izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme

Bericht

Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU

Bearbeitet von: IZES gGmbH

Altenkesseler Straße 17A1, 66115 Saarbrücken

Uwe Klann

Patrick Marx

Florian Noll

Saarbrücken, den 25.07.2022

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung ... 8
1. Einleitung ... 12
2. Hintergründe und Zielstellung der Studie ... 12
3. Überblick über die Wärme- und Kälteversorgung ... 14
3.1. Methodik ... 14
3.1.1. Ermittlung der Nutzenergie für Heizung und Warmwasserbereitung ... 14
3.1.2. Ermittlung der Wärmeversorgungsstruktur für Heizung und Warmwasserbereitung ... 15
3.1.3. Ermittlung der Endenergie für Heizung, Warmwasserbereitung und Kälte ... 16
3.1.4. Ermittlung der Wärme- und Kälteversorgung für Industrieprozesse ... 17
3.2. Ergebnisse ... 18
3.2.1. Bewertung des jährlichen Wärme- und Kältebedarfs ... 18
3.2.2. Ermittlung der derzeitigen Wärme- und Kälteversorgung nach Technologie ... 21
4. Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen sowie aus Abwärme und -kälte am Endenergieverbrauch des Fernwärme- und -kältesektors ... 23
4.1. Methodik ... 23
4.2. Ergebnisse ... 23
5. Ermittlung von Anlagen, die Abwärme oder -kälte erzeugen, sowie ihres Wärme- und Kälteversorgungspotenzials ... 25
5.1. Methodik ... 25
5.1.1. Auswahl von Branchen mit Abwärmepotenzial ... 26
5.1.2. Bilanzierung der Verbraucher anhand von Größenklassen ... 26
5.2. Ergebnisse ... 27
6. Prognose zum Wärme- und Kältebedarf ... 29
6.1. Methodik ... 29
6.1.1. Prognose der Entwicklung der Gebäudenutzfläche ... 29
6.1.2. Prognose der Nutzenergie für Heizung und Warmwasserbereitung ... 31
6.1.3. Prognose der Nutzenergie für Industrieprozesse ... 32
6.1.4. Prognose der Nutzenergie für Kälteanwendungen ... 32
6.2. Ergebnisse ... 32
6.2.1. Prognose der Entwicklung der Gebäudenutzfläche ... 32
6.2.2. Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs ... 33
7. Szenarien einer möglichen zukünftigen Wärme- und Kälteversorgung Luxemburgs ... 35
7.1. Methodik ... 35
7.1.1. Bestimmung der Potenziallage ... 35
7.1.2. Modellierung der Entwicklung der Heizwärmeversorgung ... 37

7.1.3. Modellierung der Entwicklung der Warmwasserbereitung ... 38
7.1.4. Modellierung der solaren Deckungsanteile für Heizung und Warmwasserbereitung ... 38
7.1.5. Modellierung der Entwicklung der Prozesswärmebereitstellung ... 39
7.1.6. Modellierung der Emissionsentwicklung ... 39
7.2. Ergebnisse ... 40
7.2.1. Potenziale ... 40
7.2.2. Grundlagenszenario ... 43
7.2.3. Alternativszenario ... 46
8. Kosten-Nutzen-Analyse ... 48
8.1. Monetäre Analyse ... 49
8.1.1. Methodik ... 49
8.1.2. Ergebnisse ... 52
8.1.2.1. Differenz der Investitionskosten ... 53
8.1.2.2. Differenz der Brennstoff- und Stromkosten ... 57
8.1.2.3. Differenz der sonstigen Betriebskosten ... 60
8.1.2.4. Differenz der KWK-Stromgutschrift ... 62
8.1.2.5. Differenz der Kosten für Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen ... 63
8.1.2.6. Differenz der Bewertung des Endbestands ... 65
8.1.2.7. Gesamteffekt der Szenariodifferenzen ... 68
8.2. Ergänzende Analysen ... 72
8.2.1. Anmerkungen zu einer szenarienvergleichenden Analyse der Versorgungssicherheit ... 72
8.2.2. Anmerkungen zu einer szenarienvergleichenden Analyse der makroökonomischen Auswirkung ... 74
9. Übersicht über politische Maßnahmen ... 82
9.1. Wohnen, GHD und öffentliche Gebäude ... 82
9.1.1. Neubau ... 82
9.1.2. Bestandsgebäude ... 82
9.2. Industrie ... 84

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

a	Jahr
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BNE	Bruttonationaleinkommen
ca.	circa
CCS	Carbon capture and storage
d.h.	das heißt
DIN	Deutsche Institut für Normung e.V.
EE	erneuerbare Energien
elekt.	elektrisch
et al.	und andere
ETS	EU-Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
i. Allg.	im Allgemeinen
inkl.	Inklusive
ISO	International Standards Organization
KMU	Kleinstunternehmen, kleine und mittlere Unternehmen
KNA	Kosten-Nutzen-Analyse
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
MWSt	Mehrwertsteuer
NACE	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne
NZEB	Nearly Zero-Energy Building
PV	Photovoltaik
RGB	Règlement grand-ducal
s.	siehe
S.	Seite

s.o.	siehe oben
spez.	spezifisch
therm.	thermisch
THG	Treibhausgas(e)
v.a.	vor allem
vgl.	vergleiche
vs.	versus

Symbole und Einheiten

%	Prozent
‰	Promille
€	Euro
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
eg	Erzeugeraufwandszahl
GWh	Gigawattstunden
kt	Kilotonnen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde(n)
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde(n)
NMVOC	Flüchtige organische Nicht-Methan-Verbindungen
N_2O	Lachgas
NO_x	Stickstoffoxide
PM2.5	Feinstaub mit Partikelgröße kleiner 2,5 Mikrometer
PM10	Feinstaub mit Partikelgröße kleiner 10 Mikrometer
SO_2	Schwefeldioxid
t	Tonne
TWh	Terrawattstunden

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nutzenergiebedarf für Wärme und Kälte in 2021 nach Sektoren und Anwendungen 19
Abbildung 2: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte in 2021 nach Sektoren und Anwendungen 19
Abbildung 3: Endenergieverbrauch und Nutzenergiebedarf 2021 für Wärme in GWh 20
Abbildung 4: Endenergieverbrauch und Nutzenergiebedarf 2021 für Kälte in GWh 20
Abbildung 5: Wärmedichte auf Quartiersebene und bestehende Versorgungsstruktur 21
Abbildung 6: Endenergieverbrauch nach Technologien 22
Abbildung 7: Endenergieverbräuche der Sektoren nach Technologien 23
Abbildung 8: Nettoerzeugung Fernwärme und -kälte 24
Abbildung 9: Installierte Leistungen in den über den Fragebogen erfassten Wärmenetzen 25
Abbildung 10: Unternehmen mit möglichem Abwärmepotenzial 28
Abbildung 11: Prognose der beheizten Gebäudenutzfläche 32
Abbildung 12: Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Heizung und Warmwasser. 33
Abbildung 13: Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Prozesswärme 34
Abbildung 14: Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Kälte 34
Abbildung 15: Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für alle Anwendungsbereiche . 34
Abbildung 16: Potenziale zur Fern-/Nahwärmeversorgung (links) sowie zur industriellen Abwärmenutzung (rechts) 41
Abbildung 17: Potenziale für den Einsatz elektrischer Wärmepumpen 42
Abbildung 18: Potenziale zur Nutzung von Erdgas (links) und Pellets bzw. Hackschnitzeln (rechts)43
Abbildung 19: Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren 44
Abbildung 20: Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Sektoren 44
Abbildung 21: Entwicklung CO_2-Äquivalente im Grundlagenszenario 45
Abbildung 22: Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren 46
Abbildung 23: Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Sektoren 47
Abbildung 24: Entwicklung CO_2-Äquivalente im Alternativszenario 47
Abbildung 25: Differenz des Energieträgerverbrauchs für Heizung, Warmwasser und Prozesswärme 74
Abbildung 26: Differenz der Energieträgerkosten für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme bis 2050 75
Abbildung 27: Differenz der sonstigen Betriebskosten für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme bis 2050 nach Energieträgern 76
Abbildung 28: Differenz der brutto zugebauten Leistung für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme bis 2050 nach Energieträgern 77
Abbildung 29: Differenz der Bruttoinvestitionskosten für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme bis 2050 nach Energieträgern 77
Abbildung 30: Summe aller energiebedingten Ausgaben für Energieträger, Anlagenbetrieb und Investitionen in den Bereichen „Heizung und Warmwasser“ und „Prozesswärme“ bezogen auf Energieträger bis 2050 79
Abbildung 31: Summe aller energiebedingten Ausgaben für Energieträger, Anlagenbetrieb und Investitionen in den Bereichen „Heizung und Warmwasser“ und „Prozesswärme“ bezogen auf Sachgebiete bis 2050 79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Aus dem Energiepassregister abgeleitete Erzeugungsaufwandszahlen für Heizung und Warmwasser 17
Tabelle 2: Unterstellte Erzeugungsaufwandszahlen für Prozesswärme 18
Tabelle 3: Bereitstellung der Endenergie für Wärme und Kälte nach Ort und Technologie 21
Tabelle 4: Kennzahlen zur Einordnung der Unternehmen..... 26
Tabelle 5: Verwendete Kennzahlen zur Bilanzierung der Unternehmen..... 27
Tabelle 6: Kennzahlen zur Einordnung der Unternehmen..... 27
Tabelle 7: Unternehmen in Industriebranchen in Luxemburg mit durchgeführten Energieaudits .. 28
Tabelle 8: Annahmen zu Neubau, Sanierung und Abriss von Gebäuden in der Modellierung..... 30
Tabelle 9: Treibhausgase und Luftschadstoffe zur Emissionsbilanzierung 40
Tabelle 10: Vergleich der Ansätze der ökonomischen und finanzwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse 50
Tabelle 11: Für Heizwärme und Warmwasser angesetzte spezifische Investitionskosten..... 54
Tabelle 12: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Investitionskosten in beiden Szenarien 55
Tabelle 13: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Investitionskosten in beiden Szenarien 57
Tabelle 14: Für die ökonomische Analyse angesetzte Energieträgerpreise 57
Tabelle 15: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Energieträgerkosten in beiden Szenarien 58
Tabelle 16: Für die finanzwirtschaftliche Analyse angesetzte Brennstoffpreise 59
Tabelle 17: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Energieträgerkosten in beiden Szenarien 60
Tabelle 18: Für Heizwärme und Warmwasser angesetzte spezifische sonstige Betriebskosten..... 61
Tabelle 19: Barwerte (2020) der Differenzen der sonstigen Betriebskosten in beiden Szenarien .. 61
Tabelle 20: Barwerte (2020) der Differenzen der Betriebskosten in beiden Szenarien 62
Tabelle 21: Barwerte (2020) der Differenzen der Stromgutschriften in beiden Szenarien 63
Tabelle 22: Spezifische externe Kosten von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen..... 64
Tabelle 23: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Emissionskosten in beiden Szenarien 64
Tabelle 24: Barwert der Differenzen der Emissionskosten in beiden Szenarien 65
Tabelle 25: Angesetzte annuitätische spezifische Vollkosten („levelized cost of heat“) eines Heizstabs 66
Tabelle 26: Differenzkosten der beiden Szenarien aus der Bewertung des Endbestands 67
Tabelle 27: Differenzkosten der beiden Szenarien aus der Bewertung des Endbestands 68
Tabelle 28: Zusammenfassung der gesamten Differenzkosten der beiden Szenarien..... 70
Tabelle 29: Zusammenfassung der gesamten Differenzkosten der beiden Szenarien..... 71

Zusammenfassung

Die Europäische Union hat sich ambitionierte Ziele gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 um mindestens 40 % zu reduzieren und den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf mindestens 32 % zu steigern. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Wärme- und Kälteversorgung, da diese mit rund 50 % den größten Anteil am Endenergieverbrauch der Europäischen Union ausmacht.

Vor diesem Hintergrund werden die Mitgliedsstaaten der EU nach Artikel 14 der Energieeffizienzrichtlinie dazu verpflichtet, regelmäßig, das heißt alle fünf Jahre, eine umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung an die Kommission zu übermitteln.

Der vorliegende Bericht umfasst einen Überblick über die aktuelle Wärme- und Kälteversorgung in Luxemburg inklusive der vorhandenen Potenziale sowie eine Kostennutzenanalyse im Rahmen eines Szenarienvergleichs. Im Rahmen des Szenarienvergleichs werden ein Grundlagen- und ein Alternativszenario mit einander vergleichen. Die beiden Szenarien unterscheiden sich insbesondere in Bezug auf den Einsatz von Erdgas als bislang wichtigster Energieträger in der Wärmeversorgung Luxemburgs.

Im Grundlagenszenario wird – unter Berücksichtigung der bestehenden politischen Maßnahmen – der aktuelle Ausbautrend fortgesetzt. Erdgas übernimmt hierbei eine Sonderrolle als Brückentechnologie. Im Alternativszenario wird dagegen – bezugnehmend auf die aktuelle Krise in der Ukraine sowie die damit verbundenen Diskussionen um Energieimporte aus autokratischen Ländern – eine stärkere Unabhängigkeit von Erdgas als Energieträger verfolgt. Damit steht das Alternativszenario für einen möglichst vollständigen und kurzfristigen Ausstieg aus fossilen Energien, wie Heizöl, Kohle und Erdgas.

Im Alternativszenario führen die genannten Randbedingungen zu einem verstärkten Einsatz von elektrisch betriebenen Wärmepumpen (zwecks Heizung und Warmwasserbereitung) einerseits und zu einer verstärkten Nutzung von Biomasse (zwecks Prozesswärmebereitstellung) andererseits. Hierdurch sinken insgesamt der Endenergieverbrauch sowie die damit verbundenen Emissionen – gleichzeitig erhöhen sich der Stromverbrauch und der Bedarf an holzartigen Brennstoffen. Der Einsatz von Wasserstoff als Alternative zur Biomassenutzung in der Industrie wird an dieser Stelle nicht betrachtet, da hierzu bislang keine belastbaren Zahlen (zum Beispiel zur Kostenentwicklung) zur Ausgestaltung eines entsprechenden Szenarios vorliegen. Dies bedeutet allerdings nicht, dass Wasserstoff in diesem Kontext nicht eine wichtige Rolle spielen kann.

Der Anteil an fossilen Energieträgern am Endenergieverbrauch Wärme kann im Alternativszenario im Jahr 2050 von 90 % auf etwa 50 % im Vergleich zum Jahr 2020 reduziert werden. Der Anteil erneuerbarer Energie steigt im gleichen Zeitraum von 9 % auf etwa 40 %, der Anteil an Strom für den Betrieb von Wärmepumpen von 0,5 % auf 10 %. Letzteres entspricht einem zusätzlichen Stromverbrauch von etwa 1.100 GWh pro Jahr im Vergleich zum Jahr 2020.

Dies führt im Alterativszenario in dem Zeitraum von 2020 bis 2050 zu einer Reduzierung der wärmebedingten THG-Emissionen um etwa 65 % – das sind zwei Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente – und damit zu einer doppelt so großen Einsparung als im Grundlagenszenario.

Dies unterstreicht die Wichtigkeit eines verstärkten Einsatzes effizienter Wärmetechnologien sowie die Notwendigkeit, möglichst schnelle fossile durch erneuerbare und emissionsarme Energieträger zu ersetzen, da andernfalls eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs sowie der energiebedingten Emissionen nicht möglich sein wird.

In der monetären Analyse wurden Kostenunterschiede des Grundlagen- und des Alternativszenarios berechnet. Dazu wurde sowohl eine ökonomische Analyse durchgeführt, die einem wohlfahrtsökonomischen Ansatz folgt, als auch eine finanzwirtschaftliche Analyse, die eine betriebswirtschaftliche Perspektive einnimmt. Der beiden Ansätze unterscheiden sich vornehmlich in dreierlei Hinsicht:

1. Durch die jeweilige Behandlung von Steuern und Förderungen: In der finanzwirtschaftlichen Analyse werden Steuern und Förderungen berücksichtigt, da sie betriebswirtschaftlich ausgaben- oder einnahmenrelevant sind. In der ökonomischen Analyse werden sie hingegen nicht beachtet, weil es sich aus volkswirtschaftlicher Sicht um eine Umverteilung zwischen Staat und anderen wirtschaftlichen Akteuren oder zwischen verschiedenen staatlichen Stellen handelt.
2. In der ökonomischen Analyse werden für die betrachteten Luftschadstoffe und Treibhausgase externe Kosten angesetzt. Diese sind aber für die Akteure nicht ausgabenrelevant, weshalb sie nicht in die finanzwirtschaftliche Analyse eingehen. Dort sind dann allerdings – anders als in der ökonomischen Analyse – die in Luxemburg bestehende CO_2-Steuer sowie CO_2-Zertifikatspreise zu berücksichtigen.
3. Die angesetzten Diskontraten: In der ökonomischen Analyse ist eine soziale Zeitpräferenz anzusetzen, wohingegen in der finanzwirtschaftlichen Analyse der Realzinssatz zu wählen ist, bei dem die Akteure gerade bereit sind, die in Frage stehende Investition zu tätigen. Im Allgemeinen wird die soziale Diskontrate niedriger angesetzt als die finanzwirtschaftliche. Verwendet wurden hier im Basisfall 2 % und 5 % pro Jahr als soziale bzw. finanzwirtschaftliche Diskontrate. Dabei wurden nahezu durchgehend Sensitivitätsanalysen mit anderen Diskontraten durchgeführt, wodurch stets ersichtlich ist, wie diese Wahl von Parameterwerten die Ergebnisse beeinflusst. Die finanzwirtschaftliche Diskontrate wird allerdings nicht nach Akteur und/oder Technik variiert.

Unterschieden wurde in der Kosten-Nutzen-Analyse zwischen folgenden Sachgebieten:

- Investitionskosten
- Energieträgerkosten
- Sonstige Betriebskosten
- KWK-Stromgutschrift
- Kosten für Luftschadstoff- und THG-Emissionen
- Bewertung des Anlagenendbestands im Jahr 2050

Die Sachgebiete wurden getrennt untersucht und anschließend zur Darstellung des Gesamteffekts zusammengeführt.

Berechnet wurde dabei jeweils der Barwert (für das Jahr 2020) der Kostendifferenzen. Dabei wurde nur die Differenz der beiden Gesamtszenarien bestimmt. Demnach ist weder ein vertiefender Vergleich alternativer Technologien in bestimmten Einsatzsituationen noch eine Berechnung der Gesamtsystemkosten der Szenarien für die Bereitstellung von Wärme vorhanden.

Die Ergebnisse werden nun zuerst für die ökonomische, dann für die finanzwirtschaftliche Analyse zusammengefasst.

Die ökonomische Analyse lässt sich wie folgt zusammenfassen: Bei einer Diskontrate von 2 % pro Jahr ist das Alternativszenario erheblich günstiger als das Grundlagenszenario. Der Vorteil des Alternativszenarios kann im Referenzfall mit einem Barwert (2020) von ca. 2,8 Mrd. € angegeben werden. Mit einer Erhöhung oder Senkung der Diskontrate sinkt bzw. steigt er merklich, zeigt jedoch stets einen Vorteil für das Alternativszenario. Entscheidend für das Ergebnis sind die hohen externen Kosten von Treibhausgasen. Ohne diese ergibt sich für kleine Diskontraten ein Kostenvorteil für das Grundlagenszenario, ab einer Diskontrate von ca. 6 % pro Jahr bleibt das Alternativszenario geringfügig günstiger. Weitere Sensitivitätsrechnungen zu anderweitigen Preis- und Kostenentwicklungen zeigen, dass das

Gesamtergebnis – ein Kostenvorteil des Alternativszenarios – relativ robust ist. Ergänzend ist anzumerken, dass sich für das Alternativszenario große Kostenvorteile bei Energieträgerkosten und Nachteile bei Investitionskosten ergeben. Dies resultiert aus dem energetischen Ansatz, nach dem v.a. Wärmpumpen eine Erdgasverwendung ersetzen und damit zum einen teils Brennstoffe durch Kapital substituieren und zum anderen den Endenergieverbrauch reduzieren, da effiziente Elektrowärmepumpen für die Bereitstellung einer bestimmten Nutzenergie energetisch betrachtet deutlich weniger Endenergie benötigen als eine Erdgasheizung.

Aus der finanzwirtschaftlichen Analyse können folgende Schlüsse gezogen werden: Bei einer Diskontrate von 5% pro Jahr ist das Alternativszenario um ca. 1,1 Mrd. € (Barwert 2020) günstiger als das Grundlagenszenario. Dieser Vorteil bleibt auch mit variierendem Diskontsatz und auf Null gesetzten CO_2-Steuern/Preisen erhalten. Maßgeblich sind hierbei die betragsmäßig deutlich geringeren Kosten für Energieträger im Alternativszenario, was im Vergleich zur ökonomischen Analyse auf die höheren Energiepreise zurückzuführen ist, wobei der Strompreis in den beiden Analysenansätzen im Durchschnitt ähnlich bleibt. Der Unterschied zwischen den Investitionskosten bleibt sehr gering, wobei in diesem Kontext auf die Investitionszuschüsse für EE-Anlagen im Bereich „Wohnen“ hinzuweisen ist. Auch ihre Streichung belässt im Gesamtergebnis das Alternativszenario als finanzwirtschaftlich deutlich vorteilhaft. Grundsätzlich besagt das recht robuste Ergebnis eines Kostenvorteils für das Alternativszenario in der finanzwirtschaftlichen Analyse, dass die Marktakteure insgesamt aus der Umsetzung dieses Szenarios – im Vergleich zum Grundlagenszenario – einen ökonomischen Vorteil ziehen. Selbst wenn man sonstige nicht-wirtschaftliche Hemmnisse außer Acht lässt, bedeutet das jedoch nicht, dass dieses Szenario auch ohne weiteres Zutun umgesetzt wird. Denn aus einem allgemeinen Vorteil des Alternativszenarios ist nicht abzuleiten, dass auch alle dahinterstehenden Einzelmaßnahmen wirtschaftlich vorteilhaft sind. Vielmehr besagt dieses Ergebnis nur, dass diejenigen, für die eine Maßnahme wirtschaftlich vorteilhaft ist, aus diesem Vorteil diejenigen kompensieren könnten, für die eine Maßnahme nicht wirtschaftlich ist. Hierbei ist auch an die Möglichkeit zu denken, dass eine Technologie (z.B. Wärmepumpe) aktuell nicht wirtschaftlich eingesetzt werden könnte – künftig, z. B. im Jahr 2030, aber schon und der wirtschaftliche Vorteil im Jahr 2030 den gegenwärtigen Nachteil überwiegt.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse bietet sich eine zukünftig technologisch detailliertere Analyse an, die untersucht in welchem Einsatz welche Technologie ökonomisch vorteilhaft ist und dabei womöglich auch lokale Gegebenheiten explizit berücksichtigt. Ein Ziel wäre dabei, genauer festzustellen, inwieweit ein Klimaschutzszenario oder beträchtliche Teile eines solchen Szenarios bereits heute wirtschaftlich sind. Als Ergebnis würde sich daraus auch ergeben, welche Technologien unter welchen Bedingungen noch wie lange auf staatliche Förderung angewiesen sein dürften.

Ergänzend zur monetären Analyse wurden Fragen der Versorgungssicherheit und makroökonomischen Wirkung im Szenarienvergleich kursorisch qualitativ diskutiert. Für die makroökonomische Wirkung wurde darauf hingewiesen, dass für eine belastbare Analyse eine Berücksichtigung der internationalen wirtschaftlichen Verflechtung Luxemburgs notwendig ist. Dabei geht es vor allem um Importquoten von relevanten Güter und Dienstleistungen (inklusive Vorproduktketten), der Frage, inwieweit die generierten Einkommen an in Luxemburg Lebende fließen, sowie um Importanteile der Konsumnachfrage. Darauf basierende Quantifizierungen könnten in einem zukünftigen Projekt untersucht werden. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass wahrscheinlich im Szenarienvergleich keine nennenswert unterschiedlichen Wirkungen auf das BIP und die Erwerbstätigkeit entstehen, da die monetären Differenzwerte, die den Primäreffekt auslösen, sehr klein sind.

Zur Versorgungssicherheit ist besonders erwähnenswert, dass das Alternativszenario gerade Erdgas als Energieträger durch Wärmepumpen ersetzt. Mit einer Verringerung der Abhängigkeit vom Erdgas

dürfte die Versorgungssicherheit steigen. Diese Einschätzung wird durch den aktuellen Überfall Russlands auf die Ukraine noch verstärkt, dessen Auswirkungen auf Energieimporte aus Russland sind gegenwärtig aber noch nicht geklärt. Das gilt unabhängig von der Fristigkeit der Überlegung, da z.B. die politisch akzeptablen Anteile eines Imports aus Russland neu justiert werden dürften. Die Höhe des quantitativen Vorteils des Alternativszenarios wird aber durch die Entscheidung bestimmt, welche Energieträger eingesetzt werden, um den erhöhten Strombedarf der im Alternativszenario zusätzlich zugebauten Wärmepumpen zu decken. Das sollte jedenfalls nicht überwiegend Erdgas sein.

Zu diesem Thema ist ergänzend darauf zu verweisen, dass hier aus Praktikabilitätsgründen die in den letzten Monaten zu beobachtenden Erhöhungen der Energiepreise als vorübergehend aufgefasst werden. Gerade vor dem Hintergrund des gegenwärtigen Krieges Russlands könnten auch politische Entscheidungen getroffen werden, die bestimmte Brennstoffpreise – v.a. für Erdgas – dauerhaft erhöhen. Derzeit kann kaum eingeschätzt werden, wie sich die Preise und Angebotsmengen entwickeln könnten. Für die Differenzkosten ist gerade der Vergleich von Strom- und Erdgaspreisen zentral. Hier könnte es angemessen sein, unterschiedliche Varianten zu rechnen und davor näher zu untersuchen, inwieweit und wie häufig Gaskraftwerke als Grenzkraftwerke preissetzend für den Stromgroßhandelsmarkt sind.

Schließlich sei darauf hingewiesen, das im Basisfall mit konstanten und dann in einer Sensitivität mit deutlich steigenden Holzpreisen gerechnet wurde. Dabei wurde der Holzpreis für beide Szenarien gleich angesetzt. Er könnte aber im Alternativszenario höher werden, da die Nachfrage nach Holz dort höher ist. Inwieweit das Holzdargebot reicht, um diese zusätzliche Nachfrage zu decken, sollte ebenfalls im internationalen Kontext thematisiert werden, da z.B. im deutschen Grenzgebiet zu Luxemburg ebenfalls verstärkt auf Holz gesetzt werden könnte. In diesem Kontext wäre auch zu diskutieren, inwieweit höhere zukünftig erwartete Erdgaspreise bereits zu einer Verschiebung der Investitionen in Richtung Holzheizungen bewirken. Neben den höheren Erdgaspreisen könnten auch individuelle Zweifel an der Versorgungssicherheit bei Erdgas dazu führen, dass Erdgasheizungen bei Sanierungen oder Neubauten als weniger attraktiv als noch vor ein paar Monaten eingeschätzt werden und dementsprechend auch der Anteil von EE-Wärmetechnologien am Heizungsmarkt steigt.

1. Einleitung

Die Europäische Union hat sich ambitionierte Ziele gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 um mindestens 40 % zu reduzieren und den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf mindestens 32 % zu steigern.

Eine wichtige Rolle der Bestrebungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems kommt dabei der Erfüllung der „Energieeffizienzrichtlinie“ ((EU) 2018/2002) zu. Die aktuelle Fassung sieht auf Unionsebene bis 2030 Energieeinsparungen von mindestens 32,5 % vor.

Um die genannten Ziele zu erreichen, ist es von wesentlicher Bedeutung die Energieeffizienzpotentiale in den Mitgliedsstaaten zu erfassen und entsprechende politische Maßnahmen abzustimmen. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Wärme- und Kälteversorgung, da diese mit rund 50 % den größten Anteil am Endenergieverbrauch der Europäischen Union ausmacht. Daher werden die Mitgliedsstaaten nach Artikel 14 der Energieeffizienzrichtlinie dazu verpflichtet, regelmäßig, das heißt alle fünf Jahre, eine umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung an die Kommission zu übermitteln (Amtsblatt der Europäischen Union). Dieser Forderung soll mit dem vorliegenden Bericht genüge getan werden.

2. Hintergründe und Zielstellung der Studie

Im August 2016 hat das luxemburgische Ministerium für Wirtschaft den Bericht zur Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung vorgelegt und damit die Berichtspflicht nach § 14 der Richtlinie 2012/27/EU des EU-Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz erfüllt.

Der Bericht hat verdeutlicht, dass das Potenzial zur Nutzung dezentraler KWK-Anlagen in Luxemburg vergleichsweise gering ist. Gleichzeitig konnte aber auch gezeigt werden, dass in einzelnen Gebieten ein „gewisses Potenzial“ für eine wärmenetzbasierte Versorgung besteht (Marian Klobasa, Jan Steinbach, Martin Pudlik 2016, S. 66) und dass zur Abgrenzung des ökonomischen Potenzials und dessen Umsetzung der Blick auf die lokale Ebene erforderlich ist. In diesem Zusammenhang fordert der Bericht unter anderem die Einführung von kommunalen Wärme- und Kälteversorgungsplänen sowie die Berücksichtigung kommunaler Sanierungsstrategien bei der Bewertung netzbasierter Lösungen.

In Anlehnung hieran wurden von Oktober 2018 bis Dezember 2019 im Auftrag des Ministeriums für nachhaltige Entwicklung und Infrastruktur im Rahmen eines Pilotprojekts die Möglichkeiten zum Aufbau eines nationalen Wärmekatasters als Grundlage für eine flächendeckende kommunale Wärme- und Kälteplanung untersucht und in vier Gemeinden beispielhaft umgesetzt. Im Rahmen eines sich im Jahr 2021 anschließenden Projektes erfolgt nun die Übertragung der Ergebnisse der Pilotphase auf das gesamte Territorium Luxemburgs. Damit entsteht für die Gemeinden Luxemburgs eine einheitliche Datengrundlage inklusive des notwendigen Instrumentariums zur räumlichen Analyse der Potenziale einer effizienten Wärme- und Kälteversorgung sowie zur Bewertung der Handlungsoptionen zum Ausbau der netzgebundenen Wärme- und Kälteversorgung, des Anteils der erneuerbaren Energien, der Abwärmenutzung sowie der energetischen Gebäude- bzw. Quartierssanierung.

Daneben besteht mit dem nationalen Wärmekataster eine Datengrundlage, die, wenn sie fortgeführt wird, zur regelmäßigen Berichterstattung gegenüber der Europäischen Union gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU genutzt werden kann.

Dies aufgreifend beinhaltet der vorliegende Bericht eine umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung für den Berichtszeitraum 2016 bis 2021 gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU. Hierin werden die in der Empfehlung (EU) 2019/1659 der Kommission vom 25. September 2019 (Amtsblatt der Europäischen Union) beschriebenen Punkte aufgegriffen.

Der Bericht umfasst einen Überblick über die aktuelle Wärme- und Kälteversorgung (Kapitel 3 und 4), die bestehenden Potenziale (Kapitel 5 und 7) sowie einen Ausblick bis zum Jahr 2050 (Kapitel 6 und 7). Dabei wird primär auf die Daten des nationalen Wärmekatasters zurückgegriffen. Zusätzlich werden nationale und internationale Statistiken bzw. Studien ausgewertet, wozu – soweit möglich – einerseits zwischen den Anwendungsbereichen Heizung, Warmwasserbereitung, Prozesswärme und Kälte und andererseits zwischen den Sektoren Wohnen, GHD (inklusive öffentlicher Sektor) und Industrie unterschieden wird.

Für den Ausblick werden zwei Szenarien – das Grundlagen- und das Alternativszenario – differenziert, die sich insbesondere in Bezug auf den Einsatz von Erdgas als bislang wichtigster Energieträger in der Wärmeversorgung unterscheiden. Hierdurch wird dem aktuellen Konflikt in der Ukraine und den damit verbundenen Diskussionen um die Abhängigkeit von Rohstoffimporten in Europa Rechnung getragen. Das Grundlagenszenario setzt dabei den Trend der vergangenen Jahre fort, bei dem der Ausstieg aus fossilen Energien zwar beschlossen ist, allerdings Erdgas weiterhin als Brückentechnologie bis zum Jahr 2050 gesehen wird.

Das Alternativszenario – als Reaktion auf die derzeitigen geopolitischen Entwicklungen – zielt dagegen stärker auf einen direkten Ausstieg aus fossilen Energien ab. Es steht damit für eine Politik, die gezielt Maßnahmen ergreift, um den Anteil von Erdgas im Gebäudebestand und in der Industrie zu reduzieren bzw. die Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärme noch stärker als bislang zu fördern.

Die beiden Szenarien werden im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse (Kapitel 8) miteinander verglichen. Hierbei steht die Frage im Zentrum, ob ein möglichst direkter Ausstieg aus der Erdgasversorgung ökonomische und finanzwirtschaftliche Nachteile mit sich bringen würde.

In der finanzwirtschaftlichen Analyse findet ein gesamthafter Vergleich der beiden Szenarien aus Sicht privatwirtschaftlicher Unternehmen statt. Die finanzwirtschaftliche Analyse ist somit ein Mittel, um die wirtschaftlichen Effekte der beiden Szenarien aus Sicht der Marktakteur*innen zu vergleichen und zu bewerten. Dabei werden sämtliche Ein- und Auszahlungen über den Betrachtungszeitraum berücksichtigt und auf den Gegenwartswert diskontiert. Z.B. gehen hier staatliche Förderungen als Einnahmen ein. Kosten der CO_2-Emissionen werden nur insoweit berücksichtigt, als von Unternehmen entsprechende Zahlungen – z.B. für Zertifikate – zu leisten sind. Auch wird eine Diskontrate gewählt, die die Ansprüche privater Investoren an eine Verzinsung widerspiegelt. Zu wesentlichen Parametern, insbesondere zur Diskontrate, werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Im Gegensatz zur finanzwirtschaftlichen werden in der ökonomischen Analyse die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Kosten erfasst. Dabei sind weder Steuern noch Förderungen zu beachten. Volkswirtschaftliche Kosten beinhalten zudem die Kosten aus externen Effekten, wobei im Energiebereich vornehmlich durch Emissionen von Klimagasen und Luftschadstoffen verursachte Effekte zu berücksichtigen sind. Diese werden in dem Projekt ökonomisch bewertet und in die Berechnung einbezogen. In der ökonomischen Analyse werden somit die gesellschaftlichen Effekte bewertet.

Zudem wird im Rahmen von ergänzenden szenarienvergleichenden Analysen (Kapitel 8.2) auf die Versorgungssicherheit und makroökonomische Effekte eingegangen.

Abschließend werden aus den Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse (und unter Berücksichtigung der bereits bestehenden und geplanten Maßnahmen in Luxemburg) politische Maßnahmen bzw. Handlungsempfehlungen abgeleitet (Kapitel 9).

3. Überblick über die Wärme- und Kälteversorgung

In den folgenden Abschnitten wird der aktuelle Endenergieverbrauch für die Wärme- und Kälteversorgung von Wohngebäuden, des Dienstleistungssektors und der Industrie quantifiziert. Hierzu werden der jährliche Wärme- und Kältebedarf (Nutzenergie und quantifizierter Endenergieverbrauch je Sektor) bewertet. Die Ergebnisse werden in die in Anhang VII der Empfehlung (EU) 2019/1659 (Amtsblatt der Europäischen Union, Teil I) geforderten Form überführt.

3.1. Methodik

Der Überblick über die Wärme- und Kälteversorgung erfolgt getrennt für Wohn- und für Nichtwohngebäude. Nichtwohngebäude werden zudem in industriell und sonstige, also nicht-industriell genutzte Gebäude unterteilt. Die nicht-industriell genutzten Gebäude umfassen die Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleitungen sowie den öffentlichen Sektor.

Zudem werden die Anwendungsbereiche Heizwärme, Warmwasser, Prozesswärme und Kälte unterschieden.

3.1.1. Ermittlung der Nutzenergie für Heizung und Warmwasserbereitung

Der Energieverbrauch zum Heizen sowie zur Bereitstellung der Wärme für die Warmwasserbereitung wird aus dem nationalen Wärmekataster über einen Bottom-Up-Ansatz abgeleitet.

Im nationalen Wärmekataster sind alle Gebäude mit ihrer geografischen Lage, Geometrie, Baualtersklasse und Nutzung abgebildet. Anhand der vorgenannten Attribute werden die Gebäude klassifiziert. Anschließend können die Gebäude über einen kennzahlenbasierten Ansatz bilanziert werden.

Die Berechnungsgrundlage für Wohngebäude bildet dabei die DIN EN 12831 sowie die DIN V 4108-6. Für Nicht-Wohngebäude wird die DIN V 18599-2 angewendet. Berücksichtigt werden unter anderem die Flächenanteile der Bauteile, Außenwand-Volumen-Verhältnis, solare und interne Gewinne usw.

Die gebäudetypischen Kennzahlen (U-Werte, Nutzungszeiten etc.) werden, soweit dies möglich ist, für Luxemburg angepasst. Hierzu werden die Annahmen aus der Studie Energieperspektiven Luxemburg 2010-2070 für den Gebäudebestand zu Grunde gelegt (Ploss et al. 2017, S. 49).

Zudem werden der Wohnungsleerstand und der Sanierungszustand der Wohngebäude berücksichtigt.

Der Wohnungsleerstand wird aus Angaben der Post Luxemburg zur Wohnungsbelegung ermittelt. Hierzu wird nach einem vereinfachten Ansatz die genutzte Wohnfläche für jedes einzelne Gebäude aus der Geschossfläche und dem Verhältnis der belegten zu den vorhandenen Wohnungen berechnet.

Der Sanierungszustand der Gebäude wird aus Daten des Energiepassregisters abgeleitet. Hierzu werden die im Energiepassregister erfassten U-Werte mit den für das Gebäude typischen Kennzahlen abgeglichen, um hieraus eine Einteilung in voll-, teil- und nicht-sanierte Gebäude vorzunehmen. Gebäude, bei denen mindestens Dach, Außenhülle und Fenster einen überdurchschnittlich guten U-Wert aufweisen, werden als vollsaniert – Gebäude, bei denen mindestens ein und maximal zwei Bauteile einen überdurchschnittlich guten U-Wert aufweisen, als teilsaniert betrachtet.

Da sich auf diese Weise lediglich rund 6.000 Gebäude identifizieren lassen, die als voll- oder teilsaniert angesehen werden können – dies entspricht drei bis vier Prozent des Wohngebäudebestands – wird davon ausgegangen, dass über das Energiepassregisters bislang nur die ab 2007 erfassten und damit nur ein Teil der energetisch sanierten Gebäude erfasst worden ist. In der Langfristigen Renovierungsstrategie für Luxemburg wird dagegen davon ausgegangen, dass die Vollsanierungsrate bei 10 bis 14 % des Wohngebäudebestands liegt (Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020b, S. 46).

Hiervon ausgehend wird für die nachfolgenden Betrachtungen für den Wohngebäudebestand eine mittlere Vollsanierungsrate von 12 % unterstellt. Wird die Vollsanierungsrate in eine Teilsanierungsrate umgerechnet, entspricht dies etwa 45.000 teilsanierten Gebäuden. Unter Teilsanierung werden hierbei Maßnahmen gefasst, durch die etwa ein Drittel des rechnerisch möglichen Heizwärmeeinsparpotenzials[1] genutzt wird (z.B. durch eine Dachsanierung). Hierdurch kann der Wärmebedarf um durchschnittlich 20 % im Vergleich zu einem Gebäude im unsanierten Zustand reduziert werden. Die Auswahl bzw. Festlegung im Modell der (zusätzlichen) teilsanierten Gebäude erfolgt zufällig.

Zusammenfassend kann somit der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser für Wohn- und Nichtwohngebäude unter Anwendung der oben genannten DIN-Normen und der Annahmen zum Wohnungsleerstand sowie zum Sanierungszustand der Gebäude abgeschätzt werden. Die Ergebnisse dieser Abschätzung sind in Abschnitt 3.2 dargestellt.

3.1.2. Ermittlung der Wärmeversorgungsstruktur für Heizung und Warmwasserbereitung

Zur Ermittlung der Wärmeversorgungsstruktur der Gebäude werden die im Folgenden beschriebenen Datenquellen ausgewertet. Hierbei wird ein Bottom-Up-Ansatz verfolgt. Datenlücken werden, soweit möglich, durch die im Folgenden dokumentierten Annahmen und Vereinfachungen geschlossen.

Die Grundlage für die Modellierung der Wärmeversorgungsstruktur bilden Informationen aus dem Energiepassregister, aus der Förderdatenbank Erneuerbare Energien sowie Informationen zur Gas- und Wärmenetzinfrastruktur. Zudem werden zur Verifizierung und Anpassung zusätzliche Daten aus den bestehenden nationalen Energiebilanzen herangezogen.

Das Energiepassregister enthält für alle erfassten Gebäude Daten zum Heizungssystem und zur Warmwasserbereitung. Die Daten umfassen Angaben zur verwendeten Technologie, zur solaren Heizungsunterstützung, zur Erzeugeraufwandszahl[2] der Systeme sowie zum Energieträger. Die Angaben wurden plausibilisiert, vereinheitlicht und anschließend den Gebäuden anhand ihrer Adresse zugeordnet. Bei Gebäuden, bei denen eine solare Heizungsunterstützung vorliegt, wird vereinfachend angenommen, dass durchschnittlich 20 % der Nutzenergie durch Solarthermie bereitgestellt werden kann.[3]

Die Förderdatenbank Erneuerbare Energien enthält ebenfalls Informationen zu geförderten Heizungssystemen, die sich anhand der Adresse einzelnen Gebäuden zuordnen lassen. Die Förderdatenbank erfasst Scheitholz-, Pellet- und Hackschnitzel-, Solarthermie- und Wärmepumpenanlagen. Zudem sind geförderte Wärmenetzanschlüsse in der Datenbank erfasst, falls das entsprechende Wärmenetz zu mindestens 75 % mit erneuerbarer Wärme gespeist wird.

Ergänzend hierzu wurden im Zuge der Erstellung des nationalen Wärmekatasters Informationen zu den bestehenden Wärmenetzen in den Gemeinden erfasst. Insofern hierzu Daten zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts vorliegen, anhand derer die angeschlossenen Gebäude identifiziert werden können, werden diese Informationen ebenfalls berücksichtigt.

---

[1] Das Einsparpotenzial der Gebäude wird nach dem Effizienz-Plus-Szenario aus der Studie Energieperspektiven Luxemburg 2010-2070 abgeleitet. Hierbei wird eine Vollsanierung der Gebäude unterstellt, bei der die im Effizienz-Plus-Szenario für den Zeitraum 2030 bis 2039 angegebenen U-Werte als Zielwerte angesetzt werden.

[2] Die Erzeugeraufwandszahl eg eines Systems gibt das Verhältnis von eingesetzter Endenergie und Nutzenergie an. Sie ist damit ein Maß für die Effizienz der Wärmeerzeugungsanlage. Der Kehrwert der Erzeugeraufwandszahl wird üblicherweise als Nutzungsgrad bezeichnet.

[3] Der Deckungsanteil von Solarthermieanlagen zur kombinierten Warmwasser- und Heizungsunterstützung liegt in Bestandsgebäuden im Mittel bei 20 %. Der Anteil für die Warmwasserbereitung wird mit 10 % des Gesamtwärmebedarfs angegeben (Madel 2022).

Für die übrigen Gebäude liegen keine adressgenauen Informationen zur Wärmeversorgungsstruktur vor. Daher werden für die übrigen, in den genannten Datensätzen nicht erfassten Gebäude folgende Annahmen getroffen:

- Falls sich das Gebäude in einer Parzelle befindet, in der gemäß der Erdgasverfügbarkeitskarte des Geoportals (Administration du Cadastre et de la Topographie 2021) kein Erdgas verfügbar ist, wird davon ausgegangen, dass das Gebäude mit fossilen, nicht leitungsgebundenen Energieträgern, wie Heizöl, Flüssiggas oder ähnlichem, versorgt wird.
- Handelt es sich in dem vorgenannten Fall um ein Einfamilienhaus, wird davon ausgegangen, dass neben Heizöl, Flüssiggas oder ähnlichen Energieträgern in Teilen der Gebäude Einzelfeuerstätten unter Verwendung von Scheitholz eingesetzt werden. Der Anteil an Scheitholz kann aus statistischen Daten zum Endenergieverbrauch in Haushalten grob abgeschätzt werden. In Bezug auf die Eurostat-Statistik zum energetischen Endverbrauch in Haushalten wurden in Luxemburg im Jahr 2019 rund 4,8 % des Endenergieverbrauchs über feste Biobrennstoffe bereitgestellt (Europäische Kommission 2020, Datencode: NRG_D_HHG). Nach Abzug der aus dem Energiepassregister und der Förderdatenbank Erneuerbare Energien abgeleiteten Holzpellet- und Hackschnitzelmengen verbleibt damit ein Anteil von etwa vier Prozent, der der Verbrennung von Scheitholz zugerechnet werden kann. Die Zuordnung zu den Daten des Gebäudemodells erfolgt zufällig.
- Bei den übrigen Gebäuden, denen anhand der vorliegenden Datensätze kein Energieträger zugeordnet werden kann, wird davon ausgegangen, dass sie überwiegend mit Erdgas versorgt werden. Der Anteil der Gebäude, die Erdgas zu Heizzwecken und zur Warmwasserbereitung nutzen, wurde mit der im vorherigen Absatz benannten Statistik von Eurostat abgeglichen und über einen Korrekturfaktor an den in der Statistik angegebenen Wert angeglichen.

Zukünftig wird davon ausgegangen, dass für die Modellierung der Wärmeversorgungsstruktur einerseits ein vollständiger Überblick über die nah- bzw. fernwärmeversorgten Gebiete und andererseits adressscharfe Daten der Gasnetzbetreiber vorliegen. Hierdurch ließen sich die Unsicherheiten, die sich durch den hier gewählten Ansatz ergeben, in der Zukunft vermeiden.

3.1.3. Ermittlung der Endenergie für Heizung, Warmwasserbereitung und Kälte

Der Endenergieverbrauch des Gebäudebestands für Heizung und Warmwasserbereitung lässt sich durch Multiplikation der Nutzenergie mit der Erzeugeraufwandszahl eg des entsprechenden Heizungssystems bzw. des Systems zur Warmwasserbereitung ermitteln.

Hierzu kann für einen Teil der Gebäude auf die im Energiepassregister hinterlegten Erzeugeraufwandszahlen zurückgegriffen werden. Diese sind im Energiepassregister getrennt für Heizung und Warmwasserbereitung dargestellt. Durch die Auswertung der im Energiepassregister hinterlegten Erzeugeraufwandzahlen können folgende Kennzahlen (Median) als Grundlage zur Bilanzierung der Gebäude, für die selbst keine Informationen zur Erzeugeraufwandszahl vorliegen, angegeben werden. Hierbei wird vereinfachend zwischen Heizung und Warmwasser nicht differenziert.

Tabelle 1: Aus dem Energiepassregister abgeleitete Erzeugungsaufwandszahlen für Heizung und Warmwasser

Technologie	eg alt	eg neu	Steinbach 2021
Erdgaskessel	1,19	1,07	1,10
Fernwärme	1,01-1,19	1,01	1,04
Flüssiggaskessel	1,18	-	
Hackschnitzelkessel	1,20		1,20
Heizölkessel	1,27	-	
Kohleofen	1,60	-	
Luft-Wärmepumpe	0,34	0,30	0,32
Pelletkessel	1,33	1,12	
Rapsöl-BHKW	1,21	-	
Scheitholzofen	1,53	1,32	
Sole-Wärmepumpe	0,23	0,23	
Solarthermieanlage	1,01	1,01	
Durchlauferhitzer	1,41	-	

Hierzu wird einerseits zwischen den verwendeten Energieträgern (Erdgas, Fernwärme, Flüssiggas, Hackschnitzel, Heizöl, Kohle, Pellets, Rapsöl, Solar, Strom, Strom (Luft-Wärmepumpe), Strom (Sole-Wärmepumpe) und Scheit- bzw. Stückholz) und andererseits zwischen Alt- und Neubestand unterschieden. Als Kennzahl für Neubauten werden die Gebäude, die zwischen 2001 und 2020 gebaut worden sind, ausgewertet – für Altbauten die übrigen Gebäude mit einem Baujahr vor 2001.

Die auf diese Weise ermittelten Erzeugeraufwandszahlen werden zur Plausibilisierung mit Literaturwerten abgeglichen (Steinbach 2021, S. 18).

Die Endenergieverbräuche für Kälte wurden ebenfalls dem ambitionierten Szenario aus dem Projekt Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019) entnommen und umfassen hierbei lediglich Aufwendungen für Raumklimatisierung. Die Deckung dieser Bedarfe erfolgt ausschließlich mit Strom als Energieträger.

3.1.4. Ermittlung der Wärme- und Kälteversorgung für Industrieprozesse

Im Gegensatz zur Wärme, die für Heizzwecke und zur Trinkwasserbereitung benötigt wird, kann der Prozesswärmeanteil der Industrie nicht anhand der Gebäudegeometrie oder anhand des Gebäudebaualters abgeleitet werden. Aus diesem Grund wird zur Ermittlung der Wärme- und Kälteversorgung für industrielle Anwendungen ein separates Vorgehen gewählt.

Die Grundlage hierfür bildet das in dem Projekt Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019) erstellte ambitionierte Energieszenario, das den Endenergieverbrauch der Industrie für das Jahr 2020 beschreibt und hierbei bereits nach Energieträgern differenziert. Im Abgleich mit der Energiebilanz „TEN00129“ von Eurostat (Europäische Kommission 2020) werden die dort quantifizierten Endenergiemengen für Wärme als Ausgangspunkt für die vorliegende Studie festgelegt. Eine gebäudescharfe Darstellung der Endenergieverbräuche ist daher nicht möglich.

Die Nutzenergie kann durch Division der Endenergieverbräuche durch die entsprechenden Erzeugeraufwandszahlen ermittelt werden. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Effizienz und damit der Nutzungsgrad in Industrieprozessen durchschnittlich etwa 15 % geringer ist als für Heizungssysteme (Steinbach 2021, S. 18). Hieraus ergeben sich die Tabelle 2 dargestellten Erzeugeraufwandszahlen für Industrieprozesse. Daten zur Prozesskälte im Industriesektor liegen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie nicht vor.

Tabelle 2: Unterstellte Erzeugungsaufwandszahlen für Prozesswärme

Technologie	eg
Biomassekessel	1,32
Erdgaskessel	1,26
Fernwärme	1,19
Heizöl-, Kohlekessel	1,26
HT-Wärmepumpen	0,42[4]

3.2. Ergebnisse

3.2.1. Bewertung des jährlichen Wärme- und Kältebedarfs

Wie zuvor bereits erläutert, wurde im Gebäudemodell zur Ermittlung der Energiebedarfe bzw. -verbräuche zwischen den drei Sektoren Wohngebäude, Dienstleistungen und Industrie unterschieden. Neben der sektoralen Betrachtung erfolgte zusätzlich auch eine Differenzierung nach den Anwendungen für Heizwärme, Warmwasser, Kälte und Prozesswärme.

Der anhand des Gebäudemodells – ergänzt durch die Daten des Projektes Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019) – ermittelte Endenergieverbrauch der gesamten luxemburgischen Wärme- und Kälteversorgung betrug im Jahr 2021 rund 12.400 GWh. Dieser Endenergieverbrauch basiert auf bestimmten Annahmen zur Energieträgerverteilung, die mit Daten aus dem Energiepassregister und der Förderdatenbank modelliert wurde, welche nur für einen Teil des Gebäudebestandes vorliegen.

Das Luxemburgische Statistikportal STATEC gibt für das Jahr 2020 einen Wert von 13.099 GWh für den Endenergieverbrauch für Wärme an. Hinzu kommen die Verbräuche für Klimatisierung und den Betrieb von Wärmepumpen, da diese elektrisch betrieben werden. Allerdings macht dies nur einen geringen Teil der Gesamtendenergie aus, so dass die im Rahmen des vorliegenden Berichts modellierten Daten unter den vorgenannten Einschränkungen sehr gut mit der Statistik übereinstimmen. Geringfügige Abweichungen zwischen den in der Statistik erfassten und den hier modellierten Verbräuchen sind zudem systematisch gegeben, da die von STATEC erfassten Daten nicht witterungsbereinigt und damit von den Wetterbedingungen in dem entsprechenden Jahr abhängig sind.[5]

In Abbildung 1 und Abbildung 2 sind die im Zuge der vorliegenden Arbeit modellierten Bedarfe bzw. Verbrauchsmengen (Bottom-Up) für Nutzenergie und Endenergie nach Sektoren und Anwendungen für das Jahr 2021 dargestellt.

[4] Die hier für Hochtemperatur-Wärmepumpen angegebene Erzeugeraufwandszahl ergibt sich als Kehrwert des nach Fleckl et al. 2015a; Fleckl et al. 2015b angegebenen COP-Wert von 2,4 (zitiert nach Arpagaus 2017.

[5] Eine (Witterungs-)Bereinigung der statistisch erfassten Werte wird an dieser Stelle nicht vorgenommen.

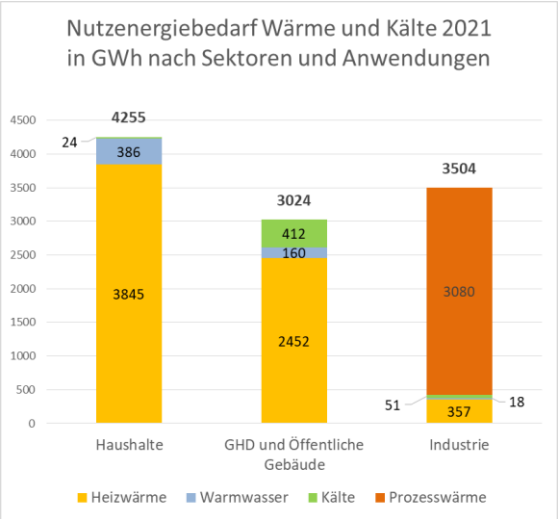


Abbildung 1: Nutzenergiebedarf für Wärme und Kälte in 2021 nach Sektoren und Anwendungen

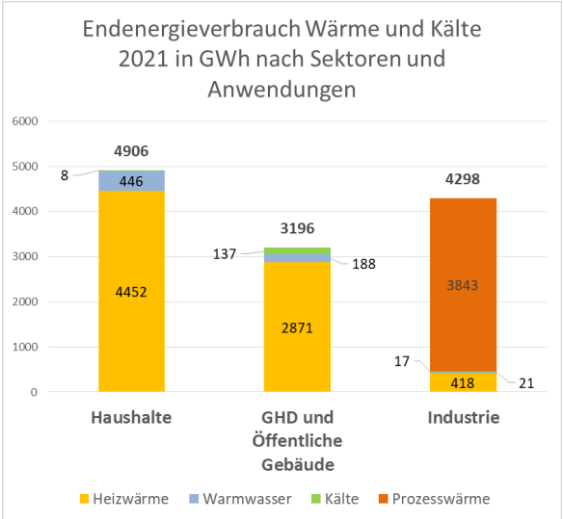


Abbildung 2: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte in 2021 nach Sektoren und Anwendungen

Der größte Anteil mit etwa 40 % (4.906 GWh) der Endenergie für die Wärme- und Kälteversorgung entfällt auf den Haushaltssektor. Hierbei spielt der Bedarf für Heizwärme mit rund 91 % (4.452 GWh) eine sehr große Rolle. Die Klimatisierung der Wohngebäude ist zurzeit noch vernachlässigbar, so dass ca. 9 % (446 GWh) der Endenergie für die Warmwasserbereitung aufgewendet werden müssen.

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und der öffentliche Sektor haben mit 26 % (3.196 GWh) den kleinsten Endenergieverbrauch der drei analysierten Sektoren. Bei Betrachtung der Aufteilung der Energie für die verschiedenen Anwendungen im Sektor GHD, wird deutlich, dass im Vergleich zum Wohngebäudebereich ein deutlich höherer Anteil auf die Kältebereitstellung entfällt. Hier hat insbesondere der Lebensmittelbereich besondere Anforderungen, was die Kühlung von Nahrungsmitteln betrifft. Daher ist es nicht überraschend, dass der Energiebedarf zu Kühlzwecken mit rund 4,3 % (137 GWh) deutlich größer ausfällt als im Haushaltssektor. Erwartungsgemäß sind die Aufwendungen zur Warmwasserbereitung mit 6 % (188 GWh) etwas geringer im Vergleich zum entsprechenden Anteil der Wohngebäude am Endenergieverbrauch.

Der Industriesektor benötigt rund 4.298 GWh zur Deckung seines Endenergiebedarfes, was etwa 34 % der gesamten Wärme- und Kälteversorgung Luxemburgs entspricht. In der Industrie dominiert die Prozesswärme und stellt mit rund 89 % (3.843 GWh) den überwiegenden Anteil am Endenergieverbrauch des Sektors dar. Weitere 10 % (418 GWh) werden für Heizzwecke benötigt, wobei die Energiebedarfe für Warmwasser und Kälte vernachlässigbar sind.

In Abbildung 3 sind die Endenergieverbräuche und Nutzenergiebedarfe für Wärme der drei betrachteten Sektoren für das Jahr 2021 nochmals gegenübergestellt. Dabei liegt die durchschnittliche Effizienz der Wärmebereitstellung in den Sektoren „Wohngebäude“ und „GHD u. öffentliche Gebäude“ mit 86 % bzw. 85 % auf einem ähnlich hohen Niveau. Im Industriesektor wird neben Raumwärme und Warmwasserbereitung sehr viel Prozesswärme benötigt. Durch den geringeren Wirkungsgrad zur Erzeugung von Prozesswärme ist hier die Gesamteffizienz mit 81 % vergleichsweise etwas geringer als in den beiden vorgenannten Sektoren.

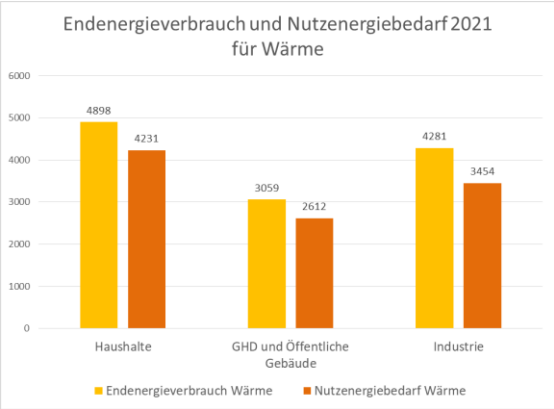


Abbildung 3: Endenergieverbrauch und Nutzenergiebedarf 2021 für Wärme in GWh

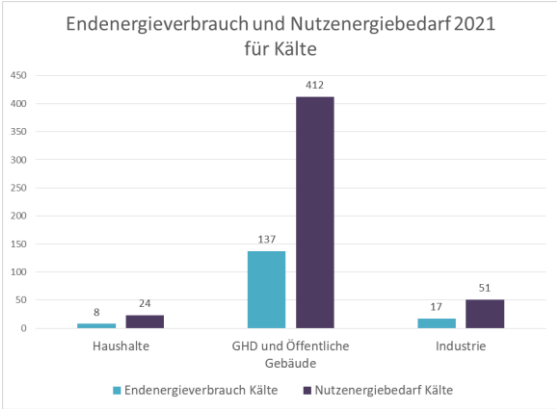


Abbildung 4: Endenergieverbrauch und Nutzenergiebedarf 2021 für Kälte in GWh

Die in Abbildung 4 gezeigte Gegenüberstellung der Endenergieverbräuche und Nutzenergiebedarfe für Kälte für das Jahr 2021 basiert auf dem ambitionierten Szenario des Forschungsprojektes Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019). Zur Kalkulation der jeweiligen Nutzenergiebedarfe wird von einer mittleren Effizienz der ausschließlich elektrisch betriebenen Kühlsysteme von 300 % ausgegangen.

Den größten Anteil mit 85 % (412 GWh) bezogen auf den Gesamtbedarf für Kälte (487 GWh) über alle Sektoren stellt der Bereich „GHD und öffentliche Gebäude“ dar. Dies lässt sich mit den vielfältig eingesetzten Kälteanwendungen in Gewerbe und Handel erklären. Die restlichen 10 % (51 GWh) bzw. 5 % (24 GWh) teilen sich entsprechend auf die Sektoren Industrie und Haushalte auf.

Aufgrund des voranschreitenden Klimawandels ist im Bereich der Haushalte mit dem größten Anstieg des Kältebedarfes zu rechnen. Derzeit werden schätzungsweise rund 2 % [6] der Wohnfläche in Luxemburg klimatisiert. In dem diskutierten Szenario geht man davon aus, dass in 2050 etwa 8% [6] der Wohnfläche mit Kälte versorgt sein wird.

Gemäß Anhang VIII, Nummer 3 der Energieeffizienzrichtlinie stellt Abbildung 5 die Versorgungs- und Verbrauchsdaten im Jahr 2021 geografisch aufgeschlüsselt dar. Die Gebäudewärmebedarfe der Sektoren Haushalte, GHD inklusive öffentlicher Gebäude und Industrie werden als Wärmedichten mit den im Modell generierten Quartieren als Bezugsflächen dargestellt. Dabei fällt auf, dass ein überwiegender Anteil der Quartiere eine Wärmedichte < 50 kWh/m² aufweist. Wesentlich höherer Wärmedichten, die in der Karte orange bis dunkelbraun eingefärbt sind, finden sich hauptsächlich in den urbanen Gebieten Luxemburgs. Eben dort konzentrieren sich erwartungsgemäß bereits bestehende Fernwärmeversorgungsanlagen, welche mit einer installierten Leistung von mindestens 5 MW gegenüber den Nahwärmenetzen mit in der Regel geringeren Leistungen abgegrenzt und als blaue Kreise dargestellt sind. Dabei ist anzumerken, dass die Karte keinen vollständigen Überblick zu den Nah- und Fernwärmenetzen liefern kann, da die angefragten Daten bei Erstellung dieser Studie noch nicht flächendeckend vorliegen.

Ein Großteil der Gebäude ist darüber hinaus mit einer Erdgasinfrastruktur erschlossen. Dies wird in der Karte durch die grau hinterlegten Gemeinden, welche über ein Erdgasnetz verfügen, visualisiert. Eine gebäudescharfe Darstellung der ans Gasnetz angeschlossenen Gebäude ist aus Datenschutzgründen an dieser Stelle nicht möglich.

[6] Eigene Berechnung auf der Basis von Daten des Projektes Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019) und der Modellierung zur Entwicklung der Wohnflächen in Luxemburg (siehe 6.1.1).

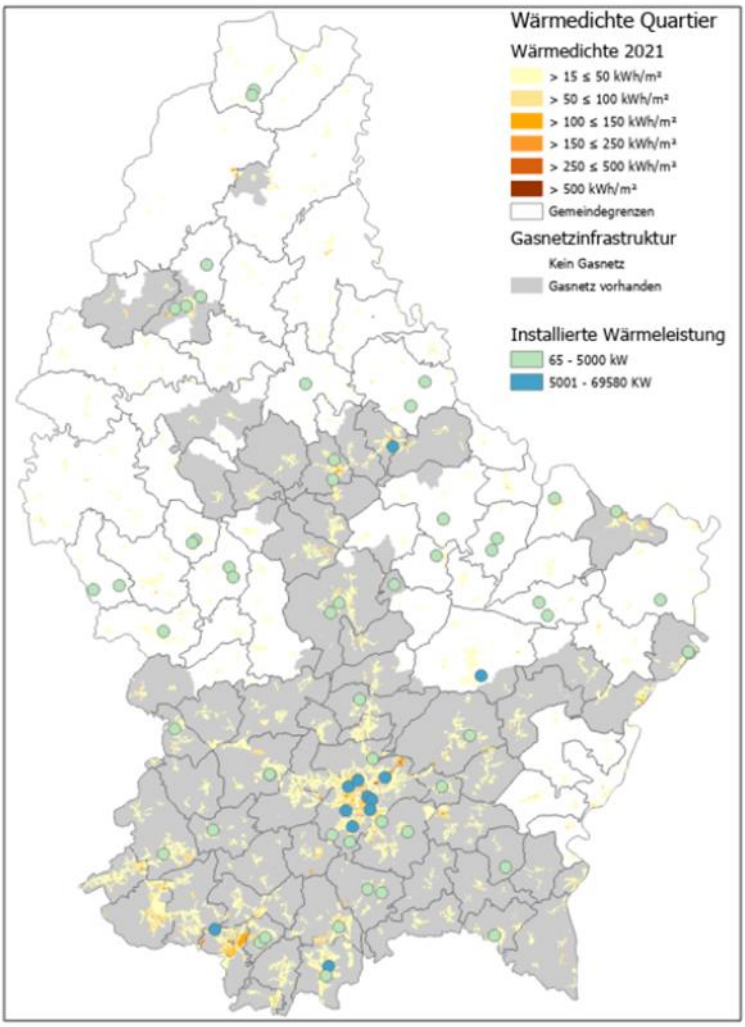


Abbildung 5: Wärmedichte auf Quartiersebene und bestehende Versorgungsstruktur

3.2.2. Ermittlung der derzeitigen Wärme- und Kälteversorgung nach Technologie

Nachfolgend wird gemäß der Empfehlung zur Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU (Amtsblatt der Europäischen Union) die derzeitige Menge der an die Endverbrauchssektoren gelieferte Wärme und Kälte nach Technologien und der Art der Energieerzeugung (fossil oder erneuerbar) ausreichend detailliert aufgeschlüsselt. Hierbei wird nach den in Tabelle 3 aufgelisteten Kriterien nach dem Ort der Bereitstellung unterschieden.

Tabelle 3: Bereitstellung der Endenergie für Wärme und Kälte nach Ort und Technologie

Vor Ort	**Außerhalb des Standortes**
ausschließlich wärmeerzeugende Kesselanlagen	
hocheffiziente KWK	hocheffiziente KWK
Wärmepumpen	Abwärme
sonstige vor Ort befindliche Technologien und Quellen	*sonstige vor Ort befindliche Technologien und Quellen*

Abbildung 6 zeigt die Endenergieverbräuche nach Technologien im Jahr 2021 gemäß der im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführten Modellierung. In allen drei Sektoren erfolgt der überwiegende Anteil der Energiebereitstellung über ausschließlich wärmeerzeugende Kesselanlagen.

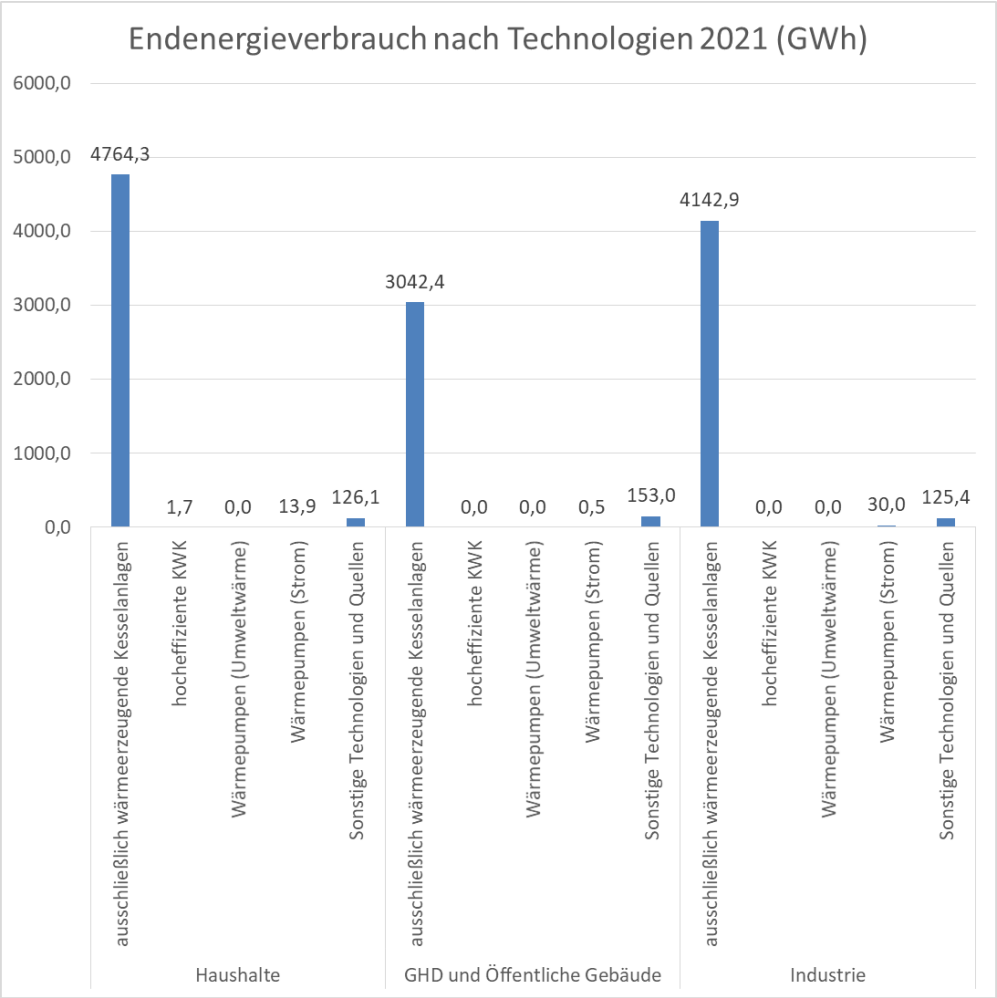


Abbildung 6: Endenergieverbrauch nach Technologien

Nachfolgend sind die Aufteilungen der Endenergieverbräuche nach Technologien mit einer Unterscheidung nach dem Ort der Bereitstellung jeweils für die Sektoren Haushalte, GHD und öffentliche Gebäude und Industrie abgebildet. Zusätzlich wird nach der Art der Energiequelle, erneuerbar, fossil oder Strom differenziert. Die dominante Erzeugung mittels ausschließlich wärmeerzeugender Kesselanlagen findet derzeit fast vollständig auf Basis fossiler Energieträger statt. Ein kleiner Anteil wird in den Sektoren Haushalte und Industrie erneuerbar, im Wesentlichen mittels Biomassekessel, gedeckt.

Da zum Einsatz von Technologien außerhalb des Standortes nicht genügend Daten auf Gebäudeebene vorliegen, werden der Beitrag von KWK-Anlagen sowie die Nutzung von Abwärme im Modell unterschätzt. Dies hat jedoch keinen großen Einfluss auf die grundsätzliche Interpretation der Daten: Das Potenzial zur Dekarbonisierung der Energieversorgung des Gebäudebestandes in Luxemburg kann aufgrund des hohen Anteils an ausschließlich wärmeerzeugender Kesselanlagen als sehr groß eingeschätzt werden. Hierauf aufbauend werden in Kapitel 6 zwei verschiedene Szenarien als Grundlage für einen möglichen zukünftigen Technologiewechsel diskutiert.

Abbildung 7: Endenergieverbräuche der Sektoren nach Technologien

4. Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen sowie aus Abwärme und -kälte am Endenergieverbrauch des Fernwärme- und -kältesektors

Nachfolgend werden die für Luxemburg erfassten Angaben zum Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen sowie von Abwärme oder -kälte am Fernwärme- und -kälteendenergieverbrauch gemäß Artikel 15 Absatz 7 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie angegeben. Offizielle Daten hierzu liegen ausschließlich für das Jahr 2019 vor, daher ist eine Darstellung der Entwicklung über die vergangenen fünf Jahre nicht möglich.

4.1. Methodik

Die Bilanzierung der Endenergie aus erneuerbaren Quellen sowie von Abwärme oder -kälte am Fernwärme- und -kälteendenergieverbrauch kann mangels Datenverfügbarkeit nur auf Basis statistischer Daten erfolgen. Hierzu liegen Daten für Luxemburg von Eurostat (Europäische Kommission 2020) mit dem Code „NRG_DHDC_CPL“ ausschließlich für das Jahr 2019 vor.

Zusätzlich wurden im Rahmen der Erstellung des nationalen Wärmekatasters über einen Fragebogen Daten zu bestehenden lokalen Wärmenetzen erhoben. Diese Erhebung ist nicht vollständig – wird aber im Folgenden genutzt, um die vorhandenen Statistiken zu ergänzen. Die im Rahmen der Befragung erfassten Daten können nach Energieträger unterschieden werden.

4.2. Ergebnisse

Abbildung 8 zeigt die Nettoerzeugung der Fernwärme und -kälte in Luxemburg für das Jahr 2019 nach Eurostat[7] mit dem Datencode „NRG_DHDC_CPL“. Hierbei wird zwischen erneuerbaren und nicht erneuerbaren Technologien differenziert. Den größten Anteil am Technologiemix verzeichnet die Kraft-Wärme-Kopplung mit einer Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger von rund 622 GWh, was etwa 73 % der gesamten Fernwärmeversorgung in Luxemburg entspricht. Des Weiteren erfolgt die Bereitstellung von Fernwärme mittels KWK aus nicht erneuerbaren Quellen (175 GWh) und Wärmekraftwerken, sowohl fossil (54 GWh) als auch erneuerbar (6 GWh). Fernkälte wird mit einer vergleichsweise geringen Erzeugung von 7 GWh mit Absorptionskältemaschinen und einem nicht erneuerbaren Energieeinsatz bereitgestellt.

[7] Eigene Darstellung basierend auf Daten von Eurostat, Europäische Kommission 2020.

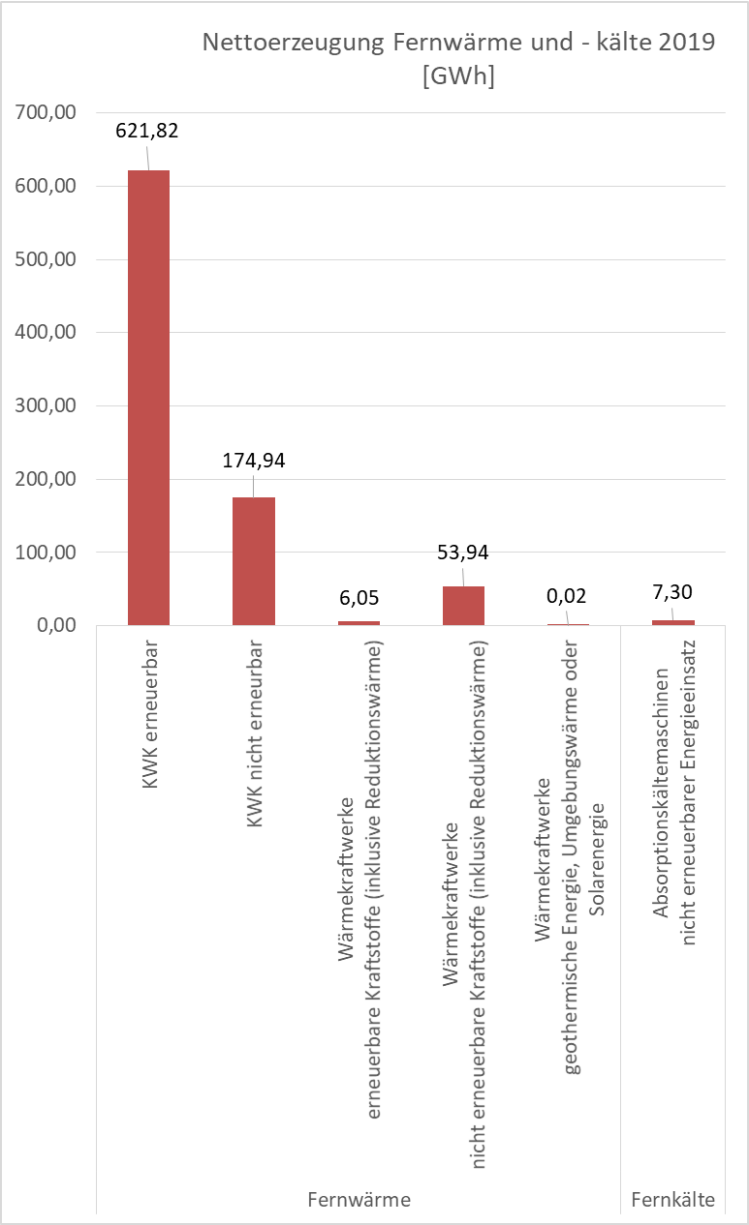


Abbildung 8: Nettoerzeugung Fernwärme und -kälte

Ergänzend hierzu wurden über den Fragebogen 91 Fern- bzw. Nahwärmenetze erfasst – bilden allerdings nur einen Teil der bestehenden Wärmenetze ab, da der Fragebogen nicht von allen Gemeinden beantwortet worden ist. Als Energieträger in den erfassten Wärmenetzen kommen Biomasse (44) bzw. Biogas (2), Erdgas (39), Heizöl (21), Solarthermie (5), Abwärme (3), Geothermie (2) und Flüssiggas (1) zum Einsatz.[8] In etwa der Hälfte der Fälle werden mehrere Energieträger eingesetzt: Die häufigsten Kombinationen sind Biomasse und Erdgas bzw. Heizöl – wobei hier die Erdgas- und Heizölkessel als Redundanz dienen. Abwärme wird zweimal als Energieträger eingesetzt, einmal in Kombination mit

[8] Die Werte in Klammern beinhalten die Anzahl der Nennungen im Fragebogen. Hierbei ist es möglich, dass pro Wärmenetz mehrere Energieträger bzw. Technologien (z.B. Biomasse und Erdgas) benannt werden.

Erdgas und einmal mit Biomasse. Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen kommen in erster Linie in Wärmenetzen in Kombination mit Erdgas, Heizöl und Biogas zur Anwendung. Die über den Fragebogen erfasste installierte thermische Leistung liegt bei etwa 300 MW, die elektrische bei rund 25 MW.

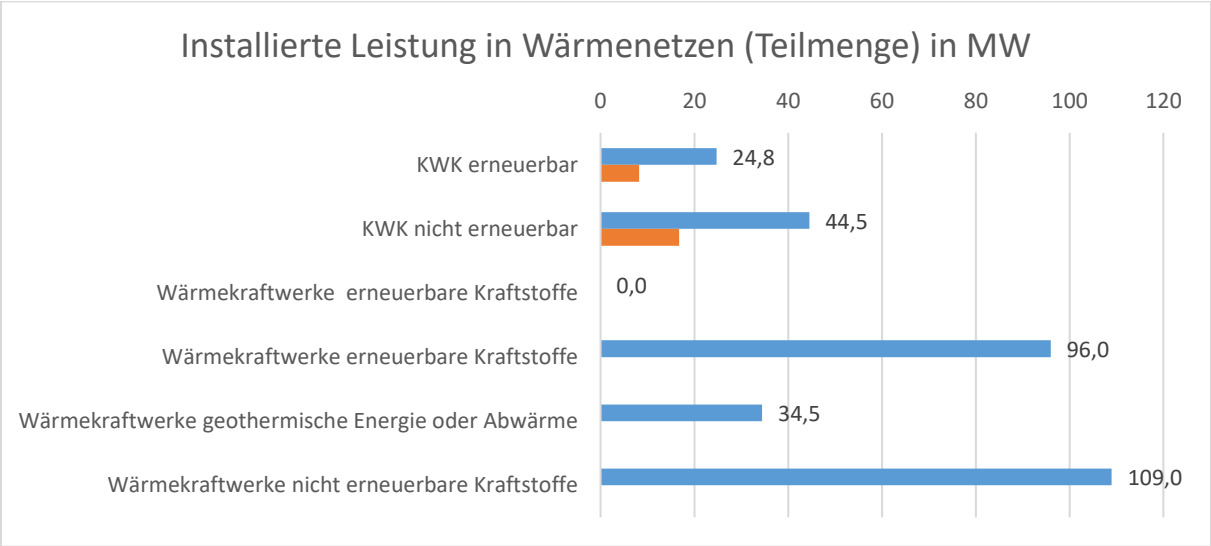


Abbildung 9: Installierte Leistungen in den über den Fragebogen erfassten Wärmenetzen (thermische Leistung in blau, elektrische Leistung in orange)

In Analogie zu Abbildung 8 lässt sich die installierte thermische Erzeugungsleistung in den erfassten Wärmenetzen – wie in Abbildung 9 dargestellt – untergliedern (bezogen auf die im Fragebogen als Primärenergieträger angegebenen Daten).

5. Ermittlung von Anlagen, die Abwärme oder -kälte erzeugen, sowie ihres Wärme- und Kälteversorgungspotenzials

Für eine umfassende Bewertung der Potenziale zur Wärme- und Kälteversorgung durch Abwärme- bzw. Abkälte erzeugende Anlagen fehlt bislang die entsprechende Datengrundlage.

Gleiches gilt auch für eine über die in Kapitel 4.2 genannten Fernwärme- und -kältemengen hinausgehende Beschreibung bereits genutzter Abwärme- oder -kältequellen.

Daher wird im Folgenden eine vereinfachte Abschätzung der Potenziale für industrielle Abwärme durchgeführt. Die Datengrundlage hierfür bildet das Luxemburgische Unternehmensregister mit Stand Januar 2020 sowie eine anonymisierte Liste mit circa 160 durchgeführten Energieaudits. Im geoportal.lu wird darüber hinaus eine Karte mit Müllverbrennungs- und Müllmitverbrennungsanlagen zum Download angeboten. Die entsprechende Webseite war allerdings fehlerhaft, so dass die dort hinterlegten Informationen auch nach Rücksprache mit den verantwortlichen Institutionen in der vorliegenden Studie nicht berücksichtig werden können.

5.1. Methodik

Die Methodik zur Abschätzung des Abwärmepotenzials wird im Folgenden dargelegt. Sie ist zweistufig: Im ersten Schritt erfolgt die Auswahl der Abwärme-relevanten Branchen. Hierauf aufbauend werden im zweiten Schritt die Unternehmen in den relevanten Branchen anhand eines kennzahlenbasierten Verfahrens bilanziert. Der Fokus liegt hierbei auf größeren, potenzialbildenden Schwerpunktbetrieben.

5.1.1. Auswahl von Branchen mit Abwärmepotenzial

Um die für eine Bereitstellung industrieller Abwärme relevanten Unternehmen herauszufiltern, werden die über 28.000 im Unternehmensregister erfassten Unternehmen im ersten Schritt nach NACE-Code bzw. Branchenzugehörigkeit unterteilt. Betrachtet wird im Wesentlichen das produzierende Gewerbe, das nach folgenden Wirtschaftszweigen kategorisiert werden kann:

- Verarbeitendes Gewerbe / Herstellung von Waren – NACE 10, 11, 12, 13, 14, 18, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 33

Die Betrachtung bezieht sich dabei auf Unternehmen der Branchensektoren Lebens-/Nahrungsmittel, Textil, Holz und Papier, Chemie, Kunststoff, Stahl/Metallurgie, Mechanische Fertigung, Maschinenbau und Energieerzeugung. Darüber hinaus werden ergänzend ebenfalls die Sektoren des Dienstleistungs- und eingeschränkten kommunalen Sektors mitberücksichtigt, so z.B. Banken, Schwimmbäder und Krankenhäuser. Diese werden in die weiteren Untersuchungen mit einbezogen. Die vorgenannte Auswahl entspricht somit den Branchen, die im Rahmen der verpflichtenden Energieaudits nach EN ISO 16247 betrachtet werden und die nach Einschätzung des Verfassers über Prozesse verfügen, die für die Abwärmenutzung von Relevanz sind.

Aussortiert werden Branchen, wie z. B. Restaurants oder Unternehmen im Sektor IT-Dienstleistungen, die für eine mögliche externe Bereitstellung von Abwärme/-kälte nicht oder kaum relevant sind.

Für eine spätere Zuordnung der Betriebe nach Gemeinde werden die Unternehmen in den relevanten Branchen räumlich geclustert. Außerdem werden sie nach NACE-Kennwert und nach Mitarbeiterzahl (sofern diese bekannt sind) sortiert.

5.1.2. Bilanzierung der Verbraucher anhand von Größenklassen

Eine vereinfachte Abschätzung des möglichen Abwärmepotenzials ist auf Grundlage folgender Kennzahlen möglich, insofern hierzu Informationen vorliegen:

- Kennzahl 1: Jahresumsatz
- Kennzahl 2: Anzahl an Mitarbeitenden
- Kennzahl 3: Gebäudeflächen
- Kennzahl 4: Wärmeverbrauch[9]

Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden der Jahresumsatz und die Anzahl der Mitarbeitenden am Unternehmensstandort in den Fokus genommen.[10] Hierdurch können die Unternehmen grundsätzlich in Größenklassen eingeordnet werden (Tabelle 4).

Tabelle 4: Kennzahlen zur Einordnung der Unternehmen

Größenklassen	Kennzahl 1: Jahresumsatz	Kennzahl 2: Anzahl der Mitarbeitenden
Großunternehmen	≥ 50. Mio. €	≥ 250
Mittlere Unternehmen	< 50 Mio. €	< 250
Kleine Unternehmen	< 10 Mio. €	< 50

[9] Einteilung in Größenklassen über anonyme Beispiele aus der Energieauditliste und Literaturrecherchen.

[10] Die Einordnung des Wärmeverbrauchs je Unternehmensstandort wurde zunächst über branchenspezifische Wärmeverbrauchskennwerte individuell ermittelt. Stichprobenanalysen und deren Bewertung zeigten jedoch, dass innerhalb von gleichen Betriebsbranchen und im Vergleich mit bekannten Kennwerten keine methodisch standardisierte Herleitung möglich ist. Eine einzelbetriebliche Zuordnung des Wärmeverbrauchs, als näherungsweiser Rückschluss über das Abwärmepotenzial, wurde aufgrund der Heterogenität der Betriebe – auch innerhalb gleicher Branchen – ebenfalls verworfen und in der Folgebetrachtung nicht weiter berücksichtigt.

Die Informationen zum Jahresumsatz bzw. der Anzahl der Mitarbeitenden wird größtenteils über die beiden folgenden Branchenübersichten ermittelt:

- Editus
- FEDIL

Hieraus kann unter Bezugnahme auf eine im Jahr 2013 veröffentlichte Breitenerhebung (Fraunhofer – ISI et al. 2013) der Wärmbedarf sowie das Abwärmepotenzial bestimmt werden. Hierzu werden wiederum die in nachfolgender Tabelle dargestellten Kennwerte verwendet.

Tabelle 5: Verwendete Kennzahlen zur Bilanzierung der Unternehmen

Branchenbeispiele	**kWh je Mitarbeitenden*a**	**Abwärmepotenzial in %**
Banken und Versicherungen	2.087	5
Metallherstellung	5.550	15
Holzherstellung/Papierherstellung	3.556/5.230	15
Nahrungsmittelbetriebe (z.B. Bäckerei, Fischerei)	8.189 - 11.349	15
Maschinenbau / Mechanische Fertigung	4.623	5
Krankenhäuser (kWh pro Bett und Jahr)	15.661	15
Schwimmbäder (kWh pro m² Wasserfläche und Jahr)	2.788	15

Da die auf diese Weise ermittelten Werte jedoch teilweise deutlich von den (stichprobenartig überprüften) durchschnittlichen Verbrauchswerten abweichen, die aus den anonymisierten Ergebnissen der Energieaudits je Branche abgeleitet werden können, werden die durch die hier beschriebe Methodik errechneten Ergebnisse anschließend erneut kategorisiert.

Hierzu wird auf Grundlage der über die Beschäftigtenzahlen bzw. Jahresumsätze ermittelten Wärmeverbrauchsmengen eine Einteilung der Unternehmen nach Potenzialhöhe vorgenommen (Tabelle 6).

Tabelle 6: Kennzahlen zur Einordnung der Unternehmen

Einteilung nach Potenzialen	**Kennzahl: Wärmeverbrauch in MWh/a**
Sehr hoch	> 30.000
Hoch bis sehr hoch	5.000 - 30.000
Mittel	500 - 5.000

Abschließend erfolgten eine Plausibilisierung und ggfs. Anpassungen der Bewertungsergebnisse durch das Ministerium für Energie und Raumordnung.

Für eine genauere Bewertung wäre es notwendig, zusätzlich beispielsweise auch die Gebäudeflächen bei der Bewertung mit einzubeziehen. Dies ist allerdings im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen aufgrund des zusätzlichen Aufwandes nicht möglich. Für zukünftige Untersuchungen wird empfohlen, die Berichte zur Erfassung von Brennstoffeinsatz und Emissionen von thermischen Anlagen > 1 MW zu berücksichtigen, um auf spezifische Wärmeverbrauchswerte zurückzurechnen.

5.2. Ergebnisse

Durch die Fokussierung auf die für eine Abwärmebereitstellung relevanten Branchen reduziert sich die Unternehmensliste auf 750 betriebsbezogene Standorte. Nachfolgende Tabelle zeigt die Auswahl der Unternehmen nach NACE-Cluster und ihrer Anzahl innerhalb des Clusters.

Tabelle 7: Unternehmen in Industriebranchen in Luxemburg mit durchgeführten Energieaudits

Industriebranchen	NACE-Code	Anzahl der lux. Unternehmen
Lebensmittelindustrie/Nahrungsmittel	10	101
Textilindustrie	13	14
Holz-/Papierindustrie	16, 17	20
Chemische Industrie	20	17
Kunststoffindustrie	22	25
Stahl-/Metallurgieindustrie	24	7
Mechanische Fertigung	25	178
Maschinenbauindustrie	28	24
Energieerzeugung	35	105
Banken (Finanzen)	64	200
Schwimmbäder	93	30
Krankenhäuser	86	26
Summe an Betrieben		**747**

Abhängig von den recherchierten Mitarbeitendenzahlen und den Jahresumsätzen lassen sich hieraus 307 Unternehmen identifizieren, denen ein mittleres (153), hohes bis sehr hohes (81) oder sehr hohes (73) Potenzial zur externen Nutzung von Abwärme zugeordnet werden kann.

Die auf diese Weise identifizierten Unternehmensstandorte lassen sich der Abbildung 10 entnehmen.

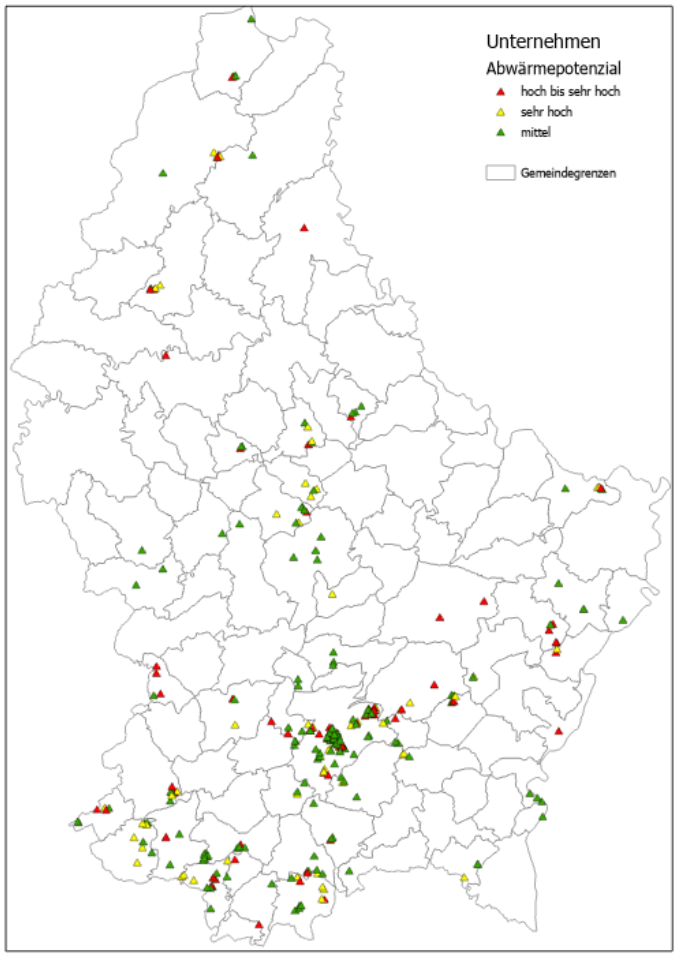


Abbildung 10: Unternehmen mit möglichem Abwärmepotenzial

Zur Validierung der Potenziale ist eine Einzelfallbetrachtung notwendig. Gleiches gilt für die exakte Quantifizierung der Potenziale.

6. Prognose zum Wärme- und Kältebedarf

Das vorliegende Kapitel beschreibt gemäß Anhang VIII Nummer 4 der Energieeffizienzrichtlinie eine mögliche Entwicklung des Wärme- und Kältebedarfs für die nächsten 30 Jahre unter Berücksichtigung der Auswirkungen politischer Maßnahmen und Strategien in Bezug auf Energieeffizienz.

Um hierbei den politischen Maßnahmen und Strategien in Bezug auf die Energieeffizienz Rechnung zu tragen, wird auf bestehende Arbeiten und Studien, wie unter anderem dem Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020a), Bezug genommen.

6.1. Methodik

Wie in Kapitel 3 wird auch bei der Modellierung der Entwicklung der Nutzenergie zwischen Heizung bzw. Warmwasserbereitung, der Wärmebereitstellung in Industrieprozessen und Kälte unterschieden. Hierbei wird der Zeitraum von 2020 bis 2050 betrachtet.

Die Modellierung der Entwicklung der Nutzenergie erfolgt soweit möglich auf Gebäudeebene. Ist dies aufgrund der vorhandenen Datenbasis nicht möglich, wird auf das ambitionierte Szenario aus dem Projekt Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019) Bezug genommen. Dies wird an der entsprechenden Stelle im Text vermerkt.

6.1.1. Prognose der Entwicklung der Gebäudenutzfläche

Als Grundlage zur Modellierung der Nutzenergie für Heizung und Warmwasserbereitung wird im ersten Schritt die Entwicklung des Gebäudebestands und damit der Nutzfläche bis zum Jahr 2050 unter der Annahme der im Nachfolgenden beschriebenen Neubau-, Sanierungs- und Abrissraten ermittelt. Hierbei orientiert sich der vorliegende Bericht an den Annahmen aus bestehenden luxemburgischen Energieplänen und -studien, wie dem Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021-2030 (NECP) (Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020a), der Langfristigen Renovierungsstrategie Luxemburg (LTRS – Long Term Renovation Strategy) (Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020b) sowie der den vorgenannten Studien teils zugrunde liegende Bericht zur Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung (KWK-Studie) (Marian Klobasa, Jan Steinbach, Martin Pudlik 2016).

Die in den Studien genannten Neubau-, Sanierungs- und Abrissraten werden mit dem tatsächlichen Gebäudezubau in den vergangenen Jahren abgeglichen und ggfs. angepasst. Insbesondere die Neubaurate von Wohngebäuden lag die vergangenen Jahre nachweislich unter einem Prozent[11], sodass die unter anderem in der KWK-Studie angegebene Neubaurate von drei Prozent (Marian Klobasa, Jan Steinbach, Martin Pudlik 2016, S. 31) für eine Prognose als deutlich zu hoch bewertet und daher im Rahmen des hier vorliegenden Berichts nach unten korrigiert wird auf einen Wert von einem Prozent. Nachfolgende Tabelle zeigt die für die Modellierung des Gebäudebestands angenommen Neubau-, Vollsanierungs- und Abrissraten.

[11] Laut STATEC 2022 wurden in Luxemburg im Zeitraum 2015 bis 2019 jährlich etwa 1.500 neue Wohngebäude errichtete. Bei etwa 200.000 Wohngebäuden gemäß Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020b (S. 32) entspricht dies einer Neubaurate von etwa 0,75 % pro Jahr. STATEC.

Tabelle 8: Annahmen zu Neubau, Sanierung und Abriss von Gebäuden in der Modellierung

Sektor	Neubaurate	Vollsanierungsrate	Abrissrate	Quellen
Wohnen	1,0 %	2,0 %	0,85 %	In Anlehnung an Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020a, Zielszenario; Marian Klobasa, Jan Steinbach, Martin Pudlik 2016, angepasst
Industrie	1,75 %	2,0 %	0,85 %	In Anlehnung an Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020a, Zielszenario
Sonstige	1,75 %	2,0 %	0,85 %	

Zur Modellierung der Entwicklung des Gebäudebestands wird jedes einzelne Gebäude im Modell als Datenpunkt abgebildet. Das Modell enthält Informationen zum Gebäudetyp, der Baualtersklasse und dem Sanierungszustand (nicht-, teil- oder vollsaniert).

Anschließend wird in einem teils zufallsbasierten Auswahlprozess für die einzelnen Jahre im Zeitraum 2020 bis 2050 bestimmt, ob ein Gebäude (voll-)saniert oder abgerissen wird. Bereits zuvor vollsanierte Gebäude werden dabei von einer erneuten Gebäudesanierung ausgenommen. Dies gilt auch für den Abriss von bereits teil- oder vollsanierten Gebäuden.

Für den Auswahlprozess werden in einem vorbereitenden Schritt jedem Gebäude eine Sanierungs- und eine Abrisswahrscheinlichkeit zugeordnet. Die Sanierungs- und Abrisswahrscheinlichkeiten ergeben sich aus einem vom Gebäudealter abhängigen und sich im Verlauf der Modellierung verändernden Zufallswert. Auf diese Weise wird in der Modellierung bewirkt, dass die Festlegung des Zeitpunkts der Sanierung bzw. des Abrisses für jedes Gebäude grundsätzlich zufällig erfolgt – dass allerdings ältere Gebäude tendenziell zu einem früheren Zeitpunkt in der Modellierung saniert bzw. abgerissen werden als erst kürzlich errichtete Gebäude. Hierdurch wird ein sehr einfaches Modell aufgestellt.

Zur Modellierung des Neubaus von Gebäuden werden in einem weiteren vorbereitenden Schritt unter Berücksichtigung von Baulücken[12] und an bereits bestehenden Bebauungs- und Industriegebieten angrenzenden Freiflächen potenzielle Neubauflächen ausgewiesen, die für die Modellierung des Neubaus im Modell grundsätzlich zur Verfügung stehen. Daneben werden die nach Abriss freigewordenen Baugrundstücke im Modell ab dem Folgejahr für eine Neubebauung zugrunde gelegt, sodass die durch Abriss entstandenen Baulücken nach dem Leitbild der kurzen Wege (Innen- und Nachverdichtung) in den nachfolgenden Szenarienjahren im Modell wieder benutzt werden können. Die Zuordnung der Neubauflächen erfolgt dabei erneut per Zufall.

Neubauten wird zur Modellierung der (beheizten) Gebäudefläche ein pauschaler Wert zugeordnet. Dies erfolgt in Abhängigkeit der Gebäudenutzung. Für Wohngebäude orientieren sich die Werte an den in der LRTS verwendeten Kenndaten und Gebäudecharakteristiken (Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020b, S. 70, dortige Tabelle 16, Gebäudetyp G10 und Gebäudetyp G12).

Für Industriebauten und sonstige Gebäude wird auf den im Rahmen der Erstellung des nationalen Wärmekatasters modellierten Gebäudebestand Bezug genommen. Hierzu wird aus den im Wärmekataster modellierten Bestandsgebäuden die mittlere Gebäudenutzfläche für Industriebauten bzw. sonstige Gebäude ermittelt und als Richtwert für Neubauten angesetzt.

[12] Als Baulücken werden an dieser Stelle die im digitalen Flächenkataster Luxemburgs (Administration du Cadastre et de la Topographie 2018) erfassten Baugrundstücke bezeichnet, die bislang noch unbebaut sind.

Ferner wird angenommen, dass es sich bei einem Großteil der Neubauten im Wohngebäudebereich um Ein- bzw. Zweifamilienhäuser und nur bei einem geringen Teil um Mehrfamilienhäuser handelt. Diese Annahme orientiert sich an den aktuellen Mengenverhältnissen im Gebäudebestand.[13]

Für Industriebauten und für sonstige Gebäude wird vereinfachend und aufgrund fehlender alternativer Angaben der Flächenmittelwert aus dem neueren Gebäudebestand (ab 2015) abgeleitet und anschließend auf den modellierten Neubau übertragen.

Die sich hieraus für den modellierten Zeitraum von 2020 bis 2050 ergebenden Gebäudenutzflächen werden im Weiteren zur Prognose der benötigten Nutzenergie für Heizung und Warmwasserbereitung verwendet.

6.1.2. Prognose der Nutzenergie für Heizung und Warmwasserbereitung

Die benötigte Nutzenergie für Heizung und Warmwasserbereitung in dem betrachteten Zeitraum ist davon abhängig, ob das jeweilige Gebäude zum entsprechenden Zeitpunkt bereits voll-, teil- oder nicht saniert bzw. abgerissen ist oder ob es sich um einen Neubau handelt.

Gebäude, für die ein Abriss modelliert wird, werden ab dem Jahr des Abrisses innerhalb des betrachteten Zeitraums nicht mehr berücksichtigt.

Gebäude, die weder abgerissen noch saniert werden, bleiben unverändert zum Startjahr 2020.

Für Gebäude, für die das Modell eine Vollsanierung vorsieht, wird ab dem Jahr der Sanierung eine Neuberechnung der benötigten Heizenergie durchgeführt. Hierzu wird der Wärmebedarf zum Startzeitpunkt um das vorhandene Einsparpotenzial reduziert, das sich aus den veränderten U-Werte bei einer Vollsanierung nach dem Effizienz-Plus-Szenario gemäß Energieperspektiven Luxemburg 2010-2070) rechnerisch ergibt (Ploss et al. 2017, S. 64, dortige Tabelle 4.6). Der Nutzenergiebedarf für die Warmwasserbereitung bleibt unverändert.

Für Neubauten wird ein vereinfachter Ansatz zur Ermittlung der Nutzenergie für Heizung und für die Warmwasserbereitung verwendet. Hierzu wird die modellierte Gebäudenutzfläche in Abhängigkeit der Gebäudenutzung mit dem spezifischen Nutzenergiebedarf multipliziert.

Der spezifische Nutzenergiebedarf für Heizung wird für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie für Mehrfamilienhäuser aus den im Energiepassregister erfassten, nach 2020 errichteten Neubauten abgeleitet. Hierzu wird aus den im Energiepassregister erfassten Daten zu Ein- und Zweifamilienhäusern bzw. Mehrfamilienhäusern der Mittelwert gebildet. Für Industriebauten und sonstige Gebäude liegt keine vergleichbare Datenbasis zugrunde, sodass hier der mittlere Wärmebedarf der Gebäude (nach vollständige Sanierung der Gebäude) als typischer Heizwärmebedarf für den Neubau unterstellt wird. Hierzu wird auf die Daten aus dem nationalen Wärmekataster zurückgegriffen.

Die spezifischen Nutzenergiebedarfe für die Warmwasserbereitung werden für Wohn-, Industrie und sonstige Gebäudeneubauten als Verhältnis aus der Nutzenergie für die Trinkwasserbereitung und der Gebäudenutzfläche im Startjahr ermittelt. Sie werden im Rahmen des vorliegenden Berichts für den gesamten Betrachtungszeitraum als konstant angenommen.

[13] Laut STATEC 2022 lag der Anteil der Mehrfamilienhäuser am Wohngebäudeneubau im Zeitraum 2010 bis 2019 zwischen 10 und 20 %. Im Modell wird dieser Trend fortgesetzt.

6.1.3. Prognose der Nutzenergie für Industrieprozesse

Die Entwicklung der zur Bereitstellung der Prozesswärme benötigten Nutzenergie wird auf der Grundlage des ambitionierten Szenarios des Projekts Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019) modelliert. Ausgehend von den dort hinterlegten Endenergiemengen für Prozesswärme wird für die Jahre 2020 und 2050 der energieträgerspezifische Nutzenergiebedarf bestimmt. Hierfür werden die in Abschnitt 3.1.4 genannten Erzeugeraufwandszahlen verwendet. Die Nutzenergie ergibt sich durch die Division der Endenergie durch die entsprechende Erzeugeraufwandszahl.

Anschließend können die Nutzenergiemengen für die einzelnen Szenarienjahre berechnet werden. Hierfür wird angenommen, dass die jährliche Änderungsrate konstant ist.

6.1.4. Prognose der Nutzenergie für Kälteanwendungen

Die Entwicklung der benötigten Nutzenergie für Kälteanwendungen wird ebenfalls auf der Grundlage des ambitionierten Szenarios des Projekts Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019) modelliert. Ausgehend von den dort hinterlegten Endenergiemengen für Kälteanwendungen wird für die Jahre 2020 und 2050 der auf Strom basierende Nutzenergiebedarf bestimmt. Hierbei wird von einer durchschnittlichen Effizienz der Kälteerzeugung von 300% ausgegangen. Die Nutzenergie ergibt sich dann durch die Multiplikation der Endenergie mit 3.

6.2. Ergebnisse

Nachfolgend wird bezugnehmend auf die vorherigen Abschnitte zuerst die im Rahmen der vorliegenden Arbeit prognostizierte Entwicklung der Gebäudenutzfläche infolge von Gebäudeabrissen, -neubauten und -sanierungen vorgestellt. Anschließend wird auf die hieraus abgeleitete Entwicklung der in dem betrachteten Zeitraum benötigten Nutzenergie im Wärme- und Kältebereich eingegangen.

6.2.1. Prognose der Entwicklung der Gebäudenutzfläche

Die Entwicklung der Gebäudenutzfläche ergibt sich aus den in Abschnitt 6.1.1 definierten Neu- und Abrissraten sowie der dort beschriebenen Annahmen zur mittleren Gebäudenutzfläche von Neubauten. Zudem wird der in Kapitel 3.1.1 beschriebene Wohnungsleerstand berücksichtigt. Hieraus ergibt sich die in nachfolgender Abbildung 11 dargestellte Entwicklung der beheizten Gebäudenutzfläche.

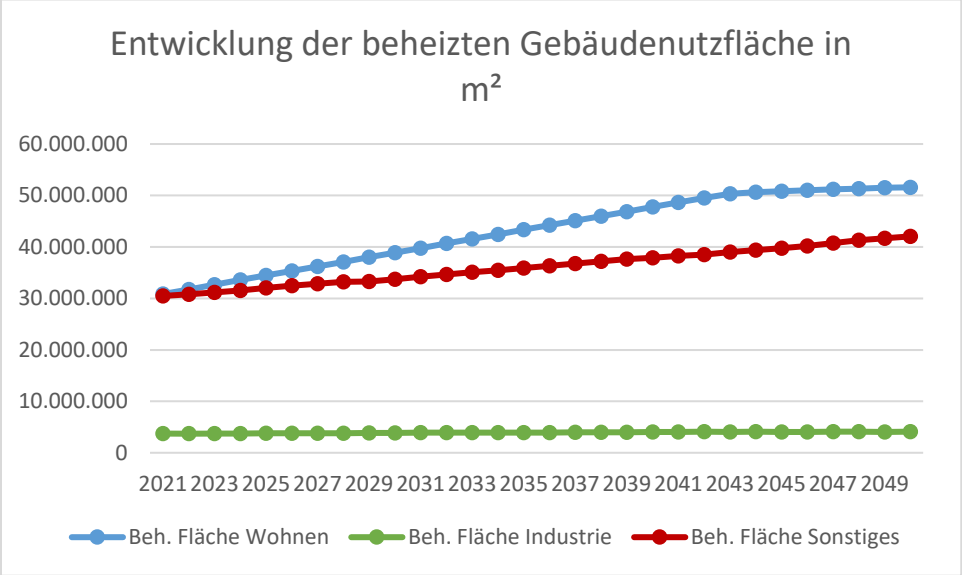


Abbildung 11: Prognose der beheizten Gebäudenutzfläche

Diese steigt im betrachteten Zeitraum in Wohngebäuden von 30,9 Mio. m² auf 51,6 Mio. m². Damit unterschreitet die hier modellierte Flächenentwicklung die im Rahmen der Studie Energieperspektiven Luxemburg 2010 bis 2070 prognostizieren Flächenwerte, die dort für Wohngebäude mit etwa 55 Mio. Quadratmetern im Jahr 2050 angegeben sind (Ploss et al. 2017, S. 18). Da jedoch in der Realität bereits im Jahr 2020 eine deutliche Abweichung zu den in der Studie von Ploss et al. prognostizierten Werten besteht (aufgrund der dort überschätzen jährlichen Neubaurate), wird die zukünftig benötigte Wohnfläche an dieser Stelle und unabhängig von der für Luxemburg prognostizierten Bevölkerungsentwicklung in dem vorliegenden Bericht nach unten korrigiert. Die hier dargestellte Entwicklung entspricht einem durchschnittlichen Anstieg der beheizten Nutzfläche im Wohngebäudebestand von jährlich rund 715.000 m².

Für sonstige Gebäude wird in dem Zeitraum 2020 bis 2050 eine kontinuierlich Zunahme der beheizten Gebäudenutzfläche von jährlich rund 400.000 m² prognostiziert. Dies entspricht einer Entwicklung von 30,5 Mio. m² auf 42,1 Mio. m² bis zum Jahr 2050.

Der Industriesektor nimmt dagegen einen verhältnismäßig kleinen Anteil an der Gebäudenutzfläche Luxemburgs ein. Mit einer Entwicklung von 3,7 Mio. m² zu Beginn auf einen Wert von 4,1 Mio. m² zum Ende des betrachteten Zeitraums entspricht die prognostizierte (beheizte) Gebäudenutzfläche in der Industrie im Jahr 2050 etwa 4,2 % der beheizten Nutzfläche des gesamten Gebäudebestands. Sonstige Gebäude haben einen Anteil von 43 % und Wohngebäude von 52,8 % an der beheizten Nutzfläche.

6.2.2. Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs

Die Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Heizung und Warmwasser unter Berücksichtigung der im vorherigen Abschnitt beschrieben Nutzflächenprognose ist in Abbildung 12 dargestellt.

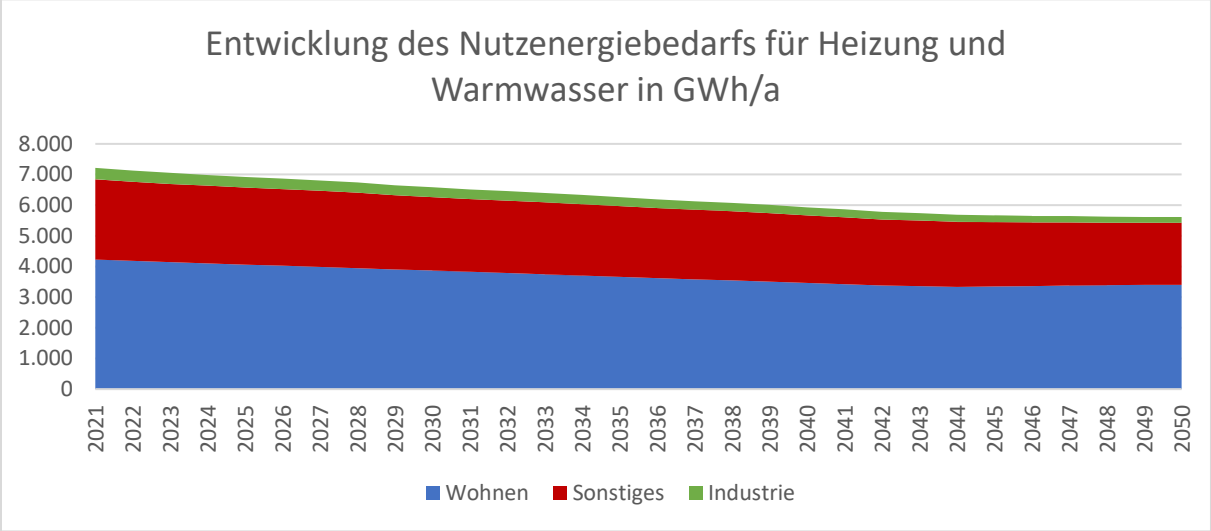


Abbildung 12: Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Heizung und Warmwasser

Der Nutzenergiebedarf für Heizung und Warmwasser liegt im Jahr 2020 demnach bei 7.217 GWh und sinkt bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von 5.613 GWh. Hiervon trägt der Wohngebäudesektor den größten Anteil mit 60,7 % im Jahr 2050. Das entspricht 3.407 GWh. Der Anteil der sonstigen Gebäude liegt mit 2.019 GWh im Jahr 2050 bei 36 %, der Anteil der Industrie mit 188 GWh bei 3,3 %.

Der Bedarf an Prozesswärme steigt im Gegensatz zur Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Heizung und Warmwasser im betrachteten Zeitraum um rund ein Fünftel von 2.074 GWh im Jahr 2020 auf 2.527 GWh im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 13). Der Prozesswärmeanteil liegt damit bei rund einem Drittel des gesamten Nutzenergiebedarfs des Jahres 2050.

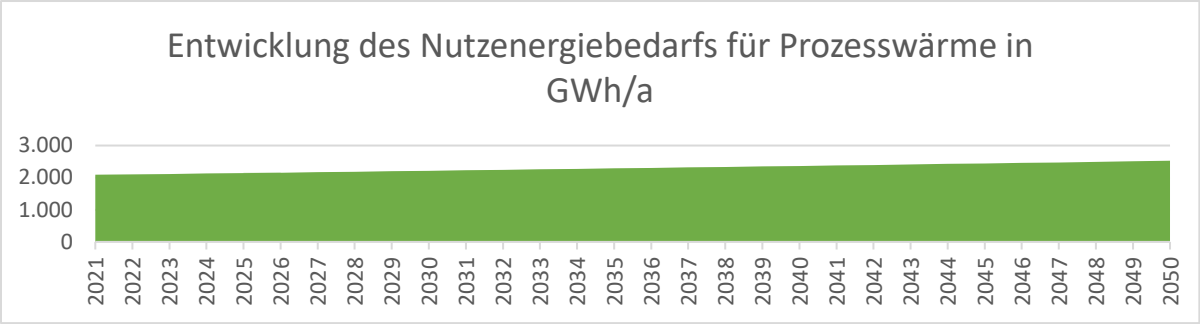


Abbildung 13: Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Prozesswärme

Der Nutzenergiebedarf für Kälte steigt von 486 GWh in 2021 auf 1.581 GWh in 2050 um mehr als das Dreifache an. Den größten Anteil am Nutzenergiebedarf für Kälte in 2050 beansprucht der Sektor GHD inklusive öffentlicher Gebäude mit rund 84% (1.328 GWh). Die restlichen 253 GWh teilen sich etwa hälftig auf die beiden Sektoren Haushalte und Industrie auf.

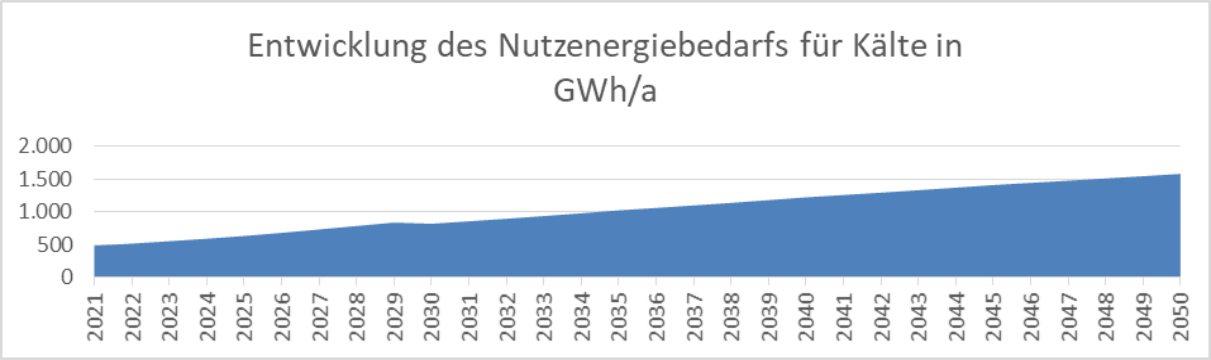


Abbildung 14: Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Kälte

Die zusammenfassende Darstellung der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs (Abbildung 15) zeigt, dass der Nutzenergiebedarf über den gesamten Szenarienzeitraum relativ konstant bleibt. Die Energieeinsparungen im Gebäudebestand im Bereich Heizung und Warmwasserbereitung werden vor allem durch den zukünftigen Anstieg des Kältebedarfs ausgeglichen.

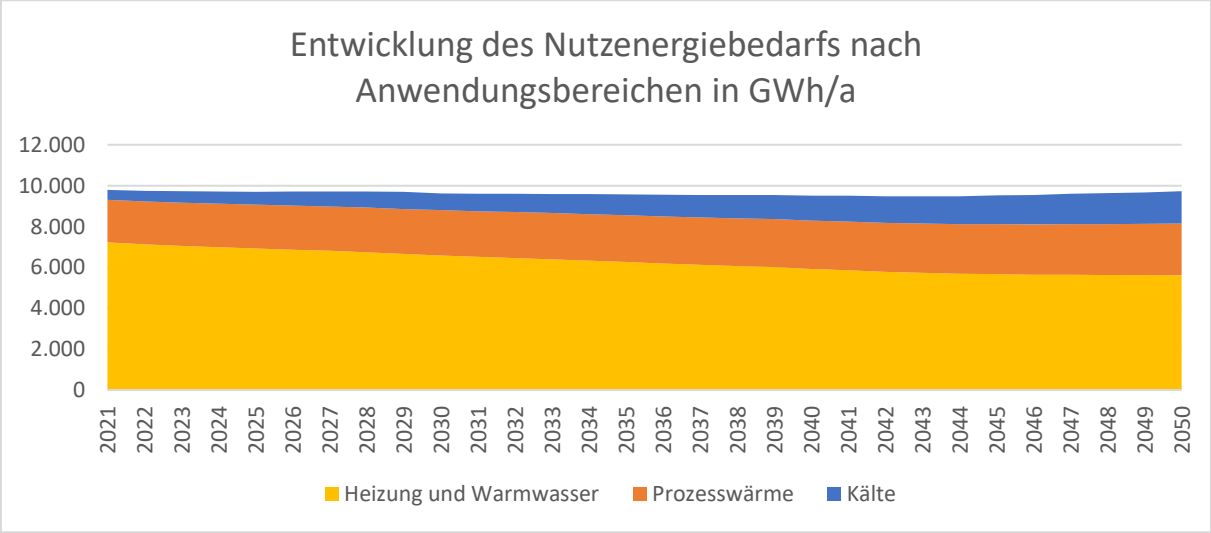


Abbildung 15: Prognose der Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für alle Anwendungsbereiche

Dies unterstreicht die Wichtigkeit eines verstärkten Einsatzes effizienter Wärmetechnologien sowie die Notwendigkeit, fossile durch erneuerbare und emissionsarme Energieträger zu ersetzen, da andernfalls eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs sowie der energiebedingten Emissionen nicht möglich sein wird.

7. Szenarien einer möglichen zukünftigen Wärme- und Kälteversorgung Luxemburgs

Die Wahl geeigneter technischer Lösungen für eine effiziente Ausrichtung der zukünftigen Wärme- und Kälteversorgung ist von vielen Faktoren abhängig, wie zum Beispiel:

- der Verfügbarkeit der Technologien und Energieträger (z. B. könnte die praktische Einsatzbarkeit von Biomassekesseln von der Verfügbarkeit von Biomasse abhängen),
- den Merkmalen des Wärmebedarfs (z. B. eignet sich Fernwärme besonders für städtische Gebiete mit einer hohen Wärmebezugsdichte) und
- den Merkmalen einer möglichen Wärmeversorgung (z. B. könnte sich Abwärme mit niedriger Temperatur nicht für Industrieverfahren, aber zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz eignen).

Im Folgenden werden in Bezug auf den Technologieeinsatz zwei Szenarien unterschieden. Im Grundlagenszenario wird – unter Berücksichtigung der bestehenden politischen Maßnahmen – der aktuelle Ausbautrend fortgesetzt. Dies bedeutet, dass Technologien, die fossile Energieträger, wie Heizöl, Flüssiggas und Kohle, nutzen, nach und nach für die Wärme- und Kälteversorgung an Bedeutung verlieren, wohingegen erneuerbare Energietechnologien stetig an Bedeutung gewinnen.

Erdgas übernimmt in dem Grundlagenszenario eine Sonderrolle als Brückentechnologie. Dementsprechend kann es – wo dies aufgrund der Gegebenheiten sinnvoll ist – in dem Szenario zu einer Beibehaltung oder einem Ausbau von Erdgas nutzenden Technologien kommen.

In dem Alternativszenario ist im Gegensatz zum Grundlagenszenario der Einsatz von Erdgas eingeschränkt. Dies führt zu einem deutlichen Rückgang des Erdgasverbrauchs innerhalb des Szenarienzeitraums. Demzufolge steht das Alternativszenario für einen möglichst vollständigen Ausstieg aus fossilen Energien in der Wärme- und Kälteversorgung.

In beiden Szenarien wird eine identische Entwicklung des Nutzenergiebedarfs (vgl. Kapitel 6) unterstellt sowie vom gleichen Anlagenbestand ausgegangen. Damit sind die Ausgangsbedingungen in beiden Szenarien identisch. Um die Szenarien möglichst einfach interpretieren zu können, werden die weiteren Annahmen zum Technologieeinsatz möglichst einfach gehalten.

7.1. Methodik

Bevor im zweiten Teil dieses Kapitels die beiden Szenarien sowie die den Szenarien zugrunde gelegten Annahmen zu den Nutzungsmöglichkeiten und Potenzialen einer effizienten Wärme- und Kälteversorgung diskutiert werden, wird zuvor dezidiert auf die methodische Herangehensweise zur Entwicklung der Szenarien eingegangen. Die Methodik orientiert sich dabei an der im Rahmen des durch das Ministerium für Energie und Raumentwicklung begleiteten Kurzstudie zur Abschätzung der Dimension des Austauschs von Ölheizungen im Wohngebäudebestand (IZES 2020), die im Rahmen des vorliegenden Berichts erweitert und angepasst worden ist.

7.1.1. Bestimmung der Potenziallage

Der Einsatz der Technologien in den Szenarien ist von den vorhandenen Energiepotenzialen abhängig. Zur Modellierung der Gebäudeversorgung wird daher eine Potenzialanalyse auf Gebäudeebene durchgeführt. Hierbei werden folgenden Untersuchungen für die beiden Szenarien durchgeführt:

- **Potenzial für eine netzgebundene Wärmeversorgung (Nah-/Fernwärme)**: Das Potenzial zur Versorgung von Gebäuden über ein Nah- oder Fernwärmenetz wird von der mittleren Wärmedichte innerhalb des umliegenden Gebiets abhängig gemacht.
  Die Gebietsunterteilung erfolgt dabei möglichst kleingliedrig auf Ebene der Straßen, um dadurch auch in kleineren Ortschaften ein differenziertes Bild zu erhalten.
  Als Bedingung für die Eignung für ein Wärmenetz wird in beiden Szenarien eine Wärmedichte von mindestens 500 Kilowattstunden pro Quadratmeter Gebietsfläche vorausgesetzt.
  Dieser eher konservative Ansatz berücksichtigt somit nicht das Potenzial für Niedertemperatur- bzw. kalte Nahwärmenetze.
- **Potenzial für die Nutzung industrieller Abwärme**: Mit dem Potenzial zur Nutzung von Abwärme aus der Industrie werden an dieser Stelle die Möglichkeiten zur externen Nutzung der bereits in Kapitel 4 beschriebenen Abwärmepotenziale bezeichnet. Hierzu werden alle für eine netzgebundene Wärmeversorgung in Frage kommenden Gebiete (siehe vorheriger Absatz), insofern sie sich in einer definierten Entfernung zu einem Unternehmen mit Abwärmepotenzial befinden, als potenzielle Versorgungsgebiete angesehen.
  Da die Umsetzung von Projekten zur externen Nutzung industrieller Abwärme in der Praxis als sehr herausfordernd gilt, wird ein konservativer Ansatz gewählt, um das Potenzial nicht zu überschätzen. Vor diesem Hintergrund werden in dem Grundlagenszenario lediglich die Standorte mit einem hohen bis sehr hohen Abwärmepotenzial in die Potenzialbetrachtung mit einbezogen. Im Alternativszenario werden zusätzlich die Standorte mit einem mittleren bis hohen Potenzial berücksichtigt. Die maximale Entfernung zwischen den Unternehmensstandorten und den bei der Potenzialermittlung berücksichtigen Versorgungsgebieten wird explorativ im Rahmen einer räumlichen Analyse ermittelt.[14]
- **Potenzial zur Nutzung von Erdwärme**: In der vorliegenden Studie wird nur die oberflächennahe Geothermienutzung betrachtet. Hierbei wird zwischen der Nutzung mittels Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren differenziert.
  In beiden Fällen werden folgende Bedingungen zur Nutzung von Erdwärme vorausgesetzt:
  1. Der spezifische Wärmebedarf des Gebäudes weist einen Wert von maximal 100 Kilowattstunden pro Quadratmeter beheizter Gebäudenutzfläche auf.
  2. Das zu versorgende Grundstück ist nicht vollständig überbaut. Die unbebaute Grundstücksfläche verfügt über eine Mindestgröße, die von der für die Versorgung des Gebäudes notwendigen Heizleistung, der Effizienz der Wärmepumpe sowie der Entzugsleistung der Erdwärmesonden bzw. der Erdwärmekollektoren abhängt.
  3. Das Gebäude befindet sich außerhalb eines Wasserschutzgebiets der Zone I oder Zone II.

  Für den Einsatz von Erdwärmesonden gilt zusätzlich folgende Restriktion:

  4. Das Gebäude befindet sich außerhalb eines Gebiets, in dem Bohrungen in den Untergrund weder erlaubt noch eingeschränkt sind.

  Die Heizleistung sowie die daraus abzuleitende Entzugsleistung werden für jedes Gebäude einzeln berechnet. Hierzu wird vereinfachend nach VDI 2067 Blatt 2 für Wohngebäude eine Vollbenutzungdauer von 2.100 und für Nichtwohngebäude von 1.700 Stunden pro Jahr angelegt. Mithilfe der Vollbenutzungsstunden kann die Heizleistung der Gebäude abgeschätzt werden. Bei einer Jahresarbeitszahl von Sole-Wasser-Wärmepumpen von 4,3 (COP), einer Entzugsleistung von 50 Watt pro Meter Bohrtiefe, einer mittleren Bohrtiefe von 90 Metern und einem Sondenabstand von sechs

[14] Die hier berücksichtigte Entfernung zwischen Unternehmen und Versorgungsgebiet liegt bei 50 Metern und beschreibt den Abstand (Luftlinie) zwischen dem Adresspunkt des Unternehmens und dem äußersten Punkt des Versorgungsgebiets.
Unter dieser Annahme liegen etwa vier Prozent aller Gebäude in Luxemburg in einem Gebiet, das aufgrund der direkten Nähe zu einem entsprechenden Unternehmen mit industrieller Abwärme versorgt werden könnte.

Metern lässt sich hieraus für jedes Gebäude der Flächenbedarf für den Einbau von Erdwärmesonden berechnen. Für Erdwärmekollektoren wird ein Flächenbedarf von sieben Quadratmetern pro Kilowatt benötigter Entzugsleistung angesetzt.

- **Potenzial zur Nutzung der Umgebungswärme**: Die Nutzung der Umgebungswärme mithilfe von Wärmepumpen ist weitestgehend uneingeschränkt möglich – jedoch vor allem in Gebäuden mit einem geringen spezifischen Wärmebedarf sinnvoll. Als Voraussetzung für die Nutzung der Umgebungswärme wird daher in der vorliegenden Studie eine obere Grenze für den spezifischen Wärmebedarf von 100 Kilowattstunden pro Quadratmeter beheizte Gebäudenutzfläche unterstellt.
- **Potenzial zum Anschluss ans Erdgasnetz**: Die Autor*innen der vorliegenden Studie orientieren sich bei der Bewertung des Potenzials zur Versorgung eines Gebäudes mit Erdgas an den Daten der Gasnetzbetreiber zur Erdgasverfügbarkeit, die über das Geoportal Luxemburgs öffentlich zugänglich sind.
  Es wird unterstellt, dass zukünftig keine zusätzlichen Gebiete (im Vergleich zu heute) erschlossen werden. Der Anschluss ans Erdgasnetz von Gebäuden, die sich in einem bereits erschlossenen Gebiet befinden, ist dagegen grundsätzlich weiterhin möglich.
- **Potenzial zur Nutzung von Pellets**: Hinsichtlich der Nutzung von Pellets (und Holzhackschnitzeln) werden in beiden Szenarien an dieser Stelle keine Einschränkungen vorgenommen. Zwar ist der Einsatz von holzartigen Brennstoffen aufgrund der Feinstaubemissionsentwicklung nicht überall uneingeschränkt möglich – doch ist dies vor dem Hintergrund des Einsatzes von Feinstaubfiltern kein Grund, die Nutzung grundsätzlich zu beschränken. Die Verfügbarkeit von Pellets ist zudem nicht vom Anlagenstandort abhängig, sodass – vorbehaltlich der grundsätzlichen Verfügbarkeit von Pellets durch Importe – für die Modellierung keine Einschränkung gilt.

7.1.2. Modellierung der Entwicklung der Heizwärmeversorgung

Die Modellierung der Heizwärmeversorgung erfolgt nach einer vorgegebenen Priorisierung abhängig von den Gebäudeparametern und der jeweiligen Potenziallage.

Bei Bestandsgebäuden wird zum Zeitpunkt der Sanierung ein Austausch oder eine Erneuerung des bestehenden Heizungssystems unterstellt.

Bei Neubauten wird dagegen mit dem Neubau der Einbau eines neuen Heizungssystems angenommen.

Mit dem Abriss von Bestandsgebäuden wird zudem der Rückbau des bestehenden Heizungssystems unterstellt.

Somit kann der Zeitpunkt des Zu-, Um- und Rückbaus der Heizungssysteme in den Szenarien aus der Prognose der Gebäude- und Gebäudenutzflächenentwicklung (vgl. Abschnitt 6.1.1) abgeleitet werden.

Die Zuordnung der Energieträger (Technologien) erfolgt nach folgendem Muster für das Grundlagenszenario:

1. **Bestandsgebäude mit Wärmenetzanschluss**: Verfügt ein Grundstück über einen Anschluss an ein Wärmenetz, bleibt der Anschluss im Fall einer Gebäudesanierung oder eines -neubaus erhalten. Wird das Wärmenetz in diesem Fall mit Erdgas oder mit erneuerbaren Energien gespeist, werden Netz und Erzeugungsanlagen erneuert, allerdings nicht durch andere Energieträger ersetzt. Ein Austausch der Energieträger findet nur dann statt, wenn das Wärmenetz bis zum Zeitpunkt der Erneuerung mit Heizöl, Flüssiggas etc. versorgt wurde. In diesem Fall wird bei der Modellierung zuerst geprüft, ob ein Potenzial für eine industrielle Abwärmenutzung besteht. Ist dies nicht der Fall, werden entweder Erdgas (falls vor Ort verfügbar) oder Hackschnitzel als Energieträger zur Wärmebereitstellung in der Modellierung eingesetzt.
2. **Bestandsgebäude mit Erdgasnetzanschluss**: Wird ein Gebäude bereits mit Erdgas versorgt, nutzt es in der Modellierung im Fall einer Sanierung oder nach einem Abriss, falls auf dem Grundstück erneut ein Gebäude errichtet werden sollte, weiterhin Erdgas.
3. **Bestandsgebäude, die erneuerbare Energien oder Wärmepumpen nutzen**: Bei Gebäuden, die erneuerbare Energien (mit Ausnahme von Stückholz) oder eine Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung nutzen, wird die Erzeugungsanlage mit der Sanierung erneuert, ohne dass der Energieträger ausgetauscht wird.
4. **Sonstige Bestandsgebäude und Neubauten:** Bei Gebäuden, in denen fossile Energieträger (wie Heizöl, Flüssiggas, Kohle), Strom oder Stückholz zur Wärmeerzeugung verwendet, sowie bei Gebäuden, die auf einem zuvor unbebauten Grundstück als Neubau errichtet werden, erfolgt eine ähnliche Abwägung wie bei den Bestandsgebäuden mit Wärmenetzanschluss. Auch hier wird für den Fall, dass ein Potenzial zur netzgebundenen Wärmeversorgung vorliegt, im ersten Schritt geprüft, ob die Möglichkeit zur industriellen Abwärmenutzung besteht, bevor dann je nach Verfügbarkeit entweder Erdgas oder Hackschnitzel als Energieträger für das Wärmenetz eingesetzt werden. Ist dagegen die Wärmedichte vor Ort für eine Versorgung über ein Wärmenetz zu gering, werden die Gebäude in der Modellierung prioritär mit Erdgas versorgt, falls dieses vor Ort verfügbar ist. Ist dies ebenfalls nicht der Fall, wird in Abhängigkeit davon, ob ein Potenzial zur Nutzung oberflächennaher Geothermie oder Umgebungswärme besteht, entweder eine elektrische Wärmepumpe oder ein Pelletkessel zur Bereitstellung der Heizwärme im Modell vorgesehen.

Im Unterschied zum Grundlagenszenario entfällt im Alternativszenario im Fall einer Sanierung sowie im Fall eines Neubaus die Möglichkeit, Erdgas als Energieträger einzusetzen. Diese Einschränkung bei der Modellierung gilt sowohl in Wärmenetzen als auch bei der Versorgung einzelner Gebäudes über eine Zentralheizung. Anstelle von Erdgas werden im Alternativszenario in Wärmenetzen Hackschnitzel und im Einzelgebäude Wärmepumpen oder Pellets eingesetzt, insofern die Nutzung von Abwärme, Erd- oder Umweltwärme potenzialseitig nicht möglich ist.

7.1.3. Modellierung der Entwicklung der Warmwasserbereitung

Die Modellierung der Warmwasserbereitung erfolgt in Analogie zur Heizwärmeversorgung (vgl. Abschnitt 7.1.2). Vereinfachend wird hierbei angenommen, dass nach einer Sanierung oder einem Neubau eines Gebäudes die Warmwasserbereitung über das Heizungssystem erfolgt. Somit werden für die Heizung und Warmwasserbereitung dieselben Energieträger eingesetzt.

7.1.4. Modellierung der solaren Deckungsanteile für Heizung und Warmwasserbereitung

Für den Bestand wird angenommen, dass durchschnittlich 10 % der Nutzenergie für Heizung in den Gebäuden, die über eine solare Heizungsunterstützung verfügen, solarthermisch bereitgestellt werden kann (vgl. Abschnitt 3.1.2). Für die Modellierung der Heizwärmeversorgung bis 2050 wird davon ausgegangen, dass sich dieser Anteil erhöht. Für die Gebäude, die saniert werden (falls sie über eine solare

Heizungsunterstützung verfügen), sowie für die Gebäude, die neu errichtet werden, wird daher in beiden Szenarien ein solarer Deckungsanteil für die Heizung von 20 % modelliert.[15]

In Bezug auf die Warmwasserbereitung wird analog verfahren: Es wird davon ausgegangen, dass bereits heute bei einer solarthermischen Nutzung im Gebäudebestand im Mittel 50 % der Nutzenergie solarthermisch bereitgestellt werden kann. Durch den Einsatz neuer Solarthermieanlagen mit einem höheren Systemwirkungsgrad kann der solare Deckungsanteil in den Szenarien in sanierten Gebäuden (durch eine Erneuerung der bestehenden Anlagen) sowie in Neubauten auf 80 % erhöht werden.[16]

Für Industriebauten wird in den Szenarien weder eine solare Heizungsunterstützung noch eine solare Warmwasserbereitung modelliert.

7.1.5. Modellierung der Entwicklung der Prozesswärmebereitstellung

Zur Modellierung der Prozesswärme im Industriesektor wird auf zwei bereits vorhandene Szenarien zurückgegriffen. Das Grundlagen- und das Alternativszenario sind an diesen ausgerichtet:

1. Das Grundlagenszenario orientiert sich an dem aktuellen Zielszenario des Nationalen Energie- und Klimaplans für Luxemburg (NECP). Hierzu wird vereinfachend der Energieträgeranteil der Prozesswärme aus der Energieträgerverteilung für die Industrie (Non-ETS + ETS) abgeleitet und auf die prognostizierte Entwicklung der Nutzenergie der Industrie übertragen. In einem vorbereitenden Schritt wird hierfür der Endenergieverbrauch des Zielszenarios, das auf das Jahr 2040 begrenzt ist, ins Jahr 2050 extrapoliert. Hieraus ergeben sich folgende Energieträgeranteile im Jahr 2050 für das Grundlagenszenario: Erdgas: 55,9 %; Heizöl: 5,6 %; Kohle: 27,2 %; Fernwärme und Wärme aus fossilen Abfällen: 11,2 %.
2. Das Alternativszenario stützt sich auf das ambitionierte Szenario aus dem Projekt Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019). Im Gegensatz zu dem Zielszenario des NECP entwickelt sich im ambitionierten Szenario der Anteil der Erneuerbaren Energien (Biomasse) in der Industrie bis 2050 zum stärksten Energieträger mit 51,6 % des Endenergieverbrauchs, wohingegen Biomasse im Zielszenario des NECP keine Rolle spielt. Der Anteil an Erdgas (27,9 %), Heizöl und Kohle (14,3 %) und Fernwärme (1,8 %) verringert sich im ambitionierten Szenario dagegen deutlich im Vergleich zum Zielszenario.
   Zusätzlich werden im Projekt Hotmaps (Mostafa Fallahnejad 2019) Hochtemperatur-Wärmepumpen in der Industrie eingesetzt. Ihr Anteil liegt im Jahr 2050 in dem Szenario bei 4,4 %.

7.1.6. Modellierung der Emissionsentwicklung

Zur Bilanzierung der Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen können energieträgerspezifische Emissionsfaktoren herangezogen werden. Die Berechnung der jeweiligen Emissionen erfolgt dann durch einfache Multiplikation der Endenergieverbräuche je Energieträger bzw. eingesetzter Technologie mit den dazugehörigen Emissionsfaktoren. Hierzu wurde auf eine aktuelle Studie des deutschen Umweltbundesamtes zur Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger für das Jahr 2020 zurückgegriffen (Lauf et al. 2021). Die hier berücksichtigten Treibhausgase und Luftschadstoffe orientieren sich dabei an den internationalen Abkommen und Konventionen zu deren Bilanzierung.

[15] Typische Solaranlagen zur Heizungsunterstützung erreichen in einem Neubau, abhängig u.a. von der Effizienz des Gebäudes sowie dem Verhalten der Gebäudenutzenden, einen solaren Deckungsanteil von 20 bis 30 Prozent. Bei besser gedämmten Häusern können auch deutlich höhere Werte erreicht werden (Solarserver 2020).

[16] Solarthermieanlagen zur Warmwasserbereitstellung können insbesondere im Sommer einen Großteil des Warmwasserbedarfs decken. In der Literatur wird – abhängig von dem zu versorgenden Gebäude – von solaren Deckungsanteilen von jährlich 30 bis 65 Prozent ausgegangen (Solarserver 2020; Wesselak und Schabbach 2009).

Folgende Treibhaushausgase und Luftschadstoffe werden unterschieden:

Tabelle 9: Treibhausgase und Luftschadstoffe zur Emissionsbilanzierung (Eigene Abbildung in Anlehnung an Lauf et al. 2021)

Kategorie	**Name**
Treibhausgase	Kohlenstoffdioxid Methan Distickstoffoxid
Säurebildende Schadstoffe	Schwefeldioxid Stickstoffoxide
Weitere Luftschadstoffe	Staub Kohlenstoffmonoxid Flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)

Die in der vorliegenden Studie verwendeten Emissionsfaktoren berücksichtigen dabei neben den direkten Emissionen auch indirekte Emissionen, die beispielsweise beim Einsatz von Hilfsaggregaten entstehen und die primärträgerspezifischen Emissionen der Vorkette zur Bereitstellung der Energieträger.

7.2. Ergebnisse

In den folgenden Abschnitten wird zuerst auf die grundsätzlichen Möglichkeiten zur Transformation der Wärme- und Kälteversorgung eingegangen. Hierfür werden die Potenziale räumlich differenziert vorgestellt. Anschließend werden die beiden Szenarien in Bezug auf die Entwicklung der Endenergiemengen, der Energieträgerstruktur sowie der Entwicklung der Treibhausgasemissionen dargelegt.

Die Szenarien bilden die Grundlage für die Kosten-Nutzen-Analyse in Kapitel 8, im Rahmen dessen die Szenarien bewertet und verglichen werden. Für die Kosten-Nutzen-Analyse werden zusätzliche Daten in einer jährlich aufgelösten Form benötigt, die aus Gründen der Übersicht nicht einzeln innerhalb dieses Berichtes dargestellt werden können, da hier jeweils zwischen den Anwendungsbereichen als auch den Sektoren differenziert werden muss. Hierzu gehören Daten a) zum modellierten Anlagenzu- und Anlagenrückbau (Brutto- und Nettoleistungen), b) zum Ausbau der Fernwärme (zugebaute Trassenlänge, Anzahl der zusätzlichen Fernwärmeübergabestationen), c) zu dem in KWK(K)-Anlagen erzeugten Strom sowie d) zur Emissionsbilanzierung.

7.2.1. Potenziale

Die nachfolgenden Abbildungen geben einen Überblick über die räumliche Verteilung der Potenziale zur Heiz- und Trinkwasserwärmeversorgung mittels Fern-/Nahwärme, Geothermie, Umgebungswärme, Erdgas sowie Pellets bzw. Hackschnitzel. Die Potenziale zur Bereitstellung von Prozesswärme können dagegen nicht räumlich aufgelöst dargestellt werden.

Da sich in den Szenarien die Frage stellt, welche Technologien in der Zukunft eingesetzt werden, beziehen sich die folgenden Darstellungen auf den künftigen, in den Szenarien prognostizierten Wärmebedarf unter Berücksichtigung der in Kapitel 6 beschriebenen Annahmen zu Gebäudeabrissen, Neubau sowie zu möglichen Effizienzgewinnen durch die energetische Sanierung von Bestandsgebäuden.

Die in Abbildung 16 dargestellten Potenziale zur netzgebundenen Versorgung von Gebäuden über Fern- bzw. Nahwärmelösungen (links) und speziell zur industriellen Abwärmenutzung lassen sich aus den auf die Siedlungsflächen bezogenen Wärmedichten ableiten. Die Abbildungen zeigen, dass es – unter der Bedingung, dass sich der Gebäudewärmebedarf wie in Kapitel 6 beschrieben weiterentwickelt – zukünftig nur wenige Gebiete geben wird, die eine Wärmedichte von mehr als 50 Kilowattstunden pro Quadratmeter Gebietsfläche aufweisen. Die wenigen Gebiete, die eine höhere Wärmedichte

besitzen, befinden sich in den urbanen Kernzonen – beispielsweise im Zentrum von Luxemburg Stadt und Esch an der Alzette, wo bereits heute mehrere Fernwärmenetze bestehen.

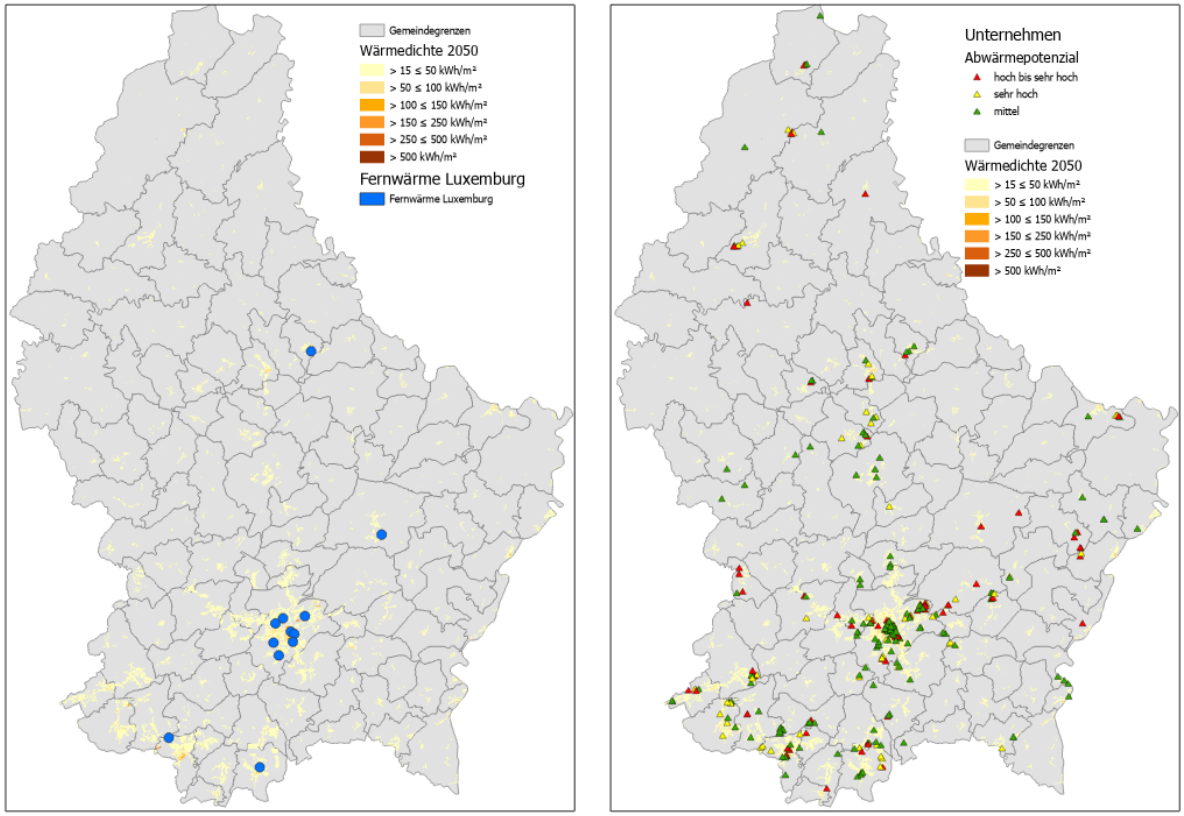


Abbildung 16: Potenziale zur Fern-/Nahwärmeversorgung (links) sowie zur industriellen Abwärmenutzung (rechts)

Somit muss das Potenzial für eine klassische netzgebundene Wärmeversorgung (zum Beispiel auf Basis von Erdgas, Biogas oder Hackschnitzeln) unter der Voraussetzung, dass der Gebäudebestand wie beschrieben in den nächsten Jahren transformiert wird, grundsätzlich als gering bezeichnet werden. Dies deckt sich mit den Einschätzungen der KWK-Studie aus dem Jahr 2016. Nicht übertragen lassen sich diese Schlussfolgerungen auf das Potenzial zur Nutzung kalter Nahwärme. Dieses wird in der hier vorliegenden Studie nicht betrachtet.

Die Möglichkeiten zur Nutzung industrieller Abwärme (Abbildung 16, rechts) sind vor diesem Hintergrund ebenfalls als gering zu bewerten. Da die Potenziale zur externen Nutzung industrieller Abwärme in der vorliegenden Studie jedoch nur stark vereinfacht betrachtet werden konnten, sollte eine mögliche industrielle Abwärmenutzung im Einzelfall nicht pauschal ausgeschlossen werden.

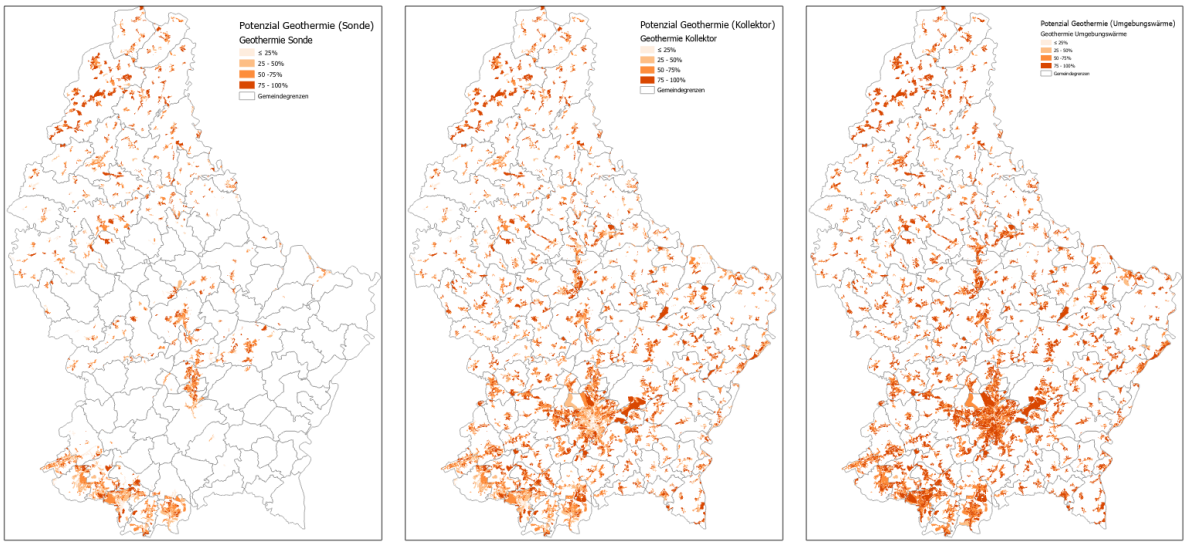
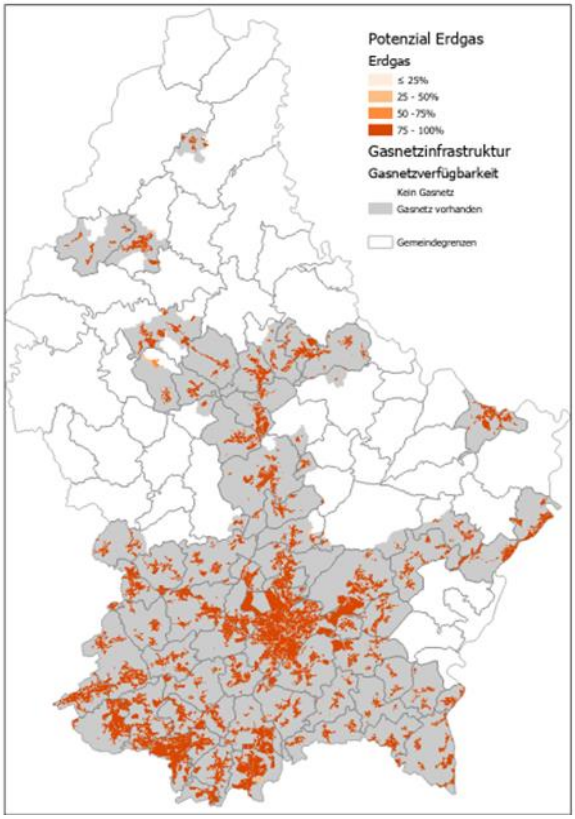


Abbildung 17: Potenziale für den Einsatz elektrischer Wärmepumpen (links: Erdwärmesonde, Mitte: Erdwärmekollektor, rechts: Umgebungswärme)

Die Nutzung der Umgebungswärme mittels Wärmepumpen ist im Gebäudebestand, insofern ältere Gebäude energetisch saniert worden sind, weitestgehend uneingeschränkt möglich. Wird die Grenze zur Nutzung der Umgebungswärme bei einem spezifischen Heizwärmebedarf von 100 Kilowattstunden pro Quadratmeter beheizter Nutzfläche gelegt, können perspektivisch über 80 Prozent der Gebäude mit Umgebungswärme versorgt werden (Abbildung 17, rechts).

Im Vergleich dazu ist das Potenzial zur Nutzung oberflächennaher Geothermie eingeschränkt – auch wenn annähernd noch 60 Prozent der Gebäude über Kollektoren und etwa 25 Prozent über Sonden mit Erdwärme versorgt werden könnten. Den Einsatz von Erdwärmekollektoren beschränkt vor allem die zur Verfügung stehende, unversiegelte Fläche zur Verlegung der Kollektoren, sodass vor allem in städtischen, dicht besiedelten Gebieten ein geringeres Potenzial für diese Form der Energienutzung besteht (Abbildung 18, Mitte). Der Einsatz von Erdwärmesonden wird dagegen primär durch bestehende Restriktionen, Bohrungen im Erdreich vorzunehmen, limitiert (Abbildung 17, links). Die tiefengeothermische Nutzung wird in der vorliegenden Studie nicht betrachtet.



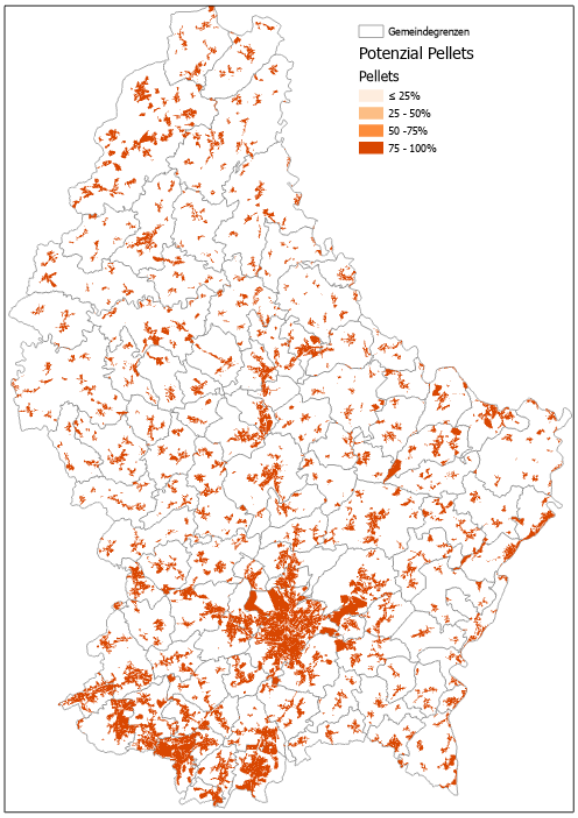


Abbildung 18: Potenziale zur Nutzung von Erdgas (links) und Pellets bzw. Hackschnitzeln (rechts)

Der Einsatz von Erdgas ist in der vorliegenden Studie, dadurch dass eine Erschließung zusätzlicher Gemeinden durch einen Ausbau des Erdgasnetzes nicht vorgesehen ist, ebenfalls limitiert. Die Nutzung von Erdgas in der Wärmeversorgung bleibt damit in den nachfolgend beschriebenen Szenarien auf die bereits mit Erdgas versorgten Gemeindegebiete beschränkt (Abbildung 18, links).

Die Nutzung von Pellets bzw. Hackschnitzeln als Energieträger ist dagegen unter Nichtberücksichtigung der Feinstaubproblematik grundsätzlich überall uneingeschränkt möglich (Abbildung 18, rechts) – wird allerdings in den nachfolgend beschriebenen Szenarien nicht präferiert, da Holz nach unserer Einschätzung als Energieträger im sanierten Gebäudebestand ungeeignet ist. Als eine knappe und exergetisch hochwertige Ressource sollte Holz dagegen gezielt (zum Beispiel zur Prozesswärmebereitstellung in der Industrie) eingesetzt werden, um fossile Energieträger zu substituieren.

7.2.2. Grundlagenszenario

Der Endenergieverbrauch verringert sich im Grundlagenszenario um insgesamt 30 %. Dies entspricht einem Rückgang des Endenergieverbrauchs von 12.230 GWh im Jahr 2020 auf 8.592 GWh im Jahr 2050. Der Industriesektor nimmt dabei leicht an Bedeutung zu (von 35 % auf 39 %), wohingegen der Anteil der sonstigen Gebäude von 25 % auf 21 % sinkt. Der Anteil des Wohnsektors bleibt dagegen annähernd unverändert über den Szenarienzeitraum bei etwa 40 % des Endenergieverbrauchs.

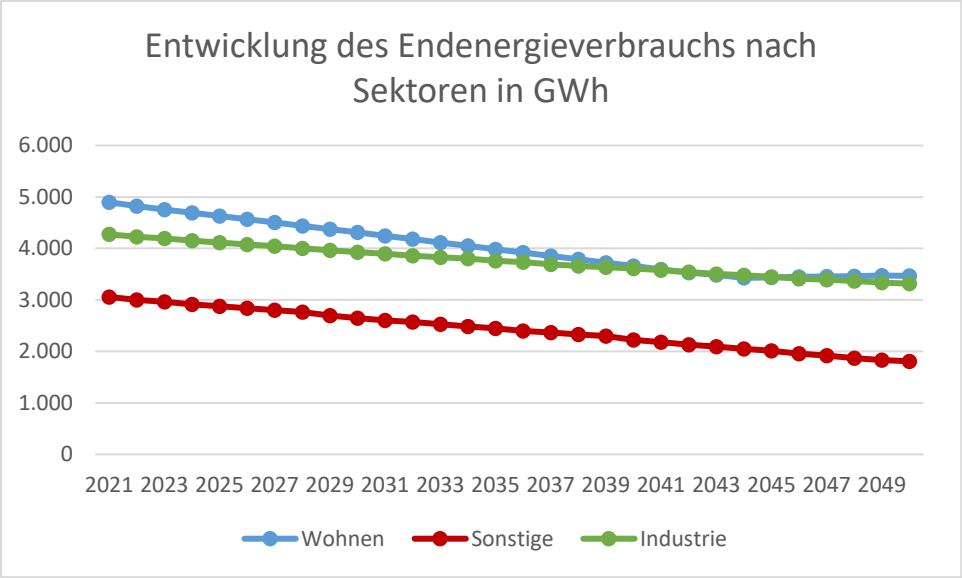


Abbildung 19: Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren

Bezogen auf die Energieträgerstruktur bleiben die fossilen Energieträger, vor allem Erdgas, Heizöl und Kohle, auch wenn sich ihr Anteil insgesamt von über 90 % auf knapp 80 % verringert, in Summe die vorherrschenden Energieträger auch noch im Jahr 2050. Im Wohngebäudesektor kommt es hierbei sogar infolge von Nachverdichtungen zu einer leichten Erhöhung des Erdgasanteils am Endenergieverbrauch. Die absoluten Mengen sinken dagegen sichtbar. Die benötigte Erdgasmenge (ohne Berücksichtigung des Erdgases, das in Wärmenetzen zum Einsatz kommt) sinkt demnach zwischen 2020 und 2050 von 8.015 GWh auf einen Wert von 5.386 GWh. Ähnliches gilt auch für die übrigen fossilen Energieträger, wie Heizöl, Flüssiggas und Kohle. Hier kann der Anteil von 3.182 GWh auf 1.420 GWh reduziert werden, was einer Verringerung von mehr als 50 % entspricht.

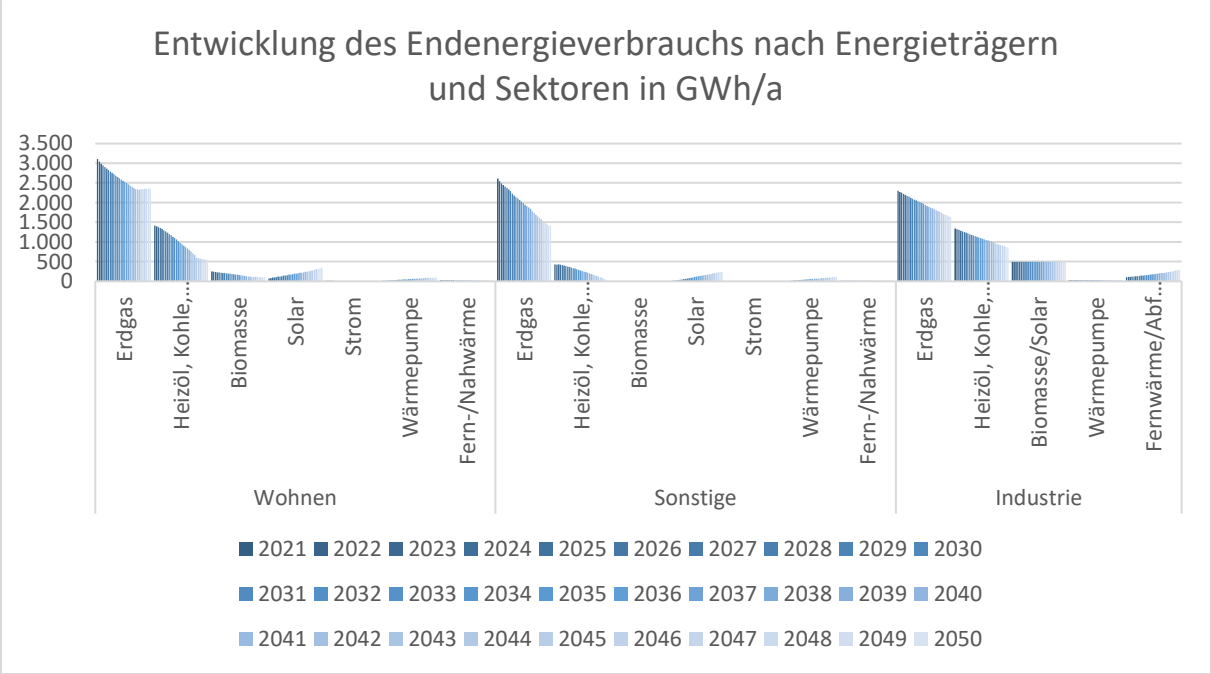


Abbildung 20: Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Sektoren

Anteilige Zugewinne werden im Grundlagenszenario vor allem bei der solarthermischen Nutzung zur Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung erwartet. Der Solarthermieanteil erhöht sich im Szenarienzeitraum um den Faktor 8 auf etwa 7 % des Endenergieverbrauchs.

Mit Blick auf die Prozesswärmebereitstellung gibt es Zugewinne im Bereich der Fernwärmenutzung. Der Anteil der Fernwärme an der Prozesswärme erhöht sich im Szenarienzeitraum von 2,5 % auf 8,8 %.

Die Emissionen der CO_2-Äquivalente über alle Sektoren sinken im Grundlagenszenario von rund 3,2 Millionen t im Jahr 2021 auf etwa 2 Millionen t im Jahr 2050, was einer Einsparung von ca. 37 % entspricht. Die größte Einsparung mit rund 52% wird im Sektor Sonstige erreicht und ist damit doppelt so groß wie jene im Industriebereich.

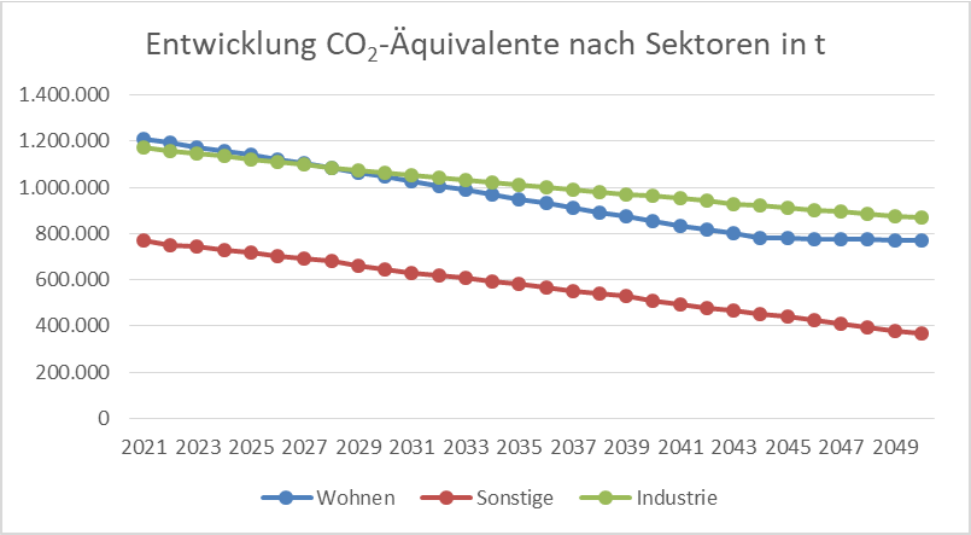


Abbildung 21: Entwicklung CO_2-Äquivalente im Grundlagenszenario

7.2.3. Alternativszenario

Im Alternativszenario verringert sich der Endenergieverbrauch im Szenarienzeitraum um rund 50 %. Dies entspricht einem Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme um 5.747 GWh auf einen Wert von 6.433 GWh im Jahr 2050.

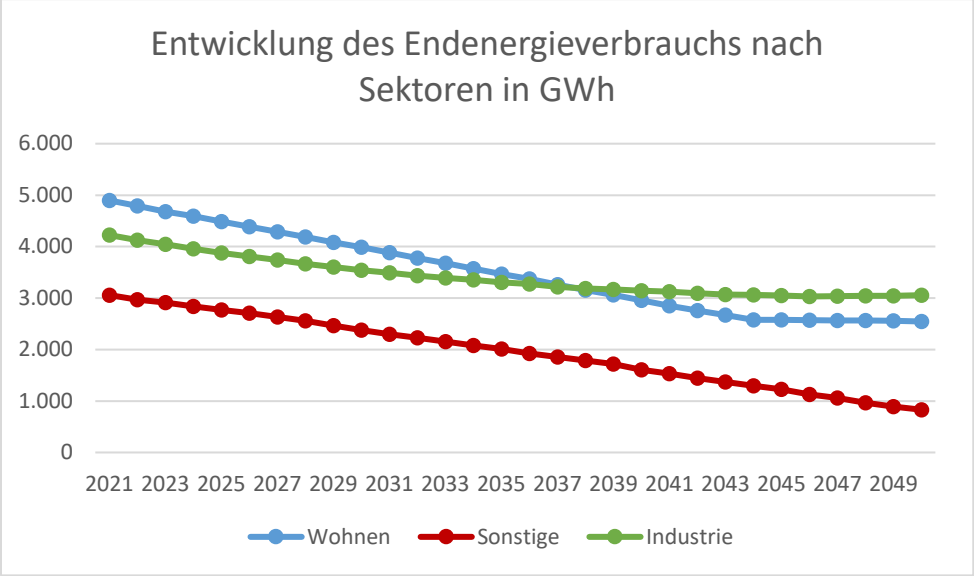


Abbildung 22: Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren

Die im Vergleich zum Grundlagenszenario höhere Verringerung des Endenergieverbrauchs ist auf den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zurückzuführen. Aufgrund der geringen Erzeugungsanlagenzahl von Wärmepumpen wird zur Bereitstellung einer Einheit Nutzenergie (Wärme) nur ein Bruchteil an Endenergie in Form von Strom benötigt. Hierdurch sinkt der Endenergieverbrauch im Vergleich zum Grundlagenszenario, in dem anstelle von Wärmepumpenstrom insbesondere Erdgas eingesetzt wird.

Der Anteil an fossilen Energieträgern am Endenergieverbrauch kann dadurch im Alternativszenario im Vergleich zum Grundlagenszenario weiter gesenkt werden auf einen Wert von unter 50 % des Endenergieverbrauchs des Jahres 2050. Die Erdgasmenge kann dabei auf 2.116 GWh, der Anteil sonstiger fossiler Energien auf 989 GWh (ohne Berücksichtigung der Anteile in Wärmenetzen) reduziert werden.

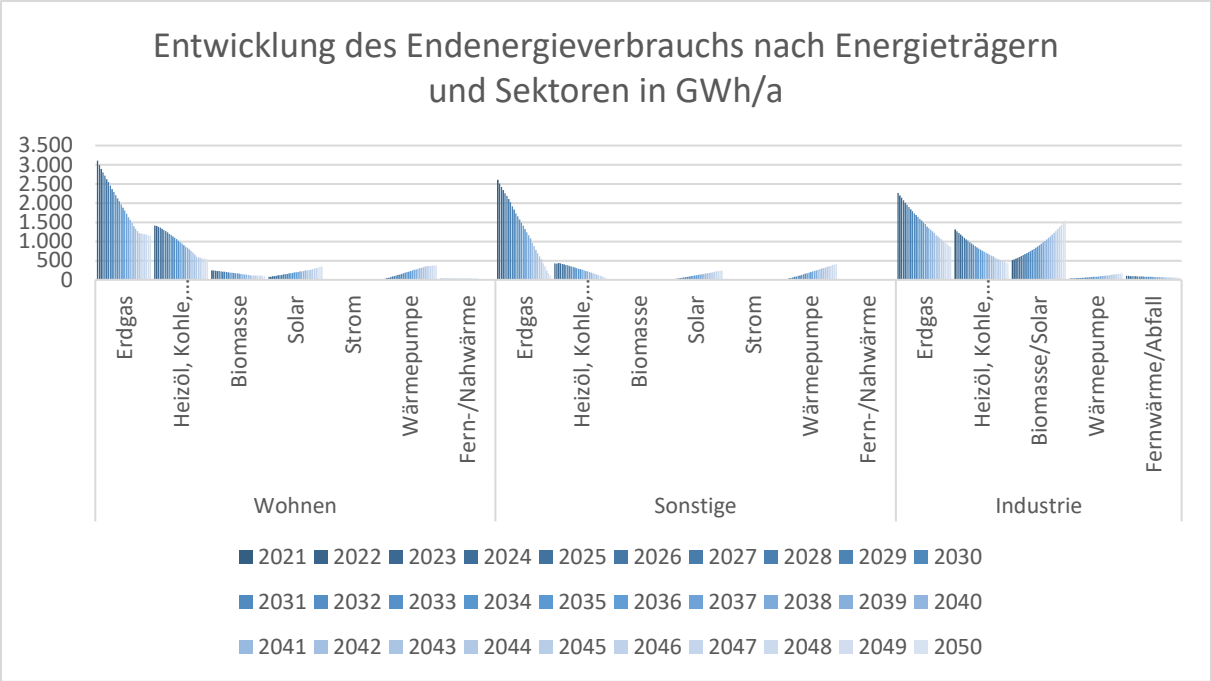


Abbildung 23: Prognose der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Sektoren

Abbildung 23 zeigt, dass im Alternativszenario auch der Anteil an Solarthermie im Vergleich zum Grundlagenszenario am Endenergieverbrauch weiter zunimmt. Der Anteil steigt auf insgesamt 9,3 %. Im Grundlagenszenario waren es 7 % des Endenergieverbrauchs im Jahr 2050.

Im Prozesswärmebereich kommt im Alternativszenario ein deutlicher Zuwachs der Biomassenutzung hinzu. Der Anteil der Biomasse steigt dort um 1.030 GWh auf 1.542 GWh im Jahr 2050. Dies entspricht einem Anteil von über 50 % am Endenergieverbrauch zur Prozesswärmebereitstellung.

Im Vergleich zum Grundlagenszenario sind die Einsparungen der CO_2-Äquivalente bis 2050 erwartungsgemäß wesentlich größer. Insgesamt können bis 2050 rund 2 Millionen t eingespart werden, was einer Reduktion von etwa 65 % entspricht und die zweifache Menge an CO_2-Äquivalenten gegenüber dem Grundlagenszenario darstellt.

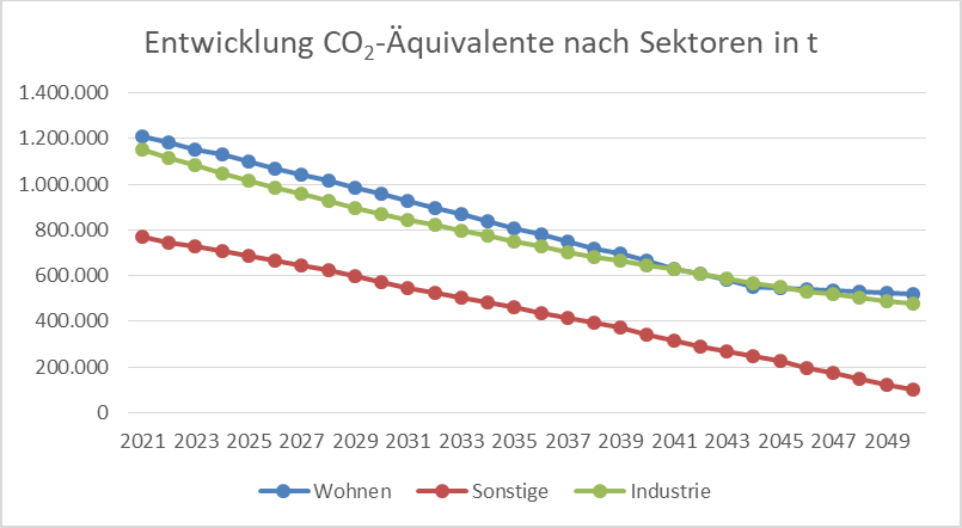


Abbildung 24: Entwicklung CO_2-Äquivalente im Alternativszenario

8. Kosten-Nutzen-Analyse

In diesem Kapitel werden das Grundlagen- und das Alternativszenario bis 2050 aus wirtschaftlicher Perspektive miteinander mittels einer quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) verglichen. Dabei werden die beiden Szenarien nur gesamthaft betrachtet, und es wird der Barwert der Differenz der beiden Szenarien berechnet. Das heißt, ein Vergleich von einzelnen Technologien oder für einzelne Regionen wird nicht angestrebt. Die beiden Szenarien sind unmittelbar vergleichbar, da sie die gleiche Nutzenergie liefern. Insofern bieten sie den gleichen Nutzen, unterscheiden sich aber hinsichtlich der Kosten[17]. Aus diesem Grund müssen nur diese Kosten verglichen werden. Da sich Preise von primären Energieträgern und Strom sowie spezifische Kosten von Technologien in den beiden Szenarien nicht unterscheiden, da Luxemburg außenwirtschaftlich betrachtet ein kleines Land ist[18], kann statt der Analyse beider Szenarien allein die Differenz beider Szenarien für die Berechnung verwendet werden. Die Analyse selbst orientiert sich an Empfehlungen der EU[19].

Durch diesen Ansatz wird die Wärmenachfrage als exogen angenommen. Damit kann im Vergleich der Fokus auf Wärmebereitstellungstechnologiegruppen und deren monetären Vor- und Nachteile gelegt werden. Dafür muss darauf verzichtet werden, die Nachfrage nach Nutzwärme von den Energieträgerpreisen abhängig zu machen. Eine Abhängigkeit könnte insofern plausibel sein, als die Opportunitätskosten eines Nutzwärmebedarfs bei höheren Preisen höher ausfallen. Vor diesem Hintergrund werden im gewählten Vorgehen die Differenzkosten tendenziell zu hoch eingeschätzt, da bei höheren Preisen ein Teil der Zusatzkosten über Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion reduziert wird. Konkret bedeutet diese Annahme z.B., dass Sanierungsraten und –tiefe in den beiden Szenarien gleich sind. Das ist ein wesentlicher Unterschied im Vergleich zu typischen Kostenminimierungsmodellen, sofern diese die Energienachfrage endogenisieren.

Bei den spezifischen Kosten und hier insbesondere für Energieträgerpreise muss dabei auf anderweitige vorhandene Szenarioanalysen zurückgegriffen werden. Damit verbunden ist zum ersten, dass eine Konsistenz der Annahmen nicht gesichert ist; z.B. inwieweit bestimmte angenommene Gaspreise mit Strompreisen kompatibel sind. Zum zweiten hängen diese Preisentwicklungen auch maßgeblich davon ab, welcher Energiepolitik in der EU und speziell in den Nachbarländern Luxemburgs gefolgt wird. Sofern z.B. alle stark auf Wärmepumpen setzen, könnte dies zu einem Anstieg der Strompreise führen. Zum dritten ist die Entwicklung der Energiepreise angesichts ihrer Anstiege in den letzten Monaten nur schwer zu antizipieren. Da die Parametrisierung notwendig auf bestehende Szenarien aufbauen

[17] Vernachlässigt werden dabei mögliche Nutzen aus einer höheren Versorgungssicherheit, die zum einen aus unterschiedlichen Abhängigkeiten von Energieträgerimporten und zum anderen aus einer möglicherweise systemstabilisierenden Wirkung einer KWK-Stromerzeugung kommen können. Der erste Punkt wird für den Szenarienvergleich am Ende des Kapitels kursorisch behandelt. Zum zweiten wird angenommen, dass der mögliche Effekt auf das Stromsystem klein ist, auch zumal der luxemburgische Strommarkt mit denen in Nachbarländern, v.a. Deutschland, integriert ist, so dass dieser Effekt vernachlässigt werden kann. Die folgenden quantitativen Analysen bestätigen dies auch.

[18] Das heißt: Eine Änderung von Angebot oder Nachfrage in Luxemburg beeinflusst die Preise von handelbaren Gütern praktisch nicht. Das betrifft letztlich alle Anlagenpreise und die meisten Energieträger. Problematisch kann diese Annahme allerdings für einige zur Biomasse gehörenden Energieträger sein, die hohe spezifische Transportkosten aufweisen und deshalb nur regional gehandelt werden. In diesem Fall sind regionale Preise relevant, die vornehmlich durch das regionale Angebot und die regionale Nachfrage bestimmt werden. Im Szenarienvergleich unterscheidet sich mitunter die regionale Nachfrage, was den regionalen Preis ändern könnte. Derartige mögliche Preiseffekte werden nicht betrachtet, da sie nur aus detaillierten Analysen der regionalen Märkte der einschlägigen Energieträger abgeleitet werden können, die hier nicht geleistet werden können, auch zumal die dann zu betrachtende Region über Luxemburg hinausgehen.

[19] Siehe insbesondere European Commission 2014 und European Commission 2019.

muss und diese von im Vergleich zu aktuellen Preisen niedrigen Preisen ausgehen, wird auch hier angenommen, dass die gegenwärtig hohen Preise in naher Zukunft wieder sinken[20].

Ergänzend zu dieser eigentlichen, quantitativen KNA werden am Ende dieses Kapitels makroökonomische Wirkungen, Fragen der Versorgungssicherheit und Marktintegration im Szenarienvergleich thematisiert. Diese Analysen werden aber nur kursorisch durchgeführt und liefern nur eine erste Einschätzung. Falls diese Themen im Kontext des Wärmemarktes als sehr wichtig angesehen werden, sollten dazu zukünftig vertiefende eigenständige Analysen durchgeführt werden.

Zuerst wird nun die quantitative Rechnung durchgeführt. Nach einer kurzen Diskussion methodischer Grundlagen, werden dann die Rechnungen zu den einzelnen unterschiedenen Sachgebieten durchgeführt, wobei jeweils die Datengrundlagen genannt werden, dann die Ergebnisse berechnet und schließlich Sensitivitäten untersucht werden. Nach einer Zusammenführung dieser Zwischenergebnisse werden die oben genannten zusätzlichen, qualitativ behandelten Themen adressiert.

8.1. Monetäre Analyse

Für die monetäre, quantitative Analyse wurde in Absprache mit dem Auftraggeber angenommen, dass die jüngsten massiven Preisanstiege für viele Energieträger als vorübergehend eingestuft werden[21]. Durch diese Entscheidung können insbesondere Preis- und Kostenentwicklungen - aber gegebenenfalls auch andere Werte – aus veröffentlichten Studien, insbesondere Szenarienstudien, übernommen werden. Letztlich gibt es keine veröffentlichten Langfriststudien, die derart hohe Preise wie die gegenwärtigen annehmen und auf dem hohen Niveau fortschreiben. Ohne eine Übernahme von Daten aus anderen Studien ist es wiederum praktisch unmöglich im Projektkontext eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Insofern ist die getroffene Annahme notwendig[22].

Vor der Darstellung der Rechnungen werden zuerst generelle methodische Fragen geklärt.

8.1.1. Methodik

In der KNA wird der Barwert der preis- bzw. kostenbewerteten Differenzen der beiden Szenarien („Alternativszenario“ minus „Grundlagenszenario“) bis 2050 ermittelt. Dessen Vorzeichen gibt Aufschluss darüber, welches Szenario ökonomisch günstiger ist, dessen Höhe gibt – ausgedrückt in gegenwärtigen (2020) Barwerten - an, um wieviel das ein oder andere Szenario bewertet in einer gegenwärtigen Zahlung günstiger ist. Dabei wird die Kostendifferenz „Alternativszenario“ minus „Grundlagenszenario“ verwendet, womit ein negativer Wert einen Kostenvorteil für das „Alternativszenario“ und ein positiver Wert einen für das „Grundlagenszenario“ indiziert. Der Vergleich kann dabei zunächst inhaltlich aufgeteilt werden[23] in Betrachtung der Differenzen der

- Investitionskosten
- Energieträgerkosten (Brennstoff-/Stromkosten oder –preise)
- Gutschrift für KWK-Stromerzeugung

[20] Der aktuelle Russlandkrieg und dessen Folgen können auch mittelfristig eine erhebliche Wirkung auf mittel- und westeuropäische Energieträgerpreise haben. Ergebnisse einer solchen Diskussion können in diesem Projekt nicht mehr berücksichtigt werden.

[21] Zudem ist hierzu zu ergänzen, dass die gegenwärtige geopolitische Situation wahrscheinlich deutliche Auswirkungen auf die Energiemärkte haben wird. In welchem Umfang über welchen Zeitraum welche Folgen auftreten werden, ist aktuell unklar. Deshalb sind die folgenden Rechnungen mit einer größeren Unsicherheit behaftet.

[22] Zur Einschätzung der hohen Preise für Gas und Strom als vorübergehend s. ACER 2021, 8, sowie im dortigen zweiten Teil S. 7. Diese Quelle diskutiert allerdings die Situation vor dem Angriff Russlands auf die Ukraine.

[23] Die mit einem Rückbau einer Anlage einhergehenden Ausgaben (z.B. für Demontage) und Einnahmen (z.B. über den Schrottwert) werden - wie ganz überwiegend in der einschlägigen Literatur - nicht erfasst, da hierzu kaum Angaben für alle hier relevanten Technologien zu finden sind.

- Sonstige Betriebskosten
- CO_2-Preise/Steuern oder externe Kosten der emittierten Luftschadstoffe
- Wert des Restbestands der Anlagen in 2050

Bei einem Bezug auf diese Aufteilung wird im Folgenden von „Sachgebieten“ gesprochen.

Im Allgemeinen werden für die Berechnung für jedes Sachgebiet Mengenangaben (v.a. zur Leistung, Erzeugung) für jedes Jahr bis 2050 aus den energiesystemaren Szenariorechnungen übernommen, die Differenzvektoren der beiden Szenarien ermittelt und mit spezifischen Kosten (z.B. in Euro/Leistung) – ebenfalls in jährlicher Auflösung - in Kosten umgerechnet. Mittels einer Diskontierung mit festgelegten Raten werden schließlich die Gegenwartswerte (Barwerte 2020) der sich ergebenden Zahlungs- oder Kostenströme bestimmt. Dabei werden die Differenzen der beiden Szenarien direkt miteinander verglichen, weshalb keine kompletten Systemkosten der beiden Szenarien bestimmt werden und auch die Barwerte für Vorteile einzelner Energieträger oder Technologien i. Allg. nicht ausgewiesen werden können.

Für den Wert des Restbestandes im Jahr 2050 werden Altersstrukturen nach Anlagenart des Bestandes an Technologien in diesem Jahr ermittelt. Mit den Lebensdauern ergeben sich daraus nach Restlebenszeiten differenzierte Anlagenbestände. Der Restwert ergibt sich dann aus dem Vergleich der während der Restlebenszeit pro Jahr anfallenden variablen Kosten der Wärmeerzeugung mit den Wärmevollkosten einer alternativen Technologie und der Diskontierung der resultierenden Zeitreihen. Dabei wird angenommen, dass die Rahmenbedingungen (z.B. Energieträgerpreise) nach 2050 auf dem Stand von 2050 verharren. Grundsätzlich sollte hier die kostengünstigste alternative Technologie herangezogen werden. Diese ist aber nicht ohne weiteres zu ermitteln, da hierzu jeweils die lokalen Gegebenheiten zu berücksichtigen wären. Zur Vereinfachung wird deshalb stets ein elektrischer Heizstab als Alternative herangezogen.

Tabelle 10: Vergleich der Ansätze der ökonomischen[24] und finanzwirtschaftlichen[25] Kosten-Nutzen-Analyse

Sachgebiete des Kostenvergleichs	**Ökonomische Betrachtung**	**Finanzwirtschaftliche Betrachtung**
Investitionskosten	Ja (ohne Steuern oder Förderung)	Ja (mit Steuern und Förderung)
Betriebskosten	Ja (ohne Steuern oder Förderung)	Ja (mit Steuern und Förderung)
Energieträgerkosten	Ja (ohne Steuern oder Förderung)	Ja (mit Steuern und Förderung)
Restwert des Anlagenbestandes 2050	Ja (unterschiedliche Parameter für ökonomische bzw. finanzwirtschaftl. Betrachtungen)	Ja (unterschiedliche Parameter für ökonomische bzw. finanzwirtschaftl. Betrachtungen)
Einnahmen KWK-Stromverkauf	Ja	Ja
Kosteneinsparung Eigenverbrauch von KWK-Strom	Ja (teils unterschiedliche Parameter für ökonomische/finanzwirtschaftl. Betrachtungen)	Ja (teils unterschiedliche Parameter für ökonomische/finanzwirtschaftl. Betrachtungen)
Energiesteuern, sonstige Steuern	Nein	Ja (inkl. Mehrwertsteuer für Nachfrage privater Haushalte nach allen Positionen, z.B. auch für Heizkesselkauf der Haushalte)

[24] Die ökonomische Betrachtung wird mitunter auch als „volkswirtschaftliche“ oder „wirtschaftliche“ bezeichnet.
[25] Die finanzwirtschaftliche Betrachtung wird mitunter auch als „betriebswirtschaftliche“ oder „finanzielle“ bezeichnet.

Sachgebiete des Kostenvergleichs	Ökonomische Betrachtung	Finanzwirtschaftliche Betrachtung
CO_2-Abgabe, -Zertifikatspreise	Nein	Ja
Förderung von Technologien	Nein	Ja
Netzentgelte Strombezug	Ja	Ja
Externe Kosten für - Luftschadstoffe - Treibhausgasemissionen	 Ja Ja	 Nein Nein
Diskontrate (um erwartete Inflation bereinigt)	Soziale Diskontrate (angesetzt: 2 %/a)	Von Akteuren für Investition geforderte Verzinsung (angesetzt: 5 %/a)

Quelle: Nach Fraunhofer IFAM et al. (2014, S.27, Tabelle 5), überarbeitet und ergänzt.

Für die Berechnung werden dabei zwei Ansätze verwendet: Eine „ökonomische“ und eine „finanzwirtschaftliche“ Bewertung. Bei der ökonomischen Betrachtung wird von einer gesellschaftlichen Sichtweise ausgegangen, während der finanzwirtschaftlichen Betrachtung die Sichtweise der ökonomischen Akteure zugrunde liegt. Tabelle 10 bietet einen Vergleich der beiden Bewertungsmethoden. Hierzu wird zuerst die finanzwirtschaftliche Betrachtung erläutert, um dann die Unterschiede zur ökonomischen Betrachtung aufzuzeigen.

Die finanzwirtschaftliche Betrachtung zeichnet sich dadurch aus, dass dort *zum einen* die Zahlungsströme der energiewirtschaftlich relevanten Akteure betrachtet werden. Das bedeutet, dass sämtliche Steuern, die diese Akteure zahlen, zu berücksichtigen sind. Also erstens die Energiesteuern und zweitens die Mehrwertsteuern. Energiesteuern sind generell anzusetzen. Die Mehrwertsteuer ist aber nur für die Akteure relevant, denen kein Vorsteuerabzug möglich ist. Dabei handelt es sich um die privaten Haushalte und öffentliche Dienstleister (z.B. öffentliche Schulen). Die zu beachtende Mehrwertsteuer erstreckt sich nicht nur auf die Energieträger sondern z.B. auch auf die für Heizzwecke von diesen Akteuren gekaufte Anlagen. Zu den Steuern gehören auch mögliche CO_2-Abgaben und –Zertifikatspreise, sofern entsprechende Zahlungen tatsächlich zu leisten sind. Zudem ist auch die gesamte Förderung zu berücksichtigen, die die Akteure v.a. für den Einsatz von erneuerbaren Energien oder diese nutzende Technologien erhalten. Für KWK-Anlagen sind dabei zusätzlich die Erlöse oder vermiedenen Ausgaben für einen Strombezug anzusetzen. Die vermiedenen Ausgaben für einen Strombezug sind für einen Eigenverbrauch relevant und beziehen sich auf die Preise, die der jeweilige Akteur zu bezahlen hat, also insbesondere die Preise inkl. Steuern und Abgaben. Da in den Szenarien KWK-Anlagen ausschließlich an Wärmenetze angeschlossen werden, wird davon ausgegangen, dass kein Eigenverbrauch vorliegt. Ohne Eigenverbrauch ist für KWK-Strom der Großhandelspreis für Strom als Verkaufspreis relevant. Entsprechende Preise und Kosten sind auch für die Bestimmung des Restwerts des Anlagenbestandes im Jahr 2050 anzusetzen. Nicht relevant ist in der finanzwirtschaftlichen Analyse die Höhe externer Kosten, da diese – ohne Steuern oder ähnliches – zu keiner Auszahlung führen. Entsprechende Steuern sind allerdings - wie oben beschrieben – zu berücksichtigen. Sie werden im oben genannten Sachgebiet „CO_2-Preise/Steuern oder externe Kosten der emittierten Luftschadstoffe“ behandelt.

Zum anderen ist zu klären, welche Diskontrate für einen intertemporalen Vergleich anzusetzen ist. Für die finanzwirtschaftliche Analyse ist hier der reale Zinssatz zu verwenden, der erforderlich ist, um Investitionen eines bestimmten Akteurs in eine bestimmte Technologie anzureizen. Der reale Zinssatz ist dabei definiert als um die erwartete Inflationsrate bereinigter nominaler Zinssatz. Dieser reale Zinssatz sollte auch einen Risikoaufschlag enthalten, der akteurs- und technologiebezogen variieren kann.

Zur Vereinfachung wird hier für alle Akteure und Technologien ein einheitlicher Zinssatz von 5%/a angesetzt. Dieser ergibt sich als plausibler Wert aus der Literatur[26], wobei das seit einiger Zeit niedrige Zinsniveau zu beachten ist. Tendenziell dürften dadurch für Haushalte ein eher hoher Zinssatz und für die Industrie ein eher niedriger Zinssatz angenommen werden. Aufgrund der Unsicherheit und potentiell großen Bedeutung dieses Parameters für einen sich über knapp 30 Jahren erstreckenden Untersuchungszeitraum werden hierzu Sensitivtäten gerechnet.

Im Gegensatz zur finanzwirtschaftlichen sind in der ökonomischen Analyse die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Kosten zu erfassen. Im Unterschied zur finanzwirtschaftlichen Analyse sind deshalb weder Steuern noch Förderungen zu beachten, da diese nur Transferzahlungen zwischen Staat und privaten Akteuren oder verschiedenen staatlichen Stellen darstellen. Die zu berücksichtigenden Kosten und Preise sind dementsprechend zu bereinigen. Volkswirtschaftliche Kosten beinhalten dafür aber auch Kosten aus externen Effekten, wobei im Energiebereich vornehmlich durch Emissionen von Klimagasen und Luftschadstoffen verursachte Effekte zu berücksichtigen sind. Diese werden in dem Projekt ökonomisch bewertet und in die Berechnung einbezogen. Das bedeutet konkret, dass z.B. in der ökonomischen Analyse nicht die Preise von CO_2-Zertifikaten oder –Steuern anzusetzen sind – wie in der finanzwirtschaftlichen Analyse - sondern vielmehr die spezifischen Folgekosten der induzierten Klimaveränderung. Netzentgelte und Vertriebskosten sind aber als echte volkswirtschaftliche Kosten zu berücksichtigen.

Die Diskontrate in der ökonomischen Analyse soll nun nicht mehr die erforderlichen Zinssätze privater Akteure sondern die soziale Gewichtung von gegenwärtigem zu zukünftigem Konsum abbilden. Zu angemessenen Werten gibt es anhaltende Diskussionen und verschiedene Möglichkeiten einer Begründung. Ohne hier tiefer in diese Literatur einsteigen zu wollen, wird pragmatisch eine soziale Diskontrate von 2%/a vorgeschlagen. Dieser angesetzte Wert wird aus den Langfristszenarien für das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie übernommen (Fraunhofer – ISI et al. 2021, Folie 24 und 28).[27]

8.1.2. Ergebnisse

In den im Folgenden abgehandelten Teilbereichen werden jeweils zuerst die ökonomische und anschließend die finanzwirtschaftliche Perspektive diskutiert. Aufgesetzt wird dabei auf die oben bereits dargestellte energetische Betrachtung des Grundlagen- und des Alternativszenarios. Die entsprechenden in die KNA eingehenden Werte werden nicht mehr eigens benannt. Wie oben beschrieben, unterscheiden sich die angesetzten Preise und Kosten zwischen den beiden Szenarien innerhalb der ökonomischen bzw. finanzwirtschaftlichen Analyse nicht. Betrachtet werden nur die Unterschiede der beiden Gesamtszenarien, technologische oder regionale Unterschiede werden nicht angesehen.

[26] s. EWI 2021b, Blatt "Rahmenparameter", wo für Haushalte i. Allg. ein Zinssatz von 4 % angenommen wird und für sonstige Akteure einer von 8 %. In älteren Studien, die vor den langanhaltenden niedrigen Nominalzinsen erstellt wurden, sind mitunter höhere Werte zu finden (z.B. Fraunhofer IFAM et al. 2014, S. 28, wo für Haushalte 6 %, für GHD 8 % und für die Industrie 12 % verwendet werden. Dies mag aufzeigen, dass erhebliche Unsicherheiten über die langfristige Entwicklung dieser Langfrist-Zinssätze bestehen.

[27] Zu anderweitig angenommenen sozialen Diskontraten s. z.B. EWI 2021b, „Rahmendaten“, mit 2,75 %/a. Ecoplan et al. 2018, S. 97 mit 2 %/a. Regierung der Bundesrepublik Deutschland 2018, S. 9 mit 0 %/a. Öko-Institut et al. 2019, S. 352 mit 2 %/a und Sensitivitätsrechnung für 4 %/a, dort auch eine allgemeine Diskussion zur Festlegung von Diskontraten. Ältere Studien verwenden mitunter höhere Werte; speziell für Luxemburg s. z.B. Marian Klobasa, Jan Steinbach, Martin Pudlik 2016, S. 40 mit 4 %/a.

Unterschieden wird dabei zwischen den „Akteuren“ Industrie, Sonstiges und Wohnen, wobei „Sonstiges“ v.a. den Sektor Gewerbe, Dienstleistungen und Handel umfasst[28].

Es sei nochmal daran erinnert, dass jeweils Vektoren in jährlicher Auflösung für die zugrundliegenden Sachverhalte als Input erforderlich sind. Dies gilt zum einen für alle die energetischen Ausgangsdaten und zum anderen für die angenommenen spezifischen Kosten. Im Folgenden werden aus Praktikabilitätsgründen nicht die gesamten Vektoren zu letzterem aufgeführt. Vielmehr werden die als Basis dienenden Eckdaten benannt sowie die zugehörigen Quellen. Das erscheint auch insofern als angemessen, als für einen großen Anteil die spezifischen Kosten über die Zeit bis 2050 konstant gehalten werden.

8.1.2.1. Differenz der Investitionskosten

Bei den Investitionskosten werden als Ausgangsbasis die *Brutto*investitionen jeden Jahres bis 2050 aus den energetischen Szenariorechnungen herangezogen, wobei zwischen den vier Anwendungen Heizwärme & Warmwasser, Prozesswärme, KWK und Wärmenetze unterschieden wird[29]. Der zeitliche Verlauf für die ersten beiden genannten Anwendungen bis 2050 ist nach gebauter Leistung und jährlichen Investitionskosten in Abbildung 28 bzw. Abbildung 29 unter Abschnitt 8.2 dargestellt.

Ökonomische Analyse

Angesetzt werden für die ökonomische Analyse folgende spezifischen Kostenwerte[30]:

Zu: Heizwärme und Warmwasser sind die angesetzten Werte in Tabelle 11 zusammengefasst[31]. Für den Akteur Industrie werden innerhalb der zu findenden Spannbreiten generell niedrige Werte der spezifischen Kosten angesetzt, da hier tendenziell relativ leistungsstarke Anlagen zu erwarten sind und mit der Größe der Anlagen die spezifischen Kosten im Allgemeinen sinken. Entsprechend ergeben sich für „Sonstiges“ höhere „mittlere Werte“ und für den Bereich Wohnen die höchsten „hohe Werte“.

[28] Bei Bezug auf die Einteilung „Wohnen“, „Industrie“ „Sonstiges“ wird im Weiteren stets von „Akteuren“ gesprochen.

[29] Im Weiteren wird von „Bereichen“ gesprochen, wenn auf diese Aufteilung Bezug genommen wird.

[30] Falls nicht anders angemerkt, werden die im Folgenden genannten Werte im Zeitraum bis 2050 konstant gehalten. Dies dient der Vereinfachung, zumal starke Lerneffekte nur für eine begrenzte Anzahl an hier relevanten Technologien erwartet werden. Solche Verringerungen der Investitionskosten sind insbesondere für Wärmepumpen gut möglich; mit dem Ansatz konstanter spezifischer Kosten werden dann tendenziell Kosten für das Alternativszenario zu hoch eingeschätzt. Zudem wird auch eine Sensitivität mit aufgrund von Lerneffekten sinkenden spezifischen Investitionskosten von Wärmepumpen gerechnet.

[31] Die dort in der zweiten Spalte zu findende Aufteilung – mit ggf. für andere Sachgebiete erweiterte Liste – wird im weiteren „Energieträger“ genannt.

Tabelle 11: Für Heizwärme und Warmwasser angesetzte spezifische Investitionskosten [32]

Akteur	Energieträger	in €/kW$_{thermisch}$	Quellen
Industrie	**Erdgas**	200	wie für Biogas[33] in IFEU et al. 2017, S. 137 niedriger Wert
	Strom (Wärmepumpen)	307,5	mittlerer Wert nach IFEU et al. 2017, S. 138
Sonstiges	**Erdgas**	330	wie für Biogas in IFEU et al. 2017, S. 137, mittlerer Wert
	Hackschnitzel	250	wie Scheitholz, IFEU et al. 2017, S. 137 mittlerer Wert
	Pellets	600	IFEU et al. 2017, S. 137
	Strom (Wärmepumpen)	480	IFEU et al. 2017, S. 138, hoher Wert
Wohnen	**Erdgas**	460	wie für Biogas in IFEU et al. 2017, S. 137, hoher Wert
	Hackschnitzel	400	wie Stückholz in IFEU et al. 2017, S. 137
	Strom (Wärmepumpen)	800	s. Wuppertal Institut et al. 2018, Tab 1-1. S. 378, dort hoher Wert 2020

Zu Prozesswärme: Die beiden Szenarien unterscheiden sich hier hinsichtlich der durch (Groß)Wärmepumpen, Biomasse und Erdgas bereitgestellten Leistungen. Die Werte für die spezifischen Investitionskosten von Erdgas und Wärmepumpen entsprechen denen in Tabelle 11 für Industrie. Für Biomasse wurden ergänzend 150 €/kW$_{thermisch}$ festgelegt[34].

Zu KWK: In der Differenz der Szenarien sind nur Erdgas-KWK-Anlagen relevant. Für diese wurden spezifische Investitionskosten von 625,8 €/kW$_{elekt.}$ angesetzt (s. DBFZ et al. 2021, S. 82, Tabelle 25).

Zu Wärmenetze: Für den Ausbau von Wärmenetze werden 5.000 € pro Neuanschluss und 329,4 € pro Meter Netzausbau verwendet[35]. Die Anzahl der Neuanschlüsse und des Ausbaus von Wärmenetzen in Metern wurden aus den energetischen Szenarien übernommen.

Mit diesen Annahmen erhält man im Ergebnis den Barwert der Kostendifferenz der beiden Szenarien wie in Tabelle 12. Positive Vorzeichen indizieren, dass im Alternativszenario in der Zeit bis 2050 höhere Investitionskosten – gemessen als Gegenwartswert - anfallen als im Grundlagenszenario. Zugleich wird die starke Abhängigkeit dieser Gegenwartswerte von der gewählten Diskontrate deutlich, wobei anzumerken ist, dass für die hier relevante soziale Diskontrate nach aktuelleren Studien ein Wert zwischen 0 % und 4 % anzusetzen ist. Als Basiswert wird 2% verwendet. Wenn man den entsprechenden Wert

[32] Hier und in weiteren Tabellen zu spezifischen Kosten, werden nur die Akteur/Energieträger-Kombinationen aufgeführt, die für die Untersuchung der Differenzkosten relevant sind. Nicht relevant sind Technologien, die in beiden Szenarien dem gleichen Zeitpfad folgen, also gleichstark ausgebaut oder außer Betrieb genommen werden, Z.B. solarthermische Anlagen.

[33] Für Investitions- und sonstige Betriebskosten werden Biogasdaten für Erdgas angewandt, was aufgrund identischer Verbrennungstechnologien für beide Brennstoffe gut zu vertreten ist. Im Sachgebiet Energieträger wird zwischen den beiden Energieträgern grundsätzlich unterschieden, wobei anzumerken ist, dass zwischen den beiden Szenarien keine Differenz des Einsatzes von Biogas oder –methan zu finden ist. Die zugehörigen Brennstoffkosten sind mithin für die vergleichende Kosten-Nutzen-Analyse irrelevant.

[34] Quellen: Wärmepumpen: mittlerer Wert nach IFEU et al. 2017, S. 138. Biomasse (Holz): Errechneter durchschnittlicher Wert für Hackschnitzel- und Pelletheizanlagen für „Biomasse“, niedriger Ansatz auf Basis IFEU et al. 2017, S. 137.

[35] Quelle: IFEU et al. 2017, S. 140, mit 329,4 €/Meter als mittlere Kosten inkl. Netztechnik und Overhead.

von 126 Mio. € näher nach den vier Anwendungen betrachtet, dann setzt sich dieser Gegenwartswert zusammen aus 114 Mio. € für Heizwärme+Warmwasser, 31 Mio. € für Prozesswärme, -2,5 Mio. € für KWK und -16 Mio. € für Wärmenetze. Demnach dominiert betragsmäßig die Anwendung Heizwärme+Warmwasser, gefolgt von Prozesswärme, die anderen beiden Bereiche sind betragsmäßig erheblich kleiner, wobei die KWK nahezu vernachlässigbar ist, was an den geringen Unterschieden der KWK-Zubauten in den beiden Szenarien liegt. Im Bereich Heizung+Warmwasser ist die Entwicklung eines Übergangs vom Grundlagenszenario zum Alternativszenario v.a. getrieben von einer Substitution von Bruttoinvestitionen in Erdgasanlagen durch Bruttoinvestitionen in Wärmepumpen, für Biomasseanlagen sind die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien relativ klein. Die höheren Investitionen in Wärmepumpen dominieren dabei das Ergebnis.

Eine Berücksichtigung von Lerneffekten bei den Wärmepumpenkosten könnte das Resultat deutlich zugunsten des Alternativszenarios ändern. Deshalb wurde ein Szenario gerechnet, in dem sich die Investitionskosten für Wärmepumpen bis 2050 halbieren, was nach Wuppertal Institut et al. (2018, S. 378) durchaus als möglich anzusehen ist. Dabei wird von einer über die Zeit linearen Reduktion dieser Investitionskosten ausgegangen. Dann wird die Differenz der Investitionskosten der beiden Szenarien sehr klein, wie Tabelle 12 zeigt.

Tabelle 12: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Investitionskosten in beiden Szenarien (Alternativszenario minus Grundlagenszenario) – ökonomische Betrachtung (in Mio. €)

Diskontrate	0%	2%	4%	6%	8%
Barwert der Differenz der Investitionskosten, Basisfall[36] (in Mio. €)	170	**126**	97	76	62
Barwert bei Halbierung der spezifischen Investitionskosten für Wärmepumpen bis 2050 (in Mio.€)	-4	**8**	14	17	18

Lesehinweis: Ein positives Vorzeichen bedeutet, dass die Investitionskosten im Grundlagenszenario niedriger sind als im Alternativszenario. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert dieser geringeren Kosten. (Fett: Referenzfall[37]).

Finanzwirtschaftliche Analyse

Die Daten für die finanzwirtschaftliche Analyse können auf den Daten für die ökonomische Analyse aufsetzen. Dabei sind folgende Änderungen in Bezug auf die spezifischen Investitionskosten aufgrund der nun erforderlichen Berücksichtigung von Steuern und Förderung vorzunehmen:

- Für Haushalte ist eine Mehrwertsteuer von 17% zu beachten. Diese ist also in diesem Kontext auf alle Käufe für „Wohnen“ aufzuschlagen, da auch bei einer Miete davon auszugehen ist, dass die Mieter die MWSt. tragen.
- „Sonstige“ enthält auch öffentliche Dienstleistungen, die keine Vorsteuer absetzen können, da sie ihre Leistungen nicht marktlich anbieten (z.B. öffentliche Schulen, öffentliche Verwaltung). Diese werden in den energetischen Szenarien nicht durchgehend getrennt betrachtet. Allerdings kann ihr Anteil am Energieverbrauch in der Ausgangssituation abgeschätzt werden: Es handelt sich um 30 %. Es wurde für die Frage der Mehrwertsteuer nun vereinfacht angenommen, dass diese 30 % bis 2050 konstant bleiben und auch die Kostenanteile dieser Dienstleistungen 30 % betragen. Damit wurde ein durchschnittlicher Mehrwertsteuersatz von 5,1 % für „Sonstige“ ermittelt, der in allen

[36] Als „Basisfall“ wird im Weiteren der Fall verstanden, der auf den zentralen Annahmen zu spezifischen Kosten beruht, wobei noch keine spezifische Diskontrate gewählt ist.

[37] Als „Referenzfall“ wird im Weiteren der Fall verstanden, der auf den zentralen Annahmen zu spezifischen Kosten beruht und sich mit der angesetzten zentralen Diskontrate von 2 %/a (ökonomische Analyse) und 5 %/a (finanzwirtschaftliche Analyse) errechnet. Es handelt sich also um den Basisfall zuzüglich einer Diskontratenannahme.

finanzwirtschaftlichen Analysen angesetzt wird. Abgesehen von diesem spezifischen Zweck der Mehrwertsteuersatzermittlung spielt diese Annahme keine Rolle.

- Als einzige Förderung für Technologien für erneuerbare Wärmeerzeugung werden für Akteure in „Wohnen“ Investitionszuschüsse gewährt. Dies betrifft laut Tabelle 11 Hackschnitzel und Wärmepumpen[38]. Die genauen Fördersummen sind relativ komplex aufgebaut und erfordern z.B. eine Unterscheidung zwischen Ein- und Mehrfamilienhäuser und bei Mehrfamilienhäusern zudem Informationen zur Wohnungsanzahl sowie zwischen Neubauten und Bestandsgebäuden. Eine dermaßen detaillierte Rechnung konnte in den energetischen Szenarien nicht umgesetzt werden. Deshalb wird hier vereinfachend davon ausgegangen, dass alle Investitionen in Hackschnitzel und Wärmepumpen im Bereich „Wohnen“ eine Förderung erhalten und eine Förderung in Höhe von 50 % der Investitionssumme (ohne MWSt.) erfolgt. Auch für Anschlusskosten an ein Wärmenetz werden 50 % der Investitionssumme angesetzt. Diese 50 % werden in den Regelungen als (eine) Obergrenze für eine Förderung genannt. Insofern wird die Förderung eher hoch angesetzt. Es wird weiter davon ausgegangen, dass diese Förderungen über den gesamten Betrachtungszeitraum, also bis 2050, gezahlt werden. Andere Bereiche erhalten keine Förderung. Anderweitig für diese KNA relevante Förderungen konnten nicht ermittelt werden. Da die künftige Entwicklung der Förderung unklar ist und zudem die Frage auftaucht, wie der Szenarienvergleich ohne Förderung ausfallen würde, wird ergänzend eine Sensitivität gerechnet, in der keine Förderung gezahlt wird.

Mit diesen Maßgaben errechnet sich der sich in der finanzwirtschaftlichen Analyse ergebende Barwert der Differenz der Investitionskosten in den beiden Szenarien entsprechend Tabelle 13. Im Vergleich zur ökonomischen Analyse (s Tabelle 12, Diskontrate 0% und 8%) haben sich die Barwerte deutlich reduziert, was sich v.a. auf die Förderung der Investitionen in Wärmepumpen zurückführen lässt, die auch die im finanzwirtschaftlichen Kontext höher bewerteten Einsparung von Investitionen in Erdgasanlagen überkompensieren. Mit Werten im einstelligen Millionen-Euro-Bereich sind die Differenzkosten für Investitionen in der finanzwirtschaftlichen Analyse aber sehr gering. Für die Beiträge der vier Anwendungen – Heizwärme+Warmwasser, Prozesswärme, KWK und Wärmenetze – gilt im Basisfall (Diskontrate von 5%), dass nun alle Anwendungen außer Prozesswärme einen Kostenvorteil des Alternativszenarios indizieren. Der Vorteil des Grundlagenszenarios im Bereich Prozesswärme ist dabei so hoch (Barwert bei 5% ca. 18 Mio. €), dass er insbesondere für niedrige Diskontraten die Nachteile in den anderen Anwendungen zu kompensieren vermag.

Auch hier wurde der Barwert der Kostendifferenz unter Annahme sich bis 2050 halbierender Investitionskosten für Wärmepumpen gerechnet. Die Ergebnisse indizieren, dass dann - insbesondere bei niedrigen Diskontraten – das Alternativszenario einen deutlichen Kostenvorteil im Vergleich zum Grundlagenszenario aufweist. Schließlich wurden die Barwerte für den Fall bestimmt, dass keine Förderungen gezahlt werden. Es zeigt sich, dass dann im Alternativszenario erheblich höhere Investitionskosten zu verzeichnen sind als im Grundlagenszenario. Für eine Diskontrate von 5% ergeben sich z.B. 95 Mio. €.

[38] Die genauen Förderbedingungen sind zu finden unter https://www.myenergy.lu/uploads/editor/files/PRGD_poursuite_prime_house.pdf. Zugrunde gelegt wurde der Stand vom 02.02.2022. Nach Informationen des Auftraggebers waren die Werte zu der Zeit noch nicht endgültig festgelegt. Sie könnten sich also ändern.

Tabelle 13: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Investitionskosten in beiden Szenarien (Alternativszenario minus Grundlagenszenario) – finanzwirtschaftliche Betrachtung (in Mio.€)

Diskontrate	0 %	3 %	5 %	8 %
Barwert im Basisfall (in Mio. €)	8,7	1,9	**-0,2**	-1,5
Barwert bei Halbierung der spezifischen Investitionskosten für Wärmepumpen bis 2050 (in Mio.€)	-143	-83	-60	-39
Barwert ohne Förderung EE-Anlage in „Wohnen“ und von Netzausbau (in Mio.€)	187	122	95	68

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die Investitionskosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario, ein positives Vorzeichen zeigt einen Kostenvorteil des Grundlagenszenarios. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert dieser Kostenunterschiede (Fett: Referenzfall).

8.1.2.2. Differenz der Brennstoff- und Stromkosten

Die Entwicklung der Endenergieverbräuche nach Energieträger wurde aus den energetischen Szenarien übernommen. Dabei zeigt sich, dass der Endenergieverbrauch im Alternativszenario deutlich geringer wird. Bis 2050 wächst dieser Unterschied auf ca. 2,2 TWh/a an. Grund dafür ist der Ersatz von anderen Brennstoffen durch Strom für Wärmepumpen, die pro Nutzenergie einen geringeren Energieaufwand erfordern[39].

Ökonomische Analyse

Tabelle 14 zeigt die in der ökonomischen Analyse angesetzten Energieträgerkosten. Sie beinhalten keinerlei Energie- oder Mehrwertsteuern. Grundsätzlich wurden hier Großhandelspreise angesetzt, für Strom wurde ein Vollkostenansatz[40] übernommen und für Holz Verbraucherpreise. Statt der Vollkosten für Strom, könnten auch hier Großhandelspreise angesetzt werden. Die Frage dabei ist, inwieweit zusätzliche Verbraucher neue v.a. Erzeugungsanlagen erfordern oder aus den bestehenden Anlagen bedient werden können. Auch hier wurde – wie generell – eher ein für das Alternativszenario ungünstiger Ansatz gewählt, da mit den höheren Vollkosten der Verbrauch der Wärmepumpen teurer wird. Allein für Holz wurde ein eher die Kosten im Alternativszenario senkender Ansatz im Basisfall gewählt: In Abwesenheit einer besseren Schätzung – zumal die Holzpreise auch regional differieren - wurde der gegenwärtige Preis bis 2050 fortgeschrieben. Hierzu wird aber eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in der mit einer Verdopplung der gegenwärtigen Preise gerechnet wird.

Tabelle 14: Für die ökonomische Analyse angesetzte Energieträgerpreise

in €/MWh		**2021**	**2050**	**Quellen**
Wohnen	Erdgas	28,49	38,13	Prognos et al. 2021, S. 21, Abbildung 15
	Erdgas (Fernwärme)	28,49	38,13	s. Wohnen, Erdgas
	Hackschnitzel	47,06	47,06	* (19% MWSt. herausgerechnet)
	Strom f. Wärmepumpe	142,80	127,00	EWI 2021a, S. 123, Vollkosten, Verlauf nichtmonoton mit Maximum von 150€/MWh in 2030, Werte nach 2045 auf 127 €/MWh belassen.
Sonstiges	Erdgas	28,49	38,13	s. Wohnen, Erdgas

[39] Zu einer Darstellung der Szenarienunterschiede zu Energieträgern für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme im Zeitverlauf bis 2050 s. Abbildung 25 (in MWh) und Abbildung 26 (in Mio. €).

[40] Die Vollkosten enthalten auch umgelegte Netzkosten. Insofern als diese für „Wohnen“ tendenziell höher sind als für die Industrie, werden damit die Kosten für „Wohnen“ eher unterschätzt und die für „Industrie“ überschätzt.

in €/MWh		2021	2050	Quellen
	Erdgas (Fernwärme)	28,49	38,13	s. Wohnen, Erdgas
	Pellets	42,02	42,02	* (19% MWSt. herausgerechnet)
	Strom f. Wärmepumpe	142,80	127,00	s. Wohnen, Strom
	Hackschnitzel	47,06	47,06	s. Wohnen Hackschnitzel
Industrie	Erdgas	28,49	38,13	s. Wohnen, Erdgas
	Heizöl	44,90	112,00	DENA 2017, S. 63, Tabelle 25
	Strom f. Wärmepumpe	142,80	127,00	s. Wohnen, Strom
	Pellets	42,02	42,02	s. Sonstiges, Pellets

** Quelle: https://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035134/index.php , abgerufen am 21.10.2021*

Tabelle 15: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Energieträgerkosten in beiden Szenarien (Alternativszenario minus Grundlagenszenario) – ökonomische Betrachtung (in Mio. €)

Diskontrate	0%	2%	4%	6%	8%
Basisfall, Barwert der Differenzkosten für Energieträger (in Mio. €)	-759	**-511**	-354	-252	-184
Verdoppelung der Holzpreise bis 2050, Barwert der Differenzkosten für Energieträger (in Mio. €)	-350	-254	-188	-142	-111

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die Energieträgerkosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert dieser geringeren Kosten. (Fett: Referenzfall).

Die Ergebnisse im Basisfall (s. Tabelle 15) zeigen, dass im Alternativszenario deutlich geringere Brennstoffkosten auflaufen. Als Barwert ergibt sich für den Referenzfall - also mit einer Diskontrate von 2% - ein Kostenvorteil von immerhin 511 Mio. €, der maßgeblich von der Verringerung des Endenergieverbrauchs getrieben wird. Aus der Sensitivitätsrechnung für sich bis 2050 verdoppelnde Holzpreise ist zu entnehmen, dass diese Preise das Ergebnis merklich beeinflussen: Für niedrige Diskontraten halbieren sich die Kostenvorteile des Alternativszenarios etwa (z.B. für 2% auf einen Wert von 254 Mio. €), aber auch für höhere Diskontraten ist ein erheblicher Rückgang zu verzeichnen. Dies ist bei der Diskussion des Gesamtergebnisses im Auge zu behalten. Da insbesondere die zukünftige Entwicklung der Erdgaspreise aktuell sehr unsicher ist und auch sehr starke Erhöhungen möglich erscheinen, könnten auf Grundlage von bald zu erwartenden, wissenschaftlich fundierten Szenarien mit Preisschätzungen zukünftig noch Sensitivitätsrechnungen mit sehr viel höheren Erdgaspreisen angezeigt sein. Gegenwärtig wird darauf verzichtet, da noch keine plausible Höhe abgeschätzt werden kann und auch zu beachten wäre, wie die höheren Gaspreise die Strompreise beeinflussen. Klar ist, dass bei einer Erhöhung der Erdgaspreise das Alternativszenario im Vergleich zum Grundlagenszenario attraktiver wird. Ob dieser Effekt aber erhalten bleibt, wenn gleichzeitig die Strompreise steigen, muss offen bleiben.

Finanzwirtschaftliche Analyse

Die Parametrisierung der Brennstoffkosten für die finanzwirtschaftliche Analyse stellt insofern eine besondere Herausforderung dar, als im Unterschied zu z.B. den Investitionskosten Preisszenarien für Deutschland nicht ohne weiteres auf Luxemburg übertragbar sind. Das gilt besonders für Strompreise für verschiedene Akteure, da hier in Deutschland z.B. andere Netzentgelte und Umlagen - und dies auch differenziert nach Akteuren - anfallen. Aus diesem Grund wird hier besonders für Strom der Ansatz gewählt, möglichst weitgehend Daten für Luxemburg heranzuziehen, auch wenn die Quellen

schon älter sind. Generell wird, falls Daten nur für einzelne Stützjahre verfügbar sind, zwischen diesen Jahren linear interpoliert. Sofern die Daten für Luxemburg nicht bis 2050 verfügbar sind, werden nach dem letzten für Luxemburg ausgewiesenen Jahr die Preisentwicklungen für Deutschland in den fehlenden Jahren bis 2050 übertragen. Existierende Energiesteuern werden berücksichtigt und in der gegenwärtigen Höhe real konstant gehalten. Zudem sind für „Wohnen“ und „Sonstiges“ die Mehrwertsteuern zu beachten (zur Anrechnung der MWSt. auf „Sonstiges“ s. oben). Für Energieträger gelten dabei ermäßigte Sätze[41]. Die angesetzten Kosten nach Akteur und Energieträger fasst Tabelle 16 zusammen.

Tabelle 16: Für die finanzwirtschaftliche Analyse angesetzte Brennstoffpreise

Sektor	in €/MWh	2021	2050	Quellen
Wohnen	Erdgas	61,8	82,7	Bis 2040 Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020a, S. 172, bis 2050 Anstieg wie in Prognos et al. 2021, S. 314, Tabelle 58, inkl. 1,08 €/MWh Energiesteuer sowie MWSt.
	Erdgas (Fernwärme)	51,8	81,0	Prognos et al. 2021, S. 134, Tabelle 58, IND-Band I4 zuzüglich MWSt.*
	Hackschnitzel	55,1	55,1	wie Tabelle 5, inkl. MWSt.
	Strom für Wärmepumpen	166,4	205,6	Bis 2040 Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg 2020a, S. 142, 2040 bis 2050 Anstieg entsprechend Prognos et al. 2021, S. 314, Abbildung 190, Preise für Haushaltskunden, inkl. MWSt. und 1 €/MWh Energiesteuer
Sonstiges	Erdgas	49,7	77,4	Prognos et al. 2021, S. 314, Tabelle 58, Band I4 inkl. 0,54 €/MWh Energiesteuer und MWSt.
	Erdgas (Fernwärme)	49,2	76,8	Prognos et al. 2021, S. 314, Tabelle 58, Band I4 MWSt.*
	Pellets	43,0	43,0	wie Tabelle 5, inkl. MWSt.
	Strom für Wärmepumpen	111,9	122,3	Bis 2030 Marian Klobasa, Jan Steinbach, Martin Pudlik 2016, S. 15, Abbildung 11 , Werte aus Abbildung geschätzt), Ab 2030 relative Veränderung wie für „nicht-energieintensive Industrie „ in Prognos et al. 2021, 314, Abbildung 190. Werte aus Abbildung geschätzt), inkl. 0,5 €/MWh Energiesteuer
	Hackschnitzel	48,2	48,2	wie Tabelle 5, inkl. MWSt.
Industrie	Erdgas	48,3	75,3	Prognos et al. 2021, S. 314, Tabelle 58, Band I4, zuzüglich 0,3 €/MWh Energiesteuer
	Heizöl	44,9	112,0	DENA (2017, S.63, Tabelle 25), Großhandel
	Strom für Wärmepumpen	40,2	41,5	EWI 2021a, S. 122, Großhandel, zuzüglich 0,5 €/MWh Energiesteuer, Preise nach 2045 konstant
	Pellets	42,0	42,0	wie Tabelle 5

** Fernwärme wird laut Annahme per KWK erzeugt, für den entsprechenden Erdgaseinsatz fällt keine Energiesteuer an.*

[41] Zu den einschlägigen Energiesteuersätzen und den für einzelne Energieträger geltenden Mehrwertsteuern s. Le Grand-Duché de Luxembourg – Administration des douanes et accises 2022. Die dort auch aufgeführte CO_2-Steuer wird im Kontext der Emissionskosten und nicht an dieser Stelle behandelt.

Tabelle 17: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Energieträgerkosten in beiden Szenarien (Alternativszenario minus Grundlagenszenario) – finanzwirtschaftliche Betrachtung (in Mio. €)

Diskontrate	0 %	3 %	5 %	8 %
Basisfall, Barwert der Differenzkosten für Brennstoffe (in Mio. €)	-2661	-1473	**-1028**	-630
Verdoppelung der Holzpreise bis 2050, Barwert der Differenzkosten für Brennstoffe (in Mio. €)	-2251	-1267	-894	-556

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die Energieträgerkosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert dieser geringeren Kosten. (Fett: Referenzfall).

Hieraus ergeben sich die Resultate in Tabelle 17, wonach im Referenzfall das Alternativszenario geringere Kosten in Höhe von 1.028 Mio. € verursacht als das Grundlagenszenario. Die Werte sind betragsmäßig durchaus höher als die Werte für die ökonomische Analyse (vergleiche Tabelle 15). Da die energetischen Differenzen in beiden Analysen identisch sind, resultieren die Unterschiede aus der verschiedenen Bepreisung der Brennstoffe und des Stroms. Da die Wärmeerzeugung im Alternativszenario maßgeblich durch einen Übergang von Erdgas auf Holz und Wärmepumpen im Vergleich zum Grundlagenszenario geprägt ist, sind die Preise dieser Energieträger und deren Entwicklung entscheidend. Verdoppelt man z.B. die Holzpreise von 2021 auf 2050, sinken die Barwerte der Differenzkosten deutlich (s. Tabelle 17). Der Rückgang ist aber weniger ausgeprägt als in der ökonomischen Analyse.

8.1.2.3. Differenz der sonstigen Betriebskosten

Die sonstigen Betriebskosten bestimmen sich aus den installierten Anlagen und vornehmlich aus den installierten Leistungen. Da hier nur die Differenz zwischen den beiden Szenarien interessiert, kann aber auf eine genaue Abbildung des gegenwärtigen Bestandes verzichtet werden. Vielmehr können die Differenzen des Nettozubaus herangezogen werden, der sich aus dem Bruttozubau – wie er in der Berechnung der Differenzkosten der Investitionen herangezogen wurde – und dem Bruttorückbau ergibt. Die entsprechenden Werte sind dann über die Jahre zu kumulieren, wodurch man für jedes Jahr die Differenzen der Bestände nach Akteur/Energieträger bestimmten kann. Entsprechend wurde hier vorgegangen, wobei die Zubau- und Rückbauzahlen aus den energiewirtschaftliche Analysen übernommen wurden. Durch dieses Vorgehen ist es auch nicht erforderlich für Energieträger, die in den beiden Szenarien gleich ausgebaut bzw. rückgebaut werden (z.B. Solaranlagen), Kostendaten zu bestimmen. Voraussetzung dafür ist die Annahme gleicher spezifischer Kosten oder Preise in den beiden Szenarien.

Ökonomische Analyse

Für die ökonomische Analyse wurden für

- Heizwärme und Warmwasser die Werte entsprechend Tabelle 18,
- Prozesswärme die Werte für Industrie/Erdgas und Wärmepumpen aus Tabelle 18, für Biomasse ein Wert von 6 €/$kW_{therm.}$ (berechnet aus IFEU et al (2017, S.135, niedriger Wert),
- KWK-Anlagen, für die hier nur Erdgasanlagen relevant sind, 14 €/kW_{elekt} (berechnet aus DBFZ et al. (2021, S. 77, Tabelle 20) und
- Wärmenetze 3,3 €/(m*a) und 150 €/Anschluss (berechnet aus IFEU et al. (2017, S. 135 und S. 139) mit einem Anteil an Investitionskosten von 1% bzw. 3%

angesetzt. Analog zur Parametrisierung zur Investitionskostenrechnung werden innerhalb der Bandbreite für spezifische Kosten in den Quellen für den Akteur „Industrie“ niedrige Werte, für den Akteur „Sonstiges“ mittlere Werte und für „Wohnen“ hohe Werte angesetzt, weil davon ausgegangen wird,

dass die durchschnittliche Anlagengröße in der Industrie am höchsten und unter „Wohnen“ am niedrigsten ist, und die Kosten mit der Anlagengröße tendenziell sinken.

Tabelle 18: Für Heizwärme und Warmwasser angesetzte spezifische sonstige Betriebskosten

Sektoren	**in €/(kW$_{thermisch}$*a)**	**Sonstige Betriebskosten**	**Quellen**
Industrie	Erdgas	6	3%-Anteil an Investitionskosten, niedriger Wert, IFEU et al. 2017, S. 137
	Wärmepumpe	7,69	errechnet aus IFEU et al. 2017, S. 135, mittlerer Wert
Sonstiges	Erdgas	9,9	3%-Anteil an Investitionskosten, mittlerer Wert, IFEU et al. 2017, S. 137
	Hackschnitzel	15	errechnet aus IFEU et al. 2017, S. 135, mittlerer Wert
	Pellets	36	errechnet aus IFEU et al. 2017, S. 135, mittlerer Wert
	Wärmepumpe	7,69	errechnet aus IFEU et al. 2017, S. 135, mittlerer Wert
Wohnen	Erdgas	13,8	3%-Anteil an Investitionskosten, hoher Wert, IFEU et al. 2017, S. 137
	Hackschnitzel	24	Anteil an Investitionen aus IFEU et al. 2017, S. 135, hoher Wert
	Wärmepumpe	12	Errechnet aus IFEU et al. 2017, S. 135, hoher Wert

Tabelle 19: Barwerte (2020) der Differenzen der sonstigen Betriebskosten in beiden Szenarien (Alternativszenario minus Grundlagenszenario) – ökonomische Betrachtung (in Mio. €)

Diskontrate	0 %	2 %	4 %	6 %	8 %
Basisfall, Barwert der Differenz der sonstigen Betriebskosten (in Mio. €)	-88	**-59**	-41	-29	-21

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die sonstigen Betriebskosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert dieser geringeren Kosten. (Fett: Referenzfall).

Tabelle 19 zeigt das Ergebnis der Berechnung: Demnach erweist sich das Alternativszenario im Referenzfall um 59 Mio. € günstiger als das Grundlagenszenario. Auch bei einem höheren Ansatz der Diskontrate verbleibt die betragsmäßige Differenz im 2-stelligen Millionenbereich, sinkt aber mit höheren Diskontraten deutlich ab. Bei ebenfalls nicht gänzlich als unangemessen einzuschätzenden sozialen Diskontraten um 0 % bewegt sich der Wert in den hohen zweistelligen Mio. €-Bereich. Dominiert wird das Ergebnis von den Differenzkosten für Heizwärme- und Warmwasserbereitstellung, auf die bei einer Diskontrate von 2 % z.B. -45 Mio. € zuzurechnen sind, was ca. 76 % des Gesamtwerts entspricht. Betrachtet man sich die Heizwärme- und Warmwasserbereitstellung näher, dann zeigt sich, dass der negative Wert – also Vorteil des Alternativszenarios – durch die Kosten für Erdgas im Bereich „Sonstiges“ und „Wohnen“ maßgeblich bestimmt wird. Das Erdgas in der Industrie trägt nur geringfügig zu diesem negativen Wert bei. Für Holz und Wärmepumpen fallen im Alternativszenario Mehrkosten an, die aber betragsmäßig kleiner sind als die Kostenersparnis durch eine geringere Erdgasnutzung.

Finanzwirtschaftliche Analyse

Die finanzwirtschaftliche Analyse folgt hier weitgehend der ökonomischen Analyse. Sie unterscheidet sich nur darin, dass hier für die Betriebskosten im Bereich „Wohnen“ und für „Sonstiges“ eine Mehrwertsteuer anzusetzen ist. Sie beläuft sich auf 17 % bzw. 5,1 %[42]. Die Ergebnisse sind in Tabelle 20 niedergelegt. Im Wesentlichen gilt die gleiche Diskussion wie in der volkswirtschaftlichen Analyse. Im Referenzfall ist hier mit einem Kostenvorteil des Alternativszenarios im Vergleich zum Grundlagenszenario von 38 Mio. € zu rechnen.

Tabelle 20: Barwerte (2020) der Differenzen der Betriebskosten in beiden Szenarien (Alternativszenario minus Grundlagenszenario) – finanzwirtschaftliche Betrachtung (in Mio. €)

Diskontrate	0 %	3 %	5 %	8 %
Barwert der Differenz der Betriebskosten (in Mio. €)	-98	-54	**-38**	-23

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die sonstigen Betriebskosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert dieser geringeren Kosten. (Fett: Referenzfall).

8.1.2.4. Differenz der KWK-Stromgutschrift

In den beiden Szenarien wird in unterschiedlichem Umfang KWK eingesetzt. Die damit verbundenen Differenzen für Investitionen-, Energieträger- und sonstige Betriebskosten sind bereits in den oben dargestellten Rechnungen enthalten. Was noch fehlt, ist die Bewertung der unterschiedlichen KWK-Stromerzeugung. Die Stromerzeugung fällt laut den energetischen Szenariorechnungen im Grundlagenszenario höher aus als im Alternativszenario. Im Jahr 2021 handelt es sich demnach um eine Differenz von etwa 0,15 GWh. Der Wert steigt dann bis 2050 auf ca. 9,5 GWh, was ein geringer Wert angesichts eines Endenergieverbrauchs von Strom von 6,1 TWh im Jahr 2020 ist[43].

Zur Bewertung des Stromverbrauchs stellt sich die Frage, in welchem Umfang durch welchen Akteur ein Eigenverbrauch stattfindet. Denn für einen Eigenverbrauch sind die Opportunitätskosten der Eigenerzeugung mit den Strombezugspreisen gegeben, die sich je nach Akteur (z.B. Haushalt oder Industrie) unterscheiden. Im Falle einer Einspeisung ins Netz und eines Verkaufs sind hingegen die entsprechenden Großhandelspreise relevant, die generell niedriger sind. Da in den energetischen Szenarien die KWK ganz überwiegend eingesetzt wird, um Wärme für Netze bereitzustellen, wird es als plausibel angesehen, dass nahezu kein Eigenverbrauch stattfindet. Dementsprechend wird der Großhandelspreis für Strom (vor Stromsteuer) als geeignete Bewertung angesehen. Dieser beträgt 2021 39,7 €/MWh, steigt bis 2030 auf 55 €/MWh und sinkt dann bis 2050 wieder auf 41 €/MWh[44]. Diese Werte sind dann sowohl in der ökonomische als auch in der finanzwirtschaftlichen Analyse relevant, da in beiden Fällen ein Großhandelspreis ohne Steuern anzusetzen ist. Ergänzend wurden in einer Sensitivitätsanalyse die Vollkosten von Strom angesetzt (z.B. 2021: 142,8 €/MWh, s. Tabelle 14), um die Wirkung eines höheren Strompreises zu klären. Dieser wäre in der ökonomischen Analyse sinnvoll, wenn anderweitige Stromerzeugungskapazitäten ersetzt würden und der KWK-Strom erzeugungsnah genutzt wird, wodurch Netzkosten deutlich reduziert würden. Allgemeiner gesehen sollte diese Sensitivitätsrechnung auch verstanden werden als Abschätzung, welchen Unterschied ein Eigenverbrauch in

[42] Zur näheren Erläuterung des Vorgehens und dem Steueransatz für „Sonstiges“ s. oben unter der Beschreibung der Investitionskosten.

[43] s. https://statistiques.public.lu/stat/TableViewer/tableView.aspx (abgerufen am 24.02.2022)

[44] Näheres und zur Quelle s. Akteur und Energieträger fasst Tabelle 16 zusammen.

Tabelle 16, dort Angaben zu „Industrie“, „Strom für Wärmepumpen“. Der Wert unterscheidet sich von dem in Tabelle 14. Dort werden die Durchschnittskosten der Stromerzeugung zuzüglich der Netzkosten verwendet, hier handelt es sich um die durchschnittlichen Grenzkosten der preissetzenden Stromerzeugungsanlagen.

der finanzwirtschaftlichen Analyse erzeugen könnte, da die Vollkosten zwischen den Strombezugspreisen für „Sonstiges“ und „Wohnen“ liegen.

Zunächst ist bei den Ergebnisse (Tabelle 21) festzuhalten[45], dass die Beträge der Stromgutschriftdifferenzen sehr gering sind: Wenn man Großhandelspreise ansetzt, ergeben sich über die Zeit bis 2050 nur Barwerte (2020) im einstelligen Mio. €-Bereich. Setzt man Vollkosten an, werden immerhin niedrige zweistellige Mio. €-Werte erreicht, was indiziert, dass ein Eigenverbrauch in der Tat die Höhe der Stromgutschrift deutlich beeinflusst. Das darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass – vor allem im Vergleich zu den Ergebnissen für andere Sachgebiete (wie z.B. Investitions- oder Energieträgerkosten) – die Werte auch bei einem hohen angesetzten Strompreis sehr gering bleiben. Z.B. ist eine um 25,7 Mio. hohe Gutschrift über eine Periode von 30 Jahren nicht sonderlich viel.

Tabelle 21: Barwerte (2020) der Differenzen der Stromgutschriften in beiden Szenarien – finanzwirtschaftliche und ökonomische Betrachtung (in Mio. €)

	Diskontrate						
in Mio. €	**0 %**	**2%**	**3 %**	**4 %**	**5 %**	**6 %**	**8 %**
Großhandelspreise	8,7	**6,1**	5,2	4,4	***3,8***	3,2	2,4
Vollkosten	25,7	17,9	15,1	12,8	10,9	9,4	7,1

Lesehinweis: Ein positives Vorzeichen bedeutet, dass der Barwert der Stromgutschrift im Grundlagenszenario höher ist als im Alternativszenario. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert dieser höheren Stromgutschrift (Fett: Referenzfall ökonomische Betrachtung; Fett und kursiv: Referenzfall finanzwirtschaftliche Betrachtung).

8.1.2.5. Differenz der Kosten für Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen

Neben den bisher behandelten Wirkungen auf Kosten sind Umwelt- und Gesundheitskosten zu beachten[46]. Hieraus werden die mit Luftschadstoffemissionen verbundenen Kosten bestimmt. Betrachtet werden dabei grundsätzlich Treibhausgas (CO_2, CH_4, N_2O), Staub, NO_x, SO_2 und NMVOC (Non-methan volatile organic compound). Die für die Emissionen in den beiden Rechnungen – ökonomisch vs. finanzwirtschaftlich - anzusetzende spezifischen Kosten unterscheiden sich erheblich: Während in der ökonomischen Analyse Schätzungen der monetären externen Kosten heranzuziehen sind, sind in der finanzwirtschaftlichen Analyse nur jene Posten relevant, die ein- oder ausgabenwirksam sind. Konkret handelt es sich bei letzteren um Kosten einer Teilnahme am EU Emission Trading System (ETS) sowie um die CO_2-Steuer. Für weitere Luftschadstoffe werden aufgrund von fehlenden spezifischen Kosten keine Werte ermittelt.

Ökonomische Analyse

Für die ökonomische Analyse wurde aus der energetischen Betrachtung Emissionsdaten – genauer die Differenzen der Emissionsmengen - geliefert. Für die Stoffe in Tabelle 22 wurden die dort aufgelisteten

[45] Im Gegensatz zu den bisherigen Rechnungen handelt es sich hier nicht um Kosten- sondern um eine Gutschriftdifferenz. Das muss man bei Vorzeichen berücksichtigen. In Tabelle 21 sind die Werte so angegeben, dass sie mit den anderweitigen Kostenwerten per Addition zu gesamten Differenzkosten addiert werden können. D.h., ein positives Vorzeichen bedeutet, dass die Stromgutschrift im Grundlagenszenario entsprechend höher ist als im Alternativszenario.

[46] In einem Ansatz zur nachhaltigen Entwicklung läge eine attraktive Bearbeitungsoption darin, nicht über eine Monetarisierung externer Effekte zu argumentieren, sondern sich vielmehr zu betrachten, inwieweit Emissionswerte in einem vorgegebenen mengenmäßigen Rahmen bleiben, der so gewählt ist, dass er mit einer Nachhaltigkeit im Einklang steht.

spezifischen externen Kosten angesetzt. Für Treibhausgase wurden zum einen die Werte für nicht genannte Jahre durch eine lineare Interpolation abgeschätzt, wie in der Quelle (S. 8) empfohlen. In der Quelle (Mathey und Bürger 2020, S. 8) werden zum anderen für den Treibhauseffekt ergänzend hohe Werte genannt, die in einer Sensitivität betrachtet werden sollten, um die Unsicherheiten der Schätzungen zu berücksichtigen.

Tabelle 22: Spezifische externe Kosten von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen

in €/t	**2020**	**2030**	**2050**
CO_2-Äquivalente (im Basisfall)	197	215	250
CO_2-Äquivalente hoher Wert	682	700	765
PM10 (Staub)	43.300	43.300	43.300
NO_x	19.000	19.000	19.000
SO_2	15.800	15.800	15,.800
NMVOC	2.200	2.200	2.200

Quelle: Mathey und Bürger 2020, Tabelle 1 und Tabelle 4.Für PM10 wurde entsprechend der Quelle angenommen, dass 70% auf PM2.5 entfallen.

Tabelle 23: Barwerte (2020) der Differenzen der gesamten Emissionskosten in beiden Szenarien (Alternativszenario minus Grundlagenszenario) – ökonomische Betrachtung (in Mio.€)

Diskontrate	0%	2%	4%	6%	8%
Basisfall	-3.777	**-2.555**	-1.777	-1.271	-934
CO_2-Äquivalente hoher Wert	-11.540	-7.817	-5.447	-3.902	-2.871

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die Emissionskosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert dieser geringeren Kosten. (Fett: Referenzfall).

Die Resultate zeigt Tabelle 23. Demnach sind den Luftschadstoffemissionen ganz erhebliche Differenzkosten mit Barwerten im Mrd. €-Bereich zuzuschreiben. Darin zeigt sich v.a. die große Bedeutung der Treibhausgasemissionen, die im Alternativszenario im Vergleich zum Grundlagenszenario eingespart werden. Zwar werden dort auch alle anderen Emissionen der betrachteten Luftschadstoffe reduziert, diese sind in Bezug auf die Kosten aber von geringerer Bedeutung. So entfallen im Fall Basisfall (mit niedrigeren spezifischen Kosten für CO_2-Äquivalente) ca. 95 % der Differenzkosten auf Treibhausgase, im Fall mit hohen Kosten für CO_2-Äquivalente sind es etwa 98 %. Aus der Tabelle 23 ist auch ersichtlich, dass sich die Differenzkosten ganz erheblich erhöhen, wenn die hohen spezifischen Kostenwerte für THG-Emissionen angesetzt werden. Bei sehr niedrigen Diskontraten kann das Alternativszenario auch um einen zweistelligen Milliardenbetrag günstiger sein als das Grundlagenszenario.

Finanzwirtschaftliche Analyse

In der finanzwirtschaftlichen Analyse sind nur die ausgabenwirksamen Zahlungen relevant, die sich aus Steuern und Abgaben zusammensetzen. Relevant sind hier die CO_2-Steuer sowie die Beteiligung am ETS-System. 2021 wurden im Wärmebereich Steuersätze von 20 €/t angelegt, die im Jahr 2022 auf 25 €/t und 2023 auf 30 €/t steigen sollen. Weitere Entwicklungen der Steuer sind noch unklar. Für das ETS-System wurden zukünftige CO_2-Preise aus Prognos et al. (2021, S.21) abgeschätzt[47]. Demnach steigt der Preis von 28 €/t in 2020 auf ca. 80 €/t in 2030 an und erhöht sich danach bis 2050 auf 90 €/t.

[47] Dort teils aus der Abbildung 15, aber auch den Angaben im Text. Auch hier gilt die Annahme, dass die gegenwärtigen Preise, hier der CO_2-Preis, nur vorübergehend hoch sind und wieder zu ihrem Niveau von 2019 zurückkehren. Aktuell (Anfang Februar 2022) werden Zertifikate mit einem Preis von rund 90 €/t gehandelt.

Diese Entwicklung wurde der Rechnungen im Basisfall zugrunde gelegt, wobei zur Vereinfachung der Rechnungen und da gut begründete anderweitige Annahmen fehlen, diese Entwicklung auch für die CO_2-Steuer angesetzt wurde, allerdings mit den oben genannten bereits feststehenden Steuersätzen in den Startjahren[48]. Da diese Entwicklung besonders unsicher ist, wurden ergänzend zwei weitere Fälle berechnet:

- Ein lineare Anstieg der CO_2-Preise bis 2050, so dass dann der (geringere) Wert der spezifischen externen Kosten von 250 €/t CO_2 erreicht wird (vgl. Tabelle 22).
- Eine Entwicklung der CO_2-Preise, die dem niedrigeren Pfad für die spezifischen externen Kosten von Treibhausgas-Emissionen entspricht, was aber einen wenig wahrscheinlichen aktuellen Preissprung der Steuer und ETS-Zertifikatspreise auf rund 200 €/t erfordern würde. Mit den drei Alternativen wird insgesamt dann aber ein breiter Bereich möglicher Entwicklungen abgebildet.

Tabelle 24: Barwert der Differenzen der Emissionskosten in beiden Szenarien (Alternativszenario minus Grundlagenszenario) – finanzwirtschaftliche Betrachtung (in Mio.€)

Diskontrate	0%	3%	5%	8%
Basisfall	-885	-469	**-317**	-185
Steueranstieg auf spezifische externe THG-Kosten (niedrig) bis 2050	-2.360	-973	-824	-470
Steuersätze, wie spez. THG-Kosten (niedrig)	-3.246	-1.814	-1.275	-789

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die Emissionskosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den Gegenwartswert (Barwert) dieser geringeren Kosten. (Fett: Referenzfall).

Die Ergebnisse in Tabelle 24 zeigen im Referenzfall einen Kostenvorteil des Alternativszenarios in Höhe 317 Mio. € im Vergleich zum Grundlagenszenario. Der Wert ist stark von der gewählten Diskontrate abhängig. Wird ein Anstieg der CO_2-Steuern und Zertifikatspreise auf 250 €/t im Jahr 2050 unterstellt, dann steigt der Kostenvorteil auf deutlich mehr als das Doppelte. Mit einem Ansatz entsprechend der externen Kosten des CO_2 nach niedriger Schätzung werden schließlich – außer für sehr hohe Diskontraten - regelmäßig Milliardenbeträge für die Kostendifferenz erreicht. Im Vergleich mit den ökonomischen Kosten für eine Diskontrate von 0 % oder 8 % zeigen sich niedrigere Kosten in der finanzwirtschaftlichen Analyse. Der Unterschied ergibt sich aus fehlenden Steuern teils für die nicht treibhauswirksamen anderen Luftschadstoffe und teils für Methan und Lachgas

8.1.2.6. Differenz der Bewertung des Endbestands

Der Bestand an Anlagen ist am Ende des Betrachtungszeitraums – das Jahr 2050 – in den beiden Szenarien unterschiedlich groß. Deshalb ist eine Differenz der Werte dieser Endbestände der beiden Szenarien zu ermitteln. Hierzu ist für jedes Szenario zu bestimmen, welche Kosten durch den Endbestand bis zum Lebensende der jeweiligen Anlagen eingespart werden, die für eine alternative Wärmeversorgung anfallen würden. Als Alternative wird eine Wärmebereitstellung per elektrischem Heizstab angesetzt, da dieser im Allgemeinen immer eine Option darstellt und dessen Einsatz nicht an lokale Gegebenheiten gebunden ist. Es handelt sich deshalb wahrscheinlich nicht stets um die ökonomisch günstigste Option, erlaubt aber eine Berechnung ohne faktisch die Szenarien bis 2070 fortschreiben zu müssen. Eine ansonsten erforderliche Fortschreibung bis 2070 ergibt sich aus der Annahme einer Lebensdauer aller hier betrachteten Anlagen von 20 Jahren[49]. Die Altersstruktur der Anlagen im Jahr 2050

[48] Dabei wurden die nominal festgelegten Steuern nicht um eine (erwartete) Inflation bereinigt.

[49] Für einzelne Anlagen könnten mitunter etwas kürzere Lebensdauern angezeigt sein (s. z.B. Regierung der Bundesrepublik Deutschland, 2018, S.8), aus Vereinfachungsgründen wurde die Lebensdauer einheitlich festgelegt.

resultiert dann aus den Bruttoinvestitionen (in Leistungseinheit) ab dem Jahr 2031, die entsprechend aufsummiert und nach 20 Bestandsjahren abgeschaltet werden. Der dazugehörige Endenergieverbrauch wird über die akteurs-/energieträgerbezogenen Vollbenutzungsstunden im Jahr 2050 bestimmt, die bis 2070 als konstant angenommen werden. Ebenso werden alle Inputparameter zur Kostenberechnung bis 2070 auf den Werten von 2050 belassen. Dabei handelt es sich zum einen um sämtliche Parameter, die für eine Kostenbestimmung Betriebs von Bestandsanlagen erforderlich sind: D.h. zu spezifischen Energieträgerkosten, spezifischen sonstigen Betriebskosten und spezifischen Emissions-/CO_2-Steuerkosten[50], insbesondere auch für einen Heizstab, der als Alternative gesetzt wird. Dort sind auch die spezifischen Investitionskosten relevant, da die Alternative zum Betrieb bestimmter Anlagen in einer Neuinvestition in einen Heizstab besteht. Es werden also die Betriebskosten - im weitesten Sinn – der Bestandsanlagen mit den annuitätischen Vollkosten eines Heizstabs verglichen. Für den Heizstab wurde ein Wirkungsgrad von 95 % angenommen[51]. Die im Einzelnen angesetzten Parameter können in den einschlägigen obigen Tabellen zum jeweiligen Sachgebiet eingesehen werden. Dabei ist auch hier zwischen der ökonomischen und der finanzwirtschaftlichen Analyse zu unterscheiden. Die für einen Heizstab angesetzten annuitätischen Vollkosten ab dem Jahr 2050 sind in Tabelle 25 aufgeführt (für eine Diskontrate von 2%/a für die ökonomische Analyse und eine von 5%/a für die finanzwirtschaftliche Analyse). Es sei darauf hingewiesen, dass diese Vollkosten ganz maßgeblich vom angesetzten Strompreis bestimmt werden. Aufgrund der daraus resultierenden geringen Bedeutung der Diskontrate wurden diese Werte bei Sensitivitätsrechnungen zu Diskontraten nicht geändert.

Tabelle 25: Angesetzte annuitätische spezifische Vollkosten („levelized cost of heat“) eines Heizstabs

	in €/$MWh_{thermisch}$	
Finanzwirtschaftliche Analyse	Wohnen	223,5
	Sonstiges	137,9
	Unternehmen	49,1
Ökonomische Analyse	Alle Akteure	138,5

Für die Berechnungen wurden wiederum unmittelbar Differenzen zwischen den Szenarien betrachtet. Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass sich die Differenzen zwischen den Szenarien über die Zeit allmählich aufbauen, da sie aus unterschiedlichen Investitionen resultieren, und damit dann 2050 einen Höchststand erreichen. Für dieses Jahr sind dann besonders hohe Werte zu erwarten. Bis 2070 bauen sich die in jedem Jahr zu berücksichtigenden Unterschiede wieder ab, da mehr und mehr der vor 2050 in Betrieb genommenen Anlagen stillgelegt werden.

Ökonomische Analyse

Tabelle 26 zeigt die Ergebnisse für die ökonomische Analyse, in der in der Summe ein Kostenvorteil des Grundlagenszenarios zu sehen ist.

Zum Ersten ist hier zu sehen, dass die Diskontrate eine sehr große Rolle spielt. Das resultiert daraus, dass die Werte zwischen 30 bis 50 Jahre in der Zukunft anfallen, was auch im Vergleich zu anderen hier

[50] Im Kontext der Endbestandsanalyse wurden nur brennstoffbedingte CO_2-Emissionen betrachtet, auf die ein Großteil der Differenzkosten zwischen den Szenarien entfällt. Alle anderen Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen bleiben hier außen vor.

[51] Die Parameter für die Kostenberechnung von Heizstäben wurden – abgesehen von den Strompreisen – DBFZ et al. 2021, S. 82, Tabelle 25 entnommen.

durchgeführten Rechnungen zu einer besonders großen Bedeutung der Abzinsung beiträgt. So liegt bei einer Diskontrate von 2 und 5 % der Barwert (2020) eines Euros im Jahr 2050 bei 0,55 bzw. 0,23 Euro.

Zum Zweiten sind die Energieträger- und Betriebskosten insgesamt im Grundlagenszenario für die Bestandsanlagen niedriger als im Alternativszenario. Dabei schlagen vor allem niedrigere Kosten für die Bereitstellung von Brennstoffen für die Prozesswärme durch. Zudem sind in der ökonomischen Analyse relativ geringe Erdgaskosten angesetzt.

Zum Dritten weist das Grundlagenszenario wesentlich geringere Kosten für die Alternativversorgung auf, da im Grundlagenszenario eine deutlich größere Menge an Wärme von Heizstäben substituiert wird. Besonders hier zeigt sich die Wirkung des vergleichsweise großen Endbestands an Anlagen im Grundlagenszenario, was bereits oben aus den deutlich höheren Investitionskosten als im Alternativszenario zu vermuten war.

Zum Vierten ist auf die hohe Bedeutung der Kosten für CO_2-Emissionen hinzuweisen. Schon mit angesetzten niedrigeren spezifischen THG-Emissionskosten (250 €/t) errechnen sich signifikant hohe CO_2-Kosten. Mit den als Sensitivität betrachteten hohen THG-Kosten (765 €/t) dominieren diese nahezu die Rechnung. Dies ist letztlich darauf zurückzuführen, dass im Grundlagenszenario über den ganzen Zeitraum bis 2050 auf Erdgas als Energieträger gesetzt wird und damit 2050 erhebliche Bestände an Erdgasanlagen zu verzeichnen sind, die annahmegemäß auch weiter mit Erdgas betrieben werden.

Tabelle 26: Differenzkosten der beiden Szenarien aus der Bewertung des Endbestands (Barwerte 2020, in Mio. €) – Ökonomische Analyse

Diskontrate	**0 %**	**2 %**	**4 %**	**6 %**	**8 %**
Energieträger-/Betriebskosten	370	173	83	41	20
CO_2-Kosten	-1273	-615	-303	-153	-78
Alternativversorgung (Heizstäbe)	1275	625	312	159	82
Summe	373	**183**	92	47	24
CO_2-Kosten, hoher Ansatz	-3895	-1880	-928	-467	-240
Dann Summe:	-2250	-1083	-533	-268	-137

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass der jeweilige Sachverhalt im Alternativszenario höher zu bewerten ist als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den entsprechenden Gegenwartswert (Barwert für das Jahr 2020)(Fett: Referenzfall).

Finanzwirtschaftliche Analyse

Auch in der finanzwirtschaftlichen Analyse erweist sich das Grundlagenszenario in Bezug auf den Endbestand als ökonomisch vorteilhaft. Dies bleibt hier auch erhalten, wenn statt der 90 €/t Ausgaben für eine CO_2-Steuer oder Zertifikate ein Wert von 250 €/t angenommen wird, der der niedrigen Abschätzung von externen Kosten in der ökonomischen Analyse entspricht[52].

Im Gegensatz zur ökonomischen Analyse zeigen nun die Betriebs- und Energieträgerkosten einen Vorteil für das Alternativszenario. Diese kommen aus dem Energieträgerbereich und dort maßgeblich aus der Anwendung für Heizwärme und Warmwasser, die den weiterhin in die andere Richtung weisenden Effekt für Prozesswärme überkompensieren. Sie resultieren ganz überwiegend aus dem Ersatz von Erd-

[52] Siehe auch die Sensitivitätsanalyse zur finanzwirtschaftlichen Rechnung im Abschnitt zu Emissions- und CO_2-Abgabekosten.

gas für „Wohnen“ und „Sonstiges“, die hier mit höheren Preisen als im ökonomischen Szenario bewertet werden. Auf höhere Preise – in diesem Fall für Strom – ist auch der höhere Wert für die vermiedene Alternativversorgung mit Heizstäben zurückzuführen. Die große Bedeutung der Diskontrate ist auch hier zu sehen und wurde unter der ökonomischen Analyse schon erläutert.

Tabelle 27: Differenzkosten der beiden Szenarien aus der Bewertung des Endbestands (Barwerte 2020, in Mio. €) – Finanzwirtschaftliche Analyse

Diskontrate	**0%**	**3%**	**5%**	**8%**
Energieträger-/Betriebskosten	-636	-218	-110	-40
CO_2-Kosten	-458	-155	-77	-28
Alternativversorgung (Heizstäbe)	2537	866	434	160
Summe	1442	493	**247**	91
CO_2 Kosten, wie externe Kosten niedrig	-1273	-431	-215	-78
Dann Summe:	627	218	110	41

Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass der Endbestand im Alternativszenario höher zu bewerten ist als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den entsprechenden Gegenwartswert (Barwert für das Jahr 2020)(Fett: Referenzfall).

8.1.2.7. Gesamteffekt der Szenariodifferenzen

An dieser Stelle werden nun die gesamten Differenzkosten der beiden Szenarien zusammengeführt. Begonnen wird mit der ökonomischen Analyse, danach folgt die finanzwirtschaftliche Analyse.

Ökonomische Analyse

Tabelle 28 gibt einen Überblick über die relevanten Kosten in der quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse bei Verwendung des ökonomischen Ansatzes. Zur genaueren Beschreibung für einzelne Wirkkategorien sei hier auf die einschlägigen Ausführungen unter 8.1.2 verwiesen.

Zuerst wird ersichtlich, dass das Alternativszenario erheblich günstiger ist als das Grundlagenszenario und zwar um einen Barwert im Jahr 2020 von 2,81 Mrd. €. Zu einer Grobeinschätzung der Größenordnung sei auf das BIP Luxemburgs verwiesen, das 2020 rund 64 Mrd. € betrug[53]. Bei diesem Vergleich ist aber zu beachten, dass die 2,81 Mrd. € verteilt über 30 Jahre bis 2050 anfallen[54]. Der Summenwert für eine Diskontrate von 0 % - 4,07 Mrd. € mag bei dieser ersten Einordnung hilfreich sein, denn aus ihm lässt sich ein durchschnittlicher jährliche Kostenbeitrag von 4,07 Mrd. €/30 = 136 Mio. € bestimmen, was bezogen auf 64 Mrd. € einen Anteil von 0,21 % ergibt[55]. Das ist ein merklicher Anteil aber kein überraschend großer.

Aus der Betrachtung der einzelnen Sachgebiete wird ersichtlich, dass die Kosten für Emissionen den mit Abstand größten Effekt haben (z.B. von -2,555 Mrd. € bei einer Diskontrate von 2 %). Hier sind die Treibhausgaskosten dominierend, auf die rund 95 % der „Kosten für Emissionen“ entfallen. Deshalb

[53] Siehe Luxemburg - Statistisches Bundesamt (destatis.de) (letztmalig abgerufen am 23.02.2022).
[54] Die Werte zur Zeile „Beitrag Wert Endbestand“ fallen gar erst zwischen 2051 und 2070 an. „Kosten für Emissionen“ enthält ebenso – vor allem über die dort subsumierten Treibhausgasemissionen – weiter in der Zukunft anfallende Kosten, zudem fallen die dortigen Kosten nicht allein in Luxemburg an.
[55] Tendenziell nimmt aber die – nicht diskontierte - Kostendifferenz im Zeitverlauf zu, da sich die Unterschiede der beiden Szenarien, wie zu erwarten, erst allmählich aufbauen und im Zeitverlauf größer werden (vgl. auch unten v.a. Abbildung 30 und Abbildung 31).

werden die THG-Kosten auch variiert. Zum einen können auch hohe THG-Kosten nach Mathey und Bürger (2020) angesetzt werden. Dann erhöht sich diese Summe der Kosten ganz erheblich (s. „Summe THG-Kosten hoch“), wobei die THG-Kosten das Gesamtergebnis dominieren. Andererseits wurde zum Vergleich auch eine Rechnung ohne externe Kosten durchgeführt („Summe ohne Emissionsbewertung“): Dann ergeben sich betragsmäßig insgesamt kleinere Differenzkosten, wobei bei niedrigen Diskontraten auch das Grundlagenszenario nicht nur vorteilhaft sein, sondern auch einen betragsmäßig hohen Wert aufweisen kann, der bei einer Diskontrate von 0 % an die Milliardengrenze reicht und auch bei 2 % mit 360 Mio. € beachtlich ist. Dies dient aber nur der Orientierung, denn zweifellos müssen in einer KNA die externen Effekte berücksichtigt werden. Der Vorteil des Alternativszenarios hängt dann stark von den anzusetzenden spezifischen externen Kosten für Treibhausgase ab. Selbst bei einem relativ geringen Ansatz wird das Alternativszenario ökonomisch stark vorteilhaft, bei einem hohen Ansatz werden diese Kosten dominierend.

Das zweitwichtigste Sachgebiet sind die Energieträgerkosten, auf die bei einer Diskontrate von 2 % ein Barwert von rund 0,5 Mrd. € entfallen, um den das Alternativszenario günstiger ist als das Grundlagenszenario. Oben wurde gezeigt, dass die Annahme konstanter Holzpreise im Basisfall das Ergebnis stark beeinflusst. Deshalb wurde auch eine Sensitivität mit Holzpreisen, die sich bis 2050 verdoppeln, gerechnet. Die Ergebnisse in Bezug auf die Differenzkosten für Energieträger wurden oben im Detail diskutiert (s. Tabelle 15), z.B. ergeben sich Differenzkosten „Alternativszenario minus Grundlagenszenario“ bei einer Diskontrate von 2 % von -254 Mio. € statt -511 Mio. €[56]). Bezogen auf die Summe der Differenzkosten im Basisfall (s. Tabelle 28) reduzieren sich durch steigende Holzpreise die gesamte Differenzkosten um maximal 10 %, wobei der Anteil mit einer höheren Diskontrate sinkt. Die Bedeutung der „Kosten für Emissionen“ wird dabei weiter gestärkt. Nur zur Illustration: Falls die externen Kosten gegen Null gingen, läge dann auch für eine Diskontrate von 2 % die Differenz der Szenarien etwa bei 0 und die Kostenvorteile des Alternativszenarios bei höheren Diskontraten würden deutlich sinken.

Verwiesen sei noch auf die im Alternativszenario höheren Investitionskosten von 126 Mio. € bei einer Diskontrate von 2 %. Diese waren zu erwarten, da das Alternativszenario Erdgasanlagen durch Holz nutzende Anlagen und Wärmpumpen ersetzt und bei Wärmepumpen generell laufende Energiekosten durch höhere Investitionskosten substituiert werden, was dann tendenziell zu Vorteilen bei den Brennstoffkosten führt[57].

In dem Kontext sei auch darauf verwiesen, dass auch eine Sensitivität gerechnet wurde, die anstatt von gleichbleibenden Kosten für Wärmepumpen von einer Halbierung dieser Kosten bis 2050 ausgeht (s. Tabelle 28). Dann erhöht sich der Vorteil des Alternativszenarios z.B. bei einer Diskontrate 2% auf 2,93 Mrd. €. Die damit implizierte Kosteneinsparung des Alternativszenarios gegenüber dem Grundlagenszenario beträgt zwischen 174 Mio. € (für eine Diskontrate von 0%) und 43 Mio. € (für eine Diskontrate von 8%) und ist demnach bei geringen Diskontraten erheblich.

[56] Dies bezieht sich auf den Wert für Brennstoff- und Stromkosten ohne Berücksichtigung der Stromgutschrift für KWK; mit Berücksichtigung der Stromgutschrift ergeben sich dann die -505 Mio. € in
Tabelle 28.

[57] Im Einzelfall hängt das von den genauen Stromkosten und den Kosten des Brennstoffs ab, der für eine alternative Wärmeerzeugung benötigt wird.

Tabelle 28: Zusammenfassung der gesamten Differenzkosten der beiden Szenarien (Barwerte 2020, in Mio. €) – Ökonomische Analyse

in Mio.€	**Diskontrate**				
Sachgebiete:	**0%**	**2%**	**4%**	**6%**	**8%**
Investitionskosten	170	126	97	76	62
Betriebskosten	-88	-59	-41	-29	-21
Energieträgerkosten[58] (inkl. KWK-Stromgutschrift)	-750	-505	-350	-249	-182
Kosten für Emissionen	-3.777	-2.555	-1.777	-1.271	-934
Beitrag Wert Endbestand 2050	373	183	92	47	24
Summe (Basisvariante)	-4.073	**-2.810**	-1.979	-1.425	-1.051
Summe THG-Kosten hoch*	-14.517	-9.366	-6.287	-4.378	-3.152
Summe ohne Emissionsbewertung*	977	360	102	-2	-39
Summe, steigende Holzpreise**	-3.664	-2.553	-1.813	-1.315	-978
Summe, sinkende Investitionskosten für Wärmepumpen***	-4.247	-2.928	-2.062	-1.485	-1.094

** Hier sind auch die CO_2-Kosten unter „Beitrag Wert Endbestand" berücksichtigt, die nicht unter „Kosten für Emissionen" subsumiert sind.*
*** Verdopplung der Holzpreise bis 2050. Nur Beitrag zu „Energieträgerkosten" berücksichtigt, nicht jedoch zu „Beitrag Wert Endbestand"*
**** Halbierung der Investitionskosten von Wärmepumpen bis 2050, linearer Rückgang über die Zeit.*
Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die Kosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den entsprechenden Gegenwartswert (Barwert für das Jahr 2020)(Fett: Referenzfall).

Finanzwirtschaftliche Analyse

Das Gesamtergebnis für die finanzwirtschaftliche Analyse ist in Tabelle 29 zu sehen. Im Vergleich zum Grundlagenszenario ergibt sich im Referenzfall – bei einer Diskontrate on 5% - eine Kostenersparnis des Alternativszenarios in Höhe von 1,133 Mrd. € (als Barwert 2020 der Kostendifferenzen). Der Kostenvorteil ist dabei betragsmäßig niedriger als in der ökonomischen Analyse. Nun wird das Ergebnis nicht mehr von der ökonomischen Bewertung der Emissionen dominiert, was an den im Vergleich zu den externen Kosten geringeren spezifischen CO_2-Kosten liegt. Diese steigen im Basisfall bis 2050 auf 90 €/t. Wählt man einen Anstieg, der im Jahr 2050 die spezifischen externen Kosten des Basisfalls erreicht (250 €/t), dann erhöhen sich die Differenzkosten erheblich. Für eine Diskontrate von 5% sind dann 1,79 Mrd. € als Barwert 2020 des Kostenvorteils des Alternativszenarios anzusetzen, was einer betragsmäßigen Erhöhung um 654 Mio. € entspricht. Eine Rechnung ohne CO_2-Bepreisungen verdeutlicht allerdings, dass die entsprechenden Kostendifferenzen keineswegs zu vernachlässigen sind (s. Zeile „Summe ohne CO_2-Steuern/ETS" in Tabelle 29). Den bei weitem größten Teil steuern in der finanzwirtschaftlichen Analyse die Brennstoffkosten bei. Dies ist auf die generell höheren Preise im finanzwirtschaftlichen Szenario zurückzuführen. Zu den dort angesetzten von 2021 bis 2050 konstant

[58] Die Werte enthalten auch die Differenz der Gutschrift für die KWK-Stromerzeugung, die relativ klein ist, wobei im Grundlagenszenario eine höhere Gutschrift zu verzeichnen ist. Der Barwert der entsprechenden Differenz der Szenarios - Grundlagenszenario minus Alternativszenarien - beträgt z.B. 6,11 Mio.€. Um diesen Wert ist der Betrag der Brennstoffkosten in Tabelle 28 verringert. Ohne KWK-Gutschrift wäre dort also -511 Mio. € zu finden.

gehaltenen Holzpreisen, wurde eine Sensitivität gerechnet, bei der eine Verdopplung der Holzpreise bis 2050 angenommen wird (s. „Summe steigender Holzpreise“ in Tabelle 29). Die betragsmäßigen Differenzkosten gehen dann sehr deutlich zurück und liegen im Referenzfall mit 5% als Diskontrate mit – 999 Mio. € sehr knapp unter der Mrd. €-Grenze.

Grundsätzlich besagt das recht robuste Ergebnis eines Kostenvorteils für das Alternativszenario in der finanzwirtschaftlichen Analyse, dass die Marktakteure - bei gegenwärtigen Steuern und Förderungen – insgesamt aus der Umsetzung dieses Szenarios einen ökonomischen Vorteil ziehen. Selbst wenn man sonstige nicht-wirtschaftliche Hemmnisse außer Acht lässt, bedeutet das jedoch nicht, dass dieses Szenario auch ohne weiteres Zutun umgesetzt wird. Zum einen kann gerade für Akteure im Bereich Wohnen der Zugang zu Kapitalmärkten beschränkt sein, was eine Finanzierung erschwert. Zum anderen bedeutet ein allgemeiner Vorteil des Alternativszenarios nicht, dass auch alle dahinterstehenden Einzelmaßnahmen wirtschaftlich vorteilhaft sind. Vielmehr besagt dieses Ergebnis nur, dass diejenigen, für die eine Maßnahme wirtschaftlich vorteilhaft ist, aus diesem Vorteil diejenigen kompensieren könnten, für die eine Maßnahme nicht wirtschaftlich ist. Hierbei ist auch an die Möglichkeit zu denken, dass eine Technologie (z.B. Wärmepumpe) aktuell nicht wirtschaftlich eingesetzt werden könnte – künftig, z. B. im Jahr 2030, aber schon und der wirtschaftliche Vorteil im Jahr 2030 den gegenwärtigen Nachteil überwiegt. Demnach erfordert eine Aussage, ob ein solches Alternativszenario aus allein wirtschaftlichen Beweggründen realisiert werden würde, eine genauere wirtschaftliche Analyse der einzelnen Investitionen in alternative Technologien.

In diesem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass die finanzwirtschaftliche Analyse auch Fördermaßnahmen für Erneuerbare-Energien-Anlagen vor allem im Bereich „Wohnen“, aber auch beim Wärmenetzausbau, enthält. Eine Rechnung ohne diese Fördermaßnahmen zeigt (s. Tabelle 29), dass das Alternativszenario auch ohne Förderung wirtschaftlich vorteilhaft im Vergleich zum Grundlagenszenario bleibt. Inwieweit trotzdem eine Förderung für einzelne Technologien erforderlich ist und welche Änderungen - vor allem langfristig - sinnvoll wären, kann auf dieser Datenbasis nicht beantwortet werden. Auch hierzu wäre eine wirtschaftliche Untersuchung, die Technologien sehr viel differenzierter behandelt, erforderlich.

Tabelle 29: Zusammenfassung der gesamten Differenzkosten der beiden Szenarien (Barwerte 2020, in Mio. €) – Finanzwirtschaftliche Analyse

Barwert 2020, in Mio. €	**Diskontrate**			
Sachgebiete:	0%	3%	5%	8%
Investitionskosten	9	2	0	-2
Betriebskosten	-98	-54	-38	-23
Brennstoff- und Stromkosten (inkl. KWK-Stromgutschrift)	-2.652	-1.468	-1.024	-627
CO_2-Steuer/ETS	-885	-469	-317	-185
Beitrag Wert Endbestand 2050*	1.442	493	247	91
Summe	-2.184	-1.497	**-1.133**	-746
Summe CO_2-Preise Anstieg bis 2050 auf externe Kosten Basisfall (250€/t)	-4.537	-2.297	-1.787	-1.085
Summe ohne CO_2-Steuern/ETS****	-841	-873	-738	-533
Summe Steigende Holzpreise**	-1.774	-1.291	-999	-672

Barwert 2020, in Mio. €	Diskontrate			
Summe, sinkende Investitionskosten für Wärmepumpen* **	-2.336	-1.582	-1.192	-787
Summe, ohne Förderungen EE-Wärme v.a. in „Wohnen“	-2.006	-1.377	-1.038	-677

** Hier sind auch die CO_2-Kosten unter „Beitrag Wert Endbestand“ berücksichtigt, die nicht unter „Kosten für Emissionen“ subsumiert sind.*
*** Verdopplung der Holzpreise bis 2050. Nur Beitrag zu „Brennstoffkosten“ berücksichtigt, nicht jedoch zu „Beitrag Wert Endbestand“.*
**** Halbierung der Investitionskosten von Wärmepumpen bis 2050, linearer Rückgang über die Zeit.*
***** CO2-Steuern aus „Wert Endbestand“ nicht herausgerechnet.*
Lesehinweis: Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass die Kosten im Alternativszenario niedriger sind als im Grundlagenszenario. Die Zahlen liefern den entsprechenden Gegenwartswert (Barwert für das Jahr 2020)(Fett: Referenzfall).

8.2. Ergänzende Analysen

In diesem Abschnitt werden Aspekte der Versorgungssicherheit sowie der makroökonomischen Wirkungen diskutiert. Dabei geht es wiederum nur um Unterschiede zwischen den beiden Szenarien. Auf eine Quantifizierung – insbesondere der makroökonomischen Wirkung – wird verzichtet, da hierzu ein eigenständiges Modell zu entwickeln und angemessenen zu parametrisieren wäre, was im Rahmen dieses Projekts nicht möglich ist und auch nicht geplant war. Vielmehr wird auf Aspekte hingewiesen, die in einer möglichen zukünftigen vertieften Analyse zu beachten wären. Dabei wird auf Heizung und Warmwasser sowie Prozesswärme fokussiert, da diese Anwendungen für die Gesamteffekte entscheidend sind. D.h., die mit Wärmenetzbetrieb und -ausbau verbundenen recht geringen Kosten sind hier ebenso wenig enthalten wie jene für den KWK.

8.2.1. Anmerkungen zu einer szenarienvergleichenden Analyse der Versorgungssicherheit

Zur ergänzenden Analyse – beginnend mit der Versorgungsicherheit - ist es hilfreich, sich die Entwicklung einiger Parameter oder Variablen näher anzusehen. Zuerst sei deshalb der Endenergieverbrauch für Heizwärme/Warmwasser und Prozesswärme näher betrachtet. Abbildung 25 zeigt dazu die Differenz des Endenergieverbrauchs in den beiden Szenarien bis 2050, und zwar als Alternativszenario minus Grundlagenszenario. Ersichtlich ist, dass sich der Effekt über die Zeit aufbaut, was daran liegt, dass sich erst mit der Zeit der jeweilige Anlagenbestand in den beiden Szenarien unterscheidet. Demnach werden im Grundlagenszenario in Jahr 2050 etwa 3,5 TWh mehr Erdgas und 0,4 TWh mehr Heizöl[59] verbraucht als im Alternativszenario. Ersetzt wird dieser Verbrauch im Alternativszenario durch Holz und Wärmepumpen, deren Endverbrauch dann um 1,1 TWh bzw. 0,7 TWh steigt[60]. Der geringere Endenergieverbrauch in der Differenz für das Alternativszenario (s. Abbildung 25) ist auf den viele stärkeren Einsatz von Wärmepumpen zurückzuführen, die pro verbrauchter Energieeinheit eine höhere Nutzenergiemenge bereitstellen.

Mit der Substitution von Heizöl und Erdgas durch Holz und Strom im Alternativszenario sinkt die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, was tendenziell zu einer höheren Versorgungssicherheit

[59] Die Differenz für Heizöl stammt dabei aus der Prozesswärme.
[60] Für die Differenz der Szenarien sind andere Energieträger nicht relevant.

führt[61]. Legt man die Zahlen für den Endenergieverbrauch für eine Einordnung der Mengen in 2020 zugrunde[62], dann sind diese Differenzmengen teils ganz erheblich[63]:

- Der Erdgasendenergieverbrauch betrug 2020 7,2 TWh. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien entspricht also knapp der Hälfte des aktuellen Verbrauchs. Um diesen Wert sinkt also der Erdgasverbrauch im Alternativszenario im Vergleich zum Grundlagenszenario. Der Anteil ist also sehr hoch, und die reduzierte Erdgasnachfrage im Alternativszenario erhöht tendenziell die Versorgungssicherheit. Gerade der aktuelle Angriff Russlands auf die Ukraine, dessen Wirkung und die Reaktionen anderer Länder deuten auf eine aktuelle Vulnerabilität der mitteeuropäischen Erdgasversorgung hin. Die mittel- bis langfristigen Folgen auf diesen Teil der Energieversorgung können gegenwärtig nicht abgeschätzt werden. Auch ist gegenwärtig nicht geklärt, inwieweit über die nächsten Jahre eine stärkere Diversifizierung der Herkunftsländer möglich ist, und welche Risiken dann damit wiederum verbunden sein könnten.
- Der Endenergieverbrauch von Ölprodukten lag 2020 bei 27,7 TWh. Dort ist v.a. der Kraftstoffverbrauch enthalten. Die relative Reduktion des Heizölverbrauchs im Alternativszenario von 0,4 TWh liegt dann im kleinen Prozentbereich. Für eine Reduktion des Einsatzes von Ölprodukten ist demnach wahrscheinlich der Verkehrssektor zentral, der Beitrag des Wärmesektors ist eher gering. Demnach ist auch der Beitrag zu einer erhöhten Versorgungssicherheit gering. Auch bei Erdöl sei konkret auf die Bedeutung Russland als erdölexportierendes Land hingewiesen, weshalb in der gegenwärtigen Situation die zukünftige Entwicklung der Ölversorgung und deren Sicherheit noch unklar sind. Das gilt auch für deren Entwicklung in den nächsten Jahren.
- Der Endenergieverbrauch von Strom betrug 2020 etwa 6,1 TWh. Der Anstieg im Alternativszenario im Vergleich zum Grundlagenszenario von 0,7 TWh liegt demnach im kleinen zweistelligen Prozentbereich und ist damit nicht vernachlässigbar. In Bezug auf die Versorgungssicherheit stellt sich die Frage, wie sich die allgemeine Versorgungssicherheit von Strom auch in den Nachbarländern entwickelt. Generell verweist dieser zusätzliche Verbrauch auch auf eine Erhöhung der Marktintegration mit Nachbarländern hin. Eine Frage in diesem Kontext ist, inwieweit der zusätzliche relative Bedarf durch eine höhere Erzeugung in Luxemburg und/oder durch erhöhte Stromimporte gedeckt wird. Bei einer erhöhten Erzeugung in Luxemburg wäre dann weiter zu fragen, welche Energieträger hier eingesetzt werden. Deren Verfügbarkeit wäre zu diskutieren. Dies kann hier nicht geleistet werden, da fundierte Aussagen eine Modellierung des Strommarktes erfordern würden. Ein Ausbau erdgasbefeuerter Kraftwerke könnte allerdings die Versorgungssicherheit beeinträchtigen (s.o.). Ein Ausbau von Kohlekraftwerken verbietet sich zwar schon aus klimapolitischen Gründen, außer evtl. in einer Kombination mit CCS[64]. Falls ein solcher trotzdem geplant würde, müsste der Weltmarkt für Kohle und die vorhandene oder mögliche Diversifizierung von Kohleimporten Luxemburgs und West- und Mitteleuropas betrachtet werden, um zu klären, wie es um die Versorgungssicherheit bestellt ist, zumal Russland ja auch ein großer Steinkohleexporteur ist.

---

[61] Mögliche Probleme der Versorgungssicherheit, die aus der Bereitstellung der entsprechenden Investitionsgüter (und des Betriebs) resultieren könnten, werden vernachlässigt, da davon ausgegangen werden kann, dass hier viele Anbieter in mehreren Ländern konkurrieren.

[62] Die Werte für den Endenergieverbrauch sind 2019 i. Allg. für jeden Energieträger höher als im Jahr 2020. Da es hier um eine grobe quantitative Einschätzung geht, ist dieser Unterschied nicht entscheidend.

[63] Siehe Table view - Final energy consumption (after transformation) according to the different forms of energy 1960 - 2020 (public.lu) unter "energy" und "energy use" "final energy consumption … according to the different forms of energy" (letztmals abgerufen am 28.02.2022).

[64] Hier ist nicht der Ort um die breite Diskussion zu CCS nachzuvollziehen. An dieser Stelle geht es nur um einen Hinweis zur Versorgungssicherheit.

- Der Endenergieverbrauch von Biomasse wird für das Jahr 2020 mit 2,1 TWh angegeben[65]. Ein Anstieg um 1,1 TWh (durch Holzhackschnitzel und Pellets) im Alternativszenario im Vergleich zum Grundlagenszenario ist damit als sehr hoch einzuschätzen. Grundsätzlich steigt mit einem höheren Einsatz von Biomasse die Versorgungssicherheit, da damit die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern reduziert wird. Allerdings ist zu beachten, dass mit steigender Fokussierung auf Biomasse auch deren Bereitstellung problematisch werden kann. Hier ist die Frage, inwieweit die zusätzlichen 1,1 TWh durch ein regionales Holzangebot gedeckt werden können, und wie sich zum einen die Holznachfrage für energetische Zwecke in den ausländischen Nachbarregionen entwickelt und zum zweiten inwieweit das Holzdargebot in Luxemburg bereits für andere – energetische – Zwecke verwendet wird. Auch das würde vertiefte Analysen erfordern. Aber immerhin kann festgehalten werden, dass der zusätzliche Verbrauch im Alternativszenario im Jahr 2050 bei einer angenommenen Energiedichte von 4,5 MWh/t für Holzhackschnitzel und Pellets bei etwa 239 kt/a liegt. Auf Basis dieser Zahl müsste die Verfügbarkeit mithilfe von Stoffstromanalysen untersucht werden.

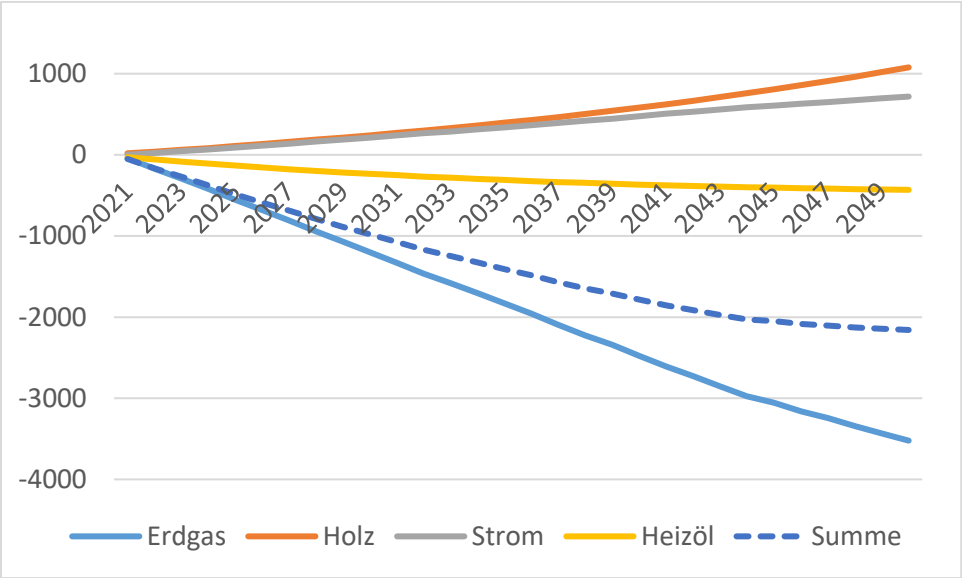


Abbildung 25: Differenz des Energieträgerverbrauchs für Heizung, Warmwasser und Prozesswärme in Alternativszenario minus Grundlagenszenario bis 2050 (in GWh)(negativer Wert indiziert niedrigeren Verbrauch im Alternativszenario)

8.2.2. Anmerkungen zu einer szenarienvergleichenden Analyse der makroökonomischen Auswirkung

Wendet man sich der ökonomischen Perspektive zu, dann sind monetäre Werte relevant. Die entsprechenden Entwicklungen in den drei für das Ergebnis wichtigsten Sachgebieten – Energieträgerkosten, sonstige Betriebskosten und Investitionskosten – werden für die Szenariendifferenz im Folgenden zunächst näher beschrieben. Anschließend werden die ökonomischen Implikationen diskutiert. Dabei wird auf die ökonomische Analyse Bezug genommen, weil damit eine Diskussion über die mit der Umverteilungen verbundenen Steuern und Fördermittel vermieden werden kann und die anderweitigen tatsächlichen ökonomischen Kosten adäquat abgebildet werden. Die externen Kosten der Luftschadstoffemissionen werden dabei nicht berücksichtigt, weil es hier primär um die unmittelbaren Wirkungen auf die luxemburgische Wirtschaft geht. Zudem beschränkt sich die Betrachtung auf die Zeit bis

[65] Betrachtet wird hier der Endenergieverbrauch, was weder den Einsatz von Biomasse im Umwandlungssektor (zur Strom- und Wärmerzeugung für Fernwärmenetze) noch die nichtenergetische Nutzung von Holz umfasst. Für eine hier bezweckte ungefähre Einschätzung der Größenordnung scheint der Bezug auf Endenergie als geeignet.

2050. Dadurch fließt die Bewertung des Endbestandes nicht in die Analyse ein. Angesichts der allgemeinen Unsicherheiten der Szenarien erscheint eine derartige Fokussierung angezeigt.

Abbildung 26 zeigt die Differenz der Energieträgerkosten in den beiden Szenarien[66]. Entsprechend der energetischen Entwicklung erhöhen sich die Differenzkosten durch den zusätzlichen Verbrauch von Strom und Holz und verringern sich durch den geringeren Verbrauch von Heizöl und Erdgas. Daraus resultiert bei einem Übergang vom Grundlagen- zum Alternativszenario in der Summe ein Rückgang der Energieträgerkosten, der 2050 dann einen Wert von ca. knapp 50 Mio. €/a aufweist. Die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien bauen sich allmählich auf, was an dem gleichen Ausgangszustand liegt (Differenzen im Startjahr sind Null). Der Unterschied der Szenarien wächst dann im Zeitverlauf aufgrund unterschiedlicher Zu- und Rückbauten immer weiter an. Im Vergleich mit Abbildung 25 wird schließlich ersichtlich, dass in ökonomischer Perspektive Strom im Vergleich zu Holz erheblich bedeutender wird, was den höheren Energiekosten von Strom im Vergleich zu Holz geschuldet ist.

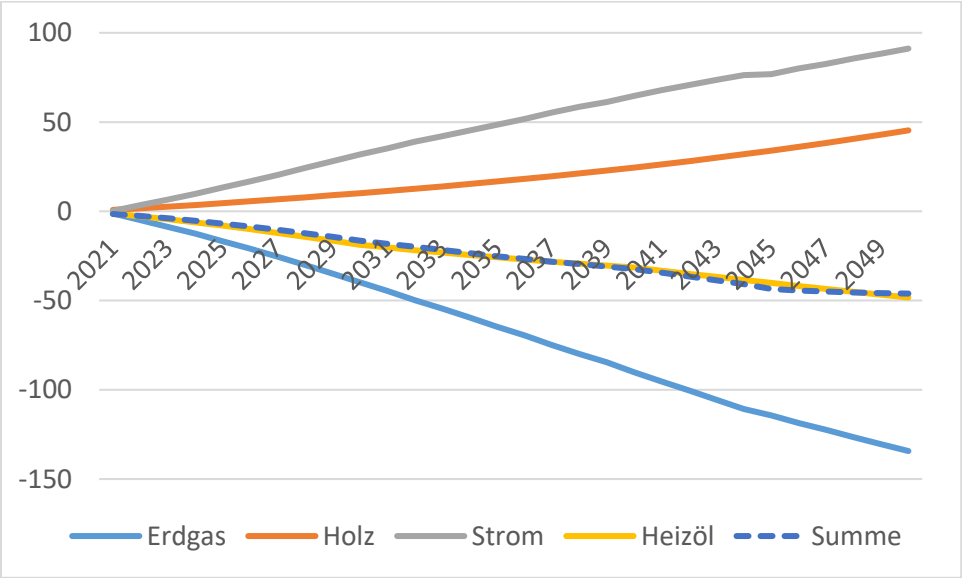


Abbildung 26: Differenz der Energieträgerkosten für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme bis 2050 – Grundlagenszenario minus Alternativszenario – ökonomische Analyse (in Mio. €)(negativer Wert indiziert Kostenvorteil des Alternativszenarios)

[66] Näheres zur Berechnung, Sensitivitäten und den Annahmen spezifischer Kosten für Brennstoffe siehe Abschnitt 8.1.2.2.

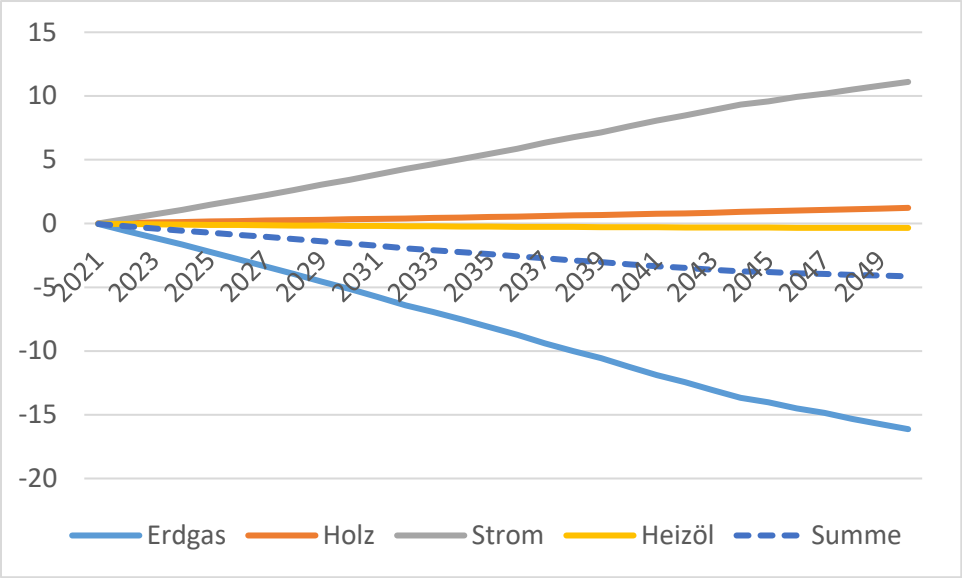


Abbildung 27: Differenz der sonstigen Betriebskosten für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme bis 2050 nach Energieträgern – Grundlagenszenario minus Alternativszenario – ökonomische Analyse (in Mio. €) (negativer Wert indiziert Kostenvorteil des Alternativszenarios)

Für die Differenz der Kosten – Alternativ- minus Grundlagenszenario - für den Betrieb der Anlagen zeigt Abbildung 27 die Verläufe bis 2050. Zum ersten ist zu sehen, dass diese Differenzkosten in Summe negativ sind und demnach das Alternativszenario einen Kostenvorteil im Vergleich zum Grundlagenszenario hat. Zum zweiten sind die Werte – verglichen mit der Differenz der Energieträgerkosten in Abbildung 26 – gering; sie sind etwa um eine Größenordnung kleiner. Gerade die Summe über alle Differenzkosten bleibt mit betragsmäßig knapp über 4 Mio. € auf niedrigem Niveau. Zum dritten wird auch hier deutlich, dass die Reduktion des Erdgasverbrauchs im Alternativszenario im Vergleich zum Grundlagenszenario entscheidend zum Vorteil des Alternativszenarios bei den Betriebskosten beiträgt. Betrachtet man den Unterschied nach Zwecken, so dominiert der Bereich „Heizung und Warmwasser“ das Ergebnis. Dort überkompensiert im Szenarienvergleich der Rückgang der Betriebskosten für Erdgas (vornehmlich für „Sonstiges“ und „Wohnen“) den Anstieg der Betriebskosten für Holz und Wärmepumpen.

Schließlich werden noch die Kosten für Differenzen der Bruttoinvestitionen[67] in den beiden Szenarien berücksichtigt (s. Abbildung 29), die auf unterschiedlichen brutto zugebauten Leistungen basieren (s. Abbildung 28)[68], welche mit spezifischen Investitionskosten gewichtet werden (s. oben). Die brutto zugebauten Leistungen zeigen deutlich, dass Investitionen in Erdgasanlagen ersetzt werden durch einen stetigen Zubau von Wärmepumpen („Strom“, auch für Wärmepumpen in $MW_{therm.}$) sowie einem kontinuierlich steigenden Zubau an Leistungen von Hackschnitzel- und Pelletkessel („Holz“), wobei allerdings der entscheidende erdgaskompensierende Zubau bei Wärmepumpen stattfindet. Die gesamte Differenz des Zubaus über alle Energieträger ist sehr klein (s. gestrichelter Graph in Abbildung 28), wobei zuerst der Zubau im Grundlagenszenario gegen Ende des Betrachtungszeitraums aber der Zubau im Alternativszenario größer ist.

[67] Unter Bruttoinvestitionen wird hier die Summe aus Netto- und Ersatzinvestitionen verstanden. Die Investitionen können also sowohl einem Ersatz von außer Betrieb gehenden Leistungen dienen, als auch durch einen Zubau der bestehenden Leistung generiert werden. So kann z.B. auch ein Rückgang der installierten Leistung mit positiven Bruttoinvestitionen einhergehen. Die Bruttoinvestitionen sind für die wirtschaftlichen Analysen entscheidend, da sie die Kosten bestimmen und auch der Nachfrage nach den involvierten Anlagen entsprechen. Entsprechendes gilt für die „brutto zugebauten Leistungen“ in Abbildung 28.

[68] „Heizöl“ ist hier nicht aufgeführt, da in keinem der beiden Szenarien eine Investition in Heizölanlagen erfolgt.

Monetär bewertet (Abbildung 29) zeigen sich ähnliche Verläufe, wobei allerdings die Investitionsausgaben für Wärmepumpen aufgrund der höheren spezifischen Kosten gewichtiger sind. Dies führt dazu, dass die Summe der Investitionskosten über den gesamten Zeitraum positiv ist (Abbildung 29). Über alle Jahre hinweg bleibt diese Differenz aber im einstelligen Mio. €-Bereich. Letztlich zeigt sich darin die teilweise Substitution von Brennstoffen (Erdgas) durch Kapital, die im Szenarienvergleich zu beobachten ist.

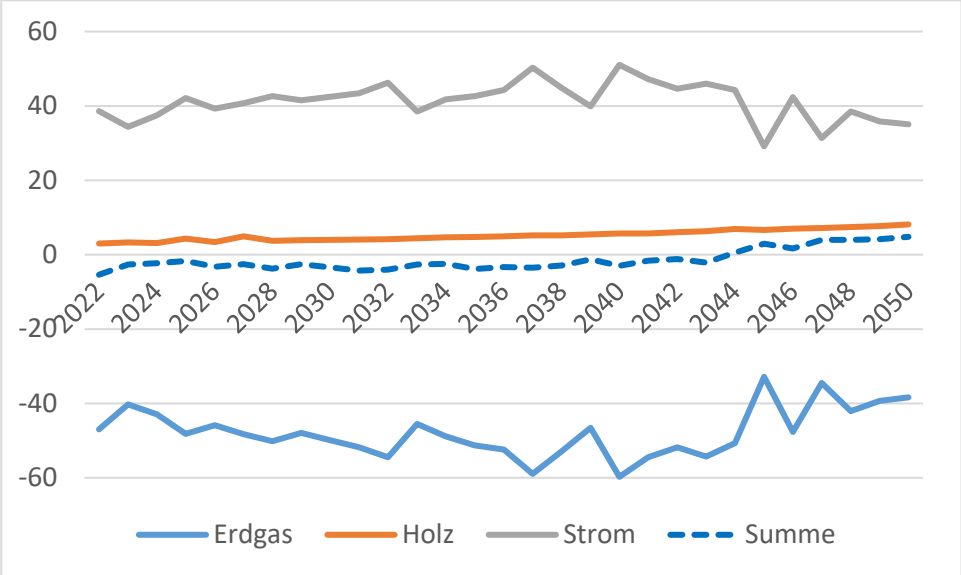


Abbildung 28: Differenz der brutto zugebauten Leistung für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme bis 2050 nach Energieträgern – Grundlagenszenario minus Alternativszenario (in $MW_{therm.}$)

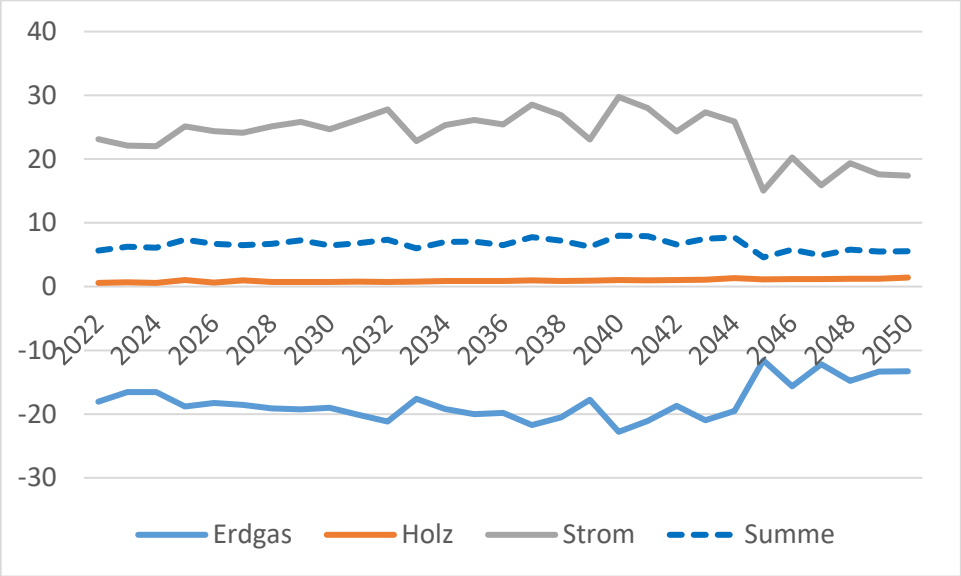


Abbildung 29: Differenz der Bruttoinvestitionskosten für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme bis 2050 nach Energieträgern – Grundlagenszenario minus Alternativszenario – ökonomische Analyse (in Mio.€)

Als Einstieg in die vertiefende Diskussion der makroökonomischen Wirkung mag es hilfreich sein, zuerst die Größenordnung, die hier zur Debatte steht, einzuschätzen. Hierfür wurden die Differenzkosten aus den vorherigen Abbildungen zusammengeführt[69]. Die Ergebnisse sind in Abbildung 30 und Abbildung 31 zu sehen. Abbildung 30 enthält eine Aufteilung der Gesamtkosten nach den zugehörigen Energieträgern, wohingegen die Sachgebiete als Gliederungsschema in Abbildung 31 herangezogen werden. Die Summe über alle Gliederungselemente muss in beiden Abbildungen gleich sein. Demnach sinken im Szenarienvergleich die Differenzausgaben für Warmwasser, Heiz- und Prozesswärme über die Zeit kontinuierlich und erreichen 2050 einen Wert von 44,7 Mio. €, was bezogen auf einem BIP Luxemburgs von 64 Mrd. € [70] im Jahr 2020 etwa 0,7 ‰ entspricht. Das ist ein gewisser Hinweis, dass die makroökonomische Wirkung sei es auf das BIP, BNE oder auf die Beschäftigung nicht sehr groß sein dürfte. Zu berücksichtigen wäre hier die Frage, ob das luxemburgische Einkommen im Szenarienvergleich entsprechend sinkt und/oder – falls das Einkommen nicht so stark sinkt oder zunimmt – für was die eingesparten Ausgaben anderweitig verwendet werden[71]. Da aber nun nicht alle relevanten Kostenbestandteile gleichermaßen auf BIP und Beschäftigung wirken, ist eine vertiefende Betrachtung erforderlich.

Startet man hier mit der Zuteilung der Differenzausgaben auf Energieträger (Abbildung 30), sieht man, dass die Bedeutung der Ausgaben für Erdgas- und Wärmepumpenbeheizung (Strom) besonders hoch sind (im Jahr 2050: -164 Mio. € bzw. 120 Mio. €), wobei die Werte für Erdgas betragsmäßig tendenziell etwas größer sind. Die Ausgaben gehen dabei in entgegengesetzter Richtung: Im Alternativszenario sind die Ausgaben für Wärmepumpen erheblich größer als im Grundlagenszenario, während sie für Erdgas geringer sind. Ähnlich, aber auf geringerem Niveau, sind die Entwicklungen für Holz und Heizöl (im Jahr 2050: 48 Mio. € bzw. -49 Mio. €). Für die makroökonomische Analyse sind deshalb Wärmepumpen und Erdgasheizanlagen von besonderer Bedeutung, ohne dass Holz und Heizöl vernachlässigt werden könnten.

Bezogen auf Sachgebiete (Abbildung 31) sind die sich betragsmäßig allmählich erhöhenden Differenzen der Betriebskosten auf 4,1 Mio. € im Jahr 2050 erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums ein wenig relevant. Zu Beginn dominieren die Kostendifferenzen bei den Investitionen, die bis 2044 zwischen 6 und 7,7 Mio. €/a schwanken, in den letzten sechs Betrachtungsjahren aber auf Werte um die 5Mio. €/a abfallen. Längerfristig sind für die Differenzkosten die Energieträgerkosten von überragender Bedeutung: Sie steigen bis 2050 auf etwa 45 Mio. €/a. Demgemäß sollte in kurzer Frist den Investitionskosten, ansonsten den Energieträgerkosten, ein besonderes Augenmerk in einer makroökonomischen Analyse gewidmet werden.

[69] Konkret handelt es sich um die Abbildung 26, Abbildung 27 und Abbildung 29.

[70] Siehe Luxemburg - Statistisches Bundesamt (destatis.de) (letztmalig abgerufen am 23.02.2022).

[71] Ein buchhaltungstechnischer Ansatz, der von gleichem Einkommen und entsprechend der Differenz der Ausgaben von geringeren Gesamtausgaben ausgeht und es dabei lässt, ist aufgrund von möglichen Sekundäreffekten problematisch. Hier soll nur darauf hingewiesen werden, dass sich allein aus der unterschiedlichen gesamten Ausgabensumme bereits makroökonomische Effekte ergeben können.

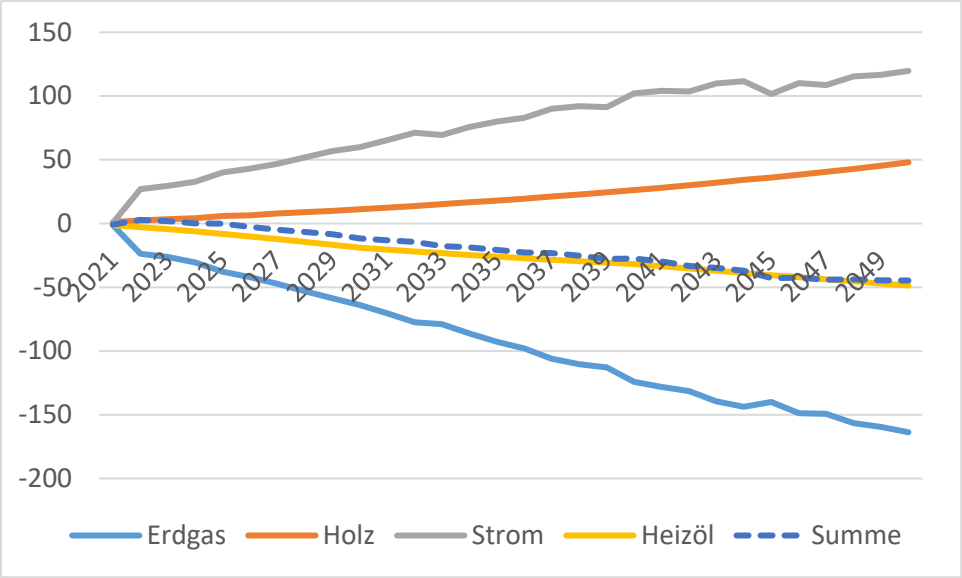


Abbildung 30: Summe aller energiebedingten Ausgaben für Energieträger, Anlagenbetrieb und Investitionen in den Bereichen „Heizung und Warmwasser“ und „Prozesswärme“ bezogen auf Energieträger bis 2050 – Grundlagen- minus Alternativszenario – ökonomische Analyse (in Mio. €)

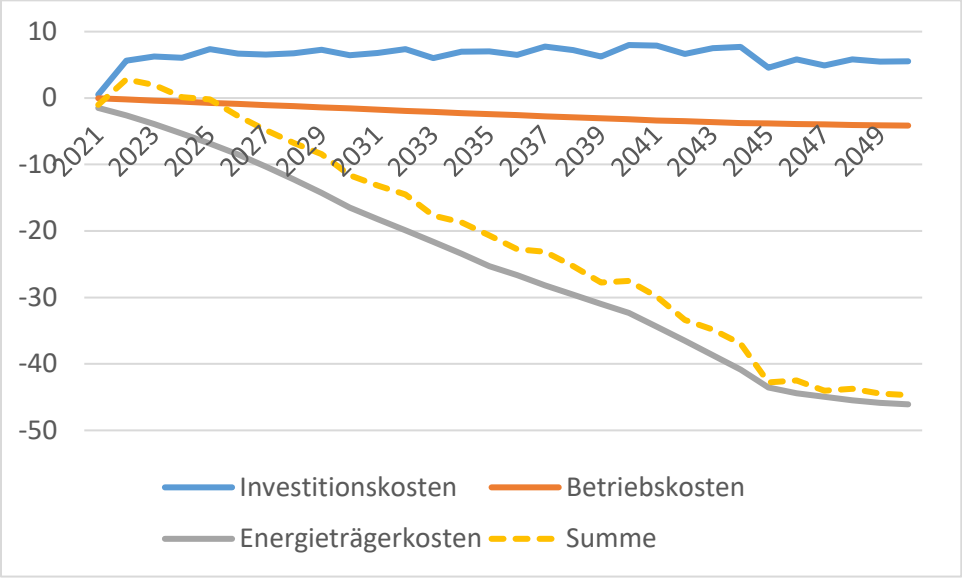


Abbildung 31: Summe aller energiebedingten Ausgaben für Energieträger, Anlagenbetrieb und Investitionen in den Bereichen „Heizung und Warmwasser“ und „Prozesswärme“ bezogen auf Sachgebiete bis 2050 – Grundlagen- minus Alternativszenario – ökonomische Analyse (in Mio. €)

Eine solche vertiefte Analyse könnte nachfrageorientiert angegangen werden. Dann würden höhere Differenzkosten eine höhere Nachfrage nach bestimmten Produkten auslösen, was wiederum die Nachfrage nach Vorprodukten erhöht (indirekte Effekte) und dabei das Arbeits- und Kapitaleinkommen in den begünstigten Produktionsbereichen steigen lässt, was über damit einhergehender höherer Konsumnachfrage die Produktion weiter erhöht (induzierter Effekt). Zuerst wird dieses Vorgehen grundsätzlich diskutiert, wobei dann jeweils auch auf speziell bei einer Betrachtung Luxemburgs besondere entstehende Probleme hingewiesen.

Ein solcher nachfrageorientierter Ansatz setzt erstmal voraus, dass entsprechende freie Kapazitäten vorhanden sind. Sofern die Kapazitäten ausgelastet sind, dürfte eine höhere Nachfrage vor allem zu

höheren Preisen führen und weniger zu einer steigenden Produktion. Zumindest sollte es also möglich sein, die erforderlichen zusätzlichen Kapazitäten schnell zuzubauen, wenn vornehmlich Mengen- und weniger Preiseffekte auftreten sollen. Ergänzend zum Problem freier Kapazitäten ist dabei auch zu fragen, inwieweit die zusätzlichen Arbeitskräfte mit einer entsprechenden Ausbildung verfügbar sind. Eine mögliche Quelle für zusätzliche Arbeitskräfte sind aktuell Arbeitslose; sofern aktuell Arbeitslose die zusätzlichen Bedarf decken können, steht hier den nachfrageorientierten Effekten nichts im Wege. Ebenso verhält es sich, falls die erforderlichen Arbeitnehmer nach Luxemburg immigrieren. Als weitere Quelle könnte die Zahl der Einpendler nach Luxemburg steigen. Hier steigt dann zwar das BIP in Luxemburg, aber das Einkommen fließt ins Ausland, so dass sich im Extremfall das Bruttonationaleinkommen (BNE) nicht verändert. Hierdurch wird der induzierte Effekt mutmaßlich geschwächt, da zu erwarten ist, dass Einpendler einen größeren Teil ihres Einkommens in ihrem Wohnland ausgeben. In Bezug auf das zusätzliche Kapitaleinkommen ist aus dem gleichen Grund zu fragen, ob es an In- oder Ausländer fließt. Daneben ist bei einem zusätzlichen Kapitalbedarf, z.B. für einen Kapazitätszubau, entscheidend, ob er aus zusätzlichen Quellen kommt (z.B. dem Ausland oder einer höheren Ersparnis von Luxemburgern) oder aber aus einer Umleitung anderweitiger geplanter Investitionen – z.B. aufgrund einer erwarteten attraktiveren Verzinsung - stammt. Im letzteren Fall wäre grundsätzlich ein dadurch entstehender Verlust anderweitiger Wertschöpfung in Luxemburg gegenzurechnen.

Die internationale wirtschaftliche Verflechtung ist gerade für ein kleines Land wie Luxemburg für die makroökonomische Wirkung sehr bedeutend. Relevant sind dabei vornehmlich drei Aspekte:

- Wohin fließt das potenziell zukünftige Einkommen und welcher Teil dieses Einkommens führt in Luxemburg zu einer höheren Nachfrage? Dies wurde gerade besprochen. Ergänzend ist zu fragen, welcher Teil zusätzlichen Einkommens von Luxemburgern zu einer erhöhten Nachfrage in Luxemburg führt. Sind diese Fragen beantwortet, dann ist als letztes noch der Anteil der zusätzlichen Nachfrage in Luxemburg, der nicht auf Importgüter entfällt, zu bestimmen. Mit den Antworten und entsprechenden Parametern kann der induzierte Effekt geschätzt werden.

Bei den anderen beiden Aspekten geht es um den unmittelbaren Effekt:

- Gerade für die Investitionskosten (aber auch für Dienstleistungen des Betriebs) stellt sich die Frage, welcher Anteil der Differenzinvestitionskosten zu einer Nachfrage im Inland führt und welcher zu zusätzlichen Importen. Dabei dürfte es hilfreich sein, bei den Investitionskosten näher zwischen dem Kauf der Anlagen, der Installation und investitionsbegleitende Dienstleistung – wie Planung - zu unterscheiden und dabei nach Technologien zu differenzieren. Die Importanteile können sich je nach Technologie und Teil der Investitionskosten (z.B. Installation) erheblich unterscheiden und sollten entsprechend differenziert erhoben werden. Gerade für den Anlagenbau könnten neben allgemeineren Abschätzungsverfahren für ein kleines Land wie Luxemburg gezielte Recherchen nach konkreten luxemburgischen Unternehmen hilfreich sein. Nach Maßgabe von Abbildung 29 kann dabei eine sehr hohe Schätzung für diesen primären Effekt aus Differenzinvestitionen angegeben werden: Falls alle Wärmepumpen (inklusive Investitionsnebenkosten wie Planung und Installation) aus luxemburgischer Erzeugung stammen sollten, aber keine der Erdgasanlagen, und sämtliche Vorprodukte in der Wertschöpfungskette für Wärmepumpen ebenfalls aus Luxemburg kämen, dann würde sich ein primärer Effekt (inklusive indirekte Effekte) auf das BIP in Höhe der dort ausgewiesen Investitionskosten für Strom ergeben. Das wären bis 2044 über jährliche Schwankungen hinweg grob 25 Mio. € pro Jahr, also etwa 0,4 ‰ des BIP. Unabhängig von der weiteren Parametrisierung lässt sich demnach begründet vermuten, dass der mögliche positive Effekt klein bleibt. Eine sehr niedrige Schätzung ergibt sich nach analogen Überlegungen aus der Annahme von komplett aus

Luxemburg stammenden Erdgasanlageninvestitionen bei Komplettimport aller Wärmpumpeninvestitionen: Der Rückgang aus den nun entfallenden Erdgasanlageninvestitionen beträgt dann jährlich bis 2044 rund 20 Mio. € pro Jahr, was 0,3 ‰ des BIP pro Jahr entspricht. Größere makroökonomische Auswirkungen sind demnach aus den Investitionen nicht zu erwarten. Auch in Bezug auf den Arbeitsmarkt können merkliche Wirkungen aus den Szenariodifferenzen im Investitionsbereich nahezu ausgeschlossen werden, sofern die Arbeitsproduktivität im Bereich des Anlagenbaus, der Planung und Installation nicht ganz erheblich niedriger als im luxemburgischen Durchschnitt liegen.

- Schließlich ist auch die Herkunft der relevanten Energieträger zu thematisieren. Grundsätzlich wird beim Übergang vom Grundlagenszenario zum Alternativszenario Erdgas und teilweise Heizöl durch Holz und Strom ersetzt (s. Abbildung 26). Wenn man für eine erste Diskussion die Unterschiede aus Raffinerierung, Handel und der Verteilung dieser Energieträger nicht beachtet, dann können die jeweiligen Kosten allein dem Energieträger zugerechnet werden. Energieträger, die Luxemburg mit Sicherheit importiert (Erdgas und Erdöl), werden durch Energieträger ersetzt, die in Luxemburg gewonnen oder erzeugt werden können (Holz und Strom). Entsprechend kann die Nachfrage nach inländischen Produkten steigen. In Bezug auf Strom ist dann relevant, inwieweit der zusätzliche Strom in Luxemburg erzeugt oder importiert wird. Sofern er in Luxemburg erzeugt wird, ergibt sich dann die Frage, welche Erzeugungstechnologien eingesetzt werden und inwieweit die Anlagen selbst aus Luxemburg stammen und ob die dazugehörigen Ausgaben für den Betrieb ebenfalls in Luxemburg bleiben. Nach letzterem ist z.B. eine Windkraftanlage anders makroökonomisch zu bewerten als ein Erdgas-GuD-Kraftwerk. Hinsichtlich Holz sind die Fragen zu beantworten: Wird es importiert oder in Luxemburg bereitgestellt? Sofern es auch Luxemburg kommt, schließt sich die Frage an: Bleibt das vermehrt im Alternativszenario eingesetzte Holz ohne energetische Verwendung ungenutzt? Falls es anderweitig verwendet würde, wäre der ökonomische Aspekt einer alternativen Verwendung gegenzurechnen. Das weist auch darauf hin, dass für eine ökonomische Analyse genauer betrachtet werden sollte, wie sich der Holzpreis in den alternativen Szenarien entwickeln könnte. Für eine Verbindung zur Analyse induzierter Effekte wäre ergänzend noch hilfreich zu wissen, wie sich die erhöhte Holznachfrage auf das Einkommen von Luxemburgern auswirkt, z.B. auch für Waldbesitzer. Eine Quantifizierung dieser Effekte kann an dieser Stelle nicht vorgenommen werden. Sieht man sich jedoch die Daten in Abbildung 26 an, dann könnten die Effekte über Energieträger ein Mehrfaches derjenigen über Investitionen ausmachen. So könnte z.B. die Reduktion der Erdgas und Heizölnachfrage – und damit der Importe - weit im dreistelligen Millionenbereich liegen und ebenso die zusätzliche Nachfrage nach Holz oder Strom. Allerdings tritt ein derart großer Effekt erst nach zwei Jahrzehnten auf. Um entsprechende Zahlen und die quantitative Wirkung genauer zu bestimmen, ist allerdings eine ausführliche eigene Untersuchung erforderlich. Dabei ist zu beachten, dass die Differenzkosten der beiden Szenarien für Energieträger sich erst allmählich entwickeln und damit kurzfristig nur mit sehr geringen Effekten zu rechnen ist. Man sollte aber generell nicht erwarten, dass große Effekte auftreten: Auch ein gerade noch im dreistelligen Mio. €-Bereich liegender erster Effekt wird kaum einen Prozentbereich des BIP für den gesamten Effekt erreichen können. Entsprechend geringe Wirkungen sind dann auch auf den Arbeitsmarkt zu erwarten. Eine genauere Untersuchung könnte allerdings über ein rein quantitatives Maß hinaus auch zeigen, welche Qualifikationen der Arbeitskräfte erforderlich sind, um das Alternativszenario umzusetzen. Falls die entsprechend ausgebildeten Arbeitskräfte fehlen, wären hieraus dann v.a. Aus- und Weiterbildungserfordernisse abzuleiten.

9. Übersicht über politische Maßnahmen

Derzeit werden in den im vorliegenden Bericht betrachteten Sektoren noch überwiegend fossile Energieträger eingesetzt. Die Dekarbonisierung des Energiesystems kann nur gelingen, wenn Maß-nahmen zur Energieverbrauchsreduktion und der Ausbau erneuerbarer Energieträger mithilfe ordnungspolitischer, bewusstseinsbildender und fördertechnischer Instrumente flankiert werden.

Die nachfolgenden Ausführungen geben einen Überblick über die wichtigsten politischen Maß-nahmen in Bezug auf den Bereich der Wärme- und Kälteversorgung. Diese Maßnahmen sind nicht isoliert, sondern vor dem Hintergrund der Sektorenkopplung ganzheitlich zu betrachten.

Bei den nachfolgenden Betrachtungen wird grundsätzlich zwischen Wohnen inklusive GHD und öffentlichen Gebäuden auf der einen und der Industrie auf der anderen Seite differenziert.

9.1. Wohnen, GHD und öffentliche Gebäude

Die nachfolgend aufgeführten Maßnahmen treffen im Allgemeinen neben dem Wohnbereich auch auf den Bereich der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungs- sowie öffentlichen Gebäude (nachfolgend Funktionalgebäude genannt) zu.

9.1.1. Neubau

Seit 2017 müssen in Luxemburg alle neuen Wohngebäude und seit 2021 alle neuen Nichtwohngebäude den Standard NZEB (Nearly Zero-Energy Building) einhalten.

Im Sinne der Dekarbonisierung/Elektrifizierung der Gebäude, wurde mit dem „Règlement grand-ducal du 9 juin 2021 concernant la performance énergétique des bâtiments“ (RGD 2021) die Wärmepumpe zur Referenztechnologie für jeden Neubau vorgegeben (für alle Baugenehmigungen ab dem 01.01.2023), sodass de facto neue Gebäude nicht mehr mit fossilen Heizungsanlagen ausgerüstet werden können.

Weiterhin werden Funktionalgebäude im RGD 2021 im Referenzgebäude mit einer Photovoltaik-Anlage berechnet. Dies kommt einer Verpflichtung für eine PV-Nutzung gleich. Für Wohngebäude ist dies ebenfalls geplant und wird voraussichtlich Anfang 2023 umgesetzt werden.

Durch die Elektrifizierung der Gebäude und die Priorisierung der Wärmepumpe als Wärmeerzeuger, wird in Neubaugebieten in Zukunft eine Wärmenetzversorgung über „kalte Wärmenetze“ mit dezentralen Wärmepumpen eine interessante Lösung darstellen, die bisher noch wenig zum Einsatz kommt.

9.1.2. Bestandsgebäude

Für den Bereich Bestandsgebäude sind die wichtigsten bestehenden und geplanten Aktionen und Maßnahmen zur verbesserten Energieeffizienz und schnelleren Dekarbonisierung hauptsächlich in der luxemburgischen langfristigen Renovierungsstrategie beschrieben (LTRS). Allgemein sollen diese Maßnahmen an erster Stelle eine konsequente Reduktion des Energiebedarfs anstreben, bevor eine konkrete Lösung für die Versorgungstechnologie und die eingesetzten Energieträger projektspezifisch gesucht wird. Das neue, seit 1. Januar 2022 in Kraft getretene staatliche Förderprogramm „Klimabonus“, wurde als Nachfolger für das bereits seit Jahren sehr erfolgreiche Förderprogramm „PRIMe House“ entworfen und sieht für die Bereiche Dämmung, Heizungstausch, Photovoltaik und Solarthermie für Wohngebäude noch attraktivere Förder- und Finanzierungsangebote vor, und wird als entscheidendes Element zur schnelleren Dekarbonisierung des Wohnungsparks gesehen. Eine verpflichtende Energieberatung bei staatlicher Förderung soll dafür sorgen, dass bei jedem Projekt möglichst nach Ideallösungen unter Betrachtung multipler Kriterien gesucht wird und eine Renovierung im Sinne einer „deep renovation“ angestrebt wird, sodass sogenannte „Lock-in-“Investitionen mit nicht ausreichend hoher Effizienz, die weitere Maßnahmen in der Zukunft erschweren würden, vermieden werden.

Ein weiterer politischer Lösungsansatz, der näher untersucht werden sollte, ist ein zusätzlicher Anreiz für energetische Sanierungen bei einem Wechsel der Gebäudeeigentümer*in. Die Erstellung eines Sanierungsfahrplans für Bestandsgebäude – wie in der geplanten Änderung der Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie (EPBD recast) vorgesehen – ist ebenfalls eine Maßnahme, an die die gesamte Renovierungsstrategie anknüpfen werden soll.

Was die Wärmeversorgungstechnologien und die eingesetzten Energieträger angeht, so soll prioritär betrachtet werden, wo der Einsatz von Geothermie möglich und sinnvoll ist. An zweiter Stelle empfiehlt sich die Nutzung von Umweltwärme (Wärmepumpe in Kombination mit erneuerbarem Strom), gefolgt von einer verstärkten Nutzung von Abwärme und dem Ausbau der Solarthermie. Aus Gründen der Ressourcenverfügbarkeit eignet sich Biomasse eher eingeschränkt als Energieträger im größeren Umfang, und sollte nur dort eingesetzt werden wo beispielsweise keine Nutzung von Umweltwärme möglich ist.

Bei der Umsetzung der Wärmewende nehmen die Gemeinden eine besonders wichtige Rolle ein. In Luxemburg gibt es neben der Stadt Luxemburg bereits sehr viele Gemeinden, die sich mit einer kommunalen Wärmeplanung auseinandersetzen. Mithilfe des nun zur Verfügung stehenden nationalen Wärmekatasters, haben alle Gemeinden in Luxemburg die Möglichkeit, sich einen Überblick über die jeweilige Wärmeversorgungssituation zu verschaffen.

Die Umsetzung speziell von kommunalen Wärmenetzen erfordert eine umfassende Auseinandersetzung mit der Ausgangssituation vor Ort im Rahmen einer detaillierten Machbarkeitsstudie. Die Beauftragung einer Machbarkeitsstudie ist kostenintensiv – und ärgerlich, wenn sich im Laufe der Untersuchung herausstellt, dass das Projekt nicht umsetzbar ist. Daher sollte einer Machbarkeitsstudie eine vorbereitende Studie (Vorstudie) vorgeschaltet werden, in deren Rahmen die grundsätzliche Umsetzbarkeit untersucht und verschiedene Lösungsvarianten miteinander verglichen werden. Hierbei sollten unterschiedliche Wärmequellen (Abwärme, biogene Wärme, Flächen für Solarthermie etc.) in die Untersuchung mit einbezogen und vor allem auch die Möglichkeiten der kalten Nahwärmenutzung in Kombination mit einer umfassenden Gebäudesanierung in Betracht gezogen werden (auch im Vergleich zu einer Versorgung mit Wärmepumpen im Einzelgebäude). Hierfür sollte ein Förderprogramm zur Finanzierung entsprechender Voruntersuchungen zur Verfügung gestellt werden. Bei der Umsetzung von Wärmenetzen jedweder Form sollte der Einsatz fossiler Energieträger – auch angesichts der aktuellen geopolitischen Situation – nicht mehr gestattet werden.

Ergänzend empfiehlt sich die finanzielle Förderung von Pilotprojekten. Hier bietet sich die Förderung von Quartierskonzepten an, in denen nicht nur die energetische Situation und Versorgung von Quartieren als isolierte Maßnahme betrachtet wird, sondern im Sinne einer integrierten Planung unter anderem architektonische, baukulturelle, gesellschaftliche, infrastrukturelle und energetische Fragestellungen im Quartier miteinander verknüpft werden können. Durch den Pilotcharakter von Quartiersprojekten können in einem klar abgegrenzten Gebiet mit ähnlichen Merkmalen bedarfsgerechte und praxisnahe Lösungen erarbeitet werden, die auf vergleichbare Gebiete übertragbar sind.

9.2. Industrie

Bei der Erarbeitung der vorliegenden Studie wird deutlich, dass die Datengrundlage zur Erfassung und Bewertung der Wärme- und Kälteversorgungssituation im Industriesektor Lücken aufweist.

Das zentrale Instrument in der luxemburgischen Energieeffizienzpolitik in der Industrie ist die freiwillige Vereinbarung mit der Industrie („Accord volontaire entre le Gouvernement luxembourgeois, My Energy GIE et la FEDIL relatif à l'amélioration de l'efficacité énergétique dans l'industrie luxembourgeoise "(AV FEDIL)), die zusätzlich durch ein staatliches Beihilfenprogramm für Investitionsvorhaben zugunsten des Umweltschutzes, durch das Programm von Luxinnovation (FIT4X), das Energieeffizienzverpflichtungssystem (EEOS) und die obligatorischen Energieaudits unterstützt wird. Im Rahmen der AV FEDIL Vereinbarung verpflichten sich Industriebetriebe dazu, ihre Energieeffizienz kontinuierlich zu verbessern und erhalten im Gegenzug dafür (bei Erreichen der Ziele) Vergünstigungen beim Strom- und Gastarif. Eine der Verpflichtungen der teilnehmenden Betriebe ist der regelmäßige Austausch mit den verpflichteten Energielieferanten des Energieeinsparverpflichtungssystems (EEOS) und ein besonderer Fokus auf die im obligatorischen Energieaudit identifizierten Energieeinsparpotenziale- und Maßnahmen. Mit der freiwilligen Vereinbarung verfügt Luxemburg über ein sehr wirksames Instrument, das kontinuierlich weiterentwickelt und an neue Herausforderungen angepasst werden soll, und das auch in Zukunft noch dafür sorgen kann, einen bedeutenden Beitrag zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Dekarbonisierung zu leisten. Ein Klimapakt für Unternehmen („Klimapakt fir Betriber" – KPB) (mit Ausrichtung auf KMU) wird derzeit ausgearbeitet, um gerade die KMU-Betriebe in ihren Anstrengungen zur Dekarbonisierung ihrer Aktivitäten zu begleiten und unterstützen.

Um diese verschiedenen Maßnahmen optimal auf die Bedarfe der Industrie ausrichten zu können, läuft derzeit (2022) eine Studie zur Dekarbonisierung der Industrie", vor allem im Hinblick auf die Gestaltung eines neuen Förderprogramms mit dem Schwerpunkt der Unterstützung von „Dekarbonisierungsmaßnahmen in der Industrie"; dieses Förderprogramm basiert auf den neuen State Aid Guidelines, die im Dezember 2021 von der EU verabschiedet wurden. Im Rahmen der Dekarbonisierungsmaßnahmen spielt gerade die Nutzung von Abwärme und die geschickte Kombination von Wärmequellen und Wärmesenken (auch sektorübergreifend) eine wichtige Rolle.

Literaturverzeichnis

ACER (2021): ACER's preliminary assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design. Main energy price drivers, outlook and key market characteristics. Online verfügbar unter https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf, zuletzt geprüft am 18.02.2022.

Administration du Cadastre et de la Topographie (Hg.) (2018): Plan cadastral numérisé (PCN). Online verfügbar unter https://data.public.lu/fr/datasets/plan-cadastral-numerise-pcn/, zuletzt aktualisiert am 24.03.2022.

Administration du Cadastre et de la Topographie (Hg.) (2021): Disponibilité de gaz naturel. Bereitstellung der Daten am 09.12.2021 durch das Katasteramt auf Nachfrage. Online verfügbar unter https://geocatalogue.geoportail.lu/geonetwork/srv/fre/catalog.search#/metadata/9e04e366-fcb7-4836-8d09-41b20f280cb0, zuletzt geprüft am 24.03.2022.

Amtsblatt der Europäischen Union: Empfehlung (EU) 2019/1659 der Kommission vom 25. September 2019 zum Inhalt der umfassenden Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU.

Arpagaus, Cordin (2017): Hochtemperatur Wärmepumpen. Literaturstudie zum Stand der Technik, der Forschung, des Anwendungspotenzials und der Kältemittel. NTB Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs. Buchs.

DBFZ et al. (2021): Schlussbericht zum Vorhaben: „Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus). Zuwendungsgeber: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR).

DENA (Hg.) (2017): Gebäudestudie – Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor. Studie im Auftrag der DENA.

Ecoplan et al. (2018): Transportrechnungen für Luxemburg und Methodik zu Kosten-Nutzen-Analysen für Verkehrsprojekte. Studie im Auftrag des luxemburgischen Ministère du Développement durable et des Infrastruc-tures, Direction de la Planification de la Mobilité.

DIN V 18599-2: Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 2: Nutzenergiebedarf für Heizen und Kühlen von Gebäudezonen.

Europäische Kommission (2020): eurostat. Datenbank. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/main/data/database?p_p_id=NavTreeportletprod_WAR_NavTreeportletprod_INSTANCE_nPqeVbPXRmWQ&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view, zuletzt geprüft am 21.03.2022.

European Commission (2014): Guide to cost-benefit analysis of investment projects. Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020. Brüssel.

European Commission (2019): EMPFEHLUNG (EU) 2019/1659 DER KOMMISSION vom 25. September 2019 zum Inhalt der umfassenden Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU.

EWI (2021a): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

EWI (2021b): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Datenanhang Parameter. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Fleckl, T.; Hartl, M.; Helminger, F.; Kontomaris, K. (2015a): Performance testing of a lab-scale high temperature heat pump with HFO-1336mzz-Z as the working fluid. In: European Heat Pump Summit 2015, October 20-21. pp. 1-25. Nürnberg.

Fleckl, T.; Wilk, V.; Hartl, M. (2015b): Effiziente Abwärmenutzung durch Hochtemperaturwärmepumpen in der Industrie. In: Energietag 2015, Temperaturdifferenzen Als Energiequellen, Arbeitskreis Energie Der Österreichischen Physikalischen Gesellschaft, 31. August 2015. pp. 1–31. Wien.

Fraunhofer – ISI et al. (2013): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2020. Endbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Karlsruhe, München, Nürnberg. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Energieverbrauch_GHD_2006-2011.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2022.

Fraunhofer – ISI et al. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Treibhausgasneutrale Szenarien. Kurzvorstellung 25.06.2021. Online verfügbar unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_TN_Szenarien_2021_06_25_v6__.pdf, zuletzt geprüft am 18.02.2022.

Fraunhofer IFAM et al. (2014): Zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Studie im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

DIN EN 12831: Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast.

IFEU et al. (2017): Wärmenetzsysteme 4.0. Endbericht – Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“. Studie im Auftrag des deutschen BMWi.

IZES (2020): Kurzuntersuchung zur Abschätzung der Dimension des Austauschs von Ölheizungen sowie der möglichen Auswirkungen alternativer Heizungssysteme im Besonderen auf die Luftqualität im städtischen und ländlichen Raum. Saarbrücken.

Lauf, Thomas; Memmler, Michael; Schneider, Sven (2021): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Hg. v. Umweltbundesamt.

Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg (Hg.) (2020a): Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021 - 2030. Endgültige Fassung.

Le Gouvernement Du Grand-Duché de Luxembourg (Hg.) (2020b): Langfristige Renovierungsstrategie Luxemburg. LTRS – Long Term Renovation Strategy. Gemäß Richtlinie (EU) 2018/844 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und der Richtlinie 2012/27/EU über Energieeffizienz.

Le Grand-Duché de Luxembourg – Administration des douanes et accises (2022): Taux d’accisse applicables pour l’anneé 2022.

Madel, Andreas (2022): Einsparungen durch Solarthermie-Anlagen. Online verfügbar unter https://www.solaranlage-ratgeber.de/solarthermie/solarthermie-wirtschaftlichkeit/solarthermie-einsparungen, zuletzt aktualisiert am 24.03.2022.

Marian Klobasa, Jan Steinbach, Martin Pudlik (2016): Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und der effizienten Fernwärme und Fernkälteversorgung.

Mathey, A.; Bürger, B. (2020): Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten – Kostensätze. Stand 12/2020. Herausgegeben vom Umweltbundesamt.

Mostafa Fallahnejad (2019): Hotmaps-data-repository-structure. Hotmaps-Wiki. Online verfügbar unter https://wiki.hotmaps.eu/en/hotmaps-open-data-repositories#introduction, zuletzt geprüft am 21.03.2022.

Öko-Institut et al. (2019): Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Endbericht.

Ploss, Martin; Hatt, Tobias; Vallentin, Rainer; Kern, Michaela (2017): Energieperspektiven Luxemburg 2010 - 2070. Szenarien zum Zukünftigen Energiebedarf des Wohngebäudebestands Luxemburgs. Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft Luxemburg. Hg. v. Vallentin+Reichmann Architekten. München.

Prognos et al. (2021): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Gesamtdokumentation der Szenarien. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Regierung der Bundesrepublik Deutschland (Hg.) (2018): Mitteilung der Regierung der Bundesrepublik Deutschland an die Kommission der Europäischen Union vom 1. August 2018. Bericht für die Berechnung des „Kostenoptimalen Niveaus von Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz“. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/select-language?destination=/node/1, zuletzt geprüft am 18.02.2022.

Solarserver (2020): Solarthermie: Solarheizung und Warmwasser-Solaranlagen. Online verfügbar unter https://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/solarthermie-solaranlagen-heizung-und-warmwasser/, zuletzt geprüft am 21.04.2022.

STATEC: luxembourg-figures.

STATEC (2022): Les bâtiments achevés par genre de bâtiment 1970 - 2019. Online verfügbar unter https://statistiques.public.lu/stat/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=13443&IF_Language=fra&MainTheme=4&FldrName=4&RFPath=35, zuletzt aktualisiert am 24.03.2022.

Steinbach, J. et al. (2021): Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland. Gemäß Artikel 14 Absatz 1 und Anhang VIII der Richtlinie 2012/27/EU.

DIN V 4108-6: Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden - Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs.

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas (2009): Regenerative Energietechnik. Heidelberg: Springer.

Wuppertal Institut et al. (Hg.) (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.