

Gemeinsamer Abschlussbericht

des
Forschungsvorhabens



Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze

Förderkennzeichen: 0324027

Laufzeit: 01.07.2016-30.06.2019

Ansprechpartner: **Fraunhofer UMSICHT**
Joachim Krassowski
Osterfelder Straße 3
46047 Oberhausen
joachim.krassowski@umsicht.fraunhofer.de
+49 208 8598 1162

GWI Essen
Jörn Benthin
Hafenstr. 101
45356 Essen
benthin@gwi-essen.de
+49 201 3618-258

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter dem Förderkennzeichen 0324027A-B gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Version 1.1

Oberhausen/Essen, den 06.03.2020

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autoren

Jörn Benthin, Anne Hagemeyer, Annika Heyer, Philipp Huisman, Joachim Krassowski,
Christine Settgast, Ben Wortmann, Klaus Görner

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	iv
Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis	x
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Problemstellung und Vorgehen	3
2 Grundlagen	4
2.1 Technologien	4
2.1.1 Heizkessel	4
2.1.2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen	4
2.1.3 Wärmepumpen	5
2.1.4 Heizstäbe	5
2.1.5 Elektrische Speicherheizungen	6
2.1.6 Photovoltaik	6
2.1.7 Solarthermische Anlagen	6
2.1.8 Power-to-Gas-Anlagen	7
2.2 Netze	7
2.2.1 Strom	7
2.2.2 Gas	10
2.2.3 Wärme	11
2.3 Energieszenarien	14
3 Regionale Analyse	22
3.1 Zielsetzung	22
3.2 Modell	22
3.3 Datenquellen	23
3.3.1 Haushaltssektor	24
3.3.2 GHD-Sektor	24
3.3.3 Industrie-Sektor	25
3.3.4 Wärmeversorgungstechnologien	26
3.3.5 Erneuerbare Erzeugung	26
3.4 Szenariodefinition	27
3.4.1 Zentrales Szenario	27
3.4.2 Regionaler Energieverbrauch und Technologieverteilung	29
3.4.3 Regionale Verteilung der erneuerbaren Energien	30
3.5 Ergebnisse	30
3.5.1 Strukturelle regionale Unterschiede heute	30
3.5.2 Zukünftige Entwicklung der Regionen	43
3.5.3 Residuallast	51
3.5.4 Schlussfolgerungen für den Einsatz der Sektorenkopplung	52
4 Siedlungstypologien	58
4.1 Siedlungs- und Stadtraumtypen	58
4.2 Typologisierung mittels statistischer Daten	59
4.3 Beschreibung der Typologien	63
5 Entwicklung der IntegraNet-Bibliothek	67
5.1 Modelica	67

5.2	TransiEnt-Bibliothek	68
5.3	Erweiterung der TransiEnt-Bibliothek durch die IntegraNet-Bibliothek	70
5.4	Aufbau der Bibliothek	70
6	Erstellung von Komponentenmodellen	72
6.1	Modellierung von Versorgungstechnologien, Speichern und Technologiekombinationen	72
6.1.1	EnergyConverter	72
6.1.2	Heizkessel	74
6.1.3	KWK	75
6.1.4	Wärmepumpe	76
6.1.5	Solarthermie	77
6.1.6	Wärmespeicher	77
6.1.7	Technologiekombinationen mit PV-Anlage	80
6.2	Verbrauchermodellierung	81
6.3	Modellierung der Netzkomponenten	82
6.3.1	Strom	82
6.3.2	Gas	84
6.3.3	Wärme	86
6.3.4	Statistikmodell	89
7	Modellierung der Siedlungsebene	91
7.1	GridConstructor	91
7.2	Modellierung der Typologien	95
7.2.1	Typologien mit Technologiemix	95
7.2.2	Typologien mit Wärmenetz	95
8	Szenarien und Parameter	98
8.1	Szenarien	98
8.2	Technologieverteilung	99
8.3	Gebäudealtersverteilung	101
8.4	Zeitreihen	102
8.4.1	Klimazeitreihen	102
8.4.2	Wärmebedarfszeitreihen	103
8.5	Parameter	106
8.5.1	Kesseltechnologien	106
8.5.2	Wärmepumpen	107
8.5.3	Solarthermische Anlagen	108
8.5.4	Photovoltaik-Anlagen	108
8.5.5	Batterien	109
8.5.6	Kraft-Wärme-Kopplung	109
8.5.7	Nachtspeicherheizungen	110
8.5.8	Kabel	110
8.6	Parameter der Wärmenetztypologien	110
9	Ergebnisse	112
9.1	Energiebedarf und -erzeugung	112
9.1.1	Typologien mit dezentraler Wärmeversorgung	112
9.1.2	Typologien mit Wärmenetz	115
9.2	Emissionen	117
9.3	Spannungsbandabweichung	120
9.4	Einfluss der Wetterdaten	123

10	Zusammenfassung	128
11	Literaturverzeichnis	131
12	Anhang	137

Abkürzungsverzeichnis

BAES	Forschungsprojekt Bedarfsanalyse Energiespeicher
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO ₂ -Äq	CO ₂ -Äquivalent
DHN	Wärmenetz (von engl. District Heating Network)
DHW	Domestic hot water (Trinkwarmwasser)
EE	Erneuerbare Energien
EFH	Einfamilienhaus
EW	Einwohner
GDRMA	Gas-Druckregel- und Messanlage
GHD	Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor
GK	Gemeindeklasse
GUI	Grafische Nutzeroberfläche (von engl. Graphical User Interface)
HA	Hausanschluss
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MELENA	Model for the estimation of local energy balancing demand
MFH	Mehrfamilienhaus
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
SLP	Standardlastprofil
THG	Treibhausgase
WE	Wohneinheit
WP	Wärmepumpe
WÜS	Wärmeübergabestation
ZFH	Zweifamilienhaus

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Möglicher Zielkorridor aus Energieeinsparung und Erhöhung des EE-Anteils nach [1] und [2] von 2008 bis 2050	2
Abbildung 1-2: Exemplarische Sektorenkopplung im Rahmen von IntegraNet	3
Abbildung 2-1: Histogramme und zugehörige Weibull-Verteilung des mittleren Hausabstands für Land-, Dorf- und Vorstadtnetze [30]	8
Abbildung 2-2: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien [32]	8
Abbildung 2-3: Installierte Leistung der Energieträger nach Spannungsebenen [33]	9
Abbildung 2-4: Exemplarische Aufteilung des Spannungsbandes zwischen MS und NS Ebene (ohne regelbare ONT) [35]	10
Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Erdgasversorgung in Deutschland nach [38]	11
Abbildung 2-6: Temperaturfahrweisen in Wärmenetzen [46]	13
Abbildung 2-7: Historische Entwicklung von Wärmenetzen nach [40]	14
Abbildung 2-8: Bevölkerungszahl im Jahr 2050	16
Abbildung 2-9: Bevölkerungszahl und Bruttostromverbrauch	16
Abbildung 2-10: Stromverbrauch im Verkehr	17
Abbildung 2-11: Stromeinsatz im Wärmebereich	17
Abbildung 2-12: Stromverbrauch im Verkehr	18
Abbildung 2-13: Stromverbrauch durch Wärmepumpen	18
Abbildung 2-14: Stromverbrauch durch Power-to-Gas	19
Abbildung 2-15: Anzahl Überschussstunden	19
Abbildung 2-16: Stromverbrauch durch den Verkehrssektor in Abhängigkeit der THG-Emissionen	20
Abbildung 2-17: Stromverbrauch durch Wärmepumpen in Abhängigkeit der THG-Emissionen	20
Abbildung 2-18: Wärmeverbrauch in den Szenarien	21
Abbildung 2-19: Wärmeverbrauch in Abhängigkeit der THG-Emissionsminderung	21
Abbildung 3-1: Funktionsweise MELENA [51]	23
Abbildung 3-2: Installierte Leistung regenerativer Energien und Bruttostromverbrauch in den ausgewerteten Szenarien	28
Abbildung 3-3: Regionaler Stromverbrauch	31
Abbildung 3-4: Regionaler Wärmeverbrauch	31
Abbildung 3-5: Anteil an Wohnungen in Mehrfamilienhäusern an der Gesamtwohnungszahl	32
Abbildung 3-6: Anteil der Wohnungen in Wohngebäuden verschiedener Baualtersklassen an der Gesamtwohnungszahl	33
Abbildung 3-7: Durchschnittliches Gebäudealter in den Regionen	34
Abbildung 3-8: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf der Haushalte	34
Abbildung 3-9: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf des GHD-Sektors	35
Abbildung 3-10: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf der Bürogebäude	35

Abbildung 3-11: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf des Einzelhandels	36
Abbildung 3-12: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf der Gaststätten	36
Abbildung 3-13: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf der Krankenhäuser	37
Abbildung 3-14: Regionaler industrieller Stromverbrauch	37
Abbildung 3-15: Regionaler industrieller Wärmeverbrauch	38
Abbildung 3-16: Anteile verschiedener Wärmeversorgungstechnologien an der Deckung des Wärmebedarfs in den einzelnen Regionen	39
Abbildung 3-17: Erzeugte erneuerbare Energiemenge durch Windkraft	40
Abbildung 3-18: Erzeugte erneuerbare Energiemenge durch PV-Anlagen	41
Abbildung 3-19: Erzeugte erneuerbare Energiemenge durch Biomasse-Kraftwerke	41
Abbildung 3-20: Erzeugte Energiemenge durch Wasserkraft	42
Abbildung 3-21: Erzeugte Energiemenge durch Geothermie	42
Abbildung 3-22: Gesamte erzeugte erneuerbare Energiemenge (ohne Offshore-Windenergie)	43
Abbildung 3-23: Relative Änderung der regionalen Bevölkerungszahlen	43
Abbildung 3-24: Relative Änderung des regionalen Stromverbrauchs der Haushalte, links: ohne Stromverbrauch durch Wärmepumpen, rechts: inkl. Stromverbrauch durch Wärmepumpen	44
Abbildung 3-25: Relative Änderung des regionalen Stromverbrauchs der Haushalte inkl. Stromverbrauch durch Wärmepumpen und Elektromobilität	45
Abbildung 3-26: Relative Änderung des regionalen Stromverbrauchs des GHD-Sektors, links: ohne Stromverbrauch durch Wärmepumpen, rechts: inkl. Stromverbrauch durch Wärmepumpen	45
Abbildung 3-27: Relative Änderung des gesamten Stromverbrauchs	46
Abbildung 3-28: Relative Änderung des regionalen Wärmebedarfs, links: Haushalte, rechts: GHD-Sektor	47
Abbildung 3-29: Relative Änderung des gesamten regionalen Wärmebedarfs	47
Abbildung 3-30: Anteil von Fernwärme (links) und Wärmepumpen (rechts) an der Wärmeversorgung der Haushalte	48
Abbildung 3-31: Anteil von Solarthermie an der Wärmeversorgung der Haushalte	49
Abbildung 3-32: Regionale Onshore-Windenergieerzeugung (links) und PV-Energieerzeugung (rechts) im Szenario 2050	49
Abbildung 3-33: Regional erzeugte Energiemenge durch Biomassekraftwerke (links) und Wasserkraft (rechts)	50
Abbildung 3-34: Regional erzeugte Energiemenge durch Geothermie	50
Abbildung 3-35: Regional erzeugte erneuerbare Energiemenge	51
Abbildung 3-36: Jahresdauerlinien für das Szenario 2050 für Deutschland (links) und die einzelnen Regionen (rechts)	51
Abbildung 3-37: Anzahl Stunden mit negativer Residuallast (links) und negative Residualenergie (rechts)	52
Abbildung 3-38: Verlauf von Residuallast und Wärmebedarf für Passau (links oben), Cochem-Zell (rechts oben) und Essen (unten)	53

Abbildung 3-39: PV-Erzeugung und Anteil EFH in den Landkreisen in Bayern	54
Abbildung 3-40: Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast (links) und Reduktion der Stunden mit negativer Residuallast (rechts) bei strom- statt wärmegeführten KWK-Anlagen	55
Abbildung 3-41: Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast (links) und Reduktion der Stunden mit negativer Residuallast (rechts) bei flexiblem Wärmepumpen-Betrieb	56
Abbildung 4-1: Einteilung in Gemeindeklassen [86]	61
Abbildung 4-2: Ausgangsverteilung der Typologien der Stadt Essen, NRW	62
Abbildung 4-3: Anteile der Gebäudealterklassen im Verlauf der Jahre 2016 - 2050	63
Abbildung 4-4: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 1 - Freistehende Gebäude	63
Abbildung 4-5: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 2 - Hauptsächlich Ein- und Zweifamilienhäuser	64
Abbildung 4-6: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 3 - Dorfbebauung	64
Abbildung 4-7: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 4 – Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung	65
Abbildung 4-8: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 5 – Hochhäuser und große Zeilenbebauung	65
Abbildung 4-9: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 6 – Blockbebauung	66
Abbildung 4-10: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 7 –Altstadt	66
Abbildung 5-1: Package-Struktur der TransiEnt-Bibliothek	68
Abbildung 5-2: Screenshot des Parameterdialogs des SimCenters	69
Abbildung 5-3: Packagestruktur der IntegraNet-Bibliothek	71
Abbildung 6-1: Beispiel eines Energy Hubs mit PV-Anlage, Batterie, Wärmepumpe, Wärmespeicher, Gaskessel und KWK. Der Energy Hub verknüpft über die Technologien Strom-, Gas- und Wärmenetze.	72
Abbildung 6-2: Ansicht des EnergyConverter-Modells in Dymola mit Gasanschluss (links) und Wärmenetz (rechts)	74
Abbildung 6-3: Technologieauswahl im EnergyConverter	74
Abbildung 6-4: Screenshot des CHPSystem-Modells	76
Abbildung 6-5: Screenshot des Solarthermie-Systemmodells	78
Abbildung 6-6: Verlauf der Speichertemperaturen an jeweils 5 Wintertagen (links) und 5 Sommertagen (rechts)	80
Abbildung 6-7: Verlauf der elektrischen Leistung eines Haushalts (oben) und dessen Wärmepumpe (unten) für eine wärmegeführte (blau) und eine eigenverbrauchsorientierte (rot) Regelung der Wärmepumpe	81
Abbildung 6-8: Ersatzschaltbild für die Sekundärseite eines Transformators [100]	82
Abbildung 6-9: Ersatzschaltbild eines Transformator bei Vereinfachung des Parallelzweiges aus Abbildung 6-8 auf einen konstanten Faktor [100]	83
Abbildung 6-10: Temperaturverlauf in unterschiedlich diskretisierten Rohrmodellen als Reaktion auf einen Temperatursprung (Rohrlänge 100 m, Verweilzeit des Wärmeträgers im Rohr 100 s)	87
Abbildung 6-11: Screenshot des <i>DoublePipe</i> -Modells	88

Abbildung 6-12: Screenshot des Modells der Wärmeübergabestation	89
Abbildung 6-13: Überblick des Statistikmodells <i>statistics_collector</i>	90
Abbildung 7-1: Bedarfsstruktur (a - Netzabschnitt; b – Netzsegment; c - <i>GridElement</i>) [106]	92
Abbildung 7-2: Struktur des <i>GridConstructor</i> und <i>GridElement</i> in Modelica [106]	92
Abbildung 7-3: Schematische Abbildung der Einbindung der Technologien und Bedarfe innerhalb eines <i>GridElements</i>	93
Abbildung 7-4: Parameter-GUI eines <i>GridConstructors</i>	94
Abbildung 7-5: Beispiel des in Modelica überführten strukturellen Aufbaus der Typologie 2 (nicht maßstäbliche Darstellung)	95
Abbildung 7-6: Darstellung einer Typologie als Ausschnitt eines Wärmenetzes	96
Abbildung 7-7: Trassenverlauf der Typologien mit Wärmenetz	96
Abbildung 7-8: Prinzipskizze eines Typologiemodells als Wärmenetzsausschnitt	97
Abbildung 8-1: Heizgradstunden in Abhängigkeit der Globalstrahlungssumme für alle NUTS-3 Regionen der BRD	98
Abbildung 8-2: Überblick der Technologieauswahl der Simulationen	99
Abbildung 8-3: Technologieverteilung der Typologie 2 (Hauptsächlich Ein- und Zweifamilienhäuser)	100
Abbildung 8-4: Anzahl der PV-Anlagen der Typologien für die Jahre 2015 und 2050	101
Abbildung 8-5: Anteile der Gebäudealtersklassen für die Szenarien 2015 und 2050	102
Abbildung 8-6: Verlauf der Bodentemperaturen für die Simulation der Typologien mit Wärmenetz	103
Abbildung 8-7: Wärmebedarfsprofile eines Einfamilienhauses mit Baujahr vor 1978 an zwei Standorten	104
Abbildung 8-8: Zwei Varianten des Wärmebedarfsprofile eines Einfamilienhauses mit Baujahr vor 1978	104
Abbildung 8-9: Tagesprofile Strom für zwei Haushalte	105
Abbildung 8-10: Summenprofil für 100 Haushalte, skaliert auf 1 MWh/a	105
Abbildung 8-11: Elektrische Leistung für die Trinkwarmwassererwärmung eines Mehrpersonenhaushalts	106
Abbildung 9-1: Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 2 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)	112
Abbildung 9-2: Wärmeerzeugung der Typologie 2 für 2015 und 2050 (Miesbach)	113
Abbildung 9-3: Geordnete Residuallast der Typologien der Stadt Miesbach	114
Abbildung 9-4: Anteil der Stromerzeugung der KWK und PV am Strombedarf der Typologien	114
Abbildung 9-5: Verteilung des normierten Strombedarfs der Wärmepumpen bei normierter Stromerzeugung aus PV-Anlagen aller Typologien und Wetterzeitreihen	115
Abbildung 9-6: Anteil des Wärmeverlusts an der Einspeisung der Typologien 5 und 2	116
Abbildung 9-7: Vergleich der Emissionen pro Wohneinheit und Typologie für 2015 und 2050	117
Abbildung 9-8: Vergleich der CO ₂ -Emissionen 2050 mit verschiedenen Emissionsfaktoren (Basis - TM80 2050 und V1 - RF 2015)	119

Abbildung 9-9: Minimale und maximale Minderung der Emissionen gegenüber 2015 aufgrund der Variation der Emissionsfaktoren	119
Abbildung 9-10: Boxplot der Kabelspannungen aller Typologien mit Technologiemix	120
Abbildung 9-11: Kabelspannung in Abhängigkeit von Monat, Tageszeit und Wochentag der Typologie 2	121
Abbildung 9-12: Kabelspannungen in Abhängigkeit der täglichen Wärmepumpenleistung der Typologie 1 für 2015 (links) und 2050 (rechts)	122
Abbildung 9-13: Kabelspannungen in Abhängigkeit der täglichen generierten Energiemenge der PV-Anlagen der Typologie 1 für 2015 (links) und 2050 (rechts)	123
Abbildung 9-14: Wärmebedarf aller Typologien an allen Standorten in 2015 und 2050	124
Abbildung 9-15: Stromverbrauch der Typologien und Städte (K: Köln, F: Flensburg, M: Miesbach), links: 2015, rechts: 2050	124
Abbildung 9-16: Stromverbrauch durch Wärmepumpe und Zusatzheizgerät in 2050 für Typologie 1	125
Abbildung 9-17: Stromerzeugung der Typologien und Städte (K: Köln, F: Flensburg, M: Miesbach) für 2015 (links) und 2050 (rechts)	125
Abbildung 9-18: Anteile der Wärmeerzeugungstechnologien am Wärmebedarf von Typologie 2	126
Abbildung 9-19: Vergleich der Spannungsspitzen für die drei Standorte	127
Abbildung 12-1: Technologieverteilung der Typologie 1 (Freistehende Gebäude)	137
Abbildung 12-2: Technologieverteilung der Typologie 3 (Dorfbebauung)	137
Abbildung 12-3: Technologieverteilung der Typologie 4 (Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung)	137
Abbildung 12-4: Technologieverteilung der Typologie 5 (Hochhäuser und große Zeilenbebauung)	138
Abbildung 12-5: Technologieverteilung der Typologie 6 (Blockbebauung)	138
Abbildung 12-6: Technologieverteilung der Typologie 7 (Altstadt)	138
Abbildung 12-7: : Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 1 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)	140
Abbildung 12-8: Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 3 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)	140
Abbildung 12-9: Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 4 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)	140
Abbildung 12-10: Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 5 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)	141
Abbildung 12-11: Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 6 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)	141
Abbildung 12-12: Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 7 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Datenquellen für die Erfassung der regionalen Wärme- und Strombedarfe	25
Tabelle 3-2: Parameter des zentralen Rahmenszenarios für das Szenario 2050	28
Tabelle 3-3: Einflussfaktoren auf die Verteilung des zukünftigen Strom- und Wärmebedarfs	29
Tabelle 4-1: Siedlungs- und Stadtraumtypen nach [29], [87], [88]	59
Tabelle 4-2: Übersicht der sich aus der Allokation aus [29], [87], [88] ergebenden Typologien	60
Tabelle 4-3: Berechnung der Anzahl der Hausanschlüsse der Typologien (WE – Wohneinheiten, HA - Hausanschluss).	60
Tabelle 6-1: Überblick über im <i>EnergyConverter</i> implementierte Technologiekombinationen	73
Tabelle 6-2: Parameter des simulierten Modells mit Solarthermieanlage und Schichtenspeicher	79
Tabelle 8-1: Parameter des Gebäudemodells zur Simulation der Wärmebedarfszeitreihen	103
Tabelle 8-2: Jahresnutzungsgrade der Kesseltechnologien	107
Tabelle 8-3: Parametrisierung der Wärmepumpen	107
Tabelle 8-4: Parametrisierung der solarthermischen Anlagen	108
Tabelle 8-5: Installierte Leistung der PV-Anlagen in Abhängigkeit zum Stromverbrauch	108
Tabelle 8-6: Generell geltende Parameter der PV-Anlagen	108
Tabelle 8-7: Speicherdimensionierung	109
Tabelle 8-8: Parametrisierung der KWK-Anlagen	109
Tabelle 8-9: Übersicht über die in den Siedlungstopologien verwendeten Kabelmodelle aus der TransiEnt-Bibliothek	110
Tabelle 9-1: Einspeisung und Wärmeverlust der Typologien mit Wärmenetz (Miesbach)	115
Tabelle 9-2: Emissionsfaktoren für 2015 und 2050 für die Energieträger im Gebäudesektor nach [3]	117
Tabelle 12-1: Gebäudealtersverteilung der Typologien 1 bis 3 für 2015 und 2050	139
Tabelle 12-2: Gebäudealtersverteilung der Typologien 4 bis 7 für 2015 und 2050	139

1 Einleitung

1.1 Motivation

Mit voranschreitender Energiewende steigt der Einfluss volatiler erneuerbaren Energien auf die deutschen Energienetze (Strom, Gas, Wärme) stetig. Die dominierenden erneuerbaren Quellen Solar- und Windenergie weisen ein hohes Maß an zeitlicher und witterungsbedingter Variabilität auf, welche nicht nur auf Stunden- oder Tagesbasis schwanken, sondern auch große saisonale Unterschiede aufweisen. Gleichzeitig ist eine geografische Entkopplung von Energiebedarf und Energieproduktion festzustellen. Auch in der Bedarfsstruktur gibt es große regionale Unterschiede, die sich aufgrund der Besiedlung und der Verteilung verschiedener Industriezweige ergeben.

Diesen realen Gegebenheiten und Entwicklungen innerhalb des deutschen Energiesystems stehen politische Szenarien und nationale Vorgaben gegenüber. Generelle Übertragungen hinsichtlich der nationalen Potentiale der erneuerbaren Erzeugung und anvisierten Bedarfsentwicklungen der einzelnen Sektoren werden im Allgemeinen durch Top-Down-Ansätze vorgenommen. Die technische Umsetzbarkeit dieser Potentiale und politischen Vorgaben lassen sich hingegen nicht mehr ohne weiteres auf diesem Wege überprüfen. Ursache für diese schwierige Übertragbarkeit ist die dargelegte Heterogenität der verschiedenen Strukturmerkmale Deutschlands und die unzureichende Verfügbarkeit wissenschaftlich belegter Übertragungsschlüssel. Als Beispiel kann eine der zentralsten energiepolitischen Vorgaben Deutschlands herangezogen werden, die Reduktion des Primärenergiebedarfs bis zum Jahr 2050, welche durch eine Mischung aus Energieeinsparung und Einbindung erneuerbarer Energien erzielt werden soll.

Abbildung 1-1 stellt basierend auf den Vorgaben des BMWi einen möglichen Zielkorridor zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Wohnsektors dar [1], welcher durch konkrete Zahlen der Deutschen Energieagentur (dena) für die Jahre 2016 und Hochrechnungen für 2020 ergänzt wurde [2].

In welchem Verhältnis die beiden Faktoren je Region zum Einsatz kommen müssen, lässt sich aus der reinen Vorgabe der Primärenergieeinsparung nicht ableiten. Darüber hinaus zeigen die durch die dena für 2016 ermittelten Daten und die Hochrechnung für 2020, dass die politischen Vorgaben und die realen Entwicklungen nicht immer einen konsistenten Rahmen ergeben. Der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger erfolgt nicht homogen verteilt über ganz Deutschland. Im Norden, insbesondere an den Küstenregionen, und im Osten werden verstärkt Windkraftanlagen gebaut, während im Süden die Solarenergieerzeugung dominiert. Darüber hinaus kann nicht jede Region ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stellen, um den eigenen Bedarf zu decken. Die Schlussfolgerung ist somit, dass es Regionen geben muss, welche wesentlich mehr produzieren als sie verbrauchen. Die mögliche Reduktion des Energieverbrauchs ist ebenfalls von strukturellen Gegebenheiten abhängig, welche z.B. die Besiedlungsdichte, die angesiedelten Industriezweige und die grundlegende wirtschaftliche Leistungsfähigkeit einer Region beinhaltet.

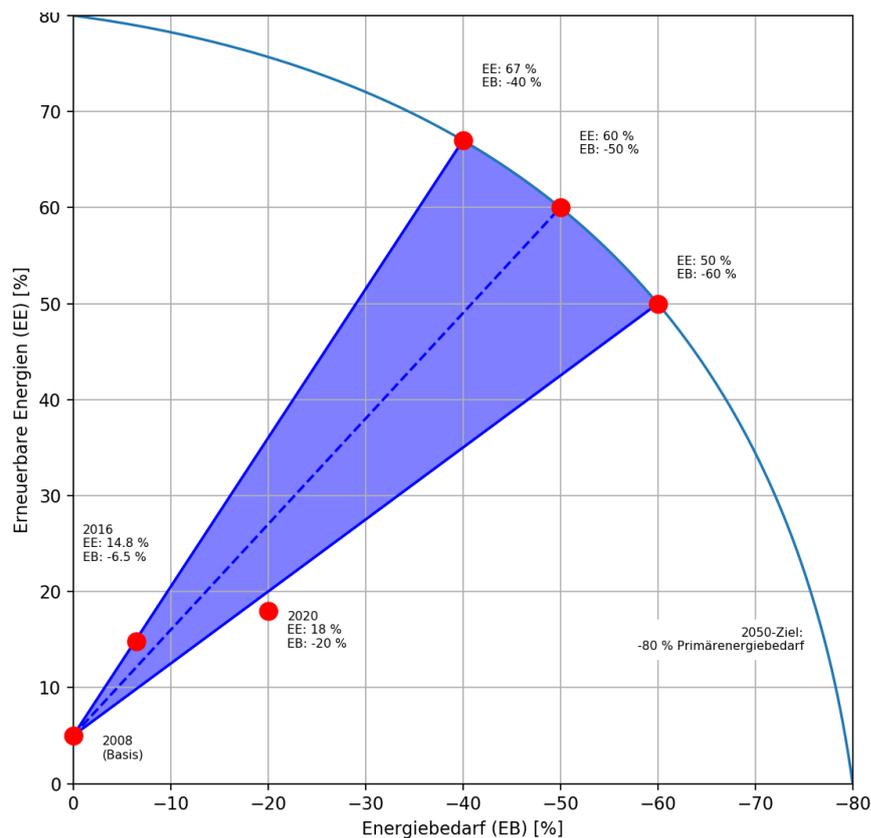


Abbildung 1-1: Möglicher Zielkorridor aus Energieeinsparung und Erhöhung des EE-Anteils nach [1] und [2] von 2008 bis 2050

Daraus folgt, dass sich zwangsläufig ein regionenspezifisches Verhältnis zwischen Einsparung und Erzeugung ergibt, welches zugleich immer im Kontext des gesamtdeutschen Energiesystems betrachtet werden muss, um eine Erreichung der nationalen Ziele zu gewährleisten. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch bei den anvisierten Technologieverteilungen in den verschiedenen Verbrauchssektoren und kann hier exemplarisch anhand des Wohnsektors dargestellt werden. Der angenommenen Elektrifizierung der Wärmebereitstellung im Wohnsektor durch Wärmepumpen [3], stehen z.B. ebenfalls technische und strukturelle Restriktionen entgegen, welche die theoretischen Potentiale einschränken und somit Rückwirkungen auf die Erreichbarkeit der nationalen Ziele bewirken.

Ein besonderer Fokus muss auf die Wechselwirkung von Technologien im Rahmen der Sektorenkopplung gelegt werden, da sich aus dem gekoppelten Betrieb von Systemen weitere Einschränkungen aber auch Potentiale ergeben können. Nur über eine integrierte, sektorenübergreifende Betrachtung können die Ziele für das Gesamtsystem auf eine effiziente Weise erreicht werden. Indem stromseitige Überschüsse in den anderen Sektoren genutzt und zusätzliche Speicher- und Transportkapazitäten geschaffen werden, trägt die Sektorenkopplung dazu bei, die Energiewende möglich zu machen.

Das Projekt *IntegraNet* soll einen Bogen zwischen der dargestellten nationalen Ebene und lokal aufgelösten Detailuntersuchungen herstellen. Dabei wird die Rolle von gekoppelten Technologien untersucht und bewertet.

1.2 Problemstellung und Vorgehen

Aus dem beschriebenen Prozess der voranschreitenden Energiewende heraus ergeben sich verschiedene Problemstellungen, welche wesentlich stärker durch regionale Gegebenheiten auf Seiten des Bedarfs und der Erzeugung geprägt sind, als dies noch vor ein paar Jahrzehnten der Fall war. Die einheitliche Lösung der Energiewende wird es voraussichtlich nicht geben, viel mehr wird es sich um eine Sammlung von Lösungsansätzen für die jeweiligen Strukturmerkmale einer Region handeln. Ziel muss es also sein, diese Strukturmerkmale und die globalen Vorgaben der Politik hinsichtlich der CO₂-Einsparungen und der dafür zur Verfügung stehenden Technologien und deren Zusammenstellungen und Wechselwirkungen in einen untersuchbaren Kontext zu bringen. Um dies realisieren zu können, müssen aus der Top-Down-Perspektive die globalen Vorgaben der Politik auf ihre Anwendbarkeit je Region und deren limitierenden oder potenzierenden Strukturmerkmale untersucht und bewertet werden. Diesen durch die Politik exogen vorgegebenen Parametern stehen die strukturellen und technischen Merkmale je Region begrenzend gegenüber. Um diesen Problemstellungen zu begegnen, verfolgt *IntegraNet* einen binären, sich ergänzenden Ansatz. Zum einen werden nationalen Ziele und Entwicklungen durch eine Weiterentwicklung des Top-Down-Modells MELENA aus dem Forschungsprojekt „Bedarfsanalyse Energiespeicher (BAES)“ untersucht und entsprechend der aktuellen Entwicklungen und Szenarien räumlich aufgelöst dargestellt und in die Zukunft projiziert. Zum anderen wurde ein neuartiger, sich an der Bedarfsstruktur orientierender, Modellierungsansatz entwickelt. Diese Methodik dient als Basis für die Entwicklung von sich an Stadtraumtypen orientierenden Typologien, welche eine Bottom-Up-Analyse regionalspezifischer Unterschiede ermöglicht. Diese Typologien bilden nicht nur häusliche Bedarfsstrukturen und die integrierten Versorgungstechnologien ab, sondern auch die jeweiligen Energienetze (Strom, Gas, Wärme) und ihre systemischen Komponenten.

Dieser Modellierungsansatz ermöglicht eine integrierte Betrachtung von sektoralen Koppelungsansätzen und möglichen Wechselwirkungen zwischen einzelnen Technologien und den verschiedenen Energienetzen. Abbildung 1-2 stellt exemplarisch eine mögliche Wechselwirkungsstruktur innerhalb einer Typologie dar.

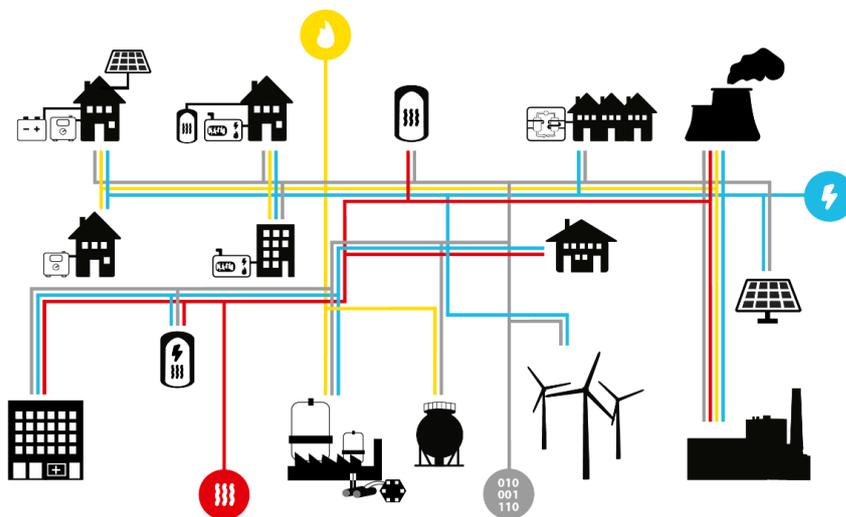


Abbildung 1-2: Exemplarische Sektorenkopplung im Rahmen von *IntegraNet*

Strom- und Wärmebedarfe können in Abhängigkeit von der gewählten Versorgungstechnologie direkt aus dem jeweiligen Netz (Strom, Wärme) bezogen werden oder aber dezentral durch Kessel, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder Wärmepumpen bereitgestellt werden.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden zunächst die Grundlagen zu den im weiteren Projektverlauf betrachteten Technologien und den Strom-, Gas- und Wärmenetzen beschrieben. Weiterhin werden Energieszenarien ausgewertet, aus denen mögliche Zukunftsentwicklungen für das Energiesystem abgeleitet werden können.

2.1 Technologien

Der Fokus der betrachteten Technologien liegt auf Anlagen im städtischen Gebäudebereich. Im Detail sollen Technologien betrachtet und modelliert werden, die durch eine Kopplung von Strom- und Wärmesektor die Möglichkeiten bieten, Ungleichgewichte im Stromnetz auszugleichen und erneuerbaren Strom in den Wärmesektor zu integrieren. Der Ausgleich von Ungleichgewichten betrifft sowohl den bilanziellen Ausgleich als auch die Reduktion von lokalen Spannungsspitzen, beispielsweise durch erhöhte Einspeisung durch Photovoltaik (PV).

Zu den betrachteten Technologien gehören zum einen Blockheizkraftwerke als stromerzeugende Anlagen, zum anderen stromverbrauchende Wärmeversorgungsstechnologien, wie Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen. Auch Heizstäbe zur Heizungsunterstützung werden betrachtet. Weiterhin werden solarthermische Anlagen, die einen Teil des Wärmebedarfs über Solarenergie decken, betrachtet und modelliert, da diese den über andere Technologien zu deckenden Wärmebedarf beeinflussen.

Wie flexibel die Anlagen betrieben werden können, hängt von den installierten Speichergrößen ab. Zudem hat die Regelungslogik, nach der die Anlagen betrieben werden, einen großen Einfluss darauf, wie gut durch die Anlage Lastspitzen abgefangen werden können oder ein bilanzieller Ausgleich stattfindet.

2.1.1 Heizkessel

Am häufigsten für die Wärmeerzeugung eingesetzt werden Heizkessel, die in den meisten Fällen mit Erdgas aus dem Erdgasnetz betrieben werden [4]. Diese werden wärmegeführt eingesetzt, indem sie modulierend den aktuellen Wärmebedarf decken. Eine Kopplung mit dem Stromsektor ist möglich, wenn im Kessel über Power-to-Gas-Technologien erzeugtes Gas eingesetzt wird.

Ein weiterer, noch in 29 % der Gebäude eingesetzter, Brennstoff ist Öl. Ölheizungen werden insbesondere dann verwendet, wenn kein Anschluss an das Gasnetz vorhanden ist, beispielsweise in ländlichen Gegenden. Es zeigt sich jedoch auch in Bestandswohnungen ein klarer Trend zum Wechsel von Ölheizungen hin zu Gasheizungen [4]. 3 % der Wohnungen nutzen zudem nachwachsende Rohstoffe in Form von Holz oder Holzpellets zum Heizen [4].

2.1.2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

In Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden mechanische Energie und Wärme gleichzeitig bereitgestellt, wobei die mechanische Energie in der Regel unmittelbar in elektrischen Strom umgewandelt wird. Zum Einsatz kommen Verbrennungsmotoren, aber auch Gasturbinen, Stirlingmotoren oder Brennstoffzellen. Indem die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme ebenfalls genutzt wird, weisen KWK-Anlagen einen hohen Gesamtwirkungsgrad zwischen 80 % bis deutlich über 90 % auf [5].

Je nach Anwendungsbereich variieren die Systemleistungen von kleinen Mikro-KWK-Anlagen mit 1-5 kW bis hin zur Groß-Anlagen mit mehreren Megawatt Leistung. Einsatz finden insbesondere Klein- und Groß-Anlagen in größeren Gebäuden (beispielsweise ist in 30 % der Krankenhäuser in Deutschland ein Blockheizkraftwerk (BHKW) installiert [6]) und Wärmenetzen. Im Bereich der Einfamilien- und kleinen Mehrfamilienhäuser sind KWK-Anlagen aktuell nicht wirtschaftlich [7].

In der Regel werden KWK-Anlagen in Kombination mit einem Speicher und einem zusätzlichen Wärmeerzeuger zum Abdecken von Spitzenlasten installiert. Die KWK-Anlage wird in der Regel wärmegeführt gefahren, d. h. sie wird immer dann eingesetzt, wenn ein Wärmebedarf vorliegt. Die Auslegung erfolgt in der Form, dass die KWK-Anlage möglichst lange Laufzeiten und damit eine hohe Volllaststundenzahl aufweist.

Mit einer angepassten Fahrweise können KWK-Anlagen die Wärme- und Stromerzeugung ergänzen, indem sie zu Zeiten mit geringer erneuerbarer Erzeugung die Versorgung sicherstellen [7]. Die Anlage dann kann durch die Kombination mit einem ausreichend dimensionierten Speicher flexibel auf Signale des Strommarktes und die Bedürfnisse des Stromnetzes reagieren. Neben der Erzeugung von Wärme kann durch diese stromorientierte Fahrweise die Residuallast gedeckt, Regelenergie angeboten und gesicherte Leistung vorgehalten werden [8].

2.1.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen (WP) stellen Wärme bereit, indem einer Niedrigtemperaturwärmequelle (beispielsweise der Umgebungsluft, dem Erdreich oder dem Grundwasser) Wärme entzogen und, unter Aufwendung elektrischer Energie, auf ein höheres Temperaturniveau angehoben wird. Je nach Temperaturniveau und Anlage entspricht die bereitgestellte Wärmemenge einem Vielfachen der eingesetzten elektrischen Energie, sodass es sich um eine sehr effiziente Form der Wärmebereitstellung handelt.

Wärmepumpen finden ihren Einsatz v. a. im Neubau, da sie insbesondere bei Niedrigtemperaturheizsystemen ihr Potenzial entfalten. Der überwiegende Anteil findet sich in Einfamilienhäusern und wird dort für die Erzeugung von Heizwärme und/oder die Trinkwarmwasserbereitung eingesetzt [9]. Wärmepumpen werden als wichtige Voraussetzung für das Erreichen der Emissionsziele angesehen. Neben dem dezentralen Einsatz in Wohngebäuden ist auch der Einsatz von Großwärmepumpen in Wärmenetzen eine Option [10].

Durch die thermische Trägheit des Gebäudes, bzw. in Kombination mit zusätzlichen Speichern stellen Wärmepumpen eine regelbare Last dar, die als Reaktion auf Preis- oder Netzsignale kurzfristig aktiviert oder abgeschaltet werden kann. Zudem können Wärmepumpen den Eigenverbrauch von dezentralen PV-Anlagen in Wohnhäusern erhöhen [11]. Nachteilig ist, dass in Zeiten, in denen eine erhöhte PV-Erzeugung auftritt, nur wenig Wärmebedarf vorliegt. Im Winter hingegen kann durch die zusätzlichen Lasten eine Belastung der Niederspannungsnetze auftreten [12].

2.1.4 Heizstäbe

Die Installation eines Heizstabes in einen Heizungs- oder Trinkwarmwasserspeicher, zusätzlich zum regulären Wärmeerzeuger, stellt eine kostengünstige und schnell regelbare Lösung für ein hybrides System dar. Wie auch die Wärmepumpen, stellen diese eine regelbare Last dar. Weiterhin kann der Eigenverbrauch von dezentralen PV-Anlagen erhöht werden. Im Vergleich zu Wärmepumpen arbeiten diese jedoch deutlich ineffizienter und stellen somit allenfalls eine Übergangslösung auf dem Weg zum Erreichen der Ziele der Energiewende dar [7], [13].

2.1.5 Elektrische Speicherheizungen

In elektrischen Speicherheizungen wird elektrische Energie in Wärme umgewandelt, mit der zunächst ein Speichermedium aufgeheizt wird. Die Wärmeabgabe an den Raum kann dann zeitverzögert über ein Gebläse, mit dem die Raumluft an dem Speichermedium erwärmt wird, erfolgen. Diese Form der Heizung wurde vor allem in den sechziger und siebziger Jahren eingebaut, um den günstigen Strom während der nächtlichen Schwachlastphasen ausnutzen zu können (Nachtspeicherheizung). Durch starke Kostensteigerungen und immer geringere Preisunterschiede zwischen Stark- und Schwachlastzeiten, führt der Einsatz elektrischer Speicherheizungen heute zu hohen Betriebskosten und weist zudem Komforteinbußen im Vergleich zu anderen Heizungssystemen auf [14].

Im Zuge der Energiewende wurde zunächst, aufgrund der geringen Effizienz der Speicherheizungen, ein Verbot für Nachtspeicherheizungen eingeführt. Dieses wurde jedoch wieder aufgehoben, da Speicherheizungen als regelfähige Last ein Potenzial zur Netzentlastung aufweisen. Da ein Ausbau elektrischer Speicherheizungen über den existierenden Bestand hinaus wenig plausibel erscheint, ist jedoch auch der durch Speicherheizungen zu leistende Beitrag als eher gering anzusehen [14], [15].

2.1.6 Photovoltaik

Als dezentrale erneuerbare Erzeuger stehen auf Gebäudeebene Photovoltaikanlagen und Solarthermieranlagen zur Verfügung. Beide Technologien werden auf den Hausdächern installiert, sodass diese in einer Flächenkonkurrenz zueinander stehen [16].

Bei der Photovoltaik wird die eintreffende Solarstrahlung über Solarzellen in elektrische Energie umgewandelt. Die Photovoltaik gehört zu den am schnellsten wachsenden erneuerbaren Energien in Deutschland. Der Ausbau erfolgt zum großen Teil in den Niederspannungsnetzen durch kleine Anlagen, die bisher insbesondere auf Einfamilienhäusern (EFH) und Zweifamilienhäusern (ZFH) installiert wurden [17].

Der von den Verbrauchern nicht selbst genutzte Strom wird in das Stromnetz eingespeist. In Verteilnetzen mit einer hohen Zahl an PV-Anlagen können Einspeisespitzen zu einer Belastung der Niederspannungsnetze führen [17]. Mit Hilfe von Batteriespeichern kann der Eigenverbrauchsanteil von PV-Anlagen erhöht werden, jedoch wird dadurch in der Regel keine wesentliche Reduktion der Spannungsspitzen bewirkt. Durch eine netzdienliche Regelung könnte jedoch mit Batteriespeichern eine Entlastung der Netze erreicht werden [18]. Auch zusätzliche Verbraucher wie Wärmepumpen und Heizstäbe, bieten in Kombination mit thermischen Speichern, ein Potenzial zur Erhöhung des Eigenverbrauchs [19].

2.1.7 Solarthermische Anlagen

In solarthermischen Anlagen wird Solarstrahlung über einen Solarkollektor in thermische Energie umgewandelt. Diese wird im Gebäude entweder allein zur Warmwasserbereitung oder zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung eingesetzt. Durch die saisonalen Unterschiede im Solarangebot kann keine vollständige Deckung des Wärmebedarfs über solarthermische Anlagen erzielt werden. Somit kann die Solarthermie immer nur als Unterstützung in Kombination mit einem weiteren Wärmeerzeuger dienen. Zudem ist die Verwendung eines ausreichend dimensionierten Schichtenspeichers wichtig, um hohe Deckungsgrade zu erreichen. Typische Deckungsanteile liegen zwischen 10 und 30 %. Mit größer dimensionierten Speichern können aber auch Deckungsanteile von über 50 % erreicht werden. Zudem können zentrale Solarthermieranlagen in Wärmenetze integriert werden. Je

geringer die Netztemperatur ist, desto effizienter kann die Solarenergie eingebunden werden. Damit stellt die Solarthermie eine effiziente Variante für die direkte Einbindung erneuerbarer Energien in den Wärmesektor dar. [20] [21]

2.1.8 Power-to-Gas-Anlagen

Mit Hilfe von Power-to-Gas-Technologien (PtG) wird unter Einsatz von elektrischem Strom, idealerweise aus erneuerbaren Energien, durch Elektrolyse und gegebenenfalls nachgeschalteter Methanisierung Wasserstoff oder Methan hergestellt. Diese Gase können als Kraftstoffe im Verkehrssektor, zur stofflichen Nutzung in der Industrie, in der Wärmeversorgung oder durch Rückverstromung in Kraftwerken oder Blockheizkraftwerken im Stromsektor eingesetzt werden [22].

Sowohl durch Elektrolyse erzeugter Wasserstoff als auch über Methanisierung gewonnenes Methan können in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Indem eine bessere Ausnutzung erneuerbaren Stroms erzielt und die Transportkapazitäten des Gasnetzes und der vorhandenen Gasspeicher ausgenutzt werden, kann das Stromnetz entlastet und der Netzausbaubedarf verringert werden [23]. Es herrscht jedoch noch weitgehende Unklarheit, bis zu welchem Anteil eine Wasserstoffbeimischung im Erdgasnetz technisch unbedenklich ist. In [24] wird ein Wasserstoffgehalt von bis zu 10 % für realisierbar gehalten. Gegenstand aktueller Diskussionen ist eine weitere Anhebung auf 20 % bis 50 % Wasserstoffgehalt im Erdgasnetz [25]. Darüber hinaus wird der Aufbau einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur auf Transportnetzebenen geplant [26].

Als nachteilig sind die geringen Systemwirkungsgrade von Power-to-Gas-Ketten anzusehen. Jeder einzelne Umwandschritt bedingt Effizienzverluste, sodass insbesondere bei einer anschließenden Rückverstromung nur noch etwa 40 % des ursprünglich eingesetzten Stroms zur Verfügung stehen [22].

2.2 Netze

Im folgenden Abschnitt werden die Strukturen der Strom-, Gas- und Wärmenetze in Deutschland beschrieben. Dabei wird insbesondere auf die Entwicklung und die Anforderungen an die Netze im Rahmen der Energiewende eingegangen.

2.2.1 Strom

In Deutschland sind für die Stromnetze aller Spannungsebenen insgesamt 1,8 Mio. km Stromleitungen verlegt. Mit 1,2 Mio. km Leitungslänge machen die Niederspannungsnetze jedoch den größten Teil der Stromnetze aus [27]. Die Netze unterscheiden sich in Struktur und Auslegung aufgrund mehrerer Faktoren. Sie werden von derzeit 890 Verteilnetzbetreibern [27] verwaltet und haben sich durch die verschiedenen Planungs- und Ausbauregeln historisch unterschiedlich entwickelt. Darüber hinaus sind strukturelle Unterschiede den zu versorgenden Gebieten geschuldet. So lassen sich insbesondere ländliche und städtische Verteilnetze in Struktur und Betriebsmitteln unterscheiden [28]. Die Netzstruktur hängt auf Niederspannungsebene hauptsächlich von der Siedlungsstruktur ab und folgt Straßenzügen bzw. Grundstücksgrenzen (beispielhaft Abbildung 2-1). In ländlichen Netzen werden vermehrt Freileitungen eingesetzt, in städtischen Netzen dagegen hauptsächlich Erdkabel. [29]

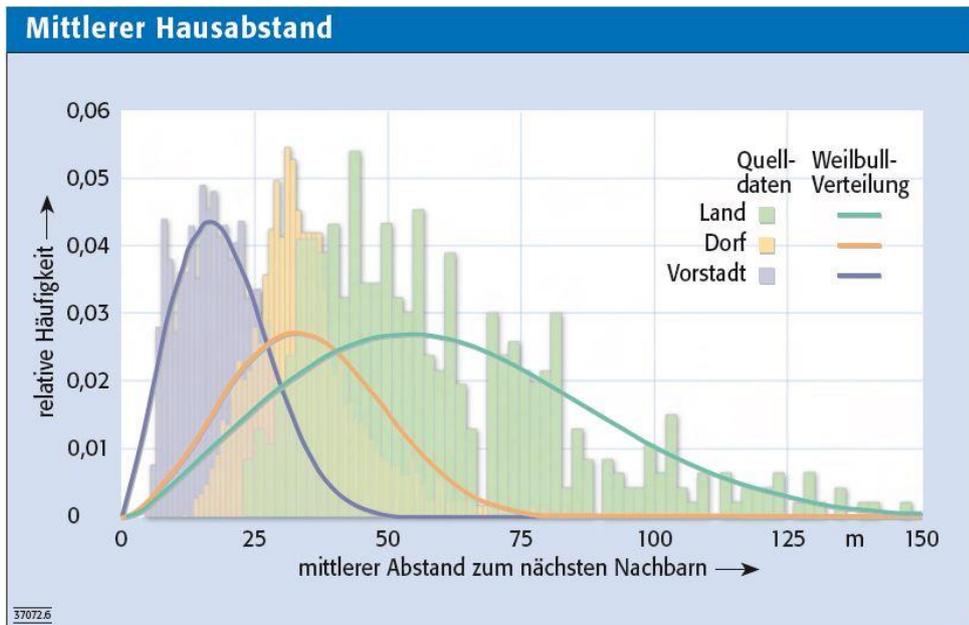


Abbildung 2-1: Histogramme und zugehörige Weibull-Verteilung des mittleren Hausabstands für Land-, Dorf- und Vorstadtnetze [30]

Traditionell sind die Stromnetze darauf ausgelegt, den aus wenigen zentralen Kraftwerken eingespeisten Strom auf viele Verbraucher zu verteilen [31]. Damit ist historisch in den Verteilnetzen eine Leistungsflussrichtung von der Mittelspannungs- zur Niederspannungsebene vorgesehen [28]. Durch die steigende dezentrale Einspeisung aus erneuerbaren Energien, haben sich die Anforderungen an die Verteilnetze jedoch stark verändert [29].

Die installierte Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen wurde in den letzten drei Jahrzehnten stark ausgebaut (siehe Abbildung 2-2) und führte zu einer steigenden Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien [32].

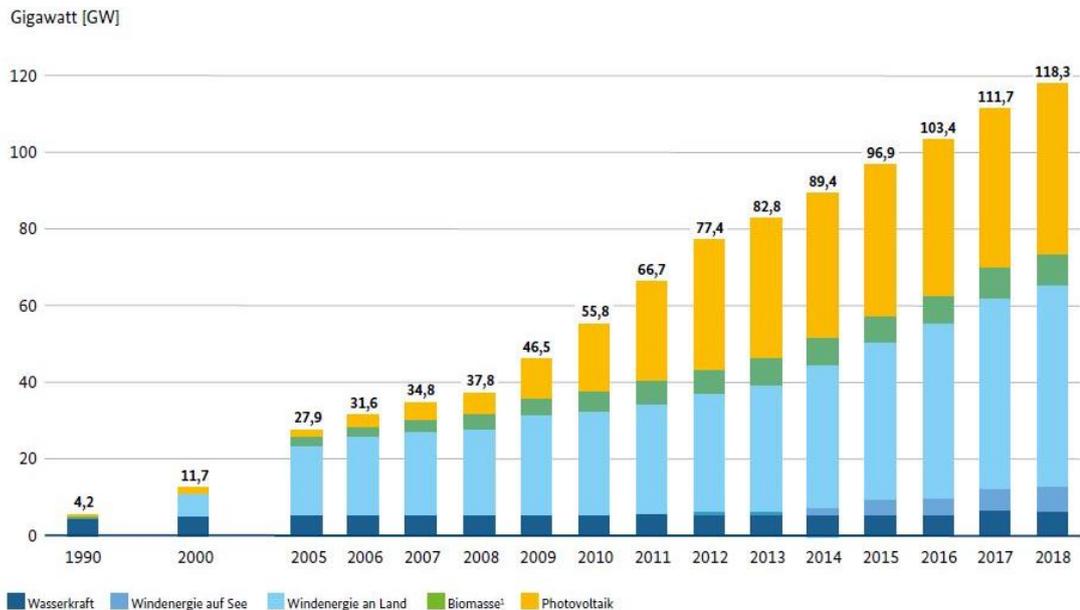
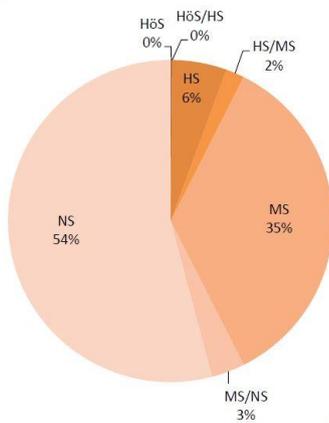


Abbildung 2-2: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien [32]

Abhängig vom erneuerbaren Energieträger findet die Einspeisung in die Stromnetze auf unterschiedlichen Spannungsebenen statt (siehe Abbildung 2-3)[33]. Von Windkraftanlagen

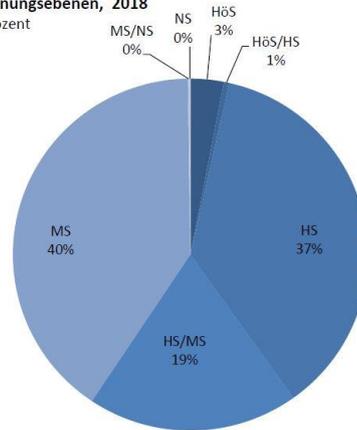
erzeugter Strom wird hauptsächlich in die Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze eingespeist. Die Einspeisung von Strom der PV-Anlagen dagegen findet überwiegend auf Niederspannungs- und Mittelspannungsebene statt. Da sich die Volatilität von Windkraft und Sonneneinstrahlung unterscheiden, hat die Einspeisung aus den Erneuerbare-Energien-Anlagen verschiedene Einflüsse auf die jeweiligen Stromnetze.

Installierte Leistung für solare Strahlungsenergie nach Spannungsebenen, 2018 in Prozent



Quelle: Bundesnetzagentur

Installierte Leistung für Windenergie an Land nach Spannungsebenen, 2018 in Prozent



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 2-3: Installierte Leistung der Energieträger nach Spannungsebenen [33]

Inzwischen sind ca. 1,7 Mio. PV-Anlagen installiert, hauptsächlich auf Gebäuden [33]. Aufgrund der Verfügbarkeit von Dachflächen für die Installation von PV-Anlagen sind besonders ländliche und vorstädtische Netze betroffen [34].

Dabei entwickeln sich für Verteilnetzbetreiber vor allem Spannungsbandverletzungen zu einem Problem [34]. Die Anforderungen an die Spannungsqualität sind in der Norm DIN-EN 50160 festgelegt. Vor allem die Einhaltung des Spannungsbandes ist vorrangig relevant, d.h. eine Abweichung von der Nennspannung von maximal 10 % [28]. Zusätzlich darf sich nach der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 durch Einspeisung aus den angeschlossenen Erzeugungsanlagen eine maximale Spannungsänderung von 3 % in den Niederspannungsnetzen ergeben.

Bei nichtregelbaren Ortsnetztransformatoren wirken sich die Spannungsänderungen in Niederspannungsnetzen auch auf die vorgelagerten Mittelspannungsnetze aus und sind daher mit zu berücksichtigen [28]. Daher teilen die Verteilnetzbetreiber das zulässige Spannungsband unterschiedlich auf die Spannungsebenen auf (siehe Abbildung 2-4 für eine beispielhafte Aufteilung) [35]. In Siedlungen, in denen die installierte Leistung die Jahreshöchstlast mehrfach übersteigt, steigt zudem die Wahrscheinlichkeit, dass Rückflüsse in die höheren Spannungsebenen auftreten.

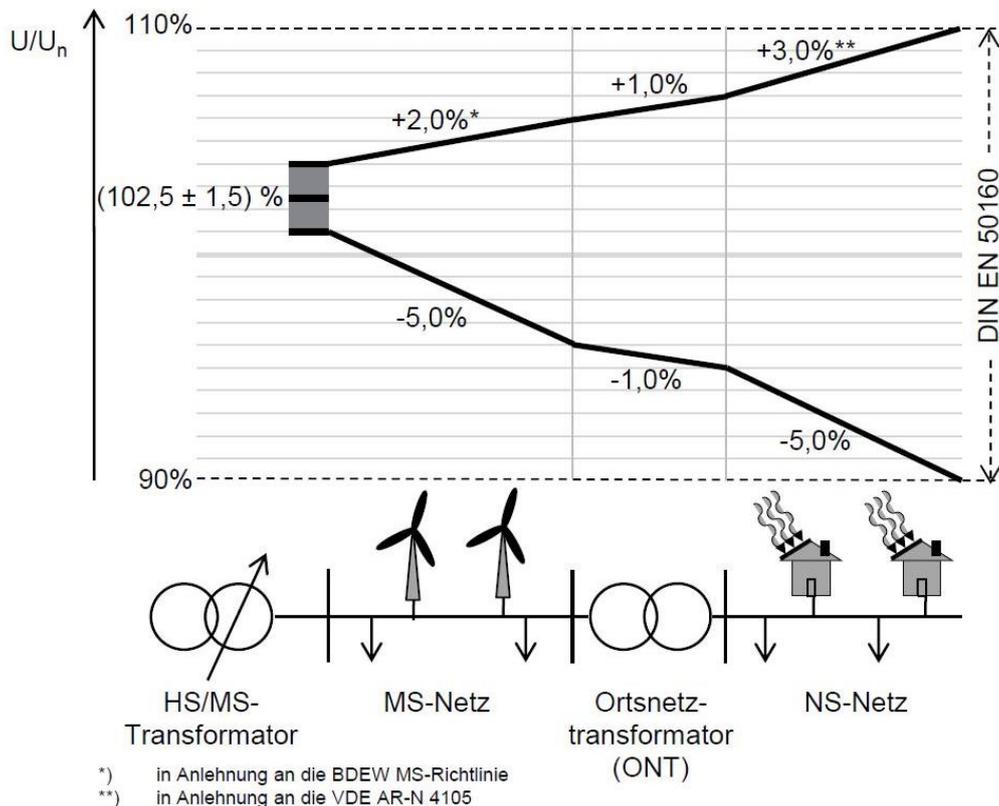


Abbildung 2-4: Exemplarische Aufteilung des Spannungsbandes zwischen MS und NS Ebene (ohne regelbare ONT) [35]

2.2.2 Gas

Die Erdgasversorgung Deutschlands wird zum überwiegenden Teil durch Import und Verteilung des Erdgases über die Fernleitungs- und Verteilnetze gewährleistet. Zwischen der Transport- und Verteilnetzebene variiert der Druck zwischen bis zu 100 bar und 25 mbar und die Fließgeschwindigkeiten zwischen 25 m/s und 3 m/s [36]. Die Übergänge zwischen Transport- und Verteilnetz sind fließend, sodass eine Charakterisierung der Leitungen oftmals auch nach den durch die Leitung versorgten Endverbrauchern (industriell, gewerblich, privat) erfolgt. [37]

Der Druck in den Rohrleitungen nimmt, bedingt durch Einbauten und die Rohrrauigkeit, mit steigender Entfernung vom Einspeisepunkt ab. Daher sorgen Verdichterstationen in regelmäßigen Abständen für die Aufrechterhaltung eines wirtschaftlichen Betriebsdrucks. Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA) werden hingegen zur Reduzierung des Drucks für niedrigere Druckstufen und zur Messung und Regelung von Durchflussmengen zur Druckhaltung eingesetzt. Des Weiteren ermöglichen es Speicher auf allen Druckebenen sowohl tageszeitliche als auch saisonale Schwankungen auszugleichen und die Auslastung des Transportsystems zu optimieren. Eine schematische Darstellung der Erdgasversorgung in Deutschland ist in Abbildung 2-5 zu finden.

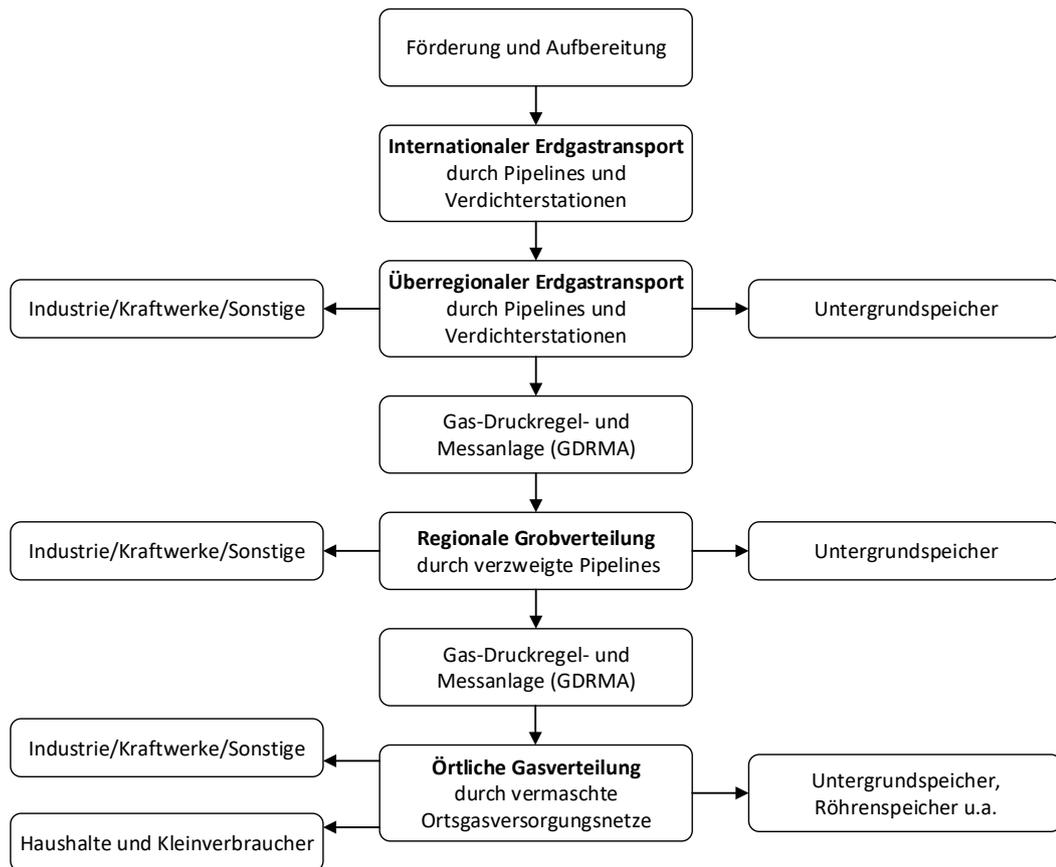


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Erdgasversorgung in Deutschland nach [38]

Da die Strukturen historisch gewachsen sind, unterscheidet sich insbesondere in den Niederdruckverteilnetzen zur Versorgung privater Haushalte und Gewerbebetriebe neben der Netzstruktur auch das Material der Leitungen stark. So existieren noch Graugussleitungen aus Stadtgaszeiten, sowie die später verwendeten Stahlleitungen, wohingegen heutzutage fast ausschließlich Kunststoffleitungen (PE) verbaut werden [36]. Die Leitungen mit typischen Nennweiten von 5, 10 und 20 cm folgen meist dem Straßennetz und bestehen aus vielen geschlossenen Maschen [37]. Dies hat strömungstechnische Vorteile und erhöht zudem die Versorgungssicherheit.

2.2.3 Wärme

In der netzgebundenen Wärmeversorgung (Nah-/Fernwärmenetz) erfolgt die Wärmebereitstellung durch zentrale Wärmezeugung und dezentraler Wärmeabgabe über ein Rohrleitungsnetz mit einem darin befindlichem Wärmeträger. Der Wärmeträger (Heizwasser oder Wasserdampf) wird von einem oder mehreren Wärmeerzeugern erhitzt und über Rohrleitungen zu den Wärmeverbrauchern transportiert. Abgekühlt durch die Wärmeabgabe fließt der Wärmeträger anschließend zurück zur Wärmeerzeugung. Heutzutage werden Wärmenetze überwiegend mit Heizwasser statt Dampf als Wärmeträger betrieben. Gründe für den bevorzugten Einsatz sind niedrigere Wärmeverluste, geringere Korrosion der Rücklaufleitungen und weniger Sicherheitsmängel im Betrieb. Außerdem bietet Heizwasser gegenüber Wasserdampf den Vorteil einer höheren Dichte, weshalb kleinere Rohrdurchmesser und Isolierstärken benötigt werden um die gleiche Wärmemenge zu transportieren. Ergänzend ermöglicht Heizwasser ein besseres Betriebsregelverhalten und niedrigere Betriebstemperaturen. Stand 2018 werden Deutschlandweit ca. 97 % der Trassenlänge der

Wärmenetze mit Heizwasser betrieben (551 km mit Wasserdampf, 21.184 km mit Wasser) [39]. [40], [41]

Die zur Verteilung des Wärmeträgers verwendeten Rohrleitungen sind in der Regel isolierte, parallel im Erdboden verlegte Rohre (Vor- und Rücklauf). Der Aufbau des Rohrleitungsnetzes wird anhand der räumlichen Gegebenheiten (Anordnung der Häuser und Straßenführung) projektiert. Die Dimensionierung der Rohrleitungen ergibt sich aus der zu transportierenden Wärmemenge, wobei eine Abwägung zwischen abnehmenden Druckverlusten und damit sinkenden Pumpstromkosten und zunehmenden Material- und Tiefbaukosten bei größer dimensionierten Rohrleitungen getroffen werden muss. Die Art der Rohre (Material und Ausführung) sowie die verwendeten Dämmstärken und Durchmesser haben einen direkten Einfluss auf die Investitionskosten und Wärmeverluste. Wärmeverluste müssen über die Wärmeerzeugung abgedeckt werden und verringern die Wettbewerbsfähigkeit zu andern Wärmeerzeugungsarten. Über das Rohrleitungssystem verlieren Wärmenetze im Durchschnitt ca. 10 % der jährlich ins Netz eingespeisten Wärme (Deutschland – 12,7 %, [39]). [41]–[44]

Über Wärmeübergabestationen (WÜS) wird die Wärme aus dem Wärmenetz an die Verbraucher übertragen. Entgegen der ähnlich wirkenden Transformatoren oder Trafostationen in Stromnetzen befinden sich WÜS in der unmittelbaren Umgebung der Verbraucher (z. B. direkt im Einfamilienhaus). Es kann zwischen direkten und indirekten WÜS unterschieden werden. Bei der direkten WÜS durchfließt der Wärmeträger des Wärmenetzes die Heizungseinrichtungen des Verbrauchers ohne hydraulische Trennung zwischen Wärmenetz und Verbraucher. Beim indirekten Anschluss werden die Heizungseinrichtungen des Wärmeverbrauchers über einen Plattenwärmetauscher hydraulisch vom Wärmenetz getrennt. Die Entscheidung der Wärmenetzanschlussart ist in den Richtlinien des zuständigen Wärmenetzbetreibers festgelegt. Ausschlaggebend sind wirtschaftliche, technische, bauliche sowie sicherheitsspezifische Aspekte. Die in der WÜS übertragene Wärme kann entweder über einen größeren Wärmeträgermassenstrom oder über eine größere Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf gesteigert werden. Um auch außerhalb der Heizperiode einen hohen thermischen Komfort zu gewährleisten, können sog. Bypass-Ventile installiert werden, die einen minimalen Durchfluss einstellen. Der Durchfluss wird ohne Wärmeabgabe in den Rücklauf eingespeist und führt zu einer Anhebung der Rücklauftemperatur und steigenden Wärmeverlusten. Bypass-Ventile sollten bestmöglich vermieden werden sind aber insbesondere für Wärmenetze mit niedriger Wärmebedarfsdichte u. U. notwendig. [42], [44], [45]

Für den Betrieb von Wärmenetzen sind die Betriebsparameter Druck und Temperatur wesentlich. Über den Betriebsdruck werden die Druckverluste des Heizungswassers im Rohrleitungsnetz kompensiert und der notwendige Massenstrom zu den WÜS sichergestellt. Gleichzeitig werden über den Betriebsdruck Druckunterschiede aufgrund der Topographie des zu versorgenden Gebiets und möglicher kurzfristig auftretender Betriebszustände, wie Druckschläge oder Verdampfung bei Druckabfall ausgeglichen. Die Vorlauftemperatur muss, über der zur Versorgung der Verbraucher mit Raumwärme und Warmwasser notwendigen Temperatur liegen. Eine Verringerung des Temperaturniveaus führt zu geringeren Wärmeverlusten aufgrund des geringeren Temperaturunterschieds zur Erdbodentemperatur. Typische Vorlauftemperaturen liegen zwischen 70 und 130 °C. [43], [44]

Im Betrieb müssen die Netztemperaturen und der Differenzdruck an den WÜS geregelt werden. Für die Netztemperatur wird über eine Temperaturfahrweise die Vorlauftemperatur des Wärmeträgers konstant, gleitend oder gleitend-konstant zur Außentemperatur betrieben (siehe Abbildung 2-6). Über die Differenzdruckregelung wird die Versorgung der WÜS mit einem ausreichend hohen Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf sichergestellt. Der

Druck wird unter Einhaltung der technischen Grenzen der WÜS über drehzahlgeregelte Umwälzpumpen gesteuert. Entscheidend für die Differenzdruckregelung sind in der Regel die von der Wärmeerzeugung weitentferntesten Verbraucher. [44], [46]

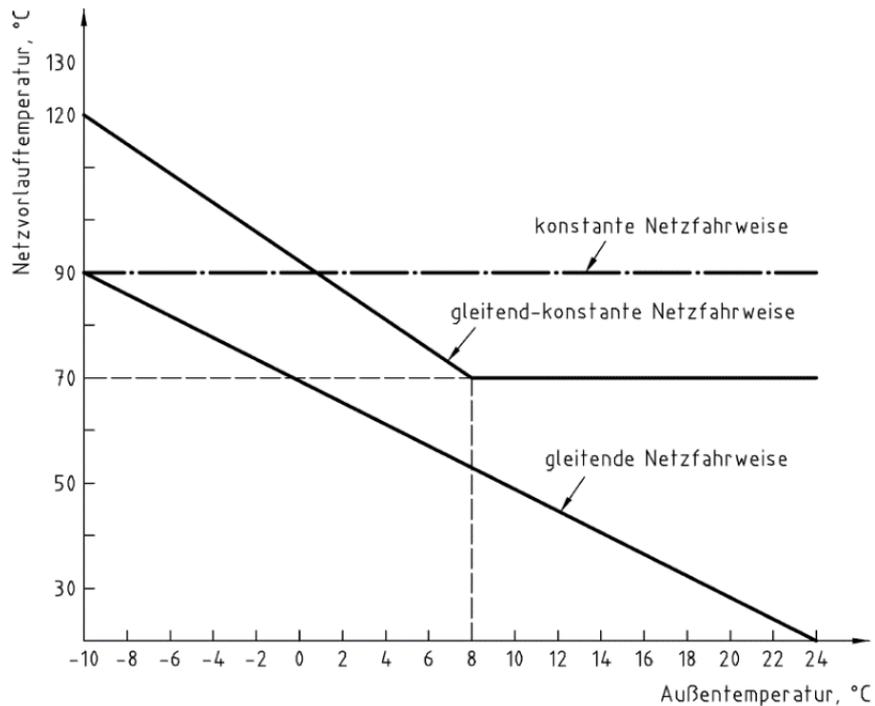


Abbildung 2-6: Temperaturfahrweisen in Wärmenetzen [46]

Historisch betrachtet, lässt sich die Entwicklung der netzgebundenen Wärmeversorgung in vier Generationen einteilen (siehe Abbildung 2-7). In Generation I, am Ende des vorletzten Jahrhunderts, wurden Wärmenetze hauptsächlich mit aus der Industrie anfallendem Wasserdampf betrieben. Zum Anfang des 20. Jahrhunderts wurde mit Generation II vermehrt Wasser mit Betriebstemperaturen von über 100 °C eingesetzt. Die heutigen Wärmenetze können Generation III zugeordnet werden. Charakteristisch für diese Generation sind isolierte erdverlegte Kunststoffmantelrohre sowie niedrigere Betriebstemperaturen von unter 100 °C. [40], [41]

In Zukunft stellt der sinkender Raumwärmebedarf des Gebäudesektors neue Anforderungen an Wärmenetze. Für diese vierte Generation von Wärmenetzen werden die Betriebstemperaturen weiter gesenkt, um somit z. B. die Einbindung von Niedertemperaturwärmequellen (Grubenwasser, Solarthermie, Abwasser o. ä.) zu ermöglichen und infolgedessen Wärmeverluste und CO₂-Emissionen zu senken. Gleichzeitig werden Synergien zwischen dem Wärme- und Stromsektor ausgenutzt, um die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung zu steigern (Sektorenkopplung). Zum derzeitigen Stand erfolgt die Wärmebereitstellung der Wärmenetze in Deutschland zu 80 % über die Kraft-Wärme-Kopplung. Industrielle Abwärme stellt mit 2 % eine Ausnahme der Einspeisung dar [39]. [40], [42]

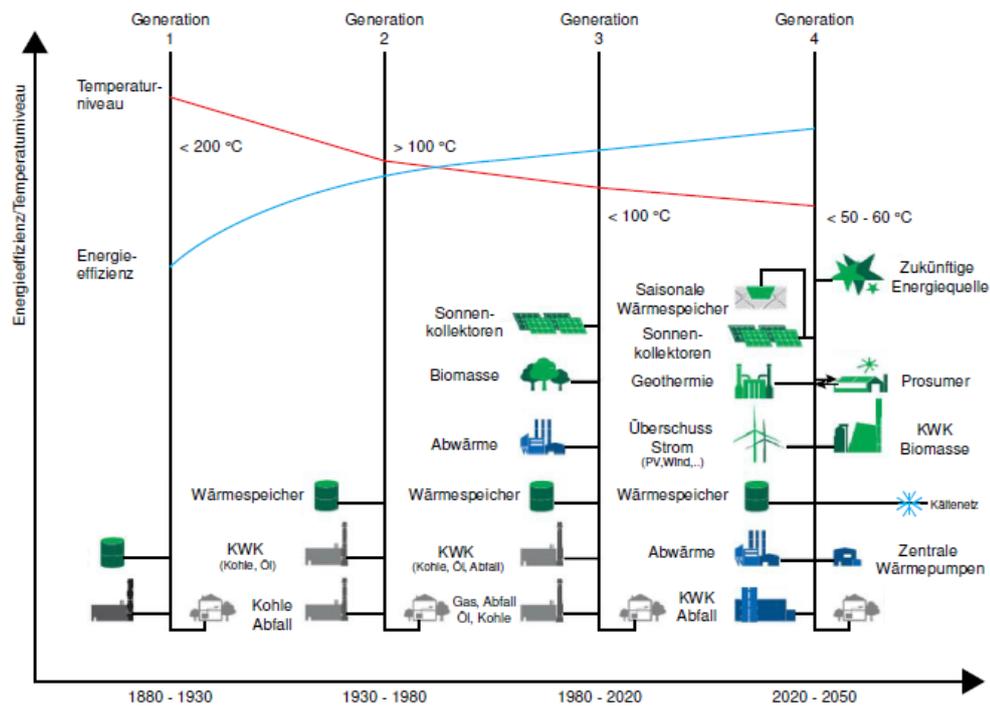


Abbildung 2-7: Historische Entwicklung von Wärmenetzen nach [40]

Für die Wärmeverbraucher im Wärmenetz ergibt sich gegenüber anderen Heizungsarten der Vorteil, dass keine eigenen Wärmeerzeuger (z. B. Öl-Kessel) erworben werden müssen. Somit sinken die Investitionskosten und der Raumbedarf für die Heizungsanlage. Als Nachteil kann angesehen werden, dass die Versorgung des Wärmebedarfs über ein Wärmenetz eine Abhängigkeit zum Wärmenetzbetreiber erzeugt. Zusätzlich bewirkt die in der Regel vorherrschende Monopolstellung des Wärmenetzbetreibers, dass die Verbraucher nur wenig Einfluss auf Preisentwicklungen ausüben können. Die zentrale Wärmeerzeugung bietet gegenüber der individuellen Wärmeerzeugung den Vorteil eines flexibleren Betriebs der Wärmeerzeuger mit der Möglichkeit, flexibel auf Rohstoff- und Strompreise zu reagieren. Ergänzend ist die Wärmeerzeugung in zentralen Anlagen durch gleichzeitige Wärme- und Stromerzeugung bzw. durch die Einspeisung von industrieller Abwärme in das Wärmenetz in der Regel energieeffizienter. [42]

2.3 Energieszenarien

Auch wenn bereits heute ein Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromnetz besteht, wird dies in zukünftigen Jahren, mit steigendem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung weiter zunehmen. Daher werden die Auswertungen im Rahmen des Projektes auch für zukünftige Jahre getätigt.

Sollen Aussagen über das zukünftige Energiesystem getroffen werden, sind Annahmen über die Entwicklung von demografischen, technologischen, ökonomischen und politischen Faktoren nötig. Zwischen den einzelnen Faktoren herrschen komplexe Wirkungszusammenhänge. Da keine exakte Voraussage der Zukunft möglich ist, ist die Bandbreite der möglichen Entwicklungen groß. Um dies abzudecken, werden in zukünftigen Betrachtungen in der Regel Szenarien entwickelt, in denen häufig verschiedene Entwicklungspfade aufgezeigt werden.

Jährlich werden dazu eine Vielzahl an Energieszenarien veröffentlicht, die i.d.R. auf komplexen Energiesystemmodellen beruhen. Diese Szenarien versuchen dabei immer den Möglichkeitsraum auszuloten [47]. Zwischen den Studien gibt es große Unterschiede, beispielsweise zwischen den Ziel- und Fragestellungen, der räumlichen Abdeckung, dem Detaillierungsgrad, den betrachteten Sektoren und den betrachteten Zeiträumen.

Eine Unterscheidungsmöglichkeit liegt in Trend- und Zielszenarien. Trendszenarien setzen aktuelle Entwicklungen energiewirtschaftlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen in die Zukunft fort. Dazu muss nicht zwangsläufig das gesamte Energiesystem bilanziert werden. Zielszenarien hingegen betrachten das gesamte Energieversorgungssystem und Rückkopplungen zwischen einzelnen Sektoren, um übergreifende, mehr oder weniger ambitionierte Klimaziele zu berücksichtigen [12]. So kann ermittelt werden, ob und auf welche Weise Klimaziele eingehalten werden können, welche politischen Anreize dazu nötig sind, welche Kosten entstehen und wie sich Änderungen der Rahmenbedingungen auf die Erreichung der Klimaziele auswirken.

Ein weiterer Unterschied liegt darin, welche Größen vorgegeben und welche berechnet werden. So können beispielsweise Informationen zum Kraftwerkspark exogen vorgegeben oder endogen im Modell berechnet werden [48].

Da der Fokus im Projekt *IntegraNet* auf der Modellierung einzelner Quartiere bzw. der regionalen Bilanzierung von Energieverbrauch und Erzeugung liegt, wird kein komplexes Modell der Wirkzusammenhänge im gesamten Energiesystem erstellt, mit denen konsistente Szenarien berechnet werden könnten. Stattdessen werden vorhandene Energiesystemsznarien ausgewertet, um auf deren Basis ein eigenes Szenario für die Auswertungen im Projekt festlegen zu können.

Dazu wurde zunächst eine Übersicht der in den letzten Jahren erschienenen Szenario-Studien erstellt. Wie groß die Spannbreite möglicher Entwicklungen ist, zeigen die folgenden Auswertungen verschiedener Indikatoren der betrachteten Studien.

Die Bevölkerungszahl hat einen hohen Einfluss auf den Energieverbrauch in Deutschland. In der Vergangenheit zeigte sich ein positiver Trend der Bevölkerungsentwicklung, der sich voraussichtlich in den nächsten Jahren weiter fortsetzen wird. Aufgrund zurückgehender Geburtenhäufigkeiten ist jedoch langfristig ein Rückgang der Bevölkerung zu erwarten. Neben der Geburtenrate gehen weiterhin Annahmen zu Sterblichkeit und Bevölkerungswanderungen in die Prognose der Bevölkerungsentwicklung ein, sodass je nach Höhe dieser Faktoren unterschiedliche Entwicklungen zu erwarten sind und der Zeitpunkt, an dem der Bevölkerungsrückgang einsetzt, nicht klar vorhergesagt werden kann [49].

In den untersuchten Studien variiert die Bevölkerungszahl im Jahr 2050 zwischen 72 und 76,5 Mio. Menschen. Dabei zeigt sich ein Trend, je später die Szenario-Studie durchgeführt wurde, umso höher wurde die Bevölkerungszahl im Jahr 2050 angenommen (vgl. Abbildung 2-8). Dies ist darin begründet, dass der prognostizierte Bevölkerungsrückgang in den letzten Jahren unter anderem durch erhöhte Zuwanderung nicht in dem Maße eingetreten ist, wie dies vorhergesagt wurde und die Bevölkerungsprognosen für das Jahr 2050 somit in den letzten Jahren höher ausfielen als zu Beginn der 2010er Jahre (vgl. z. B. [49] und [50]).

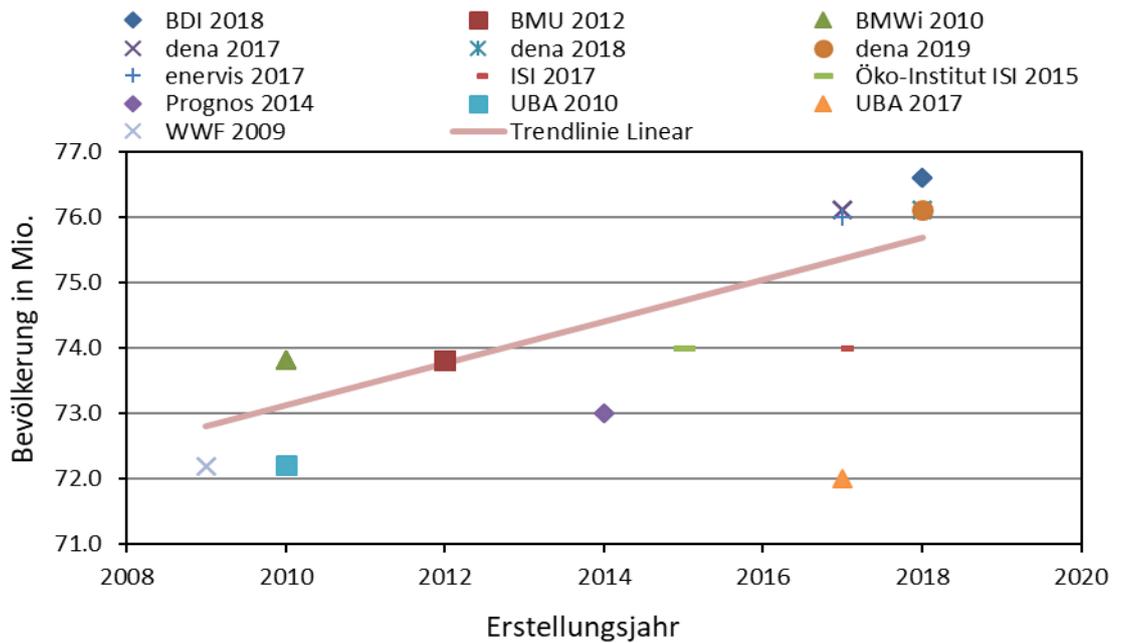


Abbildung 2-8: Bevölkerungszahl im Jahr 2050

In Abbildung 2-9 ist der Bruttostromverbrauch in Abhängigkeit der Bevölkerung für 2050 dargestellt.

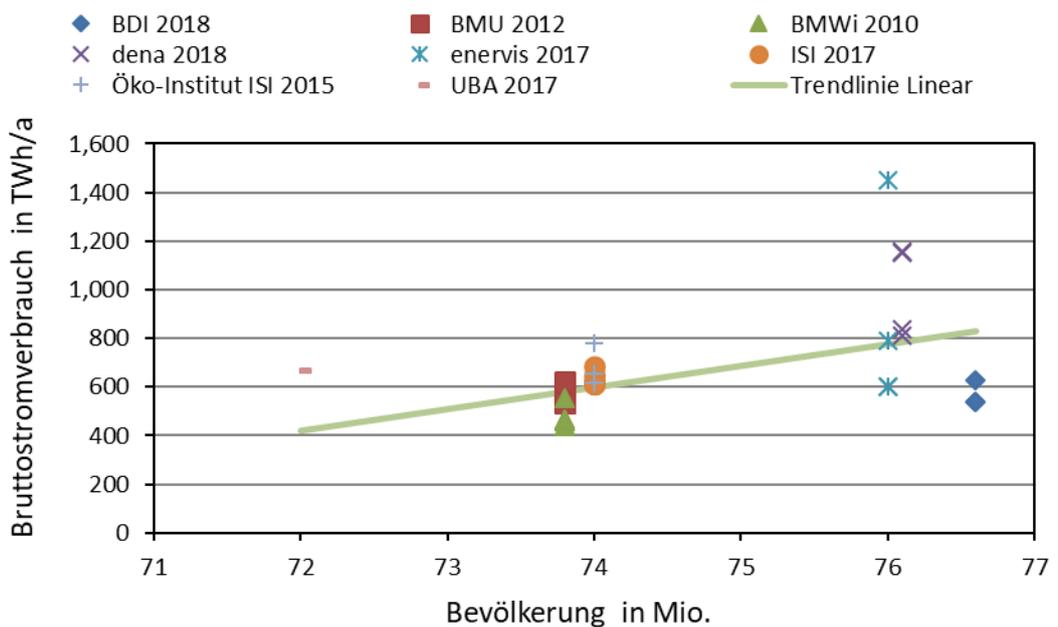


Abbildung 2-9: Bevölkerungszahl und Bruttostromverbrauch

Es zeigt sich ein Trend zur Zunahme des Bruttostromverbrauchs mit ansteigender Bevölkerungszahl. Dieser ist jedoch nicht eindeutig und es zeigen sich auch innerhalb einer Studie bei gleicher Bevölkerungszahl deutliche Unterschiede in einzelnen Szenarien. Diese sind durch unterschiedliche Annahmen zu zusätzlichen Stromverbrauchern aus anderen Sektoren (Wärmepumpen, Elektroheizer und Elektromobilität) bedingt, die ebenfalls einen hohen Einfluss auf den Bruttostromverbrauch haben. Diese Korrelation lässt sich in Abbildung 2-10 und Abbildung 2-11 ablesen, in denen mit steigendem Stromeinsatz im Verkehr und Wärmebereich ein erhöhter Bruttostromverbrauch erkennbar ist.

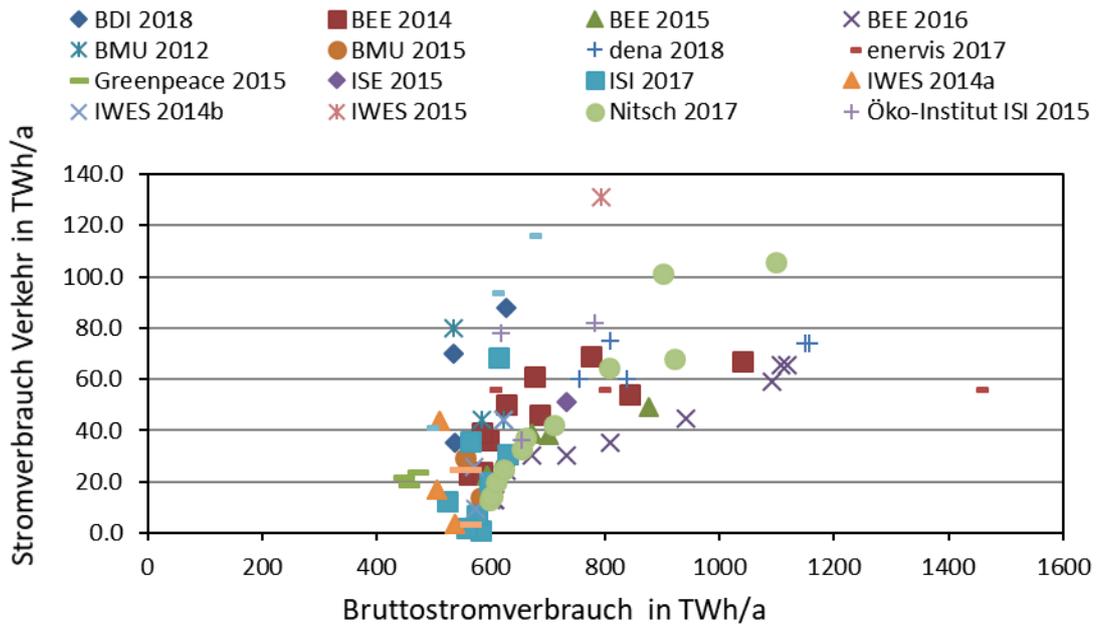


Abbildung 2-10: Stromverbrauch im Verkehr

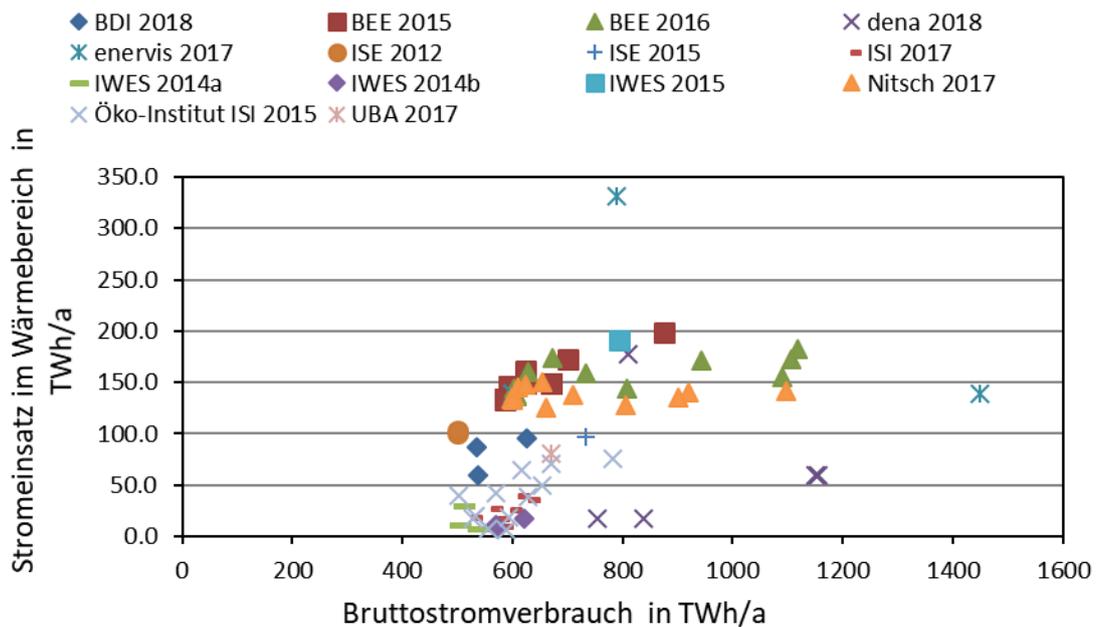


Abbildung 2-11: Stromeinsatz im Wärmebereich

Wird der Stromeinsatz im Wärmesektor, Verkehr und in Power-to-Gas-Anlagen vom Bruttostromverbrauch abgezogen, ergibt sich in den einzelnen Studien ein Basis-Endenergieverbrauch für Strom zwischen 400 und 600 TWh, je nach angenommenen Effizienzgewinnen oder weiteren zusätzlichen Verbrauchern. In den meisten Studien liegt dieser unterhalb von 500 TWh.

Wird der Stromverbrauch durch Verkehr, den Wärmesektor oder PtG-Anlagen gegen den Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung aufgetragen, zeigt sich, dass der Stromverbrauch durch die Sektorenkopplung mit steigender erneuerbarer Erzeugung in fast allen Studien zunimmt (vgl. Abbildung 2-12 bis Abbildung 2-14). Nicht in allen Studien ist der

Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung genannt, daher wurde in einigen Fällen alternativ der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch verwendet.

Die Größenordnung des Stromverbrauchs im Wärme-, Verkehrs- und Gassektor ist zwar sehr unterschiedlich, aber es lässt sich schließen, dass in allen Studien eine flexible Verwendung von Stromüberschüssen in anderen Sektoren als eine Voraussetzung für das Erreichen hoher erneuerbarer Erzeugungsanteile gesehen wird.

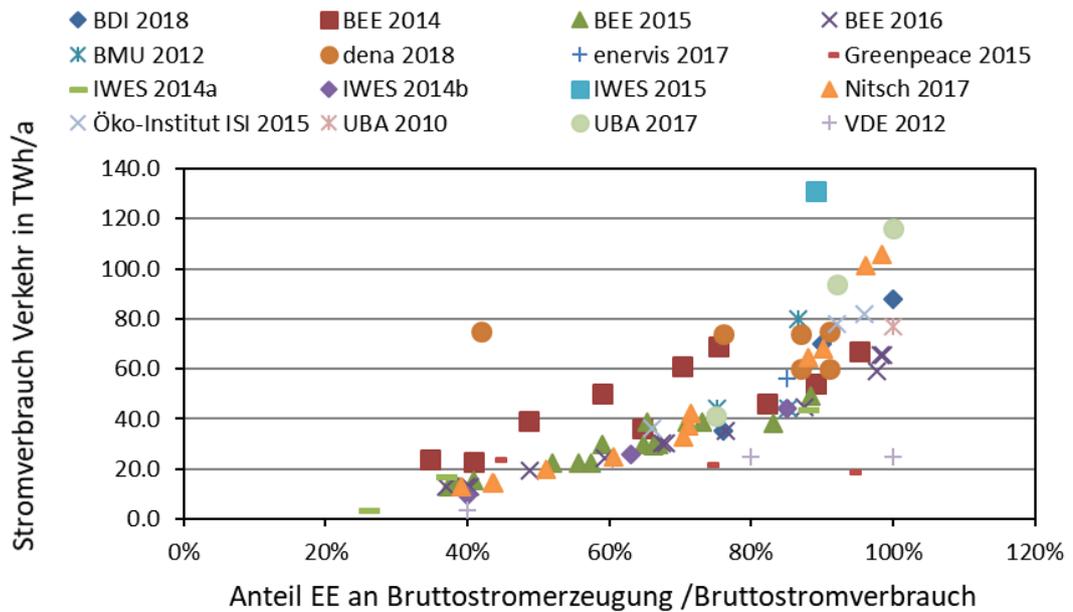


Abbildung 2-12: Stromverbrauch im Verkehr

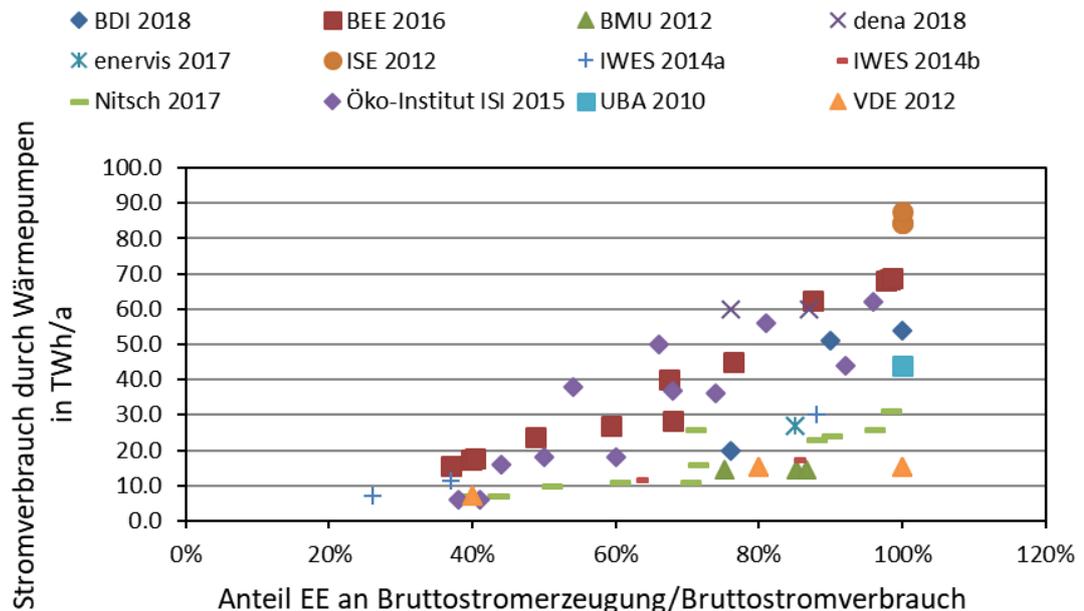


Abbildung 2-13: Stromverbrauch durch Wärmepumpen

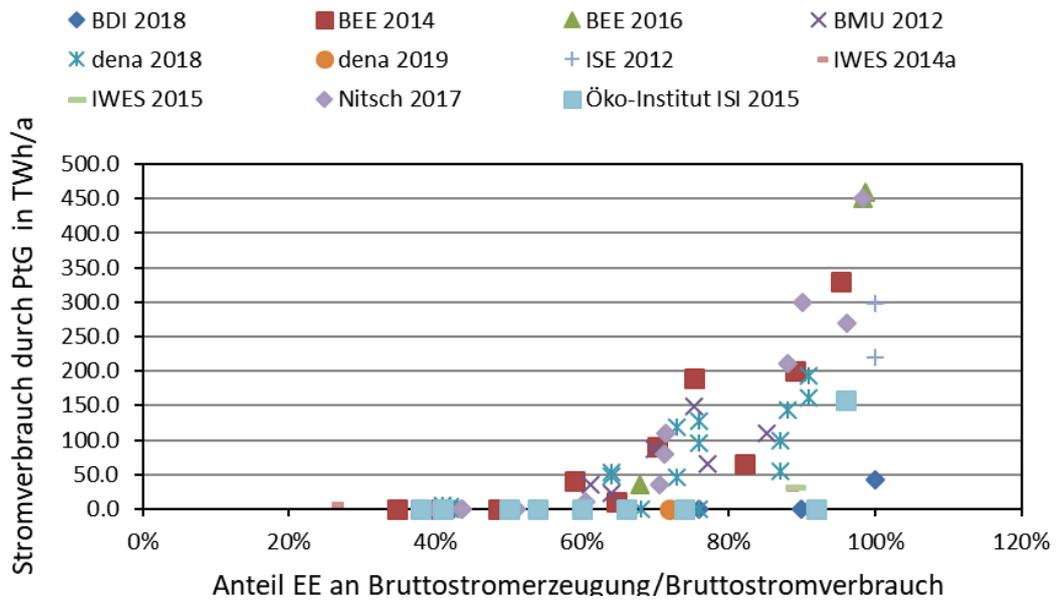


Abbildung 2-14: Stromverbrauch durch Power-to-Gas

Dass eine Nutzung des Stroms in anderen Sektoren notwendig wird, zeigt auch die Anzahl der Überschusstunden, die in Abbildung 2-15 aufgetragen ist. Bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 % liegen diese, je nach getroffenen Annahmen, in den Studien zwischen 2000 und 4000 Stunden.

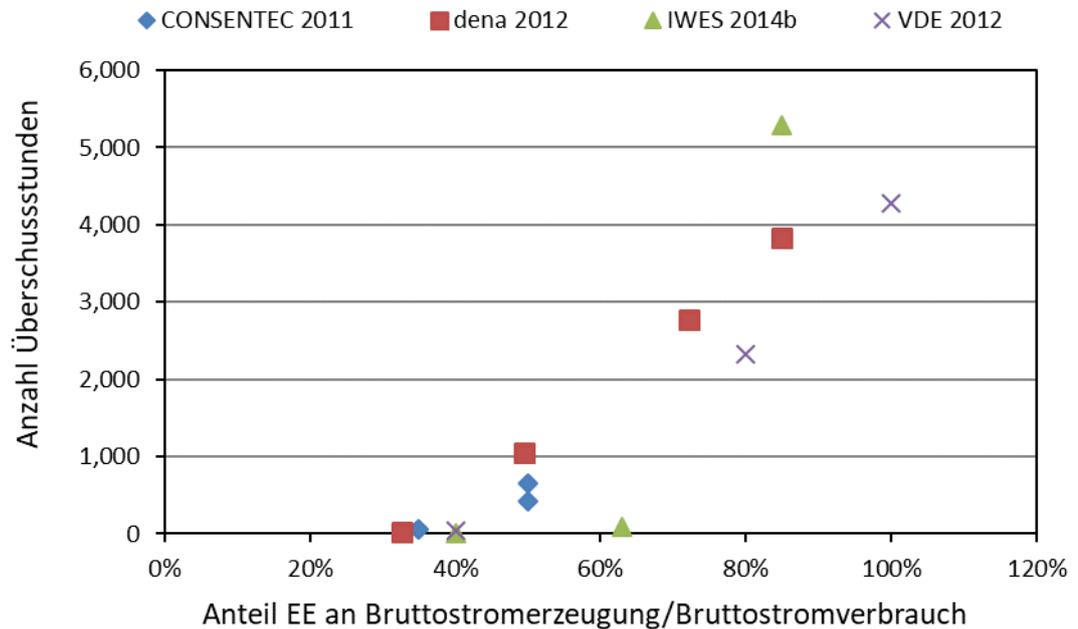


Abbildung 2-15: Anzahl Überschusstunden

Diese Auswertungen belegen die Notwendigkeit der Sektorenkopplung, wenn in dem zukünftigen Energiesystem hohe Anteile des Stromverbrauchs über erneuerbare Energien bereitgestellt werden sollen.

Eine deutliche Korrelation ist ebenfalls zu erkennen, wenn der Stromverbrauch durch den Verkehr und durch Wärmepumpen gegen die in den Szenarien erzielte Emissionsminderung an Treibhausgasen (THG) aufgetragen wird (Abbildung 2-16 und Abbildung 2-17).

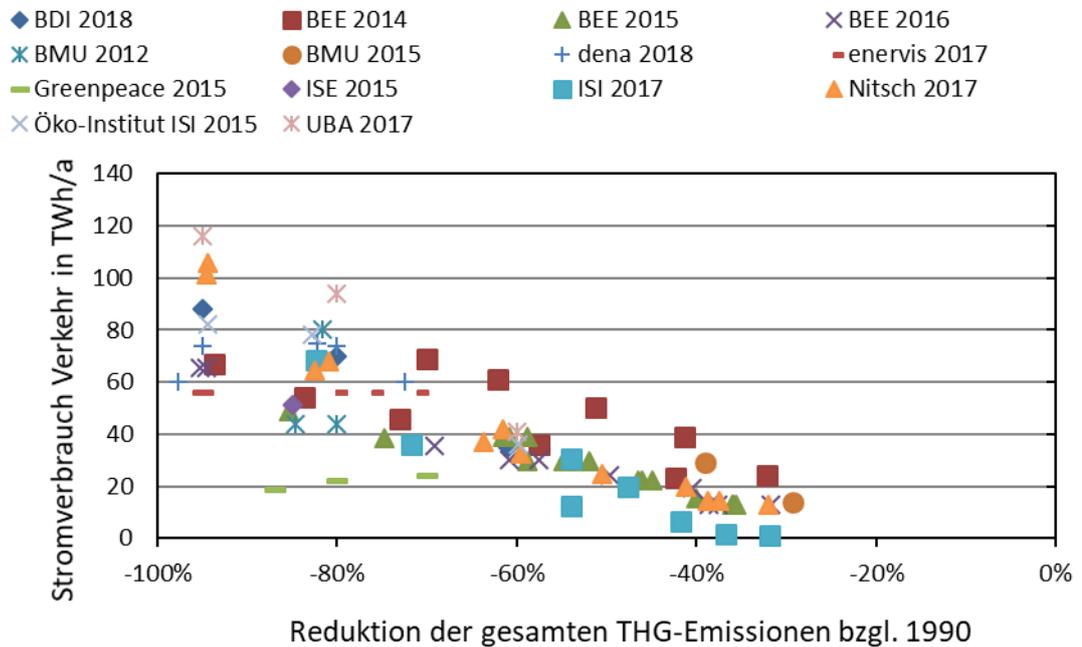


Abbildung 2-16: Stromverbrauch durch den Verkehrssektor in Abhängigkeit der THG-Emissionen

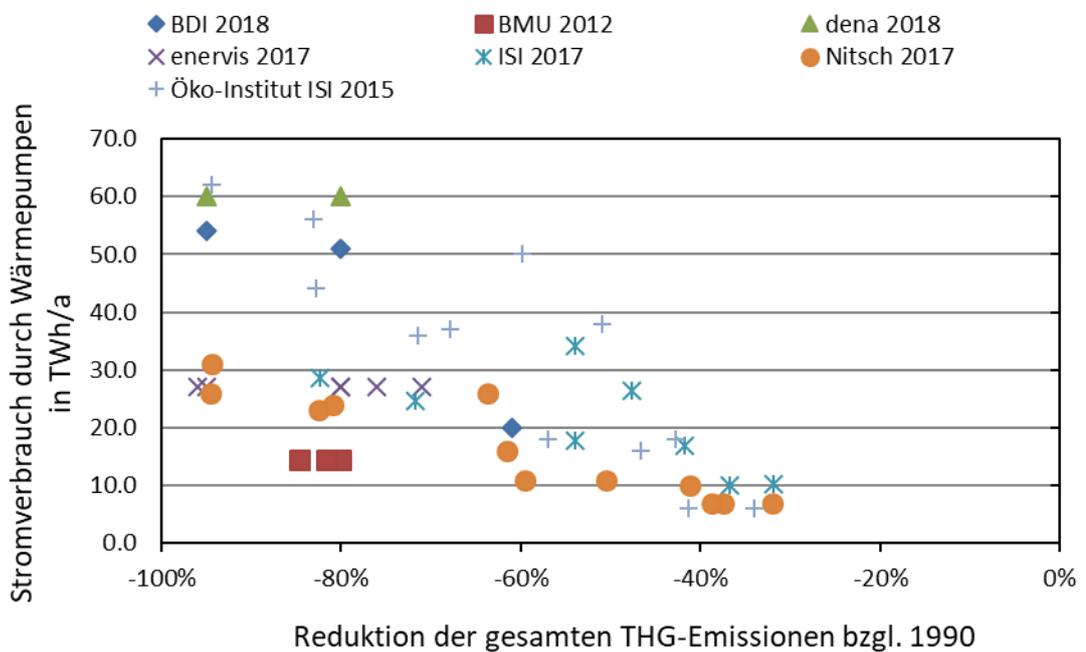


Abbildung 2-17: Stromverbrauch durch Wärmepumpen in Abhängigkeit der THG-Emissionen

Neben der Entwicklung des Stromsektors sind die Entwicklungen in den übrigen Sektoren maßgeblich für das Erreichen der Klimaziele. In allen Studien wird übereinstimmend davon ausgegangen, dass der Endenergiebedarf für Wärme in den kommenden Jahren sinken wird.

Dennoch sind deutliche Unterschiede in der angenommenen Höhe der erzielten Einsparung zu erkennen (vgl. Abbildung 2-18).

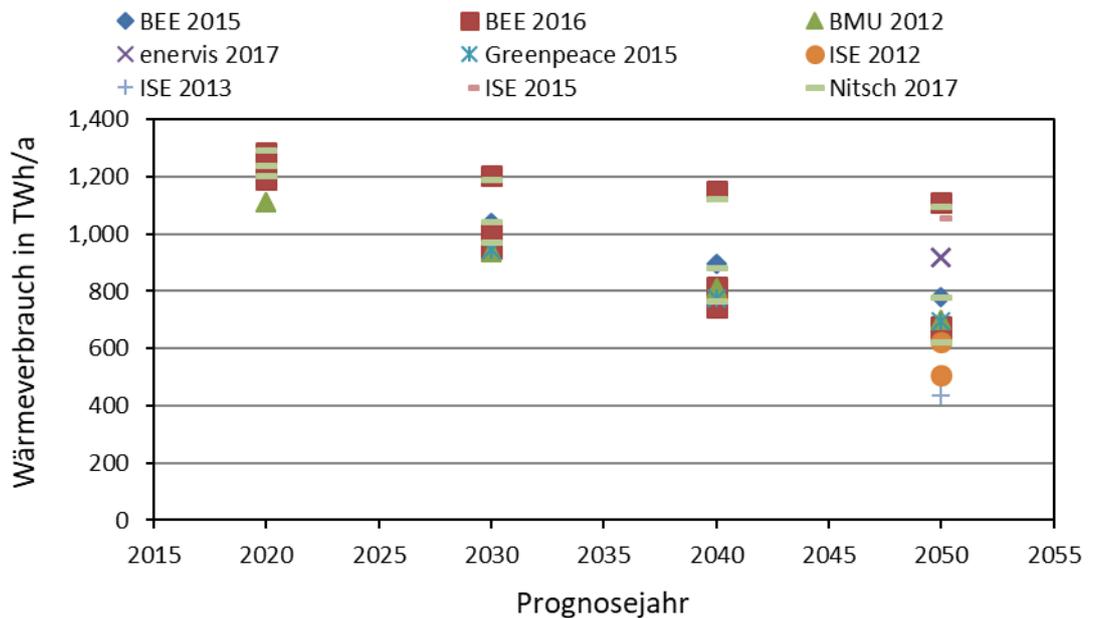


Abbildung 2-18: Wärmeverbrauch in den Szenarien

Es lässt sich eine deutliche Korrelation zwischen dem Wärmebedarf und der anvisierten Emissionsreduktion erkennen, siehe Abbildung 2-19.

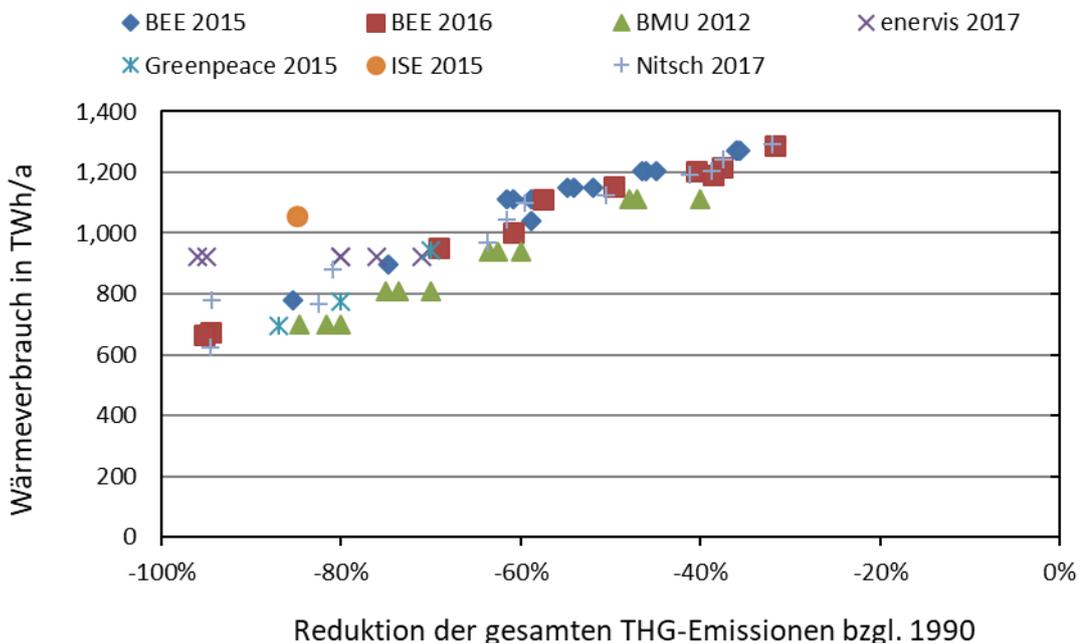


Abbildung 2-19: Wärmeverbrauch in Abhängigkeit der THG-Emissionsminderung

Für das Erreichen der gesetzten Ziele ist übereinstimmend in allen Szenarien eine hohe Reduktion des Wärmebedarfs in allen Sektoren und gleichzeitig eine deutliche Steigerung der Sanierungsrate notwendig. Je nach angenommener Sanierungstiefe wurde die mittlere Sanierungsrate bis 2050 in den verglichenen Studien auf durchschnittlich 2 % gesetzt.

3 Regionale Analyse

3.1 Zielsetzung

Die Energiewende stellt eine große Herausforderung dar, welche eine integrierte Betrachtung der verschiedenen Verbrauchs-, Verteilungs- und Erzeugungsstrukturen bedarf. Insbesondere die Nutzung negativer Residuallasten durch flexible zentrale und dezentrale Verbraucher in den Sektoren Verkehr und Wärme durch direkte Nutzung des Stroms oder indirekt durch PtG-Ansätze sind notwendige Lösungsoptionen.

In den einzelnen Regionen Deutschlands liegen sehr unterschiedliche Voraussetzungen für die verschiedenen Kopplungstechnologien vor. Zwischen den Regionen gibt es Unterschiede im Anteil der Verbrauchssektoren (Haushalte, Industrie, Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungssektor (GHD), Industrie), in der Verbrauchsdichte und der regionalen erneuerbaren Erzeugung. Weiterhin liegen je nach Ausbauzustand der erneuerbaren Erzeugung unterschiedliche Ausgleichsziele vor. Um diese verschiedenen Voraussetzungen zu erfassen und somit eine Basis für die Untersuchung passender regionaler Lösungen für den Einsatz der Sektorenkopplung zu schaffen, wurden Wärme- und Stromverbrauch sowie -erzeugung regionalbezogen erfasst.

Auf Basis statistischer Daten wurden zunächst die heutigen Gegebenheiten erfasst und diese unter Berücksichtigung eines Szenarios für das Jahr 2050 in die Zukunft projiziert. Ein Fokus liegt auf der Betrachtung dezentraler Technologien für den Haushalts- und GHD-Sektor, sodass in diesem Bereich Wärme- und Stromerzeugung und -verbrauch detailliert erfasst und abgebildet werden.

Über die Erfassung von Stromerzeugung und -verbrauch lässt sich der regionale Ausgleichsbedarf durch die Sektorenkopplung ableiten. Der regionale Wärmeverbrauch wird bestimmt, um die Potenziale für den Ausgleich durch eine Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor bestimmen zu können.

3.2 Modell

Um den regionalen Energieausgleichsbedarf zu berechnen, wird das Modell MELENA (**M**odel for the **E**stimation of **L**ocal **E**nergy **B**alancing **D**emand), das im Forschungsprojekt „Bedarfsanalyse Energiespeicher“ (BAES) entwickelt wurde [51], aktualisiert und erweitert.

MELENA berechnet den inner- und überregionalen Energieausgleichsbedarf basierend auf regionalen Bedarfs- und Erzeugungslastgängen (erneuerbar und fossil) in stündlicher Auflösung. Das Modell besteht aus drei Untermodellen, die in Abbildung 3-1 dargestellt sind.

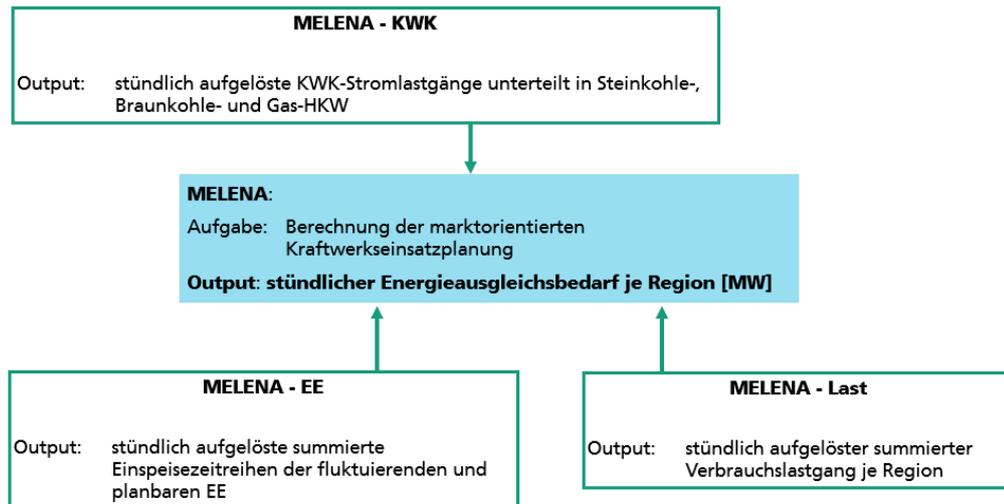


Abbildung 3-1: Funktionsweise MELENA [51]

Die Untermodelle MELENA-EE und MELENA-Last berechnen die stündlich aufgelösten Einspeisezeitreihen und Verbrauchslastgänge in jeder Region basierend auf Daten zu installierter Leistung und Verbraucherstrukturen (siehe Kapitel 3.3). MELENA-KWK berechnet die stündlich aufgelösten KWK-Lastgänge in jeder Region, basierend auf den Leistungen der Kraftwerksstandorte in den jeweiligen Regionen, unter der Annahme, dass diese wärmegeführt eingesetzt werden.

Die deutschlandweit zu deckende Restlast, die nicht über die erneuerbare Erzeugung oder die KWK-Erzeugung abgedeckt ist, wird schließlich über die fossilen Kraftwerke in den jeweiligen Regionen erzeugt. Dafür enthält MELENA ein Kraftwerkseinsatzplanungsmodell, in dem die Kraftwerke anhand einer Merit Order eingesetzt werden. So werden die regionalen Verbrauchs- und Erzeugungsbilanzen erzeugt und geben Aufschluss über die stündlich auftretenden Über- und Unterdeckungen in den Regionen.

Im Rahmen von *IntegraNet* wurde das Modell um den Wärmesektor erweitert und die Datenbasis aktualisiert. Weiterhin wurden die Verbräuche für die einzelnen Branchen des GHD-Sektors einzeln erfasst, während der Sektor zuvor pauschal abgebildet wurde. Während die Annahmen für die zukünftige Entwicklung des Verbrauchs bisher keine regionalen Unterschiede aufwiesen, werden diese nun in der Modellerweiterung betrachtet.

Im Projekt BAES wurde MELENA auf 146 Regionen angewandt. Diese Regionenanzahl resultierte aus einer Aggregation benachbarter und strukturell ähnlicher Landkreise. Im *IntegraNet* wurde auf diesen Aggregationsschritt verzichtet, stattdessen wurden die Ergebnisse höher aufgelöst für die NUTS 3-Ebene (Landkreise und kreisfreie Städte) berechnet, sodass 402 Regionen betrachtet werden.

3.3 Datenquellen

Auf der Landkreisebene (NUTS-3) liegen viele statistische Daten vor, mit deren Hilfe der Strom- und Wärmeverbrauch sowie die Energieerzeugung bestimmt werden können. Dabei wurde zwischen den drei Sektoren ‚Haushalte‘, ‚Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungs (GHD)-Sektor‘ und ‚Industrie‘ unterschieden.

3.3.1 Haushaltssektor

Bestimmend für den Strombedarf im Haushaltssektor ist die Anzahl und Art der Haushalte sowie der jeweilige Energieverbrauch. Der mittlere Stromverbrauch pro Haushalt wurde den Ergebnissen des Projekts *Stromeffizienzklassen* entnommen [52], indem jeweils der Stromverbrauch der Klasse 4 (Median der Messergebnisse) für den jeweiligen Haushaltstyp verwendet wurde. Unterschieden wird in den Ergebnissen zwischen Ein- bis Sechspersonen-Haushalten und Haushalten in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Die Anzahlen der jeweiligen Haushalte stammen aus den Ergebnissen der Zensuserhebung 2011 [53].

Der Wärmebedarf der Haushalte wird über den spezifischen Wärmebedarf pro Wohnfläche für verschiedene Baualtersklassen und Gebäudetypen, multipliziert mit der Wohnfläche in der jeweiligen Region, bestimmt. Die Anzahl der Wohnungen in Gebäuden eines bestimmten Baualters in den einzelnen Regionen wurde der Zensus-Umfrage 2011 [53] entnommen. Unterschieden wird dort zwischen Wohnungen in Ein- und Mehrfamilienhaushalten. Da keine Informationen zur Aufteilung in Ein- und Mehrfamilienhäuser innerhalb der Baualtersklassen vorliegen, wurde die Annahme getroffen, dass der Anteil der Wohnungen in der jeweiligen Baualtersklasse den mittleren Anteilen in der Region entsprechen. Der spezifische Energieverbrauch pro Wohnfläche in Abhängigkeit des Baualters und des Gebäudetyps wurde [54] entnommen.

Der auf diese Weise ermittelte jährliche Strom- und Wärmebedarf der Haushalte wird über die elektrischen Lastprofile des VDEW [55] bzw. die Gas-Standardlastprofile des BDEW ([56],[57]) in einen stündlichen Lastgang überführt.

3.3.2 GHD-Sektor

Um die Wärme- und Strombedarfe des GHD-Sektors regionalbezogen zu erfassen, wurde für die für den Wärme- und Stromverbrauch relevantesten Branchen ein Vorgehen analog zu [58] verfolgt. Dort wurde der deutschlandweite Wärme- und Strombedarf einzelner Branchen des GHD-Sektors für Deutschland ermittelt, indem der Energieverbrauch in Abhängigkeit einer Bezugseinheit (zumeist die Beschäftigtenzahlen) erhoben und mit dieser Bezugseinheit multipliziert wurde.

Basierend auf den Ergebnissen von [58], konnten die Branchen, die den höchsten Beitrag zum Strom- und Wärmebedarf leisten, identifiziert und deren Energieverbrauch bestimmt werden. Die Verbräuche der übrigen Branchen wurden unter „Sonstige“ zusammengefasst. Je nach Datenverfügbarkeit wurden die Bezugseinheiten der einzelnen Branchen unterschiedlich gewählt. Die untersuchten Branchen, die gewählten Bezugseinheiten sowie die verwendeten Quellen sind in Tabelle 3-1 spezifiziert.

Um die Informationen über die Einzelhandels-Verkaufsflächen der jeweiligen Regionen zu erhalten, wurden kommunale Einzelhandelskonzepte (siehe beispielsweise [73]) von 94 Landkreisen und kreisfreien Städten ausgewertet. Dabei zeigt sich, dass die Verkaufsfläche pro Einwohner umso größer ist, je weniger Einwohner die Region aufweist. Über die einzelnen Datenpunkte der Verkaufsfläche wurde eine lineare Ausgleichsgerade gelegt, anhand derer die Einzelhandelsfläche in Abhängigkeit der Einwohnerzahl der Region bestimmt werden kann. Um den Energiebedarf von Schulen und Kindergärten in Abhängigkeit der Schülerzahlen bzw. Kindergartenplätzen zu erheben, wurden kommunale Energieberichte ausgewertet.

Tabelle 3-1: Datenquellen für die Erfassung der regionalen Wärme- und Strombedarfe

Verbrauchs- bereich	Bezugseinheit	Quelle Bezugs- einheit	Quelle Wärme- bedarf pro Be- zugseinheit	Quelle Strom- bedarf pro Be- zugseinheit
Bürogebäude	Bürofläche	[59] ¹	[60]	[61]
Einzelhandel	Verkaufsfläche	Eigene Er- hebung	[62]	[62]
Großhandel	Beschäftigte	[63]	[58]	[58]
Kranken-häu- ser	Bettenzahlen	[64]	[65]	[65]
Schulen und Kindergärten	Schülerzahlen, Kin- dergartenplätze	[66], [67]	Eigene Erhebung auf Basis kommu- naler Energieberichte	
Hotels	Gästebetten je Re- gion	[68]	[69]	[69]
Gaststätten	Beschäftigte	[63]	[58]	[58]
Land-wirt- schaft und Gartenbau	Agrarfläche, Anzahl der Betriebe je Be- triebsklasse	[70], [71]	[58]	[72]

Analog zum Vorgehen für die Haushalte wird ein stündlich aufgelöster Lastgang über das Jahr über die elektrischen Lastprofile des VDEW [55] bzw. die Gas-Standardlastprofile des BDEW ([56],[57]) aus den jährlichen Strom- und Wärmebedarfen der einzelnen Branchen des GHD-Sektors erzeugt.

3.3.3 Industrie-Sektor

Die Energieverwendung in der Industrie ist sehr inhomogen. Ein Großteil der eingesetzten Energieträger wird für die Gewinnung von Prozesswärme sowie die Erzeugung von mechanischer Energie für den Betrieb von Motoren und Maschinen eingesetzt [74].

Durch die kontinuierliche Wärmenachfrage und die Tatsache, dass häufig Anschlüsse sowohl an das Wärme-, Gas- und Stromnetz vorliegen, hat der Industriesektor grundsätzlich ein hohes technisches Potenzial für die Sektorenkopplung [10], [75]. Die Elektrifizierbarkeit von brennstoffbasierten Prozessen ist jedoch stark abhängig vom jeweiligen Prozess und dem benötigten Temperaturniveau. In der Praxis stellen die Komplexität des Verfahrensumstiegs und die Energiepreise von Strom und anderen Brennstoffen Hinderungsgründe für die Elektrifizierung dar [76].

In der Regionalstatistik wird der Verbrauch an Energieträgern durch das Verarbeitende Gewerbe auf Landkreisebene ausgewiesen [77]. Dabei wird zwischen den Energieträgern Kohle, Öl, Gas, Erneuerbare, Strom, Wärme und sonstigen Energieträgern unterschieden. Der ausgewiesene Stromverbrauch wird für die Bilanzierung des Stromverbrauchs des

¹Die Rohdaten der Bürofläche aus [59] wurden auf Anfrage zur Verfügung gestellt.

Industriesektors direkt verwendet. An wenigen Stellen weisen die Daten der Regionalstatistik Lücken auf, die über plausible Annahmen unter Zuhilfenahme von Informationen zu Standorten der energieintensiven Industrie gefüllt werden.

Für die Bestimmung des übrigen Brennstoffbedarfs tritt das Problem auf, dass die Daten der Regionalstatistik auch den Verbrauch der Energieträger für die stoffliche Nutzung umfassen, der etwa 13 % des gesamten Verbrauchs ausmacht. Weiterhin werden Energieträger, die als Brennstoffe für die Stromerzeugung eingesetzt werden, doppelt gezählt, einmal als Energieinhalt des Brennstoffes aber auch ein zweites Mal als erzeugter Strom. Zudem sind die Daten für die einzelnen Energieträger teilweise sehr lückenhaft. Somit kann der Wärmebedarf nicht aus diesen Daten ausgelesen werden.

Für die spätere Auswertung soll sich auf die verbrauchernahe Kopplung des Stromverbrauchs mit dem Wärmebedarf des Haushalts- und GHD-Sektors konzentriert und der Industriesektor nicht im Detail betrachtet werden. Somit muss der Wärmeverbrauch des Industriesektors nicht detailliert abgebildet werden. Um dennoch zumindest eine Größenordnung des industriellen Wärmebedarfs zu bestimmen, werden die Daten für den Verbrauch an Brennstoffen aus der Regionalstatistik für jeden Landkreis verwendet und um 34 % verringert, um in Summe auf einen industriellen Wärmebedarf von 505 TWh [78] zu kommen. Dabei entsteht ein Fehler, da in den einzelnen industriellen Branchen unterschiedliche Anteile des Brennstoffbedarfs für Wärmeanwendungen genutzt werden und deren Verteilung nicht in allen Landkreisen dieselbe ist.

3.3.4 Wärmeversorgungstechnologien

Neben den Bedarfszeitreihen wird auch die Verteilung der dezentralen Technologien zur Deckung des Wärmebedarfs in den Gebäuden erhoben, da diese bei strombasierten Technologien wiederum einen Einfluss auf die Stromlastgänge haben.

Der Zensuserhebung [53] können Informationen zum Heizungstyp der Haushalte in den jeweiligen Landkreisen/kreisfreien Städten entnommen werden. Es wird jedoch nicht nach Energieträger, sondern zwischen Fern-, Etagen-, Block-, Zentral und Einzelheizung unterschieden. Daher werden zunächst lediglich die Angaben zur Fernwärmeheizung aus den Zensusdaten übernommen. Laut [4] sind ein Drittel der Einzelheizungen elektrische Speicherheizungen, sodass ein Drittel der laut Zensusdaten über Einzelheizungen versorgten Wohnungen zu elektrischen Speicherheizungen gezählt wurden.

Für die übrigen Technologien (Gas-, Ölheizungen, BHKW, Wärmepumpen) wurden die Informationen zur Energieart der Beheizung der Wohnungen nach [79] verwendet. Die Auflösung der Daten ist die NUTS-2-Ebene. Da keine detaillierteren Daten vorliegen, wurde angenommen, dass Technologieanteile aller Wohnungen, die nicht über Fernwärme und elektrische Speicherheizungen versorgt werden, innerhalb einer NUTS-2-Region für alle NUTS-3-Regionen gleich sind. Dabei muss beachtet werden, dass ein voraussichtlich nicht unerheblicher Fehler entsteht, da die Verteilung innerhalb eines Bundeslandes nicht homogen sein wird.

3.3.5 Erneuerbare Erzeugung

Die jährlichen Energiemengen der erneuerbaren Erzeugung durch PV, Wind, Biomasse, Wasserkraft und Geothermie mit Stand 2015 wurden aus dem Anlagenregister der EnergyMap [80] bezogen. Eine Unterscheidung erfolgte dabei zwischen PV-Dachanlagen und PV-Freiflächenanlagen. Als erster Schritt erfolgte eine Aufbereitung der Daten, indem unplausible Werte korrigiert wurden. Die Jahresenergiemengen wurden anschließend in stündliche aufgelöste Jahreszeitreihen umgewandelt. Für Biomasse, Wasserkraft und Geothermie

wurde eine über das Jahr konstante Erzeugung angenommen. Für Solarenergie und Windkraft wurden die bereits im Projekt BAES verwendeten Einspeisezeitreihen des DLR aus dem Modell REMix [81] für das Wetterjahr 2006 verwendet, die auf die Erzeugungsmengen im Jahr 2015 skaliert wurden.

3.4 Szenariodefinition

Aufbauend auf den Auswertungen verschiedener Energieszenarien in Kapitel 2.3 wird ein zentrales Szenario für Deutschland definiert. Diese zentralen Annahmen werden mit Hilfe eines Verteilungsschlüssels auf die einzelnen Regionen verteilt.

3.4.1 Zentrales Szenario

In dem definierten Szenario sollen die Ziele der Bundesregierung bezüglich der Treibhausgasemissionsminderung und des Anteils der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch für das Jahr 2050 eingehalten werden. Dementsprechend wird das hier definierte Szenario ebenfalls als das Szenario 2050 bezeichnet. Da sich die Auswertung einerseits auf die Auswertung regionaler Residuallasten bezieht, andererseits die technologischen Voraussetzungen für die Sektorenkopplung untersucht werden, werden insbesondere Festlegungen für die erneuerbare Erzeugung, den Verbrauch durch die einzelnen Sektoren und die Verteilung der Technologien benötigt.

Der Basis-Stromverbrauch, ohne den Verbrauch durch Power-to-Gas, E-Mobilität und strombasierte Wärmeerzeugung lag in den verglichenen Studien bei 330 bis 550 TWh (vgl. Kapitel 2.3), wobei der Stromverbrauch in den meisten Fällen unterhalb von 450 TWh lag. Für das hier zu definierende Szenario wird daher ein Stromverbrauch (Endenergie) von 380 TWh gewählt. Damit wird eine leichte Reduktion von etwa 30 % im Vergleich zum Jahr 2017 erreicht. Für die Aufteilung dieses Stromverbrauchs auf die Sektoren wurde angenommen, dass sich die Einsparung in etwa gleich auf die drei Sektoren verteilt. Der Gesamtwärmeverbrauch wurde basierend auf Abbildung 2-19 auf 835 TWh festgelegt (siehe Tabelle 3-2).

Weiterhin wurde angenommen, dass jeder zweite Haushalt in den Regionen über einen Elektro-PKW verfügt. Die Verteilung der Wärmetechnologien in Haushalten und Nichtwohngebäuden wurde anhand der Verteilung im Szenario TM80 der dena Gebäudestudie [3] verteilt. Damit ergibt sich ein Stromverbrauch durch Wärmepumpen von 29 TWh, was mit dem Korridor des Stromverbrauchs durch Wärmepumpen für eine Treibhausgasreduktion von 80 % in Abbildung 2-17 übereinstimmt.

Unter der Annahme, dass für Power-to-Heat-Anwendungen (PtH), Güterverkehr, Netzverluste und Kraftwerkseigenverbräuche weitere 210 TWh an Stromverbrauch auftreten, ergibt sich ein Bruttostromverbrauch von knapp 600 TWh.

Aus der Gesamtzahl der in Kapitel 2.3 untersuchten Studien wurden im nächsten Schritt nur die Studien und Szenarien ausgewählt, in denen die Ziele der Bundesregierung bezüglich der Reduktion der Treibhausgasemissionen (80-95 % Reduktion ggü. 2008), des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (60 %) und am Bruttostromverbrauch (80 %) [82] eingehalten oder übertroffen werden.

Durch die sehr unterschiedlichen Annahmen, die getroffen wurden, zeigen sich große Unterschiede in den Transformationspfaden zur Erreichung der Ziele zur Reduktion der Emissionen und zur Erhöhung des erneuerbaren Anteils. Die installierte Leistung erneuerbarer Energien beispielsweise variiert in den Szenarien zwischen 100 und 400 GW, je nach angenommenem Bruttostromverbrauch (siehe Abbildung 3-2).

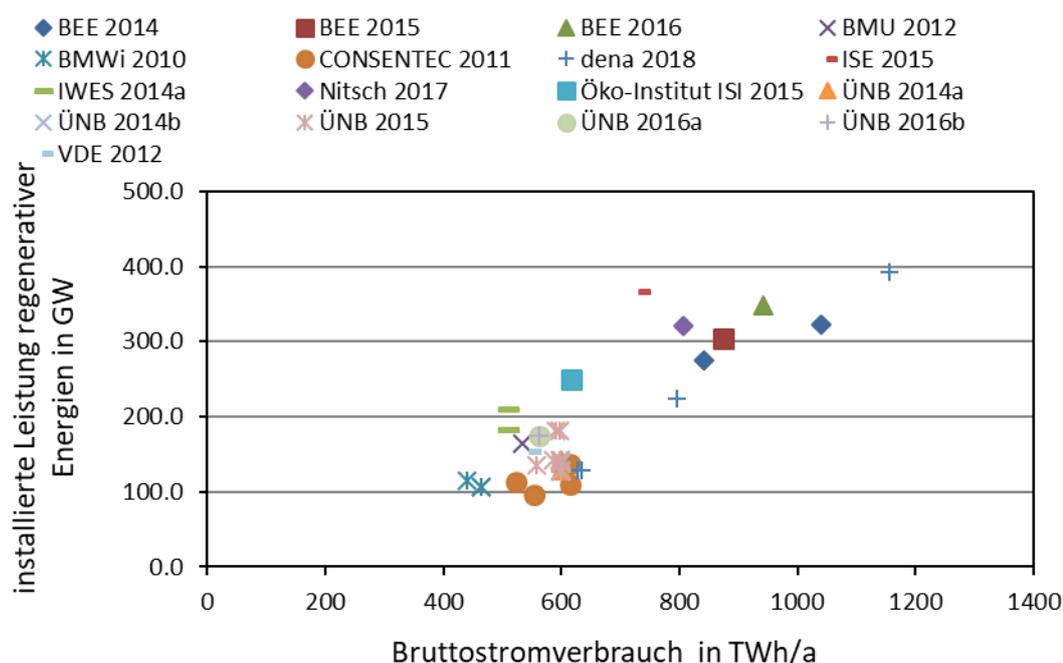


Abbildung 3-2: Installierte Leistung regenerativer Energien und Bruttostromverbrauch in den ausgewerteten Szenarien

Damit lässt sich aus Abbildung 3-2 schließen, dass in etwa eine installierte Leistung erneuerbarer Erzeuger von 180 GW benötigt wird, um bei einem Bruttostromverbrauch von knapp 600 TWh die Emissionsziele für das Jahr 2050 zu erreichen.

In seiner 14. Bevölkerungsvorausberechnung stellt das Statistische Bundesamt 14 Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung bis 2060 auf, in denen jeweils geringe, hohe und moderate Werte für Lebenserwartung, Zuwanderung und Geburtenhäufigkeiten angenommen werden. Für das Jahre 2050 liegt die Bevölkerungszahl Deutschlands in den 14 Szenarien zwischen 75,2 und 86,7 Mio. [49]. Entsprechend des Szenarios „Variante 2“ mit jeweils moderaten Entwicklungen für alle drei Parameter wird eine Bevölkerungszahl von 78 Mio. gewählt.

Die sich so ergebenden Parameter für das zentrale Szenario sind in Tabelle 3-2 zusammengefasst.

Tabelle 3-2: Parameter des zentralen Rahmenszenarios für das Szenario 2050

	Größe	Wert
Regenerative Energien	Installierte Leistung Wind	95 GW
	Installierte Leistung PV	70 GW
	Installierte Leistung Biomasse	7 GW
	Installierte Leistung Wasserkraft	6 GW
	Installierte Leistung Geothermie	2 GW
Bevölkerungsentwicklung	Einwohnerzahl Deutschland	78 Mio.

Stromverbrauch der Sektoren	Stromverbrauch Haushalte	90 TWh
	Stromverbrauch GHD	115 TWh
	Stromverbrauch Industrie	175 TWh
Wärmeverbrauch der Sektoren	Wärmeverbrauch Haushalte	350 TWh
	Wärmeverbrauch GHD	135 TWh
	Wärmeverbrauch Industrie	350 TWh

3.4.2 Regionaler Energieverbrauch und Technologieverteilung

Um eine regionale Verteilung der in Kapitel 3.4.1 beschriebenen heutigen und zukünftigen Energiebedarfe und Technologieanteile zu erhalten, wurde ein Verteilungsschlüssel entwickelt. Mit Hilfe dieses Verteilungsschlüssels können zentrale Szenarioannahmen anhand verschiedener Kriterien auf die einzelnen Regionen verteilt werden. Es können verschiedene Einflussfaktoren gesetzt werden, die den zukünftigen Strombedarf beeinflussen. Diese Einflussfaktoren sind in Tabelle 3-3 aufgeführt.

Tabelle 3-3: Einflussfaktoren auf die Verteilung des zukünftigen Strom- und Wärmebedarfs

	Einflussfaktoren auf den Strombedarf	Einflussfaktoren auf den Wärmebedarf
Haushalte	Bevölkerungsentwicklung, Bevölkerungszusammensetzung, Haushaltszusammensetzung, Neugeräte im Haushalt, Effizienzsteigerungen bei Haushaltsgeräten, Anzahl Elektrofahrzeuge pro Haushalt	Neubaurate, Abrissrate, Sanierungsrate (jeweils in Abhängigkeit des Baualters)
GHD	Allgemeine Effizienzsteigerungen, Änderungen der Bezugsgrößen einzelner Branchen (z.B. Bürofläche, Planbetten in Krankenhäusern, landwirtschaftlich genutzte Fläche), Bevölkerungsentwicklung	Faktor für Effizienzsteigerung der GHD-Gebäude
Industrie	Entwicklung des BIP, Energieproduktivität der Industrie	

Es wird nicht für alle Regionen eine gleichmäßige Entwicklung angenommen, sondern in den einzelnen Regionen ergeben sich anhand ihrer strukturellen Merkmale unterschiedliche Zu- und Abnahmeraten der einzelnen Technologieanteile und Energiebedarfe. Relevante strukturelle Merkmale in den Regionen, die zu Unterschieden in der zukünftigen Entwicklung führen, sind die Zusammensetzung der Gebäudetypen, des Gebäudealters und des GHD-Sektors. Zudem unterscheidet sich die Bevölkerungsentwicklung in jeder Region. Weiterhin werden die Regionen nach [83] in ländliche und städtische Regionen unterteilt und es können beispielsweise für Neubau- und Abrissraten sowie die Anzahl der Elektrofahrzeuge pro Haushalte unterschiedliche Werte für Land und Stadt gesetzt werden.

Die Parameter wurden jeweils so angepasst, dass die zentralen Annahmen zum gesamten Wärme- und Stromverbrauch durch die Sektoren aus Tabelle 3-2 eingehalten werden. Um dies zu erreichen, wurde eine Senkung des durchschnittlichen Stromverbrauchs in Haushalten durch Effizienzsteigerungen von 17,5 % und eine Vollsauerungsrate von 0,8 % gewählt.

Die zukünftige regionale Bevölkerungszahl wurde bestimmt, indem die Zu- oder Abnahmerate der Bevölkerung innerhalb der Jahre 2005-2015 [84] in die Zukunft fortgeschrieben wurde.

3.4.3 Regionale Verteilung der erneuerbaren Energien

Für die erneuerbaren Energien werden zentrale Annahmen zur deutschlandweit installierten Leistung im Szenario 2050 getroffen. Über die Differenz zur heute installierten Leistung ergibt sich eine Zubaumenge, die auf die Landkreise verteilt werden muss. Dabei wurden technologiespezifische Annahmen getroffen.

Für die Wasserkraft wird angenommen, dass die möglichen Standorte weitgehend erschlossen sind. Eine Steigerung der installierten Leistung kann somit nur durch den Austausch von Anlagenkomponenten und Zubau an den bisherigen Standorten geschehen. Daher werden die heutigen regionalen Wasserkraftleistungen jeweils proportional zur Steigerung der deutschlandweiten Wasserkraftleistungen erhöht. Die Verteilung der nötigen regionalen Zubaumenge der Biomasse erfolgt proportional zur Forst- und Landwirtschaftsfläche in den einzelnen Regionen.

Für Geothermie, PV und Onshore-Wind werden die Zubaumengen anhand der regionalen Potenziale der einzelnen Energieträger verteilt. Für die Geothermie werden die Potenziale in den Regionen anhand [85] festgelegt. Es wurden nur Regionen mit einem hydrothermischen Potenzial größer 130 °C berücksichtigt. Je höher die Temperatur, desto höher wird das Potenzial angenommen.

Für die PV- und Onshore-Windleistungen wurden die Potenziale mit einer GIS-basierten Flächenanalyse bestimmt. Dabei wird das technische Potenzial betrachtet, sodass bestimmte Flächen aufgrund geografischer/topologischer Gegebenheiten, soziologischer Flächenverfügbarkeit (rechtliche Tabu- und Abstandsregelungen) oder der Verfügbarkeit von Ressourcen ausgeschlossen werden. Die gesamte Zubaumenge wird anschließend proportional zum jeweiligen regionalen Potenzial auf die Regionen verteilt.

Für den Offshore-Wind-Ausbau wurden die zusätzlichen Leistungen im Szenario im Vergleich zu den heutigen Leistungen den jeweiligen Landkreisen zugeordnet, in denen auch heute schon Umspannwerke zur Einspeisung der offshore erzeugten Windenergie stehen. Die Zubauleistungen wurden anhand der Fläche der geplanten Windparks nach [86] auf die jeweiligen Umspannwerke verteilt.

3.5 Ergebnisse

Als Ergebnisse der Bilanzierung stehen die regionale Zusammensetzung von Energieverbrauch und -erzeugung sowie Technologiezusammensetzungen zur Verfügung. Auf dieser Basis können regionale Residuallasten berechnet und Rückschlüsse für Einsatzmöglichkeiten der Sektorenkopplung geschlossen werden.

3.5.1 Strukturelle regionale Unterschiede heute

Zwischen den einzelnen Landkreisen gibt es große Differenzen, die häufig durch den Unterschied zwischen städtischen und ländlichen Regionen hervorgerufen sind. Aber auch

zwischen neuen und alten Bundesländern sowie Norden und Süden sind Abweichungen zu beobachten. Einige dieser Unterschiede werden im Folgenden aufgezeigt. Zunächst wird der gesamte heutige Energieverbrauch betrachtet und regionale Unterschiede beleuchtet. Anschließend werden die einzelnen Sektoren separat analysiert.

Gesamt

In Abbildung 3-3 ist der gesamte Stromverbrauch in den Regionen dargestellt. In der linken Grafik ist der absolute Stromverbrauch zu erkennen, während in der rechten Grafik der Stromverbrauch pro Einwohner abgebildet ist.

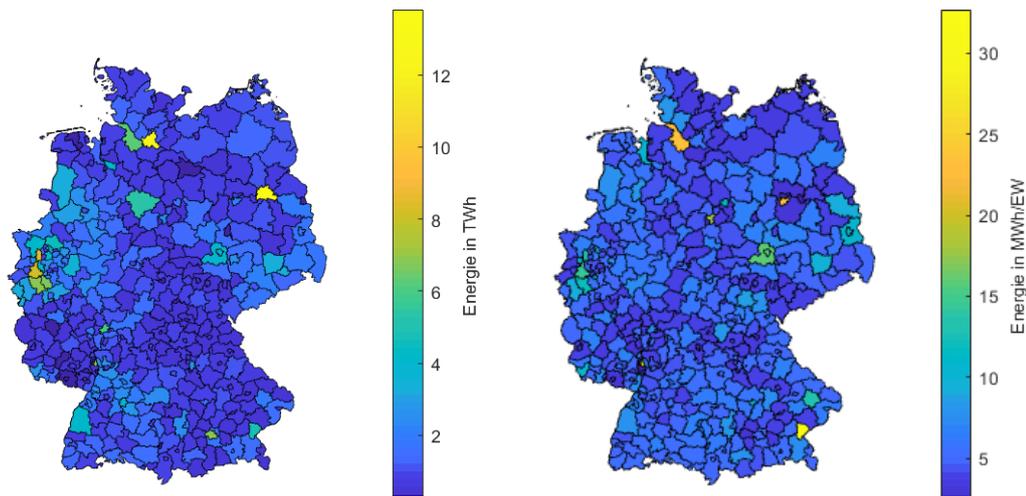


Abbildung 3-3: Regionaler Stromverbrauch

In der Darstellung der absoluten Verbräuche sind im Besonderen die großen Städte und Ballungszentren zu erkennen, die durch ihre hohe Bevölkerungsdichte einen erhöhten Stromverbrauch aufweisen. In der rechten Grafik hingegen treten vor allem Regionen mit großen Industrieverbrauchern deutlich hervor.

Für den Wärmeverbrauch ergibt sich ein ähnliches Bild (Abbildung 3-4). Die Regionen, die einen hohen Stromverbrauch haben, weisen ebenfalls einen hohen Wärmeverbrauch auf.

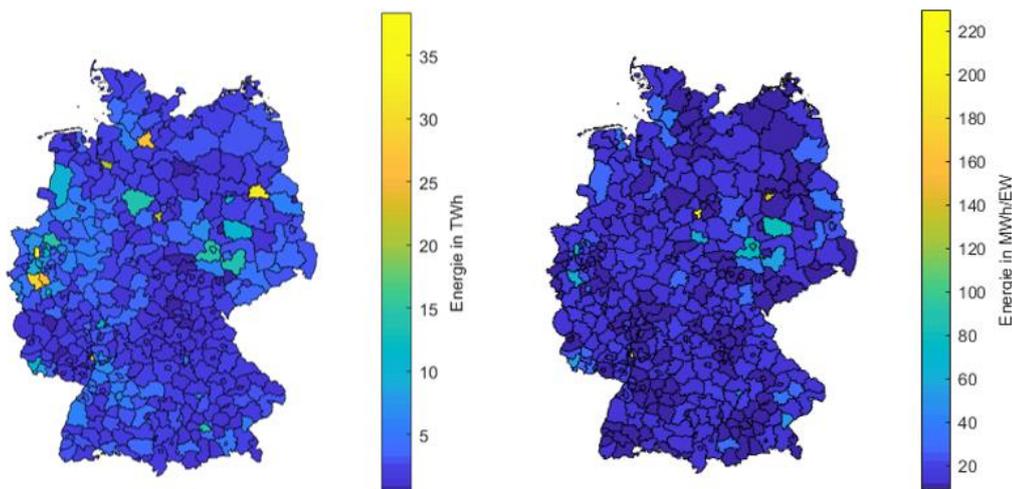


Abbildung 3-4: Regionaler Wärmeverbrauch

Im Folgenden werden die Sektoren separat betrachtet. Es werden jeweils die Energieverbrauchswerte pro Einwohner dargestellt.

Wohngebäudesektor

Im Wohngebäudesektor hat die Gebäudealter- und Gebäudetypverteilung jeweils einen hohen Einfluss auf den regionalen Energieverbrauch und auf die dort vorhandenen Technologien zur Deckung des Wärmebedarfs. Die Anteile an Wohnungen in Mehrfamilienhäusern (Wohngebäude mit mehr als drei Wohnungen) an der Gesamtwohnungsanzahl sind in Abbildung 3-5 dargestellt. Hohe Anteile von über 90 % Mehrfamilienhäuser innerhalb der Gebäudetypverteilung werden vor allem in den kleinflächigen kreisfreien Städten erreicht, doch es gibt auch größere Regionen, in denen der Anteil der Mehrfamilienhäuser 60 % und mehr beträgt (z.B. Region Hannover, Landkreis Vorpommern Greifswald). Gleichzeitig gibt es wiederum einige Landkreise, bei denen der Anteil der Wohnungen in Mehrfamilienhäusern unter 20 % liegt.

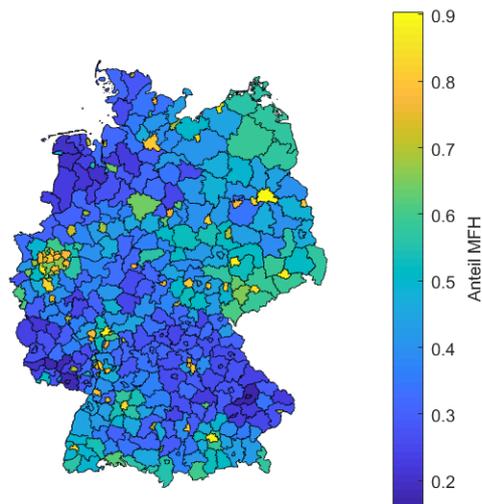


Abbildung 3-5: Anteil an Wohnungen in Mehrfamilienhäusern an der Gesamtwohnungsanzahl

Für den Wärmebedarf ist die Baualtersklasse der Gebäude relevant. In Abbildung 3-6 sind die Anteile der Wohnungen in Gebäuden einer bestimmten Baualtersklasse in den einzelnen Regionen dargestellt.

Erkennbar ist, dass vor allem im Osten Deutschlands noch viele Gebäude von vor 1919 existieren. In einigen dieser Regionen erreichen Gebäude dieser Baualtersklasse Anteile von über 30 %. Neuere Gebäude nach 1990 haben vor allem in den südlichen Regionen einen höheren Anteil an der Gesamtzahl der Gebäude.

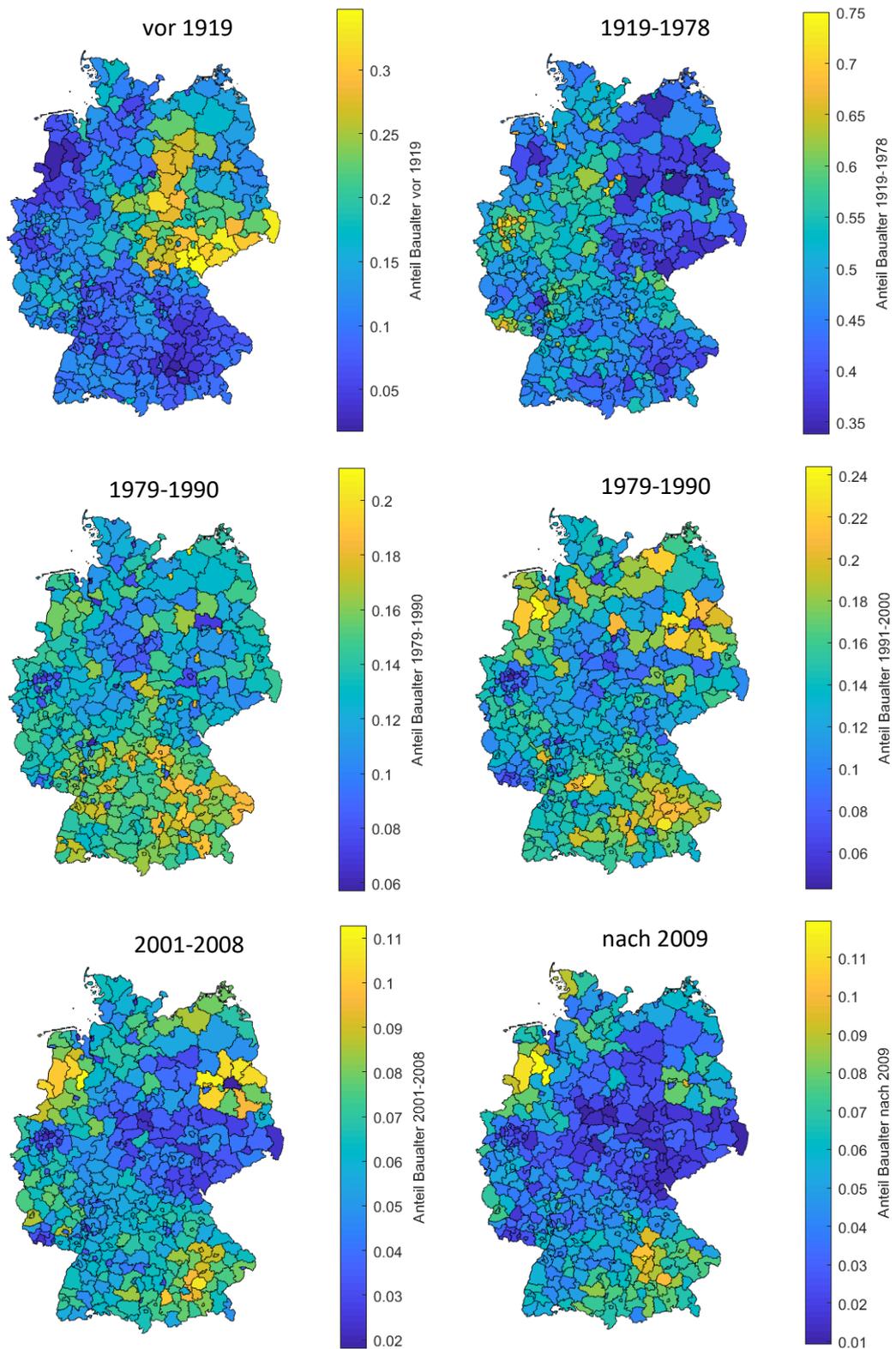


Abbildung 3-6: Anteil der Wohnungen in Wohngebäuden verschiedener Baualtersklassen an der Gesamtwohnungszahl

Das sich über die Anteile an den Baualtersklassen ergebende durchschnittliche Alter der Gebäude ist in Abbildung 3-7 zu sehen. Es wurde jeweils das mittlere Jahr innerhalb der Spanne einer Baualtersklasse für die Berechnung verwendet.

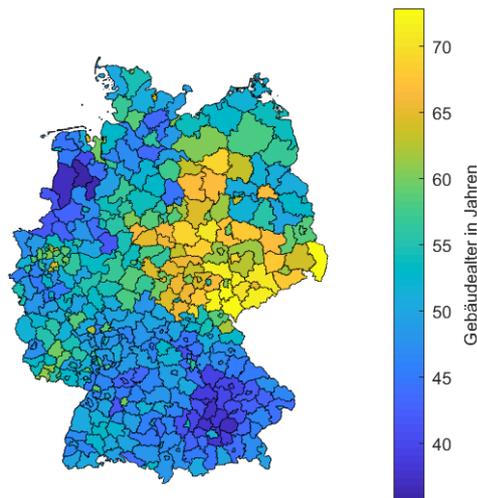


Abbildung 3-7: Durchschnittliches Gebäudealter in den Regionen

Wie auch aus den Anteilen der jeweiligen Baualtersklassen zu erkennen, ist das durchschnittliche Gebäudealter mit 60 bis über 70 Jahren insbesondere in den neuen Bundesländern sehr hoch. Die im Durchschnitt jüngsten Gebäude sind in Bayern und im westlichen Niedersachsen zu finden. In den Städten sind die Gebäude im Durchschnitt deutlich älter als in den ländlicheren Regionen.

Das Gebäudealter fließt in die Berechnung des Wärmebedarfs der Regionen mit ein. Der Strom- und Wärmebedarf pro Einwohner für die Haushalte ist in Abbildung 3-8 zu sehen. Da das durchschnittliche Baualter einen großen Einfluss auf den Wärmebedarf hat, weist der Wärmebedarf pro Einwohner eine hohe Schwankungsbreite auf. Weiterhin spielen klimatische Einflüsse eine Rolle, die über den Klimafaktor des betrachteten Wetterjahrs berücksichtigt wurden. Doch auch der mittlere Strombedarf schwankt zwischen 1 200 und 1 800 kWh pro Einwohner, da in den Strombedarf sowohl der Gebäudetyp (Einfamilienhaus/Mehrfamilienhaus) als auch die durchschnittliche Haushaltsgröße in den Regionen mit einfließen.

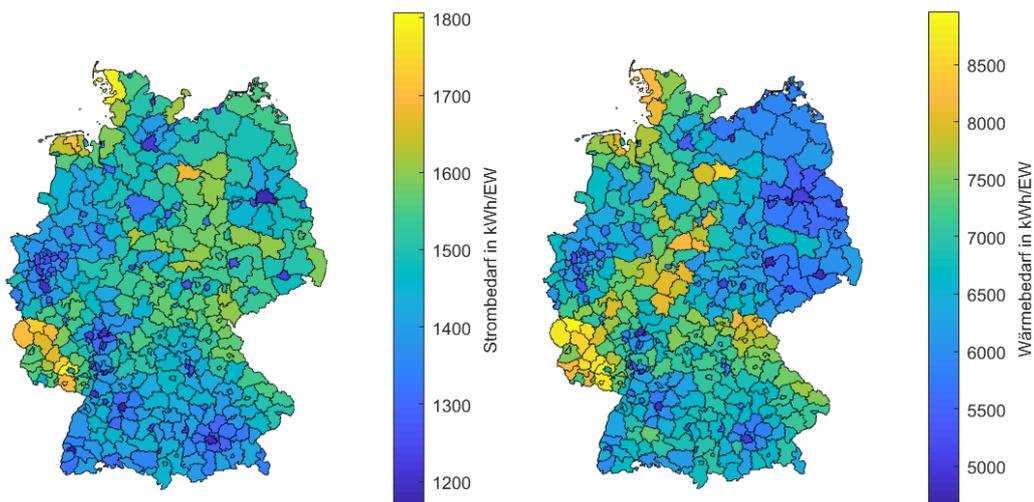


Abbildung 3-8: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf der Haushalte

Auffällig ist ein sowohl höherer Wärme- als auch Strombedarf im südwestlichen Rheinland-Pfalz. Dies ist über einen dort vorhandenen hohen Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern zu erklären, gemeinsam mit einer hohen durchschnittlichen Wohnungsgröße.

GHD-Sektor

Der Strom- und Wärmebedarf pro Einwohner des gesamten Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektors ist in Abbildung 3-9 dargestellt.

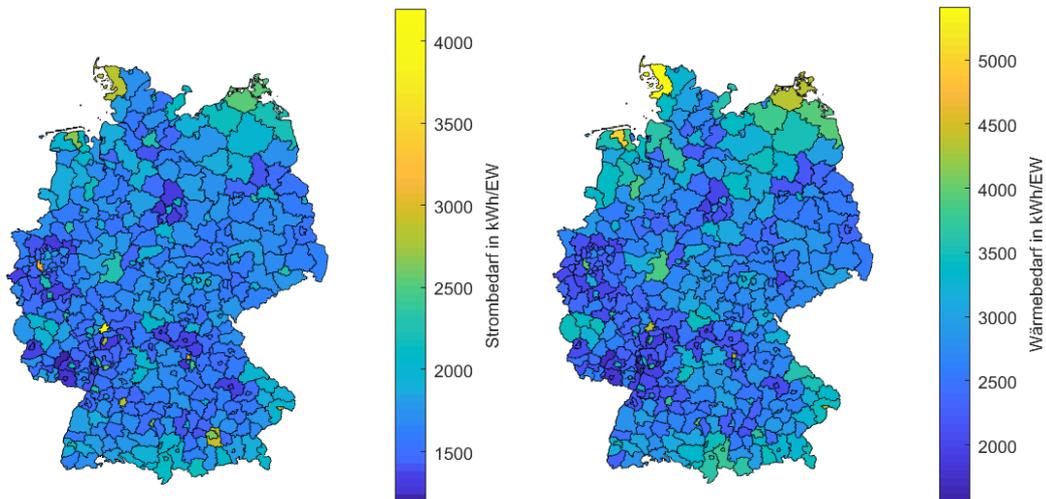


Abbildung 3-9: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf des GHD-Sektors

Auffällig ist, dass der Wärmebedarf nur wenig höher ist als der Strombedarf, im Gegensatz zum Wohngebäudesektor, wo der Wärmebedarf etwa viermal so hoch ist, wie der Strombedarf. Im Großteil der Regionen liegt der Strombedarf unter 2 500 kWh pro Einwohner. In den größeren Städten und in einigen Küstenregionen ist der Verbrauch des GHD-Sektors deutlich höher. Da die einzelnen Branchen des GHD-Sektors jeweils separat erfasst wurden, kann im Folgenden eine Auswertung der Verteilung der einzelnen Branchen erfolgen.

Den größten Anteil am Stromverbrauch des GHD-Sektors haben Bürogebäude. Die Verteilung des Strom- und Wärmebedarfs durch Bürogebäude pro Einwohner (EW) ist in Abbildung 3-10 dargestellt. In den meisten Regionen liegt der Strombedarf zwischen 200 und 400 kWh/EW, in einzelnen Regionen kann dieser jedoch auf bis über 1 000 kWh/EW ansteigen.

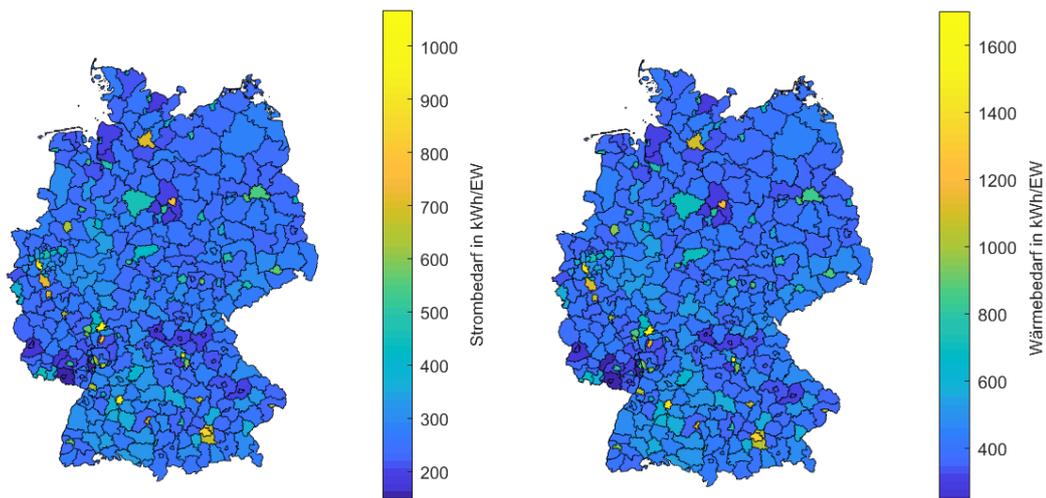


Abbildung 3-10: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf der Bürogebäude

Einen ebenfalls hohen Verbrauch hat der Einzelhandel. Im Gegensatz zu den Bürogebäuden ist der Stromverbrauch pro Einwohner jedoch umso geringer, je mehr Einwohner eine Region

aufweist (vgl. Abbildung 3-11). Insgesamt ist der Einzelhandel pro Einwohner jedoch recht homogen verteilt, indem eine geringe Bandbreite an Energiebedarf pro Einwohner auftritt.

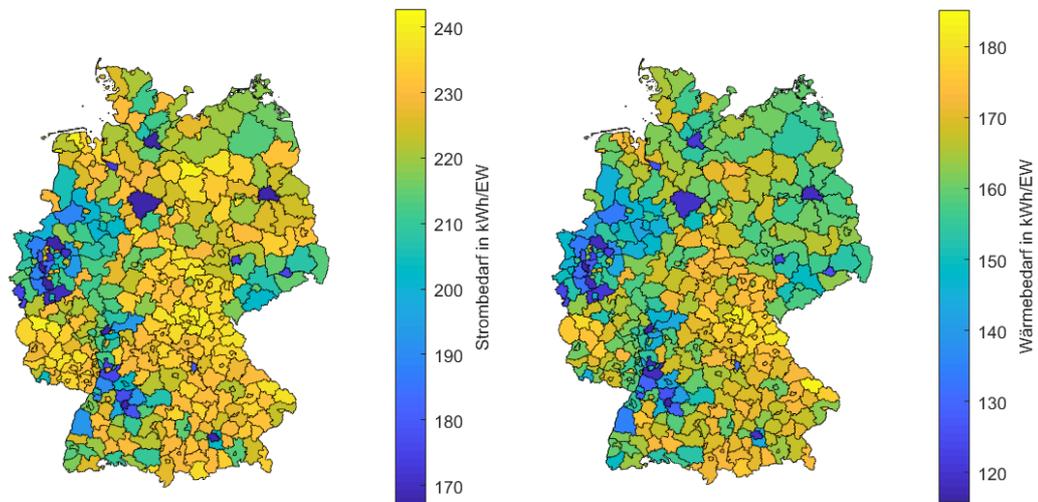


Abbildung 3-11: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf des Einzelhandels

Der Energieverbrauch in Gaststätten (Abbildung 3-12) wiederum zeigt nicht nur eine Abhängigkeit von der Einwohnerdichte der Region. Stattdessen sind es auch die touristischeren Regionen an den Küsten und in der Alpenregion, die eine höhere Anzahl an Gaststätten pro Einwohner haben.

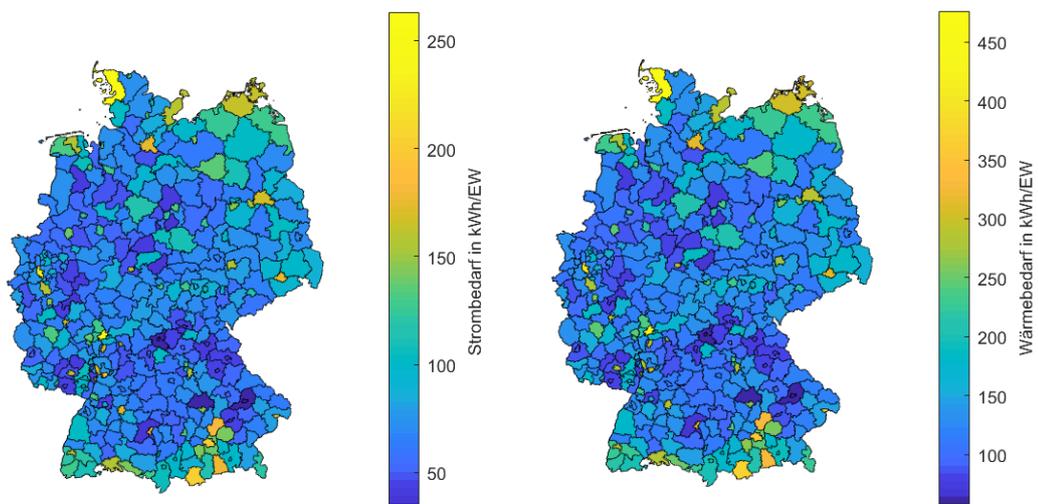


Abbildung 3-12: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf der Gaststätten

Wie in Abbildung 3-13 ersichtlich ist, weisen die meisten Regionen einen Stromverbrauch durch Krankenhäuser von unter 200 kWh/EW auf. Einige wenige Regionen kommen jedoch auf über 400 kWh/EW. Dies sind häufig Kurorte, in denen sich viele Reha-Kliniken befinden.

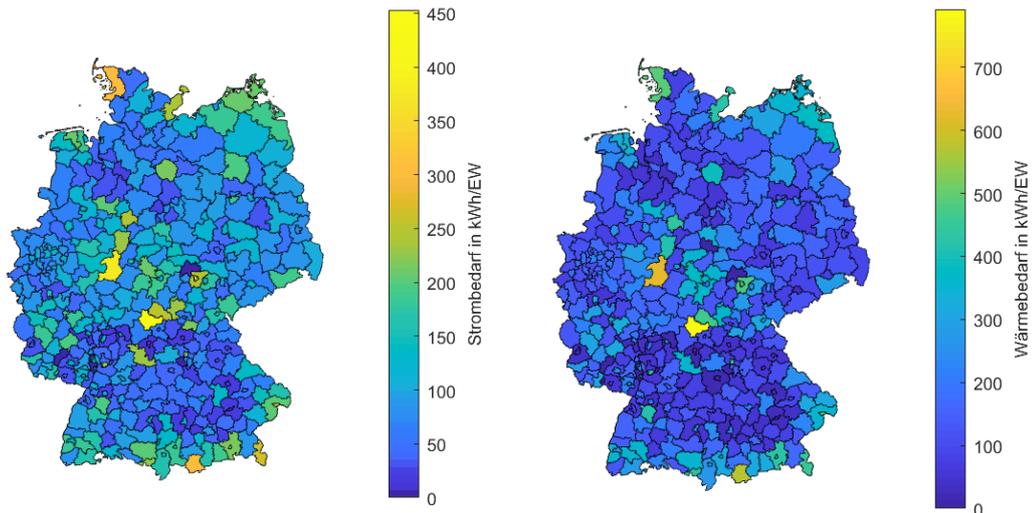


Abbildung 3-13: Strom- (links) und Wärme- (rechts) bedarf der Krankenhäuser

Industrie-Sektor

Der Stromverbrauch des Industriesektors ist in Abbildung 3-14 dargestellt. Im Großteil der Regionen liegt dieser unterhalb von 1 000 GWh, bzw. unterhalb 5 MWh pro Einwohner. Einige wenige Regionen mit großen Standorten der Chemieindustrie weisen jedoch um ein Vielfaches höhere Energieverbräuche auf. Hierbei sind beispielsweise Duisburg und Brandenburg mit großen Stahlproduzenten sowie Ludwigshafen, der Rein-Kreis-Neuss, Altötting und Stade mit großen Chemiestandorten zu nennen.

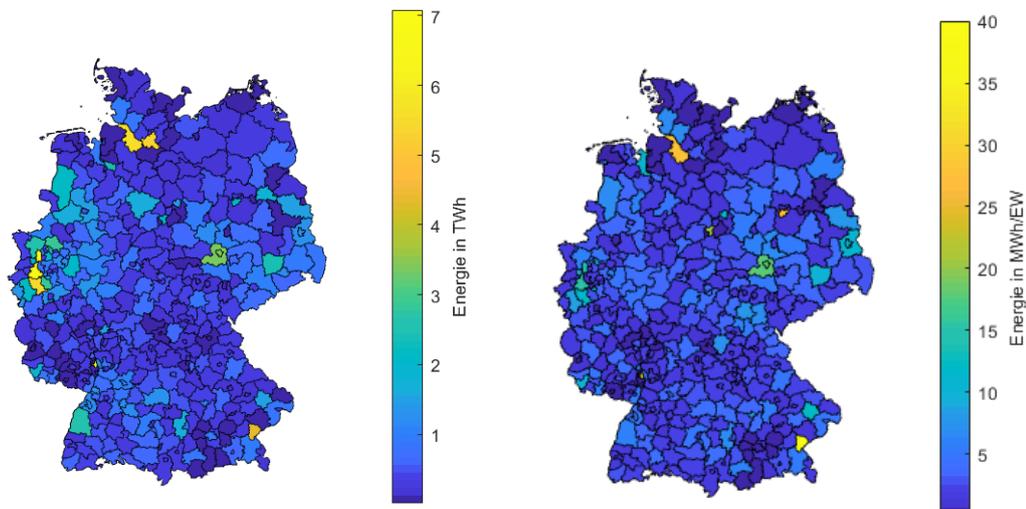


Abbildung 3-14: Regionaler industrieller Stromverbrauch

Der industrielle Wärmeverbrauch ist in Abbildung 3-15 zu erkennen. Auch hier stehen einige wenige Regionen mit hohem Wärmeverbrauch gegenüber den übrigen Regionen hervor.

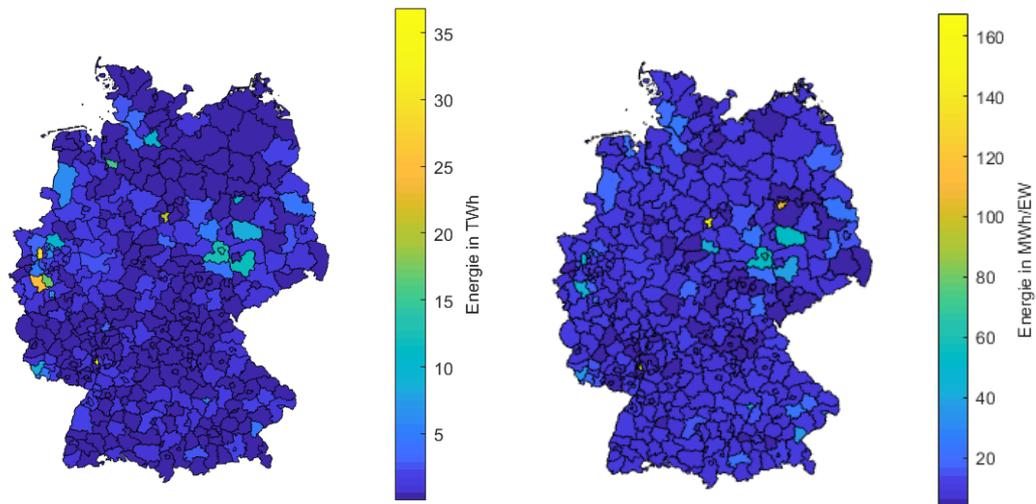


Abbildung 3-15: Regionaler industrieller Wärmeverbrauch

Technologieverteilung

Die Anteile der Wohnungen, die über eine bestimmte Wärmeversorgungstechnologie versorgt werden, ist in Abbildung 3-16 dargestellt. Für die Sektorenkopplung relevant sind hierbei Wärmepumpen und Fernwärmenetze, in denen potenziell PtH-Anlagen, Großwärmepumpen und KWK-Anlagen eingesetzt werden können.

Der Anteil an Wärmepumpen ist heute noch sehr gering und liegt in den Regionen zwischen 0 und 7 %. Da Wärmepumpen in Neubauten bereits heute schon einen Marktanteil von 30 % erreichen, wird hier eine hohe Steigerung erwartet [11] (vgl. Kapitel 3.5.2). Bei der Fernwärme ist insbesondere ein großer Unterschied zwischen den alten und neuen Bundesländern zu erkennen. In den neuen Bundesländern werden auch in den größeren, ländlich geprägten Landkreisen 10 bis 50 % des Wärmebedarfs durch Fernwärme gedeckt, während in den alten Bundesländern in den meisten Landkreisen unter 20 % des Wärmebedarfs durch Fernwärme gedeckt wird. Lediglich in einigen kreisfreien Städten werden höhere Fernwärmeanteile von bis zu 90 % (Flensburg) erreicht.

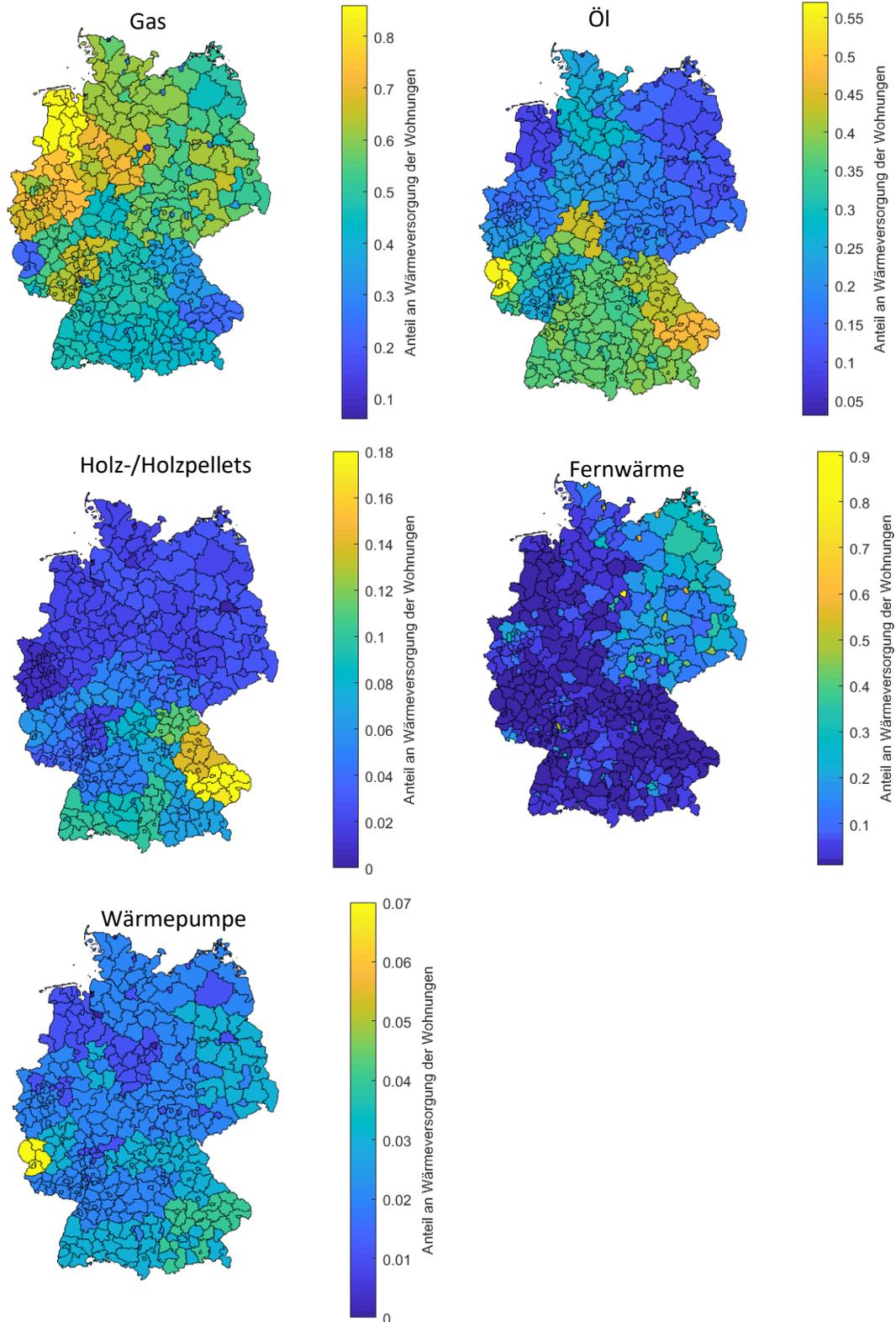


Abbildung 3-16: Anteile verschiedener Wärmeversorgungstechnologien an der Deckung des Wärmebedarfs in den einzelnen Regionen

Erneuerbare Energien

Im folgenden Abschnitt ist die Energieerzeugung durch erneuerbare Energien in den einzelnen Landkreisen und kreisfreien Städten dargestellt. Dabei wird jeweils einerseits die absolute erzeugte Energiemenge pro Landkreis aufgezeigt, andererseits die erneuerbare Erzeugung pro Einwohner. Da der Verbrauch in einer Region umso höher ist, je mehr Einwohner diese Region hat, zeigt letztere Darstellungsweise an, in welchem Verhältnis die Energieerzeugung in den Landkreisen zu der für verbrauchsgebundene Ausgleichsmaßnahmen zur Verfügung stehenden Last steht.

Die Energieerzeugung durch Windenergie ist in Abbildung 3-17 zu sehen. Dabei wurde jeweils die Energiemenge betrachtet, die in der jeweiligen Region anfällt, so dass die Erzeugung durch Offshore-Anlagen nicht in der Grafik enthalten ist.

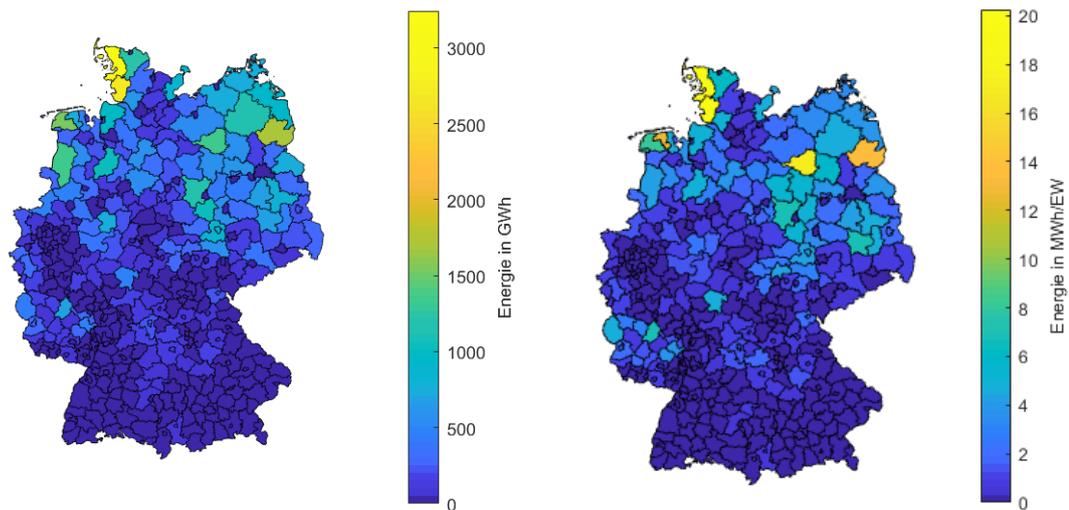


Abbildung 3-17: Erzeugte erneuerbare Energiemenge durch Windkraft

Auffällig an der Grafik ist das Nord-Süd-Gefälle bei der erzeugten Windenergie. Während im Norden in einige Landkreise jährlich deutlich über 2 000 GWh an Windenergie anfallen, sind im Süden, insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg, in nur zwei Landkreisen mehr als 200 GWh an Windenergie erzeugt, in den meisten liegt die erzeugte Windenergie unterhalb von 10 GWh. Bei der Betrachtung nach erzeugter Windenergie pro Einwohner der Landkreise sieht das Gesamtbild sehr ähnlich aus, lediglich einige besonders bevölkerungs-schwache Landkreise im Norden und Osten treten farblich stärker hervor.

In Abbildung 3-18 ist die PV-Energieerzeugung je Landkreis dargestellt. Hier zeigt sich keine ganz so deutliche regionale Verteilung wie bei der Windenergie. Landkreise mit einer hohen PV-Energiemenge sind insbesondere im Süden zu finden, aber auch im Osten und Nordwesten weisen einige Landkreise eine PV-Erzeugung von 300 GWh/a auf. Lediglich im Westen und in der Mitte Deutschlands ist die PV-Produktion pro Landkreis sehr gering. Bei der Betrachtung der erzeugten Energiemenge pro Einwohner sind die regionalen Unterschiede deutlicher. Vor allem im Süden und Osten treten einige Landkreise farblich stark hervor, da dort 2 MWh oder mehr pro Einwohner anfallen.

Insbesondere große Städte und Ballungszentren hingegen sind sehr dunkel eingefärbt, da durch die hohe Besiedlungsdichte mit einem hohen Anteil an Mehrfamilienhäusern weniger Dachfläche pro Einwohner zur Verfügung steht und diese zudem weniger für die PV-Installation genutzt werden.

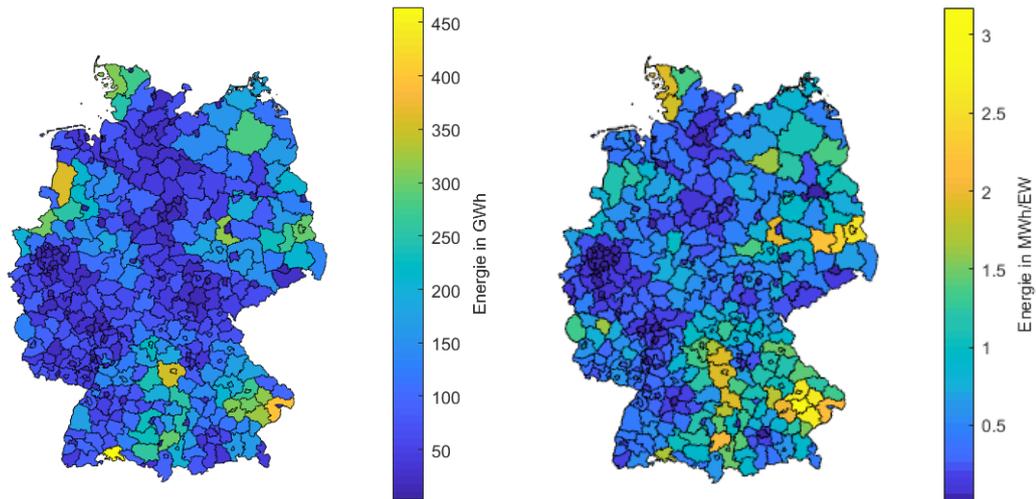


Abbildung 3-18: Erzeugte erneuerbare Energiemenge durch PV-Anlagen

Bei der Biomasse (siehe Abbildung 3-19) zeigt sich wiederum ein deutliches Nord-Süd-Ge-fälle, mit einer deutlich höheren Energieproduktion in den nördlicheren Landkreisen und einer besonders geringen Energieproduktion im Westen.

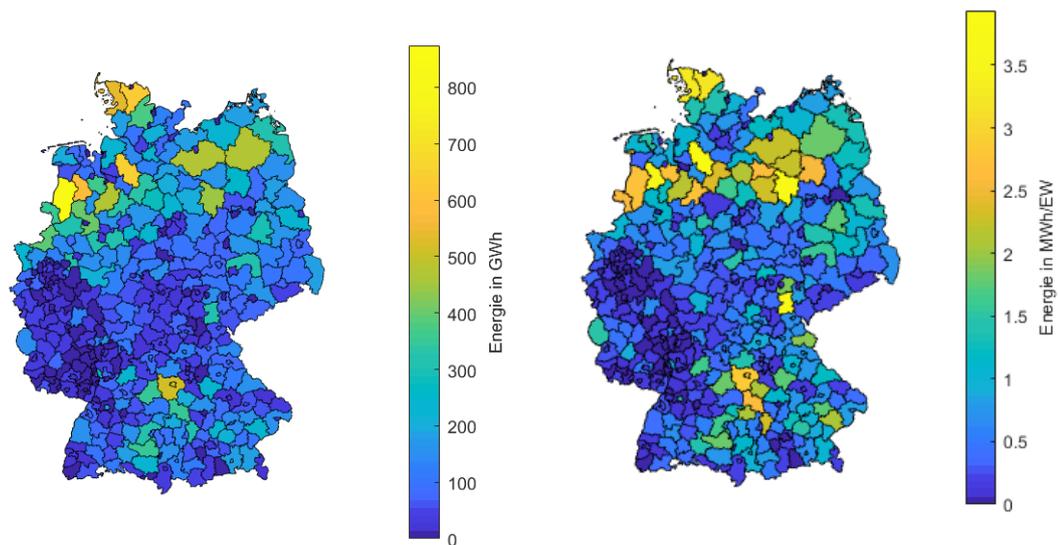


Abbildung 3-19: Erzeugte erneuerbare Energiemenge durch Biomasse-Kraftwerke

Die Erzeugung von Energie aus Wasserkraft setzt eine Fallhöhe des Wassers voraus, sodass Wasserkraftwerke hauptsächlich in bergigen Regionen zu finden sind (Abbildung 3-20). Hohe Leistungen sind daher insbesondere im Alpenraum installiert.

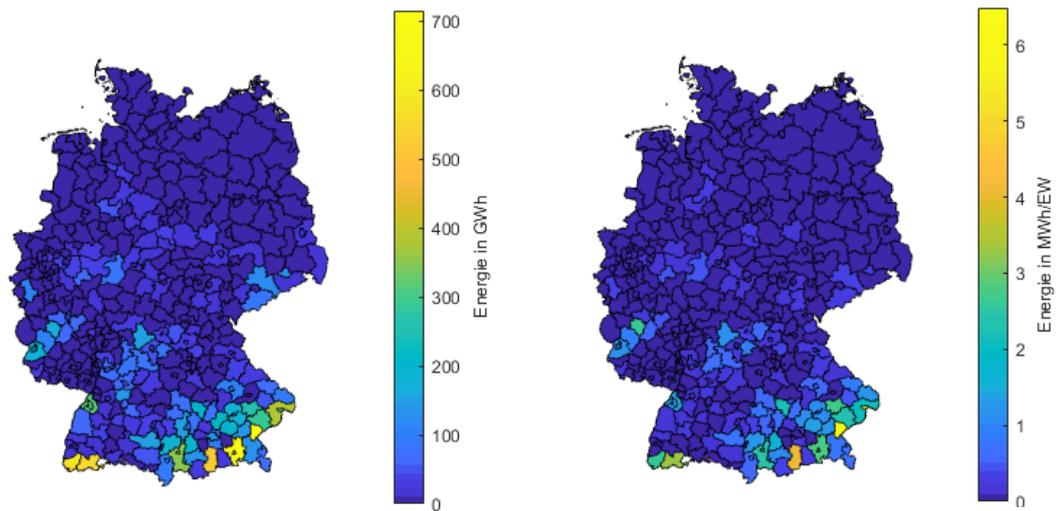


Abbildung 3-20: Erzeugte Energiemenge durch Wasserkraft

Stromerzeugende Geothermieranlagen gibt es heute nur wenige. Diese sind vornehmlich im Süden und Südwesten Deutschlands zu finden, wie in Abbildung 3-21 zu erkennen ist.

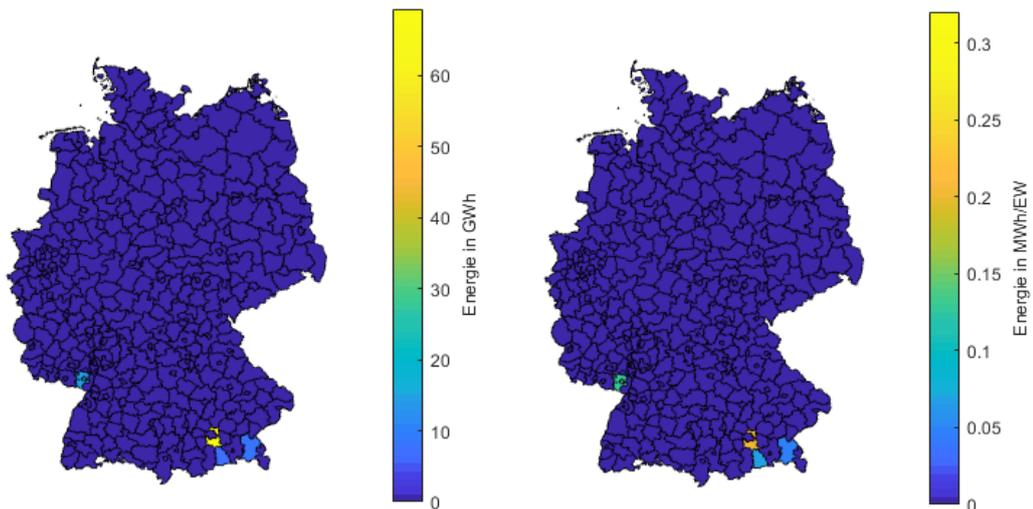


Abbildung 3-21: Erzeugte Energiemenge durch Geothermie

Die Summe der erneuerbaren Erzeugung aller Energieträger ist in Abbildung 3-22 dargestellt. Da die größten Energiemengen durch die Windkraft im Norden erzeugt werden, ist auch die Energiemenge pro Landkreis und pro Einwohner in der Nordhälfte Deutschlands am KWK. Daraus kann abgeleitet werden, dass Strommengen vor allem von Norden nach Süden über die Netze verteilt werden müssen.

Bei der Betrachtung pro Einwohner fallen insbesondere einige dünn besiedelte Landkreise im Osten auf, die insbesondere in der rechten Abbildung farblich hervortreten. Auch die Großstädte und Ballungszentren sind wiederum deutlich an ihrer geringen Energiemenge pro Einwohner zu erkennen.

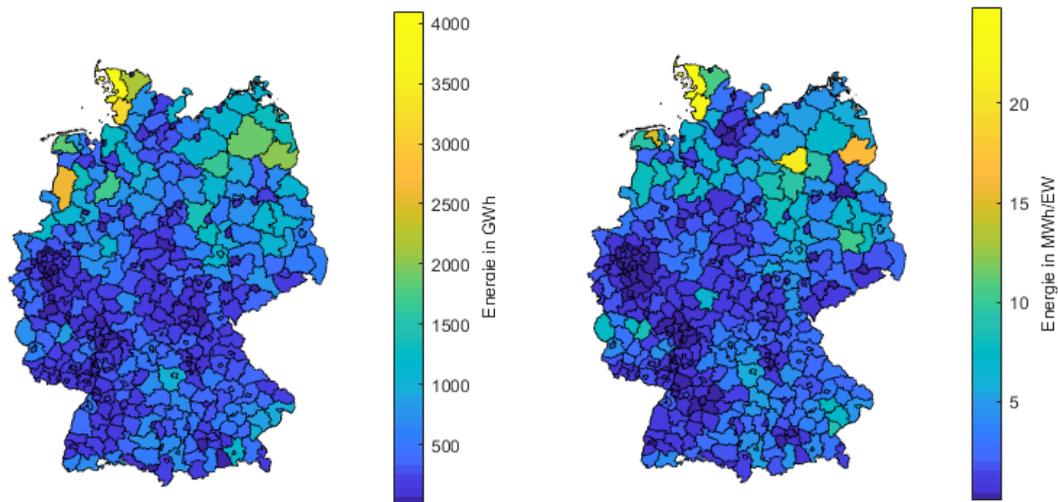


Abbildung 3-22: Gesamte erzeugte erneuerbare Energiemenge (ohne Offshore-Windenergie)

3.5.2 Zukünftige Entwicklung der Regionen

Indem die in Abschnitt 3.4.1 definierten zentralen Szenariorandbedingungen auf die Landkreise angewendet wurden, ergeben sich die zukünftigen regionalen Entwicklungen.

Stromverbrauch

Verschiedene Faktoren haben einen verstärkenden oder vermindernenden Einfluss auf den regionalen Stromverbrauch. Ein wichtiger Parameter ist dabei die Bevölkerungsentwicklung. Um diese zu bestimmen, wurde die Entwicklung der vergangenen Jahre auf die Zukunft fortgeschrieben, wobei sehr extreme Entwicklungen etwas abgeschwächt wurden.

Für die angenommene leichte Reduktion der gesamten Bevölkerungszahl in Deutschland um 4,5 % verglichen mit 2015 auf 78 Mio. im Jahr 2050, ergeben sich die in Abbildung 3-23 dargestellten relativen Änderungen der regionalen Bevölkerungszahlen.

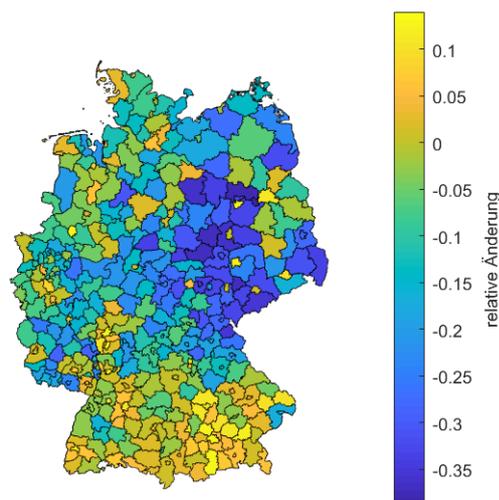


Abbildung 3-23: Relative Änderung der regionalen Bevölkerungszahlen

Ein Bevölkerungszuwachs tritt im Besonderen in Bayern und Baden-Württemberg und großen Städten auf, während Landkreise in den neuen Bundesländern zum Teil deutliche

Bevölkerungsabnahmen von bis zu 35 % zu verzeichnen haben. Dies wirkt sich dementsprechend auf den Stromverbrauch aus. Die relative Änderung des Stromverbrauchs der Haushalte ist in Abbildung 3-24 dargestellt. Dabei wird unterschieden zwischen der Änderung des klassischen Stromverbrauchs der Haushalte (links) und dem Stromverbrauch inkl. Heizwärme durch Wärmepumpen (rechts).

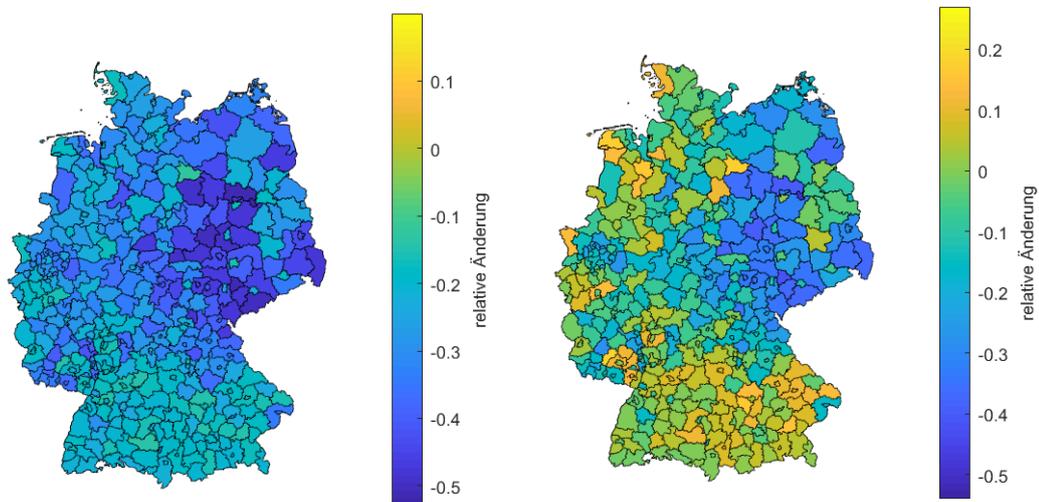


Abbildung 3-24: Relative Änderung des regionalen Stromverbrauchs der Haushalte, links: ohne Stromverbrauch durch Wärmepumpen, rechts: inkl. Stromverbrauch durch Wärmepumpen

In die Änderung des Stromverbrauchs der Haushalte fließen die Effizienzgewinne ein, die den Stromverbrauch für alle Haushalte gleichmäßig verringern sowie die Änderung der Bevölkerungszahl. Zudem ändert sich die allgemeine Haushaltszusammensetzung, da die Zahl der Ein- und Zweipersonenhaushalte zunimmt, sodass in Regionen mit einem ohnehin schon hohen Anteil an Ein- und Zweipersonenhaushalten (städtische Regionen sowie die neuen Bundesländer) die Zahl der Haushalte über die Bevölkerungsänderung hinaus zunimmt.

Als weiterer neuer Stromverbraucher haben Elektro-PKW einen signifikanten Einfluss auf den Stromverbrauch. Die Änderung des Haushaltsstromverbrauchs inkl. Elektro-PKW ist in Abbildung 3-25 zu erkennen. Änderungen der Bevölkerungszahl wirken sich hierbei besonders stark aus, da nicht nur der Basis-Stromverbrauch der Haushalte steigt, sondern auch besonders viele Elektro-PKW zum Stromverbrauch hinzukommen.

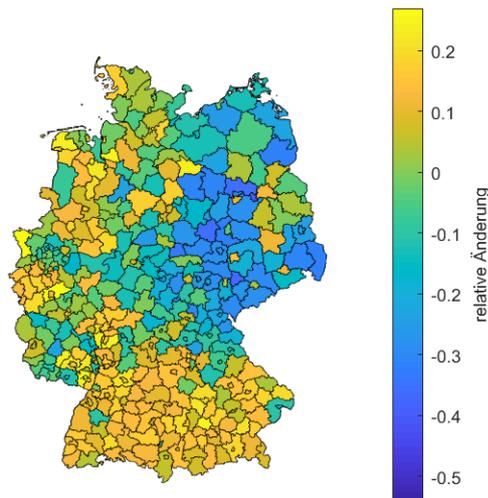


Abbildung 3-25: Relative Änderung des regionalen Stromverbrauchs der Haushalte inkl. Stromverbrauch durch Wärmepumpen und Elektromobilität

In den meisten Regionen ist eine Zunahme des Stromverbrauchs durch die Haushalte zu erkennen. Lediglich in einigen Regionen mit starkem Bevölkerungsrückgang ist eine Verringerung des Stromverbrauchs, trotz Wärmepumpen und Elektromobilität als neu hinzugekommene Verbraucher, zu erkennen.

Im GHD-Sektor ergibt sich die Änderung des Strombedarfs ebenso wie auf der Haushalts-ebene durch die Bevölkerungsänderung und Effizienzsteigerungen. Die Bevölkerungsänderung wirkt sich jedoch nur auf manche Branchen aus, sodass die Änderung des Strombedarfs des GHD-Sektors in den Regionen nicht vollständig analog zur Bevölkerungsänderung verläuft (Abbildung 3-26). Als unabhängig von der regionalen Bevölkerungsentwicklung angenommen sind die Universitäten, der Großhandel, Hotels und Landwirtschaft, für die jeweils in allen Regionen gleiche Entwicklungen angenommen wurden.

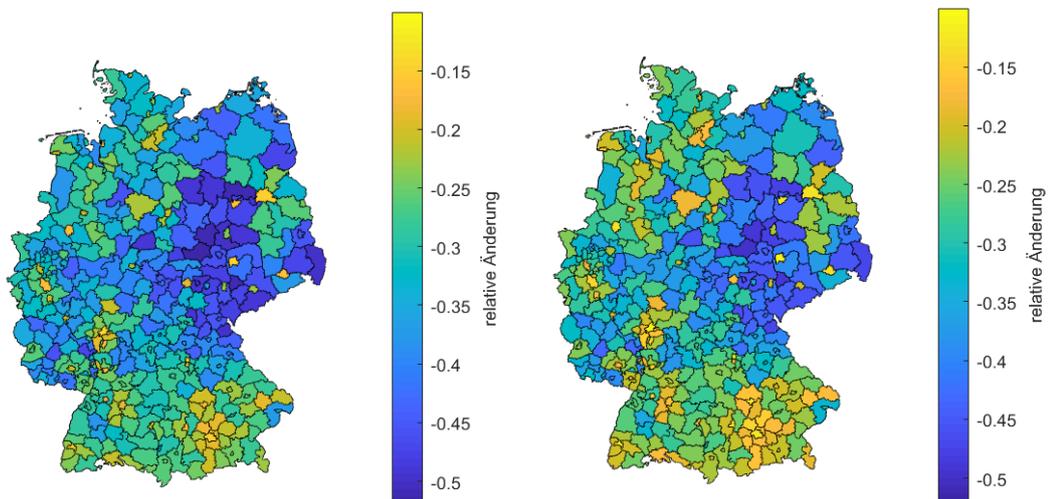


Abbildung 3-26: Relative Änderung des regionalen Stromverbrauchs des GHD-Sektors, links: ohne Stromverbrauch durch Wärmepumpen, rechts: inkl. Stromverbrauch durch Wärmepumpen

Die Zunahme des Stromverbrauchs durch Wärmepumpen wirkt sich im GHD-Sektor deutlich geringer aus. Dies ist über den geringeren Anteil des Wärmebedarfs, im Vergleich zum gesamten Energiebedarf des Sektors zu erklären.

Zur Bestimmung des industriellen Strombedarfs wurde eine konstante Änderungsrate in allen Landkreisen angenommen. Für die Änderung des gesamten Strombedarfs ergibt sich das in Abbildung 3-27 dargestellte Bild.

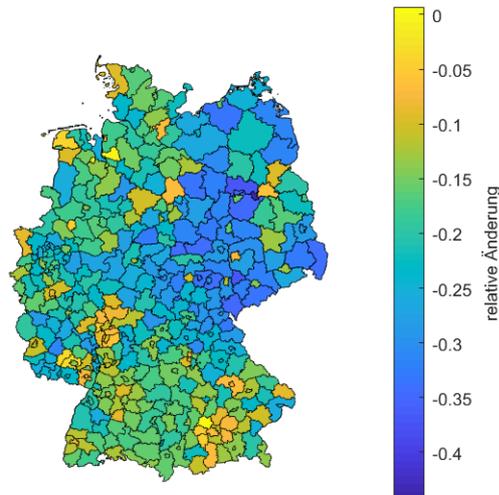


Abbildung 3-27: Relative Änderung des gesamten Stromverbrauchs

Durch ehrgeizige Effizienzsteigerungen in allen Sektoren werden die Mehrverbräuche durch Wärmepumpenheizungen und Elektro-PKW ausgeglichen, sodass der Stromverbrauch in allen Regionen sinkt oder zumindest gleichbleibt. In der Änderungsrate gibt es jedoch große Unterschiede, indem in einigen Regionen mit einer stark abnehmenden Bevölkerungszahl der Stromverbrauch um bis zu 43 % abnimmt, während in anderen Regionen die Reduktion des Gesamtstromverbrauches annähernd bei null ist.

Dies zeigt, dass die regional differenzierte Betrachtung der Entwicklung des Stromverbrauchs gerechtfertigt ist. Pauschale Annahmen für alle Regionen würden zu deutlich ungenaueren Ergebnissen führen.

Wärmeverbrauch

Die relative Änderung des regionalen Wärmeverbrauchs ist in Abbildung 3-28 dargestellt. In allen Regionen ist eine Verringerung des Wärmebedarfs um bis zu 60 % zu erkennen, jedoch treten wiederum hohe Unterschiede zwischen den Regionen auf. Bei den Haushalten berechnen sich die Wärmebedarfe aus der Sanierung, bzw. den Abriss- und Neubauraten, die auf der Änderung der Bevölkerungszahlen beruhen. Die Sanierungs- sowie Abrissraten werden für Gebäude älterer Gebäudealtersklassen höher angenommen, sodass neben der Bevölkerungsänderung auch die Zusammensetzung der Baualtersklassen die regionale Veränderung des Wärmebedarfs beeinflusst.

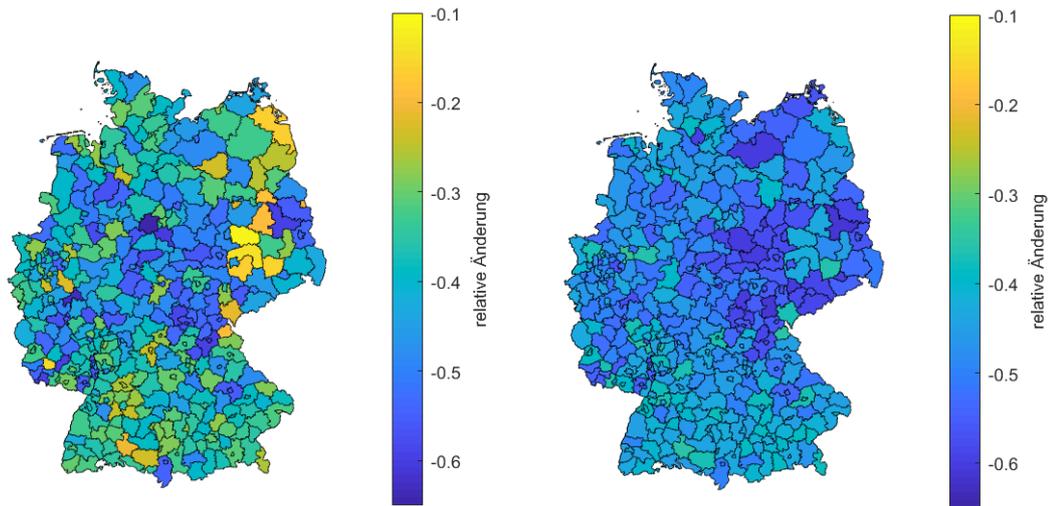


Abbildung 3-28: Relative Änderung des regionalen Wärmebedarfs, links: Haushalte, rechts: GHD-Sektor

Im GHD-Sektor liegen keine Informationen zu Baualterklasse der Gebäude vor, sodass hier eine pauschale Effizienzverbesserung aller Gebäude angenommen wurde. Regionale Unterschiede entstehen lediglich durch die unterschiedliche Ausprägung der einzelnen Branchen, für die, analog zum Stromsektor, branchenspezifische Annahmen zur Änderungsrate getroffen wurden (beispielsweise eine Zunahme von Einzelhandelsfläche und der Studentenzahlen, jedoch eine Abnahme von Landwirtschaftsflächen). Somit sind die regionalen Unterschiede geringer und der Wärmebedarf ändert sich zwischen 40 und 60 %.

Wie auch beim Strom wurde für den Industriesektor eine für alle Regionen gleiche Änderungsrate des Wärmebedarfs angenommen. Insgesamt ergibt sich damit für alle Sektoren gemeinsam das in Abbildung 3-29 gezeigte Bild der regionalen Wärmeverbrauchsänderungen. In allen Regionen nimmt der Wärmeverbrauch ab, die Abnahme liegt zwischen 10 und 60 %.

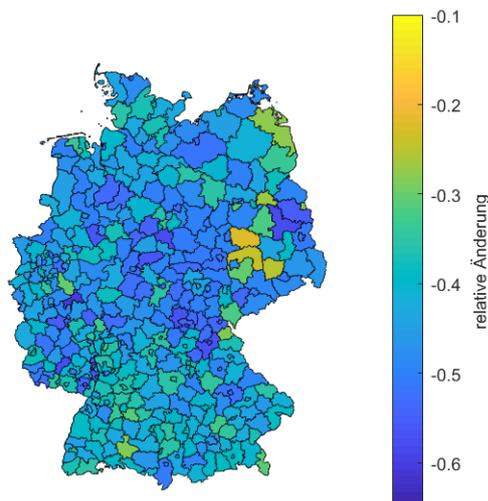


Abbildung 3-29: Relative Änderung des gesamten regionalen Wärmebedarfs

Technologieverteilung

Zur Bestimmung der zukünftigen Technologieverteilung für Fernwärme, Ölkessel und Nachtspeicherheizungen werden Änderungsraten festgelegt, sodass in jedem Landkreis der Anteil

der Ölheizungen und Nachtspeicherheizungen um 40 % bzw. 30 % abnimmt und der Anteil an fernwärmeversorgten Haushalten um 10 % zunimmt.

Gleichzeitig wurden für Wärmepumpen (Luft-Wasser/Sole-Wasser), dezentrale Solarthermie, Biomassekessel und gasgefeuerte KWK-Anlagen Zielwerte für Ein- und Mehrfamilienhäuser vorgegeben. Der Anteil an Gaskesseln ergibt sich dementsprechend, indem der restliche Anteil der Wohnungen über diese versorgt wird.

Relevant für die Sektorenkopplung sind insbesondere Fernwärme und Wärmepumpen, deren Verteilung für den Haushaltssektor in der folgenden Abbildung 3-30 dargestellt ist.

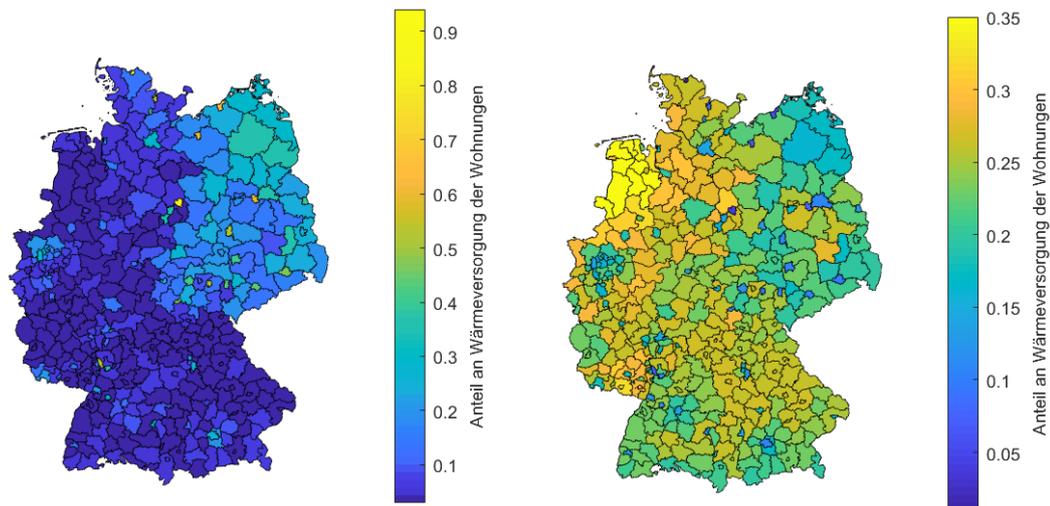


Abbildung 3-30: Anteil von Fernwärme (links) und Wärmepumpen (rechts) an der Wärmeversorgung der Haushalte

Da für die Fernwärme lediglich eine Erhöhung der bisherigen Fernwärmeanteile angenommen wurde, ergibt sich ein sehr ähnliches Bild zu heutigen Fernwärmeverteilung. Hohe Anteile der Fernwärmeversorgung treten insbesondere in Städten und in den neuen Bundesländern auf.

Die Wärmepumpen hingegen, die bisher kaum in der Wärmeversorgung der Haushalte enthalten waren, erreichen nun signifikante Anteile von bis zu 35 % in einigen Landkreisen. Da in den neueren Bundesländern und Städten ein höherer Anteil über Wärmenetze abgedeckt wird und zudem die angenommenen Anteile an Wärmepumpen in den Mehrfamilienhäusern geringer sind als in Einfamilienhäusern, sind insbesondere in ländlichen Regionen in Westdeutschland höhere Anteile an Wärmepumpen zu erkennen.

Eine weitere Technologie, die bisher eine sehr untergeordnete Rolle bei der Wärmeversorgung spielte, ist die dezentrale solarthermische Wärmeerzeugung. Diese erreicht nun in einigen Landkreisen einen Anteil von bis zu 6 % an der Wärmeerzeugung. Wiederum sind es besonders ländliche Regionen im Westen, die hier einen höheren Anteil aufweisen (Abbildung 3-31).

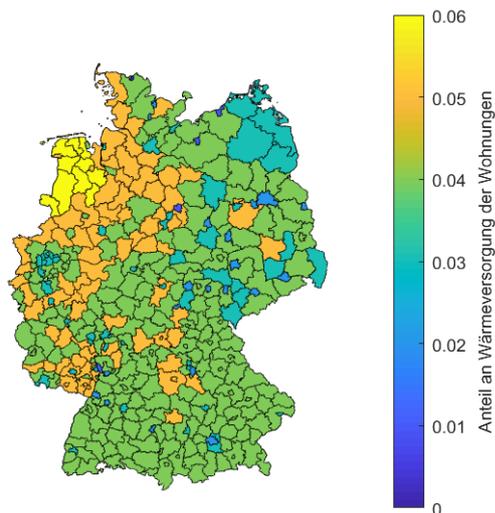


Abbildung 3-31: Anteil von Solarthermie an der Wärmeversorgung der Haushalte

Solarthermische Anlagen können zudem in Wärmenetzen eingesetzt werden. Die Art der Wärmeerzeugung in den Fernwärmenetzen wurde im Rahmen dieser Analyse jedoch nicht weiter aufgeschlüsselt.

Erzeugung

Die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien muss im Vergleich zu heute um mehr als 50 % erhöht werden, um die Ziele im Szenario 2050 zu erfüllen. Die Verteilung auf die Regionen erfolgt anhand der regionalen Potenziale, indem Regionen mit höheren Potenzialen größere Zubaumengen zugeteilt bekommen. Die sich ergebenden Energiemengen sind in den folgenden Abbildungen dargestellt

Die Onshore-Windenergieerzeugung ist im linken Bild von Abbildung 3-32 zu erkennen. Das bereits heute bestehende Nord-Süd-Gefälle bleibt weiterhin bestehen, mit einer deutlichen Konzentration der Windenergieerzeugung in den nördlichen Bundesländern.

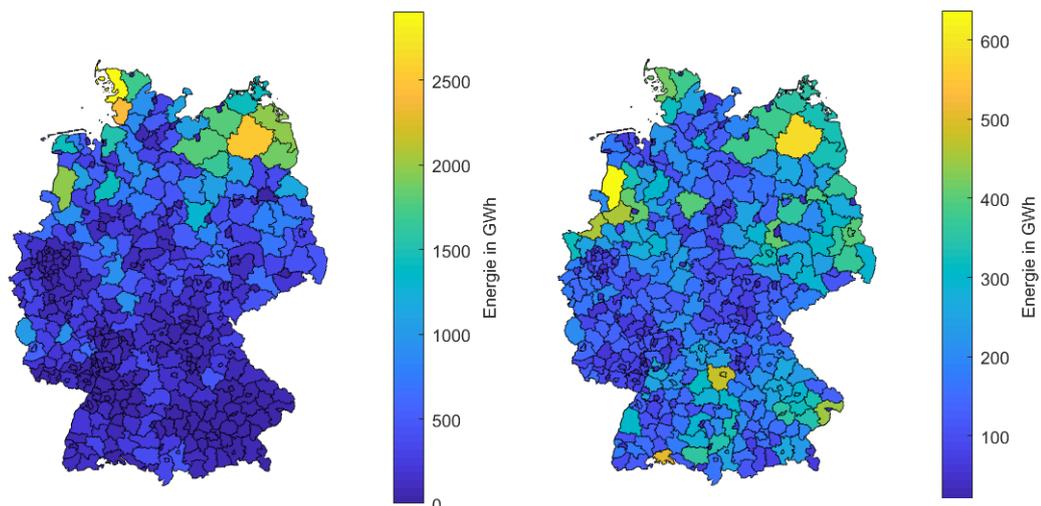


Abbildung 3-32: Regionale Onshore-Windenergieerzeugung (links) und PV-Energieerzeugung (rechts) im Szenario 2050

Im rechten Bild von Abbildung 3-32 ist die PV-Erzeugung dargestellt. Im Vergleich zur heutigen Verteilung ist das Niveau deutlich höher und etwas gleichmäßiger, da auch die Regionen, die heute noch wenig PV-Erzeugung aufweisen, nun PV-Anlagen zugeteilt bekommen haben.

Sowohl bei Biomassekraftwerken als auch bei Wasserkraftwerken (Abbildung 3-33) wurde nur ein geringer Zuwachs angenommen, sodass sich keine deutliche Änderung zum Bild der heutigen Verteilung ergibt.

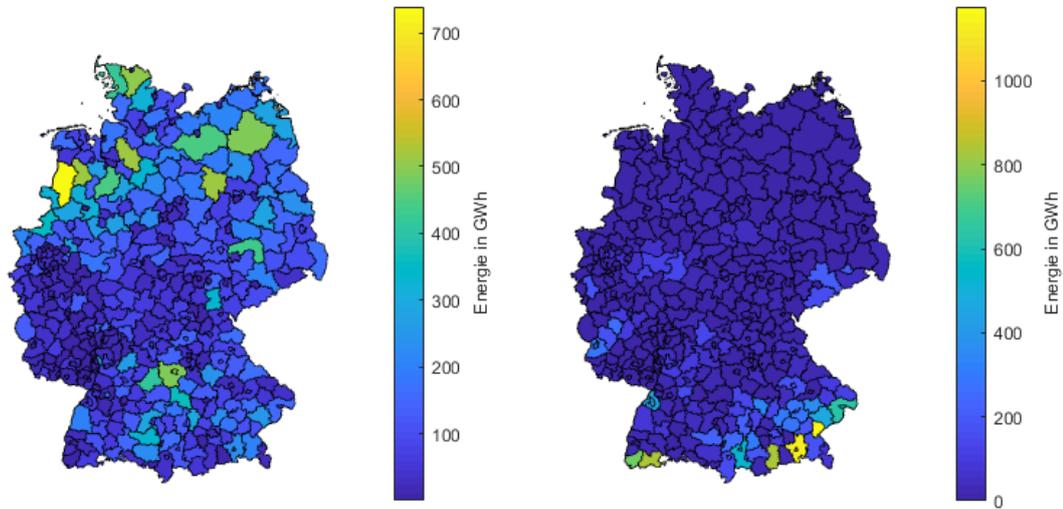


Abbildung 3-33: Regional erzeugte Energiemenge durch Biomassekraftwerke (links) und Wasserkraft (rechts)

Die Geothermie, die heute in sehr untergeordnetem Maße zur Stromerzeugung eingesetzt wird, erfährt einen deutlichen Ausbau. Dennoch trägt sie auch im Szenario 2050 nur mit 2 GW installierter Leistung zur gesamten erneuerbaren Erzeugung bei. Die Eignung von Standorten ist dabei stark von den geothermalen Bodengegebenheiten abhängig, über die häufig noch wenig bekannt ist, sodass die angenommene Verteilung sehr unsicher ist. Bisher konzentrieren sich die Erzeugungsstandorte auf den Süden Deutschlands. In der neuen Verteilung für 2050 wurden neue Standorte insbesondere im Norden und Nordosten gewählt, um die Geothermiefpotenziale im norddeutschen Becken zu nutzen (Abbildung 3-34).

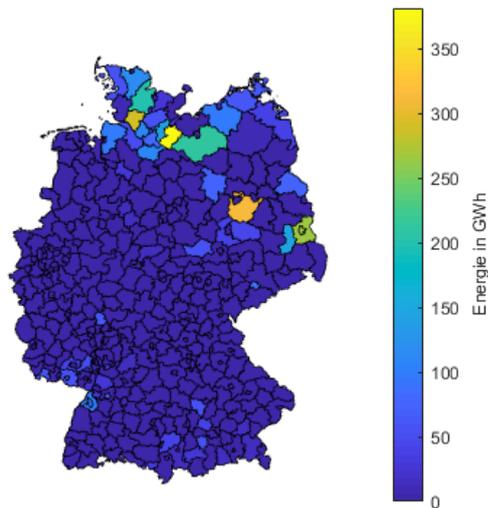


Abbildung 3-34: Regional erzeugte Energiemenge durch Geothermie

Die Verteilung der gesamten erneuerbaren Erzeugung ist in Abbildung 3-35 zu erkennen. Links ist die absolute Erzeugungsmenge je Region dargestellt, rechts die Energieerzeugung pro Landkreis/kreisfreier Stadt.

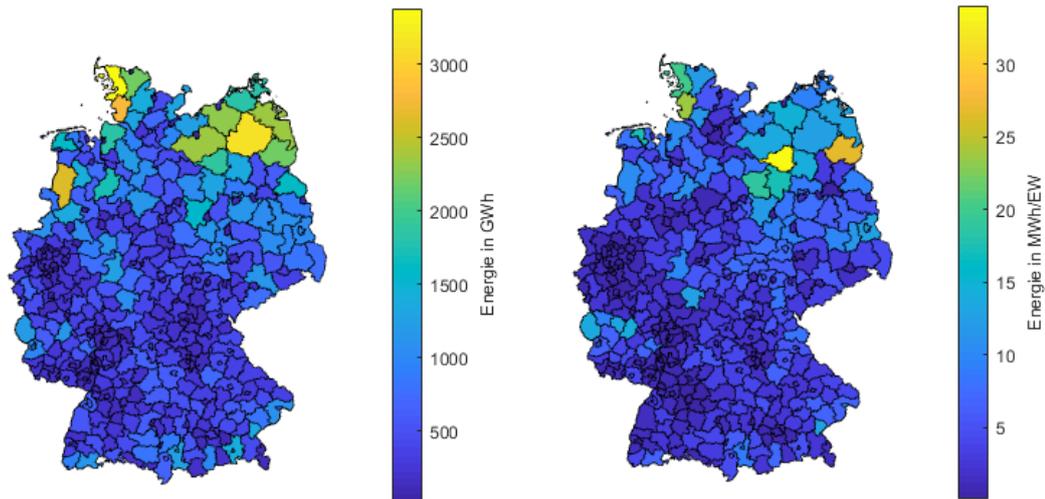


Abbildung 3-35: Regional erzeugte erneuerbare Energiemenge

Da die Windenergie den höchsten Anteil der Erzeugung ausmacht, dominiert deren Verteilung das gesamte Bild und insbesondere im Norden und Nordosten treten die höchsten Erzeugungsmengen auf. Pro Einwohner sind es insbesondere Regionen im Nordosten, die eine hohe Erzeugung aufweisen. Damit fällt zudem der Großteil der erzeugten Energiemenge fluktuierend an.

3.5.3 Residuallast

Basierend auf den stündlich aufgelösten Kurven von Energieverbrauch und -erzeugung können die regionalen Residuallasten berechnet werden. Die Jahresdauerlinien der Residuallast sind in Abbildung 3-36 dargestellt. Während der meisten Zeit des Jahres ist die Jahresdauerlinie für Deutschland positiv (linke Grafik). Während gut 2000 Stunden übersteigt jedoch die erneuerbare Erzeugung den Verbrauch und die Residuallast ist negativ. In den einzelnen Regionen (rechte Grafik) sieht das Ergebnis jedoch deutlich anders aus. In einigen Regionen tritt ganzjährig eine hohe negative Residuallast auf, während in anderen Regionen zu keinem Zeitpunkt die erneuerbare Erzeugung den Verbrauch übersteigt.

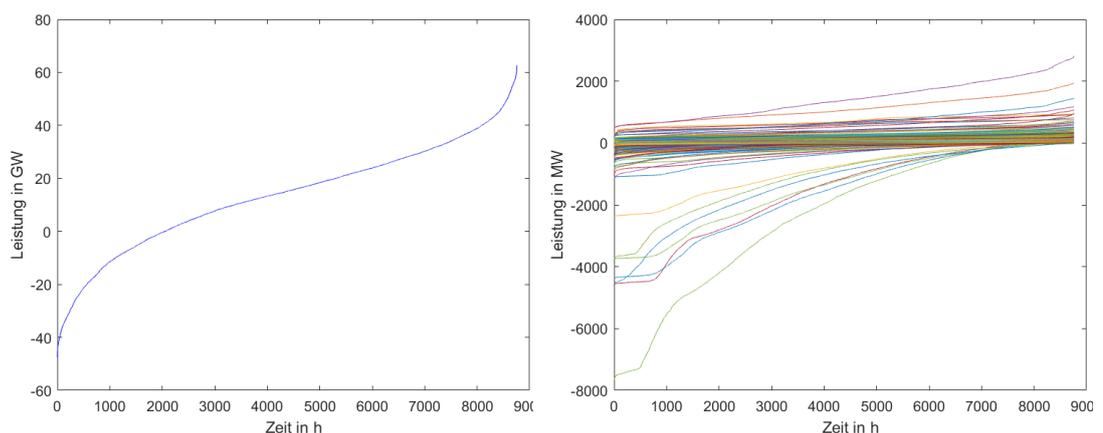


Abbildung 3-36: Jahresdauerlinien für das Szenario 2050 für Deutschland (links) und die einzelnen Regionen (rechts)

In Abbildung 3-37 sind die Anzahl der negativen Stunden und die negative Residualenergie auf der Karte für jeden Landkreis abgebildet.

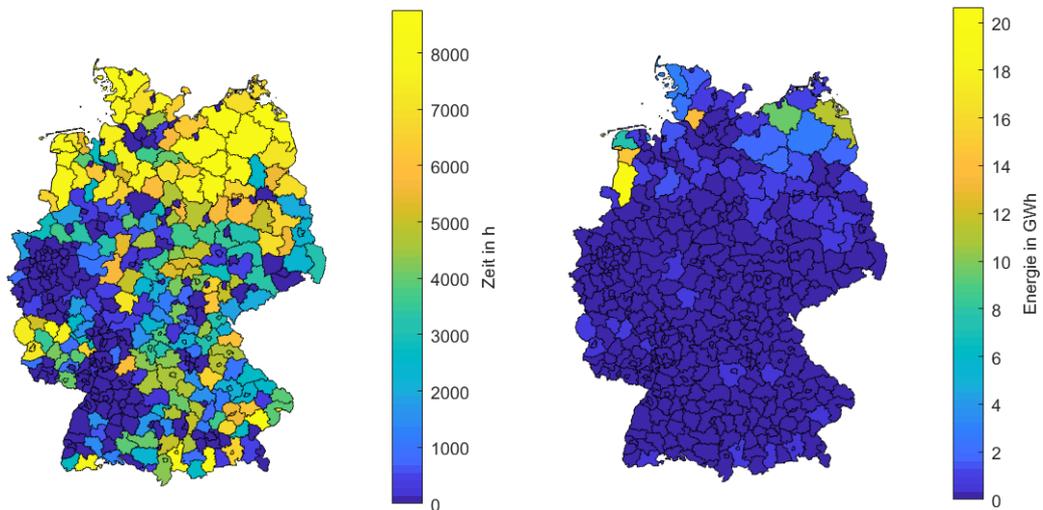


Abbildung 3-37: Anzahl Stunden mit negativer Residuallast (links) und negative Residualenergie (rechts)

In der Grafik wird die regionale Verteilung der Überschusstunden deutlich. Gelb eingefärbte Regionen haben ganzjährig oder zumindest den Großteil des Jahres eine negative Residuallast, während die dunkelblauen Regionen ganzjährig eine positive Residuallast aufweisen.

Doch auch innerhalb der Regionen mit ganzjährig positiver Residuallast gibt es noch große Unterschiede, wie an der Jahressumme der negativen Residualenergie, die in der rechten Grafik dargestellt ist, zu erkennen ist. Insbesondere in den Regionen, in denen die Offshore-Windenergie eingespeist wird, tritt eine hohe Jahressumme der Residualenergie auf.

In dieser Betrachtung werden die Regionen als Inselsysteme angenommen. In der Realität würde durch das Stromnetz ein Ausgleich stattfinden und Energiemengen zwischen den Regionen ausgetauscht werden. Die regionale Analyse gibt aber Hinweise, welche Energiemengen zukünftig in welche Richtungen über die Netze transportiert werden müssten. Zudem kann in der Folge untersucht werden, welche Ungleichgewichte schon vor Ort in den Regionen ausgeglichen werden können, um so den erforderlichen Netzausbau oder notwendige Einspeisemanagementmaßnahmen zu minimieren.

3.5.4 Schlussfolgerungen für den Einsatz der Sektorenkopplung

Die Analyse der Residuallasten zeigt, dass die Zahl der Stunden mit regionaler Über-/Unterdeckung an Strom in einzelnen Regionen teilweise sehr viel höher ist als in der Summe für Deutschland. Zudem wird deutlich, dass es verschiedene Typen von Regionen gibt, die jeweils andere Ausgleichsziele aufweisen.

Regionen, die in Abbildung 3-37 gelb dargestellt sind, haben ganzjährige Überschüsse, die über das Stromnetz in andere Regionen transportiert werden müssen. Um den zu exportierenden Strombedarf zu reduzieren, könnten zusätzliche Verbraucher installiert werden, die den Strom entweder direkt verwenden, um Wärme zu erzeugen oder die über Power-to-Gas-Technologien Erdgas oder Wasserstoff erzeugen, um die Transportkapazitäten der Gasnetze nutzen zu können.

In den blau dargestellten Regionen ist ein Import von Strom aus anderen Regionen nötig. Zusätzlich könnten weitere, dezentrale Stromerzeugungskapazitäten, beispielsweise über KWK-Anlagen geschaffen werden, die flexibel betrieben werden, um die Strommenge, die aus anderen Regionen importiert werden muss, so gering wie möglich zu halten.

In hellblau bis grün dargestellten Regionen treten während des Jahres sowohl Zeiten auf, in denen die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, als auch Zeiten in denen mehr verbraucht als erzeugt wird. Hier könnte ein Ausgleichsziel darin liegen, innerhalb der Regionen einen Ausgleich zwischen diesen Zeiten zu schaffen.

Ein beispielhafter Lastgang für jeweils einen der drei Regionentypen ist in Abbildung 3-38 dargestellt. Zusätzlich ist der Verlauf des Wärmebedarfs dargestellt, der grundsätzlich für Ausgleichsmaßnahmen zur Verfügung steht.

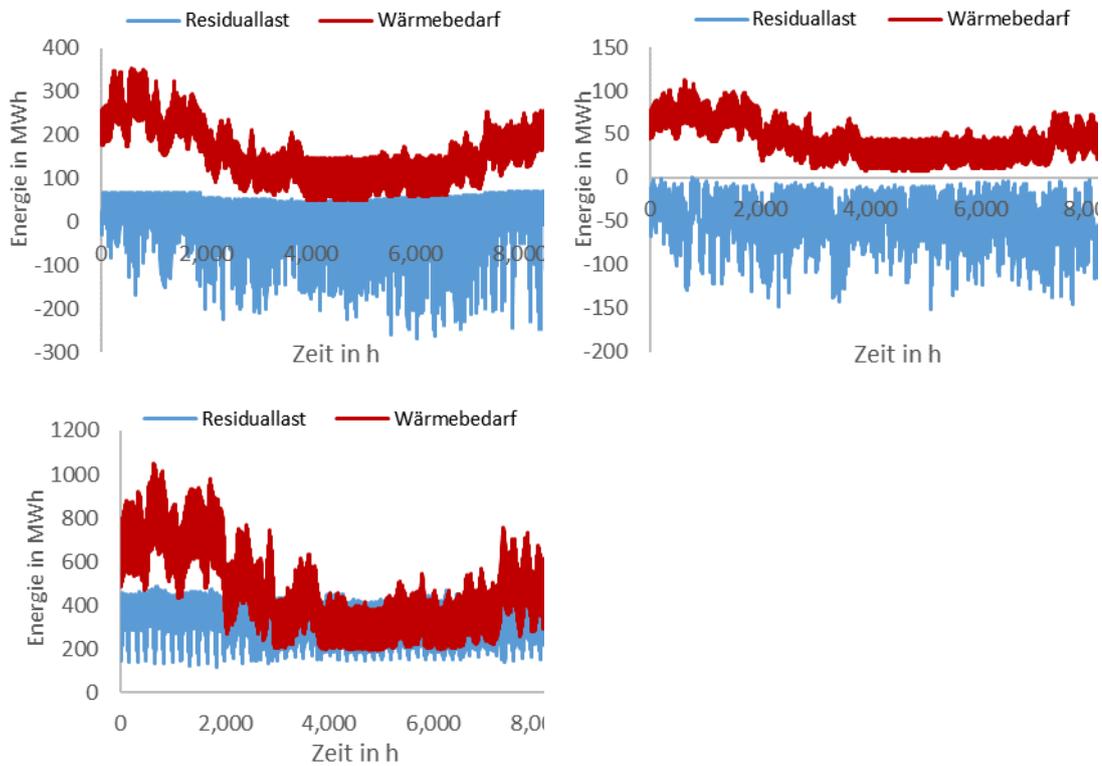


Abbildung 3-38: Verlauf von Residuallast und Wärmebedarf für Passau (links oben), Cochem-Zell (rechts oben) und Essen (unten)

Im Winter übersteigt der Wärmebedarf in allen Beispielregionen die Höhe der sowohl negativen als auch positiven Residuallast. Im Sommer ist der Wärmebedarf deutlich geringer und damit, zumindest in Cochem-Zell und Passau, kleiner als die Residualleistung.

Mögliche Anlagen für die Sektorenkopplung im Haushaltsbereich sind Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke. Zudem wäre es denkbar, Power-to-Heat-Systeme in Trinkwarmwasser- oder Heizungsspeicher zu integrieren und zu Zeiten von Stromüberschüssen im System zu betreiben oder eine vorhandene elektrische Trinkwarmwasserbereitung zu flexibilisieren. Werden die Haushalte über ein Wärmenetz versorgt, stehen hingegen größere, zentralere Anlagen (bspw. KWK-Anlagen, Großwärmepumpen, PtH-Anlagen) zur Verfügung.

Je größer die Anlage, desto besser ist sie flexibilisierbar und desto geringer ist der spezifische Aufwand für die Kommunikationsanbindung und Steuerung. In Einfamilienhaussiedlungen, in denen in der Regel deutlich mehr PV-Anlagen zu finden sind als in Mehrfamilienhaussiedlungen, sind vor allem kleinere Anlagengrößen vertreten. Dementsprechend bieten Regionen mit hohen Anteilen an Mehrfamilienhäusern die besseren Voraussetzungen, Sektorenkopplungstechnologien zu nutzen.

Die Korrelation zwischen dem Anteil an Einfamilienhäusern (EFH) und der PV-Erzeugung ist in Abbildung 3-39 dargestellt. Dort ist der Anteil an Wohnungen in Einfamilienhäusern gegen die erzeugte PV-Energie für alle Landkreise und kreisfreien Städte in Bayern aufgetragen.

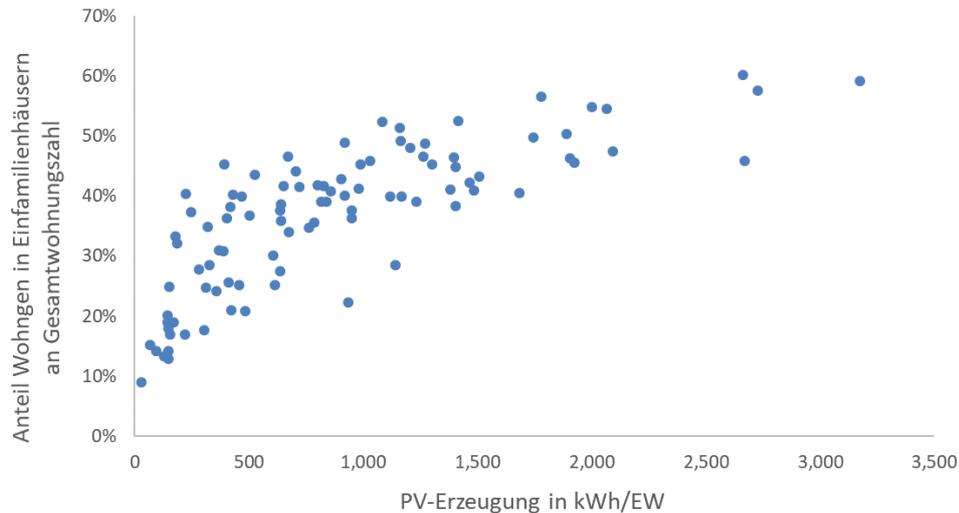


Abbildung 3-39: PV-Erzeugung und Anteil EFH in den Landkreisen in Bayern

Es lässt sich erkennen, dass hohe PV-Erzeugungsanteile insbesondere in den Regionen erzielt werden, in denen ein hoher Anteil an Einfamilienhäusern auftritt. In diesen Regionen stehen demnach die für Einfamilienhäuser typischen Technologien zur Verfügung, um einen Ausgleich von PV-Lastspitzen zu erzielen. Auch in Zukunft werden Fernwärme und Blockheizkraftwerke hier eher unterrepräsentiert sein und Wärmepumpen die vorherrschende flexibilisierbare Kopplungstechnologie.

Im GHD-Sektor sind häufig sehr viel größere Gebäude zu finden, dementsprechend sind auch die installierten Anlagenleistungen höher. KWK-Anlagen kommen in diesem Sektor auch heute schon verstärkt zum Einsatz. Weiterhin sind häufig Kälteanlagen zu finden oder andere größere Stromverbraucher, deren Einsatz zeitlich verschoben werden könnte. Zudem sind nicht selten größere thermische Speicherkapazitäten vorhanden. Zukünftig könnten hier auch Elektrokessel oder, je nach Flächenverfügbarkeit, (Groß-)Wärmepumpen eine Rolle spielen. Gebäude wie Hotels, Supermärkte, Bürogebäude und Krankenhäuser sind demnach gut geeignet, um über einen flexiblen Betrieb Ausgleichsmaßnahmen durchzuführen. Grundsätzlich korreliert der Energiebedarf des GHD-Sektors einer Region mit der Bevölkerungsdichte, sodass insbesondere in dicht besiedelten Regionen mehr GHD-Verbraucher für den Energieausgleich zur Verfügung stehen. Dennoch gibt es deutliche Unterschiede im Wärme- und Strombedarf des Sektors pro Einwohner, wie sich in Kapitel 3.3.2 gezeigt hat, indem beispielsweise in Städten mehr Bürogebäude zu finden sind, touristische Regionen aber beispielsweise einen erhöhten Anteil an Hotels und Gaststätten aufweisen.

Der Industriesektor wurde nicht im Detail betrachtet. Dennoch bietet auch dieser Vorteile für den Einsatz von Sektorenkopplungstechnologien. Die Großverbraucher befinden sich nicht unbedingt in den Ballungszentren, wie dies in den anderen beiden Sektoren der Fall ist, wo die Verbrauchsdichte mit der Einwohnerdichte korreliert. Zudem liegen in großen Industrieunternehmen häufig gleichzeitig Anschlüsse an das Gas-, Strom- und Wärmenetz vor, sodass Umwandlungspfade zwischen den einzelnen Energieträgern einfacher möglich sind. Die Netzanschlussebene ist bei großen Industriebetrieben die Mittelspannungsebene, sodass auch Probleme auf den höheren Netzebenen ausgeglichen werden könnten [75]. Da der

Großteil der für die Wärmeerzeugung verbrauchten Endenergie für die Prozesswärmebereitstellung und wenig für die Raumwärme genutzt wird, herrscht häufig eine kontinuierlichere und auf deutlich höherem Temperaturniveau liegende Wärmenachfrage, sodass auch im Sommer Wärmeabnahmepotenziale vorhanden sind [10].

Um eine Abschätzung zu geben, welche Ausgleichsmengen über den flexiblen Betrieb dezentraler Anlagen möglich sind, wird die Residuallast für zwei Fälle neu berechnet. Zum einen werden die KWK-Anlagen in einer Region nur dann betrieben, wenn die regionale Residuallast positiv ist. Zum anderen wird der Betrieb der Wärmepumpen in den Haushalten und im GHD-Sektor in Zeiten mit negativer Residuallast verschoben. Dabei wird davon ausgegangen, dass durch Speicherkapazitäten eine Verschiebung um zwei Stunden möglich ist. Eine Verschiebung wird daher immer dann vorgenommen, wenn ein Wechsel zwischen positiver und negativer regionaler Residuallast stattfindet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-40 und Abbildung 3-41 zu sehen.

In der jeweils linken Grafik der Abbildung sind die Stunden mit negativer Residuallast nach Anwendung der Ausgleichsmaßnahme zu sehen. Das qualitative Bild ist das gleiche wie in Abbildung 3-37, jedoch sind einige Regionen nun leicht heller eingefärbt, da sich die Stundenzahl mit negativer Residuallast verringert hat. Insbesondere in Regionen mit einer geringen Stundenzahl kann teilweise ein vollständige Ausgleich der negativen Stunden erfolgen. In der jeweils rechten Grafik ist die absolute Reduktion der Stunden mit negativer Residuallast je Region abgebildet.

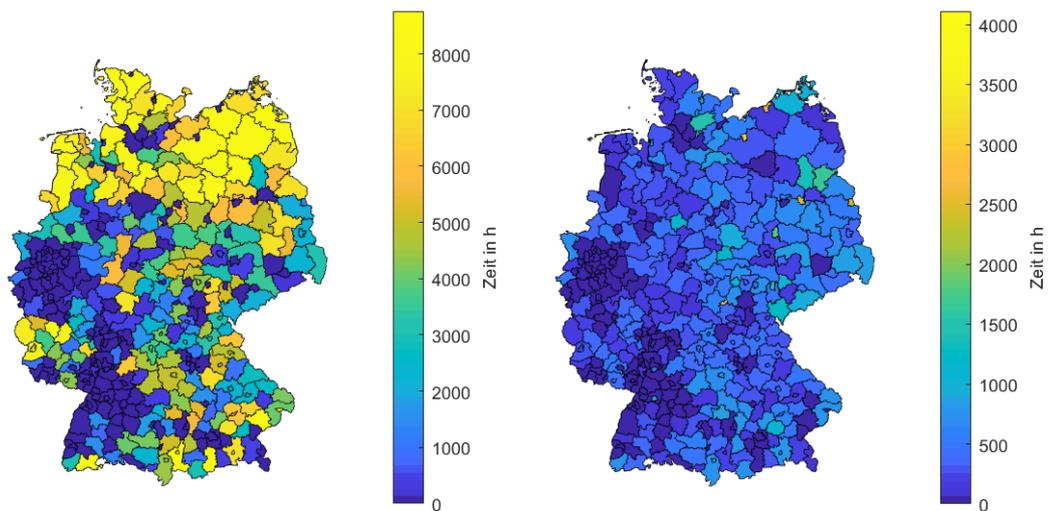


Abbildung 3-40: Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast (links) und Reduktion der Stunden mit negativer Residuallast (rechts) bei strom- statt wärmegeführten KWK-Anlagen

Durch den Einsatz strom- statt wärmegeführter KWK-Anlagen insbesondere in Regionen mit einem hohen Anteil an Mehrfamilienhäusern und einer hohen Fernwärmeversorgung wird eine Reduktion um bis zu 4000 Stunden erreicht. Im Mittel reduziert sich die Stundenzahl mit negativer Residuallast um 335 Stunden.

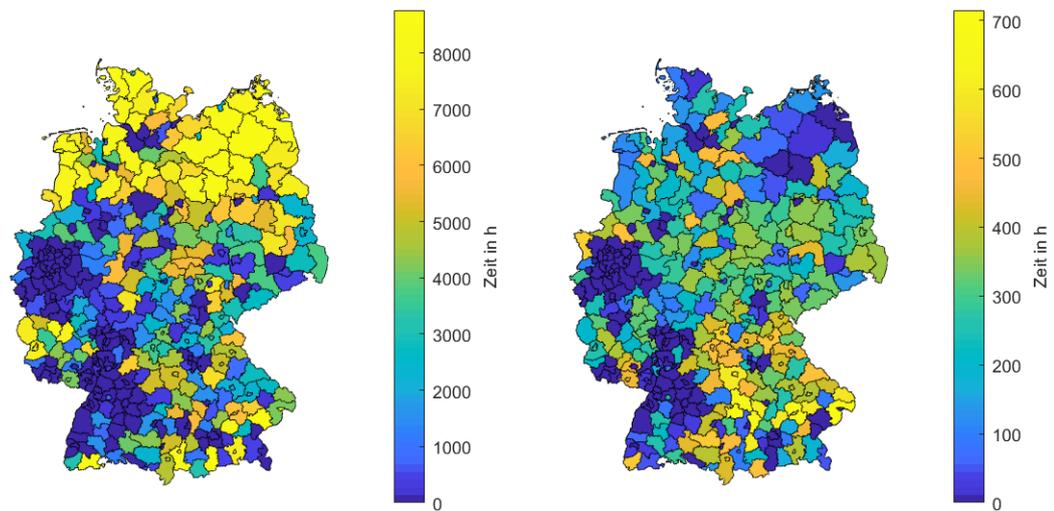


Abbildung 3-41: Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast (links) und Reduktion der Stunden mit negativer Residuallast (rechts) bei flexiblem Wärmepumpen-Betrieb

Durch den flexiblen Betrieb der Wärmepumpen werden weniger hohe Reduktionen erzielt, das Maximum liegt bei 700 Stunden. Im Mittel reduziert sich die Zahl der Stunden mit negativer Residuallast um 189 Stunden. Die höchsten Reduktionen werden in Regionen mit häufigem Wechsel zwischen positiver und negativer Residuallast erzielt. Die Gesamtresiduallast Deutschland wird durch die beiden betrachteten Ausgleichsmaßnahmen um 169 (KWK) bzw. 31 (WP) Stunden reduziert.

Mit dieser Untersuchung zeigt sich, dass dezentrale Technologien einen kleinen Beitrag leisten können, die über die Netze zu transportierenden Strommengen ausgleichen zu können. Dabei wurde die tatsächliche Situation in den Netzen nicht betrachtet. Sind die Netze nicht überlastet und kann ein Ausgleich zwischen Regionen über das Stromnetz problemlos stattfinden, so ist ein Ausgleich innerhalb der Region nicht nötig. Die Analyse zeigt lediglich das Potenzial der Anlagen für den regionalen Ausgleich an.

Zudem wurde angenommen, dass alle KWK-Anlagen nach der regionalen Residuallast steuerbar sind, wobei in Regionen mit einer ganzjährigen negativen Residuallast dementsprechend keine KWK-Stromerzeugung zugewiesen wurden. Weiterhin wurde angenommen, dass alle Wärmepumpen ihre Leistung frei um zwei Stunden verschieben können. In der Praxis treten technische Restriktionen auf, die den flexiblen Betrieb einschränken. Weiterhin müssen alle Anlagen über eine Kommunikationsanbindung verfügen, über die eine Steuerung nach den Ausgleichszielen erfolgen kann. Die Analyse ist daher als eine Obergrenze des theoretisch möglichen regionalen Ausgleichspotenzials zu sehen. Auch weitere Technologien, die hier nicht betrachtet wurde, können einen Beitrag zum regionalen Ausgleich leisten, beispielsweise PtG-Technologien oder große PtH-Anlagen in Wärmenetzen.

Inwieweit die dezentralen Technologien inkl. der technischen Restriktionen und der Sicherstellung der Bedarfsdeckung flexibel betrieben werden können, muss über Detail-Simulationen der unteren Netzebenen festgestellt werden. Die Modelle, die für diese Untersuchungen eingesetzt werden können, wurden im Projekt entwickelt und werden in Kapitel 5 und 6 vorgestellt. Zudem können neben dem regionalen Ausgleich auch Probleme in den unteren Netzebenen auftreten, beispielsweise Spannungsspitzen durch hohe PV-Einspeisung oder hohe Lasten durch den zunehmenden Betrieb von Wärmepumpen, die unabhängig von

den Problemen auf den höheren Netzebenen sind. Auch hierzu können die Simulationsmodelle eingesetzt werden, um netzbelastende Situationen zu erkennen und den Einsatz von Technologie, um diese Situationen zu beheben, untersucht werden.

4 Siedlungstypologien

In den folgenden Abschnitten wird das Vorgehen zur Erstellung der Siedlungstypologien erläutert. Hierzu werden zunächst die als Grundlage dienenden Siedlungs- und Stadtraumtypen vorgestellt und sich daraus ergebende Anpassungen beschrieben. Anschließend wird die Entwicklung der Stadtraumtypologien anhand statistischer Daten erläutert. Abschließend werden die entwickelten Typologien anhand ihrer städtebaulichen Eigenschaften beschrieben.

4.1 Siedlungs- und Stadtraumtypen

Im Rahmen von *IntegraNet* werden heutige und zukünftige Verbrauchsstrukturen auf den unteren Netzebenen anhand sogenannter Typologien beschrieben. Ausgangslage für diese bilden Beschreibungen von Siedlungstypen bzw. Stadtraumtypen verschiedener Quellen und den dort getroffenen Annahmen und Ergebnissen.

Siedlungstypen fassen städtebauliche Eigenschaften verschiedener Siedlungsstrukturen in verschiedenartige repräsentative Typen der Strukturen zusammen. Die Zuteilung zu einem Siedlungstyp erfolgt dabei nach den baulichen und nutzungsbezogenen Eigenschaften besiedelter Flächen. Unter anderem werden hierzu die Größe der Gebäude, Gebäudealter und Straßenverläufe der Siedlungsstrukturen eingesetzt. Aus der Einteilung ergeben sich Kenngrößen für Siedlungsstrukturen, die anstelle einer gebäudescharfen Analyse eingesetzt werden können, um bspw. den Wärmebedarf großer Siedlungsflächen abzuschätzen. [29], [87]

Maßgeblich für die im nachfolgenden Abschnitt beschriebene Typologisierung sind die Siedlungstypen aus [29], [87] und die energetischen Stadtraumtypen aus [88]. Die in den Arbeiten genannten Siedlungstypen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Anzahl, aber auch in ihren Eigenschaften. Ein Überblick der verschiedenen Siedlungs- und Stadtraumtypen bietet Tabelle 4-1. Wie zu erkennen überschneiden sich einige der Bezeichnungen, woraufhin eine Allokation von fehlenden Kenngrößen der Typen untereinander möglich ist (z.B. zwischen Kennwerten aus G, ST 7 und EST 5). Beispiele der Kenngrößen umfassen unter anderem die Wohneinheiten je Hausanschluss [29], Anteile von Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern [88], die Gebäudealtersverteilung [87] sowie Darstellungen zur Anordnung der Wohngebäude und ihrem Anschluss ans Stromnetz [29].

Tabelle 4-1: Siedlungs- und Stadtraumtypen nach [29], [87], [88]

Stadtraumtypen nach [29]		Siedlungstypen nach [87]		Energetische Stadtraumtypen nach [88]	
A	Wohnplätze und Streusiedlung	ST 0	Freistehende Einzelgebäude	EST 1	kleine Freistehende Wohnbebauung niedriger mittlerer Geschossigkeit
B	Dörfer mit überwiegend Gehöften	ST 1	Lockere offene Bebauung	EST 2	Reihenhausbebauung
C	Ein- und Zweifamilienhaussiedlung	ST 2	Einfamilienhäuser und Doppelhäuser Siedlung	EST 3	Zeilenbebauung niedriger bis mittlerer Geschossigkeit
D	Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern	ST 3	Dorfkern	EST 4	Großmaßstäbliche Wohnbebauung hoher Geschossigkeit
E	Reihenhausbebauung	ST 4	Reihenhäuser	EST 5	Blockrandbebauung
F	Zeilenbebauung mittlerer Dichte	ST 5a	Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser	EST 6	Dörfliche Bebauung
G	Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser	ST 5b	Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäusern	EST 7	Historische Altstadt
H	Blockbebauung	ST 6	Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäuser	EST 8	Innenstadtbebauung
I	Mittelalterliche Altstadt	ST 7	Blockbebauung		
		ST 8	Citybebauung		
		ST 9	Historische Altstadt		

Die unterschiedlichen fachlichen Ausrichtungen der herangezogenen Arbeiten führen im Detail dazu, dass keine der aufgeführten Quellen eine vollständige Beschreibung auf Seiten der Gebäudestruktur, den integrierten Technologien und der Netzinfrastruktur (Strom, Gas, Wärme) liefern kann. Die sich ergänzenden Beschreibungen wurden im Rahmen von *Integra-Net* zu den in den folgenden Abschnitten dargestellten neuen Typologien zusammengeführt und ergänzt.

Typologien entsprechen einem Teilausschnitt einer Stadt oder Dorf, deren Ausdehnung über die mögliche Anzahl an Hausanschlüssen an einen Ortsnetztransformator bestimmt wird. Somit werden Städte oder Dörfer durch verschiedene Typologien, die sich im strukturellen Aufbau unterscheiden, aufgebaut. Beispielsweise besteht eine Großstadt aus Typologien mit Hochhäusern, aber auch aus Typologien mit Ein- und Zweifamilienhäusern in den Randbezirken. Städtebauliche Eigenschaften der Typologien werden unter anderem über die Straßenfrontlänge, Anzahl der Hausanschlüsse und Anzahl der Ein- und Mehrfamilienhäuser definiert. Entgegen der nicht räumlich aufgelösten Siedlungs- und Stadtraumtypen besitzen die entwickelten Typologien eine vordefinierte Lage der Gebäude. Darüber hinaus wird anhand der städtebaulichen Eigenschaften jedem der Gebäude ein Gebäudealter zugewiesen und die im Gebäude eingesetzten Technologien definiert, sodass eine Technologie- und Gebäudealtersverteilung bestimmt werden kann.

4.2 Typologisierung mittels statistischer Daten

Durch die Verteilung von Typologien innerhalb Deutschlands soll mittels ihrer Technologie- und Gebäudealtersverteilung die Verbrauchs- und Technologiestruktur für die Stützjahre 2015 und 2050 abgebildet werden. Um dies zu erreichen, werden die Verteilungen für Technologie und Gebäudealter dahingehend optimiert, dass der Ist-Zustand für das Jahr 2015 nach statistischen Daten des Zensus 2011 [53] und dem TechnologiemiX des Referenzjahres 2015 nach [3] abgebildet wird. Für das Zukunftsszenario 2050 wird der TechnologiemiX des

Ist-Zustandes von 2015 anhand des Technologiemitx zur 80%igen Reduktion der Treibhausgase für 2050 nach [3] angepasst. Hierzu ist es erforderlich, dass für jede Typologie eine Technologie- und Gebäudealtersverteilung bestimmt wird.

Die Technologie- und Gebäudealtersverteilung einer Typologie wird durch das Zuweisen von Technologien und Gebäudealtern zu den Hausanschlüssen festgelegt. Städtebauliche Eigenschaften des strukturellen Aufbaus ergeben sich durch Allokation der vorhandenen Parameter der Siedlungstypen bzw. Stadtraumtypen aus [29], [87], [88] zu kongruenten Typologien (siehe Tabelle 4-2).

Tabelle 4-2: Übersicht der sich aus der Allokation aus [29], [87], [88] ergebenden Typologien

Nr.	Typologie	[88]	[87]	[29]
1	Freistehende Gebäude	EST 1	ST0	A
2	Haupt. Ein- und Zweifamilienhäuser	EST 1	ST1,ST2	C
3	Dorfbebauung	EST 6	ST3	D
4	Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung	EST 3	ST5ab	F
5	Hochhäuser und große Zeilenbebauung	EST 4	ST6	G
6	Blockbebauung	EST 8	ST7, ST8	H
7	Altstadt	EST 7	ST9	I

Um den Anteil der Fern- bzw. Nahwärme im Technologiemitx Deutschlands zu berücksichtigen, werden Duplikate der Typologie 2 und der Typologien 4 bis 7 erzeugt, deren Technologieverteilung vollständig aus Hausanschlüssen mit Fern-/Nahwärmeanschluss bestehen, sodass alle Gebäude der Typologie über Fernwärme versorgt werden. Dabei werden für Typologie 1 Anschlüsse an ein Wärmenetz aufgrund großer Leitungslängen im ländlichen Bereich ausgeschlossen. Ebenfalls werden für Typologie 3 keine Wärmenetzanschlüsse berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass nur ein geringer Anteil dieser Siedlungsstrukturen an ein Wärmenetz angeschlossen ist. Entgegen der Anpassung der Technologieverteilung in Typologien ohne Wärmenetz, wird der Anteil von Wärmenetzanschlüssen im deutschen Technologiemitx über die absolute Anzahl der Wärmenetztypologien angepasst.

Zunächst ist es für die Verteilungen der eingesetzten Technologien und Gebäudealter erforderlich, die Anzahl der Hausanschlüsse der Typologien festzulegen (siehe Tabelle 4-3).

Tabelle 4-3: Berechnung der Anzahl der Hausanschlüsse der Typologien (WE – Wohneinheiten, HA - Hausanschluss).

Typologie	Höchstlast je Wohneinheit	Nennleistung	Wohneinheiten	Hausanschlüsse
	[29]	[29]		HA
	kW/WE	kVA	WE/HA	
1	1,9	100	1,3	40
2	1,9	400	1,6	131
3	1,9	400	1,4	150
4	1,9	630	8,5	39
5	1,6	630	41	9
6	2,1	630	9,2	32
7	1,9	630	5,7	58

Die Anzahl der Hausanschlüsse wird, wie beschrieben, ausgehend der möglichen Anschlussgröße eines Ortsnetztransformators bestimmt. Die möglichen Anschlüsse ergeben sich über die Nennleistung des Ortsnetztransformators und der Bedarfsstruktur des Standortes Als Datenquelle werden die Angaben zu den Siedlungstypen aus [29] verwendet (z.B. Typologie 1: Freistehende Gebäude <> A: Wohnplätze und Streusiedlungen).

Im Anschluss erfolgt mithilfe der Daten zur Bevölkerung aller dt. Gemeinden aus [89] eine Zuweisung von Gemeindeklassen (GK) nach [90]. Hierzu werden den Gemeinden anhand der Bevölkerung diskrete Klassen von weniger als 5.500 Einwohnern (kleine Landgemeinde) bis zu mehr als 400. Tsd. Einwohnern (Großstädte) zugewiesen (siehe Abbildung 4-1). In [90] sind außerdem auf Grundlage von statistischen Auswertungen verschiedener Gemeinden die Anteile von Stadtraumtypen der GK ausgewiesen. Diese Verteilungen der Stadtraumtypen werden den zuvor zugewiesenen GK zugeteilt und der Datensatz auf NUTS-3 Ebene aggregiert.

Gemeinde kategorie	Beschreibung / Anzahl der Einwohner (EW)	Bandbreite des Nutzwärmebedarfs	Anzahl Gemeinde
		[GWh]	[-]
GK1	kleine Landgemeinden bis 5.500	bis 10 GWh	5.607
GK2	große Landgemeinden bis 11.000	über 10 – 50 GWh	4.567
GK3	Kleinstädte bis 24.000 EW	über 50 – 120 GWh	1.372
GK4	kleine Mittelstädte bis 50.000 EW	über 120 – 300 GWh	633
GK5	große Mittelstädte bis 80.000 EW	über 300 – 500 GWh	123
GK6	kleine Großstädte bis 170.000 EW	über 500 – 1.000 GWh	65
GK7	große Großstädte bis 400.000 EW	über 1.000 – 3.000 GWh	33
GK8	Großstädte ab 400.000 EW	über 3.000 GWh	15
Summe			12.415

Abbildung 4-1: Einteilung in Gemeindeklassen [86]

Anschließend werden über die prozentuale Verteilung der Siedlungstypen pro NUTS-3 Region die zugehörigen Typologien zugewiesen. Siedlungstypen, die nicht direkt den beschriebenen Typologien zugeordnet werden können, werden einer *Sonderbauten*-Kategorie zugewiesen (z.B. Industriebauten) oder zusammengefasst (z.B. ST3a und ST3b zu Dorfbau Typologie 3, siehe Abbildung 4-2). Für die weiteren Rechenschritte werden die Anteile um den Anteil der *Sonderbauten* bereinigt.

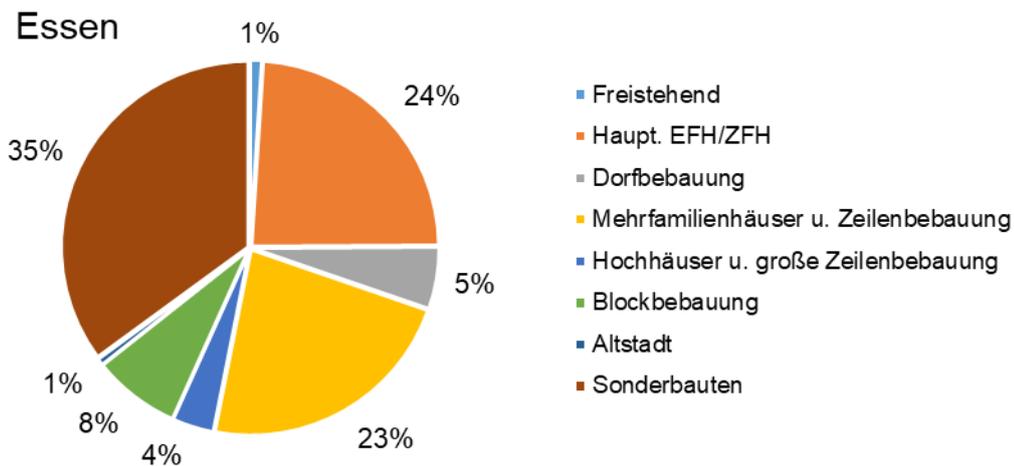


Abbildung 4-2: Ausgangsverteilung der Typologien der Stadt Essen, NRW

Daraufhin wird die prozentuale Verteilung von Typologien pro NUTS-3 Region in absolute Werte umgerechnet. Hierzu werden über die festgelegten Bedarfsstrukturkennwerte (Anzahl der Hausanschlüsse, Bewohner pro Wohneinheit und Wohneinheiten pro Hausanschluss) die Anzahl der Bewohner pro Typologie berechnet. Über den Anteil der jeweiligen Typologien und der Bevölkerung der Regionen wird daraufhin mittels der Anzahl der Bewohner pro Typologie die absolute Anzahl der Typologien bestimmt.

Ausgehend von der Typologie-Verteilung der NUTS-3-Regionen werden für die Typologien die Startwerte der Technologie- und Gebäudealtersverteilungen bestimmt. Die Technologieverteilung ergibt sich über das Verhältnis der Ein- und Mehrfamilienhäuser der zugewiesenen energetischen Stadtraumtypen aus [88] und der Technologieverteilung von Ein- und Mehrfamilienhäusern aus [3]. Für die Startwerte der Gebäudealtersverteilung werden Gebäudealtersverteilungen der Stadtraumtypen aus [87] der zugewiesenen Typologien verwendet (z.B. ST 0 zu Typologie 1). Durch Multiplikation der Startwerte der Verteilungen und der Anzahl der Typologien lässt sich die Technologie- und Gebäudealtersverteilung Deutschlands ermitteln. Anhand des Fehlers der Verteilungen zur Ist-Technologie- und Ist-Gebäudealtersverteilung der Gebäudedaten des Zensus 2011 [53] werden die Startverteilungen der Typologien optimiert. Da in den Gebäudedaten der Zensus-Daten die Technologien nicht nach Energieträgern aufgeteilt sind, sondern nur nach Fernwärme, Zentralheizung etc. wurden die Angaben mit Ausnahme der Fernwärmeheizungen anhand der deutschlandweiten Verteilung der Energieträger nach [4] umverteilt. Für 2015 wird davon ausgegangen, dass sich die Technologie- und Gebäudealtersverteilung des Zensus 2011 nur geringfügig bis 2015 verändert hat. Um den Anteil an Fern-/Nahwärmeanschlüssen anzupassen, werden Typologien mit Technologieverteilung durch Wärmenetztypologien anhand des Fernwärmeanteils der NUTS-3 Regionen in den Zensus-Daten substituiert. Der Anteil von PV-Anlagen wird anhand der Anteile für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie Mehrfamilienhäuser aus [91] über die Anzahl der jeweiligen Gebäude in Typologien zugewiesen.

Für das Szenario 2050 werden die Verteilungen aus 2015 verwendet und anhand der prognostizierten Technologieverteilung für 2050 nach [3] mit Technologiemix 80 % angepasst. Die Gebäudealtersverteilung wird anhand einer jährlichen Neubau- und Sanierungsrate von 2,05 % [3] für die Folgejahre bis 2050 bestimmt. Hierzu werden jährlich zufällig Gebäude in den Typologien saniert bzw. einem Neubau unterzogen bis die Sanierungsrate von 2,05 % für dieses Jahr erreicht wurde (siehe Abbildung 4-3). Bei der zufälligen Sanierung bzw. dem Neubau wird das Gebäudealter berücksichtigt, sodass bereits modernisierte Gebäude nur einer geringen Chance unterliegen, erneut modernisiert zu werden.

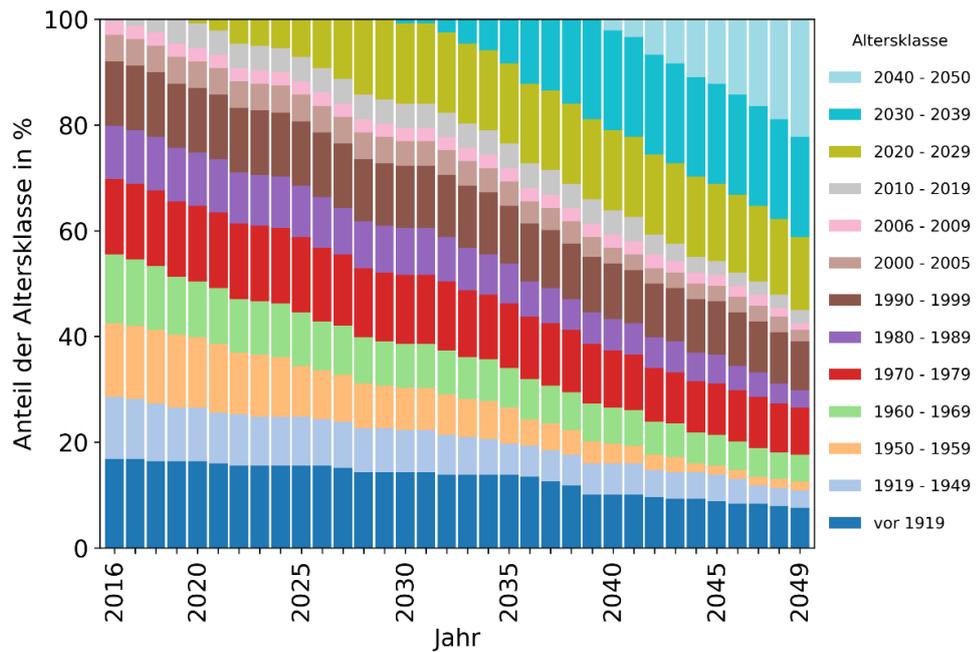


Abbildung 4-3: Anteile der Gebäudealterklassen im Verlauf der Jahre 2016 - 2050

4.3 Beschreibung der Typologien

Im folgenden Abschnitt werden die Typologien in ihrer Bedarfs- und Infrastruktur beschrieben. Der strukturelle Aufbau der Typologien richtet sich dabei nach den Darstellungen der Siedlungstypologien aus [29], [87]. Die Lage des Ortsnetztransformators wurde in Rücksichtnahme der Darstellungen aus [29], [87] platziert. Die Technologie- und Gebäudealtersverteilung der Typologien wird in Kapitel 7.2 beschrieben.

Typologie 1: Freistehende Gebäude

Siedlungsstruktur mit Gebäudeansammlungen bestehend aus Ein- und Mehrfamilienhäusern. Sie befindet sich ausschließlich im ländlichen Bereich mit großen Abständen der Gebäudeansammlungen und resultierender niedriger Gebäudedichte.

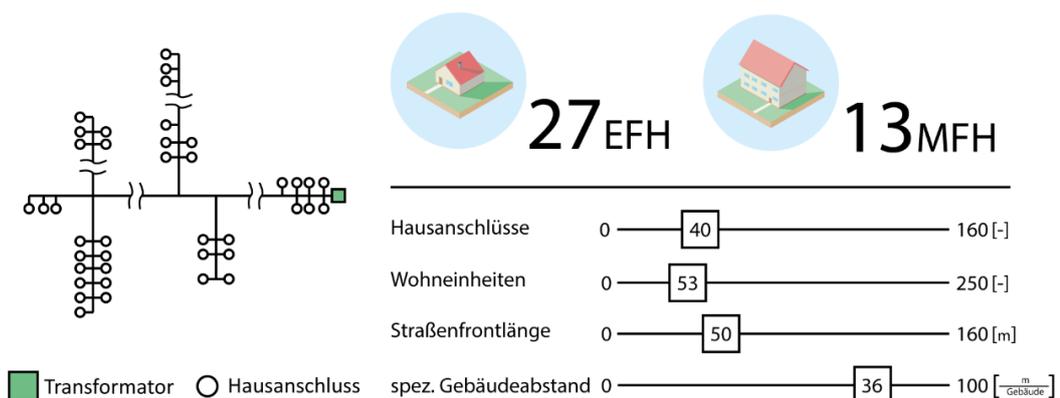


Abbildung 4-4: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 1 - Freistehende Gebäude

Typologie 2: Hauptsächlich EFH und ZFH

Mischung von Ein- und Zweifamilienhäusern bei relativ niedriger Dichte der Gebäude. Spiegelt Siedlungsstrukturen der Randbezirke von Städten oder größeren Gebäudeansammlungen im ländlichen Bereich wider.

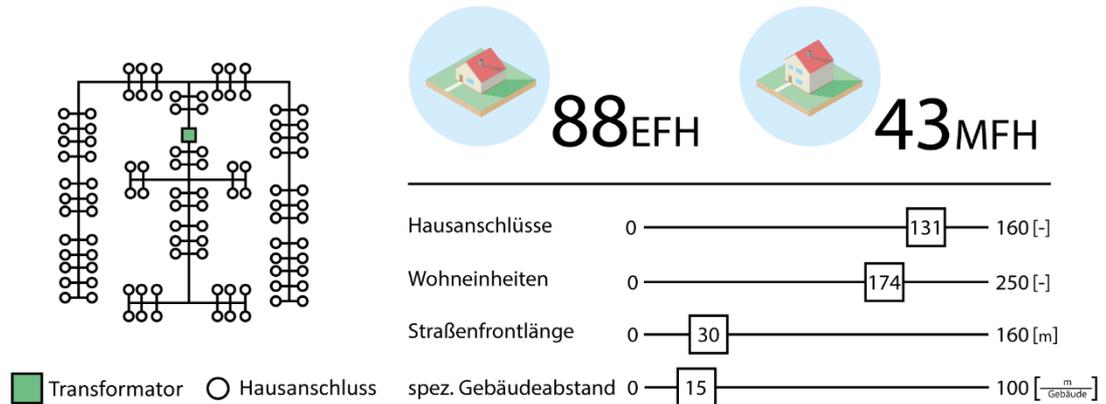


Abbildung 4-5: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 2 - Hauptsächlich Ein- und Zweifamilienhäuser

Typologie 3: Dorfbauung

Dichte Bebauung mit kleinmaschiger und überwiegend rasterförmiger Erschließung, heterogene Bebauung aus freistehenden Gebäuden und Doppelhäusern. Größte Anzahl der Anschlüsse aller Typologien.

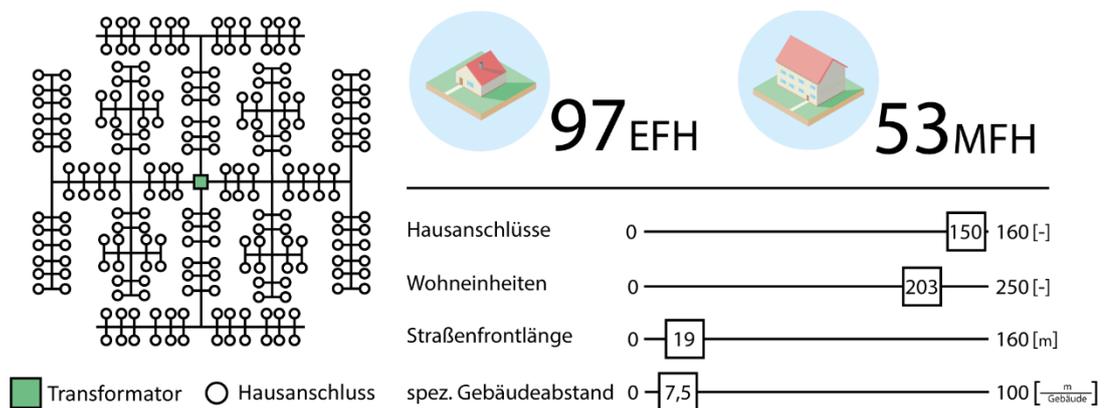


Abbildung 4-6: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 3 – Dorfbauung

Typologie 4: Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung

Siedlungsstruktur mit vorstädtischer Lage bei ausschließlicher Nutzung der Gebäude zu Wohnzwecken und keinerlei Einfamilienhäuser. In der Regel parallele Anordnung der Gebäude mit identischer Dachflächenausrichtung und relativ niedriger Gebäudedichte. Größte Anzahl der Wohneinheiten aller Typologien.

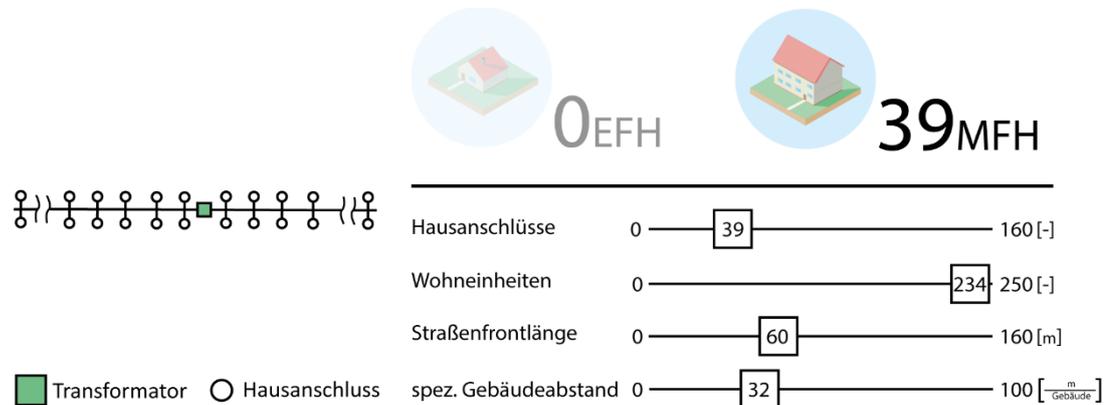


Abbildung 4-7: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 4 – Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung

Typologie 5: Hochhäuser und große Zeilenbebauung

Siedlungsstruktur ohne regelmäßige Lage der Gebäude. Hauptsächlich Stadtrand gelegene Hochhäuser und Zeilenbebauung mit großen Gebäudeabständen. Überwiegend aus den 60er und 70er-Jahren.



Abbildung 4-8: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 5 – Hochhäuser und große Zeilenbebauung

Typologie 6: Blockbebauung

Innenstadtbebauung von Mehrfamilienhäusern die zusammen Straßenblöcke bilden und hauptsächlich um die Zeit der Jahrhundertwende (1900) entstanden sind. Vorwiegend im großstädtischen Innenbereich mit unmittelbarer Entfernung zum Stadtkern. Rasterförmige Erschließung bei identischer Ausrichtung gegenüberliegender Gebäudezeilen.

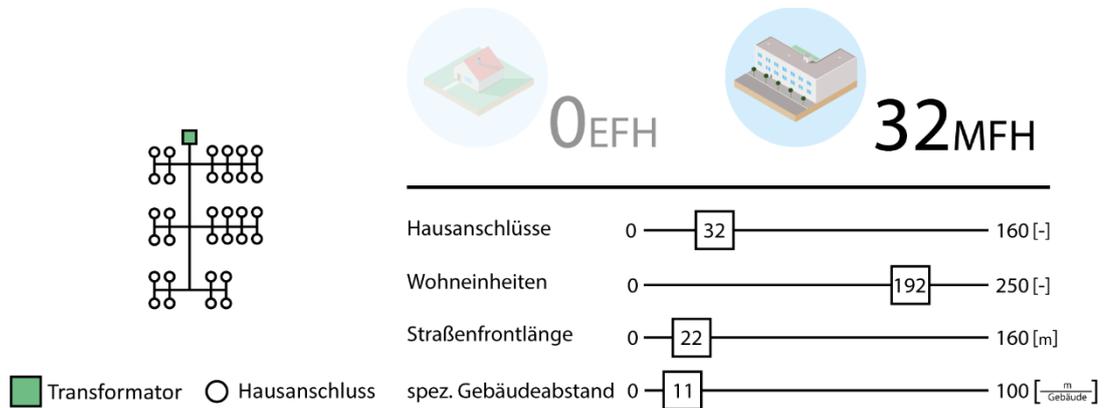


Abbildung 4-9: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 6 – Blockbebauung

Typologie 7: Altstadt

Innerstädtische Lage mit rasterförmiger Erschließung mit verwinkelter oder schiefer Straßenverläufe. Hohe Bebauungsdichte von historischen Gebäuden mit hohem Grad der Versiegelung. Auf Grund der geringen Straßenfrontlänge der Gebäude die höchste Gebäude-dichte der Typologien.

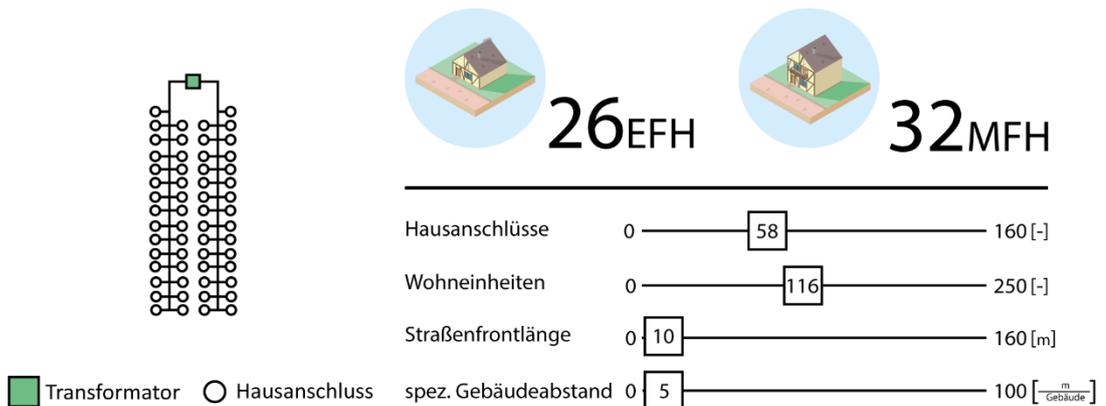


Abbildung 4-10: Struktureller Aufbau und Kennwerte der Typologie 7 –Altstadt

5 Entwicklung der IntegraNet-Bibliothek

Die Untersuchungen der Verteil- und Ortsnetzebene werden über dynamische Simulationen durchgeführt, um detaillierte Effekte in den einzelnen Netzstrukturen untersuchen zu können. Dafür wird die Modellierungssprache Modelica verwendet. In Modelica existiert mit der *TransiEnt*-Bibliothek bereits eine Bibliothek zur Abbildung gekoppelter Netze, die von der Technischen Universität Hamburg (TUHH) im Projekt *Transient.EE* entwickelt wurde [92]. Der Fokus der Modelle ist mit der Abbildung der Netzstrukturen in Norddeutschland jedoch ein anderer als der im *IntegraNet*-Projekt, sodass eine ergänzende Modellbibliothek entwickelt wurde, deren Modelle auf der *TransiEnt*-Bibliothek aufbauen und zusätzliche oder abgewandelte Komponenten bereitstellen.

Im folgenden Kapitel wird die zugrundeliegende *TransiEnt*-Bibliothek sowie der Aufbau und das Modellierungskonzept der entwickelten Modellbibliothek erläutert.

5.1 Modelica

Modelica ist ein frei verfügbarer Sprachstandard, der seit 1997 von der Modelica Association entwickelt wird. Die Sprache ist domänenübergreifend, sodass sie in verschiedensten Bereichen, von Elektrotechnik und Regelungstechnik über Fahrzeugtechnik bis hin zur Gebäudetechnik und Thermodynamik erfolgreich eingesetzt wird. Anwendungsbereiche finden sich dabei sowohl in der Forschung als auch in der industriellen Entwicklung.

Die Modelle werden in Bibliotheken organisiert. Grundlegende Modelle sind in der Modelica Standardbibliothek zu finden, die ebenfalls von der Modelica Association veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert wird. Viele weitere Bibliotheken für unterschiedliche Bereiche werden von Nutzern angeboten und sind frei oder kommerziell verfügbar.

Auch zur Abbildung energietechnischer Systeme ist Modelica gut geeignet und bietet verschiedene Vorteile. Als dynamisches Simulationswerkzeug können mit ihr zeitabhängige Vorgänge untersucht und instationäre Effekte in Energienetzen sichtbar gemacht werden. Dies ist beispielsweise für die Abbildung der Ausbreitung von Temperaturwellen in Wärmenetzen oder von Gaskonzentrationen in Gasnetzen relevant.

Die flexible Modellierbarkeit unterschiedlicher Domänen ist ein weiterer Vorteil. So können zum Beispiel Modelle aus dem Gas-, Strom- und Wärmesektor problemlos mit Regelungskomponenten verknüpft werden.

Modelica ist eine objektorientierte Modellierungssprache. Dies erleichtert eine hierarchische Strukturierung der Modelle. Die Modelle sind modular aufgebaut und Komponenten sind einfach austauschbar, sodass eine hohe Flexibilität im Detailgrad der Modellierung möglich ist. Auch die Modellerstellung wird somit erleichtert. Weiterhin ist Modelica eine gleichungsbasierte Sprache, sodass Modelle einfach und intuitiv erstellbar sind.

In der Anwendung wird eine Entwicklungsumgebung benötigt, in der das in algebraischen und gewöhnlichen Differentialgleichungen formulierte Modell in ein mathematisches Modell übersetzt und mit Hilfe eines Solvers gelöst wird. Im Projekt wurde dazu Dymola verwendet, welches eine grafische Benutzeroberfläche bietet. Komponenten eines Modells können somit aus der Bibliothek ausgewählt und per Drag & Drop grafisch eingefügt werden.

5.2 TransiEnt-Bibliothek

Die Modelica Bibliothek *TransiEnt* wurde durch die TUHH im Forschungsprojekt *TransiEnt.EE* entwickelt und im Nachfolgeprojekt *Resilient.EE* weiterentwickelt. Sie ist frei verfügbar zugänglich und kann über die Projekthomepage (www.tuhh.de/transient-ee) heruntergeladen werden.

Sie enthält Modelle, um gekoppelte Netze (Gas, Wärme und Strom) sowie zugehörige Erzeuger, Verbraucher und Speichersysteme abzubilden. Teilweise baut sie auf der ClaRa-Bibliothek [93] auf. So wurden beispielsweise einige Komponenten dieser Bibliothek verwendet und grundlegende Modellierungsprinzipien übernommen. Die frei verfügbare Bibliothek ClaRa wurde von TLK und XRG Simulation entwickelt und enthält Modelle für Kraftwerkskomponenten, um kraftwerkstechnische Anlagen dynamisch zu simulieren. Abbildung 5-1 zeigt die Package-Struktur der aktuellen Version 1.2.0 der *TransiEnt*-Bibliothek.

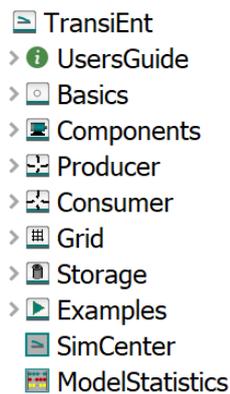


Abbildung 5-1: Package-Struktur der TransiEnt-Bibliothek

Das *Basics*-Package enthält grundlegende Funktionen, Datentabellen, Symbole und Schnittstellenmodelle. Einzelne Komponenten (bspw. elektrische Maschinen, Pumpen oder Rohrleitungen) finden sich im *Components*-Package. In den Packages *Producer*, *Consumer*, *Grid* und *Storage* sind die entsprechenden Modelle für Erzeuger, Verbraucher, Netzelemente (z.B. Komponenten für die Regelung und Analyse von Strom-, Gas-, und Wärmenetzen) und Speicher zusammengestellt.

Innerhalb der Packages sind die Modelle nach den drei Sektoren Strom, Gas und Wärme sortiert. Bei den Erzeugermodellen gibt es eine weitere Kategorie *Combined*, in denen sich Modelle für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen finden. Die Erzeugermodelle umfassen kleine und große konventionelle und erneuerbare Anlagen, die Primärenergie in Strom und/oder Wärme umwandeln. Als Modelle für die Verbraucher stehen Modelle der elektrischen und thermischen Lasten für Haushalte, Nichtwohngebäude und Industrie sowie größere Regionen wie Stadtquartiere oder ganze Städte zur Verfügung.

Im Package *Examples* stehen verschiedene Beispiele für generelle Systemmodelle und Modelle des untersuchten Systems der Stadt Hamburg zur Verfügung, mit deren Hilfe der Nutzer die Verwendung der Modelle und den Anwendungsrahmen der Bibliothek verstehen kann.

Die grundlegenden Prinzipien der *TransiEnt*-Bibliothek ergeben sich aus den Anforderungen der Modellierung und Simulation von gekoppelten, komplexen Systemen mit unterschiedlichen Regelungen und Zeitkonstanten. Um diese Systeme sinnvoll abzubilden, ist es notwendig, einfache Systeme aufzubauen, in denen die Komponenten nachfolgend auf einfache Art und Weise gegen detailliertere Modelle ausgetauscht werden können, um

tieferegehende Fragestellungen zu beantworten. Somit können mit den vorhandenen Modellen einfachere kleinere Systeme im Detail sowie Modelle von größeren Regionen in geringerer Detailtiefe abgebildet werden.

Falls sinnvoll, werden die Komponentenmodelle nach dem Konzept des Level of Detail (LoD) charakterisiert, um den Detailgrad bewerten zu können. Eine entsprechende Namensendung (-L1 bis -L4) macht den LoD für das jeweilige Modell erkennbar. L1 entspricht einem Modell, das auf Kennlinien oder Übertragungsfunktionen basiert. Es handelt sich somit um ein idealisiertes Modell mit physikalischem Verhalten. L2-Modelle basieren auf Bilanzgleichungen, die räumlich über die Komponente gemittelt werden. Modelle mit der Endung L3 sind in eine feste Anzahl räumlicher Zonen unterteilt. Für jede Zone wird ein Satz an Bilanzgleichungen verwendet und die Modelleigenschaften (z.B. Mediendaten) werden über die Zone gemittelt. Die Modelle mit dem höchsten Detailgrad L4 können in eine beliebige Anzahl räumlicher Zonen (Kontrollvolumen) eingeteilt werden.

Jedes Modell in der *TransiEnt*-Bibliothek benötigt auf der oberen Ebene eine Instanz des sogenannten *SimCenters* und der *ModelStatistics*. Dieses Konzept wurde teilweise aus der *Clara*-Bibliothek übernommen und für die *TransiEnt*-Bibliothek angepasst.

Mit Hilfe der *SimCenters* können globale Parameter und einheitliche Wetterdaten für die Modelle bereitgestellt werden (beispielweise Auswahl der Medien in Gas- und Wärmenetzen, Temperaturkurven in Wärmenetzen oder Emissionswerte für verschiedene Energieträger) (siehe Abbildung 5-2).

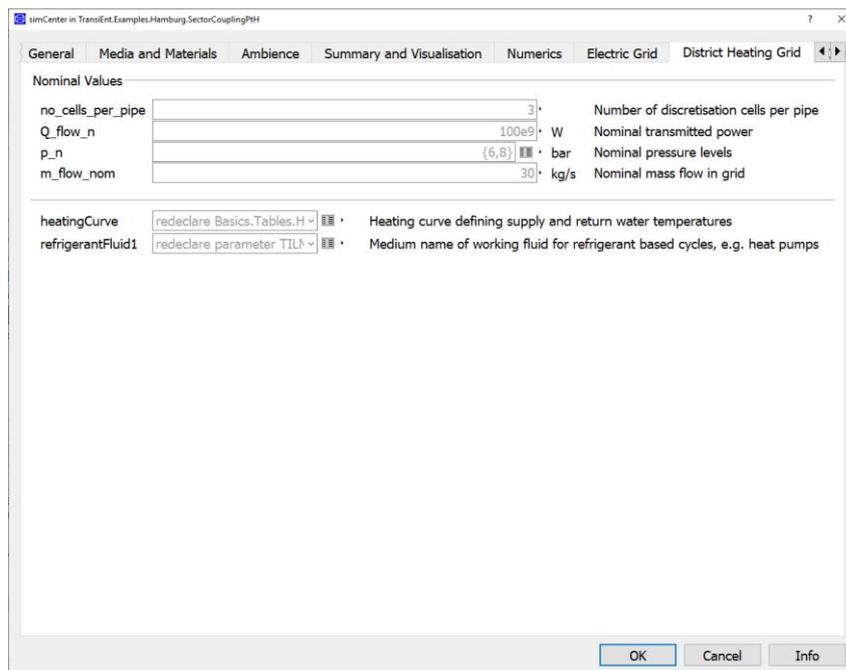


Abbildung 5-2: Screenshot des Parameterdialogs des *SimCenters*

Mit Hilfe der *ModelStatistics* werden Verbrauchs-, Erzeugungs-, Kosten- und Emissionsdaten in allen Untermodellen gesammelt und auf der oberen Ebene summiert dargestellt. Dabei wird unter anderem zwischen erneuerbarer und fossiler Erzeugung unterschieden und es werden weitere Größen berechnet, wie z.B. der Anteil erneuerbarer Energien an Erzeugung und Bedarf.

5.3 Erweiterung der TransiEnt-Bibliothek durch die IntegraNet-Bibliothek

Im Projekt *IntegraNet* werden die Potenziale und Effekte der Sektorenkopplung auf Verteilnetzebene mit Hilfe dynamischer Simulation abgebildet. Die dafür notwendigen Modelle sollen nach Projektende der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden. Da mit der *TransiEnt*-Bibliothek bereits eine Bibliothek zur Abbildung gekoppelter Systeme existiert, wird diese als Basis genutzt und soweit erforderlich ergänzt. So wird der Anwendungsbereich der Modelle der *TransiEnt*-Bibliothek erweitert. Gleichzeitig werden im Rahmen der durchgeführten Simulationen die verwendeten Modelle der *TransiEnt*-Bibliothek getestet und validiert.

Die Ergänzungen und Anpassungen der Modelle der *TransiEnt*-Bibliothek ergeben sich aus dem Fokus auf die unteren Netzebenen. Werden größere Systeme auf höheren Netzebenen abgebildet, werden diese in der Regel durch zentrale Anlagen versorgt. Somit liegen nur wenige Anlagen vor, die in einer hohen Detailtiefe abgebildet werden können. In Modellen auf den unteren Netzebenen hingegen werden die Verbraucher durch eine Vielzahl von dezentralen Anlagen versorgt. Werden diese Anlagen alle in einer hohen Detailtiefe abgebildet, steigt die Rechenzeit sehr stark an, sodass die Modelle sowohl vom Zeitaufwand als auch von der numerischen Komplexität nicht mehr handhabbar werden. Somit wurden für viele der in der *TransiEnt*-Bibliothek vorhandenen Komponenten vereinfachte Modelle erstellt, die für die Abbildung komplexer Systeme mit einer hohen Anzahl an Untermodellen geeignet sind. Modelle der Netzinfrastruktur hingegen wurden auf Seiten der Gasnetze um Beschreibungen des physikalischen Druckverlustes ergänzt und in ihren Ergebnissen und der benötigten Rechenzeit optimiert. Die zur Verfügung stehende Modelle zur Beschreibung von Wärmenetzen wurden um ein neues auf dem PlugFlow Ansatz basierendes Rohrmodell ergänzt, welches verkürzte Rechenzeiten und präzisere Ergebnisse ermöglicht.

Weiterhin wurden Einzelmodelle in häufig auftretenden Kombinationen zu Systemmodellen verschaltet, um die Anwendung zu vereinfachen. Ein Beispiel für eine solche Verschaltung ist die Kombination eines KWK-Modells mit einem Kessel und einem Speicher.

Da die Modellierung von Siedlungen mit einer Vielzahl an Verbrauchern, Technologien und Netzabschnitten ein zeitaufwändiger und fehleranfälliger Prozess ist, wurde mit dem Modell des *GridConstructors* zudem eine Möglichkeit zur einfachen Erstellung und Parametrisierung von komplexen Quartiersmodellen geschaffen. Über diesen Ansatz konnte auch eine automatisierte Parametrierung der Typologien je Szenario realisiert werden.

5.4 Aufbau der Bibliothek

Da die *IntegraNet*-Bibliothek mit dem Ziel entwickelt wurde, die Modelle langfristig in die *TransiEnt*-Bibliothek zu integrieren, wurde die grundlegende Struktur an die der *TransiEnt*-Bibliothek angelehnt. Die Packages auf der oberen Ebene sind folgerichtig dieselben wie in der *TransiEnt*-Bibliothek (vgl. Abbildung 5-3).

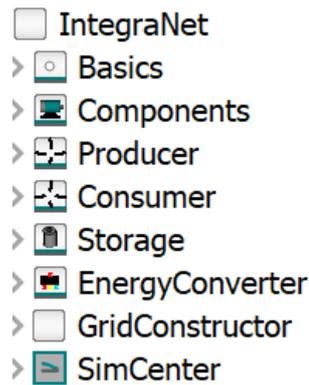


Abbildung 5-3: Packagestruktur der IntegraNet-Bibliothek

Die in der *TransiEnt*-Bibliothek vorhandenen Modelle für Speicher und Erzeuger sind bereits sehr umfassend, weshalb in der *IntegraNet*-Bibliothek keine neuen Anlagen hinzugekommen sind. Es wurden jedoch weitere Varianten der bisherigen Modelle in abweichenden Detailgraden ergänzt, die sich in den entsprechenden Packages finden. Die Netzkomponenten im Package ‚*Components*‘ wurden insbesondere um neue Modelle für die Rohrleitungen in Wärmenetzen ergänzt.

Zwei Packages sind zusätzlich zu den *TransiEnt*-Packages in der *IntegraNet*-Bibliothek hinzugekommen: die Packages ‚*EnergyConverter*‘, und ‚*GridConstructor*‘. Das ‚*EnergyConverter*‘-Package enthält Modelle für Wärme- und Stromversorgungsanlagen auf Haushaltsebene, die über immer gleiche Schnittstellen zwischen Verbraucher und Netze geschaltet werden können. So können auf einfache Weise Modelle erstellt und Anlagen ausgetauscht werden.

Im Package ‚*GridConstructor*‘ finden sich Modelle für den Aufbau von Siedlungsmodellen. Verbraucher, Anlagenmodelle und Netzabschnitte sind zu einem Netzelement verschaltet und können mit Hilfe eines Arrays zu einem größeren Netz zusammengefügt und auf der oberen Ebene einfach parametrisiert werden. So wird die Erstellung und Anpassung von Modellen von Verteilnetzen deutlich vereinfacht. Die erstellten Modelle sind im folgenden Kapitel 6 im Detail beschrieben.

6 Erstellung von Komponentenmodellen

Nachdem im vorherigen Kapitel die grundlegende Struktur der Bibliothek erläutert wurde, sollen in diesem Kapitel die neu erstellten Modelle und die dabei getroffenen Annahmen vorgestellt werden. Dabei erfolgt eine Unterteilung nach Versorgungstechnologien auf Haushaltsebene und Verteilnetzen mit ihren zugehörigen Komponenten.

6.1 Modellierung von Versorgungstechnologien, Speichern und Technologiekombinationen

Um die Verwendung der Technologiemodelle zu vereinfachen, wurden diese in ein flexibel austauschbares, generisches Anlagenmodell, den *EnergyConverter*, integriert. Dieses wird im folgenden Kapitel zunächst beschrieben, bevor auf die einzelnen Technologiekomponenten eingegangen wird.

6.1.1 EnergyConverter

Auf Haushaltsebene wird in der Regel jeder Haushalt von einer eigenen Technologiekombination mit Wärme versorgt. Da in der Simulation einer Siedlung viele Haushalte abgebildet werden müssen, wurde ein flexibel austauschbares, generisches Technologiemo­dell (*EnergyConverter*) erstellt. Dieses besitzt Schnittstellen zu den drei Energienetzen und zu den Verbrauchermodellen. Des Weiteren können die darin enthaltenen Technologiekombinationen einfach ausgetauscht werden.

Dieses Modell ist angelehnt an das Konzept des Energy Hubs, welches von Geidl et al. [94] als Kopplungselement für die Integration von Energienetzen entwickelt wurde. Der Energy Hub bündelt die Erzeugungs-, Speicher- und Wandlungstechnologien/ Konvertierungstechnologien für die jeweiligen Netze in einer Einheit. Ein Beispiel für einen Energy Hub ist in Abbildung 6-1 gegeben.

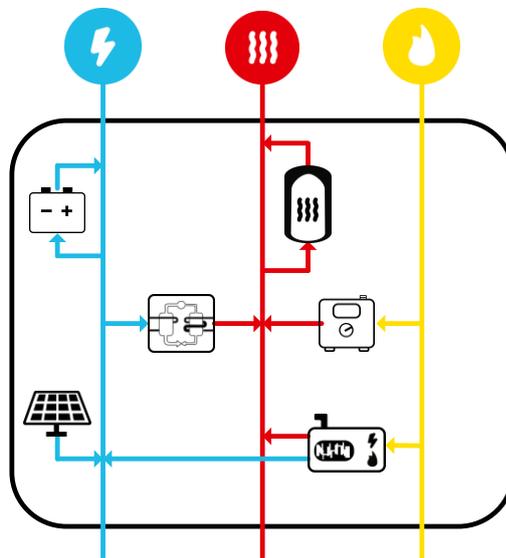


Abbildung 6-1: Beispiel eines Energy Hubs mit PV-Anlage, Batterie, Wärmepumpe, Wärmespeicher, Gaskessel und KWK. Der Energy Hub verknüpft über die Technologien Strom-, Gas- und Wärmenetze.

Das Konzept des Energy Hubs wurde in der Literatur auf vielfältige Weise für die Untersuchung von Sektorenkopplung verwendet, sowohl für Optimierungs- als auch

Simulationsmodelle. In den Modellen wurde eine Vielzahl an Technologiekombinationen eingesetzt und untersucht [95].

Der ursprünglich auf Matrizen basierende Energy Hub wurde in *IntegraNet* für die objektorientierte Modellierung in Modelica adaptiert. Für die simulative Untersuchung von Wohnsiedlungen wurden ausgewählte Technologien für die Versorgung von Wohnhäusern integriert. Es wurden insgesamt acht typische Technologiekombinationen für die aktuelle und zukünftige Energieversorgung von Wohnhäusern implementiert. Die dafür erstellten Untermodelle enthalten neben den Technologiemoellen auch die zugehörigen Regelungssysteme (siehe Tabelle 6-1, teilweise aus [96]). Damit können die Technologiekombinationen der Verbraucher für Szenarienrechnungen einfach ausgetauscht werden.

Tabelle 6-1: Überblick über im *EnergyConverter* implementierte Technologiekombinationen

Versorgungstechnologien	Speicher	Regelungsvarianten
Gaskessel	-	-
Wärmepumpe	Wärmespeicher	Wärmegeführter Betrieb Marktorientierter Betrieb
PV-Anlage + Gaskessel	Batterie + Wärmespeicher	Maximaler Eigenverbrauch Zeitgesteuerter Betrieb
PV-Anlage + Wärmepumpe	Wärmespeicher	Wärmegeführter Betrieb PV-orientierter Betrieb
PV-Anlage + Gaskessel + Heizstab	Wärmespeicher	PV-orientierter Betrieb
Solarthermie-Anlage + Gaskessel	Wärmespeicher	-
KWK-Anlage + Gaskessel	Wärmespeicher	Wärmegeführter Betrieb Marktgeführter Betrieb Marktorientierter Betrieb
Wärmeübergabestation	-	-

Der Energy Hub ist grundsätzlich ein allgemeiner Kopplungspunkt zwischen Energienetzen, der auf verschiedenen Abstraktionsebenen eingesetzt werden kann. Um Wohnsiedlungen zu modellieren, wurde der Fall implementiert, dass die Kopplung der Energienetze über Technologien in Wohnhäusern bei den Verbrauchern stattfindet. Dafür werden dem *EnergyConverter* die Strom- und Wärmebedarfe der Verbraucher über entsprechende Schnittstellen als Input übergeben. Zudem ist der *EnergyConverter* mit den jeweiligen Energienetzen verbunden. Ein Anschluss an das Stromnetz ist für alle Gebäude vorhanden. Für die Wärmeversorgung ist je nach Technologiekombination ein weiterer Anschluss für Gas- oder Wärmenetze ergänzt.

Ein Screenshot eines *EnergyConverter*-Modells in Verbindung mit einem Verbrauchermodell und dem Anschluss an die Netze ist in Abbildung 6-2 zu sehen. Dabei wurde im linken Bild ein Gaskessel als Technologie ausgewählt, sodass die Schnittstellen zum Gas- und Stromnetz aktiviert und die Schnittstellen zum Wärmenetz deaktiviert wurden. Rechts ist die gewählte

Technologie im *EnergyConverter* eine Hausübergabestation, sodass in diesem Fall die Schnittstellen zum Wärmenetz aktiviert sind.

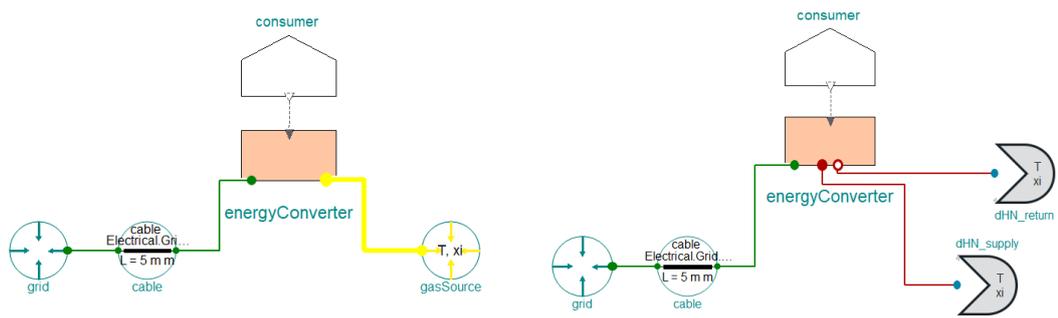


Abbildung 6-2: Ansicht des *EnergyConverter*-Modells in Dymola mit Gasanschluss (links) und Wärmenetz (rechts)

Auf der oberen Modell-Ebene erfolgt die Auswahl der Technologien im *EnergyConverter* über den Parameterdialog (vgl. Abbildung 6-3). Über den rechts neben dem Auswahlfeld angeordneten ‚Edit‘-Button können anschließend, entsprechend der Auswahl der Technologie, die Parameter der jeweiligen Technologiekombinationen gesetzt werden (Leistung des Kessels, Größe des Speichers, Solltemperaturen, ...).

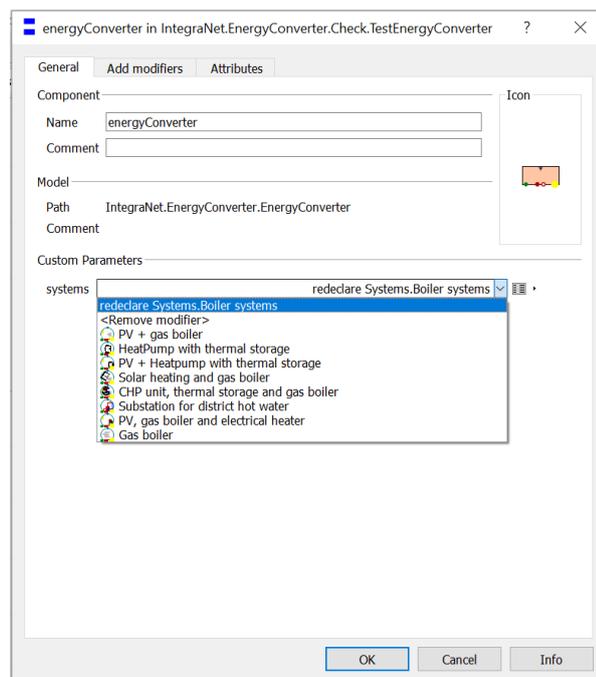


Abbildung 6-3: Technologieauswahl im *EnergyConverter*

In den folgenden Abschnitten werden die im *EnergyConverter* enthaltenen Technologien und Technologiekombinationen und die dafür an den Modellen aus der *TransiEnt*-Bibliothek vorgenommenen Änderungen vorgestellt.

6.1.2 Heizkessel

In der *TransiEnt*-Bibliothek gibt es verschiedene Gaskessel-Modelle mit unterschiedlichen Detailgraden. In erster Linie wird zwischen den Modellen *SmallGasBoiler* und *SimpleBoiler* differenziert. Sie unterscheiden sich darin, dass das Modell *SmallGasBoiler* Konnektoren zum

Anschluss an das Gasnetz aufweist und der Kesselwirkungsgrad anhand einer Wirkungsgradkennlinie bestimmt wird. Im Modell *SimpleBoiler* hingegen ist der Wirkungsgrad ein statischer Parameter. Beide Modelle weisen jedoch *FluidPorts* für den Anschluss an ein Wärmenetz auf.

Da in den *IntegraNet*-Modellen der Wärmebedarf in den Haushalten lediglich energiebasiert, ohne die Übertragung auf einen leitungsgebundenen Energieträger, modelliert wird, wurden weitere Gaskesselmodelle zur Ergänzung der vorhandenen Modelle erstellt. Analog zu den *TransiEnt*-Modellen liegen ein Modell *Gasboiler_energybased* und ein Modell *Gasboiler_energybased_noGasPort* vor. Der Wärmebedarf geht als Input in das Modell ein. In beiden Modellen kann der Heizwert des Gases und der statische Wirkungsgrad über einen Parameter ausgewählt werden. Aus diesen Parametern wird der Brennstoffmassenstrom berechnet, jedoch nicht auf ein Gasnetz übertragen.

Zudem wurden weitere einfache Heizkesselmodelle mit anderen Brennstoffen (Öl, Biomasse) erstellt. Diese unterscheiden sich von dem Gaskessel über den Heizwert der Brennstoffe sowie die Bilanzierung in den Statistikmodellen.

6.1.3 KWK

In der *TransiEnt*-Bibliothek gibt es zwei Untergruppen für KWK-Modelle: *LargeScaleCHP* mit Modellen für große KWK-Kraftwerke und *SmallScaleCHP* für kleinere dezentrale BHKW. Das Modell *CHP_ice* aus dem Package *SmallScaleCHP* bildet detailliert den inneren Verbrennungsmotor, das mechanische Verhalten und die Wärmeübertragung auf das Fluid ab. Weiterhin existieren verschiedene Regler-Modelle, mit denen das BHKW u. a. wärme- oder stromgeführt geregelt werden kann.

Auf diesem Wege wird das dynamische Verhalten eines Blockheizkraftwerkes realitätsnah wiedergegeben. Dieses Modell ist jedoch zu detailliert für die Anwendung in den *IntegraNet*-Modellen auf Verteilnetzebene, in denen eine Vielzahl von KWK-Erzeugungseinheiten in einer Siedlung abgebildet werden müssen.

Aus diesem Grund wurden die vorhandenen KWK-Modelle in der *IntegraNet*-Bibliothek um ein weiteres Modell *CHP_simple*, jeweils in der Ausführung mit und ohne GasPort ergänzt. Die KWK-Anlage hat einen konstanten Wirkungsgrad und erzeugt eine feste thermische und elektrische Leistung. Gesteuert wird die KWK-Anlage über ein On-/Off-Signal, das von einem externen Regler ausgeht. Neben dem vereinfachten KWK-Modell wird in der *IntegraNet*-Bibliothek ein Modell *CHPSystem* bereitgestellt. Da in der Regel KWK-Anlagen mit einem Speicher und einem Heizkessel als ergänzendem Spitzenlastherzeuger gekoppelt werden, bietet dieses Modell eine vorgefertigte Verschaltung dieser Komponenten, die der Nutzer direkt einsetzen kann, ohne die Unterkomponenten weiter verschalten zu müssen (siehe Abbildung 6-4).

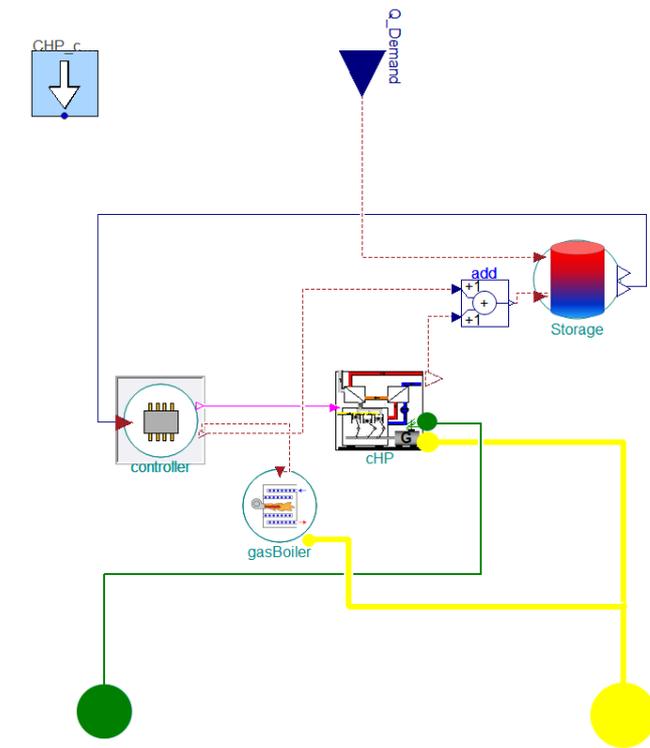


Abbildung 6-4: Screenshot des CHPSystem-Modells

Über die Parametrisierung der Komponentenmodelle kann das Modell an das jeweilige System angepasst werden. Das Regelungsmodell ist austauschbar, um verschiedene Betriebsweisen der Anlagen realisieren zu können. Die Regelung erfolgt nach dem Speicherfüllstand.

6.1.4 Wärmepumpe

In der *TransiEnt*-Bibliothek gibt es zwei grundlegende Wärmepumpenmodelle: In den Modellen *HeatPumpCharlineHeatPort* und *HeatPumpElectricChalineFluidPorts* wird die Leistungszahl der Wärmepumpe nach einer empirischen Korrelation aus der Temperaturdifferenz zwischen Quelltemperatur und abgegebener Temperatur berechnet.

In den Modellen *StaticHeatpump*, *Heatpump* und *Heatpump_L2* wird die Leistungszahl basierend auf dem Carnot-Wirkungsgrad berechnet. Da dieser den maximalen Wirkungsgrad darstellt, der in der Praxis nicht erreicht wird, wird die reale Leistungszahl über die Multiplikation des Carnot-Wirkungsgrads mit einem Faktor *eta_HP* berechnet. Dieser Faktor berechnet sich über die Nennleistungszahl bei Normbedingungen der EN14511. Die drei auf diesem Berechnungsprinzip basierenden Modelle unterscheiden sich weiterhin über die Dynamik der Wärmepumpe und die bivalente Regelung.

In der *IntegraNet*-Bibliothek existiert zusätzlich ein Modell ohne Schnittstellen zu einem Wärmenetz, welches den Wärmestrom lediglich über einen Real-Output ausgibt. Dazu wurde das Modellierungsprinzip der *StaticHeatpump* übernommen. Die Regelung wurde in ein externes Modell ausgelagert, damit diese mit der Information des Speicherfüllstands verknüpfbar ist und verschiedene Regelungsweisen der Wärmepumpe möglich sind. Die Regelung des zusätzlichen Heizgerätes erfolgt nicht nach einer festen Außentemperatur, sondern nach dem Speicherfüllstand. Das Gerät wird eingeschaltet, sobald die Wärmepumpe die geforderte Leistung nicht mehr erfüllen kann und der Speicherfüllstand unter einen frei wählbaren Wert sinkt. In der Regelung kann unterschieden werden zwischen einer statischen Wärmepumpe

mit einer festen elektrischen Leistung und einer modulierenden Wärmepumpe mit einer an den Wärmebedarf anpassbaren elektrischen Leistung.

Wie auch bei der KWK-Anlage wurde die Wärmepumpe in einem Modell *HeatPumpSystem* mit der Regelung, einem zusätzlichen elektrischen Heizgerät und einem Speichermodell fest verschaltet. So wird dem Nutzer eine einfach einsetzbare, typische Technologiekombination an die Hand gegeben, ohne dass die einzelnen Modelle bei jeder Modellierung neu verschaltet werden müssen. Diese ist für die jeweiligen Einsatzzwecke über Parameter konfigurierbar.

6.1.5 Solarthermie

In der *TransiEnt*-Bibliothek gibt es zwei Modelle für Solarthermie-Kollektoren mit unterschiedlichen Detaillierungsgraden. Im sehr einfachen Modell *SolarThermal_LO* wird die solarthermische Energieerzeugung aus einer Textdatei eingelesen und über ein Wärmequellenmodell auf das Wärmeträgermedium übertragen. Dabei wird kein dynamisches Verhalten berücksichtigt.

Im Modell *SolarCollector_L1* hingegen werden die zentralen Klimadaten eingelesen und die Einstrahlung auf den Kollektor in Abhängigkeit der Ausrichtung und des Aufstellungsortes berechnet. Die Wärmegewinne des Kollektors werden nach EN 12975 über die Fläche, die Einstrahlung, den Kollektorwirkungsgrad, die Wärmeverlustkoeffizienten des Kollektors sowie die Außentemperatur berechnet. Die Wärme wird dabei an ein den Kollektor durchströmendes Wärmeträgermedium abgegeben. Das Modell ist mit einem Reglermodell verschaltet, welches die Pumpenleistung steuert, mit der der Kollektor durchströmt wird. So wird sichergestellt, dass bei geringer Solarstrahlung keine Durchströmung des Kollektors stattfindet, damit das Medium nicht durch den Kollektor gekühlt wird.

Die Übertragung der Wärme an ein Fluidmodell in großen Modellen mit einer Vielzahl an solarthermischen Anlagen führt zu einer hohen Rechenzeit. Deshalb wurden auch für die Solarthermie die vorhandenen *TransiEnt*-Modelle um ein energiebasiertes Modell ohne FluidPorts ergänzt.

Das neu entwickelte Modell basiert auf dem Modell *SolarCollector_L1*. Der Regler wurde um eine Abschaltung bei hohen Temperaturen ergänzt, um ein Aufheizen des Speichers verhindern zu können. Weiterhin wurde auch hier ein Systemmodell ergänzt, in dem eine parametrisierbare Verschaltung von Solarthermieanlage, Regler, Schichtenspeicher und Gaskessel als zusätzlichem Wärmeerzeuger zur Verfügung gestellt wird.

6.1.6 Wärmespeicher

Analog zur Vorgehensweise bei den Wärmeerzeugern wurden auch die Wärmespeichermodelle um energiebasierte Speichermodelle ergänzt. Dabei wurde jeweils ein Modell für einen einzelnen Wärmespeicher und einen Schichtenspeicher erstellt.

Der Wärmespeicher *HeatStorage_energybased* basiert auf einer einfachen Energiebilanz zwischen eingespeicherter und ausgespeicherter Energiemenge. Um den Füllstand zu berechnen, kann jeweils eine minimale und maximale Speichertemperatur als Parameter angegeben werden. Zwischen beiden Temperaturwerten ändert sich der Speicherfüllstand linear zwischen null und eins. Auch Speicherfüllstände größer eins oder kleiner null sind somit möglich, wenn die angegebenen Temperaturen über- oder unterschritten werden. In den Reglermodellen kann jeweils ausgewählt werden, ob die Regelung nach den absoluten Temperaturen oder nach dem relativen Speicherfüllstand erfolgt.

Der Schichtenspeicher ist relevant für die Modellierung von solarthermischen Anlagen, da der obere Bereich des Speichers von einem zusätzlichen Wärmeerzeuger auf einem hohen

Temperaturniveau gehalten wird. Gleichzeitig weist der untere Bereich geringere Temperaturen auf, wodurch die Einbindung solarthermischer Wärme auch auf einem niedrigeren Temperaturniveau ermöglicht wird. Würde hier ein Speicher mit einer konstanten mittleren Temperatur verwendet, wie dies im Modell *HeatStorage_energybased* der Fall ist, könnte weniger Solarenergie genutzt werden. Im Modell *HeatStorageStratified_constProp_energybased* wurde daher das bestehende Schichtenspeichermodell aus der *TransiEnt*-Bibliothek abgewandelt, indem die FluidPorts durch HeatPorts ersetzt wurden. Im Gegensatz zum Speichermodell mit einheitlicher Temperatur kann die einzuspeichernde Wärmemenge jedoch nicht in Summe in die Bilanz eingehen, da sich im Schichtenspeicher die Wärmemenge je nach Temperaturniveau auf die verschiedenen Schichten aufteilt. Dementsprechend müssen die Wärmeströme anhand der Temperaturverteilung berechnet werden. Dies geschieht im Systemmodell *SolarthermalSystem*, bei dem Solarthermieanlage, Regler, Schichtenspeicher und Gaskessel als Kombination verschaltet wurden, für fünf Schichten (siehe Abbildung 6-5).

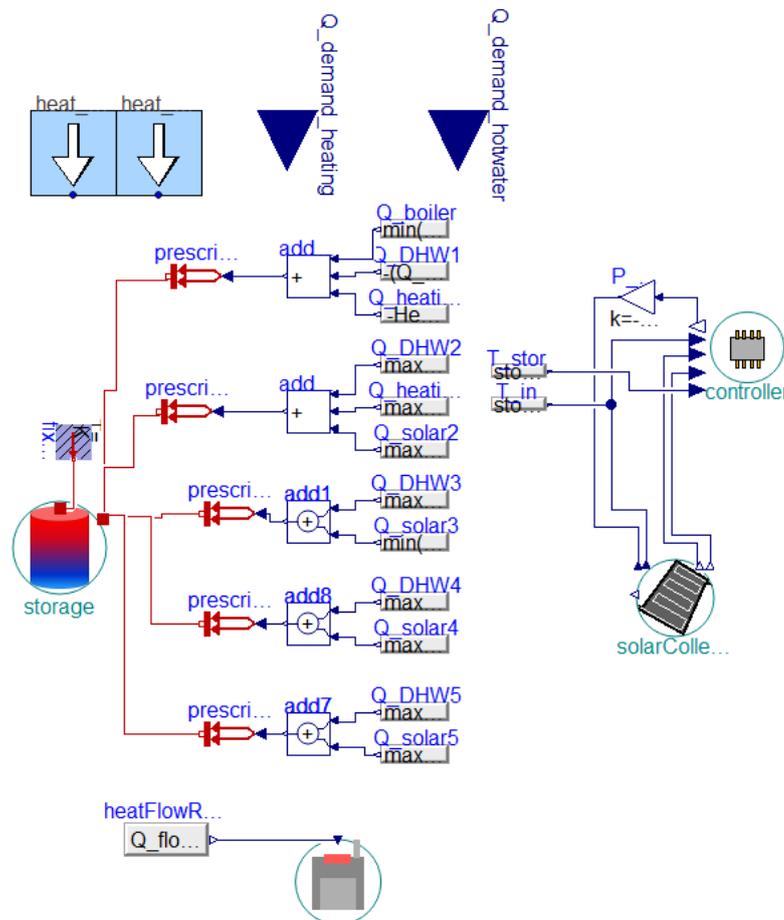


Abbildung 6-5: Screenshot des Solarthermie-Systemmodells

Die oberste Schicht wird durch den Kessel auf der Temperatur T_{Boiler} gehalten. Die in die obere Schicht durch den Boiler eingetragene Wärmemenge \dot{Q}_{Boiler} ergibt sich also über den Massenstrom \dot{m}_{flow} , der Wärmekapazität c_p und der Temperatur der obersten Speicherschicht $T_{Speicher,Schicht1}$ zu

$$\dot{Q}_{Boiler} = \dot{m}_{flow} c_p (T_{Boiler} - T_{Speicher,Schicht1}). \quad (6-1)$$

Die Heizwärme wird je nach Temperaturniveau aus den oberen beiden, die Wärme für das Trinkwarmwasser aus allen fünf Schichten entnommen. In jeweils der untersten Entnahmeschicht ergibt sich der Wärmestrom aus dem Massenstrom und der Differenz zwischen der Temperatur der Schicht und der Temperatur des noch nicht erwärmten Trinkwassers bzw. der Rücklauftemperatur des Heizkreises. Sinkt die Temperatur der jeweiligen Schicht unter die vorgegebene Minimaltemperatur, so wird der jeweiligen Schicht keine Wärme entnommen. Die Temperatur der untersten Schicht kann somit nicht unter die Temperatur des kalten Trinkwassers, die Temperatur der zweitobersten Schicht nicht unter die Rücklauftemperatur des Heizungssystems sinken.

Aus den mittleren Schichten des Speichers i kann so viel Wärme für die Trinkwassererwärmung \dot{Q}_{DHWi} entnommen werden, wie die Differenz der Temperaturen aus der jeweiligen und der nächsttieferen hergibt. Aus der obersten Schicht wird jeweils der Rest der Wärme entnommen, der nötig ist, um den Wärmebedarf für die Heizung und die Trinkwarmwassererwärmung zu decken, sodass sich die aus die obersten Schicht entnommenen Wärmemenge zur Trinkwassererwärmung \dot{Q}_{DHW1} zu

$$\dot{Q}_{DHW1} = \dot{Q}_{DHW,ges} - \dot{Q}_{DHW2} - \dot{Q}_{DHW3} - \dot{Q}_{DHW4} - \dot{Q}_{DHW5} \quad (6-2)$$

ergibt. Die aus der oberen Schicht entnommene Wärmemenge wird durch den Kessel ausgeglichen, sodass die Temperatur der oberen Schicht konstant bei T_{Boiler} bleibt.

Die in die zweite Schicht eingespeiste solare Wärme ergibt sich aus dem vom Controller-Modell ausgegebenen Massenstrom und der Differenz zwischen der Temperatur der Speicherschicht und der Kollektoraustrittstemperatur. Die Kollektoreintrittstemperatur $T_{in,1}$ wird mit der Temperatur der unteren Speicherschicht gleichgesetzt.

Durch die Reduktion der Anzahl der Schichten und die Nutzung von energie- statt fluidbasierten Komponenten entsteht ein Fehler. Um diesen zu quantifizieren wurden die Simulationsergebnisse eines detaillierten solarthermischen Modells, basierend auf *TransiEnt*-Modellen mit den Ergebnissen eines energiebasierten Speicher- und Solarthermiemodells aus der *IntegraNet*-Bibliothek verglichen.

Dazu wurde zunächst ein energiebasiertes Speichermodell mit zehn Schichten erstellt und mit einem Solarkollektor zu einem Systemmodell verschaltet. Die Parameter des Modells sind in Tabelle 6-2 angegeben.

Tabelle 6-2: Parameter des simulierten Modells mit Solarthermieanlage und Schichtenspeicher

Kollektorfläche	5 m ²
Heizwärmebedarf	6000 kWh/a
Trinkwarmwasserbedarf	1500 kWh/a
Speichergröße	1 m ³

Die Abweichung von der in einem Jahr in den Speicher eingebrachten solaren Wärme im detaillierten *TransiEnt*-Modell zu der im Systemmodell, welches die vereinfachten *IntegraNet*-Modelle verwendet, liegt bei 0,1 %. Die Rechenzeit verringert sich von 270 s auf 86 s.

Der Verlauf der Speichertemperaturen in den zehn Schichten ist in Abbildung 6-6 dargestellt. Die Temperaturen im vereinfachten Modell sind mit einer durchgezogenen Linie markiert, die des Modells mit den *TransiEnt*-Komponenten mit gestrichelten Linien. Dabei fällt auf, dass insbesondere im Sommer größere Abweichungen bei den Temperaturen auftreten und

sich der Speicher höher aufheizt, als dies in dem *TransiEnt*-Modell der Fall ist. Für Simulationen, in denen der Fokus auf der Berechnung der einbindbaren Solarenergie liegt, lässt sich die Abweichung der Speichertemperaturen vernachlässigen. Sollen die auftretenden Speichertemperaturen im Detail betrachtet werden, sollte das detailliertere *TransiEnt*-Modell gewählt werden.

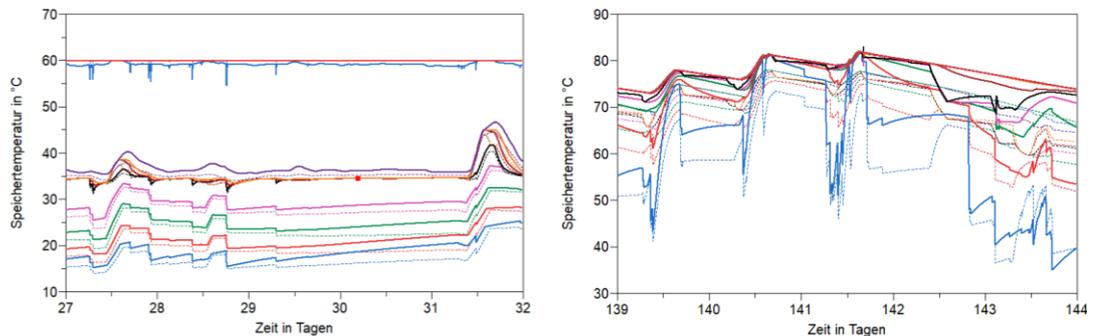


Abbildung 6-6: Verlauf der Speichertemperaturen an jeweils 5 Wintertagen (links) und 5 Sommertagen (rechts)

Um für die Modellierung von Quartieren mit einer Vielzahl an Solarthermieanlagen die Rechenzeit weiter zu verringern, wurde die Anzahl der Speicherschichten im nächsten Schritt auf fünf Schichten reduziert. Die Rechenzeit wird auf diese Weise weiter auf etwa 50 s verringert, jedoch tritt eine Abweichung der eingebundenen Solarenergie von knapp 3 % im Vergleich zum detaillierten Modell auf.

Für die Quartiersmodellierung wird diese Abweichung vor dem Hintergrund der deutlichen Rechenzeitverbesserung als akzeptabel angesehen und dieses Modell im GridConstructor (vgl. Kapitel 7.1) verwendet. In der Bibliothek sind sowohl das vereinfachte Systemmodell mit zehn als auch mit fünf Schichten vorhanden, sodass der Nutzer aus den beiden Varianten wählen kann.

Durch die Modelle ist die geometrische Anordnung der Zu- und Abflüsse für Trinkwasser, Heizung und Solarenergie vorgegeben. Sollen die Speichergeometrie angepasst und die Zu- und Abflüsse auf anderen Speicherhöhen erfolgen, so erfordert dies eine Anpassung des entsprechenden Systemmodells.

6.1.7 Technologiekombinationen mit PV-Anlage

Zusätzlich zu den oben genannten Systemmodellen, bei denen jeweils ein Wärmeerzeuger, ein Speicher, ein Regelungsmodell und unter Umständen ein weiterer Spitzenlast-Wärmeerzeuger miteinander verschaltet wurden (z.B. Wärmepumpe+Speicher+Heizstab, KWK+Speicher+Kessel), wurden weitere Systemmodelle mit Kombinationen verschiedener Technologien erstellt.

Dazu gehören die Kombinationen einer PV-Anlage mit einer Batterie, einer Wärmepumpe oder einem Heizstab. In diesen Kombinationen wird das Zusammenspiel der Anlagen jeweils mit einem Reglermodell gesteuert, wobei verschiedene Regelungsstrategien zur Auswahl stehen.

Für die Kombination PV+Batterie+Heizkessel wird die Batterie über das Reglermodell *MaxSelfConsumption* immer dann geladen, wenn die durch die PV-Anlage erzeugte Strommenge den Verbrauch übersteigt. Eine Entladung erfolgt immer dann, wenn der Verbrauch die PV-Erzeugung übersteigt.

Um die Mittagsspitze der Einspeisung zu verringern, stehen zwei weitere Reglermodelle *TimedOperation1* und *TimedOperation2* zur Verfügung. Mit diesen Regelungen wird die Batterieladung entweder zwischen zwei festlegbaren Tageszeiten blockiert oder nur zwischen zwei feststehenden Tageszeiten erlaubt. So kann verhindert werden, dass die Batterie bereits vor der Mittagsspitze voll beladen und somit keine Einspeicherung während der Zeit der höchsten Einspeisung mehr möglich ist.

In der Kombination PV+Wärmepumpe+Speicher kann zwischen einer wärmegeführten Regelung und einer zweiten Regelungsvariante, in der die Wärmepumpe möglichst dann geladen wird, wenn PV-Energie zur Verfügung steht, gewählt werden. Letztere Regelungsvariante ist auch für die Technologiekombination PV+Heizkessel+Speicher+Heizstab implementiert. Auf diese Weise kann der PV-Eigenverbrauch des Haushalts erhöht werden.

Abbildung 6-7 zeigt den Leistungsverlauf der Wärmepumpe (untere Grafik) und des Hausanschlusses eines Einfamilienhauses (oben) während dreier Sommertage. Durch die eigenverbrauchsorientierte Regelung (blau) wird die Einsatzzeit der Wärmepumpe gegenüber der wärmegeführten Regelung (rot) verschoben. Es ist erkennbar, dass auf diese Weise am ersten Tag eine Reduktion der PV-Einspeisespitze erzielt wird. Am zweiten Tag ist dies nicht der Fall, da der maximale Speicherfüllstand vor der Mittagsspitze erreicht und die Wärmepumpe daher abgeschaltet wird.

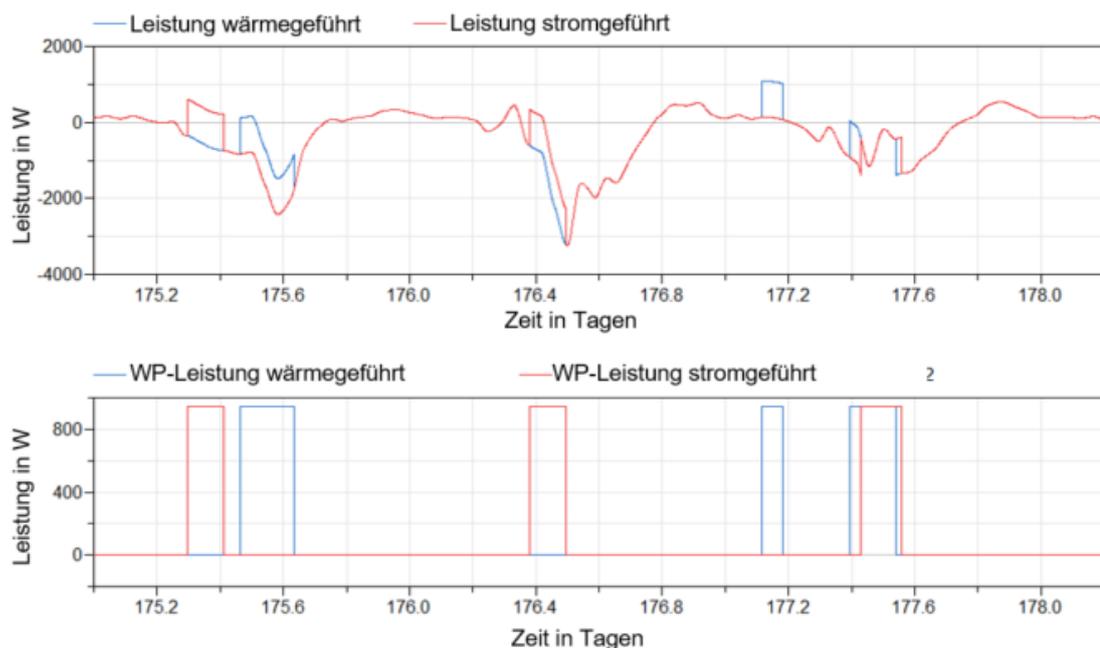


Abbildung 6-7: Verlauf der elektrischen Leistung eines Haushalts (oben) und dessen Wärmepumpe (unten) für eine wärmegeführte (blau) und eine eigenverbrauchsorientierte (rot) Regelung der Wärmepumpe

6.2 Verbrauchermodellierung

Da im Rahmen des Projektes insbesondere Wohngebäude in Quartieren abgebildet werden, werden für die Simulationen Strom-, Heizwärme-, und Trinkwarmwasserbedarfe von Haushalten benötigt. Um eine Gleichzeitigkeit der Profile zu vermeiden, ist es zudem notwendig, eine Vielzahl unterschiedlicher Profile zu verwenden.

Da für jeden Haushalt alle drei Bedarfsprofile für Strom, Heizung und Trinkwassererwärmung benötigt werden, wurde ein Haushalts-Verbrauchermodell erstellt, welches die drei benötigten Profile aus hinterlegten Text- oder .csv-Dateien bei der Initialisierung der Simulation einliest. Die Bedarfsprofile können dabei in separaten Tabellen (Modell *Consumer1*) oder einer kombinierten Tabelle (Modell *Consumer2*) vorliegen.

In den hinterlegten Tabellen sind Bedarfsprofile verschiedener Quellen hinterlegt. Elektrische Profile stammen entweder aus dem stochastischen Tool VEDIS [97] oder aus Messungen realer Gebäude aus zwei Forschungsprojekten, die von der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin aufbereitet wurden [98]. Für die Wärmebedarfsprofile wurden entweder separate Simulationen durchgeführt oder auf die Gas-Standardlastprofile des BDEW zurückgegriffen [56]. Die Trinkwarmwasserprofile wurden ebenfalls mit dem VEDIS-Tool erzeugt. In den Tabellen, die in die Verbrauchermodelle eingelesen werden, sind jeweils mehrere Profile hinterlegt. Über die Auswahl der Spaltennummer der Tabelle können somit verschiedene Profile eingelesen werden, um in der Simulation einer Siedlung mit mehreren Verbrauchern zeitlich unabhängige Verbrauchszeitreihen zu verwenden.

6.3 Modellierung der Netzkomponenten

Um die verschiedenen Netztypen in die Modelle integrieren zu können, wurden verschiedene Modelle erstellt, bzw. abgewandelt. Diese werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

6.3.1 Strom

Für die Modellierung der Stromnetze auf Verteilnetzebene wurden Transformator- und Kabelmodelle erstellt [99], die Verluste für bidirektionale Stromflüsse berücksichtigen.

Transformatormodell

Transformatoren werden in Verteilnetzen eingesetzt, um Wechselstrom zwischen verschiedenen Spannungsebenen zu wandeln. Das Verhältnis von Primär- und Sekundärspannung hängt wesentlich von den Windungszahlen der Spulen ab. Das entwickelte Modell berücksichtigt zusätzlich Verluste durch die interne Impedanz und bei Überschreiten der Nennleistung des Transformators.

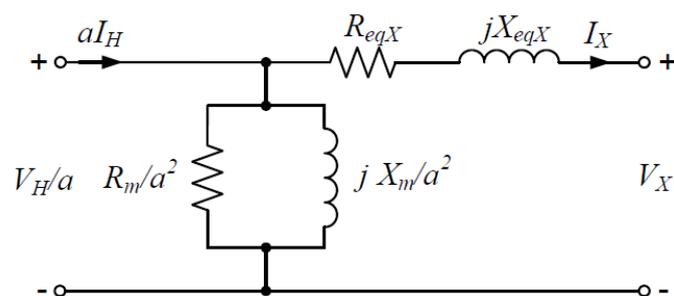


Abbildung 6-8: Ersatzschaltbild für die Sekundärseite eines Transformators [100]

Nach [100] ist ein Ersatzschaltbild für die Sekundärseite eines Transformator (siehe Abbildung 6-8) gegeben, das für die Analyse von Stromnetzen entwickelt wurde. Die Schaltung enthält die äquivalenten Blind- und Wirkwiderstände (R_{eqX} und X_{eqX}) der Windungen der Primär- und Sekundärseite. Die durch den Magnetkern des Transformators hervorgerufenen Verluste werden durch die Parallelschaltung der Blind- und Wirkwiderstände ($R_m/$

a^2 und X_m/a^2) berücksichtigt. Diese bilden die nichtlinearen Verluste des Kerns sowie den magnetischen Streufluss.

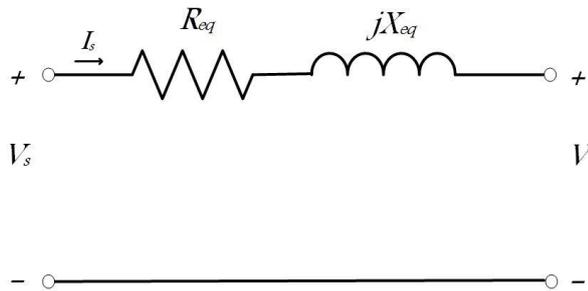


Abbildung 6-9: Ersatzschaltbild eines Transformator bei Vereinfachung des Parallelzweiges aus Abbildung 6-8 auf einen konstanten Faktor [100]

Diese Schaltung kann nach [100] durch Vernachlässigung des Parallelzweiges weiter auf die Reihenimpedanz Z_{eq} vereinfacht werden (siehe

Diese Schaltung kann nach [100] durch Vernachlässigung des Parallelzweiges weiter auf die Reihenimpedanz Z_{eq} vereinfacht werden (siehe Abbildung 6-9). Die vernachlässigten Effekte des Magnetkerns werden durch einen konstanten Faktor η abgebildet.

Die aus der Vereinfachung folgenden äquivalenten Blind-, Wirk- und Scheinwiderstände (R_{eq} , X_{eq} und Z_{eq}) hängen von dem Übertragungsfaktor a , d.h. dem Verhältnis der Windungen von Primär- zu Sekundärseite, den Wirkwiderständen R_p, R_s sowie den Blindwiderständen X_p, X_s der Primär- und Sekundärseite ab.

$$R_{eq} = \frac{R_p}{a^2} + R_s \quad (6-3)$$

$$X_{eq} = \frac{X_p}{a^2} + X_s \quad (6-4)$$

$$Z_{eq} = \sqrt{R_{eq}^2 + X_{eq}^2} \quad (6-5)$$

Mithilfe eines Verlustfaktors c_{loss} lässt sich die Scheinleistungen (S_p und S_s) an Primär- und Sekundärseite des Transformators für einen Leistungsfluss zum Verbraucher zu berechnen. Der Verlustfaktor ist von der Nennspannung V_s auf der Sekundärseite abhängig. Die auf Sekundärseite tatsächlich vorliegende Spannung V kann ebenfalls über den Verlustfaktor berechnet werden.

$$c_{loss} = 1 - \frac{S_p}{V_s^2} \cdot |Z_{eq}| \quad (6-6)$$

$$S_s = \eta \cdot loss \cdot S_p \quad (6-7)$$

$$V = loss \cdot V_s \quad (6-8)$$

Übersteigt die auf der Sekundärseite verbrauchte Scheinleistung die Nennleistung S_{rated} , lässt sich die Spannung auf Sekundärseite nach Gleichung (6-9) bestimmen.

$$V = \frac{S_{rated}}{S_s} \cdot V_s \quad (6-9)$$

Wenn die verteilte Stromerzeugung der Verbraucher den Stromverbrauch im Netz übersteigt, gibt es Rückspeisungen zu den höheren Spannungsebenen. In diesem Fall ändern sich die Berechnungen von Verlustfaktor und Scheinleistungen entsprechend den Gleichungen (6-8) und (6-9). Die auf Sekundärseite tatsächlich vorliegende Spannung V wird ebenfalls über den Verlustfaktor berechnet.

$$c_{loss} = 1 + \frac{S_p}{V_s^2} \cdot |Z_{eq}| \quad (6-10)$$

$$S_s = \frac{c_{loss}}{\eta} \cdot S_p \quad (6-11)$$

$$V = c_{loss} \cdot V_s \quad (6-12)$$

Im Falle einer Rückspeisung, welche die Nennleistung des Transformators übersteigt, lässt sich die Spannung auf Sekundärseite nach folgender Gleichung bestimmen:

$$V = \frac{S_s}{S_{rated}} \cdot V_s \quad (6-13)$$

Kabelmodell

Für die systemische Analyse von Niederspannungsnetzen wurde ein abstrahiertes Modell für Stromkabel erstellt. In diesem werden Effekte von spezifischen Kabelgeometrien vernachlässigt und allgemein von homogenen Leitungen ausgegangen. Damit sind Leistungsverlust und Spannungsabfall linear von Kabellänge l und Scheinwiderstand Z abhängig. Der Scheinwiderstand setzt sich aus den Widerstands- und Induktivitätsbelägen (R_c und X_c) zusammen.

$$Z = \sqrt{R_c^2 + X_c^2} \quad (6-14)$$

Mithilfe eines Verlustfaktors (c_{loss}) lassen sich die Scheinleistungen (S_1 und S_2) und Spannungen (V_1 und V_2) bei einem Leistungsfluss zwischen den Kabelenden 1 und 2 berechnen.

$$S_2 = c_{loss} \cdot S_1 \quad (6-15)$$

$$V_2 = c_{loss} \cdot V_1 \quad (6-16)$$

Der Verlustfaktor ist über

$$c_{loss} = 1 - \frac{S_1}{V_1^2} \cdot |Z| \cdot l \quad (6-17)$$

definiert.

6.3.2 Gas

Wie bei den Technologien beruhen auch die Modelle zur Abbildung der Gasnetze auf den Modellen der *TransiEnt*-Bibliothek.

Gasrohrleitungen

Zur Modellierung der Gasrohre in der Verteilnetzebene wurde als Basis das Rohrleitungsmodell *PipeFlow_L4_Simple* aus der *TransiEnt*-Bibliothek verwendet, welches wiederum auf einem Modell aus der *ClaRa*-Bibliothek basiert. In dem Modell wird das abzubildende Rohr in eindimensionale, finite Volumenelemente diskretisiert. Je höher die gewählte Anzahl der Abschnitte ist, desto mehr steigt auch die Rechenzeit. Für komplexere Netze auf Verteilnetzebene, in denen die Länge der Rohrleitungen zwischen zwei Verbrauchern vergleichsweise kurz sind, ist es daher sinnvoll für jede Rohrleitung nur ein Volumenelement zu wählen. [101]

Der Druckverlust durch Reibung in dem Rohr wird abhängig vom gewählten Druckverlustmodell berechnet. Die vorhandenen Druckverlustmodelle in der ClaRa-Bibliothek basieren auf Nominalwerten, die vorgeben werden müssen. Für komplexe Netzstrukturen mit vielen Verbrauchern ist die Bestimmung der Nominalwerte sehr aufwändig, da für jedes Rohr ein individueller Wert unter Berücksichtigung des Abstandes zur GDRMA und der vorgelagerten Verbraucher gewählt werden muss. Bei starker Volatilität der Lastgänge der Verbraucher können sich auch schon bei der Betrachtung einer einzelnen Gasrohrleitung ggf. große Abweichungen vom Nominalpunkt ergeben. Zudem müssen die Startwerte auf die Nominalwerte abgestimmt sein, da es sonst zu Problemen bei der Initialisierung des Modells kommen kann. [101]

Um diese Problematik zu umgehen und die Parametrierung möglichst einfach zu halten, wurde ein nominalwertunabhängiges, physikalisches Druckverlustmodell implementiert. Die Berechnung basiert auf der Funktion $dp_overall_MFLOW$ aus der *FluidDissipation* Bibliothek, welche den Druckverlust auf Grundlage des Darcy-Weißbach-Gesetzes bestimmt:

$$\Delta p_{fric} = \lambda \frac{l}{d} \frac{\rho}{2} v^2 = \lambda \frac{l}{d} \frac{\rho}{2} \left(\frac{\dot{m}}{\rho * \frac{\pi d^2}{4}} \right)^2 \quad (6-18)$$

Die Rohrlänge l und der Rohrdurchmesser d sind Input-Parameter des Rohrmodells. Die Gesamtrohrlänge wird entsprechend der Diskretisierung aufgeteilt. Die Dichte des Fluids ρ sowie die mittlere Fließgeschwindigkeit v bzw. der Massenstrom \dot{m} sind Momentanwerte, die in der Simulation direkt im Modell bestimmt werden.

Die Rohrreibungszahl λ ist abhängig von der Rohrrauigkeit k und der dynamischen Viskosität η . Es kann angenommen werden, dass im Niederdruckbereich, die Druck- und Temperaturschwankungen so gering sind, dass sie nicht zu signifikanten Änderungen der dynamischen Viskosität führen [101]. Für Simulationen im Niederdruckbereich muss daher nur ein konstanter Wert für die dynamische Viskosität vorgegeben werden. Um Druckverluste von Einbauten wie Ventilen, Krümmern, etc. zu berücksichtigen kann bei der Berechnung eine integrale Rohrrauigkeit k , angesetzt werden [38]. Werte dazu finden sich in entsprechender Fachliteratur. [102]

Sensor

Zusätzlich zu den bereits vorhandenen Sensoren wurde ein weiterer Gassensor entwickelt. Dabei wurde das allgemeine Basismodell der *TransiEnt (RealGas_SensorBase)* verwendet und mehrere der vorhandenen Sensoren in diesem Modell zusammengefasst. Der Fokus der Modellierung lag dabei darin, einen Sensor zu konzipieren, welcher für die Regelung der Einspeisung von Wasserstoff verwendet werden kann.

Dementsprechend werden neben den Größen, die relevant für die Gasbeschaffenheit sind (wie Zusammensetzung, Wobbe-Index, Dichte des Erdgases und dem Brennwert) noch weitere Größen berechnet. Hierzu zählen der Volumenanteil des Wasserstoffs $\varphi_{H2,n}$ bei Normbedingungen sowie der Wasserstoffmassenstrom, der maximal zugemischt werden kann ohne einen vorgegeben Volumenanteil zu überschreiten.

Da unabhängig von der Verwendung der Werte, immer alle Größen berechnet werden, ist es im Hinblick auf die Rechenzeit vor allem dann sinnvoll diesen Sensor zu verwenden, wenn die Werte auch tatsächlich benötigt werden.

Modellierung komplexer Netzstrukturen

Bei der Abbildung großer komplexer Netzstrukturen bedeutet die Integration von Gasleitungen, unter Berücksichtigung der detaillierten Gaszusammensetzungen und der auftretenden Druckverluste, einen deutlichen Anstieg der Simulationszeit. Um dennoch Forschungsfragen beantworten zu können, in denen der Fokus auf der Stromseite liegt, aber dennoch Gas verwendende Technologien berücksichtigt werden sollen, wurde eine Alternative zum detaillierten Rohrleitungsmodell entwickelt. Hierbei wird die verbrauchte Gasmenge an jedem Verbraucher (Kessel, KWK, usw.) unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade und der Gaseigenschaften bestimmt. Über die Statistikmodelle kann die im gesamten Netz verwendete Gasmenge gesammelt und über den simulierten Zeitraum integriert werden.

Eine Auswahl ob ein Netz mit oder ohne detailliertes Gasnetz simuliert wird, erfolgt über die Wahl der Technologiekombination (*Systems*), analog zur Simulation von Netzen mit oder ohne Wärmenetz.

6.3.3 Wärme

Im folgenden Abschnitt werden die zur Simulation von Wärmenetzen modellierten Technologien bzw. Netzkomponenten beschrieben.

Rohrleitungsmodell

Für Wärmenetze ist die Auswahl der Rohre und die damit verbundene Optimierung der Netzplanung zur Minimierung von Investitionskosten und Betriebskosten von entscheidender Bedeutung (siehe Kapitel 2.2.3). Im Rahmen der Energiesystemanalyse sind insbesondere der Wärmeverlust des Rohrleitungssystems und die Ausbreitung von Temperaturänderungen im Netz von Interesse. Die Ausbreitung von Temperaturänderungen findet in Wärmenetzen aufgrund der Länge des Rohrleitungsnetzes und der relativ niedrigen Wärmeträgergeschwindigkeiten langsam statt [103]. Wird die Netztemperatur am zentralen Wärmeerzeuger erhöht, kann es bei größeren Wärmenetzen mehrere Minuten bis Stunden dauern, bis auch weit entfernte Verbraucher von der Temperaturerhöhung erreicht werden. Wird diese Temperaturdynamik fehlerhaft simuliert, reagieren gekoppelte Technologien nicht realistisch. Demnach ergibt sich an ein zur Simulation von Wärmenetzen eingesetztes Rohrmodell die Anforderung, diese Temperaturdynamik hinreichend genau abzubilden. Gleichzeitig muss aufgrund der Vielzahl von einzelnen Rohrelementen in einem Wärmenetz der Detailgrad des Rohrmodells eine vertretbare Rechenzeit gewährleisten.

Um diese Anforderungen einzuhalten, wurde ein Rohrmodell nach dem PlugFlow-Ansatz (Pfropfenströmung) nach [104] modelliert. Beim *PlugFlow*-Ansatz können Temperaturenbreitung und Wärmeverluste in Wärmenetzen ohne Diskretisierung der Rohre bestimmt werden. Diskretisierte Rohrmodelle besitzen den Nachteil, dass zur hinreichend genauen Simulation von Temperaturenbreitungen im Netz eine Vielzahl an Diskretisierungen benötigt werden [104]. Durch die große Anzahl an Rohrmodellen in einem Wärmenetzmodell sind jedoch zwecks Rechenzeit nur niedrige Diskretisierungen möglich. Dies bewirkt, dass Temperaturänderungen nicht ausreichend genau abgebildet werden können. Wie in Abbildung 6-10 zu sehen, wird der tatsächliche Zeitpunkt des Temperaturanstiegs nach 100 s erst mit zunehmender Diskretisierung realistisch bestimmt.

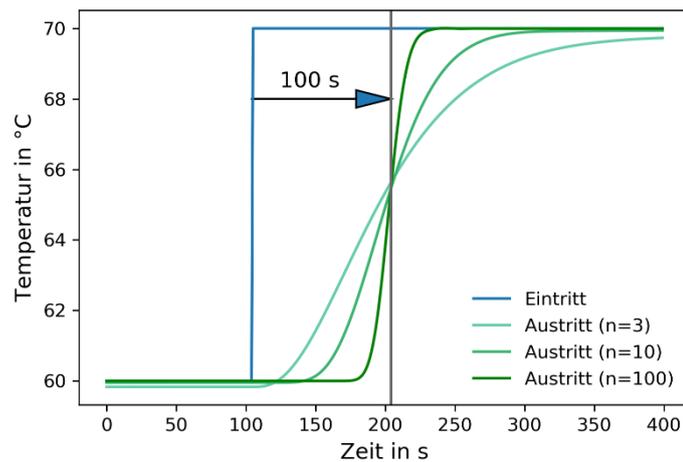


Abbildung 6-10: Temperaturverlauf in unterschiedlich diskretisierten Rohrmodellen als Reaktion auf einen Temperatursprung (Rohrlänge 100 m, Verweilzeit des Wärmeträgers im Rohr 100 s)

Entgegen der Berechnung in diskretisierten Rohrmodellen werden beim *PlugFlow*-Ansatz die Fluideigenschaften am Ein- und Austritt über die Verweilzeit des Fluides im Rohr bestimmt. Die Berechnung erfolgt anhand der Umgebungstemperatur T_u , der Eintrittstemperatur T_e , der Verweilzeit $t_a - t_e$, dem thermischen Widerstandes des Rohres pro Meter R_{dL} und der Wärmekapazität des Wärmeträgers pro Meter C_{dL} . Der thermische Widerstand des Rohres resultiert aus der Dimensionierung des jeweiligen Rohres inklusive Rohrinsolation.

Die Austrittstemperatur des Wärmeträgers T_a ergibt sich zu [104]:

$$T_a = T_u + (T_e - T_u) e^{\frac{-(t_a - t_e)}{R_{dL} * C_{dL}}} \quad [W] \quad (6-19)$$

Über die Austrittstemperatur lässt sich schließlich der Wärmeverlust des Rohres bestimmen:

$$\dot{Q}_{Verlust} = \dot{m} * c_p * (T_e - T_a) \quad [W] \quad (6-20)$$

In der Modelica-Implementation dieses Ansatzes wird die Verweilzeit mit Hilfe der *Modelica*-Funktion *spatialDistribution()* bestimmt.

Bei Änderung der Wärmeträgertemperatur am Rohreintritt erfährt das Mediumrohr eine Erwärmung bzw. Abkühlung, die zu einer verzögerten Temperaturänderung am Austritt führt. Diese thermische Trägheit wird wie in [104] mit Hilfe eines am Austritt des eigentlichen Modells befindlichen Mischungsvolumens berücksichtigt. Die Größe des Volumens ist dabei abhängig von der Wärmekapazität des Rohrwandmaterials. Als Mischungsvolumen kommt das Modell *SplitVLE_L2* der Clara-Bibliothek zum Einsatz und kann durch eine Einstellung im *Systems*-Modell deaktiviert werden. Für Simulationen mit großen Wärmenetzen und großen Zeitschrittweiten (z. B. 3600 s) ist die Deaktivierung aufgrund geringerer Rechenzeit zu bevorzugen. Eine Zeitschrittweite von 3600 s gibt in den Simulationsergebnissen keinen Aufschluss auf den Effekt einer verzögerten Temperaturänderung durch das Mediumrohr, da die Verzögerung im Zeitschritt in der Regel abgeschlossen ist.

Der Druckverlust im Rohrmodell wird über die Funktion nach Darcy-Weißbach aus der *FluidDissipation*-Bibliothek, die in die *TransiEnt*-Bibliothek integriert ist, berechnet und hierzu die Fluideigenschaften am Eintritt verwendet.

Die Validierung des *PlugFlow*-Ansatzes mit Messreihen ist bereits in verschiedenen Veröffentlichungen erfolgt (z. B. [104], [105]). Im Vergleich zu geringfügig diskretisierten

Rohrmodellen können mit dem PlugFlow-Ansatz geringere Rechenzeiten und niedrigere Abweichungen zu Messdaten erreicht werden.

Um nicht jedes einzelne Rohr eines Wärmenetzes parametrisieren zu müssen und so eine höhere Benutzerfreundlichkeit für den Einsatz dieses Rohrmodells in größeren Simulationen zu erreichen, wurde das sogenannte *DoublePipe*-Modell erstellt (siehe Abbildung 6-11). Mit diesem Modell kann der Vor- und Rücklauf eines Rohrabschnittes parametrisiert werden. Anstelle der Eingabe von Innendurchmesser und anderen Rohrparametern wird für das *DoublePipe*-Modell lediglich der Nominaldurchmesser benötigt. Durch Auswahl eines Rohrherstellers im *Systems*-Model können daraufhin die notwendigen Rohrparameter den Rohrmodellen automatisiert zugewiesen werden.

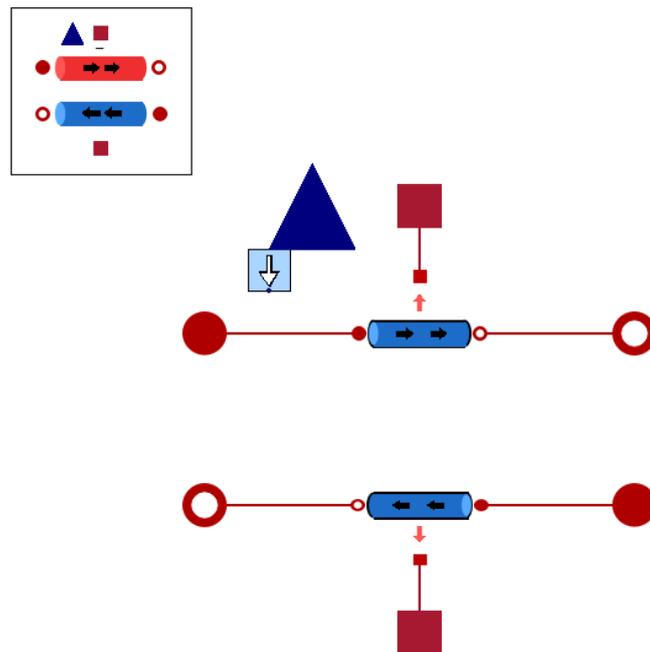


Abbildung 6-11: Screenshot des *DoublePipe*-Modells

Wärmeübergabestation

Für die Simulation von Wärmenetzen wurde eine Wärmeübergabestation (WÜS) mit Wärmeübergabe für Raumwärme und Trinkwassererwärmung modelliert.

Bei der modellierten WÜS (Abbildung 6-12) wird von einer idealen Wärmeübertragung mit fester Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf ausgegangen. Über den Wärmebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser wird der zum Einhalten der Temperaturspreizung benötigte Massenstrom bestimmt. Durch diese Modellierung kann auf den Einsatz von rechenzeitintensiven Modellen wie Pi-Regler oder Ventile verzichtet werden. Gleichzeitig werden durch das WÜS-Modell Vor- und Rücklauf hydraulisch entkoppelt.

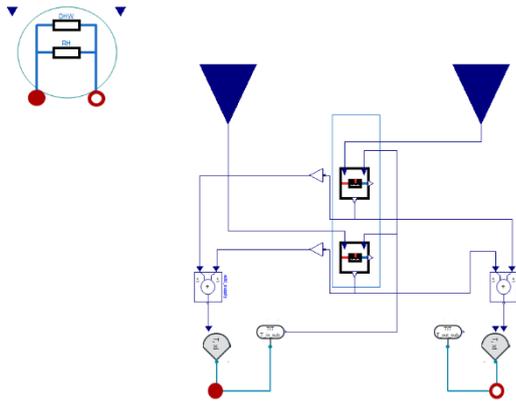


Abbildung 6-12: Screenshot des Modells der Wärmeübergabestation

Das Modell der WÜS besteht aus zwei idealen Wärmeübertrager-Modellen für Raumwärme und Trinkwarmwasserzubereitung. Die Wärmeübertrager berechnen für den jeweiligen Wärmebedarf den notwendigen Massenstrom, der notwendig ist, um die vorgegebene Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf einzuhalten.

Der notwendige Massenstrom \dot{m} ergibt mit der spezifischen Wärmekapazität c_p und der konstanten Temperaturspreizung dT_{const} zu:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{c_p * dT_{const}} \quad (6-21)$$

Das Ergebnis dieser Berechnung wird jeweils an ein Modell einer Fluidquelle, bzw. -senke übergeben, die für den Vorlauf den Wärmeträgermassenstrom aus dem Netz beziehen und für den Rücklauf den Wärmeträgermassenstrom an das Netz abgeben. Die Eintrittstemperatur in das Modell ergibt sich über den vom Netz in das Modell fließenden Wärmeträger und wird über ein Modell eines Temperatursensors der *Clara*-Bibliothek an die Wärmeübertrager-Modelle gegeben.

Die Austrittstemperatur wird in den Wärmeübertrager-Modellen durch Subtraktion der konstanten Temperaturspreizung von der Vorlauftemperatur berechnet. Mit den beiden Austrittstemperaturen der Wärmeübertrager-Modelle ergibt sich die Rücklauftemperatur $T_{Rücklauf}$ zum Wärmenetz als Mischung der beiden berechneten Massenströme und Austrittstemperaturen $T_{Austritt,i}$ der Wärmeübertrager-Modelle für Raumwärme (RW) und Trinkwarmwasser (TW) nach der Richmannschen Mischungsregel zu:

$$T_{Rücklauf} = \frac{\dot{m}_{RW} * T_{Austritt,RW} + \dot{m}_{TWW} * T_{Austritt,TWW}}{\dot{m}_{RW} + \dot{m}_{TWW}} \quad (6-22)$$

Über einen Parameter im Modell kann zudem ein Kurzschlussmassenstrom zur Einhaltung eines minimalen Wärmeträgermassenstroms vorgegeben werden (z.B. im Sommer).

6.3.4 Statistikmodell

Um eine benutzerfreundliche Datenauswertung zu ermöglichen, wurde anhand des Modells *ModelStatistics* der *TransiEnt*-Bibliothek der sogenannte *statistics_collector* modelliert. Wie das Modell *ModelStatistics* ermöglicht auch dieses Modell, dass benutzerfreundlich Daten von Submodellen übernommen werden können, um sie zentral in einem Modell zu erfassen. Die Neumodellierung war erforderlich, da durch die speziellen Anforderungen des Projektes Variablen erfasst werden, die im Modell der *TransiEnt*-Bibliothek nicht vorhandenen sind

(bspw. der Strombedarf der Wärmepumpen). Ergänzend werden mit dem neuen Statistikmodell die Energieerzeugung bzw. der Energiebedarf der Technologien nach Technologie aufgeschlüsselt erfasst und nicht bspw. unter *Regenerativ* zusammengefasst.

Das Modell besteht aus den Untermodellen *LocalCollector* und *GlobalCollector*. Der *LocalCollector* wird in dem jeweiligen Submodell mit der zu erfassenden Variable platziert (siehe Abbildung 6-13). Über ein Menü wird die für die Simulation interessante Variable ausgewählt, welche im Vorfeld in einem weiteren Modell vordefiniert wurde (*TypeOfResource*). Über das *GlobalCollector*-Modell werden alle Variablen der *LocalCollector*-Modelle in Abhängigkeit der gewählten *TypeOfResource* in dort definierten Variablen erfasst (z.B. P_el_heatpump_demand - Strombedarf der Wärmepumpen).

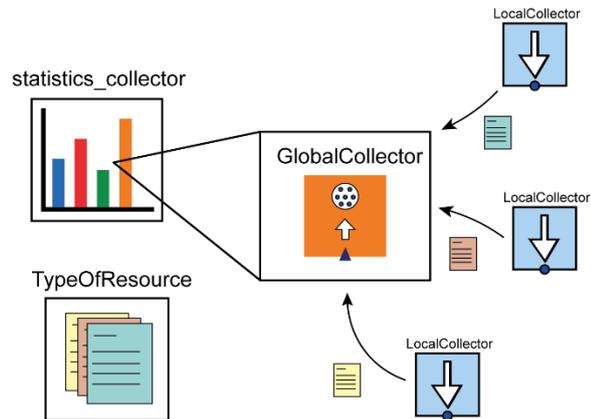


Abbildung 6-13: Überblick des Statistikmodells *statistics_collector*

7 Modellierung der Siedlungsebene

Basierend auf den in Kapitel 4 erarbeiteten Typologien werden in diesem Kapitel die grundlegende Modellierungsphilosophie und -methodik erläutert. Die Typologien sind dabei als strukturelle Datensätze zu verstehen, welche in die Parametrierung der entwickelten Modelle einfließen. Einzelne Modelle wurden entsprechend vorherrschender Wirkmechanismen zusammengefasst und sollen dem Nutzer eine teilautomatisierte Erstellung von Quartieren und Netzen ermöglichen. Aufbauend auf diesem Ansatz wurde die bedarfsorientierte Modellierung von Energiesystemen entwickelt, welche nicht das Netz in den Fokus stellt, sondern die Verbraucher und verlustwirksamen Entfernungen zwischen diesen.

7.1 GridConstructor

Bei der Abbildung komplexer Siedlungsstrukturen würde eine händische Integration jedes einzelnen Gebäudes in das Modell einen sehr großen Aufwand bedeuten. Daher wurde im Rahmen des Projektes der sogenannte *GridConstructor (GC)* entwickelt, der eine einfache Konfiguration auch größerer und komplexerer städtischer Strukturen und Netze ermöglichen soll.

Bei der Stadtentwicklung, insbesondere im Hinblick auf zukünftige Energieszenarien, kann in der Regel von einer gleichbleibenden Bedarfsstruktur ausgegangen werden. D.h. die Gebäude und Straßenzüge bleiben weitgehend unverändert. Stattdessen verändert sich der Wärme- und Strombedarf der einzelnen Verbraucher, z.B. durch zusätzlich installierte PV-Anlagen oder eine Sanierung des Gebäudes im Hinblick auf Wärmedämmung. Auch die verwendeten Energieträger (Wechsel von Öl zu Gas, o.ä.) unterliegen einer schnelleren Veränderung als die Bedarfsstruktur. Die Energienetze werden an diesen wechselnden Bedarf entsprechend angepasst.

Der Ansatz bei der Modellierung des *GridConstructors* beruht auf dieser gleichbleibenden Bedarfsstruktur bei sich verändernden Technologien. Während die Bedarfsstruktur des zu betrachtenden Quartiers über die Struktur im Modell festgelegt wird, lassen sich die Technologien leicht durch entsprechende Parameter verändern. Hieraus resultiert eine hohe Wiederverwendbarkeit der Modelle für verschiedene Zukunftsszenarien.

Um die Modellierung zu vereinfachen, ist eine Gliederung des abzubildenden Quartiers in sinnvolle Teilabschnitte notwendig. Jedes Quartier besteht in der Regel aus mehr oder weniger stark bebauten Straßen. Die Anordnung der Straßen und Kreuzungen, sowie die Anzahl der Gebäude ist dabei stark variabel. Aufgrund der großen Heterogenität aller möglichen Siedlungsstrukturen, stellt ein einzelnes Gebäude, bzw. ein Abschnitt aus zwei sich gegenüberliegenden Gebäuden den kleinsten gemeinsamen Teilabschnitt dar. Dieser Abschnitt wird im Folgenden als *GridElement* bezeichnet (vgl. Abbildung 7-1).

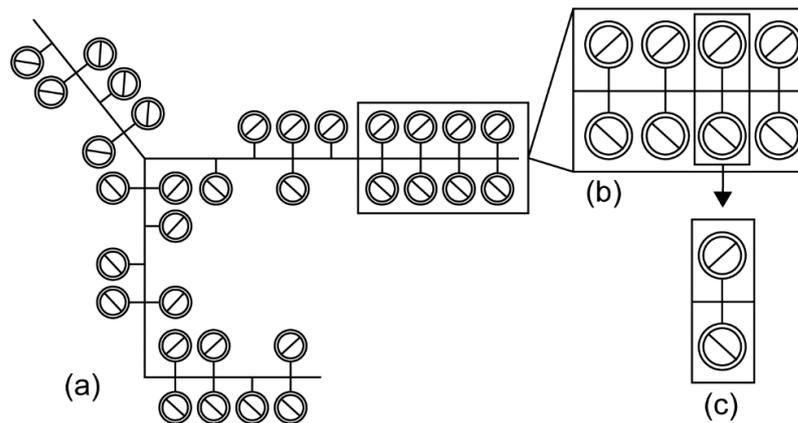


Abbildung 7-1: Bedarfsstruktur (a - Netzabschnitt; b – Netzsegment; c - GridElement) [106]

Allgemein lässt sich ein Quartier somit durch individuell angeordnete Straßenabschnitte (Bereich zwischen zwei Kreuzungen o.ä.) mit jeweils angepasster Anzahl an Gebäuden (*GridElements*) beschreiben. Ein *GridConstructor* repräsentiert im Modell einen Straßenabschnitt (Netzsegment), wobei die Anzahl n der *GridElements* innerhalb des Abschnittes mittels Parameter vorgegeben wird. Bei der Wahl von n ist es dabei irrelevant, ob innerhalb des Elements eine oder beide Straßenseiten bebaut sind. Diese Information kann in der Parameter-Maske des GC in einem booleschen Array vorgegeben werden. Dabei wird nicht unterschieden, welche Straßenseite bebaut ist, es wird immer *System_2* und *Demand_2* (vgl. Abbildung 7-2) deaktiviert, wenn nur ein Gebäude vorhanden ist.

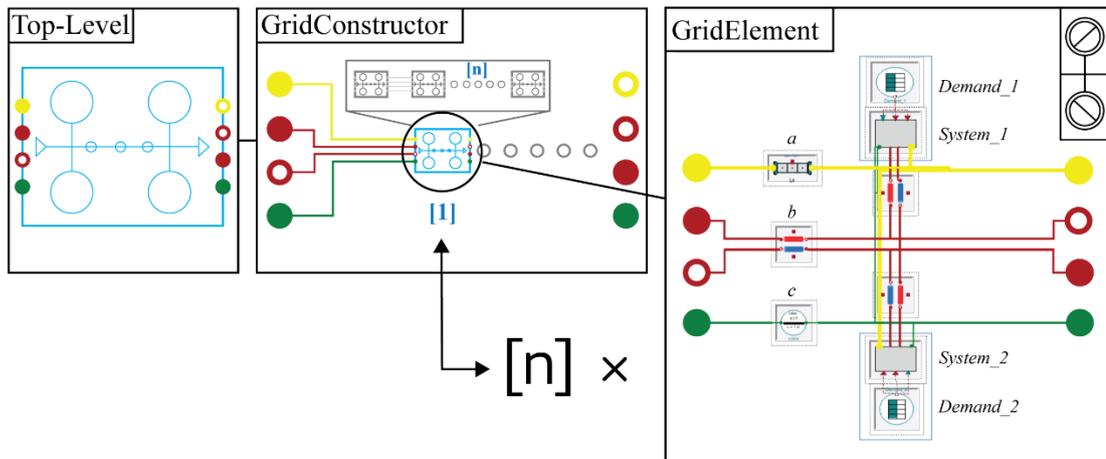


Abbildung 7-2: Struktur des *GridConstructor* und *GridElement* in Modelica [106]

Einige Parameter werden als unveränderlich innerhalb eines Straßenabschnittes angenommen. So werden Größen wie Geokoordinaten oder Bodentemperatur nur einmal je *GridConstructor* vorgegeben. Sollten für eine bestimmte Fragestellung oder in einem konkreten Netz hier dennoch unterschiedliche Werte benötigt werden, so müssen diese Abschnitte entsprechend der benötigten Genauigkeit in mehrere kleinere unterteilt und jeweils ein eigener *GridConstructor* konfiguriert werden. Größen, die für das gesamte abgebildete Netz gelten, werden im *SimCenter* konfiguriert.

Die Einbindung der Technologien erfolgt analog zum Konzept des *EnergyConverters* (Abbildung 7-3). Die Technologiekombination kann pro *GridConstructor* und separat für jede Straßenseite ausgewählt werden. Mit der Wahl des Basis-Modells wird eine erste grobe

Auswahl der im jeweiligen *GridConstructor* verfügbaren Energieträger und der Detailtiefe der Modelle getroffen. Die Technologien pro Gebäude werden in einer zusätzlichen Technologie-matrix (in der Parameter-Maske des *GridConstructors*) konfiguriert.

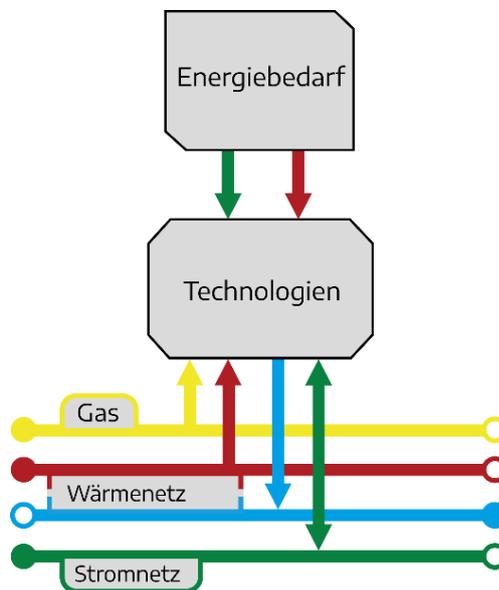


Abbildung 7-3: Schematische Abbildung der Einbindung der Technologien und Bedarfe innerhalb eines *GridElements*

Die verfügbaren Technologiekombinationen sind im Ordner *Systems* beim *GridConstructor* hinterlegt. Eine Beschreibung der verwendeten Technologiemodelle sowie die Anpassungen an den Komponenten im Vergleich zur *TransiEnt*-Bibliothek findet sich in den Abschnitten 6.1.2 bis 6.1.6. Verfügbare Technologiekombinationen (*Systems*) für den *GridConstructor* sind:

- *NoTechnologies*
- *IndependentTechnologies*
- *IndependentTechnologies_onlyElectric*
- *IndependentTechnologies_simplePV*
- *IndependentTechnologies_onlyElectric_simplePV*

Alle vorhandenen Kombinationen beinhalten nur regelungstechnisch voneinander unabhängige Technologien. Die Wärmepumpenregelung ist beispielsweise nicht auf die PV-Erträge abgestimmt. So können für jeden Verbraucher beliebige im ausgewählten *Systems* vorhandene Technologien aktiviert oder deaktiviert werden, ohne dass das hinterlegte Modell zu komplex wird. Soweit die Speicher direkt von der Technologie abhängen (wie bei der Solarthermie), werden diese zusammen mit der Technologie aktiviert oder deaktiviert. Innerhalb einer solchen Einheit ist die Regelung auf alle vorhandenen Komponenten abgestimmt.

Weitere Kombinationen sind möglich und können je nach Bedarf analog zur offen einsehbaren Struktur der vorhandenen *Systems* unter Verwendung der *Systems_Base* implementiert werden. Über die *Systems_Base* wird die Einbindung in den *GridConstructor* und die Möglichkeit zur zentralen Parametrierung sichergestellt.

Die Anbindung an die Energieträger-Netze erfolgt über die In- und Outlet-Ports des *GridConstructor*. Diese müssen abhängig von den vorhandenen Netzen und ihrer Struktur manuell in der Parameter-Maske des *GridConstructors* aktiviert werden. Interne Rohre und Kabel werden automatisch anhand dieser Parameter sowie der ausgewählten Technologien aktiviert oder deaktiviert.

Alle im *GridConstructor* verwendeten Parameter können in der graphischen Benutzeroberfläche (GUI von engl. Graphical User Interface) angepasst werden (Abbildung 7-4). Hierbei werden Werte, die die Struktur betreffen, im Tab *General* konfiguriert. Für jede Technologie existiert ein eigener Tab, in dem die Technologie-spezifischen Parameter angepasst werden können.

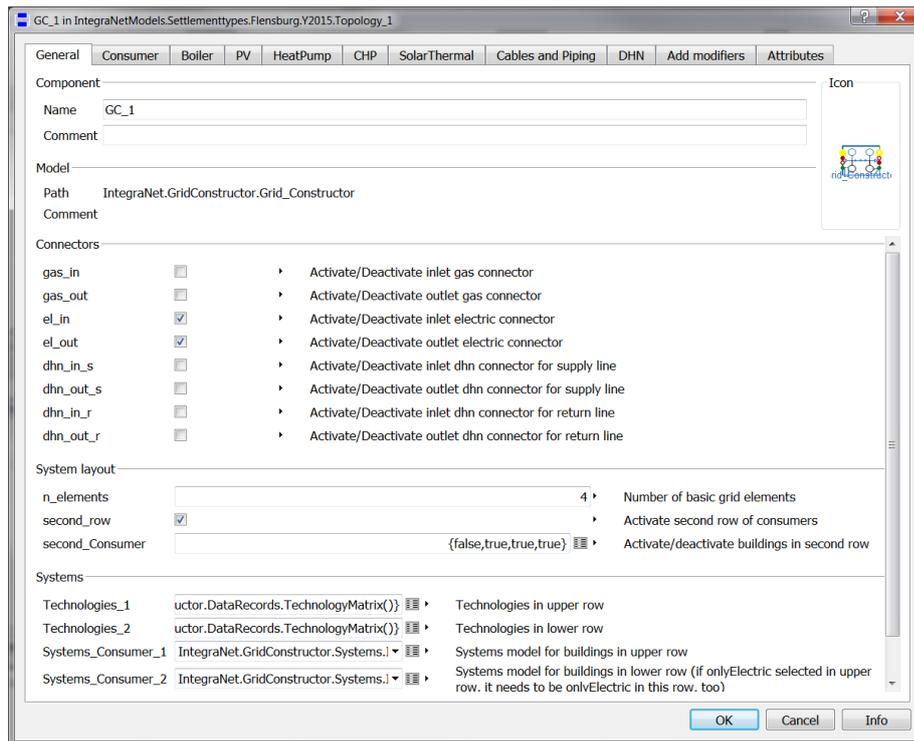


Abbildung 7-4: Parameter-GUI eines *GridConstructors*

Werte für Technologien, die in einzelnen oder mehreren Gebäuden nicht existieren, können zwar gesetzt werden, haben in der Simulation aber keinen Einfluss auf die Ergebnisse. Alle Technologie-Modelle sind als Conditional implementiert und werden ohne Aktivierung nicht in das Gleichungssystem der Simulation aufgenommen.

Für große und komplexe Netze werden für die Modellierung viele *GridConstructor*-Modelle mit individueller Parametrierung benötigt. Um den Parametrierungs-Aufwand gering zu halten wurde ergänzend zur manuellen Parametrierung über die GUI in Dymola, ein Excel-Tool zur vereinfachten Parametrierung der Modelle entwickelt. Über das Excel-Tool kann via Makro die aktuelle Konfiguration aus einem bestehenden Modell in Excel importiert werden. Dort können die Werte in übersichtlicher Form bearbeitet werden. Dies kann entweder manuell, oder automatisiert über beliebige Schnittstellen zu Excel erfolgen. Anschließend können die Parameter in das ursprüngliche Modell oder eine Kopie des Modells exportiert werden. Parameter für Modelle, die sich nicht innerhalb der *GridConstructor*-Modelle befinden, müssen weiterhin manuell gesetzt werden (z.B. Kabel).

Weitere Details zur Programmierung, Modellierung und Parametrierung finden sich in der im Rahmen des Projekts erschienenen Publikation „Demand oriented Modelling of coupled Energy Grids“ [106].

7.2 Modellierung der Typologien

Im folgenden Abschnitt wird die Modellierung der in Kapitel 4.3 beschriebenen Typologien mit Technologiemix- und Wärmenetzvariante beschrieben.

7.2.1 Typologien mit Technologiemix

Der zur Modellierung notwendige strukturelle Aufbau der Typologien ergibt sich aus den in Kapitel 4.3 beschriebenen Parametern für die Anzahl der Hausanschlüsse und Straßenlängen. Die Zuweisung von Technologien zu den Hausanschlüssen erfolgt anhand der Ergebnisse der Typologisierung (siehe Kapitel 4.2). Gemäß diesen Parametern werden die Typologien mit Hilfe von *GridConstructoren* modelliert (siehe Abbildung 7-5). Wenn es der strukturelle Aufbau erfordert, werden zwischen den Modellen des *GridConstructors* zusätzlich Kabel- und Rohrmodelle eingefügt.

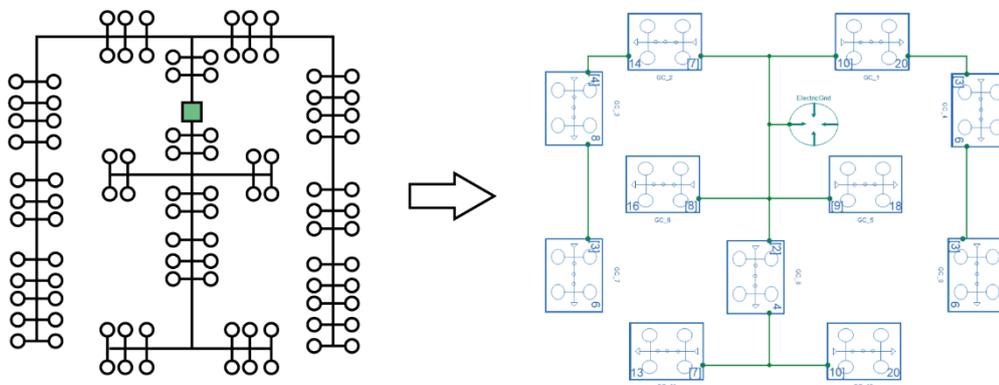


Abbildung 7-5: Beispiel des in Modelica überführten strukturellen Aufbaus der Typologie 2 (nicht maßstäbliche Darstellung)

7.2.2 Typologien mit Wärmenetz

Abgesehen von den Typologien mit Technologiemix werden zusätzlich Typologien mit netzgebundener Wärmeversorgung modelliert. Hierbei werden die Typologien 1 (Freistehende Gebäude) und 3 (Dorfbauung) wie in Kapitel 4.1 beschrieben nicht als Modell mit Wärmenetz implementiert.

Wärmenetze versorgen in der Regel größere Gebiete mit mehreren hundert Anschlüssen. Um mit der festgelegten Bedarfsstruktur der Typologien dennoch ein möglichst realistisches, über ein Wärmenetz versorgtes, Gebiet abzubilden, wird das Wärmenetz einer Typologie nur als Ausschnitt eines größeren Wärmenetzes modelliert (siehe Abbildung 7-6). Dieser Modellierungsansatz ist konsistent mit der Annahme, dass einzelne Städte bzw. Dörfer aus einer Mischung von Typologien bestehen und nicht eine Typologie das gesamte lokale Energiesystem abbildet.

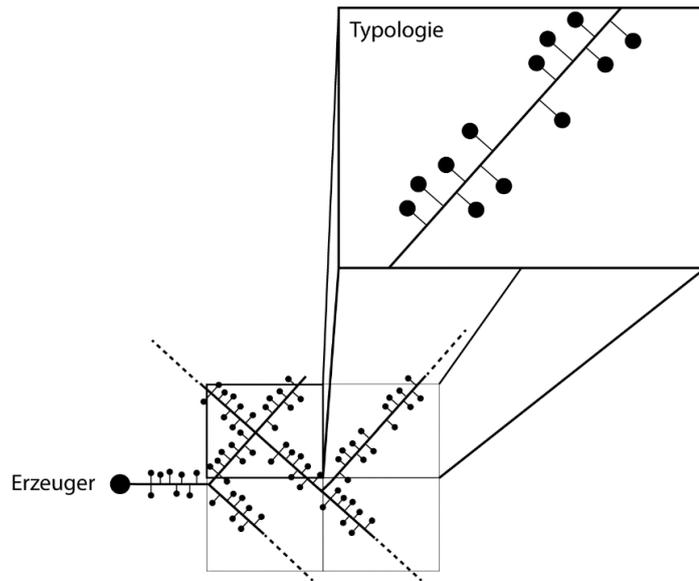


Abbildung 7-6: Darstellung einer Typologie als Ausschnitt eines Wärmenetzes

Für die Wärmenetzabschnitte ist ein Trassenplan der Rohre und deren Dimensionierung erforderlich. Der Trassenplan aller Typologien mit Wärmenetz beschränkt sich hierbei auf Strahlennetze (Abbildung 7-7). Über zwei Quellen und Senken, an denen der Wärmeträger die Systemgrenze der Typologie verlässt bzw. in diese eintritt, wird der Anschluss an das restliche Wärmenetz realisiert. Simuliert werden die Einzelmodelle der Typologien ohne Wärmeerzeugungsanlage. Für die Energiebilanz wird lediglich die zur Versorgung der im Netzausschnitt befindlichen Verbraucher notwendige Wärmemenge bilanziert.

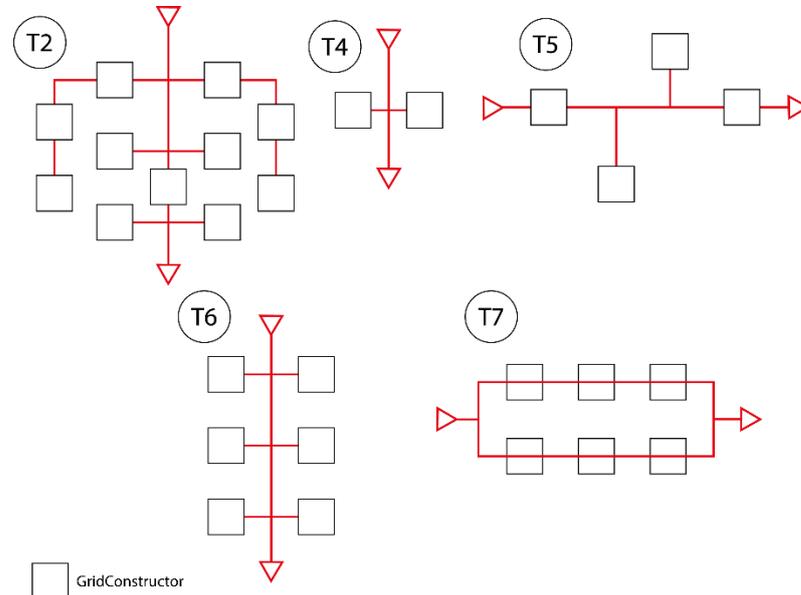


Abbildung 7-7: Trassenverlauf der Typologien mit Wärmenetz

Für die Systemgrenze des Typologiemodells müssen die ein- und austretenden Massenströme sowie die Wärmeträgertemperaturen vorgegeben werden (siehe Abbildung 7-8). Dem eintretenden Wärmeträger wird eine konstante Vorlauftemperatur von 90 °C (Szenario 2015) nach Wärmenetz-Generation III bzw. 50 °C (Szenario 2050) nach Wärmenetz-Generation IV zugewiesen. Die Rücklauftemperatur wird am Eintritt in den Rücklauf mit 70 °C

(Szenario 2015) bzw. 30 °C (Szenario 2050) angesetzt. Über den Wärmebedarf des Typologiemodells und des restlichen, im Modell nicht abgebildeten, Wärmenetzes ergibt sich der aus dem Typologiemodell austretende Massenstrom. Da die Größe des restlichen Wärmenetzes unbekannt ist, wird ein konstanter Massenstrom von 10 kg/s am Austritt der Typologiemodelle vorgegeben. Mit Annahme des mittleren Wärmebedarfs der Verbraucher des Typologiemodells für das restliche Wärmenetz können auf diese Weise an der durch das Typologiemodell verlaufenden Trasse ca. 25 – 30 % zusätzliche Verbraucher angeschlossen werden. Das Betriebsregime der Wärmenetztypologien entspricht einer konstanten Temperaturfahrweise mit sich an den Wärmebedarf anpassendem Massenstrom.

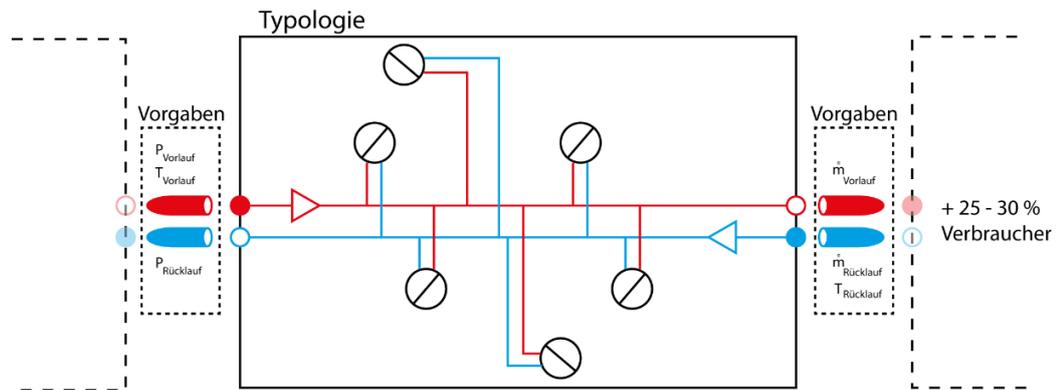


Abbildung 7-8: Prinzipskizze eines Typologiemodells als Wärmenetzabschnitt

Die Simulation der Typologien erfolgt mit den Rohrmodellen nach dem *PlugFlow*-Ansatz und aufgrund der relativ großen Anzahl an Verbrauchern ohne Mischungsvolumen.

8 Szenarien und Parameter

In den folgenden Abschnitten werden die Szenarien und Parameter der Simulationen vorgestellt. Hierzu werden zunächst die betrachteten Szenarien sowie Ergebnisse der Typologisierung aus Kapitel 4.2 bezüglich Technologie- und Gebäudealtersverteilung vorgestellt. Anschließend wird die für die Simulationen notwendige Zeitreihenerstellung erläutert und Parameter der Technologien und Wärmenetztypologien beschrieben.

8.1 Szenarien

Die Simulation der Typologien erfolgt für die Szenarien 2015 und 2050. Dabei unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich ihrer Technologie- und Gebäudealtersverteilung, der strukturelle Aufbau (z. B. Anzahl der Hausanschlüsse) bleibt hingegen konstant. Grundlage für die Verteilungen bilden Gebäude- und Technologiedaten des Zensus 2011 [53] sowie der Technologiemix aus [3] zur 80%igen Reduktion der Treibhausgase.

Um den Einfluss der örtlichen Lage von Typologien in der BRD Deutschland hinsichtlich des Wetteinflusses auf die Technologien zu untersuchen, werden Lastprofile des Raumwärmeverbrauchs anhand von Zeitreihen der Außentemperatur für drei Städte erstellt. Dabei erfolgte die Auswahl der Städte Miesbach, Köln und Flensburg anhand einer Auswertung der Globalstrahlungssummen und Heizgradstunden aller NUTS-3 Regionen der BRD (siehe Abbildung 8-1).

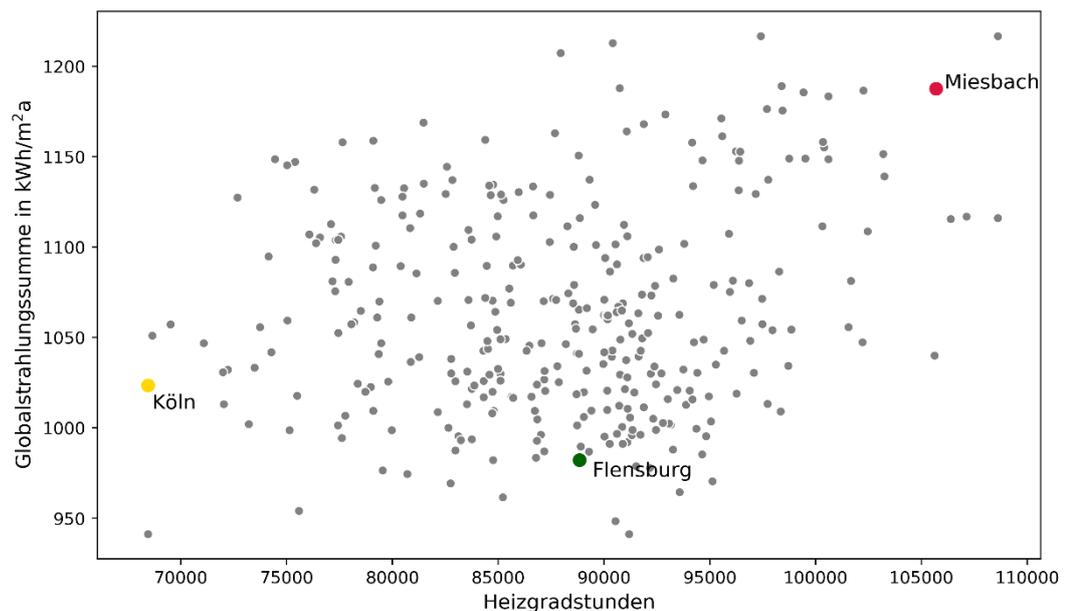


Abbildung 8-1: Heizgradstunden in Abhängigkeit der Globalstrahlungssumme für alle NUTS-3 Regionen der BRD

Ziel dieser Auswertung war es, drei Regionen bzw. Städte zu identifizieren, mit denen sich möglichst heterogene Wetterszenarien abbilden lassen. Zum einen wurde Miesbach als Stadt mit einer hohen Globalstrahlungssumme, aber auch einer hohen Anzahl an Heizgradstunden gewählt. Dem entgegengestellt wurde Köln, aufgrund der niedrigen Heizgradstundenzahl bei niedriger Globalstrahlungssumme. Flensburg wurde angesichts der mittleren Lage im Streudiagramm bzgl. der Heizgradstunden bei gleichzeitig niedriger Globalstrahlungssumme

gewählt. Anhand der gewählten Städte werden Zeitreihen für die Außen- und Bodentemperatur sowie Einstrahlung verwendet (siehe Kapitel 8.4). Der Einfluss der Wetterdaten auf die Typologie Simulationen wird in Kapitel 9.4 diskutiert.

8.2 Technologieverteilung

Im folgenden Abschnitt werden die sich aus der Typologisierung (siehe Kapitel 4.1) ergebenden Technologieverteilungen für die Szenarien 2015 und 2050 vorgestellt. Die Technologieverteilung ist dabei unabhängig vom Standort (Miesbach, Köln oder Flensburg).

Um den Typologien Technologien zuzuweisen, ist zunächst eine Definition der möglichen Technologien erforderlich. Die Auswahl der Heizungstechnologietypen richtet sich dabei nach den Technologien des Transformationspfad mit Technologiemix für eine 80%ige Reduktion der Treibhausgasemissionen für das Jahr 2050 aus [3]. Mit Ausnahme von Hybridgeräten (Gas und Öl) sowie Gas-Wärmepumpen von denen nur ein geringfügiger Marktanteil für 2050 erwartet werden kann, werden alle Heizungstechnologietypen aus [3] berücksichtigt. Für die Solarthermie wird zusammengefasst davon ausgegangen, dass sowohl eine Trinkwarmwasser- als auch Raumwärmebereitstellung erfolgt. Da für das Jahr 2015 in [3] keine Nachtspeicherheizungen berücksichtigt werden, wird im Rahmen dieses Projektes für das 2015-Szenario die Technologieauswahl um Nachtspeicherheizungen ergänzt. Einige der Technologien besitzen zudem Zusatzheizgeräte (siehe Abbildung 8-2). Ergänzend zu den Heizungstechnologien wird Photovoltaik mit und ohne Batteriespeicher in der Technologieverteilung berücksichtigt. Anschlüsse an ein Fern- bzw. Nahwärmenetz werden wie in Kapitel 4.2 beschrieben durch Duplikate der Typologien mit 100%iger-Anschlussrate abgebildet.

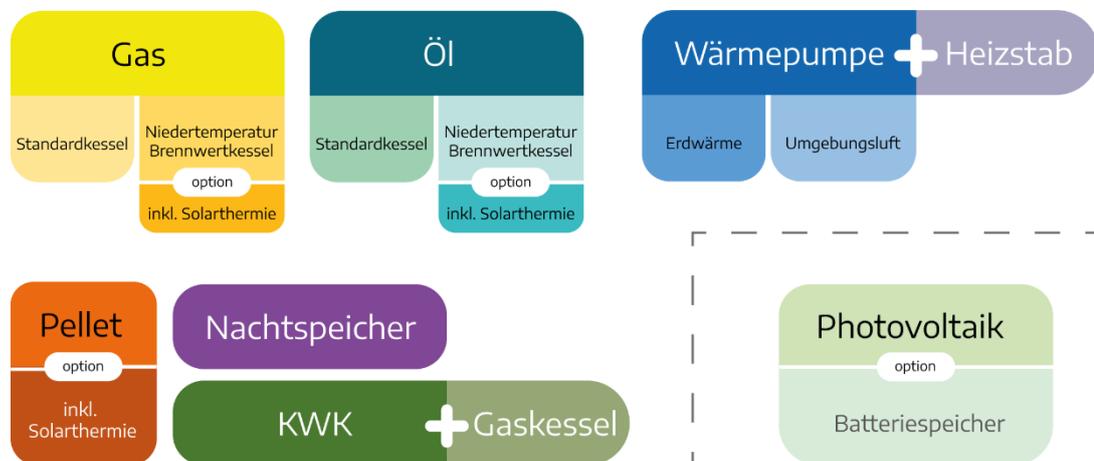


Abbildung 8-2: Überblick der Technologieauswahl der Simulationen

Für die Typologien ergeben sich einige Restriktionen zu möglichen Technologiekombinationen. Den freistehenden Gebäuden aus Typologie 1 werden aufgrund der großen Hausabstände keinerlei Erdgastechnologien zugewiesen. In diesem Kontext ist zu erwähnen, dass eine Restriktion nicht gleichbedeutend damit ist, dass diese Technologie in der Praxis nie in diesem Siedlungstyp, beispielsweise in freistehenden Gebäuden, installiert werden würde. Das Ziel der Typologisierung war es, statistisch repräsentative Darstellungen von Siedlungsräumen abzubilden, daher werden Technologien, die nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit in einem Siedlungstyp eingesetzt werden, nicht abgebildet. In Typologie 6 (Blockbebauung) und 7 (Altstadt) werden keine Wärmepumpen eingesetzt, da nur ein

geringer Platzbedarf für Erdwärmepumpen vorhanden ist und die Geräuschemissionen von Luftwärmepumpen u. U. keine Akzeptanz finden werden. Den Hochhäusern bzw. großen Zeilenbebauungen aus Typologie 5 werden keine Pelletkessel zugewiesen, da die Versorgung dieser großen Gebäude mit Biomasse nicht realistisch erscheint. Für die Typologien 4 bis einschließlich 6 werden Photovoltaik-Anlagen aufgrund ihrer Gebäudearten nicht berücksichtigt. Batteriespeicher werden für das Jahr 2015 in Anbetracht ihrer geringen Anzahl nicht in den Typologien eingesetzt, denn nur 2,5 % der Photovoltaik-Anlagen besaßen 2015 einen Batteriespeicher [107]. Für das Jahr 2050 wird jeder Photovoltaik-Anlage ein Batteriespeicher zugewiesen.

In Abbildung 8-3 ist exemplarisch ein Sunburst-Diagramm der Technologieverteilung für Typologie 2 mit hauptsächlich Ein- und Zweifamilienhäusern bei geringer Bebauungsdichte, für die Szenarien 2015 und 2050 abgebildet. Das Diagramm ist in drei Hierarchieebenen aufgeteilt. Im innersten Ring sind die Technologieobergruppen abgebildet, denen sich auf der mittleren Ebene die spezifischeren Technologiearten zuweisen lassen. Auf dem äußersten Ring wird die Aufteilung der Technologien auf Ein- und Mehrfamilienhäuser dargestellt.

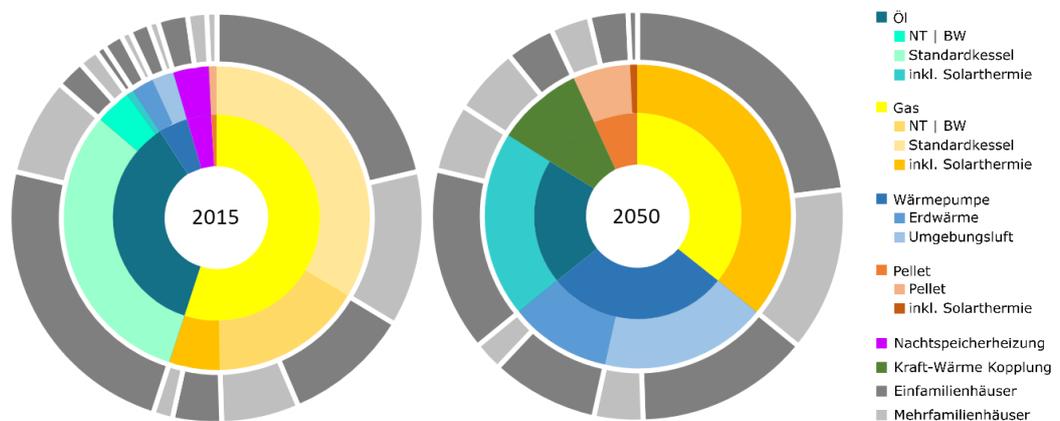


Abbildung 8-3: Technologieverteilung der Typologie 2 (Hauptsächlich Ein- und Zweifamilienhäuser)

Für Typologie 2 ist zu erkennen, dass der Anteil von Gas- und Öltechnologien an der Technologieverteilung sinkt. Die in 2050 weiterhin vorhandenen Gas- bzw. Öl-Technologien werden zudem vollständig mit Solarthermie ergänzt. Nachtspeicherheizungen werden im Jahr 2050 nicht mehr verwendet. Als neue Technologie kommt die Kraft-Wärme-Kopplung in Form von Brennstoffzellen hinzu und auch eine Zunahme der Energiebereitstellung durch Biomasse ist zu erkennen. Die signifikanteste Änderung ist im Bereich der Wärmepumpen zu beobachten, bei welchen der Anteil von etwa 4,6 % im Jahr 2015 auf 28,2 % im Jahr 2050 zunimmt.

Werden die Technologieverteilungen aller Typologien, welche in Anhang Abbildung 12-1 bis Abbildung 12-6 dargestellt sind, untersucht, lassen sich einige Entwicklungen identifizieren. Wie beschrieben werden Nachtspeicherheizungen im Jahr 2050 bei keiner Typologie mehr installiert. Kraft-Wärme-Kopplung, welche als Technologie im Jahr 2015 nicht vorhanden ist, wird in 2050 in jeder Typologie eingesetzt und hat im Durchschnitt einen Anteil von 11,6 % an der Technologieverteilung. Niedertemperatur- und Brennwertkessel der Technologieobergruppen Gas und Öl werden durch Solarthermie ergänzt. In 2050 beträgt der Anteil der Wärmepumpen an der Technologieverteilung durchschnittlich das 3,75-fache und nimmt somit signifikant zu. Typologie 1 besitzt dabei mit 40 % den höchsten Anteil an Wärmepumpen. Ausnahmen stellen die Typologien 6 und 7 dar, die sich aufgrund ihrer Typologiemerkmale nicht für Wärmepumpen eignen. In ähnlichem Ausmaß wie bei den Wärmepumpen, steigt der Anteil von Biomasse am Technologiemix auf das durchschnittlich 3,77-fache des Anteils

vom Jahr 2015. Über alle Typologien ist überdies eine eindeutige Abnahme des Anteils der Technologieobergruppen Gas und Öl mit jeweils durchschnittlich 28,1 % für Gas und 45,4 % für Öl zu beobachten.

In Abbildung 8-4 ist die Anzahl der PV-Anlagen in den Typologien für die Szenarien 2015 und 2050 dargestellt. Wie beschrieben, werden für die Typologien 4 bis einschließlich 6 keine PV-Anlagen im Technologiemix angenommen. In Typologie 2, 3 sowie 7 sind im Szenario 2015 ca. 9 % und im Szenario 2050 ca. 11 % der Gebäude mit einer PV-Anlage ausgestattet. Mit Szenario 2015 sind auf ca. 8 % und mit Szenario 2050 auf ca. 10 % der freistehenden Gebäude der Typologie 1 eine PV-Anlage installiert.

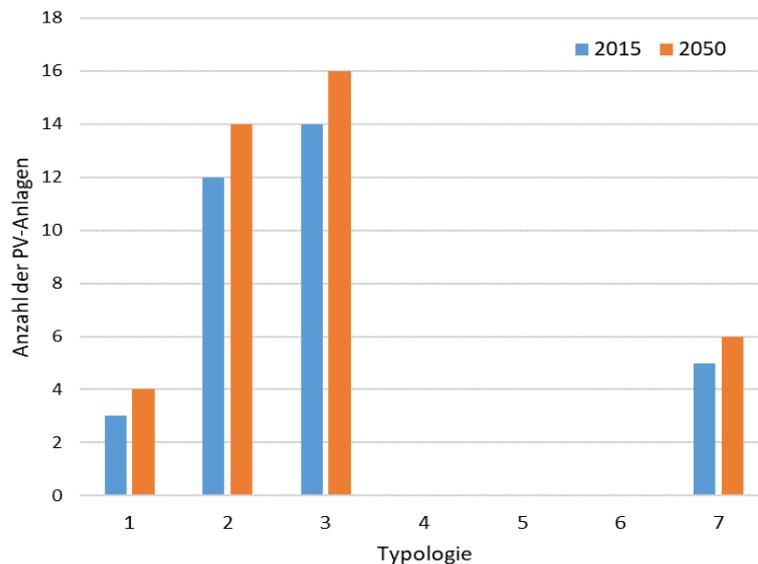


Abbildung 8-4: Anzahl der PV-Anlagen der Typologien für die Jahre 2015 und 2050

8.3 Gebäudealtersverteilung

Für die Szenarien 2015 und 2050 wird den in den Typologien befindlichen Hausanschlüssen ein Gebäudealter zugewiesen. Dabei orientieren sich die möglichen Gebäudealter in Klassen nach der Verteilung des Zensus 2011 [53] von *vor 1919* bis *mehr als 2006*. Für Gebäude im Szenario 2050 werden die Gebäudealtersklassen um Klassen bis 2050 in 10 Jahresschritten ergänzt. Das Gebäudealter ist ausschlaggebend für den jeweiligen Wärmebedarf für Trinkwarmwasser und Raumwärme der Hausanschlüsse und dient der Lastprofilerstellung in Kapitel 8.4. Die Gebäudealtersverteilungen der Typologien in Abhängigkeit zum Szenario sind im Anhang Tabelle 12-1 und Tabelle 12-2 zu entnehmen.

In Abbildung 8-5 sind die Anteile der Gebäudealtersklassen für alle Typologien und Szenarien dargestellt. Aufgrund ihrer charakteristischen Gebäude sind die Typologien 6 und 7 im Szenario 2015 vollständig mit älteren Gebäuden besetzt. Typologie 2 und 3 besitzen entsprechend ihrer Beschreibung aus Kapitel 4.3 durch die Heterogenität der Gebäude die größte Streuung der Altersklassen für beide Szenarien. In Typologie 5 ist der maßgebliche Bestand der Gebäude im Szenario 2015, entsprechend der Typologiecharakteristik aus den 70er-Jahren. Für Typologie 5 im Szenario 2050 ergibt sich in Folge der zufälligen Verteilung von Sanierungen und Neubau eine modernisierte Gebäudealtersverteilung. Typologie 7

wurde in Rücksichtnahme von Denkmalschutz, geringfügiger mit Gebäuden der Altersklasse *nach 2010* geprägt.

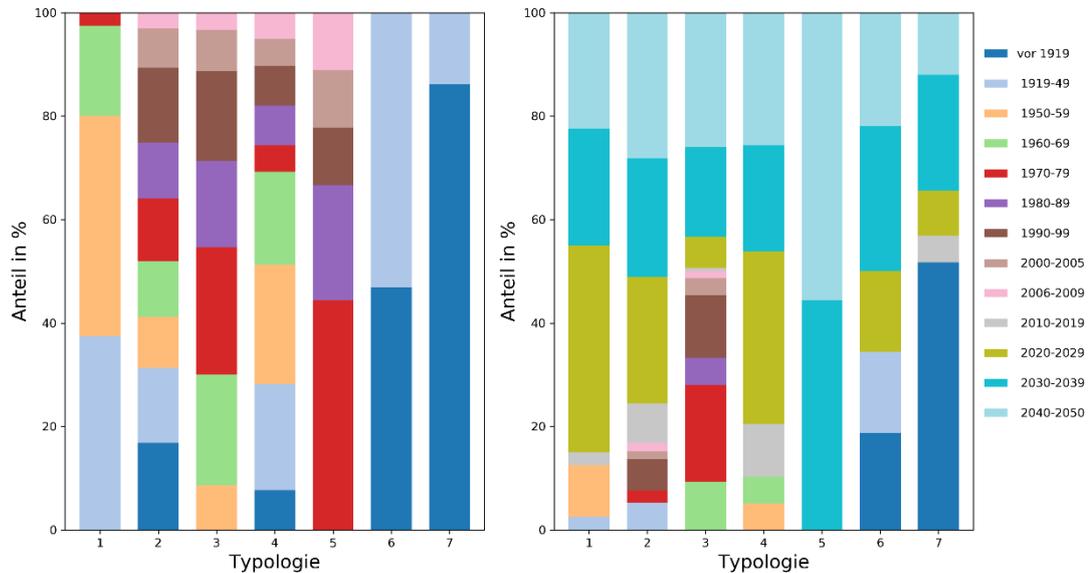


Abbildung 8-5: Anteile der Gebäudealtersklassen für die Szenarien 2015 und 2050

8.4 Zeitreihen

Für die Simulationen werden Zeitreihen für den Wärme-, Strom und Warmwasserbedarf benötigt. Die Zeitreihen für den Wärmebedarf sind witterungsabhängig und daher für jeden der drei Standorte unterschiedlich. Die Zeitreihen für Strom und Warmwasser werden als witterungsunabhängig angenommen und sind dieselben für alle drei Standorte.

Da alle drei Zeitreihen für die Einzelgebäude benötigt werden, können keine Standardlastprofile verwendet werden, da diese nur für eine größere Anzahl an Gebäuden, bei denen sich die Lastspitzen herausmitteln, gültig sind. Weiterhin müssen für jedes Gebäude unterschiedliche Zeitreihen verwendet werden, um eine Gleichzeitigkeit von Lastspitzen zu vermeiden. Dies gilt sowohl für die Stromprofile als auch für die Wärmeprofile, auf deren Basis Wärmeversorgungsstechnologien gesteuert werden, um ein gleichzeitiges Anschalten dieser Anlagen zu vermeiden.

8.4.1 Klimazeitreihen

Um den Wärmebedarf der Gebäude zu berechnen, werden Außenluft-Temperaturzeitreihen benötigt. Diese gehen auch als Temperatur der Wärmequelle in die Berechnung der Luft-Wärmepumpen ein. Weiterhin werden Strahlungsdaten benötigt, um die Energieerzeugung durch Photovoltaik und solarthermische Anlagen zu berechnen.

Für die Außenlufttemperatur und der Strahlung werden Datensätze der ortsgenauen Testreferenzjahre für Deutschland verwendet. Diese basieren auf langjährigen Mess- und Beobachtungsreihen stündlicher Auflösung zahlreicher Messstationen. Die Messdaten wurden in die Fläche interpoliert und Datensätze ausgewählter meteorologischer Parameter für jede Stunde des Jahres in einer räumlichen Auflösung von 1 km² erstellt, sodass die Monats- und Jahreszeitenmittelwerte der Lufttemperatur und der Globalstrahlung möglichst gut mit den langjährigen Mittelwerten der Basisperiode 1995-2012 übereinstimmen [108].

Die Simulation der Wärmenetztypologien erfordert es, dass Zeitreihen der Erdbodentemperatur hinterlegt werden. Hierzu werden Zeitreihen des Deutschen Wetterdienst (DWD) für eine Bodentemperatur in 1 m Tiefe abhängig vom Standort verwendet (siehe Abbildung 8-6).

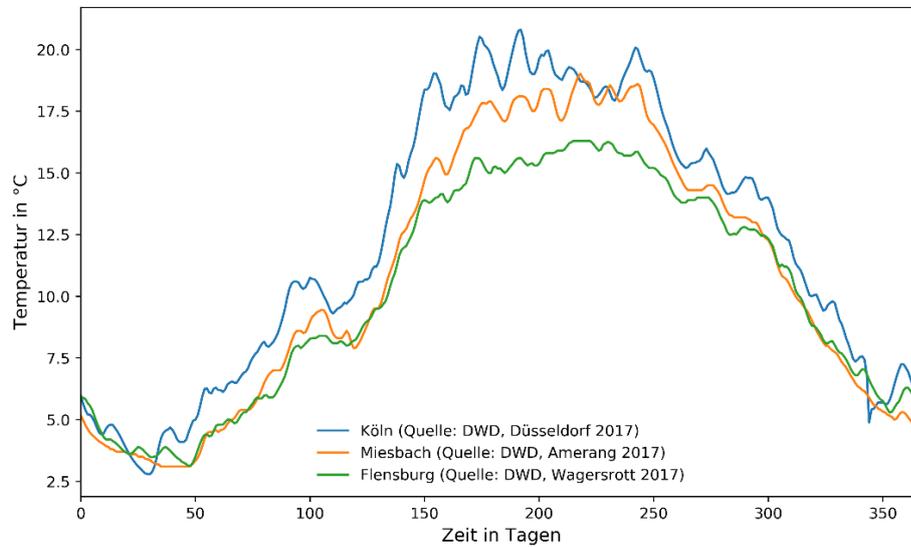


Abbildung 8-6: Verlauf der Bodentemperaturen für die Simulation der Typologien mit Wärmenetz

8.4.2 Wärmebedarfszeitreihen

Die benötigten Wärmebedarfszeitreihen wurden über Gebäudesimulationen erzeugt. Um die Profile zu generieren, wurde für die Einfamilienhausprofile ein einfaches Ein-Zonen-Gebäudemodell mit vier Außenwänden und einem Flachdach erstellt und dieses in verschiedenen Dämmstandards mit den jeweiligen Klimadaten der drei Standorte simuliert. Die Parameter des Ein-Zonen-Modells sind in der folgenden Tabelle 8-1 aufgeführt.

Tabelle 8-1: Parameter des Gebäudemodells zur Simulation der Wärmebedarfszeitreihen

Beheizte Fläche	100 m ²
Außenwandfläche	Jeweils 30 m ² in Nord-, Ost-, Süd- und Westausrichtung
Fensterfläche	10 m ² in jeder Fassade
Raumtemperatur	Zeitabhängiger Verlauf, zwischen 18 und 21°C
Innere Lasten	Zeitabhängiger Verlauf
Lüftung	Zeitabhängiger Verlauf, durchschnittlich 0,1 h ⁻¹

Für die Mehrfamilienhäuser wurden mehrere dieser Ein-Zonen-Modelle kombiniert. Dabei wurde angenommen, dass in benachbarten Wohnungen innerhalb eines Gebäudes dieselben Temperaturen vorherrschen, sodass kein Wärmeaustausch über die Zwischenwände zwischen Wohnungen stattfindet. Die einzelnen Zonen wurden demnach mit weniger Außenwänden modelliert.

Um einen Unterschied zwischen den einzelnen Profilen zu erzeugen, wurden die zeitlichen Verläufe der inneren Wärmegewinne durch Geräte und Beleuchtung, des Temperaturverlaufs (mit/ohne Nachtabsenkung) sowie des Lüftungsverhaltens in den einzelnen Simulationsrechnungen variiert. So entstehen Lastprofile mit versetzten und unterschiedlich

stark ausgeprägten Lastspitzen und auch die Höhe des jährlichen Wärmebedarfs innerhalb einer Baualterklasse an einem Standort unterscheidet sich leicht zwischen den Profilen. Eine Wärmebedarfs-Jahreszeitreihe für zwei unterschiedliche Standorte ist exemplarisch in Abbildung 8-7 dargestellt, während zwei unterschiedliche Ausprägungen durch unterschiedliche Temperatur- und Lüftungsprofile für ein Einfamilienhaus am selben Standort in Abbildung 8-8 zu sehen sind.

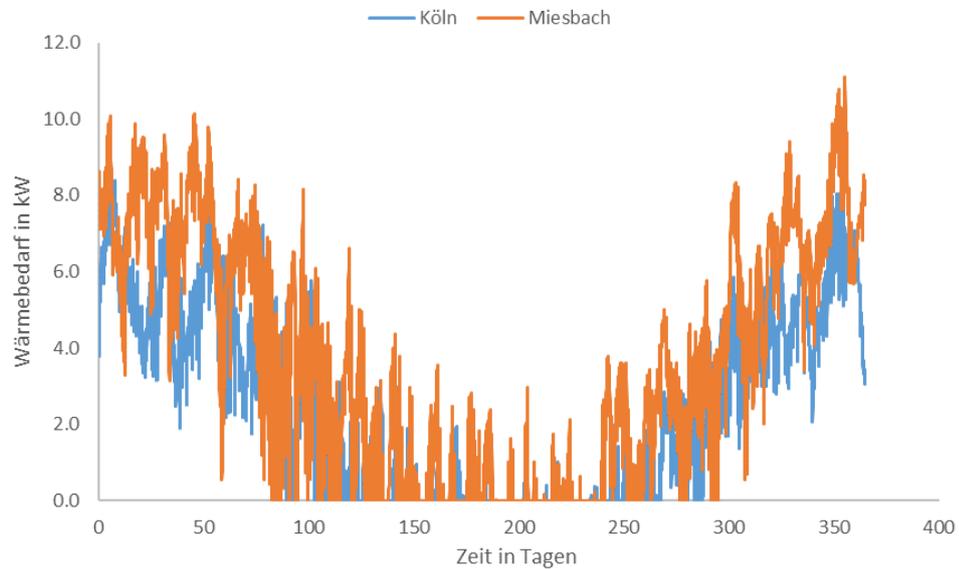


Abbildung 8-7: Wärmebedarfsprofile eines Einfamilienhauses mit Baujahr vor 1978 an zwei Standorten

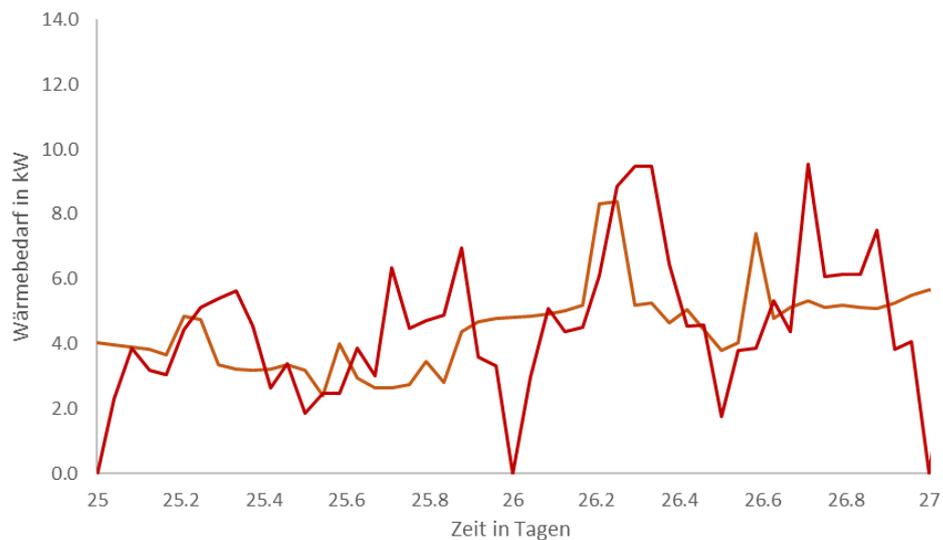


Abbildung 8-8: Zwei Varianten des Wärmebedarfsprofile eines Einfamilienhauses mit Baujahr vor 1978

Trinkwarmwasser- und Strombedarfszeitreihen

Um eine Vielzahl an unterschiedlichen, realitätsnahen Strombedarfszeitreihen und Zapfprofilen für einzelne Haushalte zu erhalten, wurde auf das VEDIS-Tool zurückgegriffen [97]. Mit Hilfe dieses stochastischen Modells können basierend auf Wahrscheinlichkeiten für einzelne Aktivitäten Profile für Ein-, Zwei- und Mehrpersonenhaushalte generiert werden, wobei für jeden Haushaltstyp weiterhin die Unterscheidung zwischen einer geringen, mittleren und hohen Geräteausstattung wählbar ist. Um auch kurzfristige Lastspitzen abzubilden, wurden die

Profile in einer Auflösung von 5 Minuten generiert. Da die mit dem VEDIS-Tool erzeugten Profile keine jahreszeitliche Variation zeigen, wurden die Profile mit einer Skalierungsfunktion multipliziert, die jahreszeitliche Unterschiede auf die Profile aufträgt.

Zwei einzelne Tagesprofile für einen Einpersonenhaushalt und einen Mehrpersonenhaushalt, jeweils in mittlerer Geräteausstattung sind in Abbildung 8-9 zu sehen. Werden viele einzelne Tagesprofile aufsummiert, so ergibt sich das in Abbildung 8-10 dargestellte Bild. Dabei zeigt sich eine gute Übereinstimmung mit dem Standardlastprofil (SLP) H0.

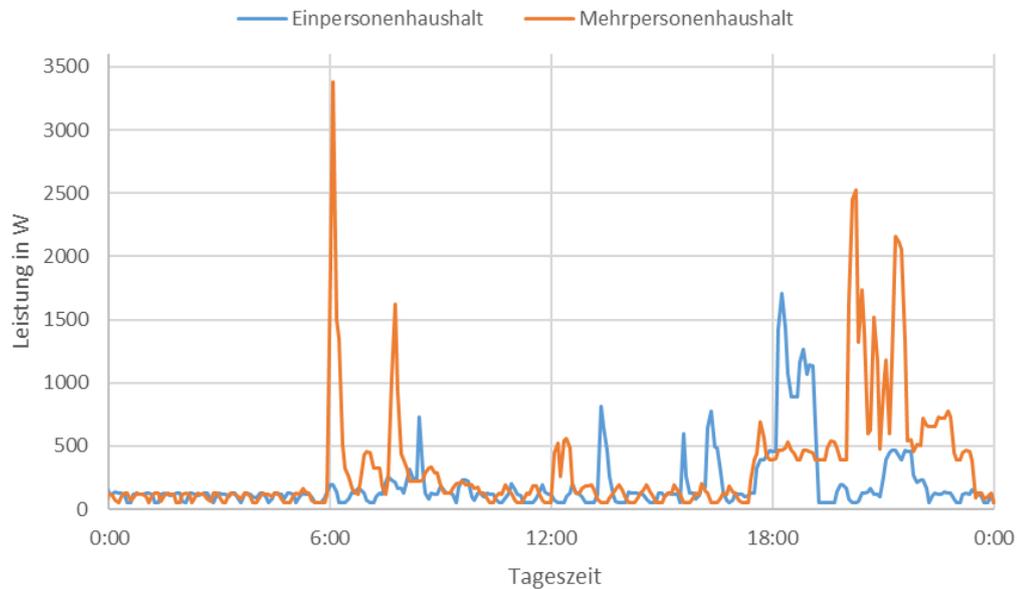


Abbildung 8-9: Tagesprofile Strom für zwei Haushalte

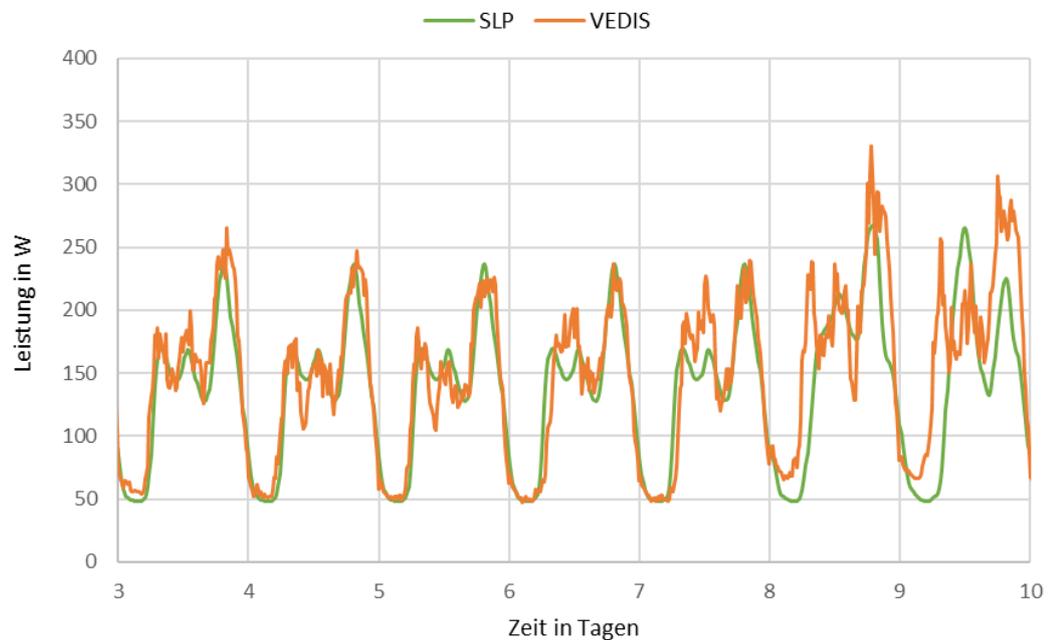


Abbildung 8-10: Summenprofil für 100 Haushalte, skaliert auf 1 MWh/a

Abbildung 8-11 zeigt ein Profil der elektrischen Leistung für die Trinkwarmwassererwärmung eines Mehrpersonenhaushalts. Hierbei entstehen deutliche, nur wenige Minuten andauernde Lastspitzen.

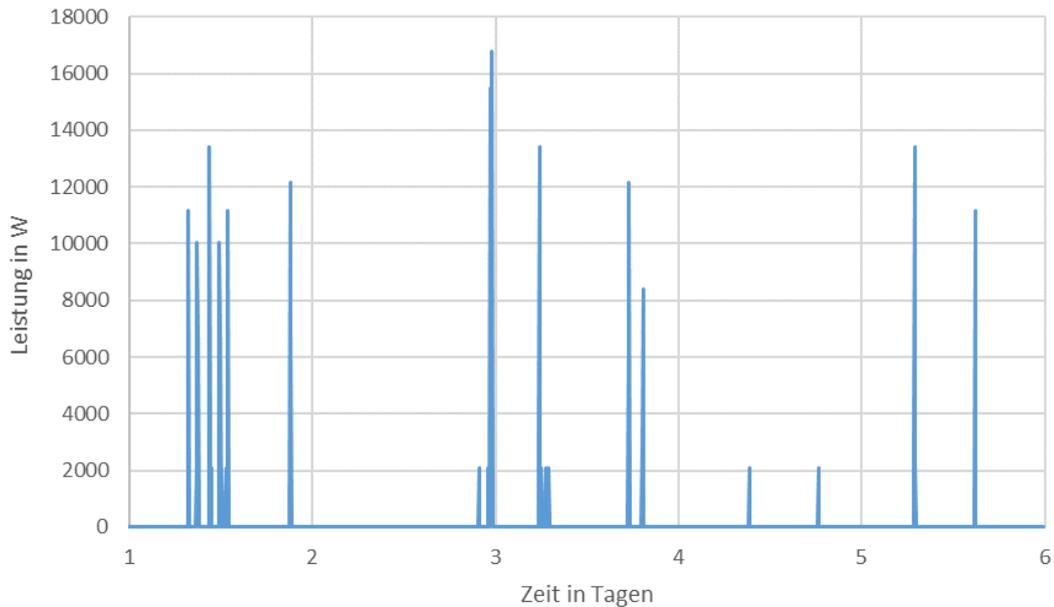


Abbildung 8-11: Elektrische Leistung für die Trinkwarmwassererwärmung eines Mehrpersonenhaushalts

Über die Definition der Typologien wird die jeweilige Anzahl an Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern festgelegt. Wie viele Personen die jeweiligen Haushalte in den Gebäuden umfassen, ist darüber jedoch nicht definiert. Um eine realistische Verteilung der Haushaltsgröße in den Haushalten zu erzielen, wurde auf eine Statistik der Haushaltsgröße in Abhängigkeit der Anzahl der Wohnungen in den Gebäuden [53] zurückgegriffen und die Auswahl der Haushaltsprofile in einem Gebäude anhand dieser Verteilung realisiert.

8.5 Parameter

In den folgenden Abschnitten werden die gewählten Technologieparameter für die Simulationen der Technologiemit-Typologien beschrieben. Die Parametrisierung der Wärmenetztypologien wird im darauffolgenden Kapitel 8.6 erläutert.

8.5.1 Kesseltechnologien

Die Parametrisierung der Kesseltechnologien beschränkt sich auf die Angabe eines Jahresnutzungsgrades. Für Gas- und Ölkessel wird der Jahresnutzungsgrad anhand des Gebäudealters zugewiesen und richtet sich dabei nach den in [109] durchgeführten Messreihen verschiedener Gas- bzw. Ölkessel. Der Jahresnutzungsgrad der Pelletkessel wird nach [110] gewählt und in Abhängigkeit des Szenarios zugewiesen. Die Parameter der Kesseltechnologien können Tabelle 8-2 entnommen werden.

Tabelle 8-2: Jahresnutzungsgrade der Kesseltechnologien

	Gebäudealter: vor 1980		nach 1980
Standardkessel	Gas	0,78	0,84
	Öl	0,76	0,83
BW / NT - Kessel	Gas	0,95	0,98
	Öl	0,93	0,98
Pellet	Szenario:	2015	2050
		0,87	0,9

8.5.2 Wärmepumpen

Die Wärmepumpen werden mit den in Tabelle 8-3 angegebenen Werten parametrisiert.

Tabelle 8-3: Parametrisierung der Wärmepumpen

Name	Gewählter Wert
Nennleistung der Wärmepumpe	5, 15, 20, 35, 50, 80, 100 kW abhängig von Wärmebedarf
Nennleistung des Heizstabs	2,5 bis 10 kW, abhängig vom Wärmebedarf)
Leistungszahl	Luft-Wärmepumpe: 3 (2015) / 4 (2050) Sole-Wasser-Wärmepumpe: 3,8 (2015) / 5 (2050) [9], [7]
Speichervolumen	abhängig von Wärmebedarf mit 250, 300, 350, 400, 500, 700 oder 1000 L
Speichertemperaturen (min/max)	30-40 °C
Speicherhöhe	1,5 m
Wärmeübergangskoeffizient Speicher	0,08 W/m ² K

Dabei wird die Dimensionierung von Wärmepumpe, Heizstab und Wärmespeicher abhängig vom Wärmebedarf des jeweiligen beheizten Gebäudes gewählt.

Die Wärmepumpenleistung wird nach [111] zu

$$P_{Heatpump} = \dot{Q}_{max} + 0,3 * \text{Personen pro WE} * WE$$

berechnet, wobei die Größe der Wärmepumpe nach den in Tabelle 8-3 angegebenen, diskreten Leistungsstufen erfolgt.

Die Leistung des Heizstabes wird im angegebenen Leistungsbereich von 2,5 – 10 kW über $P_{el_Heater} = 0,55 \cdot P_{Heatpump}$ bestimmt.

Die Speichergröße wird so gewählt, dass die Wärmepumpe den Speicherinhalt innerhalb von 20 Minuten um 20 K erhitzen kann.

8.5.3 Solarthermische Anlagen

Die Parametrisierung der solarthermischen Anlagen erfolgt nach den in Tabelle 8-4 angegebenen Werten.

Tabelle 8-4: Parametrisierung der solarthermischen Anlagen

Name	Gewählter Wert
Kollektorfläche	2015: 3; 6; 11; 14 m ² (Flachkollektor) 2050: 4,5; 9; 15; 17 m ² (Röhrenkollektor) abhängig von der versorgten Personenzahl
Neigungswinkel	53,55°
Ausrichtung	Süden
Speichergröße	0,8 m ³
Heizungsrücklauftemperatur	35 °C
Solltemperatur des Kollektors	60 °C

Alle Kollektoren werden sowohl für die Trinkwassererwärmung als auch zur Heizungsunterstützung eingesetzt. Abhängig vom Szenario sind die Anlagen Flachkollektoren (2015) bzw. Röhrenkollektoren (2050). Die Dimensionierung erfolgt anhand der versorgten Personenzahl in diskreten Schritten, wobei davon ausgegangen wird, dass Anlagen in 2050 aufgrund von geringeren Kosten der Systeme größer ausgelegt werden.

8.5.4 Photovoltaik-Anlagen

Die Auslegung der PV-Anlagen erfolgt anhand des Jahresstromverbrauchs der jeweiligen Verbraucher in diskreten Schritten. Weitere für alle PV-Anlagen geltende Parameter sind in Tabelle 8-5 dargestellt.

Tabelle 8-5: Installierte Leistung der PV-Anlagen in Abhängigkeit zum Stromverbrauch

Stromverbrauch bis:	3.000	4.500	6.000	7.500	9.000	11.000	15.000
Installierte Leistung kWp	5	7,5	9,9	13,0	14,5	18,0	25,0

Tabelle 8-6: Generell geltende Parameter der PV-Anlagen

Name	Gewählter Wert
Verluste (Kabel, Verbindungen o. ä)	4,4 %
Verluste durch Verschmutzung	5,0 %
Albedo	0,25 (Gras)
Ausrichtung	Süden
Neigungswinkel	35 °

8.5.5 Batterien

Sowohl zur Eigenverbrauchsoptimierung, als auch im netzdienlichen Betrieb ist es sinnvoll die Batterie passend zur Leistung der PV-Anlage (und zum Stromverbrauch) zu dimensionieren. Hierzu wurden die aktuellen Empfehlungen verschiedener Batteriehersteller [112]–[115] herangezogen und in den in

Tabelle 8-7 gezeigten Kategorien zusammengefasst. Diese wurden sowohl für das Jahr 2015, als auch für 2050 für die Parametrierung des Batteriemodells herangezogen, da nicht anzunehmen ist, dass sich die typischen Speichergößen bis 2050 deutlich ändern. Grund dafür ist, dass die Empfehlungen aus verkaufstaktischen Gründen aktuell eher großzügig ausfallen und der Grenznutzen jeder weiteren kWh einer größeren Batterie stark abfällt.

Tabelle 8-7: Speicherdimensionierung

PV Peakleistung in kW	5	7,5	9,9	13	14,5	18	25	29,7
Batteriegröße in kWh	5	7,5	7,5	10	12,5	17,5	24	30
Batterieleistung in kW	2,5	2,5	2,5	3,5	3,5	4,5	6	7,5

8.5.6 Kraft-Wärme-Kopplung

In den Simulationen existieren mit Szenario 2050 Anlagen mit KWK. Aufgrund der technologischen Entwicklung wird davon ausgegangen, dass es sich in den Typologien um Brennstoffzellen der Sorte Polymerelektrolytbrennstoffzelle (PEM) bzw. Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) handelt. Welcher der Brennstoffzellen in den Gebäuden zum Einsatz kommt, ist dabei in Anlehnung der unterschiedlichen Stromkennzahlen der Brennstoffzellen abhängig vom Verhältnis des Strom- und Wärmebedarfs des Verbrauchers. Bei einem Verhältnis von kleiner 0,8 wird die Parametrisierung der Brennstoffzelle gemäß einer PEM durchgeführt und ansonsten nach einer SOFC. Die thermische Leistung und Speichergöße der Brennstoffzelle richtet sich dabei nach dem TWW-Wärmebedarf der Verbraucher in diskreten Klassen. Für die elektrische Leistung wird eine vom Typ der Brennstoffzelle abhängige Stromkennzahl verwendet. Als Zusatzheizgerät wird ein moderner Brennwertkessel mit einem Jahresnutzungsgrad von 98 % eingesetzt (siehe Tabelle 8-8). Ein Überblick der verwendeten Parameter bietet Tabelle 8-8.

Tabelle 8-8: Parametrisierung der KWK-Anlagen

Name	Gewählter Wert
Wärmeleistung der Brennstoffzelle	0,75 bis 90,0 kW abhängig vom Trinkwarmwasserwärmebedarf
Stromkennzahl	PEM : 0,7 SOFC : 1,75
Speichervolumen	abhängig vom Trinkwarmwasserwärmebedarf mit 300 bis 1000 L
Speichertemperaturen (min/max)	30-90°C
Speicherhöhe	1,3 m
Wärmeübergangskoeffizient Speicher	0,08 W/m ² K

8.5.7 Nachtspeicherheizungen

Das Modell der Nachtspeicherheizung bedarf keiner Parametrisierung, da von einem Wirkungsgrad von 100 % ausgegangen wird.

8.5.8 Kabel

Die Kabelauswahl in den jeweiligen Typologien unterliegt technischen Randbedingungen der Versorgungssicherheit und -qualität. Da existierende Netze abgebildet werden sollen, wurden die Spannungsbandgrenzen von 10 % nach DIN EN 50160 einbezogen. Die Kabel wurden so ausgelegt, dass die Spannungsbandgrenzen auch bei Jahreshöchstlast regulärer Verbraucher eingehalten werden.

Da die Netzplanung neben technischen Randbedingungen auch wirtschaftliche Aspekte und Prognosen umfasst, unterscheiden sich die existierenden Netze nach Netzbetreiber und Zeitpunkt der Planung bzw. des Ausbaus. Daher wurden Analysen bestehender Netze zu Rate gezogen, welche Daten über die historisch gewachsenen Unterschiede bereitstellen. Für eine Vereinheitlichung der Parameter wurden auch Forschungsarbeiten über die Definition von Referenznetzen berücksichtigt. Eine Übersicht über die verwendeten Kabel findet sich in Tabelle 8-9.

Tabelle 8-9: Übersicht über die in den Siedlungstopologien verwendeten Kabelmodelle aus der TransiEnt-Bibliothek

	Typologie	Zahl der Gebäude	Zahl der Haushalte	Kabel
1	Freistehende Gebäude	40	54	K4 (150 mm ² Al)
2	Hauptsächlich Ein- und Zweifamilienhäuser	131	174	K6 (120 mm ² Al)
3	Dorfbebauung	151	203	K6 (120 mm ² Al)
4	Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung	39	258	K5 (185 mm ² Al)
5	Hochhäuser und große Zeilenbebauung	10	260	K5 (185 mm ² Al)
6	Blockbebauung	32	242	K4 (150 mm ² Al)
7	Altstadt	58	216	K4 (150 mm ² Al)

8.6 Parameter der Wärmenetztypologien

Rohrdurchmesser:

Auf Grundlage des Trassenplans und der getroffenen Randbedingungen der Typologien mit Wärmenetzanschlüssen, erfolgt die Dimensionierung der Rohrleitungen. Für jeden in der jeweiligen Typologie vorhandenen *GridConstructor* wird übergreifend für alle Rohre der

GridElements ein Innendurchmesser berechnet. Hierzu wird der benötigte Wärmeträgermassenstrom \dot{m} bei fester Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf dT über den Wärmebedarf der Verbraucher \dot{Q}_V bestimmt:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_V}{c_p \cdot dT} \quad (8-1)$$

Anschließend wird mit Annahme einer üblichen Wärmeträgergeschwindigkeit v_{soll} von 1 m/s in Wärmenetzen [42] der Innendurchmesser der Rohre im *GridConstructor* bestimmt:

$$d_i = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{m}}{\rho \cdot \pi \cdot v_{soll}}} \quad (8-2)$$

Mit den berechneten Innendurchmessern aller Rohre der *GridConstructor*-Modelle werden die Innendurchmesser mit Hilfe des k-Means Verfahrens in Rohrklassen eingeteilt und die optimale Anzahl an Rohrklassen über das Elbow-Kriterium festgelegt. Im Abgleich mit einem Datenblatt für Fernwärmerohre des Herstellers Isoplus [116] werden anschließend den Klassen Rohrarten automatisiert zugeordnet und über den Nominaldurchmesser im Modell parametrisiert.

Für die Simulation der Wärmenetze müssen zusätzlich die Wärmeleitfähigkeit der Rohrisolation sowie Rohrrauigkeit des Mediumrohres festgelegt werden. Die Wärmeleitfähigkeit der Rohrisolation (0,024 W/mK) und Rohrrauigkeit des Mediumrohres (0,02 mm) entspricht den Angaben der für die Dimensionierung verwendeten Rohre des Herstellers Isoplus [116].

9 Ergebnisse

In den Abschnitten 9.1 bis 9.3 werden die Ergebnisse am Beispiel der Stadt Miesbach dargestellt. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf der Veränderung von Energiebedarf und Erzeugung (Abschnitt 9.1), der Auswirkungen der Veränderung der Versorgungstechnologien auf die Emissionen (Abschnitt 9.2) und die Spannungsbandabweichungen (Abschnitt 9.3). In Abschnitt 9.4 folgt eine Evaluierung des Einflusses der Wetterdaten. Es wird ein Vergleich der Simulationsergebnisse der drei Standorte (Miesbach, Flensburg und Köln) durchgeführt.

9.1 Energiebedarf und -erzeugung

Im folgenden Abschnitt werden die Typologien hinsichtlich ihres Energiebedarfes und der vorhandenen Energieerzeugung der Technologien untersucht, sowie die Auswirkungen der Szenarien 2015 und 2050 diskutiert.

9.1.1 Typologien mit dezentraler Wärmeversorgung

In Abbildung 9-1 werden sowohl die Anteile der einzelnen Technologien an der Wärmebereitstellung, als auch die gesamte Wärmebereitstellung der Szenarien 2015 und 2050 exemplarisch für die Typologie 2 der Stadt Miesbach verglichen. Die einzelnen Elemente entsprechen hierbei jeweils 1 % der Wärmebereitstellung. Dabei beziehen sich die prozentualen Angaben für 2050 auf die Wärmebereitstellung von 2015, sodass die Verringerung des Wärmebedarfs zu erkennen ist.

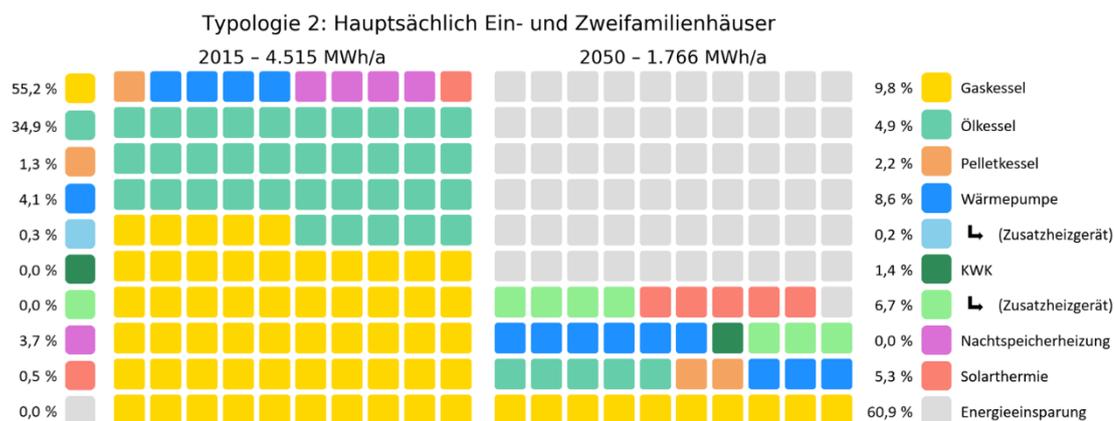


Abbildung 9-1: Wärmeezeugung der Technologien für Typologie 2 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)

In Abbildung 9-1 ist als Konsequenz der verbesserten Gebäudedämmung eine Reduktion des Wärmebedarfs von 60,9 % zu erkennen, was einer absoluten Energieeinsparung von 2749 MWh/a entspricht. Des Weiteren sind die in Kapitel 8.2 diskutierten Änderungen der Technologieverteilung an der Wärmebereitstellung zu erkennen. Im Ausgangsszenario 2015 wird über 90 % der gesamten Wärmeezeugung durch Gas- und Ölkessel abgedeckt. Für das Szenario 2050 sinkt die Wärmeezeugung durch Gas- und Ölkessel von 4068 MWh/a auf 665 MWh/a, sodass durch den Technologiewechsel nur noch 38 % der Wärmebereitstellung über Gas- und Ölkessel bereitgestellt werden. Insbesondere der Anteil an der Wärmeezeugung der Wärmepumpen steigt maßgeblich von 187 MWh/a (4,1 %, 2015) auf 389 MWh/a (21,1 %, 2050). Die Diagramme der restlichen Typologien für Miesbach können dem Anhang Abbildung 12-7 bis Abbildung 12-12 entnommen werden.

Die für Typologie 2 beschriebenen Technologieauswirkungen lassen sich auch in der Wärmeezeugung der restlichen Typologien beobachten. In allen Typologien steigt der Anteil an der

Wärmeerzeugung am stärksten über Wärmepumpen mit im Durchschnitt + 20 %-Punkten. Die Erzeugung über Gas- und Ölkessel sinkt hingegen durchschnittlich um - 30 %-Punkte für Gas und - 22 %-Punkte für Öl. Im Szenario 2050 wird im Durchschnitt 31 % der Wärme durch Gaskessel bereitgestellt, die nun vollständig in Kombination mit Solarthermie auftreten. Die Einsparungen des Wärmebedarfs der Typologien belaufen sich im Durchschnitt auf 56 %.

Die Auswirkungen der geänderten Technologieverteilung und Energieeinsparungen werden besonders deutlich, wenn die erzeugte Wärme über das Jahr betrachtet wird. Hierzu ist in Abbildung 9-2 die gestapelte tägliche Wärmeerzeugung der Technologien in Typologie 2 für beide Szenarien abgebildet. Insbesondere der größere Anteil der Solarthermie und Wärmepumpen an der Wärmebereitstellung sowie der insgesamt geringere Energiebedarf werden deutlich.

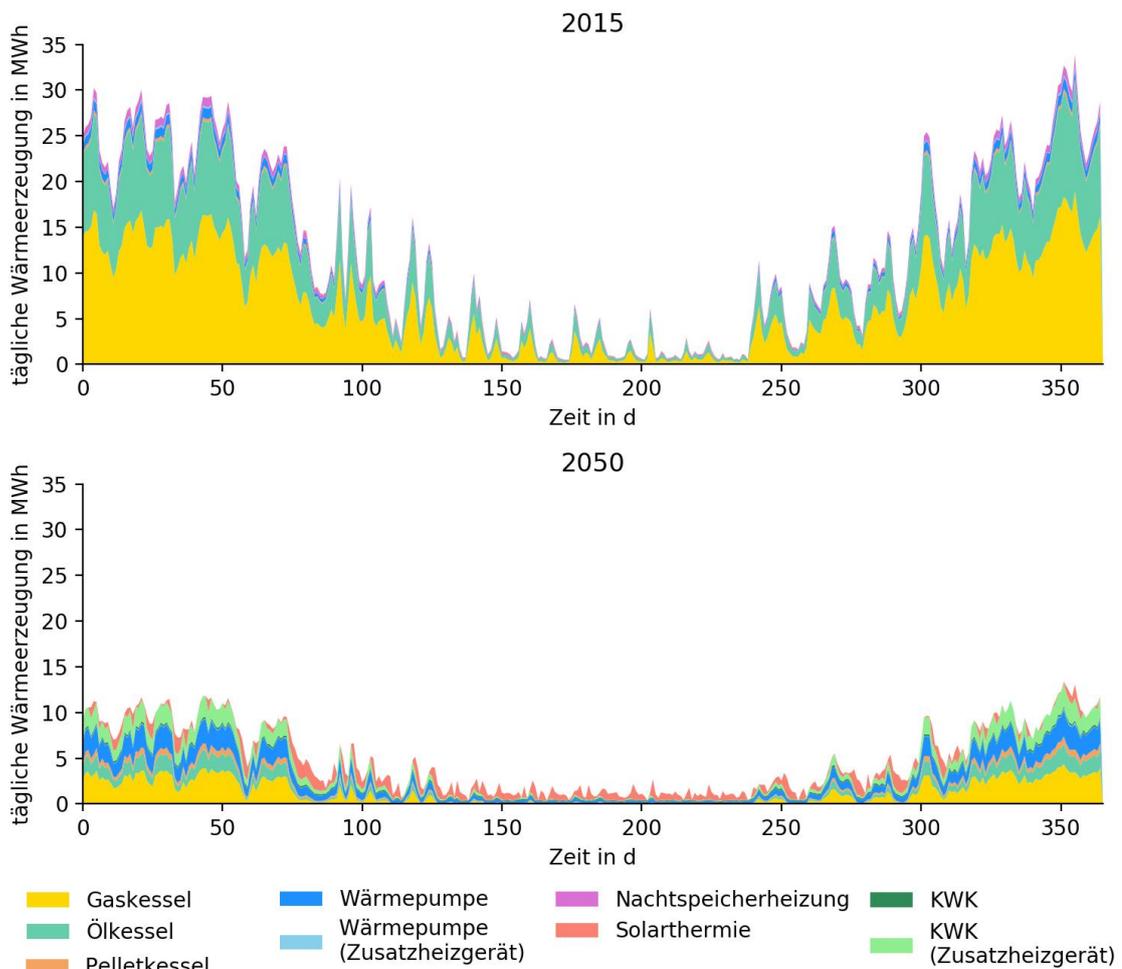


Abbildung 9-2: Wärmeerzeugung der Typologie 2 für 2015 und 2050 (Miesbach)

Im Technologiemark der Typologien sind auch stromerzeugende Technologien enthalten. Trotz der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen, wird durch die Stromerzeugung der PV- und KWK-Anlagen in Typologie 2 nicht nur im Szenario 2015, sondern auch in 2050 temporär ein Stromüberschuss erzeugt (vgl. Abbildung 9-3). Dabei entsteht der Energieüberschuss in Szenario 2015 vollständig durch die zwölf installierten PV-Anlagen, da erst in Szenario 2050 KWK-Anlagen im Technologiemark vorhanden sind. In Abbildung 9-3 sind zusätzlich die restlichen Residuallastverläufe der verbleibenden Typologien abgebildet. Wie zu erkennen entsteht auch in den Typologien 1, 3 und 7 ein

Energieüberschuss, der genutzt werden kann, um die Bedarfe von Regionen mit Unterproduktion auszugleichen. Die Typologien 4 bis 6, deren Bedarfsstrukturen hauptsächlich aus Mehrfamilienhäusern bestehen, erreichen trotz KWK-Anlagen im Szenario 2050 keine negative Residuallast. Für Typologie 5 gleicht sich der, durch die teilweise elektrifizierte Wärmebereitstellung durch WP, erhöhte Bedarf durch die Einspeisung der KWK aus, wodurch ein nahezu identischer Residuallastverlauf für beide Szenarien resultiert.

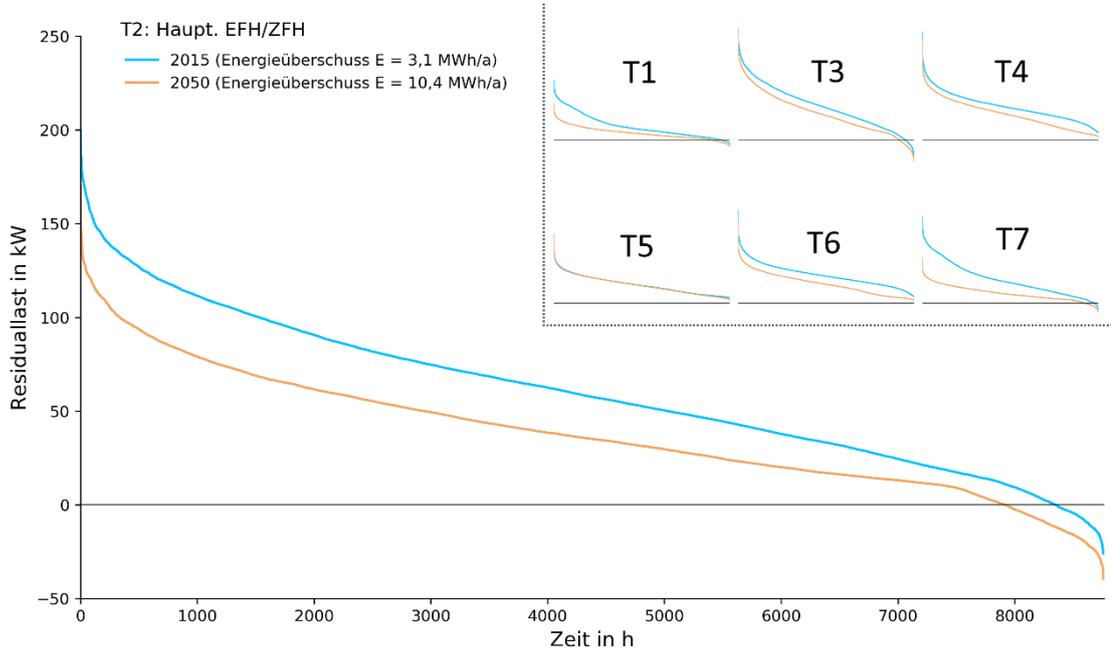


Abbildung 9-3: Geordnete Residuallast der Typologien der Stadt Miesbach

In Abbildung 9-4 sind die Anteile der Stromerzeugung aus KWK und PV am Strombedarf (inkl. Wärmeerzeugung) der Typologien dargestellt. Insbesondere in den von Einfamilienhäusern geprägten Typologien kann ein großer Anteil des Strombedarfs durch KWK und PV abgedeckt werden.

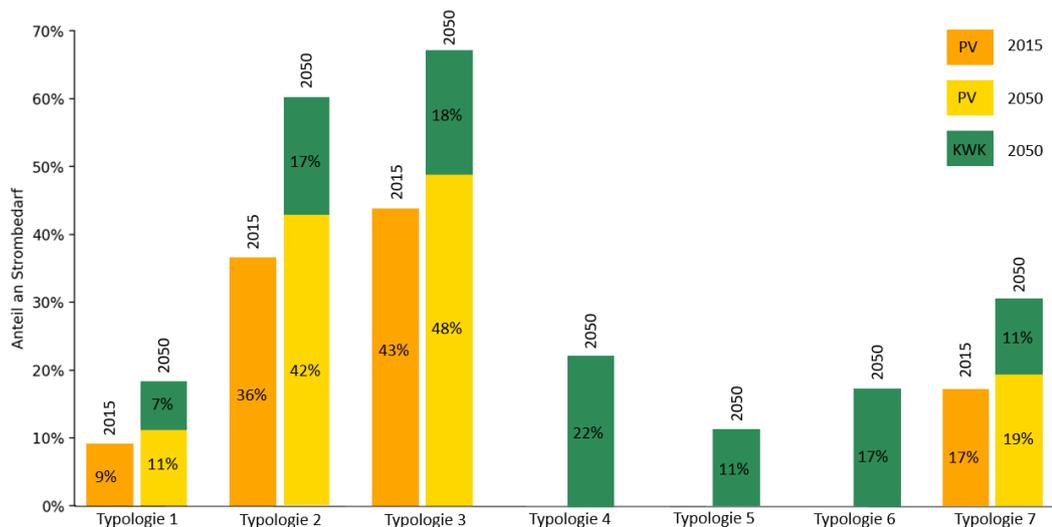


Abbildung 9-4: Anteil der Stromerzeugung der KWK und PV am Strombedarf der Typologien

Auch wenn die PV-Anlagen einen Großteil des Strombedarfs der Typologien decken können, ist die Überschneidung mit dem Strombedarf der Wärmepumpen gering. In Abbildung 9-5 ist

die normierte tägliche Stromerzeugung der PV-Anlagen dem normierten täglichen Strombedarf der Wärmepumpen aller Typologien mit Wärmepumpen und Wetterzeitreihen gegenübergestellt. Normiert wurde anhand des jeweiligen auftretenden jährlichen Maximums. Im Diagramm ist die Häufigkeitsverteilung der Datenpunkte innerhalb des simulierten Jahres dargestellt, wobei dunklere Farben für ein häufigeres Auftreten stehen. Die Abbildung lässt erkennen, dass in Zeiten in denen ein hoher Stromertrag aus PV möglich ist, der benötigte Strombedarf der Wärmepumpen in der Regel geringer ausfällt.

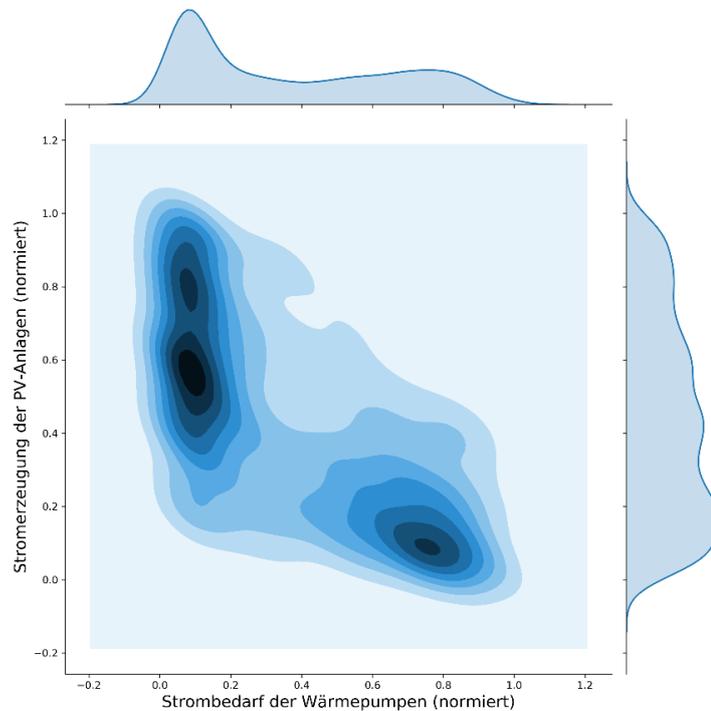


Abbildung 9-5: Verteilung des normierten Strombedarfs der Wärmepumpen bei normierter Stromerzeugung aus PV-Anlagen aller Typologien und Wetterzeitreihen

9.1.2 Typologien mit Wärmenetz

Wie in Kapitel 7.2 beschrieben werden für alle Typologien, mit Ausnahme von Typologie 1 und Typologie 3, Simulationen mit Wärmenetz durchgeführt. In Tabelle 9-1 sind hierzu die vom Wärmenetz zur Versorgung der Gebäude eingespeisten Energiemengen und Wärmeverluste aller Wärmenetztypologien dargestellt. Infolge der hohen Wärmebedarfsdichte der Typologie 6 (Blockbebauung) und Typologie 7 (Altstadt) sind die Wärmeverluste dieser Typologien deutlich niedriger als in den restlichen Typologien. Für das Szenario 2015 entsprechen die Wärmeverluste der restlichen Typologien mit ca. 10 % der Einspeisung den üblichen Werten von Wärmenetzen (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 9-1: Einspeisung und Wärmeverlust der Typologien mit Wärmenetz (Miesbach)

Typologie	Szenario	Einspeisung Wärmeverlust		Wärmeverlustanteil
		MWh/a		
2	2015	4947	433	9 %
	2050	1621	138	9 %
4	2015	3861	319	8 %
	2050	1171	110	9 %
5	2015	2021	190	9 %

	2050	443	75	17 %
6	2015	3413	104	3 %
	2050	1574	41	3 %
7	2015	3118	90	3 %
	2050	1636	41	2 %

Im Szenario 2050 kann, mit Ausnahme von Typologie 7, keine Verringerung des Wärmeverlustanteils durch die abgesenkte Vorlauftemperatur von 90 °C auf 50 °C erzielt werden. Ursache ist der gegenüber 2015 geringere Wärmebedarf, wodurch Netzzustände, in denen kein bzw. nur geringfügiger Wärmebedarf besteht, zunehmen. Im Mittel treten in Szenario 2050 etwa 22 % häufiger Zustände ohne Wärmebedarf auf als 2015. Wenn der Wärmebedarf im Netz auf ein Minimum sinkt, kommt es in den Rohrleitungen zu sehr geringen Wärmeträgergeschwindigkeiten, die ein verstärktes Auskühlen des Wärmeträgers zur Folge haben. Gleichzeitig wird bei sehr niedrigem Wärmebedarf in den Wärmeübergabestationen ein minimaler Durchfluss über Bypass-Ventile eingestellt (vgl. Kapitel 2.2.3) der zu einem zusätzlichen Wärmeverlust infolge erhöhter Rücklauftemperaturen führt.

Die stärksten Auswirkungen auf den Betrieb der Wärmenetze hat der verringerte Wärmebedarf in Typologie 5. Da in dieser Typologie nur neun sehr große Gebäude mit großen Abständen zueinander vorhanden sind, wirken sich Zeiten mit geringem Wärmebedarf stärker aus, als in Typologien mit einer höheren Wärmebedarfsdichte (Abbildung 9-6). Im Szenario 2050 treten in Typologie 5 ca. 30 % häufiger Netzzustände mit sehr niedrigem Wärmebedarf auf als im Szenario 2015. Maßnahmen gegen die Auswirkungen einer Verringerung des Wärmebedarfs auf Wärmenetze umfassen unter anderem neuartige WÜS oder die Installation einer zweiten Rücklaufleitung zur Rezirkulation des ungekühlten Wärmeträgers der Bypass-Ventile [117].

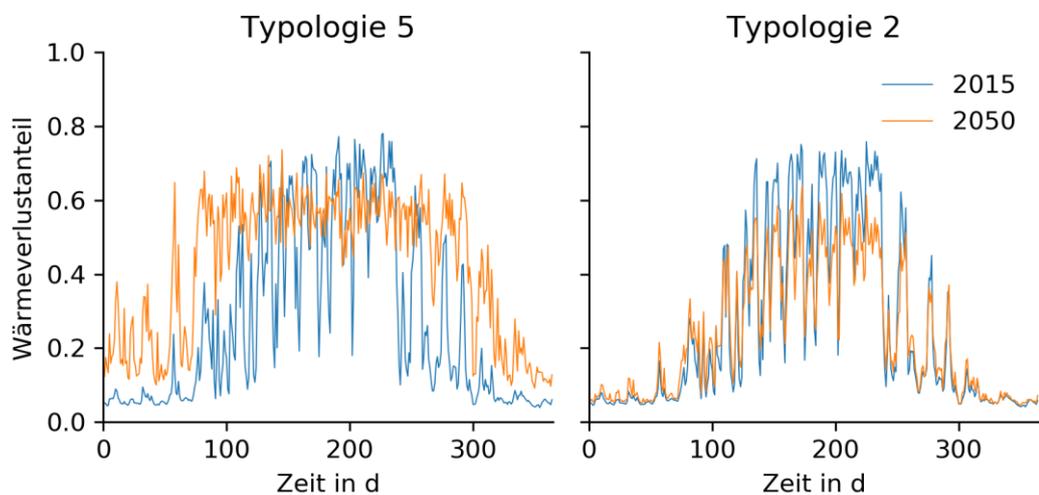


Abbildung 9-6: Anteil des Wärmeverlusts an der Einspeisung der Typologien 5 und 2

9.2 Emissionen

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse für die verschiedenen Typologien hinsichtlich ihrer Treibhausgasemissionen mittels CO₂-Äquivalenten ökologisch bewertet. Die dazu verwendeten Emissionsfaktoren mit Vorkette für 2015 (RF) und 2050 (TM80) nach der dena Gebäudestudie [3] sind in Tabelle 9-2 aufgelistet. Für das Szenario TM80 (Technologiemix, 80 % Reduktion der THG-Emissionen) bleiben die Faktoren für Gas und Öl in 2050 gegenüber 2015 konstant [3]. Für Strom und Fernwärme wird ein deutliches Absinken der Faktoren angenommen. Es wird bei der Bilanzierung der Emissionen nur der Netzbezug des gesamten Quartiers berücksichtigt, dabei reduziert ins Netz zurückgespeister Strom bilanziell den Bezug.

Tabelle 9-2: Emissionsfaktoren für 2015 und 2050 für die Energieträger im Gebäudesektor nach [3]

Energieträger in kg CO ₂ -Äq/kWh	2015 – RF	2050 – TM80	2050 – TM95
Gas	0,24	0,24	0,001
Öl	0,31	0,31	0,001
Biomasse	0,03	0,01	0,001
Strom	0,53	0,08	0,060
Fernwärme	0,34	0,03	0,030

In Abbildung 9-7 sind die für die einzelnen Typologien resultierenden CO₂-Emissionen für 2015 und 2050 (TM80) gegenübergestellt. Um die Typologien untereinander vergleichen zu können, sind die Emissionen auf die Anzahl der Wohneinheiten (WE) pro Typologie bezogen.

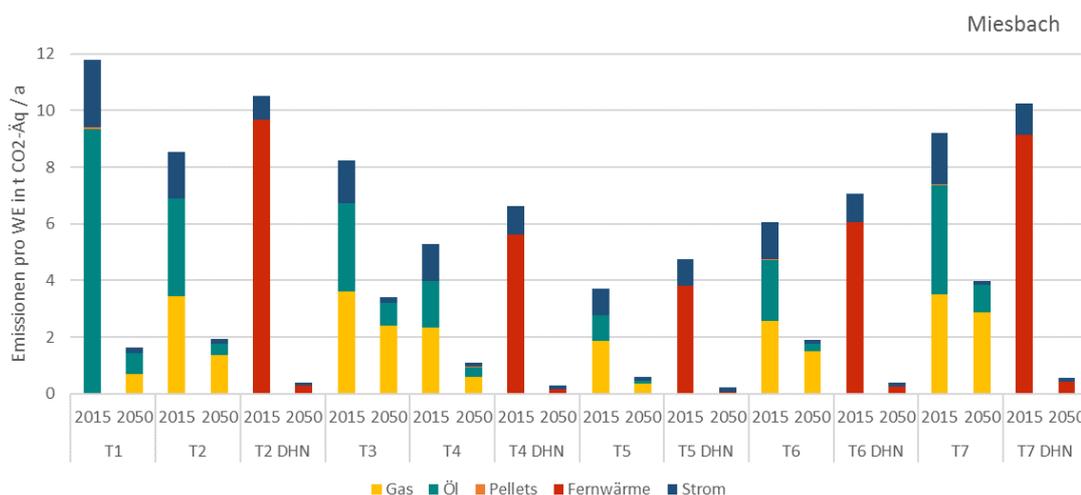


Abbildung 9-7: Vergleich der Emissionen pro Wohneinheit und Typologie für 2015 und 2050

Wie in Abbildung 9-7 zu erkennen ist, spielt Strom insbesondere in 2015 trotz des verhältnismäßig hohen Emissionsfaktors von 0,53 kg CO₂-Äq/kWh im Vergleich zu den übrigen Energieträgern nur eine untergeordnete Rolle in Bezug auf die Emissionen.

In 2015 ergeben sich für Typologie 1 (freistehende Gebäude) die höchsten Emissionen. Da bei freistehenden Gebäuden der höchste Wärmebedarf pro Wohneinheit auftritt und der

Wärmebedarf den Strombedarf deutlich übersteigt, entspricht dieses Ergebnis den Erwartungen. 2050 werden laut der Simulation die höchsten Emissionen in Typologie 7 (Altbau) ohne Wärmenetz verursacht. In Typologie 7 tritt mit unter 60 % zudem die geringste Minderung der THG-Emissionen auf. Dem liegen mehrere Faktoren zu Grunde. Zum einen wurde angenommen, dass in Typologie 7 keine Wärmepumpen verbaut werden (vgl. Abschnitt 8.2). Zum anderen wurde bei der Prognose zur Entwicklung des Gebäudealters für Typologie 7 der Denkmalschutz für sehr alte Gebäude durch eine geringere Wahrscheinlichkeit einer Sanierung bzw. eines Ersatzes durch neuere Gebäude berücksichtigt (vgl. Abschnitt 8.2). Beide Faktoren führen zu einer geringeren Abnahme des Primärenergiebedarfs und damit zu einer weniger starken Verringerung der Emissionen.

Auch in Typologie 3 (Dorfbauweise) liegt die THG-Minderung bei unter 60 %. Anders als bei Typologie 7 ist dies nicht auf die Technologie-Verteilung zurückzuführen, sondern primär auf den weniger stark reduzierten Wärmebedarf. Wie in Abbildung 8-5 dargestellt, setzt sich Typologie 3 im Szenario 2015 aus verhältnismäßig neuen Gebäuden zusammen. Für durch ältere Gebäude (ohne Denkmalschutz) geprägte Typologien ist die Wahrscheinlichkeit der Sanierung einzelner Gebäude höher. Entsprechend sinkt mit den getroffenen Annahmen der Wärmebedarf für Typologie 3 weniger stark als bei den anderen Typologien.

Die höchste prozentuale Reduktion der Emissionen tritt mit über 90 % in den Typologien mit Wärmenetz (DHN von engl. District Heating Network) auf. Hier spielt der deutlich geringere Emissionsfaktor von Fernwärme in 2050 eine große Rolle. Mit einer Verringerung von 0,34 (2015) auf 0,03 kg CO₂-Äq/kWh (2050) weist er in der verwendeten Prognose die prozentual größte Verbesserung auf (Tabelle 9-2). Während die CO₂-Emissionen pro WE in 2015 für Typologien mit Fernwärmenetz noch höher sind, als für die gleichen Typologien mit Wärmeversorgung durch andere Technologien, ergeben sich für 2050 deutlich geringere Emissionen.

Je nach betrachtetem Technologieszenario variieren die prognostizierten Emissionsfaktoren stark. Daher wird im Folgenden mittels Parametervariation der Einfluss der Emissionsfaktoren auf die Ergebnisse näher untersucht. Bei der Parametervariation wird der Einfluss der Änderung der Technologiezusammensetzung im Gebäudebereich auf die Emissionsfaktoren durch die Erzeugung von Strom oder Wärme nicht berücksichtigt. Als Maximalwerte werden die Emissionsfaktoren von 2015 gewählt, da angenommen wird, dass die Faktoren im schlechtesten Fall stagnieren.

In Abbildung 9-8 sind die in 2050 resultierenden Emissionen aller Typologien für die bisher verwendeten Emissionsfaktoren (Basis) und für das pessimistische Szenario (V1) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Änderung der Emissionsfaktoren einen signifikanten Einfluss auf die Emissionen der Typologien mit Wärmenetz hat. Abhängig von den gewählten Faktoren, kann ein Wärmenetz in Bezug auf die Emissionen im Vergleich zur Wärmebedarfsdeckung durch dezentrale Technologien sowohl vor- als auch nachteilig sein.

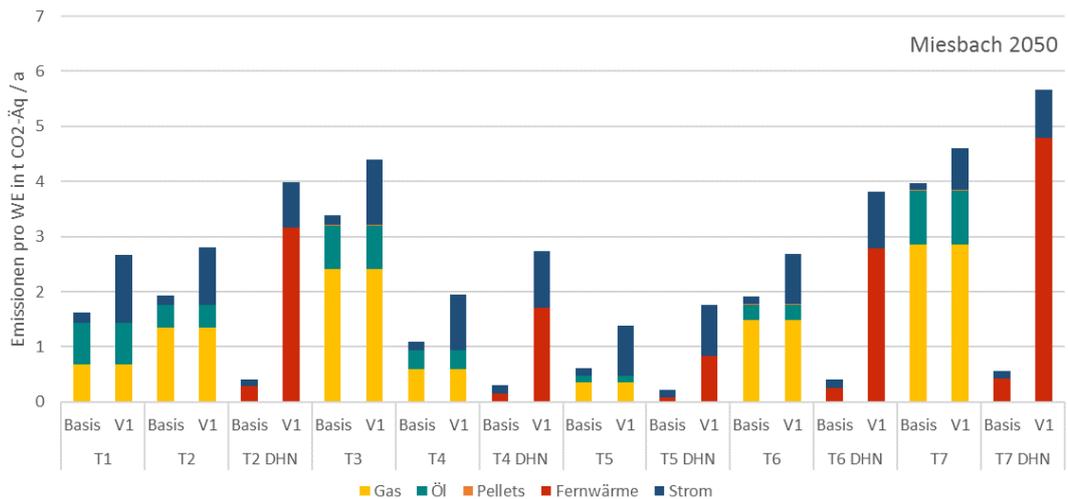


Abbildung 9-8: Vergleich der CO₂-Emissionen 2050 mit verschiedenen Emissionsfaktoren (Basis - TM80 2050 und V1 - RF 2015)

In der dena Gebäudestudie [3] wird in einem weiteren Szenario (TM95) auch die Dekarbonisierung der Energieträger Gas und Öl berücksichtigt, um eine THG-Minderung gegenüber 1990 von 95 % zu erreichen. In Variante 2 (V2) werden diese Faktoren zur Bestimmung der Emissionsminderung je Typologie verwendet. Daraus resultieren die Werte der maximalen Emissionsreduktion in Abbildung 9-9.

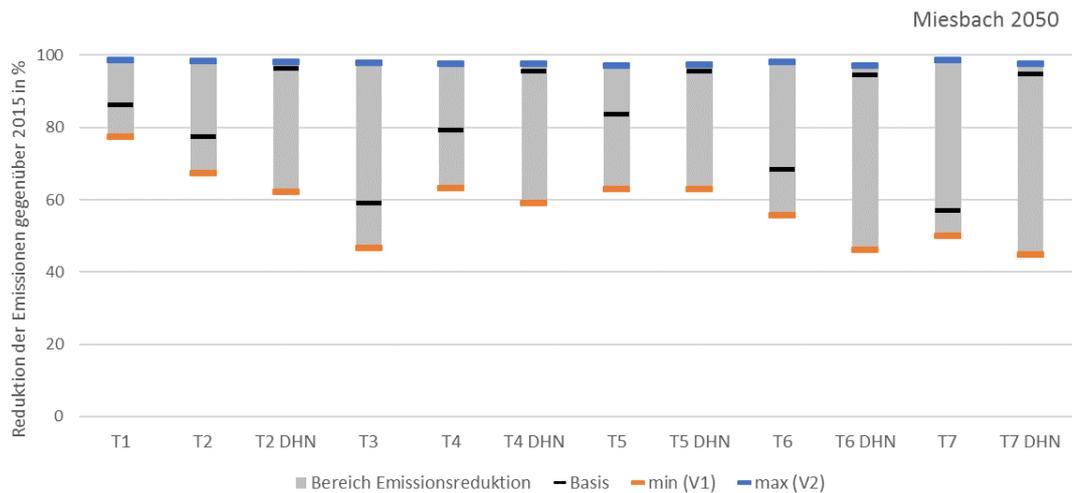


Abbildung 9-9: Minimale und maximale Minderung der Emissionen gegenüber 2015 aufgrund der Variation der Emissionsfaktoren

Für V2 liegt die Minderung der Emissionen gegenüber 2015 für alle Typologien bei über 97 %. In den Typologien mit Wärmenetz ist die Reduktion von der Basisvariante (schwarz) zu V2 (blau) nur sehr gering. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Emissionsfaktor von Fernwärme vom Basisszenario zu V2 konstant bleibt und auch der von Strom nur geringfügig weiter absinkt (von 0,08 auf 0,05 kg CO₂-Äq/kWh).

Generell hat die Entwicklung der globalen Erzeugung von Strom und Wärme, sowie des Anteils synthetischer Brennstoffe, einen signifikanten Einfluss auf die Entwicklung der Emissionen im Gebäudebereich. So umspannt der Bereich der möglichen Emissionseinsparung je nach Typologie mindestens 20 Prozentpunkte, für Typologie 3 und Typologie 7 mit Wärmenetz umfasst der mögliche Bereich sogar über 50 Prozentpunkte.

9.3 Spannungsbandabweichung

Ein entscheidender Faktor für die Fragestellung, inwiefern ein Netzausbau im Zuge der Zunahme von strombasierenden Technologien wie Photovoltaik oder Wärmepumpen erforderlich ist, stellt die Spannungshaltung dar. Sie ist erforderlich, um ein vorgegebenes Spannungsband nicht zu unterschreiten- bzw. zu überschreiten und somit Betriebsmittelüberlastungen im Netz und Schäden oder Fehlfunktionen in elektronischen Geräten der Endkunden zu verhindern. Im Bereich der Nieder- und Mittelspannungsebene ist das zulässige Toleranzband nach DIN EN 50160 für die Abweichung von der Normnetzspannung von 230 V auf ein Toleranzband $\pm 10\%$ begrenzt. In konventionellen Nieder- und Mittelspannungsnetzen erfolgt in der Regel keine Spannungshaltung, weshalb das zulässige Toleranzband auf die Nieder- und Mittelspannung aufgeteilt werden muss. Für die im Rahmen dieses Projektes betrachteten Netze auf Niederspannungsebene, werden Abweichungen von der Normnetzspannung von $+3,0\%$ (236,9 V) und $-5,75\%$ (216,78 V) als zulässige Spannungsbandabweichungen angenommen. [118]

In Abbildung 9-10 sind die Kabelspannungen aller Kabel der Typologien in Miesbach für die Jahre 2015 und 2050 als Boxplot dargestellt. Ausreißer der Spannung werden mit nicht gefüllten Kreisen markiert.

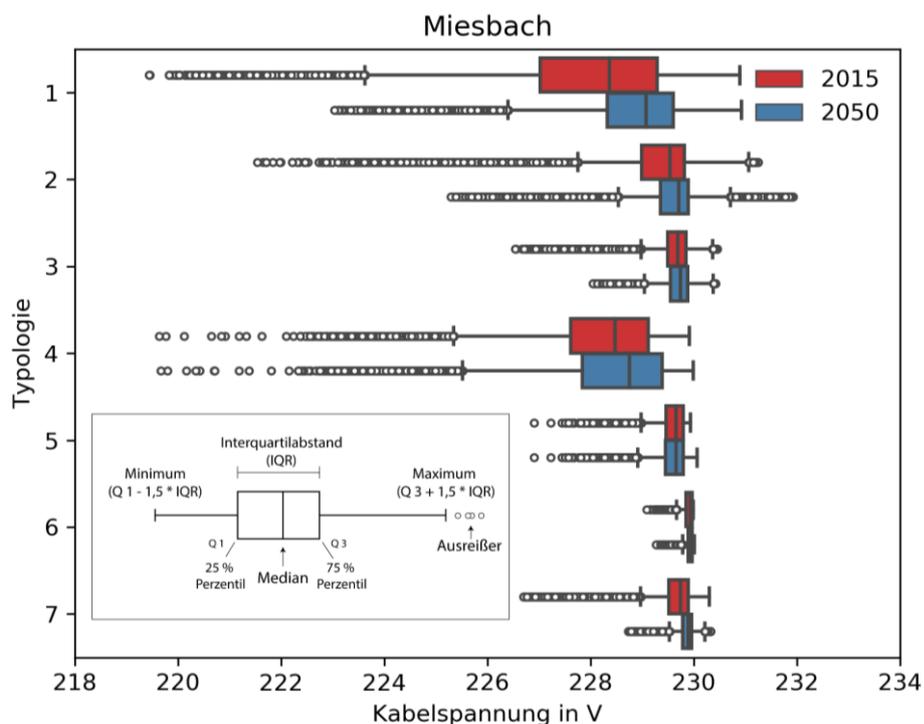


Abbildung 9-10: Boxplot der Kabelspannungen aller Typologien mit Technologiemix

Für Abweichungen nach unten sind mehr Ausreißer zu beobachten, als zu hohen Netzspannungen. Die Belastung des Netzes durch die installierten Erzeugungsanlagen (PV und KWK) scheint in den betrachteten Szenarien entsprechend unkritisch zu sein. Im Szenario 2050 liegt die Spannung insgesamt etwas höher als in 2015. Nur für Typologie 5 ist keine signifikante Änderung zu erkennen. Wie in Abschnitt 9.1.1 beschrieben, wird hier die gestiegene Erzeugung der KWK-Anlagen durch den erhöhten Verbrauch durch den Zubau von Wärmepumpen ausgeglichen. Wie in Abbildung 9-10 zu erkennen, führt keine der Spannungsabweichungen

zu einer Verletzung des Toleranzbandes. Allerdings wurde die E-Mobilität bei der Betrachtung der Netze ausgeschlossen. Wird diese zusätzlich in die Typologien integriert, kann es zu deutlich stärkeren Abweichungen der Spannungen nach unten kommen.

Das Absinken von Kabelspannungen kann unter anderem durch eine gleichzeitige Belastung des Netzes durch viele Verbraucher begründet sein. Um die Einflüsse auf die Spannung näher zu untersuchen, werden die minimalen und maximalen Kabelspannungen über den Tages-, sowie Jahresverlauf exemplarisch für Typologie 2 in einer *Heatmap* dargestellt. Die in Abbildung 9-11 abgebildeten Extremwerte der Kabelspannungen aller Kabel sind mit einer Farbkodierung in Abhängigkeit der Höhe der Spannungen versehen.

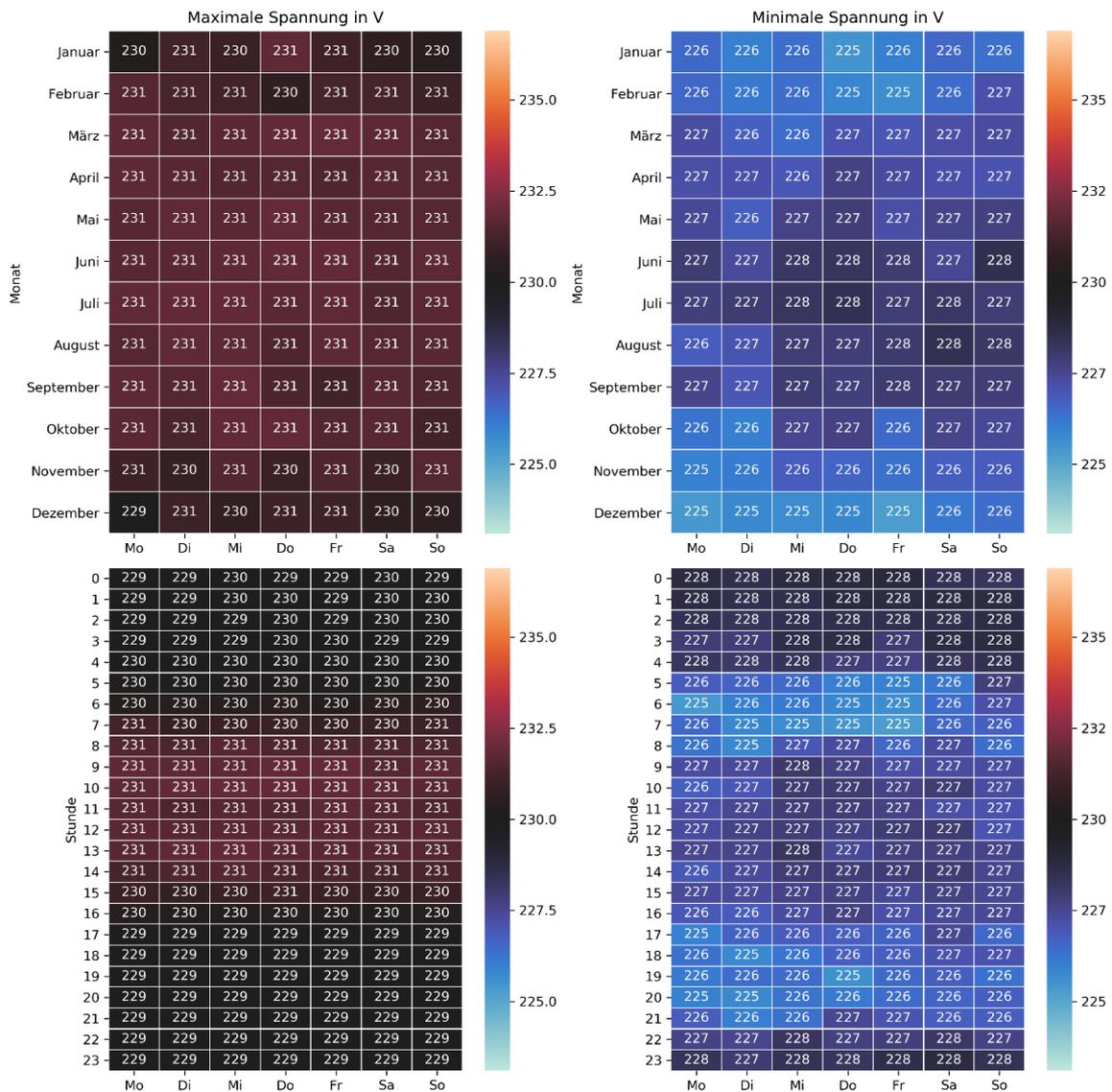


Abbildung 9-11: Kabelspannung in Abhängigkeit von Monat, Tageszeit und Wochentag der Typologie 2

Die *Heatmaps* zeigen, dass die minimalen Spannungen in den Zeiträumen zwischen 6 - 8 Uhr, sowie 17 - 21 Uhr zu verzeichnen sind. In dieser Zeit ist typischerweise ein Ansteigen des Strombedarfes durch Haushaltsgeräte (TV, Licht) sowie ein Anstieg der Wärmebereitstellung zu erwarten. Je nach Wärmeversorgungsstechnologie führt dies zu einem weiteren Spannungsabfall. Erwartungsgemäß sind erhöhte maximale Spannungen im Bereich der Mittagszeit aufgrund der zunehmenden PV-Leistung zu erkennen. Auf die Monate bezogen

treten die minimalen Spannungen vor allem im Bereich der Wintermonate, insbesondere im Dezember und Januar sowie im geringeren Maße in den Übergangsmo­naten zwischen Sommer und Winter auf.

Um zu prüfen, inwieweit sich die Wärmebereitstellung über Wärmepumpen auf die Kabelspannung auswirkt, wird die maximale Wärmepumpenleistung und minimale Kabelspannung für alle simulierten Tage bestimmt. In Abbildung 9-12 sind Streudiagramme der minimalen täglichen Kabelspannung und der maximalen täglichen Wärmepumpenleistung für Typologie 1 in den Jahren 2015 und 2050 dargestellt. Die Farbe der Datenpunkte ist dabei in Abhängigkeit des Monats eingefärbt und die Skalierung der Datenpunkte erfolgt in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur.

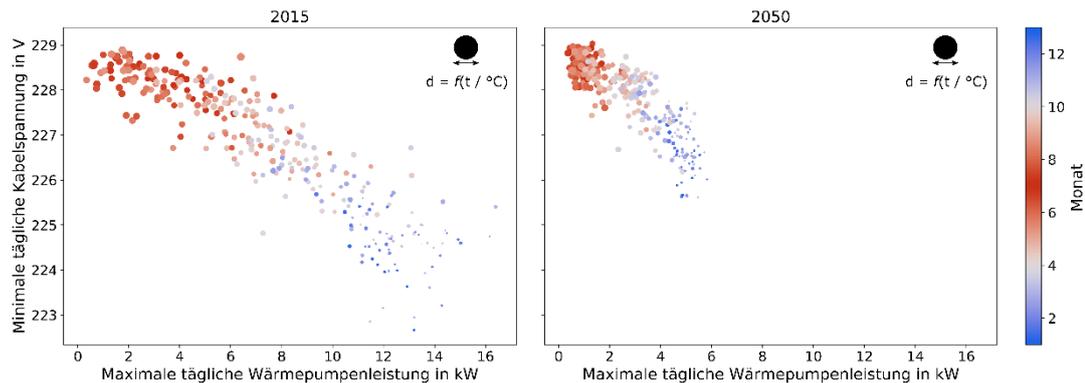


Abbildung 9-12: Kabelspannungen in Abhängigkeit der täglichen Wärmepumpenleistung der Typologie 1 für 2015 (links) und 2050 (rechts)

Es ist zu erkennen, dass in den Sommermonaten die geringste Abweichung von der Normnetzspannung auftritt. Dies kann durch den verringerten Wärmebedarf bei erhöhten Außentemperaturen begründet werden. Bei einem Vergleich wird deutlich, dass sich im Jahr 2050 in den Simulationen eine geringfügigere Spannungsabweichung zeigt. Ursache hierfür ist die Kombination aus besserer Gebäudeisolierung und einhergehender Sanierungsmaßnahmen, die sich auf den Strombedarf der Wärmepumpen auswirken. Aufgrund des geringeren Wärmebedarfs führt der verringerte Strombedarf der Wärmepumpen bei niedrigeren Außentemperaturen zu einer verminderten Netzbelastung. Da der Strombedarf der Verbraucher für elektronische Geräte, Beleuchtung usw. in 2015 und 2050 identisch ist, kann ein großer Einfluss des Wärmebedarfs und dementsprechend der Wärmepumpen auf die Kabelspannung abgeleitet werden.

Neben dem Einfluss der Wärmepumpen wird der Einfluss der vorhandenen PV-Anlagen auf die Kabelspannung untersucht. Diesbezüglich wird die mittlere täglich generierte Energiemenge der maximalen täglichen Kabelspannung aller Kabel der Typologie 1 in einem Streudiagramm gegenübergestellt (siehe Abbildung 9-13). Die Skalierung und Farbkodierung der Datenpunkte erfolgt analog zum vorherigen Streudiagramm.

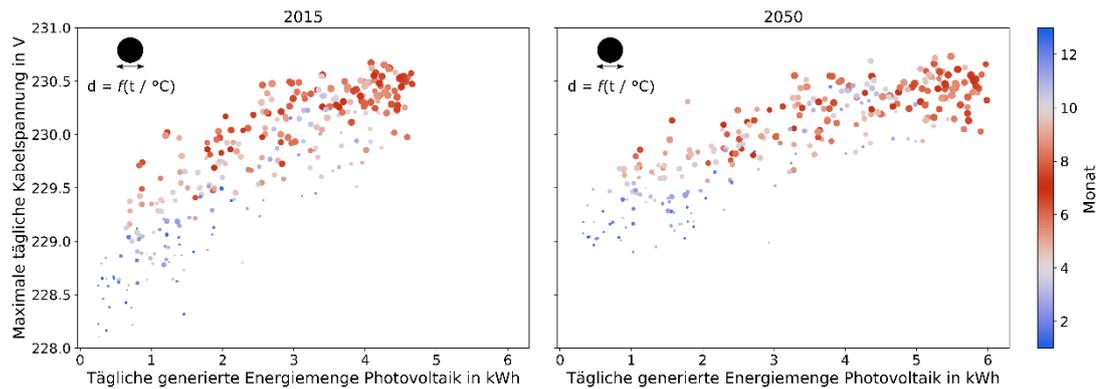


Abbildung 9-13: Kabelspannungen in Abhängigkeit der täglichen generierten Energiemenge der PV-Anlagen der Typologie 1 für 2015 (links) und 2050 (rechts)

Es ist zu erkennen, dass sowohl die höchsten Kabelspannungen als auch die höchsten generierten Energiemengen den Erwartungen entsprechend in den Sommermonaten auftreten. Ausnahmen bilden Datenpunkte aus Frühlings- und Herbstmonaten, bei welchen auf Grund der Größe der Markierung von erhöhter Sonneneinstrahlung ausgegangen werden kann. Aus einem Vergleich der Szenarien wird deutlich, dass 2050 geringere Spannungsbandabweichungen, aber auch geringfügig höhere maximale Kabelspannungen erreicht werden. Im Vergleich zum Einfluss der Wärmepumpen auf die unteren Spannungsbandabweichungen kann im Fall der PV-Anlagen eine geringere Auswirkung auf das Spannungsband abgeleitet werden. Die relativen Abweichungen von der Normnetzspannung von 230 V betragen für beide Szenarien nicht mehr als $\pm 1\%$.

9.4 Einfluss der Wetterdaten

Die drei Typologien wurden jeweils für die drei Standorte Flensburg, Miesbach und Köln simuliert, um den Einfluss unterschiedlicher Wetterdaten bestimmen zu können. Mit 2766 Heizgradtagen in Köln im Vergleich zu 4296 Heizgradtagen in Miesbach gibt es deutliche Unterschiede im Wärmebedarf zwischen den drei Standorten und auch die Globalstrahlung ist in Miesbach mit einer 20 % höheren Strahlungssumme über das Jahr, verglichen mit Flensburg, deutlich höher.

Die Typologien weisen an den unterschiedlichen Standorten jeweils dieselben Gebäude und Versorgungstechnologien auf, die Unterschiede liegen allein in den verwendeten Klima- und Wärmebedarfszeitreihen. Zudem sind unter Umständen einige Technologien anders dimensioniert, da der Heizwärmebedarf des jeweiligen Gebäudes an anderen Standorten abweicht (vgl. Kapitel 8.4).

Die unterschiedlichen Wetterdaten wirken sich in erster Linie auf den Wärmebedarf der drei Standorte aus (Abbildung 9-14). Hier sticht insbesondere Miesbach mit den meisten Heizgradtagen und damit einem deutlich höheren Wärmebedarf als an den anderen beiden Standorten hervor.

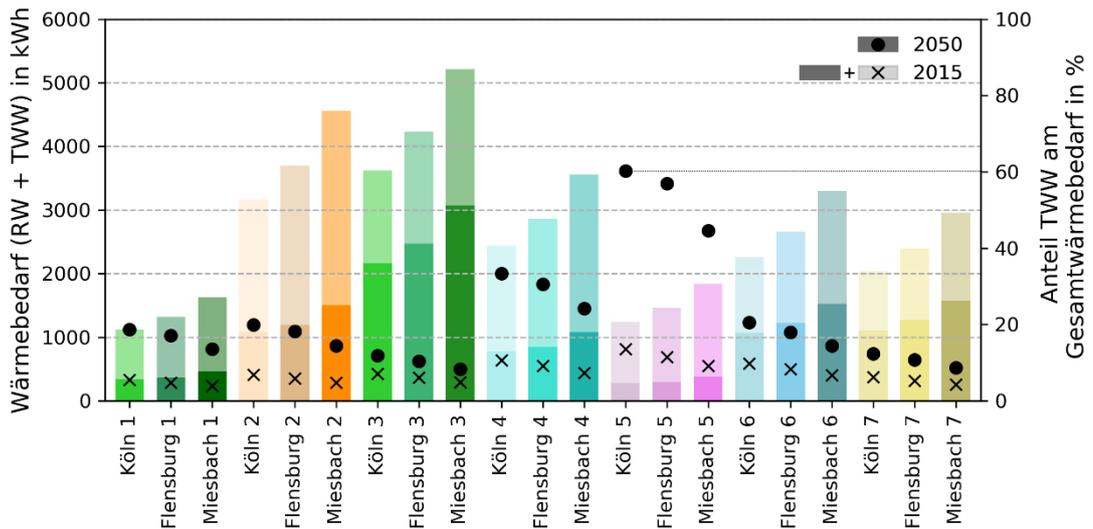


Abbildung 9-14: Wärmebedarf aller Typologien an allen Standorten in 2015 und 2050

Bezogen auf die jeweiligen Typologien nähern sich für das Szenario 2050 die Wärmebedarfe aufgrund des größeren Anteils des nahezu temperaturunabhängigen Warmwasserbedarfs an. Insbesondere für die mehrstöckigen Gebäude der Typologie 5 ergeben sich Anteile vom Warmwasserwärmebedarf am Gesamtwärmebedarf von ca. 40 bis 60 %.

In Bezug auf den Stromverbrauch der Haushalte wurde sowohl für alle drei Standorte als auch für die beiden betrachteten Jahre derselbe Stromverbrauch angenommen. Durch den zusätzlichen Stromverbrauch durch Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen und den unterschiedlichen Wärmebedarf ergeben sich dennoch Unterschiede im Stromverbrauch für die drei Standorte (Abbildung 9-15). Da in Miesbach der Wärmebedarf am höchsten ist, weist diese Typologie auch die höchsten Strombedarfe im Vergleich der drei Standorte auf.

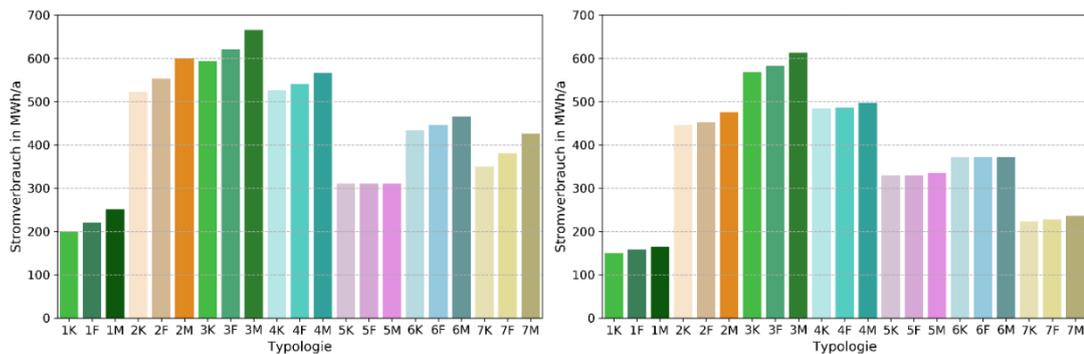


Abbildung 9-15: Stromverbrauch der Typologien und Städte (K: Köln, F: Flensburg, M: Miesbach), links: 2015, rechts: 2050

In den meisten Typologien sinkt der Stromverbrauch 2050 leicht im Vergleich zu 2015. Zwar wird in 2050 größerer Anteil der Wohnungen über Wärmepumpen beheizt, jedoch sinkt der Wärmebedarf deutlich, die Effizienz der Wärmepumpen steigt und es werden keine ineffizienten Nachtspeicherheizungen mehr verwendet. Lediglich in Typologie 5 wirkt sich die Erhöhung des über Wärmepumpen versorgten Anteils des Wärmebedarfs stärker aus als die

Absenkung des Wärmebedarfs, da zudem in 2015 in Typologie 5 keine Nachtspeicherheizungen angenommen waren. In Typologie 6 gibt es in 2050 keine strombasierten Wärmetechnologien mehr, sodass der Stromverbrauch für alle drei Standorte gleich ist.

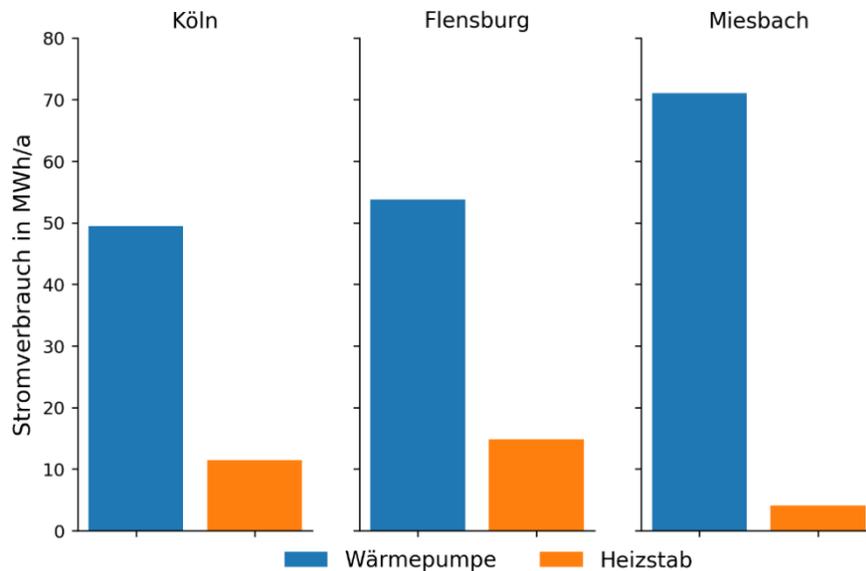


Abbildung 9-16: Stromverbrauch durch Wärmepumpe und Zusatzheizgerät in 2050 für Typologie 1

Auffällig ist, dass in Flensburg und Köln das Zusatzheizgerät für die Wärmepumpe weitaus häufiger zum Einsatz kommt als in Miesbach (Abbildung 9-16). Dies lässt sich über die Wahl der Wärmepumpenleistung erklären, die in diskreten Stufen in Abhängigkeit des Wärmebedarfs erfolgt (vgl. Kapitel 8.5). Da in Flensburg und Köln ein geringerer Wärmebedarf über das Jahr auftritt, wurde in vielen Haushalten die Wärmepumpe etwas kleiner dimensioniert, als dies in den entsprechenden Haushalten in Miesbach der Fall war. Dennoch gibt es auch in Köln und Flensburg kältere Tage, an denen dann durch die kleinere Dimensionierung der Heizstab häufiger eingesetzt wird.

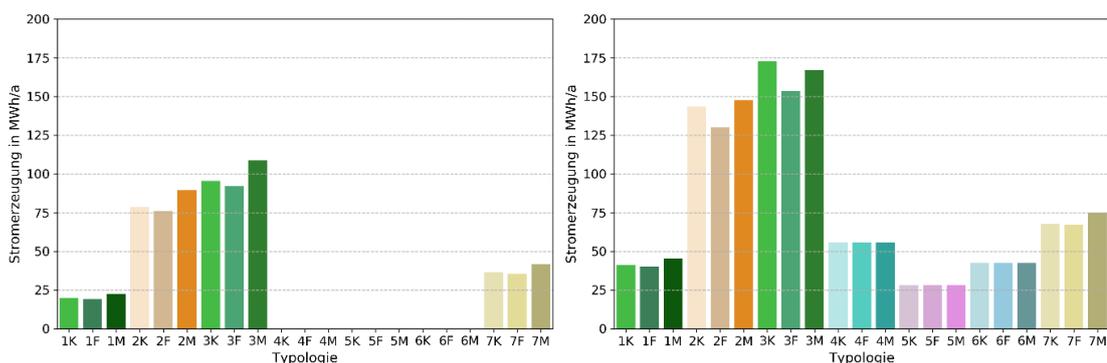


Abbildung 9-17: Stromerzeugung der Typologien und Städte (K: Köln, F: Flensburg, M: Miesbach) für 2015 (links) und 2050 (rechts)

Die Stromerzeugung variiert ebenfalls zwischen den Standorten (Abbildung 9-17). Dies ist hauptsächlich auf die unterschiedliche PV-Erzeugung durch die Unterschiede im Strahlungsangebot an den drei Standorten zurückzuführen. Bei gleicher Dimensionierung produziert die

KWK an allen drei Standorten annähernd dieselbe Energiemenge, da sie lediglich die Grundlast decken, sodass sich Unterschiede im Wärmebedarf kaum auf ihre Laufzeiten auswirken. Da in Miesbach sowohl die höchste solare Einstrahlung, als auch der höchste Wärmebedarf auftritt, tritt hier in den meisten Fällen jeweils die höchste Stromerzeugung auf.

In Typologie 2 und 3 wirken sich die Unterschiede der Wärmebedarfe so aus, dass die KWK-Anlagen an den Standorten leicht unterschiedlich dimensioniert sind, sodass einige KWK-Anlagen in Köln eine höhere Stromkennzahl aufweisen als die in Miesbach. Dementsprechend wird in Köln in Typologie 3 eine höhere Stromerzeugung als in Miesbach erzielt. In Typologie 4, 5 und 6 sind jeweils keine PV-Anlagen modelliert, sodass die Stromerzeugung in diesen Typologien nur aus der KWK-Stromerzeugung resultiert.

Auf die Zusammensetzung der Technologien hat dies jedoch nur einen geringfügigen Einfluss, wie in Abbildung 9-18 am Beispiel von Typologie 2 in 2050 dargestellt ist.

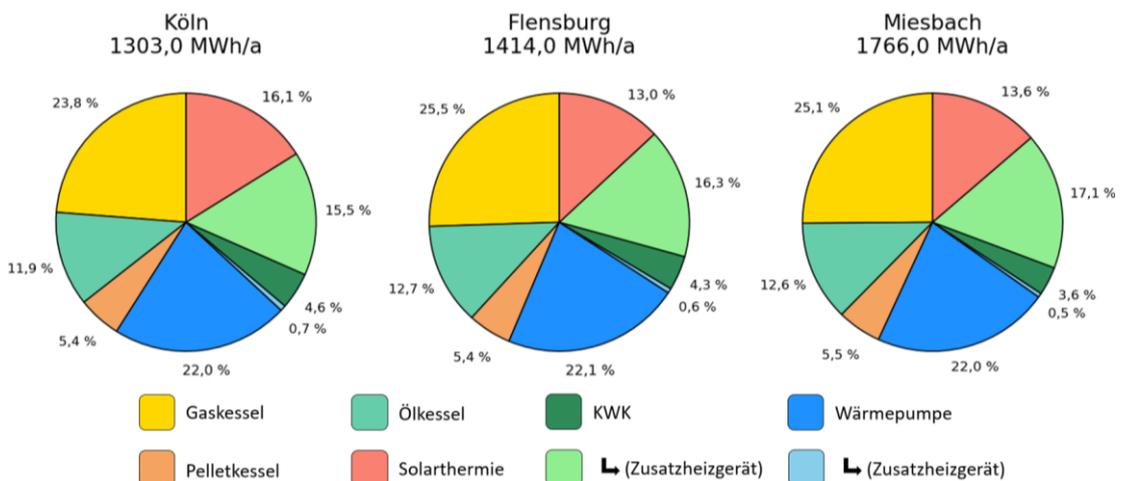


Abbildung 9-18: Anteile der Wärmeerzeugungstechnologien am Wärmebedarf von Typologie 2

Abschließend soll untersucht werden, inwieweit sich die Unterschiede in Stromverbrauch und -erzeugung auf die Spannungen im Stromnetz auswirken. Dazu sind in Abbildung 9-19 die Boxplots der über das Jahr auftretenden Spannungswerte in allen Netzpunkten für alle drei Typologien gegenübergestellt.

In allen drei Typologien treten die höchsten Abweichungen von der Nennspannung in Typologie 1 und Typologie 4 auf. Insbesondere in Typologie 1 sind diese Abweichungen in Miesbach höher als in den anderen Typologien, was durch den erhöhten Wärmebedarf und den dadurch höheren Strombezug durch die Wärmepumpen zu erklären ist. In Flensburg und Köln zeigen sich kaum Unterschiede der Spannungsbandabweichungen, sowohl in der absoluten Höhe der Quartile und der Ausreißer als auch im qualitativen Bild, dass insbesondere in Typologie 4 geringere Spannungen auftreten.

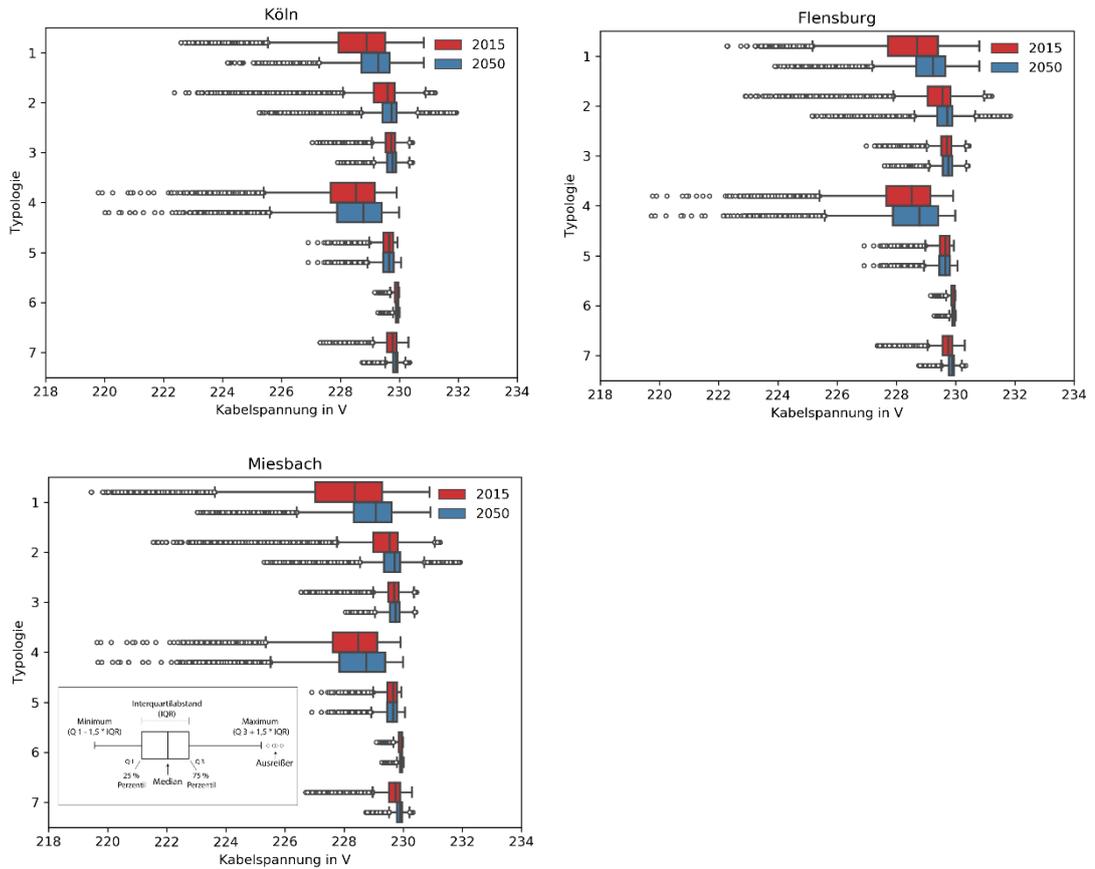


Abbildung 9-19: Vergleich der Spannungsspitzen für die drei Standorte

Somit zeigt sich, dass die negativen Abweichungen von der Nennspannung in kälteren Regionen bei ansonsten gleicher Verbraucherkonfiguration höher sein können und so die Gefahr von Betriebsmittelüberlastungen etwas stärker gegeben ist, als in Regionen mit milderen Wintertemperaturen.

10 Zusammenfassung

Das Ziel des Projekts *IntegraNet* war es, das lokale und nationale Potenzial durch netzintegrierende strom-, gas- und wärmebasierte Ausgleichstechnologien in Deutschland zu ermitteln. Hierzu wurde eine Kombination aus Top-Down- und Bottom-Up-Ansätzen verfolgt, die auf detaillierten Simulationen auf der Quartiersebene und einer bilanziellen Betrachtung auf Landkreisebene basieren. Es wurden zum einen nationale Ziele und Entwicklungen durch eine Weiterentwicklung des Top-Down Modells „MELENA“ aus dem Projekt BAES untersucht, welches hierzu um den Wärmesektor erweitert und hinsichtlich der Datenbasis aktualisiert wurde. Zum anderen wurde ein neuer, sich an der Bedarfsstruktur orientierender Modellierungsansatz entwickelt, der in der objektorientierten Modellierungssprache Modelica abgebildet wurde. Diese Methodik diente als Basis zur Entwicklung von sich an Stadtraumtypen orientierenden Typologien, welche eine Analyse regionalspezifischer Unterschiede ermöglicht. Die Typologien bilden dabei nicht nur die häusliche Bedarfsstruktur und die integrierten Versorgungstechnologien ab, sondern auch die jeweiligen Strom-, Gas- und Wärmenetze.

Der Fokus der im Projekt betrachteten Versorgungstechnologien liegt auf Anlagen im Gebäudereich. Es wurden im Besonderen Technologien betrachtet und modelliert, die durch eine Kopplung von Strom- und Wärmesektor die Möglichkeiten haben, Ungleichgewichte im Stromnetz auszugleichen und erneuerbaren Strom in den Wärmesektor zu integrieren. Zu den betrachteten Technologien gehören zum einen Brennstoffzellen und Verbrennungsmotor-Blockheizkraftwerke als stromerzeugende Anlagen, zum anderen stromverbrauchende Wärmeversorgungsstechnologien, wie Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen und Elektro-Heizstäbe zur Heizungsunterstützung. Weiterhin wurden solarthermische Anlagen, die einen Teil des Wärmebedarfs über Solarenergie decken, betrachtet und modelliert.

Das für das Projekt *IntegraNet* entwickelte Energiesystemszenario, dem ein Top-Down-Ansatz zugrunde liegt, basiert auf der Auswertung bereits vorhandener Energiesystemszenarien. Hierzu wurde eine Übersicht über die in den letzten Jahren erschienenen Szenariostudien erstellt, diese auf Basis der Analyse verschiedener Indikatoren ausgewertet und zum Zielszenario für das Projekt aggregiert. Der Fokus der Auswertungen liegt auf den Auswirkungen der für das Jahr 2050 prognostizierten Entwicklungen auf das Energiesystem. Das definierte Szenario (Szenario 2050) geht davon aus, dass die Ziele der Bundesregierung bezüglich der Treibhausgasemissionsminderung und des Anteils der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch für das Jahr 2050 eingehalten werden. Da sich die Auswertung einerseits auf die regionalen Residuallasten bezieht, andererseits aber auch die technologischen Voraussetzungen für die Sektorenkopplung untersucht werden, wurden hierfür insbesondere Festlegungen für die erneuerbare Erzeugung, den Verbrauch durch die einzelnen Sektoren und die Verteilung der Technologien erarbeitet.

Regionale Analysen

Bei den, mit Blick auf die Potenziale für die Sektorenkopplung durchgeführten, regionalen Analysen wurden die jeweiligen Verbrauchssituationen und Entwicklungen in den Bereichen Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor sowie Industrie berücksichtigt. Die Ermittlung der regionalen Verteilung der heutigen und zukünftigen Energiebedarfe, Technologieanteile und Energieerzeugungstechnologien basiert auf einem Verteilungsschlüssel, mit dessen Hilfe zentrale Szenarioannahmen anhand verschiedener Kriterien auf die einzelnen Regionen verteilt werden können. Die Auswertungen der Analysen zeigen große regionale

Differenzen, die beispielsweise durch den Unterschied zwischen städtischer und ländlicher Besiedelung hervorgerufen sind.

Die regionalen Untersuchungen zeigen, dass dezentrale Technologien einen kleinen Beitrag dazu leisten können, die über die Netze zu transportierenden Strommengen auszugleichen. Die tatsächliche Situation in den Netzen wurde jedoch nicht betrachtet. Sind die Netze nicht überlastet und kann ein Ausgleich zwischen Regionen über das Stromnetz problemlos stattfinden, so ist ein Ausgleich innerhalb der Region nicht nötig. Die Analyse zeigt hiermit lediglich das Potenzial der Anlagen für den regionalen Ausgleich an. Weiterhin liegen der Analyse Annahmen zu Grunde, die von einer hohen Flexibilität und guten Steuerbarkeit der Energieerzeugungsanlagen ausgehen. Die Ergebnisse der Analyse sind damit als Obergrenze des theoretisch möglichen regionalen Ausgleichspotenzials zu sehen.

Inwieweit die dezentralen Technologien inkl. der technischen Restriktionen und der Sicherstellung der Bedarfsdeckung tatsächlich flexibel betrieben werden können, muss hingegen über Detailsimulationen des Anlagenbetriebs untersucht werden.

Detailsimulationen in den unteren Netzebenen

Im Gegensatz zur regionalen Analyse zeigt der Bottom-Up-Ansatz die Verhältnisse in den unteren Netzebenen auf. Durch die durchgeführten dynamischen Detailsimulationen werden die Potenziale und Effekte der Sektorenkopplung auf Verteilnetzebene abgebildet.

Die im Rahmen des Projektes benötigten Modelle, wurden als Teil der *IntegraNet*-Bibliothek entwickelt. Diese bauen in Teilen auf bereits bestehenden Modellen der *TransiEnt*-Bibliothek zur Abbildung gekoppelter Systeme auf. Neben den Modellen der *TransiEnt*-Bibliothek wurden für die *IntegraNet*-Bibliothek eigenständige Modelle für Versorgungs-, Umwandlungs- und Netztechnologien entwickelt. Im Rahmen dieser Arbeiten wurde die Methodik der bedarfsorientierten Modellierung von gekoppelten Energiesystemen entwickelt. Aufbauend auf diesem Ansatz wurde mit dem Modell des *GridConstructors* eine Möglichkeit zur einfachen Erstellung und Parametrisierung von komplexen Quartiersmodellen geschaffen. Die *IntegraNet*-Bibliothek wird als Open Source der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt. Die Detailsimulationen wurden anhand eigens entwickelter Typologien durchgeführt. Diese orientieren sich an der Struktur von Siedlungsgebieten und bilden heutige und zukünftige Verbrauchsstrukturen auf den unteren Netzebenen ab. Die Simulation der Typologien erfolgt für die Szenarien 2015 und 2050. Die Technologie- und Gebäudealtersverteilung variiert in den Szenarien, der strukturelle Aufbau wie z. B. die Anzahl der Hausanschlüsse und die verlustrelevanten Leitungslängen bleiben hingegen konstant. Grundlage für die Verteilungen bilden Gebäude- und Technologiedaten des Zensus 2011 sowie die Technologieverteilung aus der dena Gebäudestudie 2017 zur 80%igen Reduktion der Treibhausgase.

Für die Detailanalysen wurden sieben Siedlungstypologien identifiziert und mit Technologie- und Gebäudealtersverteilungen parametrisiert. Des Weiteren wurde der Einfluss der örtlichen Lage von Typologien in Deutschland hinsichtlich des Wittereinflusses auf die Technologien untersucht. Dazu wurden für drei Referenz-Städte die Solarstrahlungsdaten, sowie Bodentemperaturen berücksichtigt und Lastprofile des Raumwärmebedarfs anhand von Zeitreihen der Außentemperatur erstellt. Die Auswahl der Referenz-Städte Miesbach, Köln und Flensburg erfolgte anhand einer Auswertung der Globalstrahlungssummen und Heizgradstunden aller NUTS-3 Regionen von Deutschland. Ziel dieser Auswertung war es, drei

Regionen bzw. Städte zu identifizieren, mit denen sich möglichst heterogene Wetterszenarien abbilden lassen.

Die Auswertungen der Simulationen mit den Wetterdaten der drei Referenzstädte zeigt nur sehr geringe Unterschiede. Daher wurden die detaillierten Analysen des Energiesystems auf die Referenz-Stadt Miesbach beschränkt. Die Typologien wurden dabei jeweils hinsichtlich ihres Energieverbrauchs und ihrer Energieerzeugung untersucht und die Szenarien hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Wärmeerzeugung sowie die Residuallasten diskutiert. Im Weiteren wurden die Simulationsergebnisse hinsichtlich Treibhausgasemissionen, Effizienz der leitungsgebundenen Wärmeversorgung und Spannungsbandabweichungen bewertet.

Die Kombination der Ergebnisse des Top-Down- und Bottom-Up-Ansatzes verdeutlichen im Zusammenspiel, dass das im Projekt entwickelte Analysewerkzeug sich hervorragend zur Beantwortung von einer Vielzahl von Fragestellungen im Bereich der Energiesystemanalyse eignet. So können durch die Top-Down Betrachtung z. B. übergeordnete Planungsszenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien bewertet werden, die im Folgenden mit den Detailsimulationen des Bottom-Up-Ansatzes hinsichtlich konkreter Umsetzungsmöglichkeiten analysiert werden können.

Ausblick

Im Rahmen der Projektbearbeitung wurden neue Fragestellungen deutlich, die eine erweiterte Betrachtung erfordern. Zum einen betrifft dies die Bewertung des Einsatzes der Sektorenkopplung in unterschiedlichen Regionen, Netzebenen und bei unterschiedlichen Verbraucherstrukturen. Zum anderen sollen Interaktionen zwischen verschiedenen Regionen mit Hilfe eines zellularen Ansatzes untersucht werden. Lösungen auf Grundlage von PtG-Konzepten zum regionalen Ausgleich sollen in den Fokus rücken. Weiterhin soll die Bedarfsseitige Modellierung von wasserstoff- und strombasierter Mobilität ergänzt werden. Für die Modellierung dieser Ziele ist eine Erweiterung der bisherigen Modellbibliothek nötig, indem Kommunikationstechnologien eingebunden und weitere Netzebenen modelliert werden.

Darüber hinaus zeigten die im Projekt durchgeführten Analysen, dass die Einspeisung aus erneuerbaren Energien in die Stromnetze nicht nur geografisch verschieden ist, sondern auch die jeweiligen Spannungsebenen auf unterschiedliche Weise durch die volatilen Eigenschaften der erneuerbaren Energiequellen beeinflusst. Darüber hinaus wird das Ausgleichspotential verschiedener Kopplungstechnologien in hohem Maße von den Rahmenbedingungen des Einsatzes in den jeweiligen Verbrauchssektoren und -strukturen beeinflusst. Um diese unterschiedlichen Kontexte zu erfassen und eine abgestimmte Anwendung von Sektorenkopplung zum Ausgleich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen, ist ein kontextbasierter Ansatz erforderlich, der im Nachfolgeprojekt *IntegraNet II* entwickelt wird.

11 Literaturverzeichnis

- [1] „Sanierungsbedarf im Gebäudebestand. Ein Beitrag zur Energieeffizienzstrategie Gebäude“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, Dez. 2014.
- [2] „dena-GEBÄUDEREPORT KOMPAKT 2019“, Deutsche Energie-Agentur (DENA), Okt. 2019.
- [3] *Gebäudestudie - Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017.
- [4] BDEW, Hrsg., *Wie heizt Deutschland? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt*. Berlin, 2015.
- [5] ASUE, *BHKW-Kenndaten 2014/2015*. 2014.
- [6] K. Blum, S. Löffert, M. Offermanns, und P. Steffen, *Krankenhaus Barometer: Umfrage 2014*. Düsseldorf, 2014.
- [7] VDE, *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050: Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*. Energietechnische Gesellschaft im VDE, 2015.
- [8] V. Broekmans und L.-M. Krämer, *Beitrag von zentralen und dezentralen KWK-Anlagen zur Netzstützung*. bofest consult, 2014.
- [9] K. Appelhans, S. Exner, und R. Bracke, *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes*. 2014.
- [10] Agora Energiewende, Hrsg., *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien: Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende*. Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer IFAM, 2014.
- [11] BWP, *BWP Branchenstudie 2015: Szenarien und politische Handlungsempfehlungen*. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., 2015.
- [12] Fraunhofer IWES/IBP, *Wärmewende 2030: Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- bis langfristigen Klimschutzziele im Gebäudesektor: Studie im Auftrag von Agora Energiewende*. 2017.
- [13] S. Gährs, E. Wieckowski, J. von Braunmühl, A. Wolfmaier, und B. Hirschl, *Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems - Arbeitspapier zur Simulation des Haushaltssektors im Energiesystem unter Berücksichtigung hoher dezentraler Energieeinspeisung*. Berlin, 2015.
- [14] E. Dünnhof, *Nachtspeicherheizungen und elektrische Direktheizungen: Ergebnisse von drei Gruppendiskussionen und einer bundesweiten Verbraucherbefragung*. Mainz, 2017.
- [15] W.-P. Schill, A. Zerrahn, N. May, und K. Neuhoff, *Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein*. 2018.
- [16] R. Corradini, *Solarthermie im Gebäudebestand: Notwendiger Schlüssel zur Energiewende!* Ffe, 2015.
- [17] B. Bayer, A. Marian, P. Matschoss, und H. Thomas, *Integration von Photovoltaikanlagen in die deutschen Niederspannungsnetze*. Potsdam, 2017.
- [18] R. Hollinger, B. Wille-Hausmann, T. Erge, J. Sönnichsen, T. Stillahn, und N. Kreitels, *Speicherstudie 2013: Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern: Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2013.
- [19] Fraunhofer ISE, Hrsg., *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. 2020.
- [20] R. Corradini, Hrsg., *Solarthermie: Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäuser*. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2014.
- [21] F. Giovannetti, O. Kastner, C. Lampe, R. Reineke-Koch, S. Park, und J. Steinweg, *Technologiebericht 1.4 Solare Wärme und Kälte*. 2018.
- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hrsg., *Systemlösung Power to Gas: Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife*. Berlin, 2015.

- [23] M. Fishedick, F. Merten, C. Krüger, und A. Nebel, *Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze*. Wuppertal Institut, 2013.
- [24] G. Müller-Syring und M. Henel, *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen: Abschlussbericht*. Bonn, 2014.
- [25] „Sachstand - Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur“, Wissenschaftliche Dienste - Deutscher Bundestag, Fachbereich: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung, Berlin, 2019.
- [26] „Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karte für visionäres Wasserstoffnetz (H₂-Netz)“, *fnb-gas.de*, 04-Feb-2020. .
- [27] B. Bundesnetzagentur, *Monitoringbericht 2019*. 2019.
- [28] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“, PhD Thesis, Technische Universität München, 2011.
- [29] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten“, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2002.
- [30] G. Kerber und R. Witzmann, „Statistische Analyse von NS-Verteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen“, *EW-Magazin für die Energiewirtschaft*, S. 22–26, 2008.
- [31] C. Ruester, S. Hoppert, und J. Blum, „Power quality and stability issues in modern distribution grids: identification and mitigation“, in *Proc. of CIRED Workshop - Rome*, Bd. 358, S. 1–5.
- [32] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2018*. 2019.
- [33] Bundesnetzagentur, *EEG in Zahlen 2018*. 2018.
- [34] T. Stetz, J. von Appen, F. Niedermeyer, G. Scheibner, R. Sikora, und M. Braun, „Twilight of the grids: The impact of distributed solar on Germany’s Energy transition“, *IEEE power and energy magazine*, Bd. 13, Nr. 2, S. 50–61, 2015.
- [35] W. Zander u. a., *dena-Netzflexstudie: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz und Marktanwendungen in der Stromversorgung*. 2017.
- [36] „Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH, Informationsbroschüre der Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH über Gasdruckregelanlagen sowie Gasdruckregel- und Messanlagen“. Karlsruhe, 2017.
- [37] K. Homann, T. Hüwener, B. Klocke, und U. Wernekinck, *Handbuch der Gasversorgungstechnik - Logistik - Infrastruktur - Lösungen*, 1. Auflage 2017. München: DIV Deutscher Industrieverlag, 2017.
- [38] J. Mischner, H. G. Fasold, und J. Heymer, *gas2energy.net: Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung*. Deutscher Industrieverlag, 2015.
- [39] K. Schmitz, „AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.“, S. 36, 2018.
- [40] H. Lund u. a., „4th Generation District Heating (4GDH)“, *Energy*, Bd. 68, S. 1–11, Apr. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.
- [41] D. Röttsch, *Zuverlässigkeit von Rohrleitungssystemen - Fernwärme und Wasser*. Dessau: Springer, 1999.
- [42] S. Frederiksen und S. Werner, *District Heating and Cooling*, 1. Aufl. Lund, Schweden: Studentlitteratur AB, 2013.
- [43] C. Dötsch, J. Taschenberger, und I. Schönberg, *Leitfaden Nahwärme*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- [44] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Ardens, und J. Ködel, *Planungshandbuch - Fernwärme*. Ittigen: Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, EnergieSchweiz, 2018.
- [45] D. Schmidt u. a., „Low Temperature District Heating for Future Energy Systems“, *Energy Procedia*, Bd. 116, S. 26–38, Juni 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.05.052.
- [46] *DIN 4747 - Fernwärmanlagen Teil1 Sicherheitstechnische Ausrüstung von Hausstationen und Hausanlagen*. Deutsches Institut für Normung e. V., 1997.

- [47] C. Dieckhoff u. a., „Zur Interpretation von Energieszenarien“, München, 2014.
- [48] Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES, *Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher*. 2014.
- [49] Statistisches Bundesamt, „Bevölkerung im Wandel - Annahmen und Ergebnisse der 14. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung“, Destatis, Wiesbaden, 2019.
- [50] Statistisches Bundesamt, „Bevölkerung Deutschlands bis 2060. 12. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung“, Wiesbaden, 2009.
- [51] *Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien*. Fraunhofer UMSICHT and Fraunhofer IOSB/AST, 2013.
- [52] I. Stieß, C. Fischer, und S. Kresse, „Power efficiency classes for households - monitoring long-term effects of a power saving intervention“, in *eceee Summer Study*, 2017, S. 2139–2148.
- [53] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Zensusdatenbank: Zensus 2011*. .
- [54] D. Walberg, A. Holz, T. Gniechwitz, und T. Schulze, *Wohnungsbau in Deutschland - 2011 - Modernisierung oder Bestandsersatz: Studie zum Zustand und der Zukunftsfähigkeit des deutschen „Kleinen Wohnungsbaus“*, Bd. 59. Kiel: Arbeitsgemeinschaft für Zeitgemäßes Bauen ARGUE, 2011.
- [55] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam, und B. Schieferdecker, *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. Frankfurt am Main: VDEW and BTU Cottbus, 1999.
- [56] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., VKU, und GEODE, Hrsg., *BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden: Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. 2015.
- [57] BGW, Hrsg., *Praxisinformation P 1007/13: Gastransport/Betriebswirtschaft. Abwicklung von Standardlastprofilen*. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft BGW, 2007.
- [58] B. Schlomann u. a., *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013: Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Fraunhofer ISI and Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München and GfK Retail and Technology GmbH and IREES GmbH, 2015.
- [59] R. Henger, P. Deschermeier, M. Hude, B. Seipelt, und M. Voigtländer, *Energieeffizienz bei Büroimmobilien: dena-Analyse über den Gebäudebestand und seine energetische Situation*. Berlin/Köln: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2016.
- [60] R. Henger u. a., *Büroimmobilien: Energetischer Zustand und Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz*. Berlin, 2017.
- [61] G. Bayer, T. Sturm, und S. Hinterseer, *Kennzahlen zum Energieverbrauch in Dienstleistungsgebäuden*. Wien: ÖGUT, 2011.
- [62] M. Atzberger, S. Sauerwein, B. Chini, und L. Stähler, *Energieeffizienz im Einzelhandel: Analyse des Gebäudebestands und seiner energetischen Situation*. Berlin, 2015.
- [63] Statistik der Bundesagentur für Arbeit, „Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftsabteilungen und -gruppen der WZ 2008. Stichtag 30.06.2016“, Nürnberg, 2017.
- [64] Statistisches Bundesamt, *Verzeichnis der Krankenhäuser und Vorsorge- oder Rehabilitationseinrichtungen in Deutschland*. Wiesbaden, 2018.
- [65] R. Tippkötter, D. Schüwer, und B. Wallschlag, *Leitfaden Energieeffizienz für Krankenhäuser*. Energieagentur NRW, 2009.
- [66] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hrsg., „Statistik der allgemeinbildenden Schulen: Schulen, Schüler nach Schularten“, in *Regionaldatenbank Deutschland*, 2018.
- [67] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hrsg., „Statistik der öffentl. geförd. Kindertagespflege: Betreute Kinder“, in *Regionaldatenbank Deutschland*, 2018.
- [68] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, „Tourismus: Beherbergungsbetriebe, Gästebetten, -übernachtungen, -ankünfte: Monatserhebung im Tourismus“, 2018.
- [69] K. Voss und B. Soara, „Energieverbrauch und Energieeffizienz in der Hotellerie“, *hotel+energie*, Bd. August 2015, S. 4–7, 2015.

- [70] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hrsg., „Landwirtschaftliche Betriebe und deren landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) nach Kulturarten“, in *Regionaldatenbank Deutschland*, 2018.
- [71] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hrsg., „Landwirtschaftliche Betriebe mit Viehhaltung und Zahl der Tiere“, in *Regionaldatenbank Deutschland*, 2018.
- [72] J. Neiber, *Energieeffizienz in der Landwirtschaft: Von der Theorie zur Praxis - Energieverbrauchs-messungen an landwirtschaftlichen Betrieben*. 2014.
- [73] Föhner, Marc, Trela, Sabrina, und Böttger, Steffen, „Einzelhandelserfassung Brandenburg 2010 / 2011“. 2011.
- [74] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Energieeffizienz in Zahlen: Entwicklungen und Trends in Deutschland 2018*. 2018.
- [75] M. Heimberger, T. Kaufmann, C. Maier, S. Nemeč-Begluk, A. Winter, und W. Gawlik, „Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen“, *Elektrotechnik & Informationstechnik*, Bd. 134, Nr. 3, S. 229–237, 2017, doi: 10.1007/s00502-017-0504-4.
- [76] A. Gruber, F. Biedermann, und S. von Roon, „Industrielles Power-to-Heat Potenzial“, in *9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2015.
- [77] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hrsg., „Jahreserhebung über die Energieverwendung im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe“, in *Regionaldatenbank Deutschland*, 2018.
- [78] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken*. 2019.
- [79] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Hrsg., *Wohnen in Deutschland: Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018*. 2019.
- [80] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), „EnergyMap“. [Online]. Verfügbar unter: www.energymap.info.
- [81] Y. Scholz, „Renewable energy based electricity supply at low costs: Development of the REMix model and application for Europe“, Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2012.
- [82] BMWi, „Die Energie der Zukunft - Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2017 - Kurzfassung“, 2019.
- [83] BBSR, *Siedlungsstrukturelle Kreistypen: Städtischer und Ländlicher Raum*. 2015.
- [84] *Wachsen und Schrumpfen von Kreisen und Kreisregionen im Zeitintervall 2010 bis 2015 im bundesweiten Vergleich*. 2015.
- [85] R. Schulz, E. Suchi, D. Öhlschläger, J. Dittmann, S. Knopf, und C. Müller, *Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie: Endbericht*. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik and Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013.
- [86] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Informationsportal Erneuerbare Energien: Offshore-Windparks mit Netzeinspeisung*. 2019.
- [87] M. Blesl, „Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs“, 2002.
- [88] M. Hegger, J. Dettmar, und A. Martin, „UrbanReNet - Schlussbericht“, Technische Universität Darmstadt, 2012.
- [89] „Gemeindeverzeichnis-Informationssystem GV-ISys“, *Statistisches Bundesamt*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/_inhalt.html.
- [90] M. Blesl, S. Kempe, und H. Huther, „Verfahren zur Entwicklung einer digitalen Wärmebedarfskarte“, AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main, 2010.
- [91] H. Cischinsky und N. Diefenbach, „Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 - Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand“, Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt, 2018.

- [92] L. Andresen, P. Dubucq, R. Peniche Garcia, G. Ackermann, A. Kather, und G. Schmitz, „Status of the TransiEnt Library: Transient Simulation of Coupled Energy Networks with High Share of Renewable Energy“, in *Proceedings of the 11th International Modelica Conference*, 2015, S. 695–705, doi: 10.3384/ecp15118695.
- [93] TLK-Thermo GmbH, „ClaRa-Bibliothek“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.claralib.com/>.
- [94] M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klockl, G. Andersson, und K. Frohlich, „Energy hubs for the future“, *IEEE power and energy magazine*, Bd. 5, Nr. 1, S. 24–30, 2006.
- [95] M. Mohammadi, Y. Noorollahi, B. Mohammadi-Ivatloo, und H. Yousefi, „Energy hub: from a model to a concept—a review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 80, S. 1512–1527, 2017.
- [96] Y. Omran, „Entwurf und Implementierung von Regelungen für die Modellierung von Sektorenkopplungstechnologien“, Masterarbeit, Fachhochschule Dortmund, 2018.
- [97] M. Metz, „Flexible Energieversorgung - Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität“, Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft/Fraunhofer UMSICHT, 2014.
- [98] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschnig, *Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*. Unpublished, 2015.
- [99] S. Al-Sader, „Voltage Stability in Distribution Grids with Increased Infeed of Renewable Energy Considering Energy Balancing Technologies“, Masterarbeit, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2018.
- [100] K. Shaarbafi, *Transformer modelling guide*. 2014.
- [101] M. Djukow, „Modellierung und Simulation gekoppelter Strom- und Gasverteilnetze“, S. 129, Jan. 2018.
- [102] G. Cerbe, *Grundlagen der Gastechnik*, 7. Aufl. Carl Hanser Verlag München Wien, 2008.
- [103] K. Sartor, D. Thomas, und P. Dewallef, „A comparative study for simulating heat transport in large district heating networks“, *IJHT*, Bd. 36, Nr. 1, S. 301–308, März 2018, doi: 10.18280/ijht.360140.
- [104] B. van der Heijde u. a., „Dynamic equation-based thermo-hydraulic pipe model for district heating and cooling systems“, *Energy Conversion and Management*, Bd. 151, S. 158–169, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.08.072.
- [105] G. Schweiger u. a., „District energy systems: Modelling paradigms and general-purpose tools“, *Energy*, Bd. 164, S. 1326–1340, Dez. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.08.193.
- [106] J. Benthin, A. Heyer, P. Huismann, M. Djukow, A. Hagemeyer, und K. Görner, „Demand oriented Modelling of coupled Energy Grids“, 2019, S. 59–66, doi: 10.3384/ecp1915759.
- [107] „Der 100.000 Solarstromspeicher in Deutschland“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/specials/100000-solarstromspeicher.html>. [Zugegriffen: 10-Dez-2019].
- [108] *Ortsgenaue Testreferenzjahre für Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse: Handbuch*. Deutscher Wetterdienst, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2017.
- [109] N. Diefenbach, T. Loga, R. Born, M. Großklos, und C. Herbert, „Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand“, Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt, 2002.
- [110] H. Hartmann, K. Reisinger, P. Turowski, und P. Roßmann, „Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen“, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow, 3, 2013.
- [111] „So funktioniert die Dimensionierung einer Wärmepumpe“, *wegatech*, 14-Jan-2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wegatech.de/ratgeber/waermepumpe/planung-und-installation/dimensionierung/>.
- [112] „Technische Daten sonnenBatterie 10“. [Online]. Verfügbar unter: <https://media.sonnen.de/de/media/62/download/inline>. [Zugegriffen: 13-Feb-2020].
- [113] „siemens-junelight-smart-battery-broschuere-de.pdf“. [Online]. Verfügbar unter: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uid:ec008e2b-b3a9-4de7-bcb1->

- 0e38b8986dca/version:1566220135/siemens-junelight-smart-battery-broschuere-de.pdf. [Zugegriffen: 13-Feb-2020].
- [114] „SENEC.Home V2.1 Benutzerhandbuch“. [Online]. Verfügbar unter: https://cdn.website-editor.net/69dc316b9c614e568d4b732d91ddaec7/files/uploaded/SENEC.Home_V2.1_Benutzerhandbuch.pdf. [Zugegriffen: 13-Feb-2020].
- [115] „Senec Cloud 2.0“. [Online]. Verfügbar unter: <https://wiemann.de/images/stories/Photovoltaik/Speicher/2017/NL-DEV-11-5-17.pdf>. [Zugegriffen: 13-Feb-2020].
- [116] „Isoplus - Starre Verbundsysteme“, *isoplus*, 17-Jan-2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.isoplus.de/fileadmin/user_upload/downloads/documents/germany/Catalogue_German/Kapitel_2_Starre_Verbundsysteme.pdf.
- [117] H. Averfalk und S. Werner, „Novel low temperature heat distribution technology“, *Energy*, Bd. 145, S. 526–539, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.12.157.
- [118] „Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen“, Bergische Universität Wuppertal, Siemens AG - Energy Management Division, Wuppertal, Erlangen, Band 8, 2016.

12 Anhang

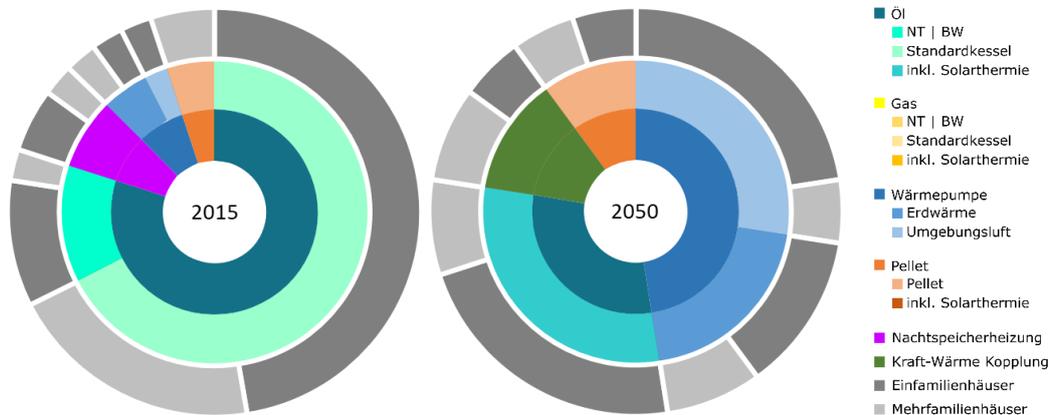


Abbildung 12-1: Technologieverteilung der Typologie 1 (Freistehende Gebäude)

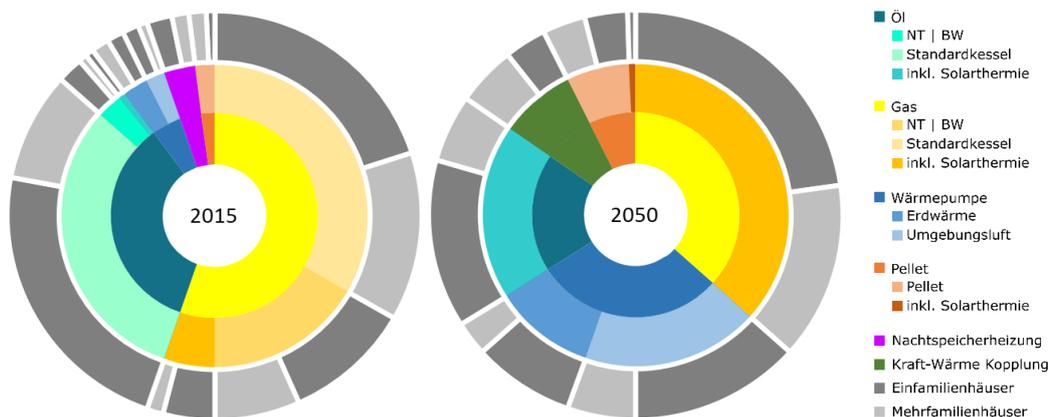


Abbildung 12-2: Technologieverteilung der Typologie 3 (Dorfbebauung)

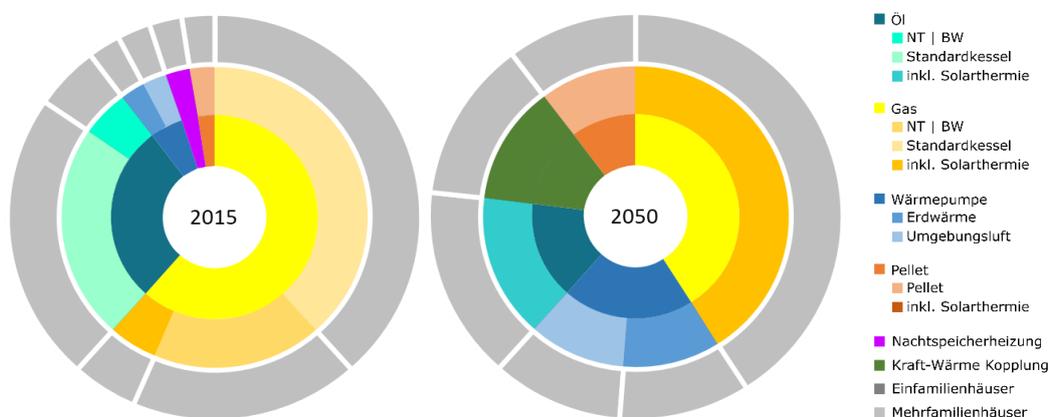


Abbildung 12-3: Technologieverteilung der Typologie 4 (Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung)

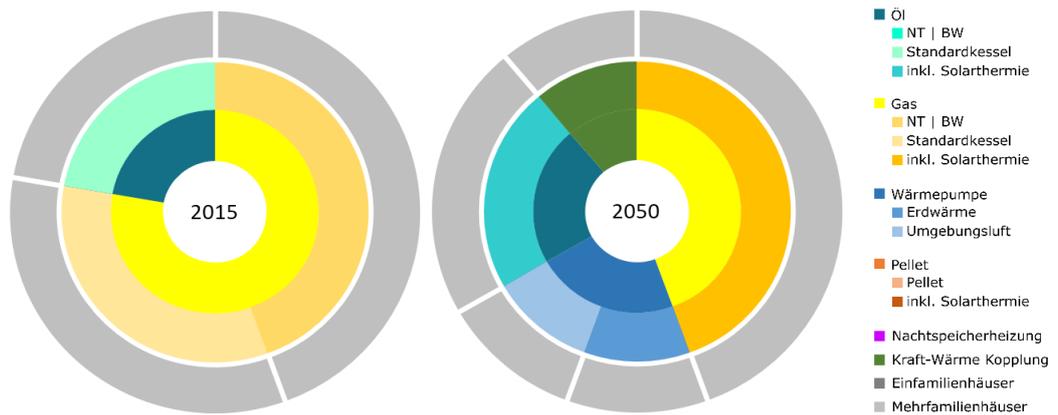


Abbildung 12-4: Technologieverteilung der Typologie 5 (Hochhäuser und große Zeilenbebauung)

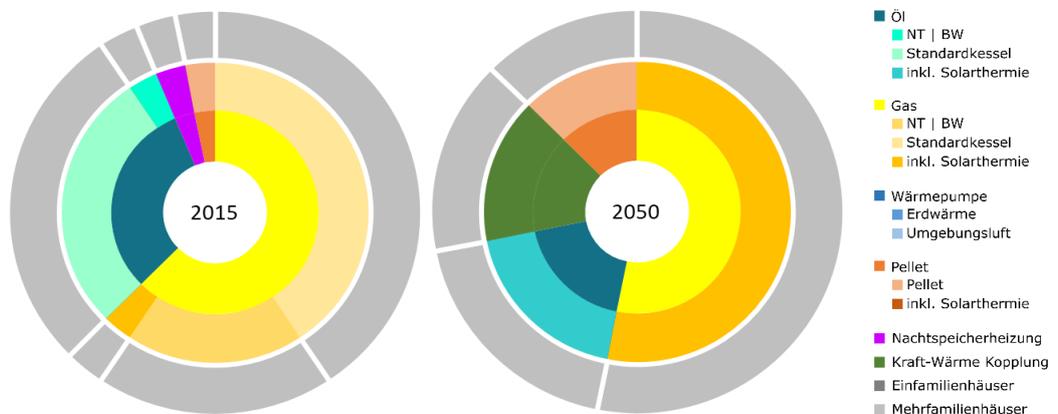


Abbildung 12-5: Technologieverteilung der Typologie 6 (Blockbebauung)

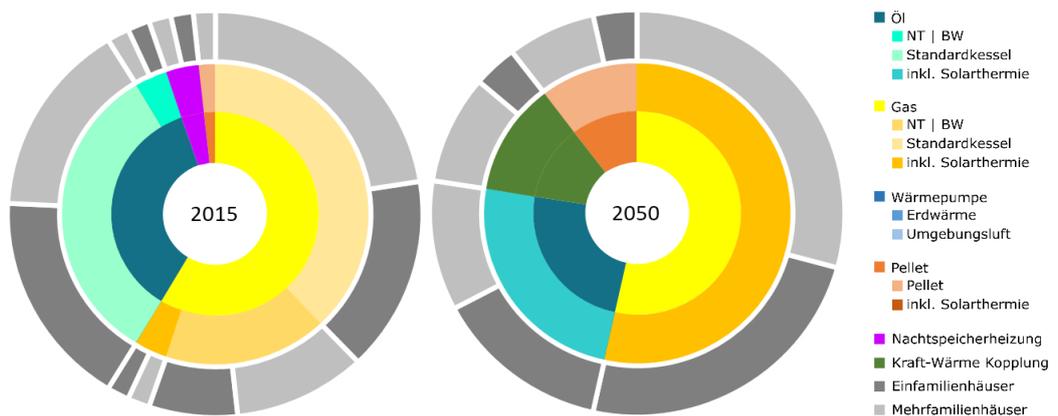


Abbildung 12-6: Technologieverteilung der Typologie 7 (Altstadt)

Tabelle 12-1: Gebäudealtersverteilung der Typologien 1 bis 3 für 2015 und 2050

Typologie	Freistehende Gebäude		Haupt. EFH/ZFH		Dorfbebauung		
	Jahr	2015	2050	2015	2050	2015	2050
vor 1919		0,0 %	0,0 %	16,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
1919 - 1949		37,5 %	2,5 %	14,5 %	5,3 %	0,0 %	0,0 %
1950 - 1959		42,5 %	10,0 %	9,9 %	0,0 %	8,7 %	0,0 %
1960 - 1969		17,5 %	0,0 %	10,7 %	0,0 %	21,3 %	9,3 %
1970 - 1979		2,5 %	0,0 %	12,2 %	2,3 %	24,7 %	18,7 %
1980 - 1989		0,0 %	0,0 %	10,7 %	0,0 %	16,7 %	5,3 %
1990 - 1999		0,0 %	0,0 %	14,5 %	6,1 %	17,3 %	12,0 %
2000 - 2005		0,0 %	0,0 %	7,6 %	1,5 %	8,0 %	3,3 %
2006 - 2009		0,0 %	0,0 %	3,1 %	1,5 %	3,3 %	1,3 %
2010 - 2019		0,0 %	2,5 %	0,0 %	7,6 %	0,0 %	0,7 %
2020 - 2029		0,0 %	40,0 %	0,0 %	24,4 %	0,0 %	6,0 %
2030 - 2039		0,0 %	22,5 %	0,0 %	22,9 %	0,0 %	17,3 %
2040 - 2050		0,0 %	22,5 %	0,0 %	28,2 %	0,0 %	26,0 %

Tabelle 12-2: Gebäudealtersverteilung der Typologien 4 bis 7 für 2015 und 2050

Typologie	Mehrfamilienhäuser u. Zeilenbebauung		Hochhäuser u. große Zeilenbebauung		Blockbebauung		Altstadt		
	Jahr	2015	2050	2015	2050	2015	2050	2015	2050
vor 1919		7,7 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	46,9 %	18,8 %	86,2 %	51,7 %
1919 - 1949		20,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	53,1 %	15,6 %	13,8 %	0,0 %
1950 - 1959		23,1 %	5,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
1960 - 1969		17,9 %	5,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
1970 - 1979		5,1 %	0,0 %	44,4 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
1980 - 1989		7,7 %	0,0 %	22,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
1990 - 1999		7,7 %	0,0 %	11,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2000 - 2005		5,1 %	0,0 %	11,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2006 - 2009		5,1 %	0,0 %	11,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2010 - 2019		0,0 %	10,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	5,2 %
2020 - 2029		0,0 %	33,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	15,6 %	0,0 %	8,6 %
2030 - 2039		0,0 %	20,5 %	0,0 %	44,4 %	0,0 %	28,1 %	0,0 %	22,4 %
2040 - 2050		0,0 %	25,6 %	0,0 %	55,6 %	0,0 %	21,9 %	0,0 %	12,1 %

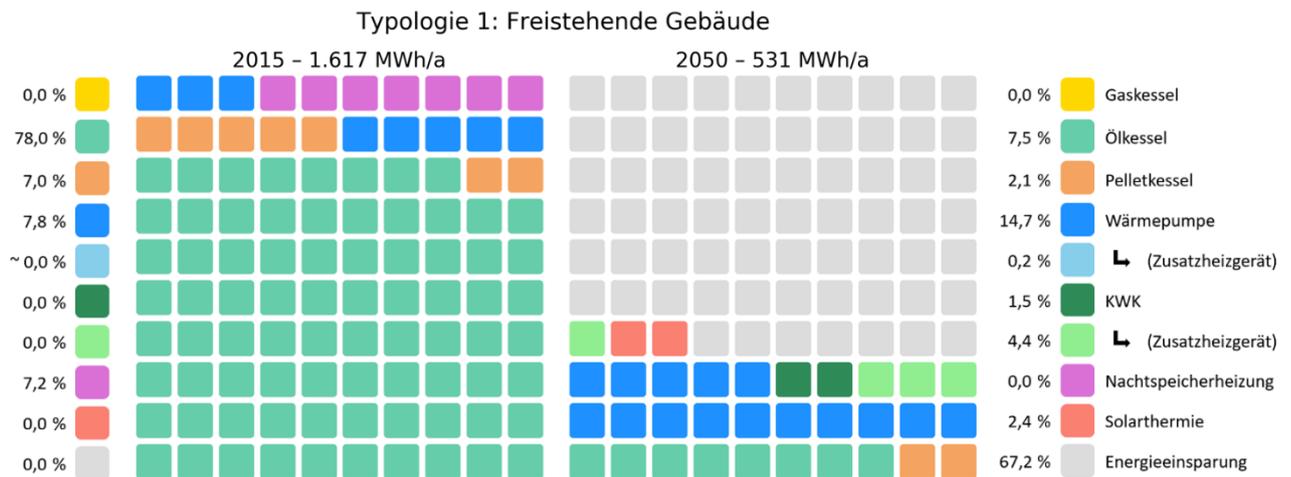


Abbildung 12-7: : Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 1 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)

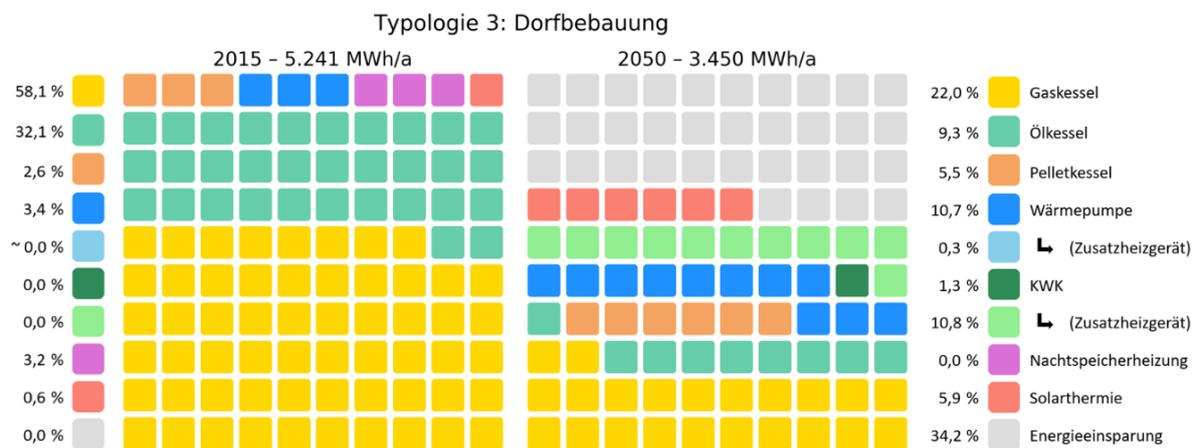


Abbildung 12-8: Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 3 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)

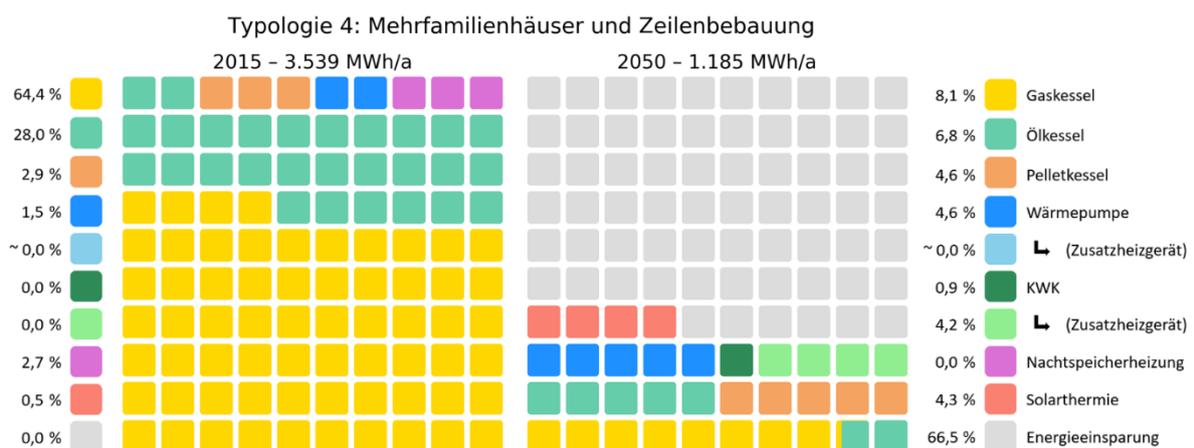


Abbildung 12-9: Wärmeerzeugung der Technologien für Typologie 4 für die Szenarien 2015 und 2050 (Miesbach)

