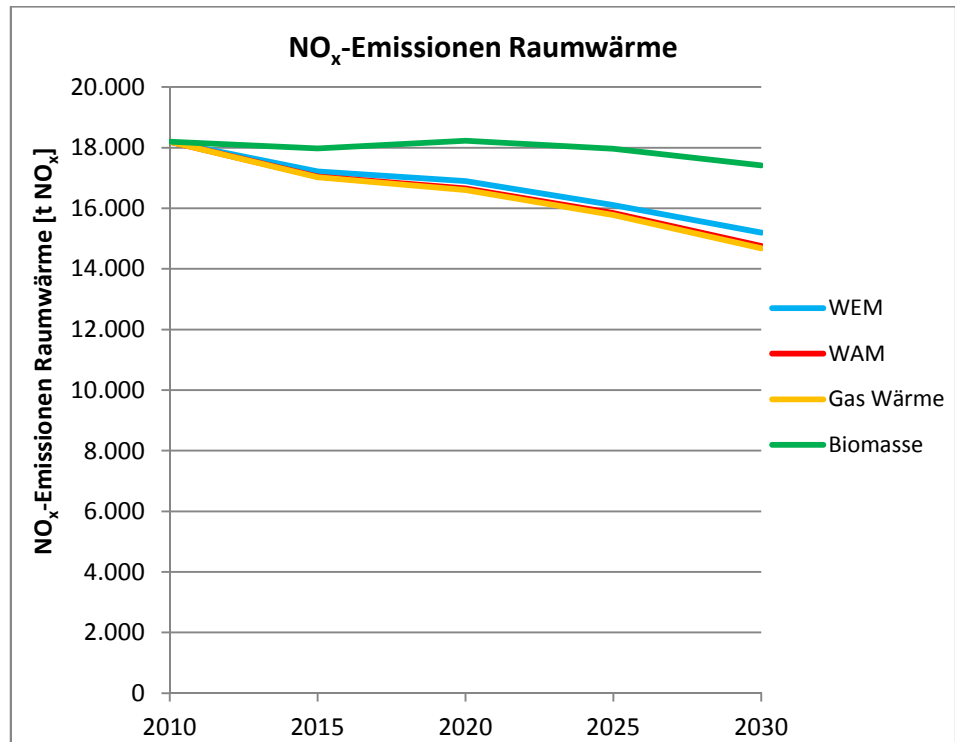


Abbildung 94: NO_x-Emissionen für die Raumwärmebereitstellung in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

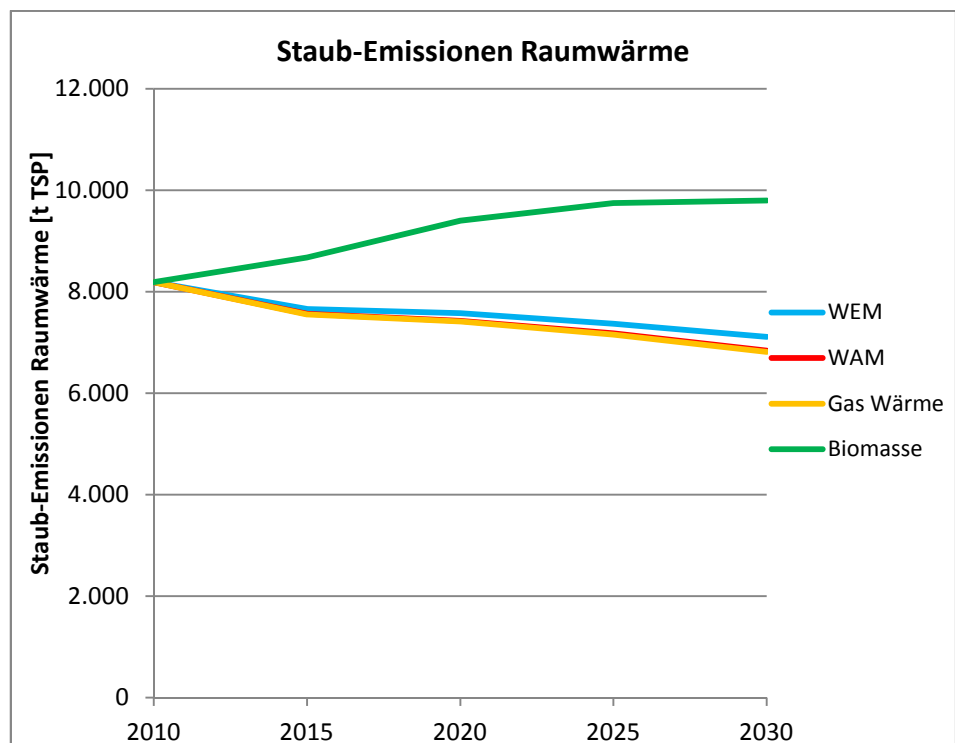


Abbildung 95: Staub-Emissionen für die Raumwärmebereitstellung in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

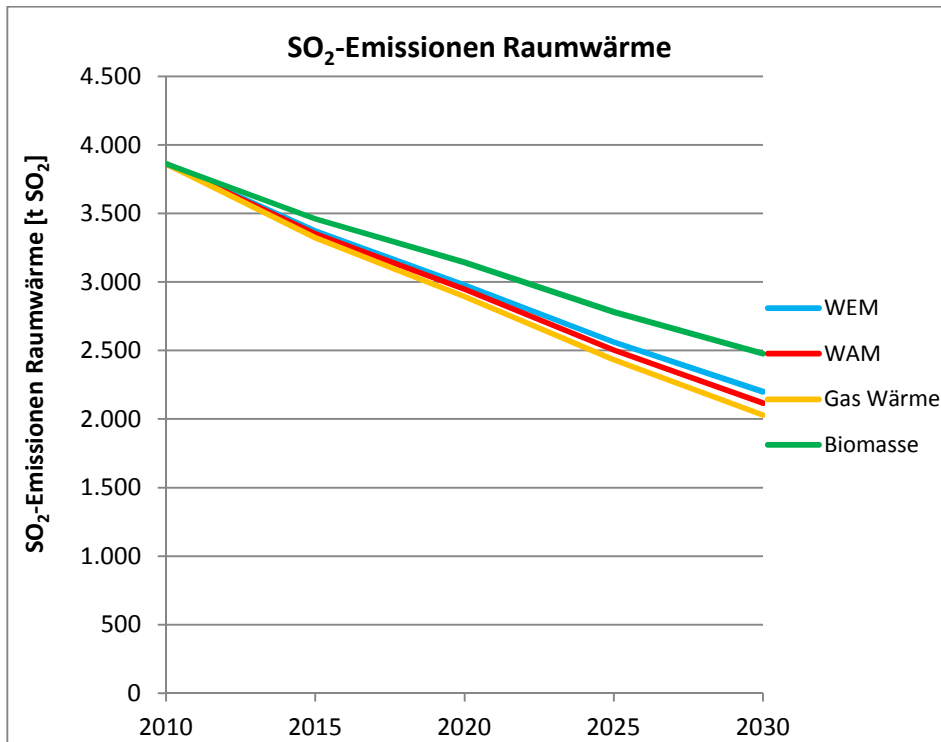


Abbildung 96: SO₂-Emissionen für die Raumwärmebereitstellung in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

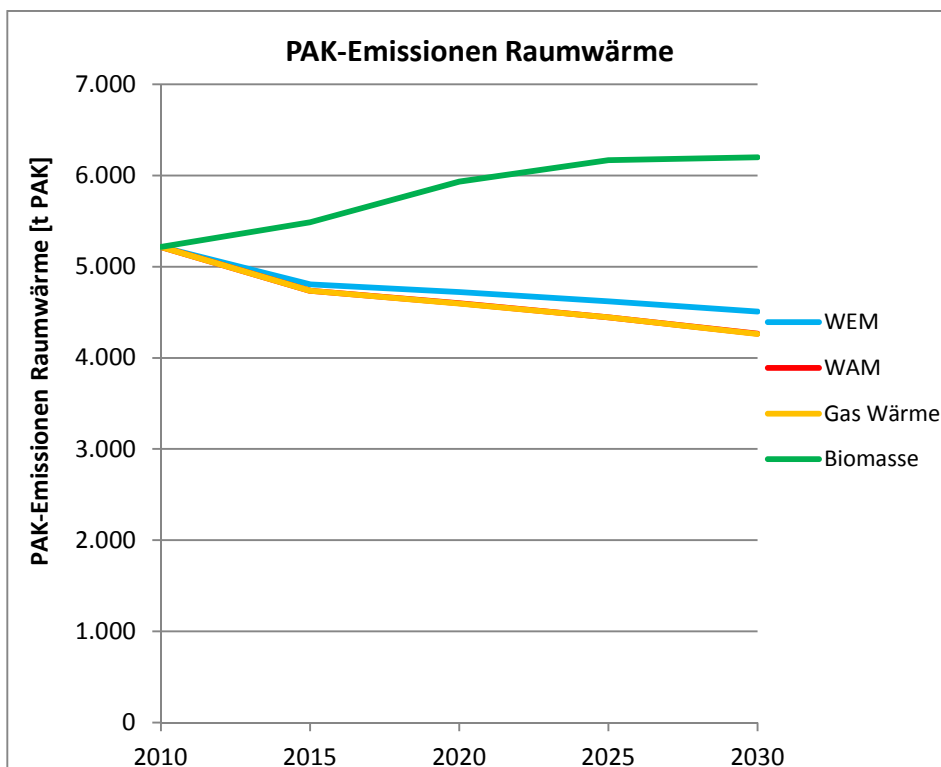


Abbildung 97: PAK -Emissionen für die Raumwärmebereitstellung in den Szenarien WEM, WAM, Gas Wärme und Biomasse (Quelle: Statistik Austria 2012a, Umweltbundesamt 2013d, eigene Berechnungen)

Auch bei den klassischen Luftschadstoffen führt die verstärkte Verschiebung von Öl zu Gas im **Szenario Gas Wärme** zu Reduktionen. Diese sind aber mit Ausnahme von SO₂ eher gering. Dies ist dadurch bedingt, dass die Unterschiede in den spezifischen Schadstoffemissionen nicht sehr ausgeprägt sind und 2030 der Großteil der Emissionen an klassischen Schadstoffen aus Biomasse kommen wird. 2030 werden gegenüber dem Szenario WAM Reduktionen in Höhe von -28 t TSP, -76 t NO_x, -86 t SO₂ und 2,3 kg PAK erzielt. Gegenüber dem Szenario, welches nur die bestehenden Maßnahmen betrachtet (WEM), fallen die Reduktionen im Szenario Gas Wärme im Raumwärmebereich deutlich höher aus. Die Differenz beträgt im Jahr 2030 bei Staub (TSP) -300 t, bei NO_x ca. -520 t, bei SO₂ ca. -170 t und bei PAK ca. 245 kg. Trotz der eher geringen erzielbaren Reduktionen ist ein Ersatz von Heizöl- durch Erdgasheizungen sinnvoll, da hier sowohl bei den Treibhausgasen als auch bei den klassischen Luftschadstoffen Reduktionen erzielt werden.

Der Reduktion bei den Treibhausgasen im **theor. Szenario Biomasse** steht ein deutlicher Anstieg der Emissionen an klassischen Luftschadstoffen entgegen. So steigen die Staubemissionen im Jahr 2030 um ca. 3.000 t gegenüber WAM um ca. 2.700 t gegenüber WEM. Die NO_x-Emissionen nehmen um ca. 2.700 t bzw. ca. 2.200 t zu und die SO₂-Emissionen um ca. 360 t bzw. 280 t. Bei den PAK-Emissionen beträgt der Zuwachs ca. 1.900 kg gegenüber WAM und ca. 1.700 kg gegenüber WEM. Insgesamt wird bei den Staub- und den PAK-Emissionen im Biomassesszenario eine Zunahme im Raumwärmebereich (inkl. Fernwärme) um ca. 20 % gegenüber dem Jahr 2010 verzeichnet. Während die NO_x-Emissionen stagnieren gehen die SO₂-Emissionen deutlich zurück.

6 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

Die Bedeutung der Energieträger Erdgas und Fernwärme für das bestehende Raumwärme-Segment in Österreich

Die Rolle von Erdgas und Fernwärme im bestehenden Energiesystem in Österreich zeigt sich anhand der mengenmäßig großen Bedeutung von Erdgas (23 % des Bruttoninlandverbrauches und 17% des Endenergieverbrauches in Österreich werden durch Erdgas bereitgestellt) und anhand des starken Anstiegs des Fernwärmeverbrauches seit 1970 auf 73 PJ im Jahr 2011 (das sind 7% des Endenergieverbrauches). Fernwärme wird überwiegend und zu fast gleichen Teilen aus Erdgas und Biomasse bereitgestellt; Öl und Kohle spielen nur eine geringe Rolle. Fernkälte wird derzeit in den Energiebilanzen nicht ausgewiesen. Da die Möglichkeit hierfür besteht, sollte dies zukünftig erfolgen.

Die Länge des Fernwärmenetzes beträgt aktuell (Datenstand: 2012) ca. 4.400 km; Ausbauplänen um ca. 600 km Fernwärmenetz in den nächsten 10 Jahren sind bekannt. Österreich verfügt über 6.793 km Erdgasnetz in den Ebenen 1 und 2 sowie über 33.804 km Verteilernetz auf Ebene 3 inkl. Ortsnetze, über Gasspeicher, zehn Gasverdichterstationen und über 50 Mess- und Übergabestationen.

Innerhalb einer auf Modellgebäuden verschiedener Größe und Energieverbräuche aufbauenden betriebswirtschaftlichen Gesamtkostenbetrachtung ergeben sich die niedrigsten Kosten für die stückholzbeheizten, und die höchsten Kosten für die elektrodirektbeheizten Heiztechnologien. Ebenfalls hohe Kosten werden für die ölbeheizten Varianten aufgrund des hohen Energieträgerpreises ermittelt. Die untersuchten Modellvarianten mit Erdgas und Fernwärme liegen an sehr günstiger Position des Gesamtkostenvergleichs, und sind insbesondere im Bereich der großvolumigeren Varianten die wirtschaftlichsten Technologien zu Vollkosten.

Die Energieträger Fernwärme und Erdgas liefern durch ihren Beitrag zur Raumwärmeversorgung insgesamt einen signifikant positiven Beitrag für die österreichische Volkswirtschaft. Dieser spiegelt sich durch ein durchschnittlich um 662 Mio. € pro Jahr höheres Bruttoinlandsprodukt im Zeitraum 2006 bis 2011 wider. Die Erhöhung des Bruttoinlandsproduktes um 637 Mio. € durch die Nutzung von Erdgas und Fernwärme zur Raumheizung induziert einen Anteil am österreichischen Bruttoinlandsprodukt von 0,2%. Als zentrale Komponenten des positiven monetären Effekts sind die Wertschöpfung durch den Verkauf von Fernwärme und Erdgas im Segment Raumwärme, die zusätzlichen Investitionsimpulse zur Durchführung der Exploration und Gasversorgung, der Fernwärmeproduktion sowie von Installationen der Technologien durch Raumwärme-Endverbraucher (Industrie und Haushalte), die positiven Auswirkungen auf die Leistungsbilanz aufgrund der Produktion von Fernwärme und der Speicherung und Exploration von Erdgas zu nennen. Der durch das Wirtschaftswachstum induzierte Anstieg der Löhne, des privaten Konsums sowie der Investitionen in anderen Wirtschaftssegmenten und der nicht-energetischen Nettoexporte, die dadurch ausgelösten Beschäftigungseffekte und die Sekundäreffekte komplettieren die positiven wirtschaftlichen Auswirkungen.

Die politischen Ziele der Europäischen Union betreffend Energieeffizienz und Klimaschutz (kurzfristig bis 2020, mittelfristig bis 2030 und langfristig bis 2050)

bedingen grundsätzlich einen Fokus auf hohe Effizienz in der Erbringung von Energiedienstleistungen, Verlustminimierung und den vermehrten Einsatz Erneuerbarer Energieträger.

Dafür notwendig sind unter anderem eine hochwertige Sanierung des Gebäudebestandes sowie Niedrigstenergiehäuser im Neubau und eine Verschiebung zu Erneuerbaren Energieträgern für die Bereitstellung von Strom und Wärme. Während der Energiebedarf für Raumwärme pro Quadratmeter Wohnnutzfläche in der Vergangenheit abgenommen hat, haben sowohl die Anzahl der Wohnungen als auch deren durchschnittliche Wohnnutzfläche zugenommen. Trotz dieser teilweisen Kompensation von emissionsmindernden durch emissionserhöhende Effekte sind die Treibhausgasemissionen der Wohngebäude in den letzten beiden Jahrzehnten gesunken. Insbesondere in den Ballungsgebieten führte der Einsatz von Gas und Fernwärme (bei Substitution von Kohle und Öl) zur Raumwärmebereitstellung zu einer Verbesserung der Luftqualität hinsichtlich Staub und Schwefeloxide.

Szenarien zur zukünftigen Bedeutung von Fernwärme und Erdgas im Segment Raumwärme

Sowohl nationale als auch im Auftrag der Europäischen Kommission durchgeführte Szenarien hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Segments Raumwärme (inkl. Fernwärme) in Österreich weisen einen sinkenden Energiebedarf für Raumwärme für die nächsten Jahr(zehnt)e aus. In den die Erreichung der Klimaschutzziele für 2020 abbildenden Szenarien („With Additional Measures“, WAM, und „Gas Wärme“) ist eine Abnahme des Gasverbrauches bis 2030 im Raumwärmebereich bei Direktheizungen hinterlegt, jedoch ist im Szenario „Gas Wärme“ auch eine Verschiebung bei Direktheizungen von Öl zu Gas und eine konstante Fernwärmemenge im Raumwärmebereich enthalten. Damit werden die Treibhausgasemissionen für Raumwärme inkl. Fernwärme deutlich reduziert und tragen wesentlich zur Erreichung des Klimaschutzziels für 2020 (Reduktion der THG-Emissionen um 16 % in den nicht vom Emissionshandel umfassten Sektoren) bei. Insgesamt liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 für Raumwärme inkl. Fernwärme im Szenario „Gas Wärme“ um 1 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente unter dem Referenzszenario (Szenario „With Existing Measures“, WEM) und um ca. 4 Mio. t CO₂-Äquivalent unter den Werten des Jahres 2011. Die Luftschadstoffe weisen einen Rückgang von Schwefeldioxidemissionen (-169 t gegen WEM und -1.300 t gegenüber 2011) durch die Verdrängung von Öl auf. Auch die Effekte bei Staub (- 300 t gegenüber WEM und - 800 t gegenüber 2011), Stickstoffoxiden (- 521 t gegenüber WEM und - 3.100 t gegenüber 2011) sind insgesamt positiv, wobei die emissionserhöhende Wirkung durch die zusätzliche Fernwärme bei Staub und Stickstoffoxiden durch emissionsmindernde Effekte im Raumwärme-Direktheizungsbereich überkompensiert wird. Insgesamt ist eine Erhaltung der Energiebereitstellung durch Fernwärme im Raumwärmesektor aus Klimaschutz- und Umweltsicht positiv zu bewerten, ebenso eine Energieträgerverschiebung von Öl zu Gas und Fernwärme.

In einem theor. Szenario „Biomasse“, das eine starke Verschiebung von Öl und Erdgas zu Biomasse sowie zu anderen Erneuerbaren (Wärmepumpe, Solarthermie) in der Raumwärmeaufbringung und zusätzlich eine Verschiebung um die Hälfte von Gas zu Biomasse in der Fernwärmebereitstellung abbildet, wäre

die Reduktion der Treibhausgase noch wesentlich ausgeprägter (Im Jahr 2030 knapp 4 Mio. t CO₂-Äquivalent gegenüber dem Szenario WEM und knapp 7 Mio. t CO₂-Äquivalent gegenüber 2011). Diesen positiven Effekten bei Treibhausgasen stehen jedoch negative Effekte insbesondere durch eine Erhöhung der Emissionen von Luftschadstoffen Staub und Stickoxide gegenüber. Für Staub beträgt die Emissionserhöhung im Jahr 2030 ca. 2.700 t gegenüber dem Szenario WEM; 2.150 t gegenüber 2011 und knapp 3.000 t gegenüber dem Szenario „Gas Wärme“. Für Stickoxide beträgt die Emissionserhöhung im Jahr 2030 ca. 2.200 t gegenüber dem Szenario WEM, -350 t gegenüber 2011 und knapp 2.700 t gegenüber dem Szenario „Gas Wärme“. Auch die Schwefeldioxidemissionen steigen gegenüber einem Szenario „Gas Wärme“ um ca. 450 t an.

Die Erhöhung des Einsatzes von Biomasse für Raumwärme (Direktheizung und Fernwärme) in einem theor. Szenario Biomasse führt somit im Jahr 2030 im Vergleich zum Szenario WEM zu einer Erhöhung der Staub-, Feinstaub- und Stickoxidemissionen. Niedrigere Emissionen erfordern höhere technologische Standards als in den Szenarien dargestellt. Insbesondere in Sanierungsgebieten gemäß Immissionsschutzgesetz Luft für Feinstaub und Stickstoffdioxid sollte der Einsatz von Biomasse im Raumwärmebereich (Direktheizungen) nicht forciert und neben heizungstechnischen Vorgaben die Gebäudesanierung vorangetrieben werden.

Ökonomische Konsequenzen der Realisierung der in Szenarien dargestellten Entwicklungen

Eine Gesamtbewertung der einzelnen Szenarien hinsichtlich der ökonomischen Effekte der Verbrauchsänderungen im Raumwärmesegment zeigt eindeutige und signifikante Tendenzen für die Energieträger Erdgas und Raumwärme auf, die zudem auch Lösungsstrategien für die Zukunft bedingen.

So ist vor allem die Finanzierung der bestehenden Erdgasleitungsinfrastruktur mit konstanten Netztarifen (je kWh) aufgrund der Verbrauchsrückgänge nicht mehr zu gewährleisten. Die Netztarifeinnahmen reduzieren sich in allen prognostizierten Szenarien beträchtlich, wodurch mit den bestehenden Netztarifhöhen die Versorgungssicherheit des Systems langfristig gefährdet ist. Eine Kompensation der geringeren Netztarifeinnahmen im Raumwärmebereich wäre allerdings durch eine Anhebung der Einnahmen in anderen Segmenten möglich. Dies ist allerdings nicht im theor. Szenario Biomasse erreichbar, hier ist keine Kompensation aufgrund des Nachfrageeinbruchs denkbar.

Von signifikanter volkswirtschaftlicher Bedeutung ist die darüber hinaus die Entwicklung des gesamten Raumwärmepreises bzw. des Raumwärmepreisesindex zu bezeichnen. Die Veränderungen besitzen inverse Tendenzen in ihren Effekten: einerseits wird durch eine Preisreduktion der durchschnittlichen kWh Raumwärme der Endverbraucher entlastet, andererseits reduziert sich somit auch die Wertschöpfung der Energielieferanten. Generell ist jedoch auch bei der Betrachtung der Kosten der Endverbraucher die Systemgrenze entscheidend: werden ausschließlich die Energiekosten herangezogen, so werden andere Ergebnisse erzielt als unter Einbeziehung der Kosten für Heizsysteme der Endverbraucher. So erweist sich ein höherer Einsatz von Fernwärme und Erdgas (wie im Szenario „Gas-Wärme“ skizziert) unter Einbindung der Heizsystemkosten für den Endverbraucher optimaler als in einer ausschließlichen Betrachtung.

tung der Energieträgerkosten. Zusätzliche volkswirtschaftliche Vorteile ergeben sich zudem hierbei aus einer höheren Primärenergieeffizienz.

Insgesamt wird ersichtlich, dass die unterstellten 4 spezifischen Nachfrageentwicklungen in den Szenarien aufgrund der Substitutionen innerhalb der Energieträger für den Endkonsumenten eine erhöhte Kostenbelastung bei Berücksichtigung der Heizsysteme und der notwendigen erhöhten Gebäudesanierung entsteht (gegenüber einer konstanten Zusammensetzung des Raumwärmesegments mit spezifischen Energieträger-Anteilen des Jahres 2010). Dies ist jedoch nicht primär auf die Energieträger Erdgas und Fernwärme zurückzuführen, aufgrund der relativ geringeren Kostenbelastungen bei Heizsystemen kann hier eine leichte Kompensation in Relation zu anderen Energieträgern erreicht werden.

Insgesamt wird gemäß den prognostizierten Raumwärmeszenarien ein signifikanter Leistungsbilanzgewinn durch die Reduktion der Energieimporte generiert. Dies basiert vorwiegend auf den Effizienzerhöhungen und den dadurch erzielten Verbrauchsrückgängen, zudem ist eine signifikante Reduktion des Verbrauchs von Heizöl extraleicht zu beobachten. Der Beitrag zur Verringerung der Wertschöpfungsabflüsse durch geringeren Energieverbrauch ist von Fernwärme und Erdgas als relativ gering im Vergleich zu Öl einzustufen.

Empfehlungen

Klima- und energiepolitisch sind die verbindlichen Ziele für 2020 zu erreichen. Gleichzeitig ist der – rechtlich nicht verbindliche – Zielpfad des Energiefahrplans 2050 zu betrachten. Insbesondere im Energiebereich mit seiner langlebigen und Investitions-intensiven Infrastruktur und dem notwendigen Abgleich zwischen Aufbringung und Nachfrage gilt es, sogenannte „lock in Effekte“ zu vermeiden. Hier bietet die Fernwärme insbesondere in Ballungsräumen die Option, die bestehende Infrastruktur in Zukunft auch verstärkt für aus Erneuerbaren Energieträgern (z.B. Umgebungswärme) gewonnene Wärme emissionsarm und kostengünstig zu nutzen. Fernwärme wird auch in Zukunft insbesondere in dicht besiedelten Gebieten einen wichtigen Beitrag zu Klimaschutz und Luftreinhaltung liefern.

Dem Brennstoff Gas kann eine bedeutende Rolle als Brücke zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft zukommen. Einerseits verursacht Erdgas deutlich niedrigere Treibhausgasemissionen als etwa Kohle oder Öl, andererseits kann die Infrastruktur in Zukunft auch für Methan aus erneuerbaren Quellen genutzt werden (Biogas sowie Methan aus Power-to-Gas-Erzeugung unter Verwendung von erneuerbarem Überschussstrom). Erdgas ist als leitungsgebundener Energieträger bei der Raumordnung zu berücksichtigen.

Die Gebäude richtlinie sowie auf nationaler Ebene die OIB-Richtlinie forcieren hohe energetische Standards von Wohngebäuden und Nicht-Wohngebäuden und verlangen vor Baubeginn die Prüfung auf Möglichkeiten zum Einsatz hocheffizienter, alternativer Energiesysteme (dezentrale Erneuerbare Energiesysteme, KWK, Fern- und Nahwärme/kälte, Wärmepumpen). Bei Wohngebäuden mit mehr als drei Wohnungen ist grundsätzlich eine zentrale Wärmebereitstellungsanlage zu errichten. Fernkälte wird zukünftig v.a. in Ballungsräumen mit vielen Dienstleistungsgebäuden eine Rolle spielen und sollte daher in den Energiebilanzen abgebildet werden.

Damit die parallel bestehenden Förderungen für dezentrale Erneuerbare Energiesysteme und Fernwärme bzw. Fernkälte zu einem nachhaltigen Energiesystem mit leistbaren Konsumenten-Preisen führen, sollen regional differenzierte Strategien unter Anwendung von Instrumenten der Raumordnung zum Einsatz kommen. Dadurch kann in Gebieten mit Fernwärme/kälte die aus ökologischer und ökonomischer Sicht notwendige Verdichtung erreicht werden. In Gebieten ohne Fernwärme ist der Einsatz dezentraler erneuerbare Energieträger sinnvoll.

Aus einer ökonomischen Perspektive ist - auf Basis der vorhersehbaren Nachfrageentwicklung von Raumwärme - insbesondere auf die weitaus geringer genutzte bestehende Leitungsinfrastruktur insbesondere von Erdgas aber auch von Fernwärme hinzuweisen. Die Reduktionen der Nachfrage im Segment Raumwärme generieren als Konsequenz im bestehenden System eine signifikante Abnahme der Netztarife-Einnahmen und somit eine Unterdeckung der finanziellen Aufrechterhaltung der Leitungssysteme. Eine mögliche Lösung für die Finanzierung der bestehenden Leitungsinfrastruktur wäre eine Anhebung der Netztarife je kWh. Die Analysen zeigen eine notwendige signifikante Erhöhung, abhängig vom jeweiligen Szenario. Äquivalent zur Erdgasleitungssystem würde auch für Fernwärme eine Umwälzung der Netzausbaupläne zur Erweiterung der Fernwärmanschlüsse mit gleichzeitigem Rückgang des absoluten Verbrauchs eine Preiserhöhung notwendig sein, wenngleich diese moderater ausfällt als im Segment Erdgas. Zusätzlich existieren hierzu weitere Lösungsstrategien zur Aufrechterhaltung des Systemnutzens und der Versorgungssicherheit, wobei sowohl die Realisierung ökologischer Ziele als auch die Berücksichtigung einer ökonomischen Balance langfristig von zentraler Bedeutung ist.

Die Umsatzrückgänge im Raumwärmebereich sind als signifikant zu bezeichnen und implizieren einen Strukturbruch im österreichischen Energiemarkt. Für die Segmente Fernwärme und Erdgas im Raumwärmebereich bedeutet dies, dass unterschiedliche Konzepte notwendig sind, sofern die bestehende Infrastruktur nicht nur mit anderen Finanzierungskonzepten, sondern auch mit einer erhöhten bzw. nicht so stark reduzierten Auslastung ausgestattet werden soll. Dies impliziert aber auch weitere Substitutionen von anderen Energieträgern und somit auch eine weitere Erhöhung der Anschlüsse. In Österreich existieren theoretische Potenziale zur Abwärmennutzung, deren praktische Nutzung für Fernwärme im Einzelfall mittels Machbarkeitsprüfung erhoben werden kann. Zentrale Herausforderungen wie Kostenverteilung, Verfügbarkeit und Temperaturniveau sind – sowohl für Abwärmeproduzenten als auch für Fernwärmelieferanten – zu lösen, jedoch bieten Positivbeispiele für gelungene Kooperationen hier Umsetzungshilfe an. Niedertemperaturabwärme kann durch die Einbindung von Wärmepumpen für die Fernwärmeverversorgung nutzbar gemacht werden, zudem existieren auch andere neu entwickelte Möglichkeiten wie Mikro-BHKWs, stromerzeugende Heizungen, Power-to-Heat-Konzepte etc. Im Segment Erdgas sind in diesem Zusammenhang neben der bereits realisierten Lösung Biogas auch die sich gerade in Entwicklung befindenden Einspeisungen von zusätzlichem Wasserstoff sowie die Einspeisung von synthetischem Methan zu nennen, die langfristig bedeutende Kapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energie in das Erdgassystem bringen können.

Generell ist für beide Energieträger Fernwärme und Erdgas darauf hinzuweisen, dass eine Forcierung der Speichertechnologien in Österreich eine zusätzliche Flexibilität im System gewährleistet, die auch bei sinkender Gesamtnachfrage die dadurch noch steigende Volatilität der Nachfrage kompensieren kann.

Insgesamt zeigt sich, dass die Forcierung von Fernwärme und der Einsatz von Erdgas positive Beiträge zur Erreichung der energie- und umweltpolitischen Ziele liefern. Fernwärme kann insbesondere dann zur Ressourcenschonung beitragen, wenn ineffiziente Einzelöfen mit hohen Schadstoffemissionen ersetzt werden und wenn die Fernwärme aus gekoppelter Erzeugung in hocheffizienten KWK-Anlagen oder aus industrieller Abwärme stammt. Für den Einsatz von Fernwärme bzw. Fernkälte in einem nachhaltigen Energiesystem mit leistbaren Konsumenten-Preisen werden regional differenzierte Strategien unter Anwendung von Instrumenten der Raumordnung empfohlen. Fernwärme und Erdgas liefern sowohl heute als auch in Zukunft durch ihren Beitrag zur Raumwärmerversorgung signifikant positive volkswirtschaftliche Effekte. Die zukünftige Realisierung der positiven Effekte bedingt allerdings auch die Weiterentwicklung von Lösungsstrategien, insbesondere zur Finanzierung der Infrastruktur bei sinkenden Energieverbräuchen.

7 ANNEX

7.1 Einflussfaktoren auf den Raumwärmeverbrauch

Privathaushalte, Anzahl der Hauptwohnsitze, Bevölkerung, Heizgradtage

Die Anzahl der Hauptwohnsitze hat sich zwischen 2001 und 2011 um rund +10,1 % erhöht, die Wohnungsfläche aller Hauptwohnsitze stieg im selben Zeitraum um +14,2 %. Auch die Zahl der Zweitwohnsitze steigt jährlich und liegt bei rund 18,0 % der Wohnsitze. Die Bevölkerungszahl hat im Vergleich dazu um knappe +4,7 % zugenommen. Diese Faktoren wirken als treibende Kräfte tendenziell emissionserhöhend. Die Heizgradtage unterliegen natürlichen Schwankungen und sind im Jahr 2011 um -3,8 % unter dem Wert im Basisjahr. Je nach Witterung wirken im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt milde Winter emissionssenkend und kalte Winter emissionserhöhend. Insgesamt zeichnet sich seit 2001 ein rückläufiger Trend der CO₂-Emissionen der privaten Haushalte ab. (siehe Abbildung 98).

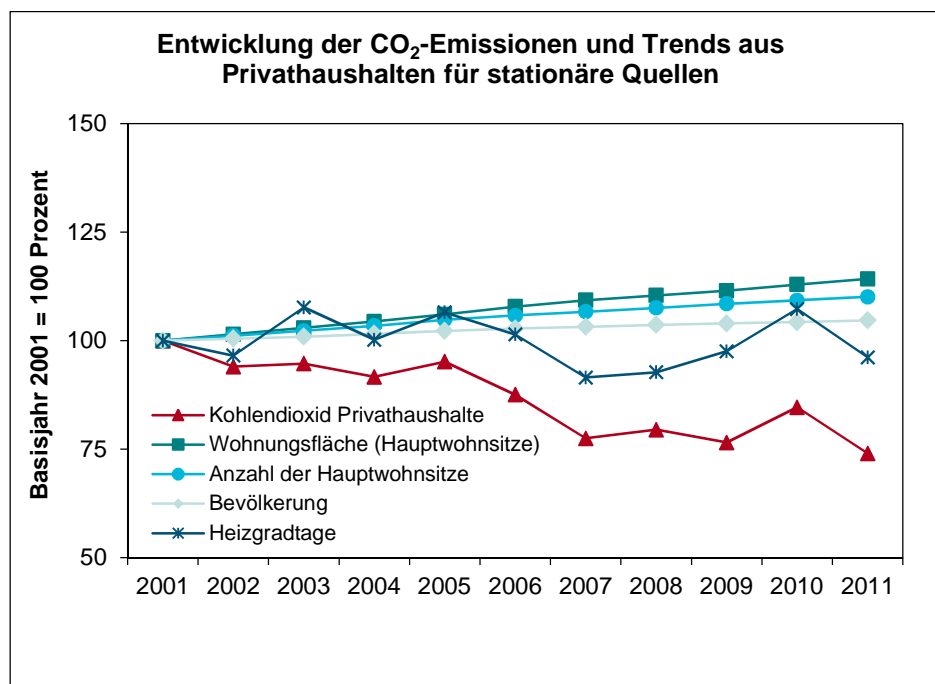


Abbildung 98: CO₂-Emissionen und Trends der Privathaushalte (Quellen: UMWELTBUNDESAMT 2012a, 2013a, STATISTIK AUSTRIA 2011a, 2012d)

Dienstleistungen, Heizgradtage, Landwirtschaft

Die Anzahl der Unternehmen im Dienstleistungssektor hat sich zwischen 2001 und 2011 um rund +26,2 % erhöht, die Umsätze haben im Handel um +30,9 % sowie bei sonstigen Dienstleistungen um +26,2 % zugenommen. Bei den Beschäftigten ist ein Zuwachs von +6,8 % im Handel und von +19,6 % bei sonstigen Dienstleistungen zu verzeichnen (STATISTIK AUSTRIA 2013a,b, Extrapolation der Unternehmen 2001 und 2011 sowie der sonstigen Dienstleistungen 2001-2002). Die Schwankungen unterliegenden Heizgradtage haben je nach Witte-

zung Einfluss auf den Wärmebedarf und die resultierenden Emissionen. Insgesamt zeichnet sich seit 2001 ein rückläufiger Trend der CO₂-Emissionen der Dienstleistungen ab. Jedoch ist für die Interpretation zu berücksichtigen, dass die Dienstleistungsgebäude einen rechnerischen Residualektor der OLI darstellen, d.h. dieser Sektor ist deshalb nur bedingt für Darstellungen der Emissionen geeignet (siehe Abbildung 99). Insgesamt zeichnet sich seit 2001 ein rückläufiger Trend der CO₂-Emissionen der landwirtschaftlichen Nutzgebäude ab (siehe Abbildung 100).

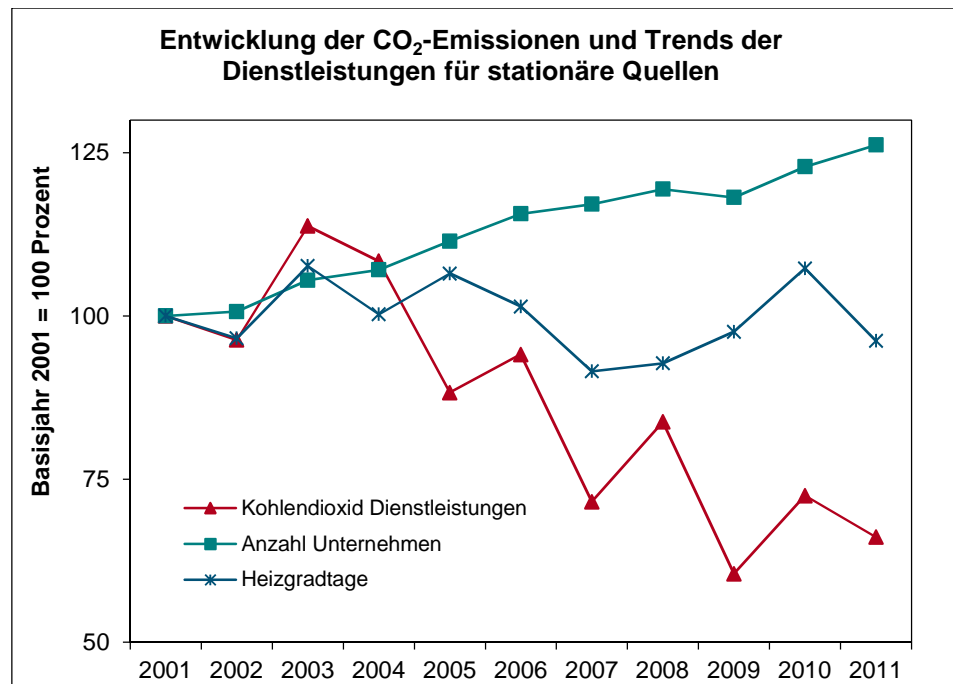


Abbildung 99: Entwicklung der CO₂-Emissionen und Trends der Dienstleistungen für stationäre Quellen (Quellen: UMWELTBUNDESAMT 2013a, STATISTIK AUSTRIA 2011a,b, 2012e. Extrapolation der Unternehmen 2001 und 2011).

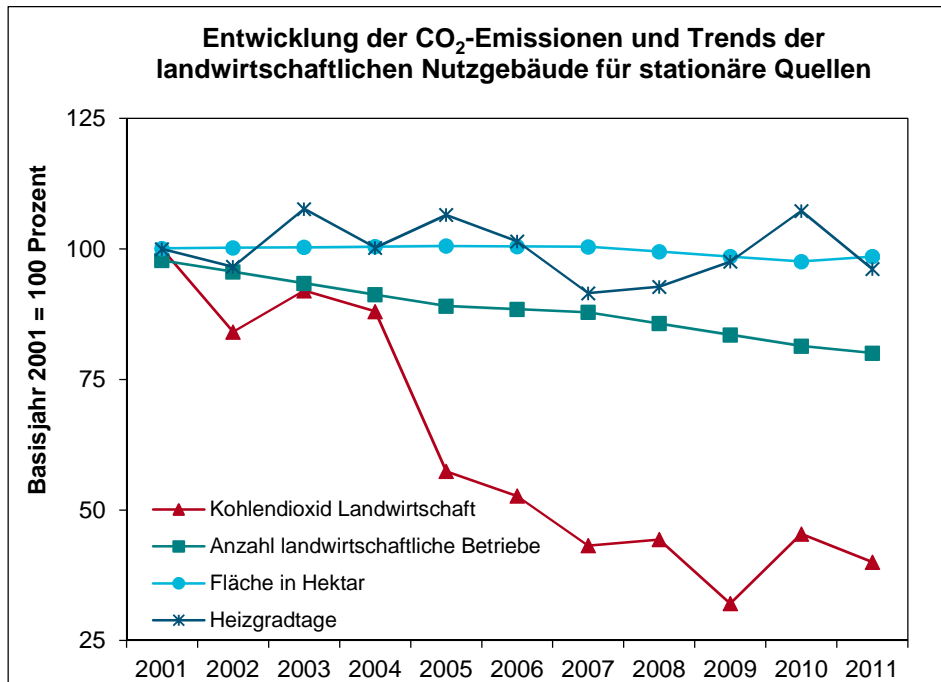


Abbildung 100: Entwicklung der CO₂-Emissionen und Trends der landwirtschaftlichen Nutzgebäude für stationäre Quellen (Quellen: UMWELTBUNDESAMT 2013a, STATISTIK AUSTRIA 2012d,f. Inter- und Extrapolation der Anzahl und Fläche landwirtschaftlicher Betriebe aus Datenjahren 2005, 2007 und 2010)

7.2 Komponentenerlegung der Einflussfaktoren auf die CO₂-Emissionen bei den Privathaushalten

Die Wirkung ausgewählter Einflussfaktoren auf die CO₂-Emissionen aus dem Bereich Privathaushalte im Sektor Raumwärme und sonstiger Kleinverbrauch wird nachstehend analysiert. Für die Gegenüberstellung der Emissionen der Jahre 1990 und 2011 wurde die Methode der Komponentenerlegung eingesetzt.

Die Anzahl der Hauptwohnsitze sowie die durchschnittliche Wohnnutzfläche wirken emissionserhöhend. Die natürlichen Schwankungen unterliegenden Heizgradtage liegen 2011 unter dem Wert von 2001 und werden als eigene Komponente herausgerechnet. Die Endenergie pro m² konditionierter Wohnfläche wirkt stark emissionsenkend. Hier spiegeln sich die Sanierung von bestehenden Gebäuden (Wärmedämmung, Fenstertausch, Heizkesseltausch, Regelung der Heizung, Wechsel zu Niedertemperaturwärmeabgabesystem usw.), die deutlich bessere Effizienz neuer Gebäude und der Abbruch von Gebäuden mit schlechter Effizienz wider. Ebenfalls emissionsmindernd wirken der Anteil an Fernwärme und Strom (Verlagerung in den Sektor Energieaufbringung), der Anteil an Umgebungswärme durch den Einsatz von Wärmepumpen und Solarthermie (tatsächliche Einsparung über alle Sektoren) und der Anteil von Biomasse durch Substitution fossiler Emissionen. Die CO₂-Emissionen pro fossile Brennstoffeinheit (fossile Kohlenstoffintensität) haben im Vergleichszeitraum ebenfalls abgenommen. Die Umstellung von Kohle und Öl auf kohlenstoffärmere Brennstoffe wie Gas macht sich hier bemerkbar (siehe Abbildung 101).

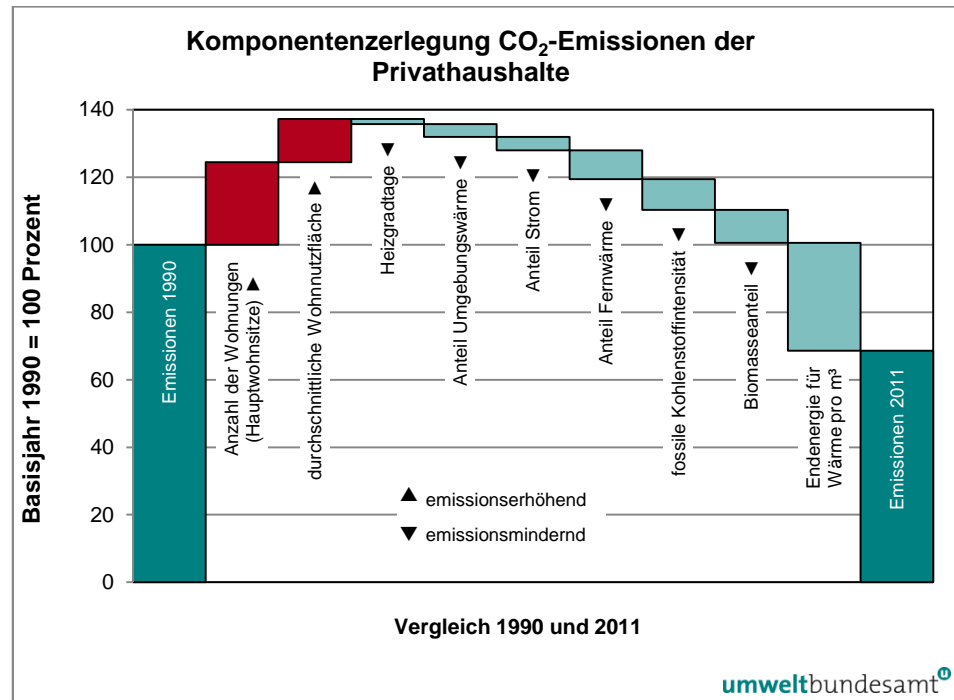


Abbildung 101: Komponentenzerlegung der Kohlendioxid-Emissionen aus den Privathaushalten (Quelle: Umweltbundesamt 2013c)

7.3 Emissionen in den Sektoren Privathaushalte sowie Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftliche Nutzgebäude

Treibhausgas-Emissionen (THG)

Besonders stark sind die THG-Emissionen der Privathaushalte aus Verbrennung von Öl (-30,0 %) und Biomasse (-21,5 %) im Vergleichszeitraum von 2001 bis 2011 zurückgegangen. Gas zeigt eine geringe Abnahme von -5,2 %, wohingegen Kohle von niedrigem Niveau ausgehend mit -75,7 % weiter stark an Bedeutung verliert (siehe Abbildung 102).

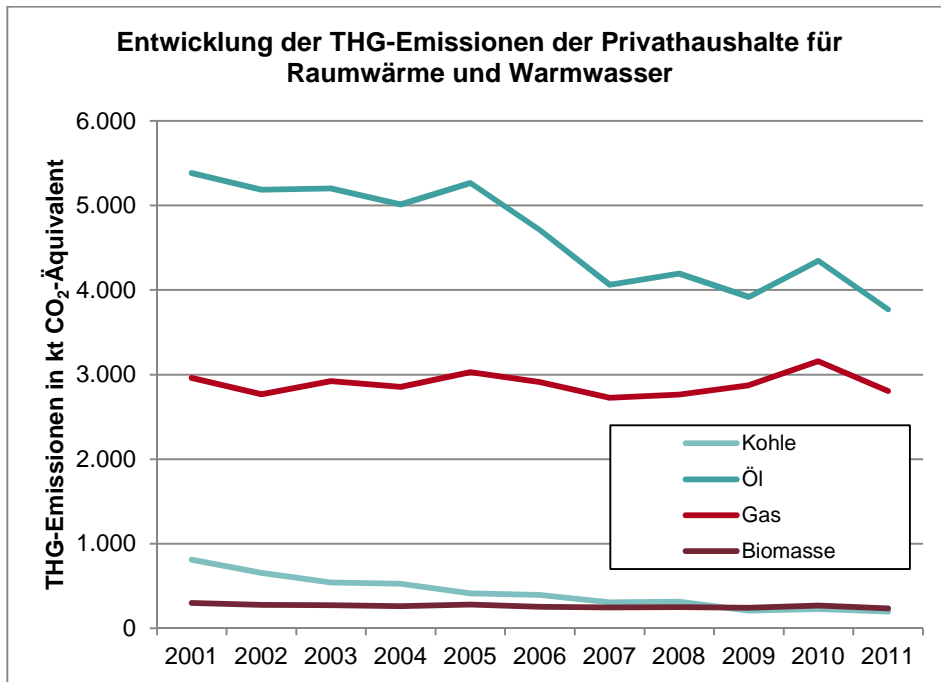


Abbildung 102: Entwicklung der THG-Emissionen der Privathaushalte für Raumwärme und Warmwasser (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013b)

Im Sektor Dienstleistungen und Landwirtschaft zeigen alle Energieträger einen abnehmenden Trend (Biomasse: -10,5 %, Kohle: -83,6 %, Öl: -65,2 %, Gas:-1,4 %, siehe Abbildung 103).

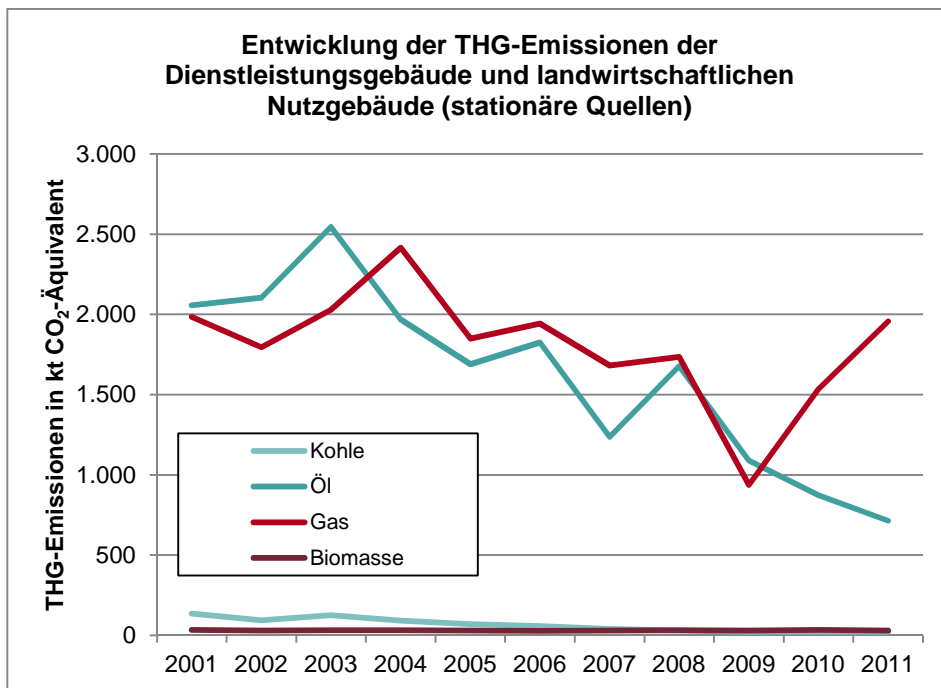


Abbildung 103: Entwicklung der THG-Emissionen der Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013b)

Schwefeldioxid-Emissionen (SO₂)

Im Jahr 2011 wurden beim Einsatz von Öl nur mehr 5,0 % (Privathaushalte) bzw. 14,4 % (Dienstleistung und Landwirtschaft) der SO₂-Emissionen aus dem Jahr 2001 emittiert. Die Änderung der Aktivitäten bei der Verbrennung von Biomasse bewirkt eine Reduktion der Emissionen im Vergleichszeitraum um -0,6 % bei Privathaushalten und eine Erhöhung um +31,3 % im Sektor Dienstleistung und in der Landwirtschaft (siehe Abbildung 104, Abbildung 105).

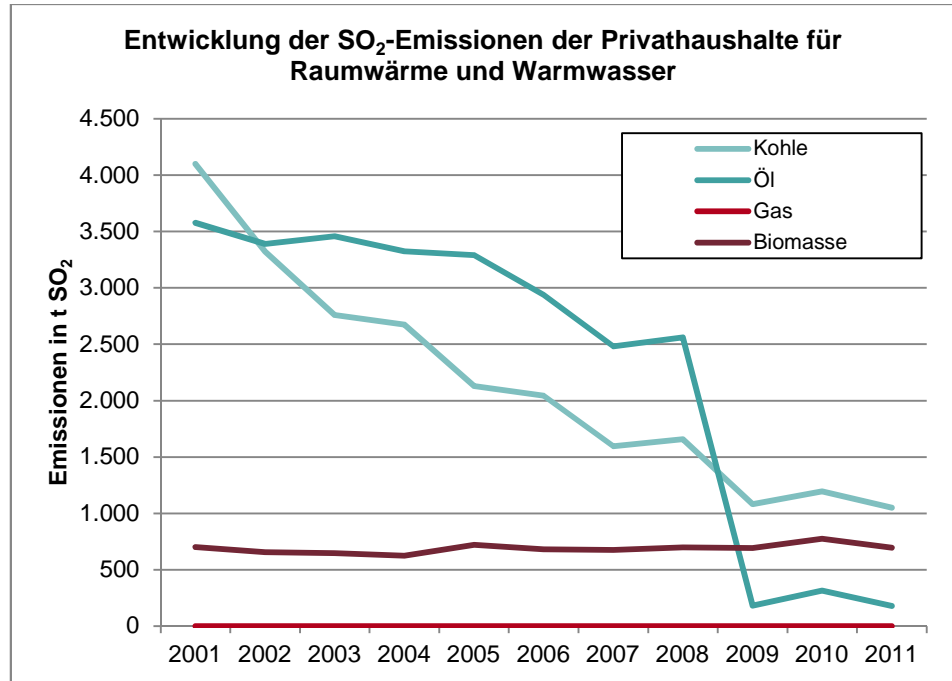


Abbildung 104: Entwicklung der SO₂-Emissionen der Privathaushalte für Raumwärme und Warmwasser (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

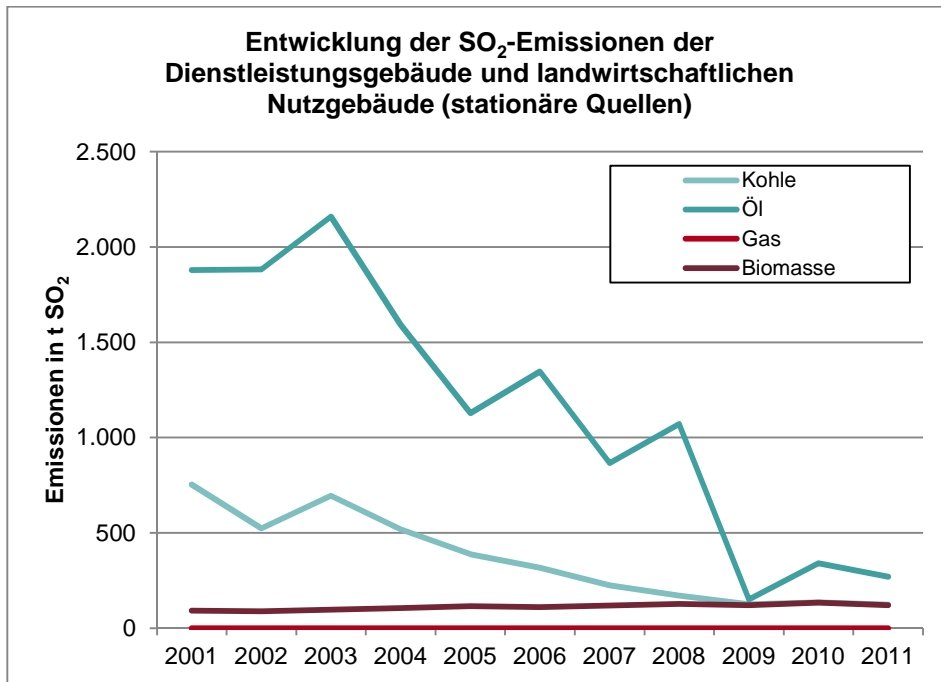


Abbildung 105: Entwicklung der SO₂-Emissionen der Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

Stickoxid-Emissionen (NO_x)

Die Emissionen aus Biomasse ändern sich im Vergleichszeitraum um -0,5 % bei Privathaushalten sowie um +28,4 % im Sektor Dienstleistung und in der Landwirtschaft (siehe Abbildung 106, Abbildung 107).

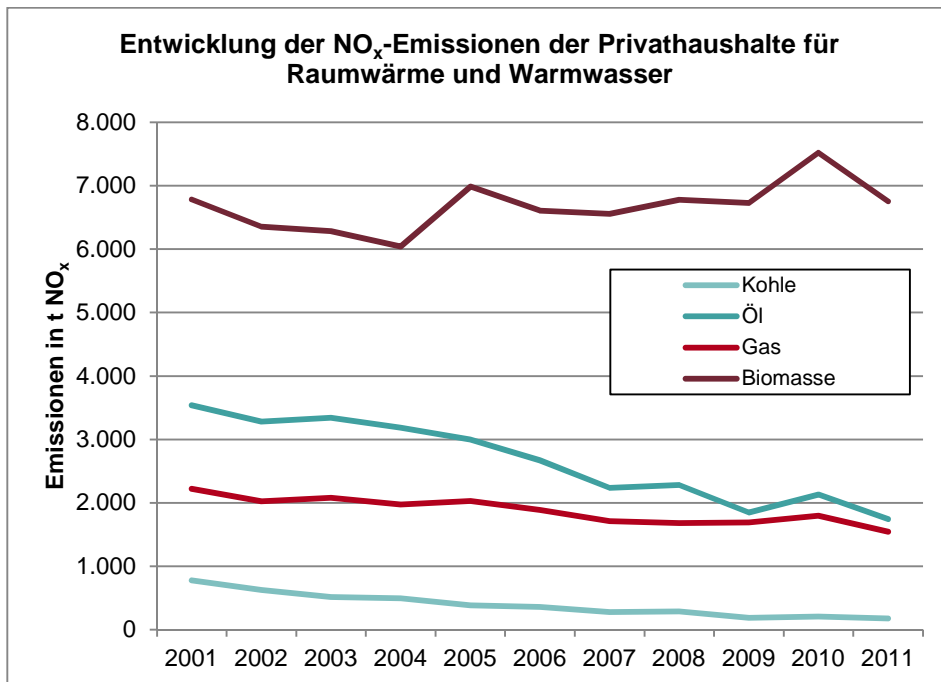


Abbildung 106: Entwicklung der NO_x-Emissionen der Privathaushalte für Raumwärme und Warmwasser (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

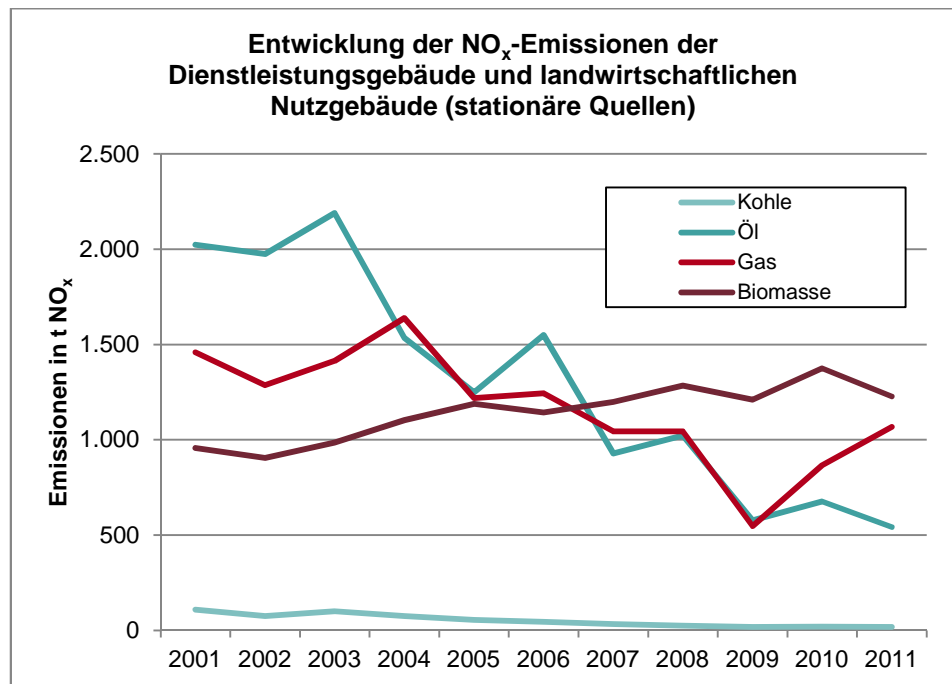


Abbildung 107: Entwicklung der NO_x-Emissionen der Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

Gesamtstaub-Emissionen (TSP)

Die Emissionen von Gesamtstaub (TSP) aus Biomasse sind im Sektor Privathaushalte im Jahr 2011 gegenüber dem hohen Niveau von 2001 um -12,4 % gesunken. Auf Grund des verringerten Einsatzes von Gas ergibt sich eine leichte Abnahme der Emissionen im Vergleichszeitraum (-5,2 %). Die TSP-Emissionen von Kohle in Privathaushalten sinken mit der Aktivität stark (-77,3 %), die TSP-Emissionen aus dem Einsatz von Öl zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung gehen um -30,2 % zurück (siehe Abbildung 108).

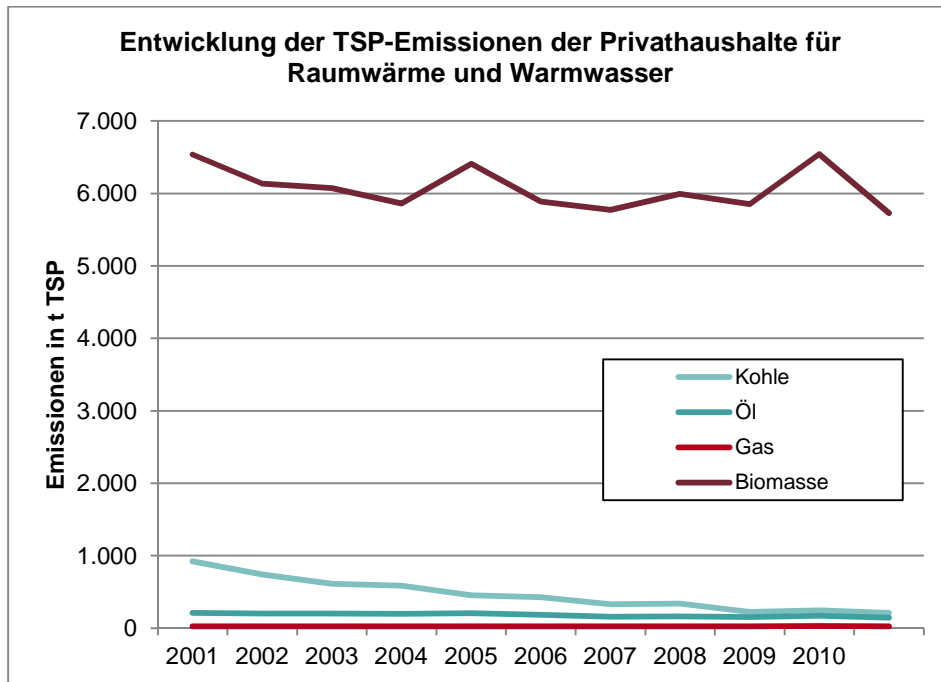


Abbildung 108: Entwicklung der TSP-Emissionen der Privathaushalte für Raumwärme und Warmwasser (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

Die TSP-Emissionen im Sektor Dienstleistung und in der Landwirtschaft aus der Verbrennung fossiler Energieträger in stationären Quellen ist rückläufig, so ist die Änderung von 2001 bis 2011 bei Kohle -82,6 %, bei Öl -82,5 % und bei Gas -1,4 %. Die TSP-Emissionen aus Biomasse steigen für die genannten Sektoren im selben Zeitraum um +7,0 % an (Abbildung 109).

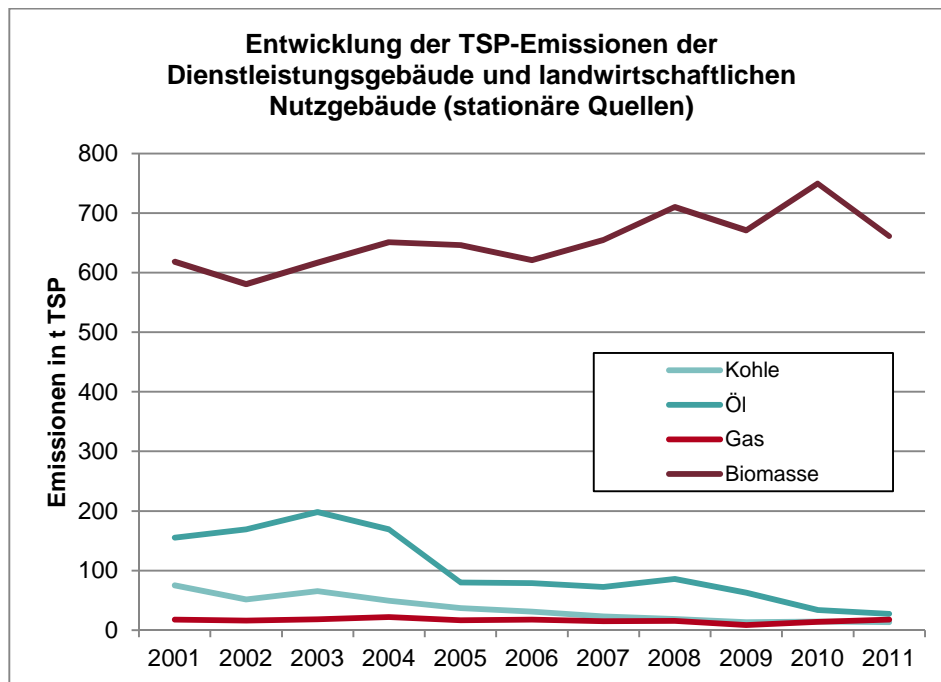


Abbildung 109: Entwicklung der TSP-Emissionen der Dienstleistungsgebäude und landwirtschaftlichen Nutzgebäude (stationäre Quellen) (Quelle: UMWELTBUNDESAMT 2013d)

7.4 Heizkostenvergleich

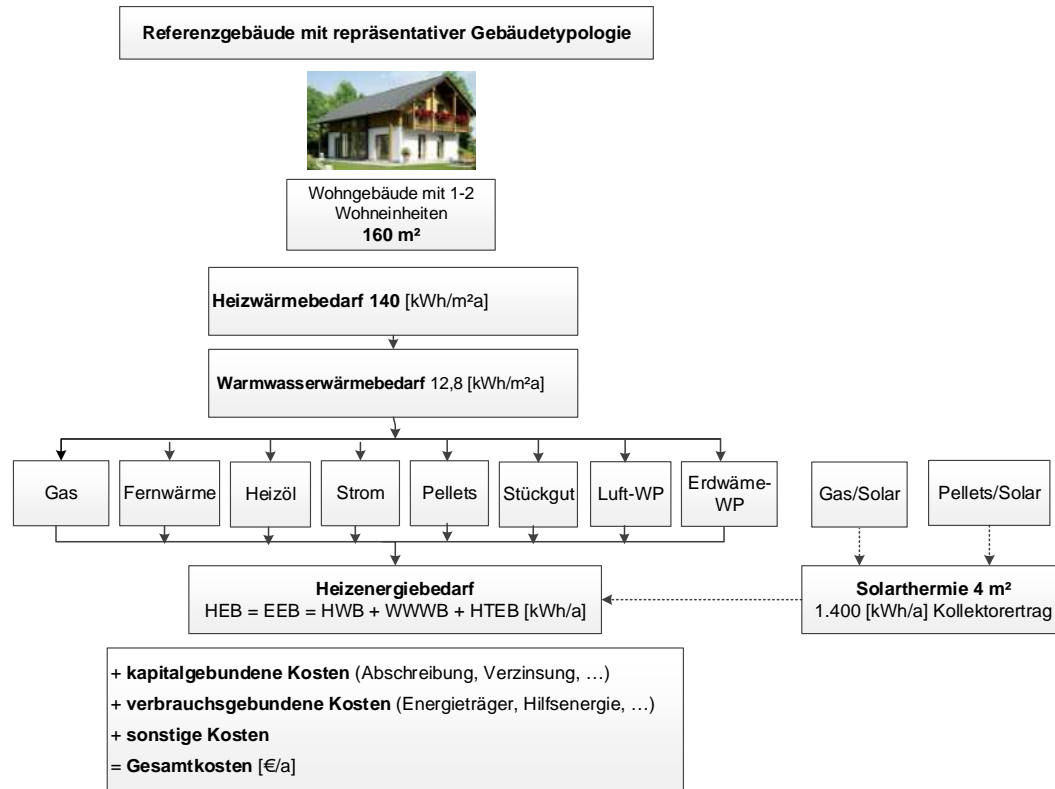


Abbildung 110: Umfang des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten für 10-19 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

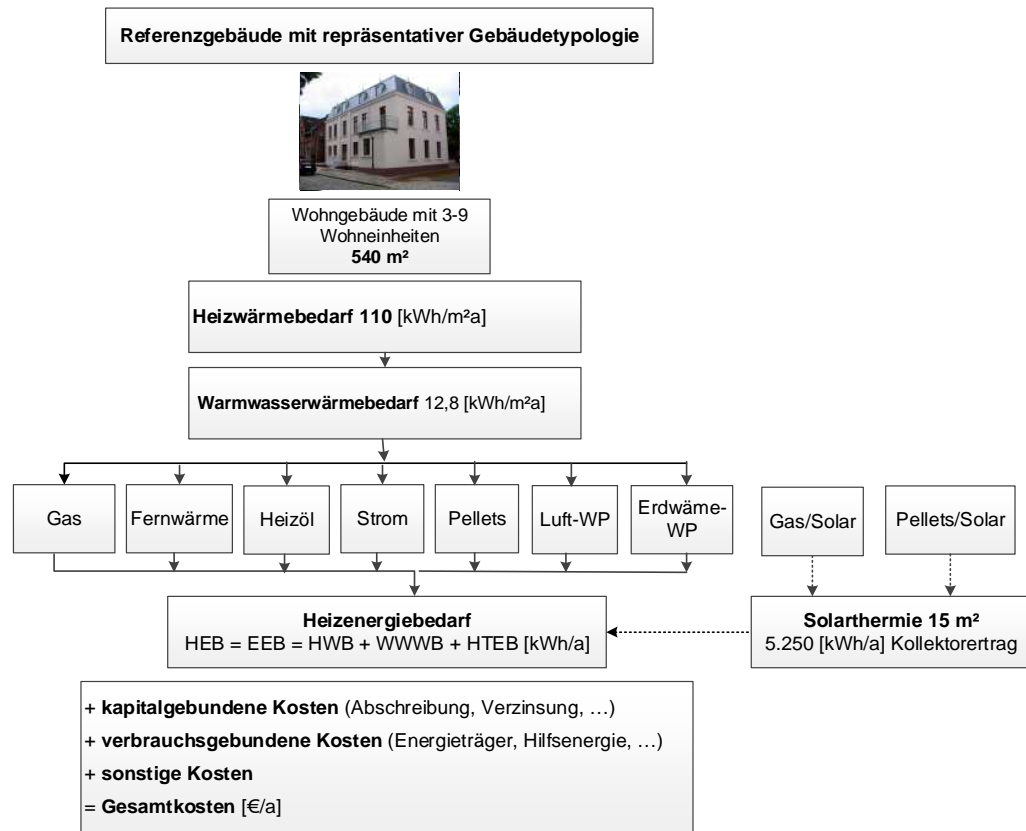


Abbildung 111: Umfang des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten für 3-9 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

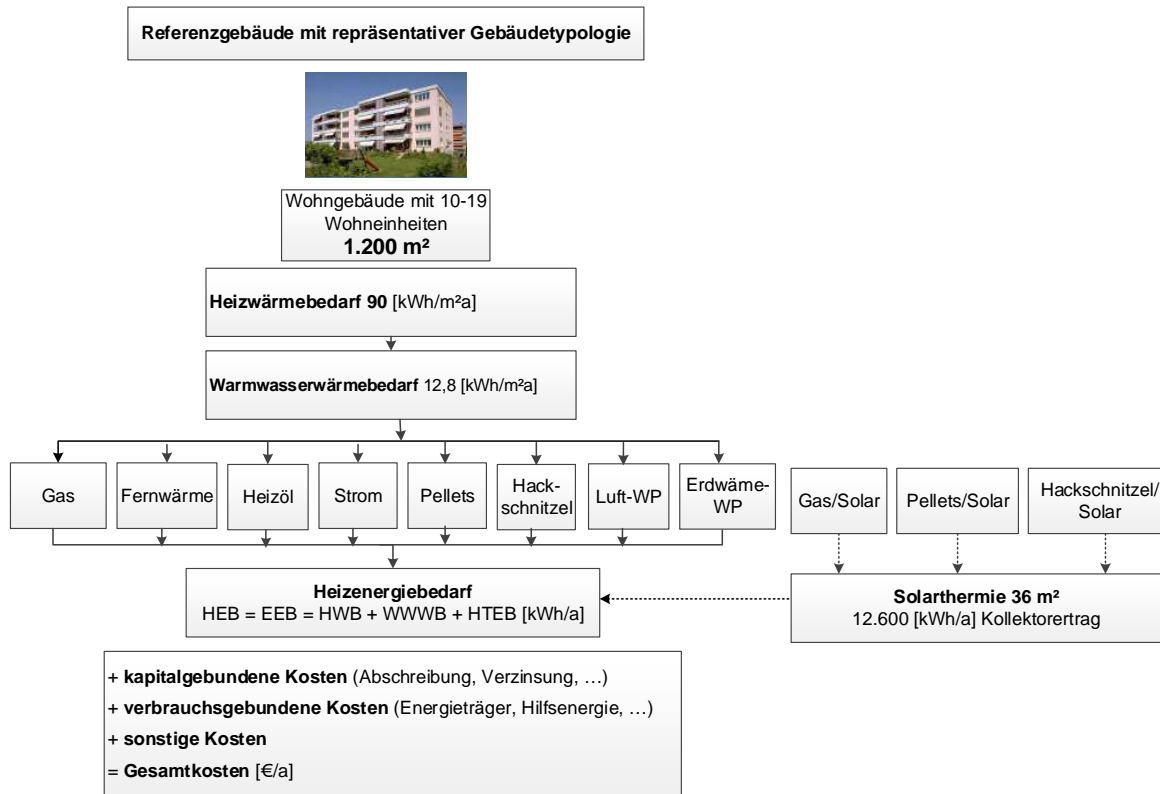


Abbildung 112: Umfang des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten für 10-19 Wohneinheiten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

Tabelle 46: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – HEB
(Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	HEB, mit Hilfsenergie [kWh/m²a]		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	231,9	n.b.	n.b.
Pellets	210,0	176,7	148,4
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	142,1
LuftWP	56,3	44,5	37,1
ErdWP + Kollektor	43,4	n.b.	n.b.
ErdWP + Tiefenbohrung	43,4	33,8	28,0
Fernwärme	169,2	135,1	112,9
Erdgas	187,5	149,6	125,0
el. Strom	160,1	128,2	107,2
Heizöl	202,7	161,8	135,1

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 47: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – Kapitaldienst der Investitionen
(Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	Kapitaldienst der Investition [€/a], Zinssatz 5 %		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	1.144	n.b.	n.b.
Fernwärme	610	712	1.240
Erdgas	699	868	1.630
ErdWP + Kollektor	2.014	n.b.	n.b.
Pellets	1.434	2.117	3.622
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	4.458
LuftWP	1.995	3.265	5.034
ErdWP + Tiefenbohrung	2.570	4.925	7.786
Heizöl	836	1.078	1.773
el. Strom	913	2.117	3.583

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 48: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – Brennstoff-/Energieträgerkosten
(Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	Brennstoff-/Energieträgerkosten [€/a]		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	1.627	n.b.	n.b.
Fernwärme	2.436	6.606	12.290
Erdgas	2.126	5.541	10.042
ErdWP + Kollektor	1.136	n.b.	n.b.
Pellets	1.633	4.683	8.765
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	7.757
LuftWP	1.517	4.116	7.657
ErdWP + Tiefenbohrung	1.136	3.082	5.733
Heizöl	3.112	8.441	15.703
el. Strom	4.416	11.979	22.284

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 49: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – betriebsgebundene Kosten
(Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	betriebsgebundene Kosten [€/a]		
	(inkl. Hilfsenergie)		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	327	n.b.	n.b.
Fernwärme	55	63	69
Erdgas	304	405	431
ErdWP + Kollektor	164	n.b.	n.b.
Pellets	411	564	642
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	685
LuftWP	167	216	238
ErdWP + Tiefenbohrung	164	225	247
Heizöl	346	449	478
el. Strom	27	31	34

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 50: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – jährliche Gesamtkosten (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	Jährliche Gesamtkosten, [€/a] 5 % Zinssatz		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	3.098	n.b.	n.b.
Fernwärme	3.100	7.381	13.599
Erdgas	3.129	6.815	12.103
ErdWP + Kollektor	3.315	n.b.	n.b.
Pellets	3.479	7.364	13.029
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	12.900
LuftWP	3.679	7.597	12.928
ErdWP + Tiefenbohrung	3.871	8.231	13.766
Heizöl	4.294	9.968	17.955
el. Strom	5.355	14.127	25.900

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 51: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – spezifische jährliche Gesamtkosten
(Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	spezifische jährliche Gesamtkosten [€/m²a]		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	19	n.b.	n.b.
Fernwärme	19	14	11
Erdgas	20	13	10
ErdWP + Kollektor	21	n.b.	n.b.
Pellets	22	14	11
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	11
LuftWP	23	14	11
ErdWP + Tiefenbohrung	24	15	11
Heizöl	27	18	15
el. Strom	33	26	22

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 52: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – CO₂-Emissionen Brennstoff
(Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	Emissionen Brennstoff*		
	kg CO₂e/a		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	147	n.b.	n.b.
Pellets	132	378	707
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	677
LuftWP	3.649	4.820	18.412
ErdWP + Kollektor	2.732	n.b.	n.b.
ErdWP + Tiefenbohrung	2.732	7.411	13.786
Fernwärme	1.955	5.302	9.863
Erdgas	6.996	18.977	35.303
Heizöl	9.965	27.029	50.282
el. Strom	10.620	28.804	53.585

*Emissionsfaktoren aus OIB-Richtlinie 6 Ausgabe Oktober 2011

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 53: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – Emissionen Strom
(Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	Emissionen Strom (Hilfsenergie)*		
	kg CO ₂ e/a		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	185	n.b.	n.b.
Pellets	271	407	529
Hackschnitzel	n.b.	n.b.	542
LuftWP	106	122	134
ErdWP + Kollektor	165	189	208
ErdWP + Tiefenbohrung	165	189	208
Fernwärme	122	140	154
Erdgas	145	167	183
Heizöl	160	183	202
el. Strom	59	68	75

*Emissionsfaktoren aus OIB-Richtlinie 6 Ausgabe Oktober 2011

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 54: Ergebnisse des Vergleichs der Heizkosten wesentlicher Raumwärmeenergieträger der untersuchten Modellvarianten – Gesamtemissionen (Quelle: Energieinstitut an der JKU)

	Gesamtemissionen*		
	kg CO ₂ e/a		
	1-2 Wohneinheiten	3-9 Wohneinheiten	10-19 Wohneinheiten
Stückgut	332	n.b.	n.b.
Pellets	403	785	1.236
LuftWP	3.755	4.942	18.545
ErdWP	2.897	7.600	13.994
Fernwärme	2.076	5.442	10.017
Erdgas	7.141	19.144	35.486
Heizöl	10.125	27.212	50.484
el. Strom	10.679	28.872	53.659

*Emissionsfaktoren aus OIB-Richtlinie 6 Ausgabe Oktober 2011

n.b. ... nicht bestimmt

Tabelle 55: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Solarthermieanlagen in Kombination mit Erdgas, Pellets, Hackschnitzel Teil 1/5

Referenzgebäude	Einheit	1-2 Wohneinheiten		3-9 Wohneinheiten		10-19 Wohneinheiten		
		Pellets	Erdgas	Pellets	Erdgas	Pellets	Hackschnitzel	Erdgas
Energetechnische Kennzahlen								
betreffend Heiztechnologie								
HEB, Raumwärme, ohne Hilfsenergie	kWh/a	30.189	27.162	84.615	72.029	148.148	154.286	130.961
HEB, Warmwasser, ohne Hilfsenergie	kWh/a	2.760	2.483	9.846	8.382	21.070	22.522	18.626
HEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	32.949	29.646	94.462	80.410	169.218	176.808	149.587
HTEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	8.501	5.198	28.150	14.098	45.858	53.448	26.227
Jahresnutzungsgrad gesamt, ohne Hilfsenergie	%	74,2	82,5	74,2	82,5	74,2	72,9	82,5
Hilfsenergie Heiztechnologie	kWh/a	650	348	976	400	1.301	1.268	440
HTEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	9.151	5.546	29.125	14.498	47.159	54.716	26.667
	kWh/m ² a	57,2	34,7	53,9	26,8	39,3	45,6	22,2
HEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	33.599	29.994	95.437	80.810	170.519	178.076	150.027
	kWh/m ² a	210	187	177	150	1.301	148	125
Jahresnutzungsgrad gesamt, mit Hilfsenergie	%	73,1	81,5	73,7	82,1	73,9	72,6	82,2
Strombedarf Heiztechnologie	kWh/a	650	348	976	400	1.301	1.268	440
Brennstoffbedarf Heiztechnologie	kWh/a	32.949	29.646	94.462	80.410	169.218	176.808	149.587
	kWh/m ² a	206	185	175	149	141	147	125

Tabelle 56: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Solarthermieanlagen in Kombination mit Erdgas, Pellets, Hackschnitzel Teil 2/5

Referenzgebäude	Einheit	1-2 Wohneinheiten		3-9 Wohneinheiten		10-19 Wohneinheiten		
		Pellets	Erdgas	Pellets	Erdgas	Pellets	Hackschnitzel	Erdgas
betreffend Solaranlage								
Kollektorfläche	m ²	4,0	4,0	15,0	15,0	36,0	36,0	36,0
Solarwärmeertrag	kWh/m ² a	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
Solarwärmeertrag	kWh/a	1.400,0	1.400,0	5.250,0	5.250,0	12.600,0	12.600,0	12.600,0
Deckungsrate Wärmebedarf Warmwasser (WWWB inkl. Wärmeverluste)	%	50,7	56,4	56,4	62,6	60,9	59,8	67,6
Hilfsenergiebedarf Solaranlage	kWh/m ² Kollektorfläche,a	23,4	23,4	8,34	8,34	5,59	5,59	5,59
Hilfsenergiebedarf Solaranlage	kWh/a	93,6	93,6	125,1	125,1	201,2	201,2	201,2
Strombedarf Heiztechnologie	kWh/a	622,9	331,4	921,5	373,9	1.203,8	1.178,1	403,0
Brennstoffbedarf Heiztechnologie	kWh/a	31.548,8	28.245,8	89.211,5	75.160,3	156.618,1	164.207,7	136.987,1

Tabelle 57: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Solarthermieranlagen in Kombination mit Erdgas, Pellets, Hackschnitzel Teil 3/5

Referenzgebäude	Einheit	1-2 Wohneinheiten		3-9 Wohneinheiten		10-19 Wohneinheiten		
		Pellets	Erdgas	Pellets	Erdgas	Pellets	Hackschnitzel	Erdgas
Kostenkalkulation								
Heiztechnologie								
Leistungsbedarf	kW	18,3	16,5	49,6	44,7	92,4	94,0	83,1
Investition	€	10.525	3.993	13.665	4.922	27.562,8	32.290,8	9.775,9
Pufferspeicher	€	638	637,6	866,9	866,9	1.475,1	1.475,1	1.475,1
Brennstoffbeschickung und -lagerung	€	1.100	0,0	1.200,0	-	1.460,0	5.307,0	-
Lieferung, Montage, Inbetriebnahme	€	1.061	1060,9	1.169,6	1.169,6	1.441,4	1.213,6	2.136,3
Summe Investitionen	€	13.323	5.691,4	16.901,5	6.958,1	31.939,3	40.286,5	13.387,2
	€/m ²	83,3	35,6	31,3	12,9	26,6	33,6	11,2
Kapitaldienst, 3 % Zinssatz	€/a	1.116,1	476,8	1.415,8	582,9	2.675,4	3.374,7	1.121,4
Kapitaldienst, 5 % Zinssatz	€/a	1.283,6	548,3	1.628,3	670,4	3.077,1	3.881,3	1.289,8
Kapitaldienst, 7 % Zinssatz	€/a	1.462,8	624,9	1.855,7	764,0	3.506,8	4.423,2	1.469,8
Verbrauchsgebundene Kosten								
Brennstoffbedarf=HEB, ohne Hilfsenergie	kWh/a	31.548,8	28.245,8	89.211,5	75.160,3	156.618,1	164.207,7	136.987,1
Brennstoffpreis	€/kWh	0,050	0,072	0,050	0,069	0,050	0,046	0,067
Brennstoffkosten	€/a	1.564,0	2.026,0	4.422,7	5.179,6	8.140,6	7.179,4	9.196,3

Tabelle 58: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Solarthermieranlagen in Kombination mit Erdgas, Pellets, Hackschnitzel Teil 4/5

Referenzgebäude	Einheit	1-2 Wohneinheiten		3-9 Wohneinheiten		10-19 Wohneinheiten		
		Pellets	Erdgas	Pellets	Erdgas	Pellets	Hackschnitzel	Erdgas
Betriebsgebundene Kosten								
Wartung, Instandsetzung	€/a	169,4	118,6	230,9	180,1	254,0	290,8	198,1
Schornsteinfegen	€/a	120,0	120,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Kosten Hilfsenergie	€/a	87,6	62,1	99,0	70,1	106,9	112,0	75,6
Summe betriebsgebundene Kosten	€/a	377,0	300,7	479,9	400,2	510,9	552,8	423,7
Jährliche Gesamtkosten, 3 % Zinssatz	€/a	3.057,1	2.803,4	6.065,9	6.162,6	10.803,7	11.106,8	10.741,4
Jährliche Gesamtkosten, 5 % Zinssatz	€/a	3.224,6	2.875,0	6.278,4	6.250,1	11.205,4	11.613,5	10.909,8
Jährliche Gesamtkosten, 7 % Zinssatz	€/a	3.403,9	2.951,6	6.505,8	6.343,7	11.635,1	12.155,4	11.089,8
Jährliche Kosten Wärmebereitstellung, 5 % Zinssatz	€/m ² a	20,2	18,0	11,6	11,6	9,3	9,7	9,1

Tabelle 59: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Solarthermieanlagen in Kombination mit Erdgas, Pellets, Hackschnitzel Teil 5/5

Referenzgebäude	Einheit	1-2 Wohneinheiten		3-9 Wohneinheiten		10-19 Wohneinheiten		
		Pellets	Erdgas	Pellets	Erdgas	Pellets	Hackschnitzel	Erdgas
Solaranlage								
Investition	€	6.635	6.635	14.432	14.432	29.316	29.316	29.316
Lebensdauer Solaranlage	a	15	15	15	15	15	15	15
Kapitaldienst, 5 % Zinssatz	€/a	639	639	1.390	1.390	2.824	2.824	2.824
Kosten Hilfsenergie	€/a	17,6	17,6	23,5	23,5	37,7	37,7	37,7
Betriebsgebundene Kosten								
Wartung, Instandsetzung*	€/a	33	33	72	72	147	147	147
Jährliche Gesamtkosten Solaranlage, 5 % Zinssatz	€/a	690	690	1.486	1.486	3.009	3.009	3.009
Jährliche Gesamtkosten Heiztechnologie + Solaranlage	€/a	3.915	3.565	7.764	7.736	14.214	14.622	13.918

* Die Wartungskosten einer Solaranlage belaufen sich pro Jahr auf zirka 0,5 Prozent der Investitionskosten (Solarfibel - Energieinstitut Vorarlberg)

Tabelle 60: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 1-2 Wohneinheiten – Daten des Referenzgebäudes

Daten aus Energieausweis				1-2 Wohneinheiten						
Referenzgebäude	Einheit	Stückgut	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
					Erdkollektor	Sonde				
Brutto-Grundfläche	m ²	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
beheiztes Brutto-Volumen	m ³	482,67	482,67	482,67	482,67	482,67	482,67	482,67	482,67	482,67
charakteristische Länge (lc)	m	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
Kompaktheit (A/V)	1/m	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
mittlerer U-Wert (Um)	W/m ² K	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
HWB										
Standortklima	kWh/a	22.400	22.400	22.400	22.400	22.400	22.400	22.400	22.400	22.400
spezifisch	kWh/m ² a	140	140	140	140	140	140	140	140	140
WWWB										
Standortklima	kWh/a	2.048	2.048	2.048	2.048	2.048	2.048	2.048	2.048	2.048
spezifisch	kWh/m ² a	12,8	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80
HTEB	kWh/a	12.205,67	8.036,15	1.547,50	5.347,10	5.347,10	4.551,33	2.594,78	977,92	6.484,15
spezifisch	kWh/m ² a	76,29	50,23	9,67	33,42	33,42	28,45	16,22	6,11	40,53
HEB										
			0							
Standortklima	kWh/a	37.097,19	33.599,28	8.750,30	6.551,96	6.551,96	29.993,64	27.069,50	25.608,75	32.424,56
spezifisch	kWh/m ² a	231,86	210,00	54,69	40,95	40,95	187,46	169,18	160,05	202,65
EEB										
			0							
Standortklima	kWh/a	37.097,19	33.599,28	8.750,30	6.551,96	6.551,96	29.993,64	27.069,50	25.608,75	32.424,56

$$HEB=EEB+HWB+WWWB+HTEB$$

Tabelle 61: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 1-2 Wohneinheiten – Energietechnische Kennzahlen

Daten aus Energieausweis		1-2 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Stückgut	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
					Erdkollektor	Sonde				
Energietechnische Kennzahlen										
EE-Wärme	kWh/a	36.653,67	32.948,79	0,00	0,00	0,00	29.728,77	26.601,70	25.130,88	31.734,59
EE-Strom, Hilfsenergie	kWh/a	443,52	650,50	8.750,30	6.551,96	6.551,96	264,87	467,80	477,87	689,98
HEB, Raumwärme, ohne Hilfsenergie	kWh/a	33.583,21	30.188,68	8.017,29	6.003,11	6.003,11	27.162,38	24.534,50	23.333,33	29.357,80
HEB, Warmwasser, ohne Hilfsenergie	kWh/a	3.070,46	2.760,11	733,01	548,86	548,86	2.483,42	2.243,15	2.133,33	2.684,14
HEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	36.653,67	32.948,79	8.750,30	6.551,96	6.551,96	29.645,80	26.777,66	25.466,67	32.041,94
HTEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	12.205,67	8.500,79	15.697,70	17.896,04	17.896,04	5.197,80	2.329,66	1.018,67	7.593,94
Jahresnutzungsgrad gesamt, ohne Hilfsenergie	%	66,70	74,20	279,40	373,14	373,14	82,47	91,30	96,00	76,30
	kWh/a	443,52	650,50	253,44	394,56	394,56	347,84	291,84	142,08	382,62
HTEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	12.649,19	9.151,28	15.444,26	17.501,48	17.501,48	5.545,64	2.621,50	1.160,75	7.976,56
	kWh/m ² a	79,06	57,20	96,53	109,38	109,38	34,66	16,38	7,25	49,85
HEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	37.097,19	33.599,28	9.003,74	6.946,52	6.946,52	29.993,64	27.069,50	25.608,75	32.424,56
	kWh/m ² a	231,86	210,00	56,27	43,42	43,42	187,46	169,18	160,05	202,65
Jahresnutzungsgrad gesamt, mit Hilfsenergie	%	65,9	72,76	271,53	351,95	351,95	81,51	90,32	95,47	75,40
Strombedarf Heiztechnologie	kWh/a	443,52	650,50	253,44	394,56	394,56	347,84	291,84	142,08	382,62
Brennstoffbedarf Heiztechnologie	kWh/a	36.653,67	32.948,79	8.750,30	6.551,96	6.551,96	29.645,80	26.777,66	25.466,67	32.041,94
	kWh/m ² a	229,09	205,93	54,69	40,95	40,95	185,29	167,36	159,17	200,26

$$HEB = EEB = HWB + WWWB + HTEB$$

Tabelle 62: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 1-2 Wohneinheiten – Kostenkalkulation Teil 1/2

Daten aus Energieausweis		1-2 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Stückgut	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
Kostenkalkulation Teil 1/2					Erdkollektor	Sonde				
Leistungsbedarf	kW	20,4	18,3	13,2	12,8	12,8	16,5	14,9	14,1	17,8
Investition	€	8.253	10.525	17.926	18.138	23.914	3.993	4.035	8.637	5.416
Pufferspeicher	€	2.432	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.003	-	1.932
Brennstoffbeschickung und -lagerung	€	-	1.100	-	-	-	-	-	-	-
Lieferung, Montage, Inbetriebnahme	€	1.192	1.326	852	834	834	1.326	1.293	834	1.326
Summe Investitionen	€	11.877	14.883	20.710	20.904	26.680	7.251	6.331	9.472	8.674
	€/m ²	74	93	129	131	167	45	40	59	54
Kapitaldienst, 3 % Zinssatz	€/a	995	1.247	1.735	1.751	2.235	607	530	793	727
Kapitaldienst, 5 % Zinssatz	€/a	1.144	1.434	1.995	2.014	2.570	699	610	913	836
Kapitaldienst, 7 % Zinssatz	€/a	1.304	1.634	2.274	2.295	2.929	796	695	1.040	952

Tabelle 63: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 1-2 Wohneinheiten – Kostenkalkulation Teil 2/2

Daten aus Energieausweis		1-2 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Stückgut	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
					Erdkollektor	Sonde				
Kostenkalkulation Teil 2/2										
Verbrauchsgebundene Kosten										
Brennstoffbedarf=HEB, ohne Hilfsenergie	kWh/a	36.654	32.949	8.750	6.552	6.552	29.646	26.778	25.467	32.042
Brennstoffpreis	€/kWh	0,044	0,050	0,173	0,173	0,173	0,072	0,091	0,173	0,097
Brennstoffkosten	€/a	1.627	1.633	1.517	1.136	1.136	2.126	2.436	4.416	3.112
Betriebsgebundene Kosten										
Wartung, Instandsetzung	€/a	124	169	119	90	90	119	-	-	154
Schornsteinfegen	€/a	120	120	-	-	-	120	-	-	120
Kosten Hilfsenergie	€/a	83	122	48	74	74	65	55	27	72
Summe betriebsgebundene Kosten	€/a	327	411	167	164	164	304	55	27	346
Jährliche Gesamtkosten, 3 % Zinssatz	€/a	2.949	3.292	3.419	3.052	3.535	3.038	3.021	5.236	4.185
Jährliche Gesamtkosten, 5 % Zinssatz	€/a	3.098	3.479	3.679	3.315	3.871	3.129	3.100	5.355	4.294
Jährliche Gesamtkosten, 7 % Zinssatz	€/a	3.258	3.679	3.958	3.596	4.230	3.226	3.186	5.483	4.410
Jährliche Kosten Wärmebereitstellung, 5 % Zinssatz	€/m ² a	19,4	21,7	23,0	20,7	24,2	19,6	19,4	33,5	26,8
	€/kWh,a	0,127	0,142	0,150	0,136	0,158	0,128	0,127	0,219	0,176

$$HEB=EEB+HWB+WWWB+HTEB$$

Tabelle 64: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 1-2 Wohneinheiten – Emissionsbilanz, CO₂-Vermeidungskosten

Daten aus Energieausweis		1-2 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Stückgut	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
					Erdkollektor	Sonde				
Emissionsbilanz										
Emissionsfaktoren	kgCO ₂ / kWh	0,0040	0,0040	0,4170	0,4170	0,4170	0,2360	0,0730	0,4170	0,3110
Brennstoff Heiztechnologie	kWh/a	36.654	32.949	8.750	6.552	6.552	29.646	26.778	25.467	32.042
Strom Heiztechnologie	kWh/a	444	650	253	395	395	348	292	142	383
Emissionen Brennstoff	kg CO ₂	147	132	3.649	2.732	2.732	6.996	1.955	10.620	9.965
Emissionen Strom (Hilfsenergie)	kg CO ₂	185	271	106	165	165	145	122	59	160
Gesamtemissionen	kg CO ₂	332	403	3.755	2.897	2.897	7.141	2.076	10.679	10.125
CO₂-Vermeidungskosten										
Nur Heiztechnologie										
Jährlicher Kapitaldienst, 5 % Zinssatz	€/a	1.144	1.434	1.995	2.014	2.570	699	610	913	836
Jährliche variable Kosten	€/a	1.954	2.045	1.684	1.301	1.301	2.430	2.490	4.443	3.458
Gesamtemissionen	kg CO ₂	332	403	3.755	2.897	2.897	7.141	2.076	10.679	10.125
Δ Kosten	€/a	- 1.195	- 815	- 614	- 979	- 423	- 1.165	- 1.193	+ 1.062	-
Δ Emissionen	kg CO ₂	9.793	9.722	6.370	7.228	7.228	2.983	8.048	+ 554	-
Vermeidungskosten	€/ t CO ₂	- 122	- 84	- 96	- 135	- 58	- 391	- 148	+ 1.916	-

Tabelle 65: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 3-9 Wohneinheiten – Daten des Referenzgebäudes

Daten aus Energieausweis		3-9 Wohneinheiten							
Referenzgebäude	Einheit	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
				Erdkollektor	Sonde				
Brutto-Grundfläche	m ²	540,00	540,00	540,00	540,00	540,00	540,00	540,00	540,00
beheiztes Brutto-Volumen	m ³	1.716,87	1.716,87	1.716,87	1.716,87	1.716,87	1.716,87	1.716,87	1.716,87
charakteristische Länge (lc)	M	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Kompaktheit (A/V)	1/m	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
mittlerer U-Wert (Um)	W/m ² K	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
HWB									
Standortklima	kWh/a	59.400	59.400	59.400	59.400	59.400	59.400	59.400	59.400
spezifisch	kWh/m ² a	110	110	110	110	110	110	110	110
WWWB									
Standortklima	kWh/a	6.912	6.912	6.912	6.912	6.912	6.912	6.912	6.912
spezifisch	kWh/m ² a	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80
HTEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	28.149,54	3.335,26	15.510,29	15.510,29	13.698,33	5.983,27	2.599,61	20.157,55
spezifisch	kWh/m ² a	52,13	6,18	28,72	28,72	25,37	11,08	4,81	37,33
HEB		2,00	0,00	0,00	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Standortklima	kWh/a	95.437,28	20.974,09	28.215,52	28.215,52	80.010,33	72.630,89	69.075,00	86.909,57
spezifisch	kWh/m ² a	176,74	38,84	52,25	52,25	148,17	134,50	127,92	160,94
EEB		2,00	0,00	0,00	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Standortklima	kWh/a	95.437,28	20.974,09	28.215,52	28.215,52	80.010,33	72.630,89	69.075,00	86.909,57

$$HEB = EEB - HWB + WWWB + HTEB$$

Tabelle 66: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 3-9 Wohneinheiten – Energietechnische Kennzahlen

Daten aus Energieausweis		3-9 Wohneinheiten							
Referenzgebäude	Einheit	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
				Erdkollektor	Sonde				
Energietechnische Kennzahlen									
EE-Wärme	kWh/a	94.461,54	0,00	0,00	0,00	79.610,31	72.295,27	68.911,61	86.469,55
EE-Strom, Hilfsenergie	kWh/a	975,74	20.974,09	28.215,52	28.215,52	400,02	335,62	163,39	440,02
HEB, Raumwärme, ohne Hilfsenergie	kWh/a	84.615,38	21.260,15	15.918,96	15.918,96	72.028,81	65.060,24	61.875,00	77.850,59
HEB, Warmwasser, ohne Hilfsenergie	kWh/a	9.846,15	2.473,91	1.852,39	1.852,39	8.381,53	7.570,65	7.200,00	9.058,98
HEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	94.461,54	23.734,05	17.771,35	17.771,35	80.410,35	72.630,89	69.075,00	86.909,57
HTEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	28.149,54	42.577,95	48.540,65	48.540,65	14.098,35	6.318,89	2.763,00	20.597,57
Jahresnutzungsgrad gesamt, ohne Hilfsenergie	%	73,20	279,40	373,14	373,14	82,47	91,30	96,00	76,30
Hilfsenergie	kWh/a	975,74	291,46	453,74	453,74	400,02	335,62	163,39	440,02
HTEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	29.125,28	42.286,49	48.086,91	48.086,91	14.498,36	6.654,50	2.926,39	21.037,59
	kWh/m ² a	53,94	78,31	89,05	89,05	26,85	12,32	5,42	38,96
HEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	95.437,28	24.025,51	18.225,09	18.225,09	80.810,36	72.966,50	69.238,39	87.349,59
	kWh/m ² a	176,74	44,49	33,75	33,75	149,65	135,12	128,22	161,76
Jahresnutzungsgrad gesamt, mit Hilfsenergie	%	71,48	276,01	363,850	363,85	82,06	90,88	95,77	75,92
Strombedarf Heiztechnologie	kWh/a	975,74	291,46	453,74	453,74	400,02	335,62	163,39	440,02
Brennstoffbedarf Heiztechnologie	kWh/a	94.461,54	23.734,05	17.771,35	17.771,35	80.410,35	72.630,89	69.075,00	86.909,57
	kWh/m ² a	174,93	43,95	32,91	32,91	148,91	134,50	127,92	160,94

$$HEB = EEB = HWB + WWWB + HTEB$$

Tabelle 67: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 3-9 Wohneinheiten –Kostenkalkulation Teil 1/2

Daten aus Energieausweis		3-9 Wohneinheiten							
Referenzgebäude	Einheit	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
				Erdkollektor	Sonde				
Kostenkalkulation Teil 1/2									
Leistungsbedarf	kW	52,5	36,4	35,9	35,9	44,7	40,4	38,4	48,3
Investition	€	16.688	29.526	25.536	46.776	4.922	4.735	20.262	7.100
Pufferspeicher	€	2.627	2.627	2.627	2.627	2.627	1.294	-	2.627
Brennstoffbeschickung und -lagerung	€	1.200	-	-	-	-	-	-	-
Lieferung, Montage, Inbetriebnahme	€	1.462	1.733	1.717	1.717	1.462	1.357	1.717	1462
Summe Investitionen	€	21.977	33.885	29.880	51.120	9.011	7.386	21.979	11.189
	€/m2	41	63	55	95	17	14	41	21
Kapitaldienst, 3 % Zinssatz	€/a	1.841	2.838	2.503	4.282	755	619	1.841	937
Kapitaldienst, 5 % Zinssatz	€/a	2.117	3.265	2.879	4.925	868	712	2.117	1.078
Kapitaldienst, 7 % Zinssatz	€/a	2.413	3.720	3.281	5.613	989	811	2.413	1.228

Tabelle 68: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 3-9 Wohneinheiten –Kostenkalkulation Teil 2/2

Daten aus Energieausweis		3-9 Wohneinheiten							
Referenzgebäude	Einheit	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
Kostenkalkulation Teil 2/2				Erdkollektor	Sonde				
Verbrauchsgebundene Kosten									
Brennstoffbedarf=HEB, ohne Hilfsenergie	kWh/a	94.462	23.734	17.771	17.771	80.410	72.631	69.075	86.910
Brennstoffpreis	€/kWh	0,050	0,173	0,173	0,173	0,069	0,091	0,173	0,097
Brennstoffkosten	€/a	4.683	4.116	3.082	3.082	5.541	6.606	11.979	8.441
Betriebsgebundene Kosten									
Wartung, Instandsetzung	€/a	231	162	139	139	180		-	216
Schornsteinfegen	€/a	150	-	-	-	150		-	150
Kosten Hilfsenergie	€/a	183	55	85	85	75	63	31	83
Summe betriebsgebundene Kosten	€/a	564	216	225	225	405	63	31	449
Jährliche Gesamtkosten, 3 % Zinssatz	€/a	7.088	7.171	5.809	7.589	6.701	7.288	13.850	9.827
Jährliche Gesamtkosten, 5 % Zinssatz	€/a	7.364	7.597	6.185	8.231	6.815	7.381	14.127	9.968
Jährliche Gesamtkosten, 7 % Zinssatz	€/a	7.660	8.053	6.587	8.919	6.936	7.480	14.422	10.118
Jährliche Kosten Wärmebereitstellung, 5 % Zinssatz	€/m ² a	13,6	14,1	11,5	15,2	12,6	13,7	26,2	18,5
	€/kWh a	0,111	0,115	0,093	0,124	0,103	0,111	0,213	0,150

$$HEB = EEB = HWB + WWWB + HTEB$$

Table 69: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 3-9 Wohneinheiten – Emissionsbilanz, CO₂-Vermeidungskosten

Daten aus Energieausweis		3-9 Wohneinheiten							
Referenzgebäude	Einheit	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
				Erdkollektor	Sonde				
Emissionsbilanz									
Emissionsfaktoren	kg CO ₂ /kWh	0,0040	0,2031	0,4170	0,4170	0,2360	0,0730	0,4170	0,3110
Brennstoff Heiztechnologie	kWh/a	94.462	23.734	17.771	17.771	80.410	72.631	69.075	86.910
Strom Heiztechnologie	kWh/a	976	291	454	454	400	336	163	440
Emissionen Brennstoff	kg CO ₂	378	4.820	7.411	7.411	18.977	5.302	28.804	27.029
Emissionen Strom (Hilfsenergie)	kg CO ₂	407	122	189	189	167	140	68	183
Gesamtemissionen	kg CO ₂	785	4.942	7.600	7.600	19.144	5.442	28.872	27.212
Vermeidungskosten									
Jährlicher Kapitaldienst, 5 % Zinssatz	€/a	2.117	3.265	2.879	4.925	868	712	2.117	1.078
Jährliche variable Kosten	€/a	5.247	4.332	3.306	3.306	5.946	6.669	12.009	8.890
Gesamtemissionen	kg CO ₂	785	4.942	7.600	7.600	19.144	5.442	28.872	27.212
Δ Kosten	€/a	- 2.604	- 2.371	- 3.783	- 1.736	- 3.153	- 2.587	+ 4.159	-
Δ Emissionen	kg CO ₂	26.428	22.270	19.613	19.613	8.069	21.770	+ 1.660	-
Vermeidungskosten	€/ t CO ₂	- 99	- 106	- 193	- 89	- 391	- 119	+ 2.505	-

Tabelle 70: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 10-19 Wohneinheiten – Daten des Referenzgebäudes

Daten aus Energieausweis		10-19 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Hack-schnitzel	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
					Erdkollektor	Sonde				
Brutto-Grundfläche	m ²	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
beheiztes Brutto-Volumen	m ³	3.743,92	3.743,92	3.743,92	3.743,92	3.743,92	3.743,92	3.743,92	3.743,92	3.743,92
charakteristische Länge (lc)	m	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
Kompaktheit (A/V)	1/m	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
mittlerer U-Wert (Um)	W/m ² K	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Standortklima	kWh/a	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000
spezifisch	kWh/m ² a	90	90	90	90	90	90	90	90	90
WWWB							0,00	0,00	0,00	0,00
Standortklima	kWh/a	15.360	15.360	15.360	15.360	15.360	15.360	15.360	15.360	15.360
spezifisch	kWh/m ² a	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80	12,80
HTEB		0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Standortklima	kWh/a	53.447,71	45.858,11	5.936,51	29.434,10	29.434,10	25.787,09	11.385,83	4.960,27	37.833,57
spezifisch	kWh/m ² a	44,54	38,22	4,95	24,53	24,53	21,49	9,49	4,13	31,53
HEB		3,00	3,00	0,00	0,00	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Standortklima	kWh/a	178.076,18	170.518,73	39.027,30	52.905,76	52.905,76	149.587,11	135.115,01	128.500,00	161.677,59
spezifisch	kWh/m ² a	148,40	142,10	32,52	44,09	44,09	124,66	112,60	107,08	134,73
EEB		3,00	3,00	0,00	0	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Standortklima	kWh/a	178.076,18	170.518,73	39.027,30	52.905,76	52.905,76	149.587,11	135.115,01	128.500,00	161.677,59
spezifisch	kWh/m ² a	148,40	142,10	32,52	44,09	44,09	124,66	112,60	107,08	134,73

HEB=EEB=HWB+WWWB+HTEB

Tabelle 71: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 10-19 Wohneinheiten – Energietechnische Kennzahlen

Daten aus Energieausweis		10-19 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Hack-schnitzel	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
					Erdkollektor	Sonde				
Energietechnische Kennzahlen										
EE-Wärme	kWh/a	176.807,71	169.218,11	0,00	0,00	0,00	149.147,09	134.745,83	128.320,27	161.193,57
EE-Strom, Hilfsenergie	kWh/a	1.268,47	1.300,62	39.027,30	52.905,76	52.905,76	440,02	369,18	179,73	484,02
HEB, Raumwärme, ohne Hilfsenergie	kWh/a	154.285,71	148.148,15	38.654,81	28.943,56	28.943,56	130.961,48	118.291,35	112.500,00	141.546,53
HEB, Warmwasser, ohne Hilfsenergie	kWh/a	22.521,99	21.069,96	5.497,57	4.116,42	4.116,42	18.625,63	16.823,66	16.000,00	20.131,06
HEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	176.807,71	169.218,11	44.152,39	33.059,98	33.059,98	149.587,11	135.115,01	128.500,00	161.677,59
HTEB gesamt, ohne Hilfsenergie	kWh/a	53.447,71	45.858,11	79.207,61	90.300,02	90.300,02	26.227,11	11.755,01	5.140,00	38.317,59
Jahresnutzungsgrad gesamt, ohne Hilfsenergie	%	69,77	72,90	279,40	373,14	373,14	82,47	91,30	96,00	76,30
Hilfsenergie Heiztechnologie	kWh/a	1.268,47	1.300,62	320,60	499,12	499,12	440,02	369,18	179,73	484,02
HTEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	54.716,18	47.158,73	78.887,01	89.800,90	89.800,90	26.667,13	12.124,18	5.319,73	38.801,61
	kWh/m ² a	45,60	39,30	65,74	74,83	74,83	22,22	10,10	4,43	32,33
HEB gesamt, mit Hilfsenergie	kWh/a	178.076,18	170.518,73	44.472,99	33.559,10	33.559,10	150.027,13	135.484,18	128.679,73	162.161,61
	kWh/m ² a	148,40	142,10	37,06	27,97	27,97	125,02	112,90	107,23	135,13
Jahresnutzungsgrad gesamt, mit Hilfsenergie	%	69,27	72,34	277,38	367,59	367,59	82,23	91,05	95,87	76,07
Strombedarf Heiztechnologie	kWh/a	1.268,47	1.300,62	320,60	499,12	499,12	440,02	369,18	179,73	484,02
Brennstoffbedarf Heiztechnologie	kWh/a	176.807,71	169.218,11	44.152,39	33.059,98	33.059,98	149.587,11	135.115,01	128.500,00	161.677,59
	kWh/m ² a	147,34	141,02	36,79	27,55	27,55	124,66	112,60	107,08	134,73

HEB=EEB=HWB+WWWB+HTEB

Tabelle 72: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 10-19 Wohneinheiten – Kostenkalkulation Teil 1/2

Daten aus Energieausweis		10-19 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Hack-schnitzel	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
Kostenkalkulation Teil 1/2					Erdkollektor	Sonde				
Leistungsbedarf	kW	98,2	94,0	68,0	67,5	67,5	83,1	75,1	71,4	89,8
Investition	€	34.982	29.860	45.093	35.997	73.672	9.776	8.231	34.505	11.268
Pufferspeicher	€	4.470	4.470	4.470	4.470	4.470	4.470	1.973	-	4.470
Brennstoffbeschickung und -lagerung	€	5.307	1.460	-	-	-	-	-	-	-
Lieferung, Montage, Inbetriebnahme	€	1.517	1801,78	2.685	2.670	2.670	2.670	2.670	2.685	2.670
Summe Investitionen	€	46.276	37.591	52.248	43.137	80.812	16.916	12.874	37.189	18.408
	€/m ²	39	31	44	36	67	14	11	31	15
Kapitaldienst, 3 % Zinssatz	€/a	3.876	3.149	4.377	3.613	6.769	1.417	1.078	3.115	1.542
Kapitaldienst, 5 % Zinssatz	€/a	4.458	3.622	5.034	4.156	7.786	1.630	1.240	3.583	1.773
Kapitaldienst, 7 % Zinssatz	€/a	5.081	4.127	5.737	4.736	8.873	1.857	1.413	4.083	2.021

Tabelle 73: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 10-19 Wohneinheiten – Kostenkalkulation Teil 2/2

Daten aus Energieausweis		10-19 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Hack-schnitzel	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fernwärme	el. Strom	Heizöl
Kostenkalkulation Teil 2/2					Erdkollektor	Sonde				
Verbrauchsgebundene Kosten										
Brennstoffbedarf=HEB, ohne Hilfsenergie	kWh/a	169.218	176.808	44.152	33.060	33.060	149.587	135.115	128.500	161.678
Brennstoffpreis	€/kWh	0,046	0,050	0,173	0,173	0,173	0,067	0,091	0,173	0,097
Brennstoffkosten	€/a	7.757	8.765	7.657	5.733	5.733	10.042	12.290	22.284	15.703
Betriebsgebundene Kosten										
Wartung, Instandsetzung	€/a	291	254	178	153	153	198	-	-	238
Schornsteinfegen	€/a	150	150	-	-	-	150	-	-	150
Kosten Hilfsenergie	€/a	244	238	60	94	94	83	69	34	91
Summe betriebsgebundene Kosten	€/a	685	642	238	247	247	431	69	34	478
Jährliche Gesamtkosten, 3 % Zinssatz	€/a	12.318	12.556	12.271	9.594	12.749	11.890	13.438	25.433	17.724
Jährliche Gesamtkosten, 5 % Zinssatz	€/a	12.900	13.029	12.928	10.136	13.766	12.103	13.599	25.900	17.955
Jährliche Gesamtkosten, 7 % Zinssatz	€/a	13.522	13.534	13.631	10.716	14.853	12.330	13.773	26.401	18.203
Jährliche Kosten Wärmebereitstellung, 5 % Zinssatz	€/m ² a	10,7	10,9	10,8	8,4	11,5	10,1	11,3	21,6	15,0
	€/kWh,a	0,105	0,106	0,105	0,082	0,112	0,098	0,110	0,210	0,146

Tabelle 74: Zusammenfassung der errechneten Basiszahlen für die Modelvarianten bei 10-19 Wohneinheiten – Emissionsbilanz, CO₂-Vermeidungskosten

Daten aus Energieausweis		10-19 Wohneinheiten								
Referenzgebäude	Einheit	Hack-schnitzel	Pellets	LuftWP	ErdWP		Erdgas	Fern-wärme	el. Strom	Heizöl
					Erdkollektor	Sonde				
Emissionsbilanz										
Emissionsfaktoren	kg CO ₂ /kWh	0,0040	0,0040	0,4170	0,4170	0,4170	0,2360	0,0730	0,4170	0,3110
Brennstoff Heiztechnologie	kWh/a	169.218	176.808	44.152	33.060	33.060	149.587	135.115	128.500	161.678
Strom Heiztechnologie	kWh/a	1.301	1.268	321	499	499	440	369	180	484
Emissionen Brennstoff	kg CO ₂	677	707	18.412	13.786	13.786	35.303	9.863	53.585	50.282
Emissionen Strom (Hilfsenergie)	kg CO ₂	542	529	134	208	208	183	154	75	202
Gesamtemissionen	kg CO ₂	1.219	1.236	18.545	13.994	13.994	35.486	10.017	53.659	50.484
Vermeidungskosten										
Jährlicher Kapitaldienst, 5 % Zinssatz	€/a	4.458	3.622	5.034	4.156	7.786	1.630	1.240	3.583	1.773
Jährliche variable Kosten	€/a	8.442	9.407	7.895	5.980	5.980	10.473	12.359	22.317	16.182
Gesamtemissionen	kg CO ₂	1.219	1.236	18.545	13.994	13.994	35.486	10.017	53.659	50.484
Δ Kosten	€/a	5.055	- 4.927	- 5.027	- 7.819	- 4.190	- 5.853	- 4.356	+ 7.945	-
Δ Emissionen	kg CO ₂	49.264	49.247	31.938	36.489	36.489	14.998	40.466	+ 3.176	-
Vermeidungskosten	€/ t CO ₂	103	- 100	- 157	- 214	- 115	- 390	- 108	+ 2.502	-

Tabelle 75: Zusammenfassung der errechneten verbrauchsabhängigen spezifischen Kosten für Erdgas in den untersuchten Modelvarianten

Abfrage Tariffkalkulator 09/06/2013											
1-2 Wohneinheiten			4020	1010	3100	5020	8010	9020	6020	6900	7000
Erdgasverbrauch	29.646	[kWh/a]	Linz	Wien	St. Pölten	Salzburg	Graz	Klagenfurt	Innsbruck	Bregenz	Eisenstadt
Durchschnittspreis	2.126,38	[€], inkl. Ust.	2.181,73	2.272,26	2.097,41	2.209,18	2.146,60	2.290,22	2.021,00	1.825,01	2.094,00
spezifischer Preis	0,072	[€/kWh]									
Abfrage Tariffkalkulator 09/06/2013											
3-9 Wohneinheiten			4020	1010	3100	5020	8010	9020	6020	6900	7000
Erdgasverbrauch	80.410	[kWh/a]	Linz	Wien	St. Pölten	Salzburg	Graz	Klagenfurt	Innsbruck	Bregenz	Eisenstadt
Durchschnittspreis	5.541,35	[€], inkl. Ust.	5.529	5.687	5.543	5.815	5.616	6.064	5.295	4.833	5.490
spezifischer Preis	0,069	[€/kWh]									
Abfrage Tariffkalkulator 09/06/2013											
10-19 Wohneinheiten			4020	1010	3100	5020	8010	9020	6020	6900	7000
Erdgasverbrauch	149.587	[kWh/a]	Linz	Wien	St. Pölten	Salzburg	Graz	Klagenfurt	Innsbruck	Bregenz	Eisenstadt
Durchschnittspreis	10.042,22	[€], inkl. Ust.	9.912	10.224	10.161	10.563	10.109	10.979	9.566	8.824	10.044
spezifischer Preis	0,067	[€/kWh]									

7.5 CO₂-Vermeidungskosten von Fernwärme und Erdgas – Bewertungsschema

Wie in Kapitel 3.2.2 dargestellt, wird die folgende Formel zur Berechnung der spezifischen Schadstoffvermeidungskosten basierend auf einer Technologie *i* (z. B. Einsatz von Erdgas oder Fernwärme zur Raumwärmebereitstellung) bezüglich der Referenztechnologie *j* (Einsatz von Heizöl EL zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung) angewendet:

$$VK_t^{ij} = \frac{\Delta K_t}{\Delta E_t} \quad \left[\text{in } \frac{\text{Euro}}{\text{TonnenCO}_2\text{e}} \right]$$

Dabei stellen ΔK_t die Differenz der Jahresgesamtkosten der jeweiligen Technologie bzw. Erdgas- oder Fernwärmetechnologie und der Referenztechnologie und ΔE_t die Differenz der Emissionen der Referenztechnologie und der jeweiligen Technologie (bzw. Erdgas- und Fernwärmetechnologie) zum Zeitpunkt *t* dar.

Abbildung 113 erklärt grafisch die Bewertungsmethodik der Vermeidungskosten.

		ΔK		
		< 0	> 0	
ΔE	> 0	Angabe/ Interpretation von Vermeidungskosten <i>Emissionsvermeidung, ökonomisch sinnvoll</i>	Angabe/ Interpretation von Vermeidungskosten <i>Emissionsvermeidung, ökonomisch nicht sinnvoll</i>	Alternatives System emittiert weniger Schadstoffe als Referenzsystem
	< 0	Vermeidungskosten nicht definiert <i>Keine Emissionsvermeidung, ökonomisch sinnvoll</i>	Vermeidungskosten nicht definiert <i>Keine Emissionsvermeidung, ökonomisch nicht sinnvoll</i>	
		Ersatz des Referenzsystems durch alternatives System ist wirtschaftlich	Ersatz des Referenzsystems durch alternatives System ist nicht wirtschaftlich	

Abbildung 113: Bewertungsschema Vermeidungskosten (Quelle: Goers et al. (2009) und Schwarz et al. (2013).)

7.6 Volkswirtschaftliche Betrachtung der IST-Situation – regionale Aspekte und Investitionen

Regionale Aspekte

Die Erdgasnutzung zur Raumheizung generiert laut Kapitel 0 eine Bruttowertschöpfung von 346 Mio. €. Davon werden ca. 163 Mio. € bzw. 47% im Segment Raumheizung generiert. Innerhalb dieses Segmentes werden wiederum ca. 95 Mio. € durch private Haushalte generiert. Bei der Berücksichtigung von Netzentgelten und Steuern und Abgaben ergibt sich eine Wertschöpfung von ca. 629 Mio. €. Die jeweiligen relativen Wertschöpfungsanteile des Segmentes Raumheizung bzw. der Haushalte sind beinahe ident zur Analyse ohne Berücksichtigung von Netzentgelten bzw. Steuern und Abgaben. Regional betrachtet wird analog zum Ausmaß der Exploration in Niederösterreich mit 81% der höchste Anteil der Wertschöpfung generiert. Die relativen Anteile in Oberösterreich bzw. Salzburg belaufen sich auf 18% bzw. 1%.

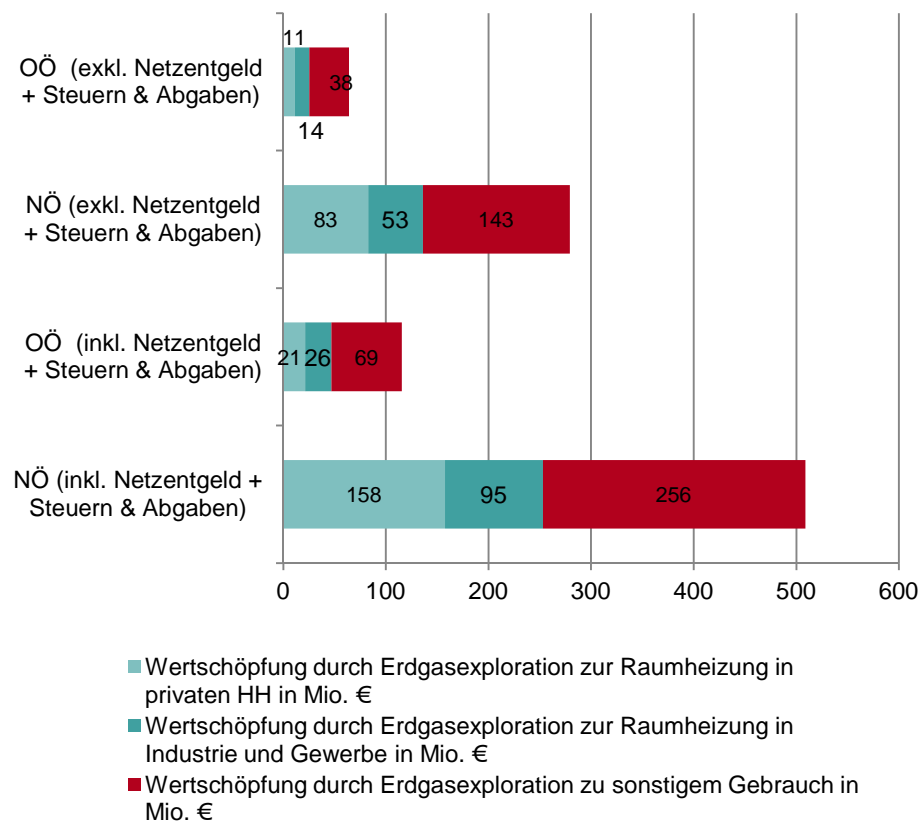


Abbildung 114: Regionale Aufteilung der Wertschöpfung durch Umsatzerlöse durch Erdgasexploration in 2011 in TJ (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Statistik Austria 2012a).

Wie in Kapitel 0 hergeleitet, beläuft sich die Bruttowertschöpfung infolge der Fernwärmeproduktion auf ca. 1.000 Mio. € (bei Vernachlässigung von Entgelten sowie Abgaben und Steuern) bzw. 1.604 Mio. € (bei Berücksichtigung der Entgelte bzw. Steuern und Abgaben im Haushaltsbereich sowie der zugrunde gelegten Preisrelation im Industrie- und Gewerbebereich). Davon fallen rund 88% auf das Segment Raumheizung, wovon wiederum 44% im Haushaltsbereich

generiert werden und 56% der Industrie bzw. dem Gewerbe zugeordnet werden können. Analog zum Umwandlungsausstoß, zeigt die Aufteilung der Wertschöpfung auf regionaler Ebenen die höchsten Werte in Wien und Niederösterreich. Die geringste Wertschöpfung durch Fernwärmeproduktion wird in Vorarlberg und im Burgenland realisiert.

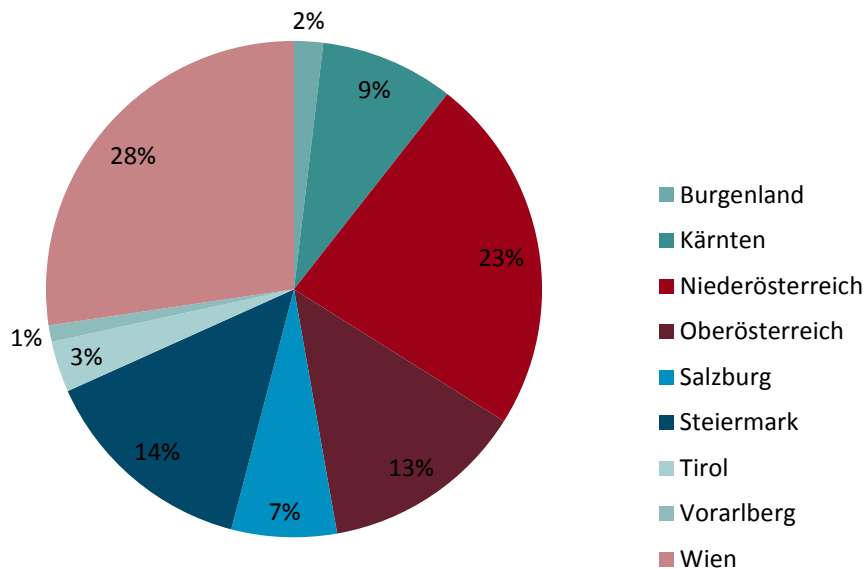


Abbildung 115: Regionale Aufteilung der Wertschöpfung durch Umsatzerlöse durch Fernwärmeproduktion in 2011 (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Statistik Austria 2012a).

Investitionen

Als Inputdaten für die makroökonomische Analyse dienen neben den eruierten Zahlen zur Bruttowertschöpfung infolge der Erdgasexploration sowie der Fernwärmeproduktion und den (energetischen) Leistungsbilanzeffekten auch die Investitionstätigkeiten im Segment Raumwärme durch Erdgas und Fernwärme. Dabei werden Investitionstätigkeiten für Gas- und Fernwärmeversorgung und -speicherung, Fernwärmeproduktion und Gasexploration für das Segment Raumwärme sowie Installationstätigkeiten auf Unternehmens- und Haushaltsseite für Heizsysteme (exkl. Pufferspeicher und Montage) für den Zeitraum 2005-2011 betrachtet. Der Anstieg der Investitionen für Gas- und Fernwärmeversorgung im Jahre 2009 ist auf den starken Ausbau der Erdgasspeicher zurückzuführen.

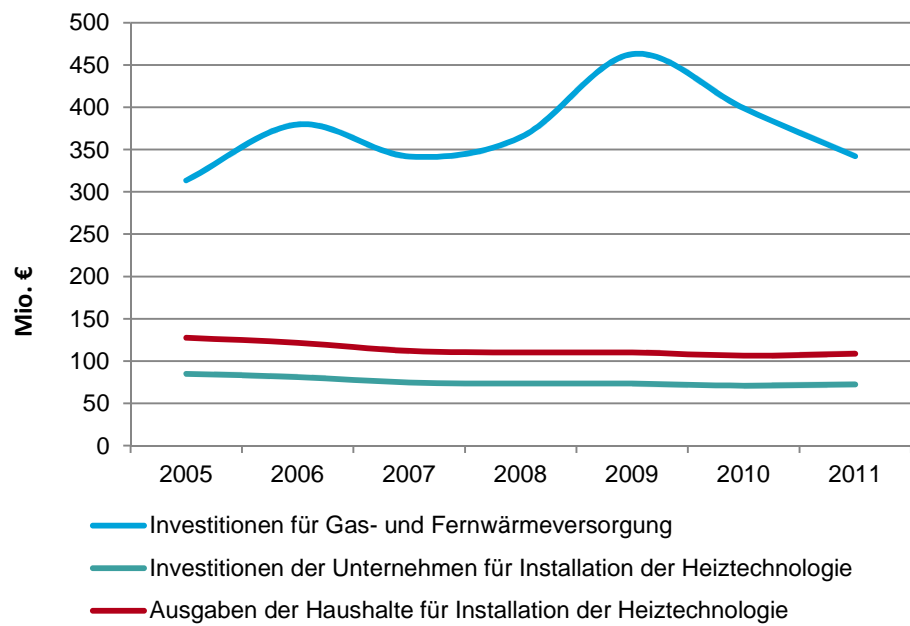


Abbildung 116: Investitionstätigkeiten für Gas- und Fernwärmeversorgung und -speicherung, Fernwärmeproduktion und Gasexploration für das Segment Raumwärme sowie Installationstätigkeiten auf Unternehmens- und Haushaltsseite für Heizsysteme (exkl. Pufferspeicher und Montage), 2005-2011 (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Statistik Austria 2012a).

7.7 Gasspeicherinfrastruktur – Zusatzinformationen

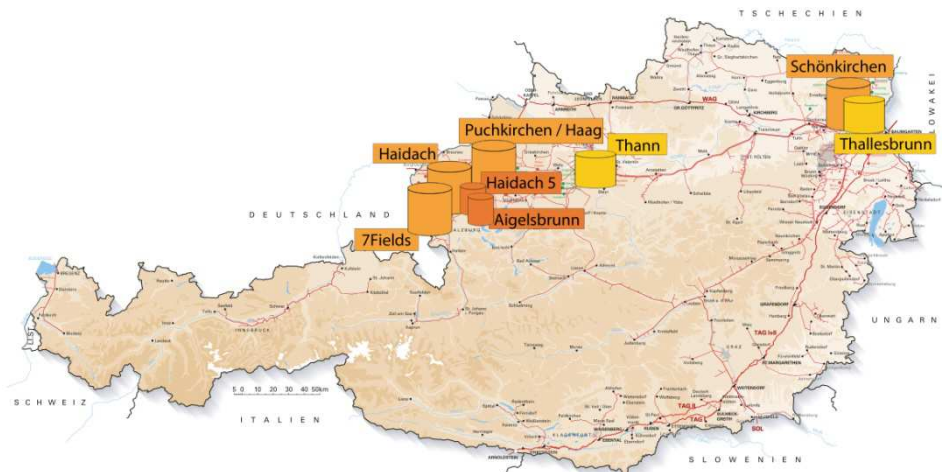


Abbildung 117: Erdgasspeicher in Österreich - Überblick (Quelle: Eigene Darstellung).

Tabelle 76: Erdgasspeicher in Österreich – Technische Daten (Quelle: OMV 2012 und RAG 2012).

	Tiefe	Arbeitsgasvolumen	Entnahmelistung	Einpressleistung
	[in m]	[in Mrd.m ³]	[in m ³ /h]	[in m ³ /h]
Aigelsbrunn	1.350	0,10	50.000	50.000
Haidach	1.600	2,60	1.100.000	1.000.000
Haidach 5	1.450	0,02	20.000	20.000
Puchkirchen /Haag	1.100 /1.000	1,10	520.000	520.000
Tallesbrunn	750	0,40	160.000	125.000
Thann	650	0,25	130.000	115.000
Schönkirchen	510 - 1.400	1,78	960.000	650.000
Seven Fields	1.300 - 2.300	2,10	1.080.000	720.000

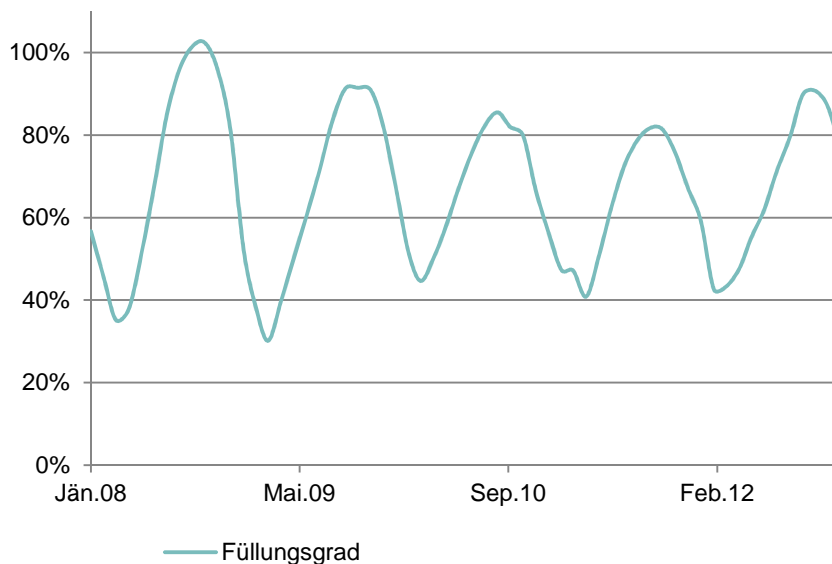


Abbildung 118: Erdgasspeicherbestand in Österreich nach Füllungsgrad in % (Quelle: E-Control 2012).

7.8 MOVE - Modellbeschreibung

Mit dem Modell MOVE ist die Möglichkeit zur wissenschaftlichen Abschätzung verschiedener ökonomisch-struktureller Veränderungen im österreichischen Wirtschaftsraum, aber vor allem auch die Analyse von Auswirkungen von wirtschafts- und energiepolitischen Entscheidungen innerhalb eines regionalen Wirtschaftsraumes gegeben. Der Schwerpunkt auf Energie in seinen umfassenden Ausprägungen ermöglicht umfassende Analysen für verschiedenste Aspekte des heimischen Energiemarkts. Das Modell wurde grundsätzlich für den oberösterreichischen Wirtschaftsraum konzipiert, ist allerdings auch unter

Berücksichtigung struktureller Spezifika für den gesamtösterreichischen Wirtschaftsraum geeignet.

Tabelle 77: Eckdaten des Modells (Quelle: Tichler 2009).

Anzahl der Gleichungen:	307
Anzahl der Variablen:	485
Anzahl der modellierten Wirtschaftssektoren:	13
Anzahl der modellierten Energieträger:	24
Bevorzugter Schätzhorizont:	1-10 Jahre

Der Schwerpunkt auf Energie beschränkt sich in MOVE nicht nur auf den privaten Endkonsum der Haushalte und den Energieverbrauch der verschiedenen Wirtschaftssektoren; es werden des Weiteren auch die verschiedenen Energieströme zur Herstellung von Sekundärenergieträgern, die Produktion von Primärenergie oder Importe und Exporte von Energie nach und von Österreich abgebildet. Das Energie-Modul beinhaltet die umfassende Analyse von 24 Energieträgern, deren Emissionen schließlich im Ökologie-Modul abgebildet werden. Folgende Energieträger werden in MOVE abgebildeten bzw. simuliert:

- elektrische Energie, Braunkohle, Braunkohle-Briketts, Steinkohle, Koks, Brenntorf,
- Benzin, Diesel, Kerosin, Erdöl, brennbare Abfälle, Fernwärme,
- Naturgas, Heizöl extra leicht, Heizöl, Flüssiggas, Gichtgas, Kokereigas,
- Wasserkraft, Umgebungswärme, Brennholz, Windkraft und Photovoltaik, sonstiger Raffinerieeinsatz, biogene Brenn- und Treibstoffe.

Im Ökonomie-Teil können Auswirkungen für 13 verschiedene Sektoren dargestellt werden. Um eine differenzierte Analyse bzw. detailliertere Simulationen der ökonomischen Zusammenhänge zu erhalten, werden neben dem Aggregat der privaten Haushalte folgende 12 verschiedene Wirtschaftssektoren modelliert:

- Land- und Forstwirtschaft, Fischerei und Fischzucht, Bergbau und Gewinnung von Steinen u. Erden,
- Sachgütererzeugung, Energie- und Wasserversorgung, Bauwesen,
- Handel und Reparatur von Kfz u. Gebrauchsgütern, Beherbergungs- und Gaststättenwesen, Verkehr und Nachrichtenübermittlung,
- Kredit- und Versicherungswesen, Realitätenwesen und Unternehmensdienstleistungen, öffentliche Verwaltung,
- Sozialversicherung, Exterritoriale Organisationen, sonstige Dienstleistungen (Unterrichtswesen, Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen, Erbringung von sonstigen öffentlichen und persönlichen Dienstleistungen).

Die folgende Abbildung zeigt, wie die verschiedenen Module des Simulationsmodells MOVE zusammenhängen.

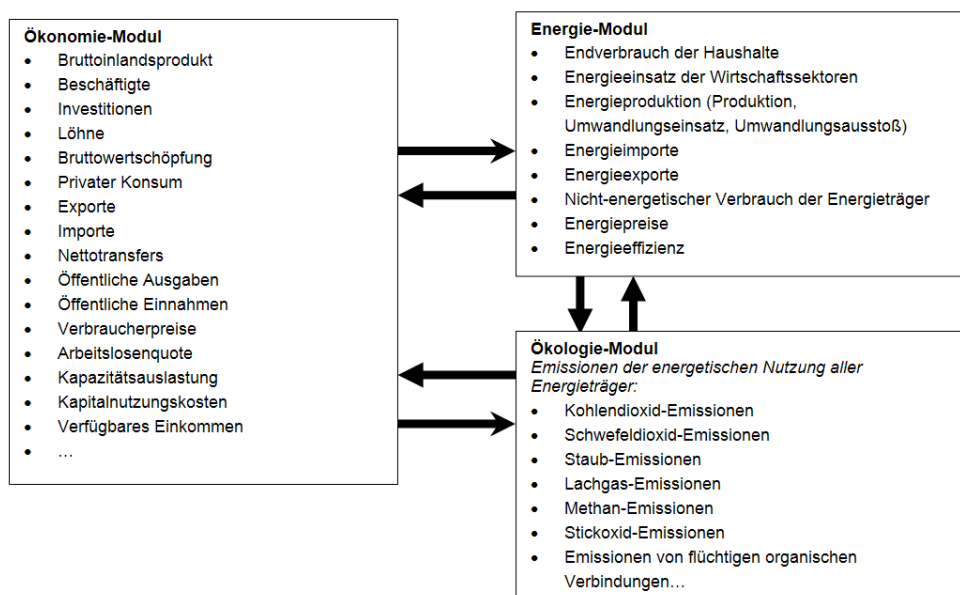


Abbildung 119: Übersicht zu den Modulen in MOVE (Eigene Darstellung).

Nachdem MOVE neben der makroökonomischen Abbildung der (ober)österreichischen Volkswirtschaft einen besonderen Schwerpunkt auf Energie legt, bedarf es der Heranziehung der Energiebilanzen der Statistik Austria. Diese Bilanzen enthalten einen relativ breiten Datensatz, allerdings ist das früheste verfügbare Jahr der Zeitreihen das Jahr 1988. Somit muss im Modell mit relativ restriktiven Zeitreihenlängen gearbeitet werden, woraus einige ökonomische Probleme aufgrund der geringen Freiheitsgrade entstehen können. Aus diesem Grund wird in MOVE die Mehrzahl der Schätzgleichungen nicht mit einfachen linearen Schätzungen abgebildet, sondern mit *Seemingly Unrelated Regressions* (SUR). Diese Schätzmethode erlaubt die Aggregation verwandter Gleichungen und somit die Bildung von Schätzungen mit einer erheblichen Ausweitung der Freiheitsgrade, wodurch die erwähnten statistischen Probleme gelöst werden können.

7.9 Biomethan - Zusatzinformationen

Tabelle 78: Anforderungen an die Gasqualität nach ÖVGW RL G 31 (Quelle: ÖVGW - Richtlinie G31 "Erdgas in Österreich – Gasbeschaffenheit")

Brenntechnische Daten	
Wobbe-Index	13,3 – 15,7 kWh/m ³
Brennwert	10,7 – 12,8 kWh/m ³
Relative Dichte	0,55 – 0,65
Gasbegleitstoffe	
Kohlenwasserstoffe:	Kondensations- maximal 0° beim Betriebsdruck punkt

Wasser: Kondensationspunkt	maximal -8° bei einem Druck von 40 bar
Sauerstoff (O ₂)	< 0,5 Vol. %
Kohlendioxid (CO ₂)	< 2 Vol. %
Stickstoff (N ₂)	< 5 Vol. %
Wasserstoff (H ₂)	< 4 Vol. %
Gesamtschwefel	10 mg S/m ³ (auf Dauer)
	30 mg S/m ³ (im Schnitt)
Mercaptanschwefel	< 6 mg S/m ³
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	< 5 mg /m ³
Kohlenstoffoxidsulfid (COS)	< 5 mg /m ³
Halogenverbindungen>	< 0 mg /m ³
Ammoniak (NH ₃)	technisch frei
Fest- und Flüssigbestandteile	technisch frei

Kostenprognosen

Die individuellen Voraussetzungen hinsichtlich Anschaffungskosten, Substratverfügbarkeit und –kosten, persönliche Fähigkeiten beim Betrieb und Management der Anlage sowie unterschiedliche Förderregime beeinflussen den wirtschaftlichen Erfolg einer Biogas- bzw. Biomethananlage maßgeblich. Die nachfolgende Tabelle 79 gibt einen Überblick über durchschnittlichen Kosten der Biomethanbereitstellung entlang der Wertschöpfungskette.

Tabelle 79: durchschnittliche Kosten der Biomethanbereitstellung (Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2012) Biomethan, <http://mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/biomethan.html>)

+ Rohgas-bereitstellung	+ Biogas-aufbereitung	+ Netz-anchlusskosten	+ Netznutzung
5-6 €-cent/kWh	1,4-2,3 €-cent/kWh	0,1-0,2 €-cent/kWh	0,5-0,8 €-cent/kWh
+ Nachweisführung / Bilanzkreismanagement			- vermiedene Netzkosten
0,1 – 0,2 €-cent/kWh			0,5-0,8 €-cent/kWh
= s-Biomethanbereitstellungskosten			
6,8 €-cent/kWh _{H₂} ⁶⁰ (Biogasanlage und -aufbereitung mit 2.000 Nm ³ /h Rohgas) bis 8,3 €-cent/kWh _{H₂} (Biogasanlage und -aufbereitung mit 500 Nm ³ /h Rohgas)			

Mit dem Ökostromgesetz 2012 wurden die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biomethan zur Strom- und Wärmeproduktion in Österreich geschaffen. Neben einer Vor-Ort-Verstromung des Biomethans ist explizit die Möglichkeit vorgesehen, Biomethan auf Erdgasqualität aufzubereiten und in das Erdgas-

⁶⁰ kWh_{H₂} ... Kilowattstunde, Brennwert bezogen

netz einzuspeisen. Durch Handel, Entnahme und Nutzung des Biomethans anderenorts zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen lässt sich für den daraus produzierten Strom ebenfalls eine Ökostromförderung erlangen. Voraussetzung für den Förderungsanspruch ist ein Nachweis der Herkunft des eingesetzten Biomethans. Das Biomethan Register Austria stellt für jeden registrierten Marktteilnehmer Nachweise über Qualität und Herkunft des von ihm in das Erdgasnetz eingespeisten Biomethans aus. Die Einspeisevergütung für neue Ökostromanlagen ist in Österreich in der aktuellen Ökostromverordnung 2012 (BGBl. II Nr. 307/2012 vom 18.9.2012) festgelegt, wobei folgende Tarife bei Antragstellung 2013 gelten:

Tabelle 80: Ökostromeinspeisetarife für Biogasanlagen 2013 (Quelle: Ökostromeinspeisetarifverordnung 2012, BGBl. II Nr. 307/2012 vom 18.09.2012).

Substrat	Engpassleistung [kW]	Einspeisetarif [€-cent/kWh _{el}]
rein landwirtschaftliche Substrateinsatzstoffe (mindestens 30 % Wirtschaftsdünger)	bis 250 kW	19,50
	250 - 500 kW	16,93
	500 - 700 kW	13,34
	über 700 kW	12,93
Bei Kofermentation von Abfallstoffen		minus 20 %
Zuschlag für die Nutzung in effizienter KWK (KWK-Bonus)		2,00
Elektrische Energie aus Biogas das auf Erdgasqualität aufbereitet und ins Netz eingespeist wird	bis 500 kW	16,93
	500 - 750 kW	13,34
	über 750 kW	12,93
Zuschlag für Aufbereitung und Einspeisung in Erdgasqualität (Technologiebonus)		2,00

Anmerkung: Geltungsdauer der Einspeisetarife für einen Zeitraum von 15 Jahren; gesamtenergetischer Nutzungsgrad von mindestens 60 % ist zu erreichen

Bestehende Biogasanlagen erhalten im Jahr 2012 neuerlich einen Rohstoffzuschlag von 3 Cent/kWh. Demgegenüber stehen die relativ hohen Kosten der Anlagenerrichtung und Stromerzeugung. Die österreichische Regulierungsbehörde E-Control GmbH kritisiert im aktuellen Bericht gemäß § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz das bei den rohstoffabhängigen Ökostromtechnologien (Biomasse, Biogas) keinerlei Annäherungen ihrer Erzeugungskosten an das Marktpreisniveau zu beobachten ist. Aufgrund der Erfahrungen zum Gutachten für die Einspeisetarife basierend auf dem ÖSG 2012 wird eher davon ausgegangen, dass mit beachtlich höheren Einspeisetarifen zu rechnen ist als in der Anfang 2012 gültigen Ökostromverordnung. Zudem seinen keine wesentlichen Lern- oder Skaleneffekt zu erkennen, welche zu einer Reduktion der Investitionskosten geführt hätten.⁶¹

⁶¹ Energie Control GmbH (2012) Ökostrombericht 2012.

Tatsächlich sind durch den hohen Fremdfinanzierungsanteil verbunden mit stark schwankenden Substrateinkaufspreisen trotz gesicherter Einspeisetarife bei Teilen des österreichischen Anlagenbestandes Liquiditätsengpässe gegeben.⁶²

Hemmnisse

Die Nutzung von Biomasse zur Energieerzeugung wird vor allem hinsichtlich bestehender Nutzungskonkurrenzen zu Nahrungs- und Futtermitteln kritisiert. Dies gilt insbesondere für den starken Einsatz von Silomais als Substrat. Auch rechtliche und ökonomische Anforderungen an potentielle Anlagenerrichter/-betreiber stellen zum Teil bereits in der Planung ein Hemmnis dar. Mögliche Geruchs- und Lärmbelästigung spielen bei individuellen Vorhaben im nachbarschaftlichen Verhältnis eine Rolle.

Als weiteres Hemmnis werden immer wieder die zu hohen Gestehungskosten, insbesondere im Vergleich zu Windstrom und zukünftig auch zu Photovoltaik genannt. Der Anlagenbestand verfügt zum Großteil nicht über die Möglichkeiten auf beispielsweise Stromdirektvermarktung und Erzeugungsflexibilisierung umzusteigen.

⁶² Eder, M., Kirchweber, S. (2011) Aufbereitung & Analyse von Daten aus dem Arbeitskreis Biogas zu Kosten bestehender Biogasanlagen, Studie im Auftrag des Amtes der Niederösterreichischen Landesregierung, WKO NÖ und LK NÖ.

LITERATURVERZEICHNIS

- AEA – AUSTRIAN ENERGY AGENCY (2012): Energiepreisindex (EPI). Jahreswerte 1986–2010 (Energiepreise für Haushalte). Abgerufen am 12.03.2012.
http://www.energyagency.at/energien_in_zahlen/energiepreisindex/epijahresberichte.html
- AEA – AUSTRIAN ENERGY AGENCY (2013a): Energiepreise für private Haushalte. Jahresrückblick 2011.
http://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/energie_in_zahlen/jahresberichte_epi/epi-2011.pdf
- AEA – AUSTRIAN ENERGY AGENCY (2013b): Baumann, M. & Lang, B.: Entwicklung energiewirtschaftlicher Inputdaten und Szenarien für das Klimaschutzgesetz und zur Erfüllung der österreichischen Berichtspflichten des EU Monitoring Mechanismus 2013. AEA, Wien.
- BIOMETHAN REGIONS (2012): Biogas und Biomethan in Österreich, Broschüre zu nationalen Erfordernissen und Hemmnissen für die Genehmigung und den Betrieb von Biogas/Biomethan Anlagen in Österreich. Entstanden i.R. des EU-Projektes "Biomethan Regions", Mai 2012
- BLIEM M., FRIEDL B. BALABANOV T. ZIELINSKA I. (2011): Energie [R]evolution Österreich 2050, Institut für Höhere Studien – IHS, Wien, http://www.wegeaus-der-krise.at/fileadmin/dateien/bilder/alternativenforen/Newsletter/Studie_Energie_Devolution_2050.pdf, S. 94
- BMLFUW – BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, UMWELT UND WASSERWIRTSCHAFT (2012): Bundes-Abfallwirtschaftsplan 2011, Wien
- BMWFJ – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND (2010): Energiestrategie Österreich Maßnahmenvorschläge, Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
- BMWFJ – Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2012): Erdgasspeicher.
<http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/MineralischeRohstoffe/Seiten/Erdgasspeicher.aspx>
- DENA (2012):
<http://www.biogaspartner.de/index.php?id=13274&L=plokqlrpidcg>, Zugriff am 13.9.2012
- CEN/CENELEC (2004): CEN/CENELEC Workshop Agreement – Manual for Determination of Combined Heat and Power (CHP). CWA 45547:2004.
- E-CONTROL (2011): Erdgasstatistik, Bestandsstatistik, geographischer Netzplan.
<http://www.e-control.at/de/statistik/gas/bestandsstatistik>.
- E-CONTROL (2012a): Erdgasstatistik, Bestandsstatistik, Speicheranlagen - Jahresreihen. <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/bestandsstatistik>.
- E-CONTROL (2012b): Erdgasstatistik, Bestandsstatistik, Trassenlängen - Jahresreihen. <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/bestandsstatistik>.

- E-CONTROL (2013): Industrie & Gewerbe, 04.02.2013. <http://www.e-control.at/de/industrie/>
- EEG – ENERGY ECONOMICS GROUP (2013): Müller, A. & Kranzl, L.: Energieszenarien bis 2030: Wärmebedarf der Kleinverbraucher. EEG, Wien.
- ENERGIE GRAZ (2012): Geschäftsbericht 2011. <http://www.energie-graz.at/home/unternehmen/wissenswertes/Publikationen.de.php>
- ENERGIE STEIERMARK (2012): Lagebericht. <http://www.e-steiermark.com/esteiermark/news/geschaeftsberichte.htm>
- EVN (2012): EVN Ganzheitsbericht 2011/12. <http://www.evn.at/Verantwortung/Service/Download-area.aspx>
- FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen (2012): Fernwärme in Österreich. Zahlenspiegel 2012. FGW, Wien.
- FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SYSTEM- & INNOVATIONSFORSCHUNG (2012): Ermittlung vermiedener Umweltschäden, Karlsruhe.
- FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SYSTEM- & INNOVATIONSFORSCHUNG (2013): Ecoprogramm, Fraunhofer UMSICHT (2013) Biogas to Energy – Der Weltmarkt für Biogasanlagen
- GASWIRTSCHAFTSGESETZ (2011): Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011, BGBl. I 2011/107
- GOERS, S.; FRIEDL, C.; TICHLER, R.; GREIBL, E. & H. STEINMÜLLER (2009): Ökologische, energetische und ökonomische Bewertung des Heizsystems Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizsystemen, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- GOLDBRUNNER (2010): Präsentation Fernwärmeforum 2010, Univ.Prof. Dr. Johann Goldbrunner, Technische Universität Graz, <http://www.gaswaerme.at/de/pdf/10-1/goldbrunner.pdf>
- KPC (2012): Wärmeatlas der Kommunal Kredit, Potenzialerhebung 2012, http://www.umweltfoerderung.at/kpc/de/home/umweltfoerderung/fr_betriebe/energiesparen/abwrmepotenzialerhebung_2012/, bzw. <http://www.waermeatlas.at/>, Zugriff am 7.6.2013
- LEBENSMINISTERIUM (2007): Klimastrategie 2007. Anpassung der Klimastrategie Österreichs zur Erreichung des Kyoto-Ziels 2008–2012. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 21.03.2007. Wien. <http://www.klimastrategie.at>
- LINZ AG (2012): Geschäftsbericht 2011. http://www.linzag.at/portal/portal/linzag/metanavigationheader/infomateri-al/centerWindow?action=e&windowstate=normal&javax.faces.portletbridge.STATE_ID=view%3A0c5baf2f-df13-4606-b714-774e563425ac&mode=view
- LWK NÖ – Landwirtschaftskammer Niederösterreich (2013): Biomasse-Standorte: Biomasseheizwerke und KWK-Anlagen. <http://www.biomasseverband.at/servicedownload/biomasse-daten-fakten/waerme-aus-biomasse/>
- MARKETMIND (2013): Marktforschungsstudie 2013. April 2013, Präsentation.

- OMV – OMV Aktiengesellschaft (2013): Gasspeicher, 04.02.2013.
http://www.omv.com/portal/01/com/!ut/p/c4/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3hfA0sPN89Qo1BHE08DpyBTP_cAAwjQD05J1S_IdlQ_EAFI_He8!/
- RAG - Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (2013): Speichern, 04.02.2013.
<http://www.rag-austria.at/geschaeftsbereiche/speichern.html>
- RAHMESOHL, S. ET AL. (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW, Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen, Wupperthal, Leipzig, Oberhausen, Essen, S.23
- SCHMIDTHALER, M.; REICHL, J. & SCHNEIDER, F. (2012): Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor. Perspektiven der Wirtschaftspolitik 13: 308-336.
- SCHWARZ, M.; GOERS, S.; SCHMIDTHALER, M. & TICHLER, R. (2013): Measuring Greenhouse Gas Abatement Costs in Upper Austria. International Journal of Climate Change Strategies and Management.
- STATISTIK AUSTRIA (2004): Gebäude- und Wohnungszählung 2001 (GWZ 2001), Hauptergebnisse Österreich, Wien.
- STATISTIK AUSTRIA (2009): Bericht über die Probezählung 2006, Ergebnisse und Evaluierung, Wien.
- STATISTIK AUSTRIA (2011a): Absolutwerte der Heizgradsummen auf aktuellem Stand und Abweichungen gegenüber dem langjährigen Durchschnitt; kostenpflichtiger Abonnementdienst der Statistik Austria.
- STATISTIK AUSTRIA (2011b): Heizungen 2003 bis 2010 nach Bundesländern, verwendetem Energieträger und Art der Heizung.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html
- STATISTIK AUSTRIA (2011c): Standard-Dokumentation Metainformation zu den Energiebilanzen für Österreich und die Bundesländer, Zeitraum 1970 – 2009 (Österreich) und 1988 – 2009 (Bundesländer), S. 14, Zugriff am 10.6.2013,
http://www.statistik.at/web_de/wcmsprod/groups/gd/documents/std_dok/023997.pdf#pagemode=bookmarks
- STATISTIK AUSTRIA (2011d): Energiebilanzen Österreich 1970-2010.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html
- STATISTIK AUSTRIA (2012a): Energiebilanzen Österreich 1970-2011.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html
- STATISTIK AUSTRIA (2012b): Nutzenergieanalyse.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html
- STATISTIK AUSTRIA (2012c): Wohnen – Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus, Jahresdurchschnitt 2002-2011. Datenbank-Abfrage 2012.

- STATISTIK AUSTRIA (2012d): Sonderauswertung des Mikrozensus 2010 (MZ 2010). Statistik Austria im Auftrag des BMLFUW. Wien.
- STATISTIK AUSTRIA (2012e): Statistisches Jahrbuch Österreichs 2012. 12.12.2012.
- STATISTIK AUSTRIA (2012f): Leistungs- und Strukturdaten. Datenbank-Abfrage 2013.
- TICHLER, R. (2009): Optimale Energiepreise und Auswirkungen von Energiepreisveränderungen auf die öö. Volkswirtschaft. Analyse unter Verwendung des neu entwickelten Simulationsmodells MOVE, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Energiewissenschaftliche Studien, Band 4.
- TICHLER, R., GAHLEITNER, G. (2012): Power-to-Gas – Speichertechnologie für das Energiesystem der Zukunft, Energie-Info 9/2012 des Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität Linz.
- UMWELTBUNDESAMT (2012a): Anderl, M.; Freudenschuß, A.; Friedrich, A.; Haider, S.; Jobstmann, H.; Köther, T.; Kriech, M.; Kuschel, V.; Lampert, C.; Pazdernik, K.; Poupa, S.; Purzner, M.; Schodl, B.; Stranner, G.; Schwaiger, E.; Seuss, K.; Weiss, P.; Wieser, M.; Zechmeister, A. & Zethner, G.: Austria's National Inventory Report 2012. Reports, Bd. REP-0381. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2012b): Anderl, M.; Bednar, W.; Fischer, D.; Gössl, M.; Heller, C.; Jobstmann, H.; Ibesich, N.; Köther, T.; Kuschel, V.; Lampert, C.; Neubauer, C.; Pazdernik, K.; Perl, D.; Poupa, S.; Purzner, M.; Rigler, E.; Schenk, C.; Schieder, W.; Schneider, J.; Seuss, K.; Sporer, M.; Schodl, B.; Stoiber, H.; Storch, A.; Weiss, P.; Wiesenberger, H.; Winter, R.; Zechmeister, A. & Zethner, G.: Klimaschutzbericht 2012. Reports, Bd. REP-0391. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2012c): Anderl, M.; Haider, S.; Jobstmann, H.; Köther, T.; Pazdernik, K.; Perl, D.; Poupa, S.; Purzner, M.; Schodl, B.; Sporer, M.; Stranner, G.; Wieser, M. & Zechmeister, A.: Austria's Informative Inventory Report (IIR) 2012. Reports, Bd. REP-0380. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2012d): Untersuchung von Allokationsmethoden für KWK-Anlagen. In: Bednar, Th. et. al. Entwicklung des ersten rechtssicheren Nachweisverfahrens für Plusenergiegebäude durch komplette Überarbeitung der ÖNORMEN. Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2013a): Krutzler, T.; Gallauner, T.; Gössl, M. et al.: Energiewirtschaftliche Inputdaten und Szenarien für den Monitoring Mechanism 2013 und das Klimaschutzgesetz. Reports, Bd. REP-0415. Umweltbundesamt, Wien. In Vorbereitung.
- UMWELTBUNDESAMT (2013b): Anderl, M.; Freudenschuß, A.; Friedrich, A.; Haider, S.; Jobstmann, H.; Köther, T.; Kriech, M.; Lampert, C.; Pazdernik, K.; Poupa, S.; Schindlbacher, S.; Stranner, G.; Schwaiger, E.; Seuss, K.; Weiss, P.; Wieser, M.; Zechmeister, A. & Zethner, G.: Austria's National Inventory Report 2013. Reports, Bd. REP-0416. Umweltbundesamt, Wien.

UMWELTBUNDESAMT (2013c): Anderl, M.; Bednar, W.; Gössl, M.; Haider, S.; Heller, C.; Jobstmann, H.; Köther, T.; Lampert, C.; Pazdernik, K.; Poupa, S.; Rigler, E.; Schieder, W.; Schindlbacher, S.; Schmid, C.; Schneider, J.; Schmid-Ruzicka, S.; Seuss, K.; Stranner, G.; Storch, A.; Weiss, P.; Wiesenberger, H.; Winter, R.; Zechmeister, A. & Zethner, G.: Klimaschutzbericht 2013. Reports, Bd. REP-0420. Umweltbundesamt, Wien.

UMWELTBUNDESAMT (2013d): Anderl, M.; Haider, S.; Jobstmann, H.; Köther, T.; Lampert, C.; Pazdernik, K.; Poupa, S.; Schindlbacher, S.; Stranner, G.; Thielen, P.; Wieser, M. & Zechmeister, A.: Austria's Informative Inventory Report (IIR) 2013. Submission under the UNECE Convention on Long-range Transboundary Air Pollution. Reports, Bd. REP-0414. Umweltbundesamt, Wien.

UMWELTBUNDESAMT (2013e): GHG Projections and Assessment of Policies and Measures in Austria. Reports, Bd. REP-0412. Umweltbundesamt, Wien.

WIEN ENERGIE (2013): Auf erneuerbaren Wegen, Wien Energie Jahrbuch 2011/12.

<http://www.wienenergie.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeld/11894/programId/57392/channelId/-29500>

WIFO (2013): Kratena, K.; Meyer, I. & Sommer, M.: Energy Scenarios 2030. Model projections of energy demand as a basis to quantify Austria's GHG emissions. WIFO, Wien.

Anmerkung: Bitte beachten Sie, dass die Internetadressen von Dokumenten häufig verändert werden. In diesem Fall empfehlen wir, die angegebene Adresse auf die Hauptadresse zu reduzieren und von dort aus das Dokument zu suchen. Die nicht mehr funktionierende, lange Internetadresse kann Ihnen dabei als Orientierungshilfe dienen.