

# **Auswirkungen der Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das europäische Stromerzeugungssystem**

## **Eine modellbasierte Szenarioanalyse**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften  
(Dr. rer. pol.)

von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

## **DISSERTATION**

von

**M. Sc. Christiane Bernath**

Tag der mündlichen Prüfung:

23. Januar 2023

Referent:

Prof. Dr. Martin Wietschel

Korreferent:

Prof. Dr. Orestis Terzidis

Karlsruhe, Februar 2023



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International Lizenz (CC BY-SA 4.0):  
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>





# Danksagung

Diese Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI in Karlsruhe. Ich bin meinen Kollegen, die mich während dieser Zeit begleitet haben, für ihre Inspiration und ihr Feedback sehr dankbar.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Martin Wietschel für die Betreuung meiner Arbeit, das entgegengebrachte Vertrauen und die unkomplizierte Zusammenarbeit während meiner Promotionszeit. Außerdem danke ich Prof. Terzidis für die Übernahme des Korreferats sowie Prof. Wouters und Prof. Schultmann für ihre Beiträge als Prüfer und Vorsitzender.

Darüber hinaus möchte ich von Herzen meiner Familie und meinen Freunden danken, die mir bei den Herausforderungen dieses Projekts zur Seite gestanden haben. Ihre Unterstützung, Motivation und Geduld waren unverzichtbar für das Gelingen meiner Dissertation.

Karlsruhe, im Februar 2023

*Christiane Bernath*



# Kurzfassung

Im Zuge der Transformation zur Klimaneutralität der EU ist die Dekarbonisierung der Energieversorgung mittels Substitution fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energien (EE) eine zentrale Aufgabe. Bisherigen Analysen zufolge kann zusätzliche Flexibilität auf dem Strommarkt durch eine engere Verknüpfung zwischen Stromsektor und anderen Nachfragesektoren die Marktwerte von erneuerbaren Energien auch bei steigenden Marktanteilen stabilisieren. Sektorkopplung kann somit nicht nur zur Dekarbonisierung anderer Sektoren dienen, sondern gleichzeitig Flexibilität für den Stromsektor bereitstellen und zu einem kosteneffizienten Übergang in ein klimaneutrales Energiesystem beitragen. Ein umfassender Vergleich der Auswirkungen von zusätzlicher Flexibilität durch Sektorkopplung im Stromsektor und ihres Beitrags zur Dekarbonisierung im europäischen Energiesystem erfolgte bislang nicht. Vor diesem Hintergrund ist das zentrale Ziel dieser Dissertation die Untersuchung der Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das europäische Stromerzeugungssystem und insbesondere die Marktwerte von erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der ambitionierten Klimaschutzziele der EU. Des Weiteren wird die Flexibilität der strombasierten Fernwärmeerzeugung mit anderen relevanten Sektorkopplungsoptionen wie dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeuge verglichen.

Durch die hohe Komplexität der Transformation der Energieversorgung und der gegenseitigen Wechselwirkungen verschiedener Sektoren bietet sich eine modellbasierte Analyse an. In dieser Dissertation wird hierfür das lineare Optimierungsmodell *Enertile* genutzt und für die Beantwortung der Forschungsfragen entsprechend erweitert. Zum einen wird die Modellierung der Wärmeversorgung von

Deutschland auf die Länder in Europa (EU 27+3) räumlich ausgeweitet. Zum anderen wird die Wärmenetzmodellierung hinsichtlich Großwärmepumpen und direkter erneuerbarer Wärmequellen, tiefe Geothermie, Solarthermie und Biomasse als Brennstoff, technologisch erweitert. *Enertile* bietet damit gleichzeitig für alle Länder eine integrierte Optimierung von Strom und Wärme und betrachtet dabei Leistungsausbau und stündlichen Einsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie ihre untereinander auftretenden Wechselwirkungen. In der modellbasierten Szenarioanalyse wird für den Vergleich der drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen die Verfügbarkeit der hierdurch eingebrachten Flexibilität mithilfe von zwei Betriebsarten systematisch variiert. Als Indikator für eine gelungene Integration der erneuerbaren Energien ins Stromsystem werden die Marktwerte von EE auf Basis der stündlichen Grenzkosten der Stromnachfrage (Schattenpreise) herangezogen.

Die Ergebnisse unterstreichen die wesentliche Bedeutung von Großwärmepumpen als zentrale und kosteneffiziente Erzeugungstechnologie in Fernwärmenetzen in einem stark dekarbonisierten, europäischen Energiesystem. Sie ergänzen hierbei die direkten erneuerbaren Wärmequellen tiefe Geothermie, Solarthermie und Biomasse. Außerdem wird bestätigt, dass eine effiziente Sektorkopplung eine Stabilisierung der Strompreise und Marktwerte von erneuerbaren Energien trotz hoher Marktanteile ermöglicht. Dies zeigt sich in einem reduzierten Auftreten von Nullpreisen bei EE-Stromüberschüssen und Preisspitzen bei EE-Stromknappheit. Die drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen wirken sich dabei unterschiedlich auf das Energiesystem aus. Flexibel betriebene Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen erlauben eine begrenzte Lastverschiebung hin zu Zeiten geringer Last und niedrigen Strompreisen. Im inflexiblen Betrieb erhöhen sie die Preisspitzen aufgrund von Stromknappheit und des erforderlichen Zuschaltens von Leistungen mit geringer Auslastung, beeinflussen die Marktwerte jedoch kaum. Flexibel betriebene Fernwärmenetze können hingegen die Gesamtstromlast durch multivalente Erzeugungsstrukturen in direkter Reaktion auf die Situation am Strommarkt erhöhen oder verringern. Dementsprechend führt ihr inflexibler Betrieb infolge von EE-Überschüssen und Abregelung zu häufigeren Nullpreisen, einer generellen Reduktion der Strompreise und letztlich zum deutlichen Absinken der



Marktwerte. Folglich ist die Flexibilität der multivalenten Fernwärmenetze im Vergleich zu Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen trotz des geringeren Anteils am Gesamtstrombedarf hinsichtlich einer kosteneffizienten und klimaneutralen Energieversorgung der EU besonders wertvoll.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Danksagung</b> . . . . .	<b>i</b>
<b>Kurzfassung</b> . . . . .	<b>iii</b>
<b>Abkürzungen und Symbole</b> . . . . .	<b>xi</b>
<b>1 Einleitung</b> . . . . .	<b>1</b>
1.1 Hintergrund und Motivation . . . . .	1
1.2 Problemstellung . . . . .	4
1.3 Zielsetzung und Vorgehensweise . . . . .	5
<b>2 Grundlegende Begriffe und aktuelle Entwicklungen in der Fernwärmeversorgung der EU</b> . . . . .	<b>7</b>
2.1 Grundlegende Begriffe . . . . .	7
2.1.1 Definition des Begriffs Sektorkopplung . . . . .	7
2.1.2 Wärmenetze als moderne Strom-Wärme-Systeme . . . . .	9
2.1.3 Marktwert von erneuerbaren Energien . . . . .	11
2.2 Aktuelle Entwicklungen in der Fernwärmeversorgung der EU . . . . .	12
2.2.1 Geothermische Fernwärme . . . . .	14
2.2.2 Solarthermische Fernwärme . . . . .	16
2.2.3 Wärmeerzeugung aus Biomasse . . . . .	19
2.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen . . . . .	20
<b>3 Methodik</b> . . . . .	<b>23</b>
3.1 Stand der Forschung und Anforderungen an das Modell . . . . .	23
3.1.1 Klassifikation von Modellansätzen . . . . .	24
3.1.2 Sektorkopplung von Strom und Wärme . . . . .	26

3.1.3	Analyse von Marktwerten erneuerbarer Energien . . . . .	28
3.1.4	Wahl einer geeigneten Methodik . . . . .	30
3.2	Das Modell Enertile . . . . .	32
3.2.1	Grundlegende Elemente und Eigenschaften von Enertile .	33
3.2.2	Modellierung der Wärmeversorgung in Enertile . . . . .	36
3.2.3	Formulierung des linearen Problems . . . . .	39
3.3	Erweiterung des Modells . . . . .	48
3.3.1	Räumliche Ausweitung auf Europa . . . . .	49
3.3.2	Technologische Erweiterung in Wärmenetzen . . . . .	53
3.3.3	Änderungen am linearen Problem . . . . .	71
3.4	Modellierung der Sektorkopplungsoptionen . . . . .	76
3.4.1	Elektrofahrzeuge . . . . .	77
3.4.2	Wärmepumpen in Gebäuden . . . . .	80
3.4.3	Multivalente Fernwärmenetze . . . . .	82
3.5	Berechnung der Marktwerte . . . . .	85
3.6	Kritische Reflexion der Methodik . . . . .	87
<b>4</b>	<b>Definition von Szenarien . . . . .</b>	<b>91</b>
4.1	Design der Szenarien . . . . .	91
4.1.1	Zeithorizont und geografische Abdeckung . . . . .	92
4.1.2	Vorgehensweise bei der Berechnung der Szenarien . . . . .	94
4.1.3	Szenarienübersicht . . . . .	95
4.2	Annahmen und Datengrundlage . . . . .	96
4.2.1	Zentrale Annahmen . . . . .	98
4.2.2	Erneuerbare Energien . . . . .	104
4.2.3	Andere Technologieoptionen und Speicher . . . . .	120
4.3	Kritische Reflexion der Szenarien und Annahmen . . . . .	127
<b>5</b>	<b>Ergebnisse der modellbasierten Szenarioanalyse . . . . .</b>	<b>129</b>
5.1	Analyse des Max Flex Szenarios . . . . .	130
5.1.1	Entwicklungen im Stromsektor . . . . .	130
5.1.2	Entwicklungen in Fernwärmenetzen . . . . .	138
5.1.3	Entwicklungen der Strompreise und Marktwerte von erneuerbaren Energien . . . . .	154

---

5.2	Analyse der Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen . . . . .	159
5.2.1	Änderungen im Stromsektor . . . . .	160
5.2.2	Änderungen in Fernwärmenetzen . . . . .	163
5.2.3	Änderungen der Strompreise und Marktwerte von erneuerbaren Energien . . . . .	165
5.3	Vergleich der Sektorkopplungsoptionen . . . . .	176
5.3.1	Höhe des Strombedarfs der Sektorkopplungsoptionen . . . . .	176
5.3.2	Zeitlicher Verlauf des Strombedarfs der Sektorkopplungsoptionen . . . . .	178
5.4	Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes . . . . .	185
5.4.1	Entwicklungen im Stromsektor . . . . .	186
5.4.2	Entwicklung der Marktwerte von erneuerbaren Energien . . . . .	189
5.5	Zusammenfassung der Szenarioanalyse . . . . .	192
5.5.1	Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze . . . . .	192
5.5.2	Vergleich der Flexibilität durch strombasierte Fernwärmeerzeugung mit dezentralen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen . . . . .	194
5.5.3	Robustheit der Erkenntnisse bei zusätzlicher Flexibilität im Energiesystem . . . . .	196
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen . . . . .</b>	<b>197</b>
6.1	Zusammenfassung . . . . .	197
6.1.1	Motivation und Zielsetzung . . . . .	197
6.1.2	Methodik und Vorgehensweise . . . . .	198
6.1.3	Ergebnisse . . . . .	199
6.2	Schlussfolgerungen . . . . .	201
6.3	Kritische Würdigung . . . . .	203
6.4	Ausblick . . . . .	206
<b>A</b>	<b>Anhang . . . . .</b>	<b>209</b>
A.1	Annahmen . . . . .	209
A.2	Ergebnisse Stromsektor . . . . .	213

A.3 Ergebnisse Fernwärmenetze . . . . .	218
A.4 Ergebnisse Strompreise und Marktwerte . . . . .	221
<b>Abbildungsverzeichnis . . . . .</b>	<b>223</b>
<b>Tabellenverzeichnis . . . . .</b>	<b>229</b>
<b>Eigene Veröffentlichungen . . . . .</b>	<b>231</b>
Journalartikel . . . . .	231
Konferenzbeiträge . . . . .	232
<b>Literaturverzeichnis . . . . .</b>	<b>233</b>

# Abkürzungen und Symbole

## Abkürzungen

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
COP	Leistungszahl ( <i>coefficient of performance</i> )
CSP	konzentrierende Solarenergie ( <i>concentrating solar power</i> )
DKW	Dampfkraftwerk
DS	Bilanzgleichung für Nachfrage und Angebot ( <i>Demand-Supply-Gleichung</i> )
EE	erneuerbare Energien
EF	Elektrofahrzeug
EGEC	europäischer Rat für geothermische Energie ( <i>European Geothermal Energy Council</i> )
ENTSO-E	Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber ( <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> )
EU	Europäische Union ( <i>European Union</i> )
FW	Fernwärme
GIS	geographisches Informationssystem
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
IEA	Internationale Energieagentur ( <i>International Energy Agency</i> )

KW	Kalenderwoche
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	lineare Optimierung ( <i>linear program</i> )
MIP	gemischt ganzzahlige Optimierung ( <i>mixed-integer program</i> )
NECP	nationaler Energie- und Klimaplan ( <i>national energy and climate plan</i> )
NREAP	nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie ( <i>national renewable energy action plan</i> )
O&M	Betriebs- und Wartungskosten ( <i>operation and maintenance</i> )
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtM	Power-to-Move
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RES-H	EU Projekt <i>Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive</i>
SET-Nav	EU Projekt <i>Navigating the Roadmap for Clean, Secure and Efficient Energy Innovation</i>
THG	Treibhausgas
TYNDP	Zehnjahresplan zur Netzentwicklung ( <i>Ten-year network development plan</i> )
UN	Vereinte Nationen ( <i>United Nations</i> )
uNA	unbeschränkter Netzausbau
WEO	Prognose der Energieversorgung der Welt ( <i>World Energy Outlook</i> )
WP	Wärmepumpe



**Indizes**

<i>b</i>	Index des Gebäudes
<i>f</i>	Index des Elektrofahrzeugs
<i>h</i>	Index der Stunde des Jahres
<i>hg</i>	Index des Wärmenetzes
<i>hp</i>	Index der Wärmepumpe im Gebäude
<i>ht</i>	Index der Heiztechnologie des Wärmenetzes
<i>i</i>	Index der Technologie des Stromsektors
<i>r</i>	Index der Modellregion
bb	Index für Biomasse-Heizkessel (neue Heiztechnologie)
bc	Index für Biomasse KWK (neue Heiztechnologie)
chp	Index für Kraft-Wärme-Kopplung (Teil der Heiztechnologien)
DE	Index für die Modellregion Deutschland (Teil der Modellregionen)
eb	Index für Elektro-Heizkessel (Teil der Heiztechnologien)
lhp	Index für Großwärmepumpe (neue Heiztechnologie)

**Indexmengen**

<i>B</i>	Menge der Gebäude
<i>F</i>	Menge der Elektrofahrzeuge
<i>H</i>	Menge Stunden des Jahres
<i>HG</i>	Menge der Wärmenetze
<i>HP</i>	Menge der Wärmepumpen in Gebäuden
<i>HT</i>	Menge der Heiztechnologien des Wärmenetzes (fossile KWK-Anlagen, fossile Heizkessel, Elektro-Heizkessel, Wärmespeicher)
<i>I</i>	Menge der Technologien des Stromsektors (konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Energietechnologien, Stromspeicher, grenzüberschreitende Netzkapazitäten)
<i>R</i>	Menge der Modellregionen

## Parameter

$C_i^{\text{el,fix}}$	spezifische Fixkosten (Summe von annualisierter Investition und fixen Betriebs- und Wartungskosten) der Technologie des Stromsektors $i$ in €/MWh <sub>el</sub>
$C_i^{\text{el,var}}$	spezifische variable Kosten (Summe von Brennstoffkosten inkl. CO <sub>2</sub> -Kosten und variablen Betriebs- und Wartungskosten) zur Produktion einer Einheit Strom der Technologie des Stromsektors $i$ in €/MWh <sub>el</sub>
$C_{ht}^{\text{el,chp,var}}$	spezifische variable Kosten (Summe von Brennstoffkosten inkl. CO <sub>2</sub> -Kosten und variablen Betriebs- und Wartungskosten) zur Produktion einer Einheit Strom von der KWK-Anlage der Heiztechnologie $ht$ in €/MWh <sub>el</sub>
$C_{ht}^{\text{heat,fix}}$	spezifische Fixkosten (Summe von annualisierter Investition und fixen Betriebs- und Wartungskosten) der Heiztechnologie $ht$ in €/MWh <sub>th</sub>
$C_{ht}^{\text{heat,var}}$	spezifische variable Kosten (Summe von Brennstoffkosten inkl. CO <sub>2</sub> -Kosten und variablen Betriebs- und Wartungskosten) zur Produktion einer Einheit Wärme der Heiztechnologie $ht$ in €/MWh <sub>th</sub>
$D_{r,h}^{\text{el}}$	Stromnachfrage in Region $r$ in Stunde $h$ in MWh <sub>el</sub>
$D_{r,f,h}^{\text{el,emob}}$	Stromnachfrage von Fahrzeug $f$ in Region $r$ in Stunde $h$ in MWh <sub>el</sub>
$D_{r,hg,h}^{\text{heat,hg}}$	Wärmenachfrage in Wärmenetz $hg$ in Region $r$ in Stunde $h$ in MWh <sub>th</sub>
$D_{r,b,hp,h}^{\text{heat,hp}}$	Wärmenachfrage in Gebäude $b$ mit Wärmepumpe $hp$ in Region $r$ in Stunde $h$ in MWh <sub>th</sub>
$gen_{r,hg,geo,h}^{\text{heat}}$	vorgegebene Fernwärmeproduktion aus tiefer Geothermie in Region $r$ in Wärmenetz $hg$ in Stunde $h$ in MWh <sub>th</sub>
$gen_{r,hg,sol,h}^{\text{heat}}$	vorgegebene Fernwärmeproduktion aus Solarthermie in Region $r$ in Wärmenetz $hg$ in Stunde $h$ in MWh <sub>th</sub>

**Entscheidungsvariablen**

$X_{r,i}^{\text{el}}$	installierte Leistung der Technologie des Stromsektors $i$ in Region $r$ in $\text{MW}_{\text{el}}$
$x_{r,i,h}^{\text{el}}$	produzierte Strommenge der Technologie des Stromsektors $i$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{el}}$
$x_{r,hg,ht,h}^{\text{el,chp}}$	produzierte Strommenge der KWK-Anlage der Heiztechnologie $ht$ in Wärmenetz $hg$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{el}}$
$x_{r,hg,eb,h}^{\text{el}}$	benötigte Strommenge des Elektro-Heizkessels $eb$ in Wärmenetz $hg$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{el}}$
$x_{r,b,hp,h}^{\text{el}}$	benötigte Strommenge der Wärmepumpe $hp$ in Gebäude $b$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{el}}$
$x_{r,f,h}^{\text{el}}$	benötigte Strommenge des Elektrofahrzeugs $f$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{el}}$
$X_{r,hg,ht}^{\text{heat}}$	installierte Leistung der Heiztechnologie $ht$ in Wärmenetz $hg$ in Region $r$ in $\text{MW}_{\text{th}}$
$x_{r,hg,ht,h}^{\text{heat}}$	produzierte Wärmemenge der Heiztechnologie $ht$ in Wärmenetz $hg$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$
$x_{r,b,hp,h}^{\text{heat}}$	produzierte Wärmemenge der Wärmepumpe $hp$ in Gebäude $b$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$
$x_{r,hg,\text{curtIm},h}^{\text{heat}}$	abgeregelte Wärmemenge in Region $r$ in Wärmenetz $hg$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$
$x_{r,f,h}^{\text{Sel,in}}$	zugeführte Strommenge des Stromspeichers in Elektrofahrzeug $f$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{el}}$ (Einspeicherung)
$x_{r,f,h}^{\text{Sel,out}}$	entnommene Strommenge des Stromspeichers in Elektrofahrzeug $f$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{el}}$ (Ausspeicherung)
$x_{r,hg,h}^{\text{Sheat,in}}$	zugeführte Wärmemenge des Wärmespeichers in Wärmenetz $hg$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$ (Einspeicherung)
$x_{r,hg,h}^{\text{Sheat,out}}$	entnommene Wärmemenge des Wärmespeichers in Wärmenetz $hg$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$ (Ausspeicherung)

$x_{r,b,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{in}}}$	zugeführte Wärmemenge des Wärmespeichers in Gebäude $b$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$ (Einspeicherung)
$x_{r,b,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{out}}}$	entnommene Wärmemenge des Wärmespeichers in Gebäude $b$ in Region $r$ in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$ (Ausspeicherung)





# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund und Motivation

Der Klimawandel erfordert sofortiges Handeln und entschiedene Maßnahmen, um der zunehmenden globalen Erwärmung und ihren zukünftigen Auswirkungen entgegenzusteuern. Vor diesem Hintergrund strebt die Europäische Union (EU) eine Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 an, die gleichbedeutend mit einer bilanziellen Verursachung von netto null Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) ist. Dieses ehrgeizige Ziel bekräftigt das Engagement der EU in der Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs, wie es im Pariser Abkommen von 2015 vorgesehen und 2018 auf der Weltklimakonferenz in Kattowitz beschlossen wurde [12, 13]. In diesem Abkommen hatte die internationale Staatengemeinschaft ihr Engagement für die Eindämmung des anthropogenen Klimawandels bestärkt und eine Begrenzung der globalen Erderwärmung auf möglichst 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau anvisiert [13]. In diesem Zusammenhang hat die Europäische Kommission eine strategische Langzeitvision entwickelt, die mögliche Pfade zu einer wettbewerbsfähigen und klimaneutralen Wirtschaft aufzeigt [14]. Darüber hinaus verankerte die Europäische Kommission das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 rechtlich im Europäischen *Green Deal*, der einen Fahrplan für eine nachhaltige EU-Wirtschaft beinhaltet [15].

Die Verwirklichung dieser Transformation stellt eine dringende Herausforderung dar, die Politikmaßnahmen in allen Sektoren umfasst. Der Großteil der THG-Emissionen ist energiebedingt und fällt bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe

an. Folglich wird in diesem grundlegenden Transformationsprozess der Dekarbonisierung der Energieversorgung eine entscheidende Rolle zugeschrieben. Neben der Steigerung der Energieeffizienz ist die Substitution fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energien (EE) von zentraler Bedeutung für die Reduzierung und Vermeidung von THG-Emissionen. Daher ist der EE-Ausbau im Stromsektor in Verbindung mit einer umfassenden Elektrifizierung des Energiesystems zur Dekarbonisierung anderer Sektoren eine vielversprechende Lösung für eine CO<sub>2</sub>-arme Energiewende. Dies erhöht jedoch den Druck auf den Stromsektor, eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Stromversorgung zu gewährleisten, die kurzfristig CO<sub>2</sub>-arm und langfristig CO<sub>2</sub>-frei ist. Aufgrund des kontinuierlichen Ausbaus von Windenergie und Photovoltaik (PV) ist in der EU der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 16 % im Jahr 2004 auf 37 % in 2020 gestiegen [16]. Dies zeigt, dass die CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromversorgung bereits erheblich zurückgegangen ist.

Unter diesen Bedingungen besteht für die kommenden Jahrzehnte eine zentrale Aufgabe in der Integration steigender Anteile von Wind und PV in den Stromsektor. Um dies zu erreichen ist unter anderem eine größere Flexibilität im Stromsektor erforderlich. Denn mit steigenden Anteilen fluktuierender EE-Erzeugung im Stromsystem geht eine Erhöhung der Preisvolatilität einher, deren Ausgleich ein hohes Maß an Flexibilität auf Angebot- und Nachfrageseite erfordert. Innerhalb des Stromsystems sorgen Möglichkeiten zur zeitlichen Verschiebung durch Speicherung oder zur räumlichen Verschiebung durch Intensivierung des Stromhandels für Flexibilität in der Energieversorgung. Eine weitere Möglichkeit zur Flexibilisierung ist eine engere Verknüpfung des Stromsektors mit anderen Nachfragesektoren, wie beispielsweise der Wärmeversorgung oder dem Transportsektor. Durch Lastverschiebung, Lastabwurf oder allgemein Lastveränderungen sowie den Einsatz von nicht-elektrischen Energiespeichern kann zusätzliche Flexibilität für die Stromversorgung geschaffen werden. Dieses grundlegende Prinzip der Nutzung von erneuerbarem Strom in neuen sektorübergreifenden Anwendungen wird als Sektorkopplung bezeichnet und kann die Integration fluktuierender EE in das Energiesystem unterstützen. Diese Sektorkopplung kann nicht nur zur Dekarbonisierung anderer Sektoren genutzt werden, sondern auch Flexibilität für den



Stromsektor bereitstellen und Preisschwankungen ausgleichen. Hierdurch kann sie einen kosteneffizienten Übergang zu einem THG-neutralen Energiesystem und die Erreichung der Klimaschutzziele unterstützen.

Der Wärmesektor ist ein wichtiger Nachfragesektor, da hierauf rund 50 % des gesamten europäischen Endenergieverbrauchs entfallen [17, 18]. In den meisten Ländern basiert die Wärmeversorgung von Gebäuden nach wie vor überwiegend auf fossilen Energieträgern, während EE derzeit durchschnittlich nur 23 % des Endenergieverbrauchs im Wärmesektor der EU ausmachen [16]. Auch wenn dieser EE-Anteil in den letzten Jahren bereits zugenommen hat, existiert ein großes Steigerungspotenzial auf dem Weg zur vollständigen Dekarbonisierung. Die Sektorkopplung von Strom- und Wärmesektor ist folglich ein vielversprechendes Konzept zur weiteren Reduktion der CO<sub>2</sub>-Intensität der Wärmeversorgung. Basierend auf dem Projekt RES-H, das alternative Dekarbonisierungspfade für die Wärmeversorgung in der EU bis 2050 untersucht (vgl. [19]), wurden in Kranzl et al. [8] unter anderem folgende No-regret Strategien abgeleitet: eine hohe Verbreitung von dezentralen Wärmepumpen und von Fernwärmenetzen in dafür geeigneten Gebieten. Generell erfolgt die Wärmeversorgung häufig durch dezentrale Technologien vor Ort, also in direkter Nähe des Verbrauchsortes. Alternativ können Fernwärmenetze die in großen, zentral installierten Anlagen erzeugte Wärme über Wärmeverteilungsnetze zum Verbraucher befördern. Angesichts der Bestrebungen zur weiteren Dekarbonisierung der Energieversorgung, insbesondere in dicht besiedelten städtischen Gebieten, gewinnen Fernwärmenetze zunehmend an Bedeutung. Wärmenetze bieten viele Vorteile, denn unter anderem ermöglichen sie den Einsatz von erneuerbaren Wärmetechnologien sowie die Nutzung von industrieller Abwärme in großem Maßstab, was dezentrale Lösungen vor allem in städtischen Gebieten nicht leisten können [20, 21]. Insbesondere die Integration neuer Technologien und großer Wärmespeicher in zentrale Wärmenetze ist wesentlich einfacher als eine dementsprechende technologische Anpassung in vielen einzelnen Haushalten [22]. Daher verpflichtet die Europäische Kommission die Mitgliedsstaaten zur Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien und Abwärme in Fernwärmenetzen [23]. Darüber hinaus kann der Einsatz von multivalenter Wärmeerzeugung und Wärmespeicherung in Fernwärmenetzen eine erhebliche

Systemflexibilität in Zeiten hoher EE-Erzeugung im Stromsektor bieten. Unter diesen Gesichtspunkten ist die Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze ein besonders vielversprechendes Konzept im Transformationsprozess zur Klimaneutralität der Energieversorgung in der EU.

## 1.2 Problemstellung

Vor dem Hintergrund des fortschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien Wind und PV im Stromsektor, der wachsenden Elektrifizierung verschiedener Energieverbraucher und der zunehmend erforderlichen Flexibilität in der gesamten Energieversorgung ergibt sich eine steigende Relevanz für die integrierte Betrachtung verschiedener Energiesysteme. Denn eine verstärkte Nutzung von stromseitigen Sektorkopplungsoptionen führt folgerichtig zu einem generellen Anstieg der Stromnachfrage und kann daher nur dann einen Nutzen für den Klimaschutz bringen, wenn zur Deckung des zusätzlichen Strombedarfs vorrangig EE eingesetzt werden. Darüber hinaus hat der steigende Stromverbrauch und die geänderte Struktur der Stromnachfrage Auswirkungen auf die Strominfrastruktur.

Die obigen Ausführungen belegen einerseits die hohe Komplexität der Transformation der europäischen Energieversorgung auf dem Weg zur Klimaneutralität und unterstreichen andererseits die Wichtigkeit, die Auswirkungen von Sektorkopplung und ihren Beitrag zur Dekarbonisierung genauer zu analysieren. Da ein Großteil des Endenergieverbrauchs auf Wärme entfällt, besteht folglich in der Wärmeversorgung ein großes Potenzial für Sektorkopplungsoptionen. Des Weiteren bieten Wärmenetze durch multivalente Wärmeerzeugung und Wärmespeicherung wichtige strategische Flexibilität in der Dekarbonisierung der Energieversorgung. Infolgedessen liegt im Rahmen dieser Dissertation der Fokus auf der Untersuchung der Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze unter Berücksichtigung der zuvor genannten Herausforderungen. Um dies zu untersuchen ist eine ganzheitliche und modellgestützte Abbildung des europäischen Energiesystems erforderlich, die auch explizit die Wechselwirkungen zwischen Wärme- und Stromerzeugung berücksichtigt.

## 1.3 Zielsetzung und Vorgehensweise

Das zentrale Ziel dieser Dissertation ist die Analyse der Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das europäische Stromerzeugungssystem bei ambitionierter Dekarbonisierung unter Berücksichtigung der in den vorigen Abschnitten genannten Herausforderungen. Zur Einordnung der zukünftigen Bedeutung von Wärmenetzen wird die Flexibilität durch strombasierte Fernwärmeerzeugung mit bereits heute weit verbreiteten und stark diskutierten Optionen der stromseitigen Sektorkopplung, wie dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeuge, verglichen. Als Indikator für eine gelungene Integration der erneuerbaren Energien ins Stromsystem dienen dabei die Marktwerte von Wind und PV. Diese Marktwerte bestimmen die Markterlöse von erneuerbaren Energietechnologien auf dem Strommarkt. Dadurch lässt sich der Beitrag zum kosteneffizienten Klimaschutz durch die Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen bewerten und vergleichen.

Hiernach werden im Rahmen dieser Arbeit folgende Forschungsfragen untersucht und beantwortet:

1. *Welche Auswirkungen hat eine effiziente Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das europäische Stromerzeugungssystem und insbesondere auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der ambitionierten Klimaschutzziele der EU?*
2. *Welchen Beitrag zum kosteneffizienten Klimaschutz kann die Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze im Vergleich zu dezentralen Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeugen leisten?*

Zur Beantwortung der aufgeworfenen Forschungsfragen wird eine modellbasierte Szenarioanalyse mit integrierter Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung durchgeführt, um die gegenseitigen Interdependenzen dieser Sektorkopplung zu berücksichtigen. Die Szenarien für die Analyse bilden ein kosteneffizientes und stark dekarbonisiertes europäisches Energiesystem im Jahr 2050 ab. Der geographische Begriff „europäisch“ umfasst in dieser Dissertation die EU mit ihren 27

Mitgliedsstaaten sowie Norwegen, die Schweiz und das Vereinigte Königreich (EU 27+3). Zur Analyse der Auswirkungen verschiedener Optionen der stromseitigen Sektorkopplung auf die Marktwerte von EE wird die Verfügbarkeit eines flexiblen Betriebs der einzelnen Sektorkopplungsoptionen systematisch variiert. Diese Vorgehensweise führt durch die notwendige hohe räumliche und zeitliche Auflösung der Analyse zu einem erheblichen Datenbedarf für die Modellierung des Energiesystems. Neben der inhaltlichen Untersuchung sind demzufolge auch die Zusammenstellung einer geeigneten Datengrundlage, insbesondere für die Wärmenetze, und die methodische Entwicklung eines passenden Modells wichtige Bausteine dieser Arbeit. Die Weiterentwicklung des Optimierungsmodells *Enertile* zur Beantwortung der Forschungsfragen beinhaltet zwei grundsätzliche Teilschritte. Erstens die räumliche Ausweitung der Modellierung der Wärmeversorgung von der Region Deutschland auf alle Modellregionen, in diesem Fall die Länder in Europa. Zweitens die technologische Erweiterung in der Modellierung der Wärmenetze in Bezug auf Großwärmepumpen und die direkten erneuerbaren Wärmequellen tiefe Geothermie, Solarthermie sowie Biomasse als Brennstoff. Der methodische Beitrag dieser Dissertation zum Thema Sektorkopplung soll eine gezielte Analyse relevanter Wechselwirkungen verschiedener Energiesysteme ermöglichen. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse und der inhaltliche Beitrag dieser Dissertation sind an politische Entscheidungsträger gerichtet. Die Ergebnisse sollen zur Entscheidungsunterstützung dienen und aufzeigen, wo die Umsetzung von Sektorkopplung besonders wertvoll sein kann.

Diese Arbeit beginnt in Kapitel 2 mit grundlegenden Begriffen und einer Übersicht über aktuelle Entwicklungen in der Fernwärmeversorgung der EU. Kapitel 3 stellt die angewandte Methodik und Erweiterungen des Modells *Enertile* vor. Kapitel 4 definiert die Szenarien der modellbasierten Szenarioanalyse und alle für die Untersuchung relevanten Annahmen. Die Ergebnisse für ein europäisches Energiesystem mit ambitionierter Dekarbonisierung werden in Kapitel 5 diskutiert. Abschließend erfolgt in Kapitel 6 eine Zusammenfassung der wichtigsten Inhalte und Schlussfolgerungen sowie ein Ausblick für weitere Forschungsarbeiten.

## **2 Grundlegende Begriffe und aktuelle Entwicklungen in der Fernwärmeversorgung der EU**

Im diesem Kapitel werden zunächst in Abschnitt 2.1 grundlegende Begriffe für diese Arbeit definiert. Außerdem erfolgt in Abschnitt 2.2 die Vorstellung der aktuellen Entwicklungen in der Fernwärmeversorgung der EU, die für die Modellierung und Szenarioanalyse mit dem Modell *Enertile* im Rahmen dieser Dissertation relevant sind. Abschnitt 2.3 fasst die für diese Arbeit relevanten Zusammenhänge zusammen und leitet Schlussfolgerungen ab.

### **2.1 Grundlegende Begriffe**

Dieses Unterkapitel beginnt mit der Erläuterung des generellen Verständnisses und der Definition von Sektorkopplung. Im Anschluss daran wird die Rolle von Wärmenetzen als moderne Strom-Wärme-Systeme beschrieben. Abschließend wird der Begriff Marktwert von erneuerbaren Energien eingeführt.

#### **2.1.1 Definition des Begriffs Sektorkopplung**

In aktuellen Diskussionen in der Energie- und Klimapolitik ist der Begriff Sektorkopplung sehr präsent. Die Definition oder Interpretation dieses Begriffes ist dabei jedoch sehr vielseitig und reicht von der ausschließlichen Betrachtung der

Nutzung überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien bis hin zu einer ganzheitlichen Betrachtung integrierter Energiesysteme [24]. Eine Möglichkeit zur Klassifizierung dieser Definitionen ist die Differenzierung mittels verschiedener Perspektiven, wie z. B. die technologische Perspektive, die System- und Infrastruktursperspektive, die Sektorsperspektive oder weitere mögliche Perspektiven [25, 26]. In dieser Dissertation wird der Begriff Sektorkopplung aus Sicht der technologischen Perspektive betrachtet, in der die genutzten Technologien zur Sektorkopplung im Vordergrund stehen. Hierdurch kann der Begriff Sektorkopplung wie folgt definiert werden:

*Sektorkopplung bezeichnet die Nutzung von Strom, der hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basiert, in neuen sektorübergreifenden Anwendungen. Dies geschieht entweder direkt oder durch Umwandlung in andere Energieformen und wird universal unter der Bezeichnung Power-to-X (PtX) zusammengefasst.*

Erzeugungssektor	Neue Stromverbraucher nach Energieumwandlung			
	1. Umwandlung	2. Umwandlung	Nutzung	
Stromsektor Erneuerbarer Strom	Power-to-Heat	Wärmepumpe Heizstab	Raumwärme Warmwasser Prozesswärme	
	Power-to-Move	Elektrolyt	Mechanische Arbeit (Elektromobilität)	
	Power-to-Gas	Gasförmige Energieträger	Verbrennung	Nicht energetisch Raumwärme Warmwasser Prozesswärme Mechanische Arbeit Strom
	Power-to-Liquid	Flüssige Energieträger	Verbrennung	Nicht energetisch Raumwärme Warmwasser Prozesswärme Mechanische Arbeit Strom
	Direkt			

**Abbildung 2.1:** Überblick der stromseitigen Sektorkopplungsoptionen entsprechend ihrer Umwandlungsschritte aus technologischer Perspektive (nach [25, 26])

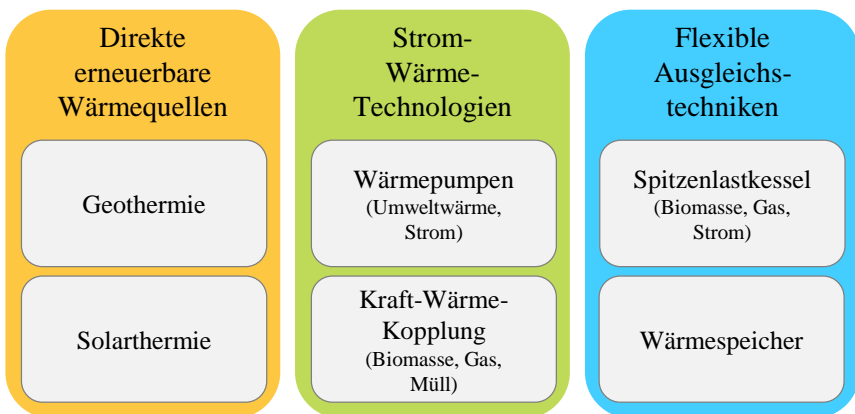
Abbildung 2.1 gibt einen Überblick über stromseitige Sektorkopplungsoptionen aus der technologischen Perspektive und zeigt die Umwandelungsschritte zur Nutzung von Strom in anderen Nachfragesektoren. Die direkte Nutzung von Strom in klassischen Stromverbrauchern im Wärme- und Verkehrssektor, wie z. B. Nachtspeicherheizungen oder elektrische Straßenbahnen, zählt hierbei nicht als neue Anwendung und folglich nicht zur Sektorkopplung. Ansonsten wird zwischen der direkten Nutzung von Strom in Power-to-Heat (PtH) oder Power-to-Move (PtM) sowie der Umwandlung von Strom in synthetische Energieträger in Power-to-Gas (PtG) oder Power-to-Liquid (PtL) unterschieden.

Das übergeordnete Ziel der Sektorkopplung ist die Dekarbonisierung des Energiesystems durch Substitution fossiler Energieträger zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele [25, 26]. Unter Dekarbonisierung wird in diesem Sinne die Distanzierung von der Nutzung kohlenstoffhaltiger Energieträger in der Energiewirtschaft verstanden. Auch wenn nach heutigem Kenntnisstand eine vollständige Dekarbonisierung des gesamten Wirtschaftssystems unmöglich ist, da Kohlenstoff für die Umwandlung in synthetische Brenn- und Kraftstoffe durch PtX-Anwendungen und für Rohstoffe der chemischen Industrie benötigt wird. Ein weiteres Ziel der Sektorkopplung ist die Bereitstellung von Flexibilität zum Ausgleich und zur besseren Systemintegration der fluktuierenden erneuerbaren Energien [27]. Zusätzlich kann Sektorkopplung zu Effizienzsteigerungen beitragen, wenn die eingesetzten Technologien mit wenig erneuerbarem Strom möglichst viel fossile Brennstoffe substituieren [28, 29].

## **2.1.2 Wärmenetze als moderne Strom-Wärme-Systeme**

Im Gegensatz zur dezentralen Wärmeversorgung vor Ort, befördern Wärmenetze die in großen, zentral installierten Anlagen erzeugte Wärme zum Gebäude. Wärmenetze können beim Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung der Energieversorgung leisten und außerdem zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung beitragen. Doch damit Wärmenetze diese Aufgaben tatsächlich erfüllen können,

sollten sie modernisiert und als multivalente Strom-Wärme-Systeme betrieben werden. In Deutschland wird beispielsweise durch die Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben *Wärmenetzsysteme 4.0* des BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, inzwischen Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz BMWK) die Planung und der Bau innovativer, multivalenter Wärmenetzsysteme gefördert [30]. Der deutsche Begriff *Wärmenetze 4.0* steht somit stellvertretend für moderne Wärmenetze, die sich durch sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien, gegebenenfalls eingekoppelte Abwärme und die Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen für den Strommarkt auszeichnen.



**Abbildung 2.2:** Modernes wärmenetzbasiertes Strom-Wärme-System (in Anlehnung an [31])

Abbildung 2.2 zeigt schematisch ein modernes wärmenetzbasiertes Strom-Wärme-System basierend auf drei Säulen. Die erste Säule beinhaltet direkte erneuerbare Wärmequellen wie Solar- und Geothermie. Diese können maßgeblich die Dekarbonisierung von Wärmenetzen vorantreiben, indem sie fossile Wärmeerzeugungstechnologien ersetzen. Die zweite Säule betrifft Strom-Wärme-Technologien, die den Strom- und Wärmesektor miteinander verbinden. Dazu zählen elektrische Wärmepumpen, die hocheffizient mithilfe von Strom und einer Umweltwärmequelle Wärme bereitstellen. Eine weitere wichtige Verbindung der beiden Sektoren besteht durch die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme



in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). KWK-Anlagen nutzen die im Brennstoff enthaltene Energie aufgrund ihres hohen Gesamtwirkungsgrades effizient aus. Während heute die meisten KWK-Anlagen Kohle oder Erdgas nutzen, muss beim Ziel der THG-Neutralität langfristig eine Umstellung auf Biomasse oder synthetische Brennstoffe, z. B. Wasserstoff, erfolgen. Die dritte Säule bezieht sich auf flexible Ausgleichstechniken, um auf kurzfristige Änderungen von Angebot und Nachfrage zu reagieren. Dazu können Wärmespeicher und Spitzenlastkessel in Wärmenetze integriert werden. Für die Heizkessel gilt analog zu KWK-Anlagen, dass diese langfristig mit erneuerbaren Brennstoffen oder Strom betrieben werden sollten. Elektro-Heizkessel können daher ebenso als Strom-Wärme-Technologie in die zweite Säule eingeordnet werden.

### 2.1.3 Marktwert von erneuerbaren Energien

Derzeit wird die Integration von EE in das Stromsystem häufig durch Förderregelungen unterstützt, um hierdurch einen raschen Ausbau der Erzeugungsleistung für Investoren attraktiver zu gestalten. Für die Bewertung des möglichen, zukünftigen Förderungsbedarfs sind Informationen über die potenzielle Entwicklung und die Marktfähigkeit der EE von wesentlicher Bedeutung zur Unterstützung politischer Entscheidungsträger. Im Allgemeinen hängt die langfristige Wettbewerbsfähigkeit von EE nicht nur von der künftigen Entwicklung ihrer spezifischen Stromerzeugungskosten ab, sondern vor allem von ihrem Erlöspotenzial auf dem Strommarkt. Als Indikator für die Erlöse von erneuerbaren Energietechnologien auf dem Strommarkt werden üblicherweise Marktwerte herangezogen. Der Marktwert, oder auch der absolute Marktwert, wird als der durchschnittliche Erlös pro Energieeinheit definiert. Dieser wird aus der jeweiligen stündlichen Einspeisung einer EE-Technologie multipliziert mit dem stündlichen Strompreis am Strommarkt ermittelt und ins Verhältnis zur gesamten Einspeisung im Betrachtungszeitraum, z. B. ein Monat, gesetzt. Der Marktwert wird in der Regel in €/MWh<sub>el</sub> angegeben und lässt sich mathematisch wie folgt für einen Monat formulieren:

$$MW = \frac{\sum_{h=1}^n p_h \cdot f_h}{f_m} \quad (2.1)$$

mit

$MW$  Marktwert in €/MWh<sub>el</sub>

$h$  Stunde

$n$  Anzahl der Stunden im betrachteten Monat

$m$  Monat

$p_h$  Strompreis am Strommarkt in Stunde  $h$  in €/MWh<sub>el</sub>

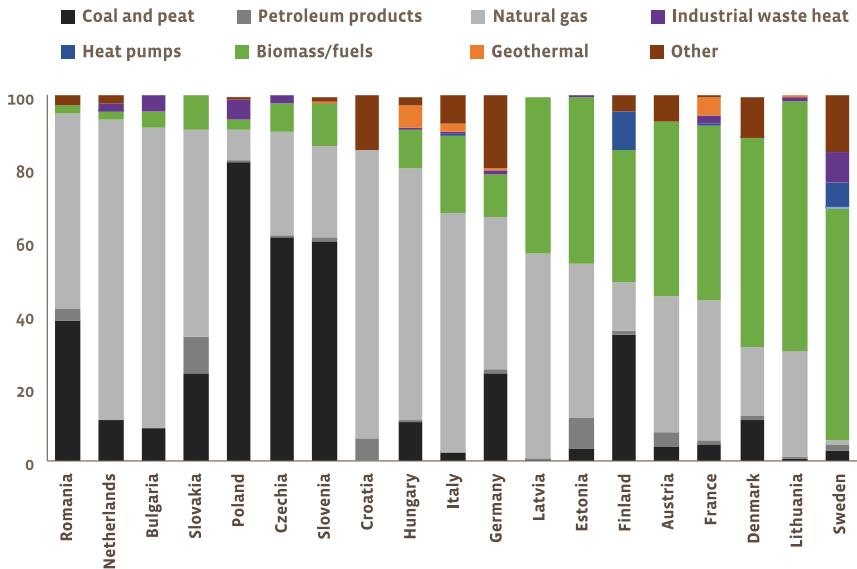
$f$  erzeugte bzw. eingespeiste Strommenge der EE-Technologie in MWh<sub>el</sub>

Die wichtigsten EE-Technologien Wind und PV haben Grenzkosten von nahezu Null. Aufgrund dieser niedrigen Grenzkosten bewirkt ihre Einspeisung sinkende Börsenpreise auf den Strommärkten. Dieser Zusammenhang ist als Merit-Order-Effekt bekannt und wurde eingehend untersucht [32–42]. Im Gegensatz zu konventioneller Stromerzeugung oder regelbarer EE, wie z. B. Biomasse, können Wind und PV aufgrund ihrer wetterabhängigen Erzeugung und begrenzten Steuerbarkeit der Einspeisung nur bedingt auf hohe oder niedrige Marktpreise reagieren. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass sich die Marktwerte von Wind und PV unterschiedlich zum allgemeinen Marktpreisniveau entwickeln. Darüber hinaus sinken die Marktwerte mit steigendem Marktanteil [42–44]. Daher kann eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien im Stromsystem zur Erreichung der Klimaschutzziele deren eigene Rentabilität untergraben. Ob und wie gut die Integration der EE ins Stromsystem gelungen ist, kann sich folglich durch Analyse der Marktwerte von Wind und PV zeigen.

## 2.2 Aktuelle Entwicklungen in der Fernwärmeversorgung der EU

Wie in Kapitel 1 hergeleitet, sollte die Wärmeversorgung der EU für die Erreichung des Ziels der Klimaneutralität in Zukunft, neben der Steigerung der Energieeffizienz, vorwiegend auf erneuerbare Wärme und Strom umgestellt werden.

Die aktuelle Situation bezüglich des Endenergieverbrauchs von Wärme in den einzelnen EU-Ländern ist sehr unterschiedlich, wodurch die EE-Anteile am Wärmeverbrauch deutlich zwischen 6 bis 66 % variieren [16]. Des Weiteren stützt sich die Fernwärmeerzeugung in den meisten EU-Ländern ebenfalls nach wie vor sehr stark auf die fossilen Brennstoffe Kohle, Heizöl oder Erdgas (vgl. Abbildung 2.3). Biomasse ist aktuell der wichtigste erneuerbare Energieträger im Fernwärmemix. Geothermische Fernwärme erreicht nur in wenigen Ländern einen nennenswerten Anteil, hierunter Ungarn und Frankreich. Abwärme aus industriellen Prozessen wird ebenso nur in einzelnen Ländern wie Schweden und Polen genutzt. Ähnliches gilt auch für Großwärmepumpen, die bisher fast ausschließlich in Finnland und Norwegen eingesetzt werden. Solarthermie wird in dieser Darstellung unter der Kategorie *Sonstige* erfasst, was die bisher geringe Verbreitung widerspiegelt.



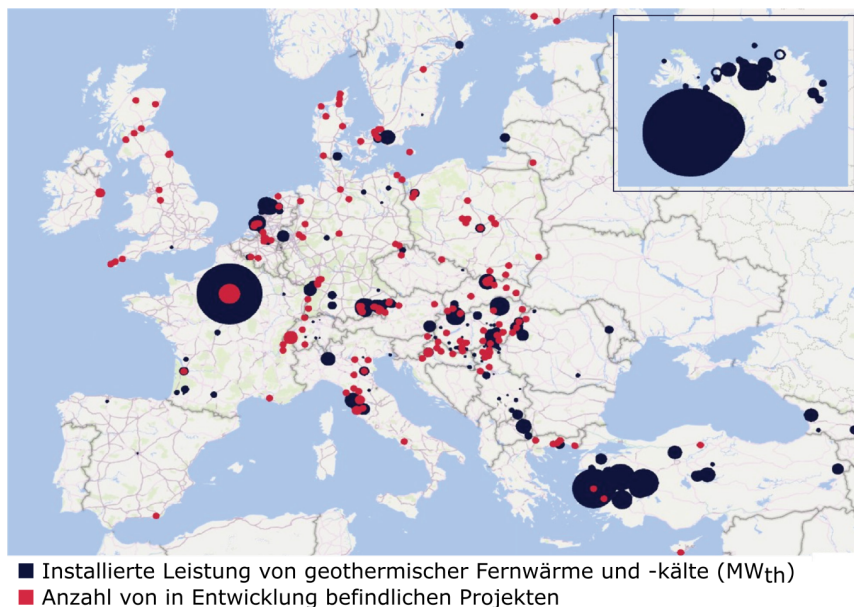
**Abbildung 2.3:** Versorgungsmix für Fernwärme in Ländern der EU im Jahr 2019, in denen mindestens 3 % des Wärme- und Warmwasserbedarfs im Jahr 2019 über Fernwärme bereitgestellt wurde [18]

In den folgenden Abschnitten werden die aktuellen Entwicklungen in der EU bezüglich geothermischer und solarthermischer Fernwärme sowie der zentralen Wärmeerzeugung aus Biomasse detailliert aufgezeigt. Hieraus können Abschätzungen zur zukünftigen Entwicklung dieser Technologien für die Modellierung und anschließende Szenarioanalyse mit *Enertile* in den nachfolgenden Kapiteln abgeleitet werden.

## 2.2.1 Geothermische Fernwärme

Die meisten EU-Länder sind darin bestrebt, die Nutzung der erneuerbaren Ressource Geothermie im Zuge der Dekarbonisierung von Strom- und Wärmeversorgung erheblich auszuweiten. Allerdings blieb der Einsatz von Geothermie in den letzten zehn Jahren weit hinter dem Potenzial in der EU und den Zielen der nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien der EU-Mitgliedstaaten (*National Renewable Energy Action Plan NREAP*) zurück [45]. Es leben etwa 25 % der EU-Bevölkerung in Regionen mit heißen sedimentären Grundwasserleitern oder anderen potenziellen Reservoirs, die sich zur Ausbeutung geothermischer Fernwärme (oder auch -kälte) eignen [46]. Folglich könnte die Geothermie in der EU angesichts des geothermischen Potenzials einen weitaus größeren Beitrag zur Dekarbonisierung des Fernwärmesektors leisten. Daher wird zukünftig eine erhebliche Ausweitung der geothermischen Nutzung im Fernwärmesektor erwartet [47].

Abbildung 2.4 zeigt eine Karte der Nutzung von geothermischer Fernwärme und -kälte in Europa. Diese stammt aus dem Marktbericht für 2020 des europäischen Rats für geothermische Energie (*European Geothermal Energy Council EGEC*) [47]. Hierauf ist eine Vielzahl an in Entwicklung befindlichen Projekten und somit das Bestreben, die Nutzung von Geothermie auszuweiten, zu erkennen. Die großen Märkte zur geothermischen Nutzung im Fernwärmesektor der EU befinden sich zurzeit in Frankreich (vor allem in Paris), Deutschland (hauptsächlich Bayern) und Ungarn.



**Abbildung 2.4:** Karte der geothermischen Fernwärme und -kälte in Europa im Jahr 2020 (nach [47]; Legende übersetzt)

Die statistischen Ämter erheben die installierte Wärmeleistung von geothermischen Anlagen bisher noch nicht genau, da für geothermische Wärme neben der Fernwärmeerzeugung noch eine Vielzahl anderer Anwendungszwecke, wie beispielsweise die Beheizung von Schwimmbädern oder Anwendungen in der Landwirtschaft und Fischzucht, existieren [45]. Offizielle Daten von Eurostat umfassen jedoch den Wärmeverbrauch aus geothermischer Energie in den Ländern der EU und davon den Teilbereich von über Netze verteilte geothermische Wärme. Diese weisen für 2018 eine Erzeugung von rund 3,2 TWh geothermischer Fernwärme in insgesamt zehn Ländern der EU aus [45]. Abbildung 2.5 zeigt die Aufschlüsselung der Erzeugungsmengen pro Land aus dem Jahr 2018. Analog zur oben gezeigten Karte sind Frankreich, Ungarn und Deutschland mengenmäßig führend in der Nutzung geothermischer Fernwärme.

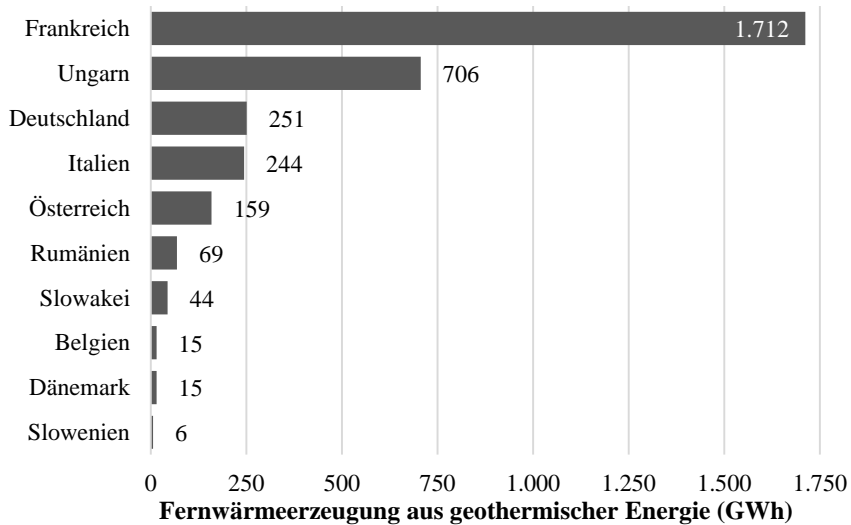
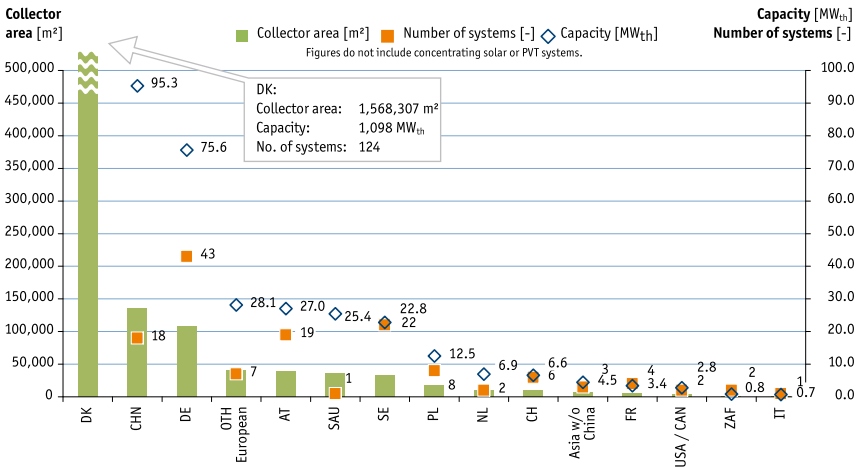


Abbildung 2.5: Fernwärmeerzeugung aus geothermischer Energie pro Land im Jahr 2018 [45]

## 2.2.2 Solarthermische Fernwärme

Im Bereich solarer Fernwärme hatte Dänemark aufgrund günstiger energiepolitischer Bedingungen und eines marktbeherrschenden Unternehmens mehr als ein Jahrzehnt lang eine führende Rolle inne [48]. Inzwischen zeigt eine Reihe anderer Länder ein wachsendes Interesse an dieser Anlagenart, da sie eine hervorragende Möglichkeit zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in einzelnen Stadtvierteln oder ganzen Städten bietet. Weltweit waren bis Ende 2020 insgesamt 262 Großanlagen für solare Fernwärme mit einer installierten Leistung von 1.410 MW<sub>th</sub> und einer Kollektorfläche von 2,01 Mio. m<sup>2</sup> in Betrieb [48]. Zu den hier aufgeführten Großanlagen zählen Anlagen mit einer Leistung von über 350 kW<sub>th</sub> und einer Kollektorfläche größer als 500 m<sup>2</sup>. Wie in Abbildung 2.6 zu sehen, dominiert Dänemark dieses Marktsegment mit insgesamt 124 solaren Fernwärmeanlagen, einer thermischen Gesamtleistung von 1.098 MW<sub>th</sub> und knapp 1,6 Mio. m<sup>2</sup> Kollektorfläche noch immer. Abgesehen von Dänemark hat

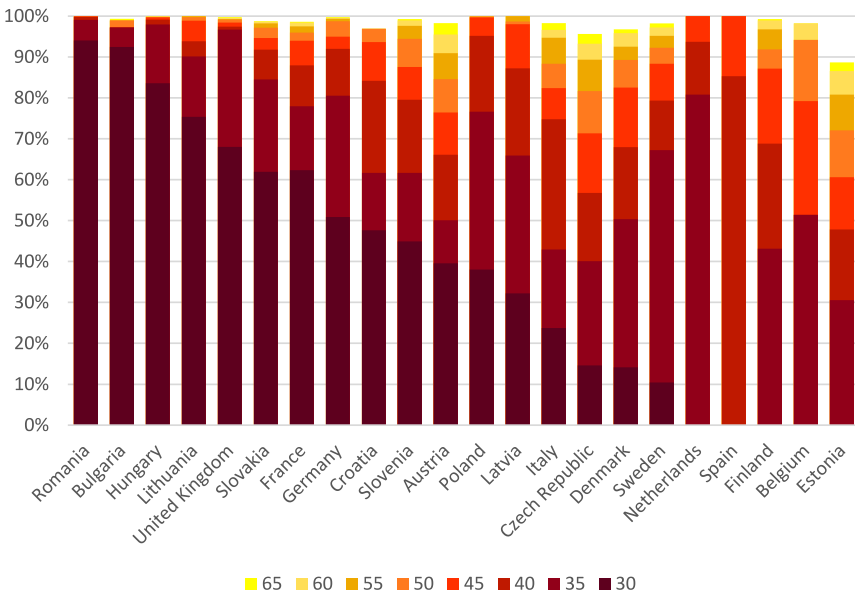
in Europa allen voran Deutschland eine Vorreiterrolle mit insgesamt 43 Anlagen, über 100.000 m<sup>2</sup> an Kollektorflächen und 75,6 MW<sub>th</sub> thermischer Leistung übernommen. Die größte Anlage in Europa wurde 2020 in der deutschen Stadt Ludwigsburg mit einer Kollektorfläche von 14.800 m<sup>2</sup> und einem 2.000 m<sup>3</sup> großen Wärmespeicher in Betrieb genommen [48, 49]. Des Weiteren sind Österreich mit 19 Anlagen, Schweden mit 22 Anlagen und Polen mit 8 Anlagen zu nennen.



**Abbildung 2.6:** Installierte Leistung, Kollektorfläche und Anzahl der Großanlagen für solare Fernwärme im Jahr 2020 weltweit [48]

Eine Studie zu Trends und Möglichkeiten von solarer Fernwärme in Europa untersuchte aufbauend auf einer Analyse dänischer Anlagen die Übertragbarkeit auf eine breite Auswahl von Fernwärmenetzen in ganz Europa [50]. Für die rund 2.500 untersuchten Fernwärmenetze war es möglich, geeignete Flächen für die Solarkollektoren in der Nähe zum bestehenden Fernwärmenetz zu identifizieren. Die zur Erreichung eines solaren Anteils von ca. 20% benötigte Fläche konnte beinahe vollständig in der Nähe der Städte, beziehungsweise in angemessener Entfernung (bis zu 200 m), gefunden werden. Außerdem zeigt deren Analyse zu Möglichkeiten von wirtschaftlich umsetzbaren Systemen, dass die Entwicklung von solarer Fernwärme in großem Maßstab in den meisten europäischen Ländern sowohl

technisch als auch wirtschaftlich machbar ist. Ausgehend von einem solaren Anteil von 20 % des jährlichen Wärmebedarfs in den untersuchten Fernwärmenetzen wurden in der Analyse ca. 20 GWh potenzielle jährliche Solarwärme ermittelt, von denen schätzungsweise über 70 % mit weniger als 35 €/MWh erzeugt werden können. Abbildung 2.7 zeigt den Anteil des ermittelten Solarwärmepotenzials unterhalb bestimmter Solarwärmepreisgrenzen in €/MWh bei einem solaren Anteil von 20 % des jährlichen Fernwärmebedarfs und maximal 200 m Übertragungsleitungslänge. Laut der Studie existieren in quasi allen untersuchten europäischen Ländern einerseits genügend verfügbare und geeignete Flächen für die Installation großer Solarkollektorfelder und andererseits ein großes Solarwärmepotenzial zur wirtschaftlich rentablen Nutzung solarer Fernwärme.

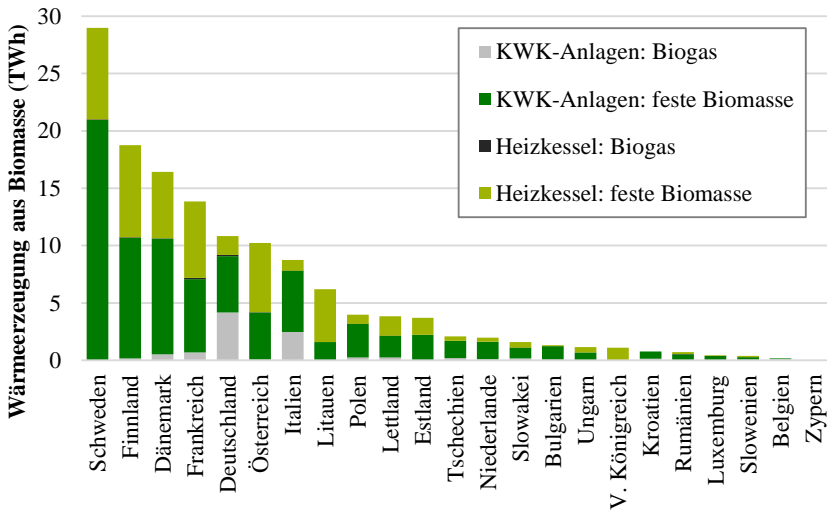


**Abbildung 2.7:** Solarwärmepotenzial in Abhängigkeit des Solarwärmepreises in €/MWh (Farblegende) bei einem solaren Anteil von 20 % des jährlichen Fernwärmebedarfs und maximal 200 m Übertragungsleitungslänge [50]



### 2.2.3 Wärmeezeugung aus Biomasse

Die Wärmeezeugung aus Biomasse kann mit gasförmiger oder fester Biomasse in KWK-Anlagen oder in Heizkesseln stattfinden. Abbildung 2.8 zeigt die Wärmeezeugung in Ländern der EU (inkl. UK) im Jahr 2018 für diese vier Kategorien. Insgesamt wurden rund 137 TWh Fernwärme aus Biomasse erzeugt. Dabei wird vorwiegend feste Biomasse verwendet, denn die größten Anteile entfielen mit 78 TWh auf die Verfeuerung von fester Biomasse in KWK-Anlagen sowie 49 TWh auf die Verbrennung fester Biomasse in Heizkesseln. Des Weiteren wurden 10 TWh mit Biogas in KWK-Anlagen sowie 0,4 TWh mit Biogas in Heizkesseln erzeugt. Vor allem in den skandinavischen Ländern Schweden, Finnland und Dänemark sowie in Frankreich, Deutschland und Österreich ist Biomasse ein wichtiger Brennstoff in der Fernwärmeezeugung. In vielen übrigen Ländern liegen die Erzeugungsmengen unter 5 TWh und sind vergleichsweise niedrig bis verschwindend gering, jedoch können die Anteile am Versorgungsmix durchaus relevant sein (vgl. Abbildung 2.3).



**Abbildung 2.8:** Wärmeezeugung aus Biogas und fester Biomasse in KWK-Anlagen und Heizkesseln in den Ländern im Jahr 2018 [45]

## 2.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Dekarbonisierung der Energieversorgung mithilfe der Substitution fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energien ist eine Schlüsselaufgabe für die kommenden Jahrzehnte, um die ehrgeizigen Klimaschutzziele der EU zu erreichen. Vor diesem Hintergrund sind Informationen über die mögliche Entwicklung und Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien im Stromsektor für die Bewertung des möglichen, künftigen Förderbedarfs von wesentlicher Bedeutung. Steigende Anteile der fluktuierenden EE-Erzeugung im Stromsystem senken jedoch die durchschnittlichen Marktpreise auf dem Strommarkt (Merit-Order-Effekt) und unterminieren dadurch deren eigene Rentabilität (vgl. Abschnitt 2.1.3). Zusätzlich steigern hohe EE-Anteile die Volatilität der Strompreise und um solche Preisschwankungen auszugleichen, ist ein erhebliches Maß an Flexibilität auf Angebots- und Nachfrageseite im Stromsektor erforderlich. Neben klassischen Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Stromspeicherung, kann zusätzliche Flexibilität auf dem Strommarkt durch eine engere Kopplung zwischen dem Stromsektor und anderen Nachfragesektoren mithilfe neuer sektorübergreifenden Anwendungen erreicht werden (vgl. Abschnitt 2.1.1). Diese Sektorkopplung könnte somit beitragen, die Marktwerte von EE unabhängig von ihrem Marktanteil näher am generellen Marktpreisniveau zu halten. Hierdurch können sie auch bei hohen EE-Anteilen durch eigene Refinanzierung wettbewerbsfähig sein und ihr Förderbedarf kann reduziert werden. Eine effiziente Sektorkopplung kann folglich beim Erreichen ihrer Ziele der Dekarbonisierung und der Bereitstellung von Flexibilität zu einem kosteneffizienten Übergang in ein THG-neutrales Energiesystem beitragen. Um die Auswirkungen der Flexibilität von Sektorkopplungsoptionen auf das Stromerzeugungssystem zu untersuchen, werden in dieser Dissertation die Marktwerte von EE als Indikator verwendet.

Wie bereits in Abschnitt 1 hergeleitet, ist die Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze ein besonders vielversprechendes Konzept im Transformationsprozess der Energiewirtschaft der EU hinsichtlich Klimaneutralität.

Die Integration neuer Technologien und die Flexibilität durch multivalente Wärmebereitstellung kann in großen Wärmenetzen verhältnismäßig einfach umgesetzt werden, da eine äquivalente technologische Anpassung und Kombination mehrerer Technologien in einer Vielzahl einzelner Gebäude deutlich aufwändiger wäre [22]. Folglich kann aus Systemperspektive die zentrale Wärmeversorgung im Vergleich zur dezentralen vorteilhaft sein. Vor diesem Hintergrund können heutige Wärmenetze zukünftig auf moderne wärmenetzbasierte Strom-Wärme-Systeme umgestellt werden, die durch ihre multivalente Erzeugungsstruktur zur Flexibilisierung und Dekarbonisierung der Energieversorgung beitragen können (vgl. Abschnitt 2.1.2). Zur genauen Analyse der Sektorkopplung von Strom und Wärme in Wärmenetzen sollte ebenfalls die Konkurrenzsituation mit anderen Technologien in der Fernwärmeerzeugung und insbesondere mit direkten erneuerbaren Wärmequellen berücksichtigt werden. Im Rahmen dieser Dissertation wird das Modell *Enertile* genutzt und zur Untersuchung der Forschungsfragen weiterentwickelt. In den modellierten Wärmenetzen stehen bisher fossile KWK-Anlagen, fossile Heizkessel, Elektro-Heizkessel und Wärmespeicher als Technologieoptionen zur zentralen Wärmeversorgung zur Verfügung. In Bezug auf die Modellierung der Wärmenetze in dieser Arbeit ergibt sich aus den aktuellen Entwicklungen in der Fernwärmeversorgung der Bedarf für die Ergänzung neuer und bisher nicht verfügbarer Technologieoptionen in der Optimierung (vgl. Abschnitt 2.2). Hierzu zählen Großwärmepumpen, Geothermie, Solarthermie und der Brennstoff Biomasse für den Einsatz in KWK-Anlagen und Heizkesseln. Insbesondere Großwärmepumpen stellen eine vielversprechende Sektorkopplungsoption mit einer großen Relevanz für die zukünftige Fernwärmeversorgung dar [19, 51].

Nach der Definition von Sektorkopplung in Abschnitt 2.1.1 wird die Sektorkopplung durch strombasierte Fernwärmeerzeugung der Kategorie der direkten Nutzung von Strom zugeordnet. Weitere Technologieoptionen, die in diese Kategorie fallen und bereits heute im Markt weit verbreitet sind, betreffen neue Anwendungen im Wärme- und Verkehrssektor (PtH bzw. PtM). So zählen dezentrale Wärmepumpen in einzelnen Gebäuden zu bedeutsamen Sektorkopplungsoptionen, deren Verbreitung in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat. Des

Weiteren gewinnen Elektrofahrzeuge zunehmend an Bedeutung im Verkehrssektor. Daher werden zum Vergleich der effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze die beiden Sektorkopplungsoptionen dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeuge herangezogen. Hingegen wird die indirekte Nutzung von Strom durch die Umwandlung in gasförmige oder flüssige Energieträger (PtG und PtL) aus mehreren Gründen nicht in dieser Dissertation berücksichtigt. Zwar können diese Technologieoptionen in Zukunft eine größere Rolle spielen, sind jedoch heutzutage im Markt noch nicht stark vertreten, sodass eine großflächige Anwendung und Durchsetzung am Markt bisher nicht garantiert ist. Zudem fällt vor der Endnutzung dieser synthetischen Energieträger in anderen Nachfragesektoren ein zweiter Umwandelungsschritt, nämlich die Verbrennung des synthetischen Energieträgers, an. Hierdurch sind der Strombedarf der Sektorkopplungsoption und Endnutzung des umgewandelten Energieträgers zeitlich voneinander entkoppelt, was die Bewertung und einen Vergleich mit den anderen direkten stromseitigen Sektorkopplungsoptionen erheblich erschwert.

## 3 Methodik

Ziel dieses Kapitels ist die Vorstellung der Methodik zur Beantwortung der zuvor aufgeworfenen Forschungsfragen. Zuerst befasst sich Abschnitt 3.1 mit dem Stand der Forschung und den Anforderungen an das Modell zur Analyse der Sektorkopplung von Strom und Wärme. Im Anschluss daran gibt Abschnitt 3.2 einen Einblick in das Energiesystemmodell *EnerTile*, die bisherige Modellierung des Wärmesektors und die Formulierung des linearen Problems. Abschnitt 3.3 zeigt die im Rahmen dieser Dissertation durchgeführten Modellerweiterungen. Die konkrete Modellierung der stromseitigen Sektorkopplungsoptionen im Rahmen der Szenarioanalyse wird in Abschnitt 3.4 erläutert. Des Weiteren beschreibt Abschnitt 3.5 den Ansatz zur Berechnung der Marktwerte von erneuerbaren Energien. Das Kapitel schließt in Abschnitt 3.6 mit einer kritischen Reflexion der angewandten Methodik.

### 3.1 Stand der Forschung und Anforderungen an das Modell

Dieser Abschnitt beschreibt den Stand der Forschung und Anforderungen an das Modell zur Untersuchung der Forschungsfragen dieser Dissertation. Dazu werden zunächst verschiedene generelle Modellansätze der Energiesystemanalyse mit ihren Vor- und Nachteilen vorgestellt (Abschnitt 3.1.1). Anschließend wird die Wichtigkeit einer integrierten Optimierung von Strom- und Wärmeversorgung zur Analyse der Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze erläutert (Abschnitt 3.1.2). Des Weiteren werden die bisher veröffentlichten wissenschaftlichen Erkenntnisse zur Analyse

von Marktwerten erneuerbarer Energien in Europa diskutiert (Abschnitt 3.1.3). Letztlich werden die Anforderungen an das Modell für die Beantwortung der zuvor gestellten Forschungsfragen aufgestellt und damit die Wahl von *Enertile* als geeigneter Ausgangspunkt zur Szenarioanalyse in dieser Dissertation legitimiert (Abschnitt 3.1.4).

### 3.1.1 Klassifikation von Modellansätzen

Modelle für Energiesysteme werden üblicherweise in die Kategorien Top-Down-Modelle und Bottom-Up-Modelle unterteilt [52]. Für die Eignung eines Modells für eine bestimmte Anwendung sind sowohl die Perspektive als auch die konkrete zu untersuchende Fragestellung von zentraler Bedeutung. Beim Top-Down-Ansatz wird eine makroökonomische Perspektive eingenommen und die Volkswirtschaft als Ganzes modelliert. Entsprechende Modelle besitzen einen hohen Aggregationsgrad für die technischen Prozesse und einzelne Technologien werden meist nicht differenziert betrachtet [52]. Mit diesem Ansatz können die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Sektoren und der gesamten Volkswirtschaft, wie das Wachstum von Energiepreisen und der Nachfrage, untersucht werden [53]. Beim Bottom-Up-Ansatz ist die mikroökonomische Perspektive im Fokus und die kleinsten wirtschaftlichen Akteure werden in der Modellierung mit detaillierter Charakteristik berücksichtigt. Hierbei werden die technischen und ökonomischen Eigenschaften der Systemkomponenten abgebildet [54]. Des Weiteren kann mit diesem Ansatz eine detaillierte Analyse eines Systems durch Veränderungen der exogen vorgegebenen Rahmenbedingungen durchgeführt werden [52].

Zu den Top-Down-Modellen zählen Input-Output-Modelle, Allgemeine Gleichgewichtsmodelle und Makroökonomische Modelle. Input-Output-Modelle beruhen auf Input-Output-Tabellen, die in der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung verwendet werden. Hierdurch kann die Auswirkung eines Impulses auf das System analysiert werden. Im Energiebereich kann dies beispielsweise die Auswirkung einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf die Volkswirtschaft sein [52]. Allgemeine Gleichgewichtsmodelle streben einen Gleichgewichtszustand zwischen Angebot und Nachfrage

für einzelne Teilmärkte der Volkswirtschaft an. Diese Gleichgewichtsmodelle erklären die Wechselwirkungen zwischen Angebot, Nachfrage und Preisen bei perfektem Wettbewerb in einer gesamten Volkswirtschaft [53]. Makroökonomische Modelle sind monetäre Modelle, in denen temporäre Ungleichgewichte in Teilmärkten prinzipiell gestattet sind. Sie werden vorwiegend für die kurzfristige Prognose der volkswirtschaftlichen Entwicklung angewendet und die empirische Validierung durch statistische Indikatoren steht im Vordergrund [52, 55].

Bottom-Up-Modelle lassen sich in Optimierungsmodelle und Simulationsmodelle unterteilen. Zu letzteren gehören spieltheoretische Ansätzen, bei denen Nash-Gleichgewichte für ein geschlossenes Gleichungssystem von Angebotskurven gesucht werden. Hiermit wird die Interaktion von Marktakteuren modelliert und es können Marktdesign und insbesondere Aspekte von Marktmacht untersucht werden [55, 56]. System Dynamics Modelle simulieren die Abhängigkeiten einzelner Systemkomponenten untereinander innerhalb eines realen Systems. Die Wirkzusammenhänge und Rückwirkungen der Komponenten werden mithilfe von Differentialgleichungen unter Berücksichtigung eines Zeitfaktors abgebildet [52]. Dieser Ansatz wurde im Rahmen der bekannten Studie „The Limits to Growth“ von Meadows et al. [57] zur Modellierung der Weltwirtschaft eingesetzt. Bei der agentenbasierten Modellierung werden die einzelnen Marktakteure durch Agenten repräsentiert. Das Verhalten der Agenten wird dabei mithilfe von Entscheidungsregeln und Lernalgorithmen abgebildet und jeder Agent handelt nach einer für ihn hinterlegten Zielfunktion [55, 58].

Optimierungsmodelle sind durch die Zielfunktion, üblicherweise eine Kostenminimierung oder Gewinnmaximierung, sowie eine optimale Lösung des Modells gekennzeichnet. Der zulässige Lösungsraum wird dabei durch Nebenbedingungen, wie technische Einschränkungen, begrenzt. Ziel der Optimierungsmodelle ist die Ermittlung eines optimalen Versorgungssystems unter Berücksichtigung der gegebenen Rahmenbedingungen. Makroökonomische Parameter werden hierbei lediglich als Inputparameter berücksichtigt, sind jedoch nicht Teil der aktiven Modellierung. In diesen Modellen werden die Technologien mit detaillierten techno-ökonomischen Charakteristika abgebildet. In langfristigen Analysen kann simultan die Investitions- und Produktionsplanung berücksichtigt und optimiert

werden [52]. Diese Modelle können zur Analyse des kompletten Energiesystems oder zur isolierten Untersuchung des Stromsektors verwendet werden [54]. Im Unterschied zu Simulationsmodellen wird bei Optimierungsmodellen ein vollkommener Wettbewerb vorausgesetzt [56]. Eine Schwäche von Optimierungsmodellen ist ihre Neigung, die Kosten von Systemwechseln zu unterschätzen [55]. Weiterhin können bereits kleine Änderungen der Inputparameter zu erheblichen Ergebnisveränderungen führen, was auch als Penny-Switching-Effekt bezeichnet wird [58, 59]. Die größten Stärken von Optimierungsmodellen sind der sehr hohe technische Detailgrad sowie die hohe Transparenz der Modellergebnisse [55, 58]. Außerdem lassen sich die Modelle in ihrer Struktur flexibel zur Beantwortung verschiedener Fragestellungen einsetzen [52].

### **3.1.2 Sektorkopplung von Strom und Wärme**

Um die Auswirkungen der Sektorkopplung von Strom und Wärme zu analysieren, wurden zahlreiche bestehende Strommarktmodelle erweitert oder neue Modelle entwickelt. Die meisten dieser Analysen basieren entweder auf Simulationen, der Minimierung von Betriebskosten in stündlicher Auflösung oder der gleichzeitigen Minimierung der Investitionen. Für Europa wurden bereits einige Analysen zu diesem Thema durchgeführt, von denen sich die meisten auf Dänemark, andere nordische Länder oder Deutschland konzentrieren [60–69]. Diese Analysen befassen sich vorwiegend mit der Kosteneffizienz, der Systemintegration erneuerbarer Energien und der Dekarbonisierung des Energiesystems. In den meisten Arbeiten wurde festgestellt, dass Power-to-Heat-Technologien in Privathaushalten das Potenzial haben, zur Systemintegration variabler erneuerbarer Energien beizutragen. Diese Integration wird durch eine bessere Ausnutzung bestehender Anlagen und den Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Kapazitäten erreicht. Dies gilt insbesondere, wenn Fernwärmesysteme genutzt werden, aber auch durch die systemdienliche Nutzung dezentraler Wärmepumpen [61, 62, 70, 71]. Mathiesen und Lund [72] sowie Ostergaard [73, 74] kommen sogar zu dem Schluss, dass zentral betriebene Wärmepumpen die mit Abstand am besten geeignete Technologie sind, um bis 2030 nicht-erneuerbare Primärenergieträger einzusparen. Andere vergleichende



Analysen zur Sektorkopplung kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass die Kopplung des Strom- und Wärmesektors die kosteneffizienteste Option ist [72, 75]. Bei den meisten Analysen handelt es sich um langfristige Szenariostudien, die die Jahre 2030 oder 2050 berücksichtigen, wodurch die Analyse der Auswirkungen steigender Anteile erneuerbarer Energien im Energiesystem ermöglicht wird. Daher gehen viele Studien von einem hohen EE-Anteil der Stromerzeugung von 40 bis 60 % aus, während einige wenige das Stromsystem mit Anteilen von bis zu 100 % untersuchen [66, 73, 76–78]. Einige Arbeiten berücksichtigen neben Strom- und Wärmesektor auch andere Sektoren und modellieren den Mobilitätsbedarf [53, 72–75] oder den Kältebedarf [73, 77].

Im Allgemeinen existieren drei verschiedene Ansätze von Energiesystemmodellen, um die Vorteile und Herausforderungen der Sektorkopplung von Strom und Wärme in Wärmenetzen zu analysieren. Zum einen gibt es Wärmenetzmodelle, die sich auf meist einzelne Wärmenetze beschränken und in denen der Einsatz von strombasierter Wärmeerzeugung untersucht wird. Dazu wird häufig ein bestimmter fester Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung definiert. In diesem Modellansatz ist die Anbindung der Wärmenetzmodellierung an das Stromsystem oft schwach ausgeprägt. Zum anderen gibt es Stromsystemmodelle, die die vordefinierte Stromnachfrage der Sektorkopplungstechnologien, z. B. von Wärmepumpen oder Elektroheizkesseln, als temporär flexible Lastprofile berücksichtigen. In diesem Modellansatz ist der Wettbewerb mit anderen Fernwärmeerzeugungstechnologien meist nicht Bestandteil der Modellierung. Insbesondere Wärmenetze mit multivalenten Erzeugungsoptionen werden in diesem Fall nicht adäquat abgebildet. Schließlich werden im dritten Ansatz von Energiesystemmodellen sowohl der Strom- als auch der Wärmesektor zumindest teilweise modelliert und hierdurch die damit verbundenen Interdependenzen zwischen Wärme- und Stromerzeugung explizit berücksichtigt. Diese Modelle sind hierdurch oft deutlich komplexer, was die Auswertung der Ergebnisse teilweise erschweren kann.

Der Einfluss einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf die Integration von erneuerbarem Strom kann daher generell mit jedem dieser drei Ansätze untersucht werden. Dabei wird z. B. der Einfluss auf den Einsatz von strombasierter Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen unter der

Annahme eines bestimmten EE-Anteils an der Stromerzeugung analysiert. Alternativ wird der Einfluss auf die erneuerbare Stromerzeugung unter der Annahme eines hohen Anteils von strombasierter Wärmeerzeugung analysiert. Die getroffene Annahme eines hohen Anteils von erneuerbarer Stromerzeugung oder strombasierter Wärmeerzeugung ist jedoch aus Gesamtsystemperspektive möglicherweise nicht die kosteneffizienteste Lösung. Iterative Ansätze der beiden genannten Verfahren könnten die Qualität der Lösung verbessern. Dennoch führt die Analyse beider Parameter in ausreichendem Detaillierungsgrad in einem einzigen Schritt direkt zu einer kosteneffizienten Lösung für das Gesamtenergiesystem. Da sich also der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Einsatz von strombasierter Wärmeerzeugung gegenseitig beeinflussen, ist es zwingend notwendig, bei der Analyse der Sektorkopplung von Strom und Wärme in Wärmenetzen auch deren Abhängigkeiten voneinander zu modellieren.

### **3.1.3 Analyse von Marktwerten erneuerbarer Energien**

Es existiert eine Vielzahl an Studien, die den Einfluss verschiedenster Faktoren auf die Marktwerte erneuerbarer Energien untersuchen (zur Definition von Marktwert vgl. Abschnitt 2.1.3). Während sich einige Studien auf die Auswirkungen des Marktdesigns und der Förderregelungen konzentrieren [79–85], untersuchen andere den Einfluss des Portfolios, der Must-Run-Anforderungen und Hochfahrzeiten konventioneller Kraftwerke [43, 81, 82, 85]. Deren Ergebnisse zeigen, dass eine Kapazitätserhöhung von Speichern und Interkonnektoren positiven Einfluss auf Preise und Marktwerte hat [43, 81, 82, 86–94]. Darüber hinaus haben die CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise einen großen Einfluss und bei hohen Werten eine positive Auswirkung auf die Entwicklung der Marktwerte [34, 43, 44, 81, 86, 89, 95]. Einige Studien ermitteln ein optimiertes Portfolio von erneuerbaren Energien durch Diversifizierung des Technologiemixes, um die Einspeisung von variablen erneuerbaren Stromerzeugern zu glätten [37, 43, 89, 91, 96–99]. Außerdem können unterschiedliche technische Konstruktionsmerkmale, wie die Nabenhöhe von Windturbinen oder die Ausrichtung von Solarmodulen, die Markterlöse beeinflussen [85, 89, 99–104]. Auch die geografische Verteilung und die gegenseitigen

Abhängigkeiten von Standorten und ihre Auswirkungen auf die Marktwerte wurden bereits untersucht [90, 91, 95, 97, 101, 105–108].

Mehrere Studien kommen zu dem Ergebnis, dass ein steigender Anteil an variabler erneuerbarer Erzeugung zu einer höheren Strompreisvolatilität führt [80, 109–111]. Um diesen Preisschwankungen entgegenzuwirken und Abweichungen auszugleichen, muss der Strommarkt schnell auf Veränderungen bei Stromnachfrage und -angebot reagieren. Dies erfordert ein hohes Maß an Flexibilität bei der Integration der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung [44, 84, 96, 112–115]. Einige Analysen kommen zu dem Schluss, dass nachfrageseitige Flexibilität in Zukunft eine positive Entwicklung der Marktwerte unterstützt [80, 81, 90]. Andere schlussfolgern, dass die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen, insbesondere von Wärmenetzen und Elektromobilität, für die Entwicklung von Marktwerten bei höheren Marktanteilen relevant ist [44, 116]. Kirkerud et al. [117] stellen fest, dass die Verknüpfung des Stromsektors mit dem Wärmesektor über Sektorkopplung den Marktwert erneuerbarer Energien im nordeuropäischen Stromsystem erhöhen kann. Diesen Analysen zufolge können zusätzliche Flexibilität auf dem Strommarkt und eine stärkere Kopplung zwischen dem Stromsektor und anderen Nachfragesektoren dazu beitragen, die Marktwerte von erneuerbaren Energien auch bei steigenden Marktanteilen stabil zu halten. Ein umfassender Vergleich der Auswirkungen von zusätzlicher Flexibilität durch Sektorkopplung im Stromsektor auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien im europäischen Energiesystem erfolgte bislang noch nicht und ist daher zentraler Fokus dieser Dissertation. Die im Rahmen dieser Dissertation entstandene Veröffentlichungen Bernath et al. [9] und Bernath et al. [1] befassen sich ebenfalls mit dieser Thematik und liefern erste Erkenntnisse dazu. Die in dieser Dissertation durchgeführte Analyse vertieft diese Erkenntnisse und berücksichtigt zusätzlich die Konkurrenzsituation von strombasierter Fernwärmeerzeugung mit direkten erneuerbaren Wärmequellen in Fernwärmenetzen wie Geothermie, Solarthermie und dem Brennstoff Biomasse.

### 3.1.4 Wahl einer geeigneten Methodik

Im Bereich der Energiesystemanalyse existiert eine große Vielzahl an Modellen, die zur Beantwortung diverser Fragestellungen herangezogen werden können. Diese Modellierungsinstrumente unterscheiden sich hinsichtlich des Modellierungsansatzes und der Methodik, der zeitlichen Auflösung und des Zeithorizonts, der geographischen Abdeckung, der technologischen und wirtschaftlichen Merkmale und der Zielsetzung der Anwendung (vgl. z. B. [118–121]). Nachfolgend werden die Anforderungen an das Modell für die Beantwortung der zuvor gestellten Forschungsfragen definiert und begründet, warum das Modell *Enertile*, abgesehen vom gegebenen Zugang zum Quellcode und der Modellinfrastruktur, als Ausgangspunkt für diese Dissertation bestens geeignet ist.

Ziel dieser Dissertation ist es, die Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien in einem europäischen Energiesystem mit ambitionierter Dekarbonisierung zu untersuchen und die Flexibilität durch strombasierte Fernwärmeerzeugung mit anderen Optionen der stromseitigen Sektorkopplung wie dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeuge zu vergleichen. Hierfür ist die Berücksichtigung der gegenseitigen Interdependenzen zwischen Strom- und Wärmeerzeugung in einem integrierten Modellierungsansatz besonders relevant (vgl. Abschnitt 3.1.2). Um die Auswirkungen der Sektorkopplung von Strom und Wärme in Wärmenetzen auf das Stromerzeugungssystem zu analysieren, wird eine detaillierte Abbildung des Stromsektors benötigt, in der sowohl der Kraftwerksausbau als auch der Kraftwerkseinsatz berücksichtigt werden. Ein in Zukunft von erneuerbaren Energien geprägter Stromsektor erfordert eine hohe zeitliche Auflösung zur Abbildung der stark fluktuierenden Erzeugung dieser Technologien. Zudem sollten die Potenziale und Erzeugungsprofile dieser erneuerbaren Energien im Modell möglichst detailliert abgebildet werden. Um die Auswirkungen auf das europäische Stromerzeugungssystem zu untersuchen und dabei Aussagen für einzelne Länder treffen zu können, sollte das Modell den europäischen Raum möglichst länderspezifisch abbilden. Des Weiteren sollte der Modellansatz eine systematische, modellgestützte Analyse verschiedener Sektorkopplungsoptionen

für den Stromsektor, neben den in dieser Dissertation betrachteten Wärmenetzen, zum Vergleich der bereitgestellten Flexibilität ermöglichen. Diese Anforderungen führen durch die notwendige hohe räumliche und zeitliche Auflösung zu einem erheblichen Datenvolumen. Die Sicherstellung einer praktikablen Modelllaufzeit stellt daher eine weitere Herausforderung dar.

Für die zuvor genannten Anforderungen ist das Energiesystemmodell *Enertile* ein geeigneter Ausgangspunkt. *Enertile* bietet die gleichzeitige Optimierung von Ausbau und Einsatz aller relevanten Systemkomponenten des Stromsektors in Europa und erste Erweiterungen zur Betrachtung von stromseitiger Sektorkopplung in der Beispielregion Deutschland in einem einzigen Kostenminimierungsproblem. Bezüglich der erneuerbaren Energien liefert das Modell ein detailliertes Bild der standortspezifischen Potenziale von Solar- und Windenergie auf der Basis eines geographischen Informationssystems (GIS) in hoher räumlicher Auflösung. Die Erzeugungsprofile dieser erneuerbaren Energien basieren auf detaillierten regionalen Wetterdaten und ihr Leistungsausbau wird modellendogen optimiert. Der verwendete integrierte Kostenoptimierungsansatz, der sowohl Flexibilitätsoptionen durch Sektorkopplung als auch eine detaillierte zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien beinhaltet, ist gut geeignet, um die Auswirkungen der Sektorkopplung auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien aufzuzeigen. Aufgrund der hohen technologischen und stündlichen Auflösung kann *Enertile* nicht nur bestehende Erkenntnisse bestätigen, sondern auch neue Einblicke in das Zusammenspiel von Stromerzeugung und Wärmenetzen sowie den Zusammenhang zwischen wetterabhängiger erneuerbarer Stromerzeugung und dem entsprechenden Flexibilitätsbedarf im Energiesystem liefern. Hierdurch können die inhaltlichen Beiträge und Erkenntnisse aus dieser Dissertation zur Unterstützung politischer Entscheidungsträger dienen.

Das Modell *Enertile* ermöglicht bisher noch nicht die Betrachtung der Sektorkopplung von Strom und Wärme für ganz Europa. Die Wärmenetze und die nachfrageseitige Flexibilität von Wärmepumpen in Gebäuden wurden bisher lediglich für die Beispielregion Deutschland umgesetzt [54]. Zudem werden wichtige Technologien in Wärmenetzen wie Großwärmepumpen und direkte erneuerbare Wärmequellen, die insbesondere für Szenarien mit ambitionierter Dekarbonisierung

relevant sind, bisher nicht berücksichtigt. Folglich wird im Rahmen dieser Dissertation das Optimierungsmodell *Enertile* hinsichtlich dieser Einschränkungen erweitert, um die zentralen Forschungsfragen beantworten zu können. Zuvor gibt Abschnitt 3.2 einen Einblick in das Modell und die bisherige Modellierung des Wärmesektors.

## 3.2 Das Modell *Enertile*

*Enertile* ist ein detailliertes lineares Optimierungsmodell (LP) zur Analyse von Energieversorgungssystemen, das die Kosten der Erzeugung, Übertragung und Speicherung verschiedener Energieträger für Entwicklungspfade bis zum Jahr 2050 minimiert. Der Fokus des Modells liegt auf dem Stromsektor, wobei auch die Kopplung mit anderen Sektoren und Energieträgern teilweise abgebildet wird. Das Modell optimiert gleichzeitig den Leistungsausbau und den stündlichen Einsatz aller Systemkomponenten auf Basis der exogen vorgegebenen Nachfragen nach Strom, Wärme und Wasserstoff. Zu den modellierten Systemkomponenten zählen konventionelle Kraftwerke, KWK-Anlagen, erneuerbare Energien, zentrale Heiztechnologien in Wärmenetzen, grenzüberschreitende Stromübertragungskapazitäten und Speichertechnologien. Des Weiteren wird die nachfrageseitige Flexibilität der Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen und dezentralen Wärmepumpen in Gebäuden in stündlicher Auflösung berücksichtigt. Das Modell *Enertile* bildet ebenso die Erzeugung, Übertragung und Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern ab. Allerdings wird dieses Modul in dieser Arbeit nicht eingesetzt (vgl. Abschnitt 2.3).

Im Folgenden werden die wichtigsten Eigenschaften des Modells beschrieben (Abschnitt 3.2.1), die Modellierung der Wärmeversorgung vorgestellt (Abschnitt 3.2.2) und die Formulierung des linearen Problems gezeigt (Abschnitt 3.2.3). Der Fokus liegt dabei auf den für diese Dissertation relevanten Eigenschaften und Gleichungen. Weitere Details zum ursprünglichen Optimierungsmodell für den Stromsektor finden sich in der Dissertation von Benjamin Pfluger [58].

Zudem beschreibt die Dissertation von Gerda Deac die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmemarkt in Deutschland, auf der diese Dissertation und durchgeführte Modellerweiterungen zum Teil aufbauen [54]. Detaillierte Informationen bezüglich der Versorgung Deutschlands und Europas mit Wasserstoff und Erkenntnisse aus mit *Enertile* durchgeführten Analysen finden sich in Lux et al. [2] oder in weiteren Veröffentlichungen dieses Autors [122–124].

### 3.2.1 Grundlegende Elemente und Eigenschaften von *Enertile*

Das Modell *Enertile* basiert auf einem linearen Optimierungsproblem, das sich aus einer Zielfunktion und einer Vielzahl von Nebenbedingungen zusammensetzt. Zu den wichtigsten Eigenschaften für die Modellierung des Energiesystems zählen die realitätsnahe Abbildung der erneuerbaren Stromerzeugungspotenziale durch eine hohe zeitliche und räumliche Auflösung und die Abbildung des Stromübertragungsnetzes. Diese grundlegenden Elemente und Eigenschaften werden im Folgenden erläutert.

Die **Zielfunktion** des Optimierungsproblems minimiert alle Kosten, die durch die modellierten Technologien und Systemkomponenten verursacht werden. Die Entscheidungsvariablen des linearen Problems sind auf der einen Seite die installierten Leistungen der verschiedenen Systemkomponenten und auf der anderen Seite deren stündlicher Einsatz. Die anfallenden Kosten beinhalten folglich sowohl fixe Kosten für den Leistungsausbau als auch variable Kosten für deren stündlichen Betrieb. Die Kosten für den Kapazitätsausbau und den stündlichen Einsatz werden gleichzeitig in einem integrierten Optimierungsproblem minimiert. Die mathematische Formulierung der Zielfunktion wird in Abschnitt 3.2.3.1 angegeben.

Die zentralen **Nebenbedingungen** stellen sicher, dass die Nachfragen nach Strom, Wärme und Wasserstoff in jeder Region und Stunde gedeckt werden. Diese sogenannten Demand-Supply-Gleichungen (kurz DS-Gleichungen) werden in Abschnitt 3.2.3.2 für die verschiedenen Energieträger detailliert beschrieben. Sie

berücksichtigen sowohl die inflexible Nachfrage, die exogen vorgegeben wird, als auch die flexible Nachfrage, die modellendogen abgeleitet wird. Dabei werden die Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Variablen für Energieerzeugung und -verbrauch von Sektorkopplungsoptionen in der flexiblen Nachfrage berücksichtigt. Beispielsweise benötigen elektrische Wärmepumpen eine bestimmte Strommenge, um eine Mengeneinheit Wärme zu erzeugen. Die Variable für die Wärmeerzeugung der Wärmepumpe in der DS-Gleichung für Wärmepumpen und die Variable für den Strombedarf der Wärmepumpe in der DS-Gleichung für Strom sind über die Effizienz der Wärmepumpe direkt miteinander verknüpft. Daher schreibt ein weiterer Satz von Nebenbedingungen vor, dass die von einer Technologie benötigte Energie direkt mit der erzeugten Energiemenge und dem Wirkungsgrad des Umwandlungsprozesses dieser Technologie verbunden ist. Weitere Nebenbedingungen stellen sicher, dass die stündliche Leistung einer Erzeugungseinheit ihre Kapazität nicht übersteigt, dass die Stromübertragungen zwischen Regionen die maximale Kapazität der jeweiligen Netzverbindung nicht überschreitet und dass Speicher nur innerhalb der Grenzen ihrer technischen Spezifikationen arbeiten.

Das Modell *Enertile* hat eine hohe **zeitliche Auflösung** von 8.760 Stunden in jedem analysierten Stützjahr. Dies ist insbesondere für Energiesysteme mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Erzeugung von großer Bedeutung. Mit dieser stündlichen Auflösung werden zum einen extreme Wetterereignisse wie lange Flaute, windschwache Perioden oder Zeiten niedriger solarer Einstrahlung berücksichtigt und zum anderen kurzfristige wetterbedingte Schwankungen in der Stromerzeugung oder dem Wärmebedarf abgebildet. Hierdurch können mögliche kritische Wettersituationen identifiziert und ihre Auswirkungen auf die Energieversorgung untersucht werden (vgl. Franke et al. [10] und Franke et al. [125]). *Enertile* ist in der Lage, Entwicklungspfade für mehrere Stützjahre in 5- oder 10-Jahresschritten zu projizieren, die in einem einzigen Modelllauf mit perfekter Voraussicht optimiert werden.

Die **geografische Abdeckung** von *Enertile* umfasst derzeit die Länder in Europa, Nordafrika und im Nahen Osten. Ebenso wurden bereits detaillierte Rechnungen für China durchgeführt (vgl. Franke et al. [3] und Franke et al. [126]). Typischerweise repräsentiert jedes Land eine Modellregion in der Optimierung. Eine



Aufteilung oder Aggregation von Ländern ist aber ebenfalls möglich und kann je nach Fokus der Analyse gewählt werden. Dabei ist zu beachten, dass mit zunehmender Anzahl der Modellregionen die Rechenzeiten zur Problemlösung aufgrund der wachsenden Modellkomplexität überproportional ansteigen oder sogar zur Unlösbarkeit des linearen Problems führen können.

Das **Stromnetz** wird in *Enertile* für die Übertragung von Strom zwischen verschiedenen Modellregionen mit Hilfe von Nettoübertragungskapazitäten modelliert. Lokale Netzrestriktionen innerhalb von Regionen werden somit nicht berücksichtigt, da ein unbegrenzter Stromaustausch innerhalb einer Region angenommen wird. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamte Stromerzeugung und der gesamte Stromverbrauch für eine Modellregion an einem virtuellen Punkt stattfinden. Dies wird auch als Ein-Knoten-Modellansatz bezeichnet. Das interregionale Übertragungsnetz bietet Flexibilität für den Stromsektor durch die Möglichkeit des interregionalen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage, was besonders bei hohen EE-Anteilen wertvoll ist. Die Übertragungskapazitäten einer Leitung begrenzen den möglichen Stromaustausch zwischen zwei Modellregionen für beide Übertragungsrichtungen. Die Entscheidung über den Ausbau initial vorhandener Übertragungskapazitäten ist Teil des Optimierungsproblems unter Berücksichtigung der erforderlichen spezifischen Investitionen. Diese Netzausbaukosten hängen von den Kosten für verschiedene Technologien, insbesondere Kabel und Freileitungen, und der linearen Entfernung zwischen den Zentren der Modellregionen ab. Darüber hinaus werden durchschnittliche Netzverluste und Standardübertragungskosten für den Stromtransport berücksichtigt.

Eine deutlich detailliertere räumliche Auflösung wird verwendet, um das **Stromerzeugungspotenzial von Wind und Solar** in einem der Optimierung vorgelagerten GIS Modell zu berechnen. Dabei werden fünf verschiedene Technologien unterschieden: PV Freifläche, PV Aufdach, konzentrierende Solarenergie (*concentrating solar power* CSP), Wind onshore und Wind offshore. Die Berechnung erfolgt auf einem gleichwinkligen Modellgitter, wobei die Größe der einzelnen Kacheln weltweit je nach Breitengrad zwischen 10 und 100 km<sup>2</sup> variiert. Auf ganz Europa

entfallen etwa 240.000 Kacheln. Für jede einzelne Kachel wird das Stromerzeugungspotenzial für die fünf Technologien in mehreren Schritten ermittelt. Zunächst wird die verfügbare Fläche in jeder Kachel unter Berücksichtigung der dortigen Landnutzung und des Geländes identifiziert. Außerdem werden stündliche Wetterzeitreihen von Temperatur, Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit aus mehreren Wetterjahren dem Modellgitter zugewiesen. Anschließend werden für jede Kachel und Technologie die dort mögliche installierbare Leistung, die langfristige Erzeugungsmenge und die spezifischen Erzeugungskosten berechnet. Aufgrund der hohen Anzahl an Variablen kann nicht jede einzelne Kachel in die Optimierung einbezogen werden. Aus diesem Grund werden die technologiespezifischen Erzeugungspotenziale für Kacheln mit vergleichbaren Erzeugungskosten innerhalb einer Region in Form von Kosten-Potenzial-Kurven aggregiert, wodurch sie dann in die Optimierung einfließen können. Eine ausführliche Beschreibung dieser Berechnung ist beispielsweise im Projektbericht von SET-Nav [51] oder in Franke et al. [126] zu finden. Die Leistung und Stromerzeugung aus anderen EE wie Biomasse, Wasserkraft und Geothermie sind größtenteils auf Basis von exogenen Annahmen und Stundenprofilen vorgegeben.

### **3.2.2 Modellierung der Wärmeversorgung in *Enertile***

Die Modellierung der Wärmeversorgung in *Enertile* umfasst zwei Teilbereiche des Wärmesektors: dezentrale Wärmepumpensysteme in Gebäuden und Wärmenetze mit multivalenter Wärmeerzeugung. Es wird folglich nicht der gesamte Wärmemarkt im Gebäudebereich abgebildet, sondern lediglich die relevanten Teilbereiche, die in engem Bezug zum Stromsektor stehen und durch Sektorkopplung mit dem Stromsystem verbunden sind. Die Investitionsentscheidungen über Sanierungen und Heizungswechsel in Gebäuden können nicht im Rahmen der Systemoptimierung in *Enertile* abgebildet werden. Dementsprechend wird die Konkurrenzsituation zwischen dezentraler Wärmeversorgung und zentralen Wärmenetzen nicht innerhalb von *Enertile* abgebildet. Da dies jedoch für konsistente Szenariorechnungen essentiell ist, wird hierfür auf Ergebnisse von detaillierten Nachfragemodellen zurückgegriffen, welche länderspezifische Gebäudebestände,

durchgeführte Sanierungsmaßnahmen und unterschiedliche Optionen für die zu installierenden Heiztechnologien berücksichtigen. Innerhalb dieser Modelle findet daher eine fundierte Bewertung und Auswahl einer geeigneten Wärmebereitstellungsoption statt. In diesen Modellen werden ebenso anfallende Kosten für die Netzinfrastruktur von Wärmenetzen, den Netzausbau und die Netzverdichtung oder den Netzanschluss an Gebäude bewertet. Letztlich dienen die Energiebedarfe für Wärmepumpen und Wärmenetze ebenso wie die Stromnachfrage aus Nachfragemodellen als zentrale Eingangsparameter für die Optimierung mit *Enertile*. Zusätzliche Details zur Kopplung von *Enertile* mit Gebäudewärmemodellen finden sich beispielsweise in Berichten zu den Projekten SET-Nav oder RES-H [19, 51, 127]. Nachfolgend werden die grundlegenden Eigenschaften der Modellierung der Wärmeversorgung in *Enertile* beschrieben.

### **3.2.2.1 Modellierung von dezentralen Wärmepumpen in Gebäuden**

Ein in *Enertile* modelliertes dezentrales Wärmepumpensystem besteht aus den folgenden drei Komponenten: einem Gebäude mit einem definierten Wärmebedarf, einer elektrischen Wärmepumpe und einem Wärmespeicher. Der jährliche Wärmebedarf des Gebäudes wird vom Gebäudetyp, dem Dämmzustand und der Architektur des Gebäudes bestimmt. Dabei ist der stündliche Wärmebedarf abhängig von der Außentemperatur, den spezifischen Transmissions- und Lüftungsverlusten sowie den internen und solaren Wärmegewinnen. Die Effizienz der elektrischen Wärmepumpe wiederum hängt von der Temperatur der Wärmequelle und der Vorlauftemperatur des Heizkreises ab. Der modellierte Wärmespeicher in *Enertile* setzt sich indirekt aus der Speicherkapazität des Gebäudes selbst und der eines üblichen, ins Heizsystem integrierten Warmwasserspeichers mit bestimmten Wärmeverlusten zusammen. Er ist in der Lage, zwei Volllaststunden des maximalen Wärmebedarfs abzudecken. Hierdurch lässt sich der Betrieb der Wärmepumpe von dem Zeitpunkt des Wärmebedarfs entkoppeln und in gewissen Grenzen zu Zeitpunkten verschieben, in denen es für das Stromsystem geschickt ist. Dadurch können sowohl Preisvorteile als auch Effizienzvorteile für den Stromverbrauch der Wärmepumpe genutzt werden.

Die nachfrageseitige Flexibilität der Stromnachfrage von dezentralen Wärmepumpen in Gebäuden wird in stündlicher Auflösung im Modell *Enertile* berücksichtigt. Der Leistungsausbau von Wärmepumpen ist dabei jedoch nicht Teil der integrierten Optimierung, sondern wird indirekt über die Wärmebedarfe als Eingangsparameter vorgegeben. Der jährliche Wärmebedarf von Gebäuden mit elektrischen Wärmepumpen in einem Land entstammt aus detaillierten Modellen für die Gebäudewärme. Innerhalb von *Enertile* werden dann in erster Linie stündliche Temperaturdaten für die einzelnen Länder herangezogen, um den stündlichen Wärmebedarf aus den als Eingangsparametern verwendeten Jahreswerten abzuleiten. Weitere Details zur Modellierung von Wärmepumpen in dieser Dissertation finden sich in Abschnitt 3.4.2.

### **3.2.2.2 Modellierung von multivalenten Wärmenetzen**

In *Enertile* wird außerdem die Wärmeversorgung in großen Wärmenetzen modelliert. Der jährliche Bedarf wird für jede Region und jedes Jahr exogen vorgegeben und entstammt analog zum Wärmebedarf von Gebäuden mit Wärmepumpen aus spezifischen und detaillierten Modellen für die Gebäudewärme. Innerhalb von *Enertile* wird dieser Jahresbedarf mithilfe der in Deutschland abgeleiteten Typentage für Fernwärme und länderspezifischen Außentemperaturen auf einen stündlichen Wärmebedarf skaliert. Zur Deckung dieses stündlich berechneten Wärmebedarfs stehen im Rahmen der Optimierung verschiedene Technologieoptionen in den Wärmenetzen zur Auswahl, was auch als multivalente Wärmeerzeugung bezeichnet wird. Darunter fallen fossile KWK-Anlagen, fossile Heizkessel, Elektro-Heizkessel und Wärmespeicher. Dabei können als Brennstoff in den KWK-Anlagen und Heizkesseln Steinkohle, Braunkohle, Erdgas oder Abfall verwendet werden. Die Entscheidungen über Investitionen in diese Heiztechnologien und deren stündlicher Einsatz zur Deckung des Wärmebedarfs fließen direkt in die übergreifende Kostenoptimierung des Energiesystems ein. Der Wärmebedarf ist somit ein zentraler Eingangsparameter für die Optimierung der Versorgung dieses Bedarfs in *Enertile*. Weitere Details zur Modellierung der multivalenten Wärmenetze in dieser Dissertation finden sich in Abschnitt 3.4.3.

### 3.2.3 Formulierung des linearen Problems

Dieser Abschnitt gibt die Zielfunktion und grundlegende Nebenbedingungen des linearen Optimierungsproblems von *Enertile* wider. Für eine bessere Übersicht werden lediglich Formeln und Variablen dargestellt, die für die in dieser Dissertation durchgeführten Modellerweiterungen und die anschließende Szenarioanalyse relevant sind. So sind alle Formeln ausschließlich für ein einzelnes Jahr formuliert (vgl. Abschnitt 4.1.1), während über einen zusätzlichen Index für die Menge der Stützjahre die Problemformulierung für die Analyse von Entwicklungspfaden erweitert werden kann.

#### 3.2.3.1 Zielfunktion

Unter Berücksichtigung aller Eingangsdaten und gewählten Parametern wird ein lineares Problem formuliert, für das im Anschluss die optimale, also kostenminimale Lösung ermittelt wird. Das Ziel des Optimierungsmodells ist somit die Minimierung aller Kosten, die mit den Vektoren der Entscheidungsvariablen für die installierte Leistung  $\vec{X}$  und die Erzeugungsmengen  $\vec{x}$  verbunden sind. Wird die installierte Leistung einer Technologie erhöht, also in diesen Leistungsausbau investiert, fallen hierfür Fixkosten an. Diese beinhalten die annualisierte Investition und fixe Betriebs- und Wartungskosten (fixe O&M). Für die stündliche Nutzung der Technologien, also die Erzeugung von Strom und Wärme, fallen variable Kosten an. Diese setzen sich aus Brennstoffkosten, CO<sub>2</sub>-Kosten und variablen Betriebs- und Wartungskosten (variable O&M) zusammen. All diese Kosten werden einerseits für die Systemkomponenten des Stromsektors und andererseits für die zentralen Technologien in Wärmenetzen veranschlagt. Für die KWK-Anlagen in Wärmenetzen müssen dabei zusätzlich die variablen Kosten für die Stromerzeugung berücksichtigt werden.

Die Zielfunktion des linearen Optimierungsproblems kann somit in folgender Weise dargestellt werden:

$$\min_{\vec{x}, \vec{X}} \left[ \text{COST}_{\text{el}}^{\text{fix}}(\vec{X}) + \text{COST}_{\text{el}}^{\text{var}}(\vec{x}) + \text{COST}_{\text{heat}}^{\text{fix}}(\vec{X}) + \text{COST}_{\text{heat}}^{\text{var}}(\vec{x}) + \text{COST}_{\text{el,chp}}^{\text{var}}(\vec{x}) \right] \quad (3.1)$$

mit den fünf Kostenkomponenten

$\text{COST}_{\text{el}}^{\text{fix}}$	Fixkosten des Kapazitätsausbaus des Stromsektors in €
$\text{COST}_{\text{el}}^{\text{var}}$	variable Kosten der Stromerzeugung in €
$\text{COST}_{\text{heat}}^{\text{fix}}$	Fixkosten des Kapazitätsausbaus in Wärmenetzen in €
$\text{COST}_{\text{heat}}^{\text{var}}$	variable Kosten der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen in €
$\text{COST}_{\text{el,chp}}^{\text{var}}$	variable Kosten der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Wärmenetzen in €

Das lineare Problem wird für alle Stunden des Jahres  $h \in H$  und betrachtete Modellregionen  $r \in R$  anhand der gewählten Einstellungen definiert. Alle relevanten Systemkomponenten des Stromsystems sind in der Menge der Technologien des Stromsektors I enthalten. Dazu zählen konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Energietechnologien, Stromspeicher und grenzüberschreitende Netzkapazitäten. Die anfallenden **Fixkosten des Kapazitätsausbaus des Stromsektors** berechnen sich aus dem Produkt von spezifischen Fixkosten und der Entscheidungsvariablen für die installierte Leistung der jeweiligen Technologie:

$$\text{COST}_{\text{el}}^{\text{fix}}(\vec{X}) = \sum_{r \in R} \sum_{i \in I} C_i^{\text{el,fix}} \cdot X_{r,i}^{\text{el}} \quad (3.2)$$

mit

R	Menge der Modellregionen
r	Index der Modellregion

I	Menge der Technologien des Stromsektors (konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Energietechnologien, Stromspeicher, grenzüberschreitende Netzkapazitäten)
$i$	Index der Technologie des Stromsektors
$C_i^{\text{el,fix}}$	spezifische Fixkosten (Summe von annualisierter Investition und fixen Betriebs- und Wartungskosten) der Technologie des Stromsektors $i$ in €/MWh <sub>el</sub>
$X_{r,i}^{\text{el}}$	Entscheidungsvariable für installierte Leistung der Technologie des Stromsektors $i$ in Region $r$ in MW <sub>el</sub>

Die **variablen Kosten der Stromerzeugung** berechnen sich aus dem Produkt von spezifischen variablen Kosten für die Produktion einer Mengeneinheit Strom und der Entscheidungsvariable für die produzierte Strommenge:

$$\text{COST}_{\text{el}}^{\text{var}}(\vec{x}) = \sum_{r \in \mathbb{R}} \sum_{i \in \mathbb{I}} \sum_{h \in \mathbb{H}} c_i^{\text{el,var}} \cdot x_{r,i,h}^{\text{el}} \quad (3.3)$$

mit

H	Menge der Stunden des Jahres
$h$	Index der Stunde des Jahres
$c_i^{\text{el,var}}$	spezifische variable Kosten (Summe von Brennstoffkosten inkl. CO <sub>2</sub> -Kosten und variablen Betriebs- und Wartungskosten) zur Produktion einer Einheit Strom der Technologie des Stromsektors $i$ in €/MWh <sub>el</sub>
$x_{r,i,h}^{\text{el}}$	Entscheidungsvariable für produzierte Strommenge der Technologie des Stromsektors $i$ in Region $r$ in Stunde $h$ in MWh <sub>el</sub>

Die Kosten für Heiztechnologien  $ht \in \text{HT}$  in Wärmenetzen  $hg \in \text{HG}$  werden vor den Modellerweiterungen dieser Dissertation lediglich für die Modellregion Deutschland veranschlagt. Die folgenden Gleichungen beinhalten folglich anstelle der allgemeinen Indizes  $r$  jeweils den Index DE für die Region Deutschland.

Die Menge der Heiztechnologien HT beinhaltet KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe, fossile Heizkessel, Elektro-Heizkessel und Wärmespeicher. Analog zu Gleichung 3.2 ergeben sich die anfallenden **Fixkosten für den Kapazitätsausbau in Wärmenetzen** in der Beispielregion Deutschland zu:

$$\text{COST}_{\text{heat}}^{\text{fix}}(\vec{X}) = \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{ht \in \text{HT}} C_{ht}^{\text{heat,fix}} \cdot X_{\text{DE},hg,ht}^{\text{heat}} \quad (3.4)$$

mit

HG	Menge der Wärmenetze
$hg$	Index des Wärmenetzes
HT	Menge der Heiztechnologien des Wärmenetzes (fossile KWK-Anlagen, fossile Heizkessel, Elektro-Heizkessel und Wärmespeicher)
$ht$	Index der Heiztechnologie des Wärmenetzes
DE	Index für die Modellregion Deutschland (Teil der Modellregionen)
$C_{ht}^{\text{heat,fix}}$	spezifische Fixkosten (Summe von annualisierter Investition und fixen Betriebs- und Wartungskosten) der Heiztechnologie $ht$ in €/MW <sub>th</sub>
$X_{\text{DE},hg,ht}^{\text{heat}}$	Entscheidungsvariable für installierte Leistung der Heiztechnologie $ht$ in Wärmenetz $hg$ in der Region Deutschland DE in MW <sub>th</sub>

Des Weiteren berechnen sich die **variablen Kosten der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen** in der Beispielregion Deutschland aus:

$$\text{COST}_{\text{heat}}^{\text{var}}(\vec{x}) = \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{ht \in \text{HT}} \sum_{h \in \text{H}} C_{ht}^{\text{heat,var}} \cdot x_{\text{DE},hg,ht,h}^{\text{heat}} \quad (3.5)$$

mit



$c_{ht}^{\text{heat,var}}$	spezifische variable Kosten (Summe von Brennstoffkosten inkl. CO <sub>2</sub> -Kosten und variablen Betriebs- und Wartungskosten) zur Produktion einer Einheit Wärme der Heiztechnologie $ht$ in €/MWh <sub>th</sub>
$x_{DE,hg,ht,h}^{\text{heat}}$	Entscheidungsvariable für produzierte Wärmemenge der Heiztechnologie $ht$ in Wärmenetz $hg$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in MWh <sub>th</sub>

Schließlich werden die **variablen Kosten der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Wärmenetzen** in Deutschland wie folgt veranschlagt:

$$\text{COST}_{\text{el,chp}}^{\text{var}}(\vec{x}) = \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{ht \in \text{HT}} \sum_{h \in \text{H}} c_{ht}^{\text{el,chp,var}} \cdot x_{\text{DE},hg,ht,h}^{\text{el,chp}} \quad (3.6)$$

mit

chp	Index für Kraft-Wärme-Kopplung KWK (Teil der Heiztechnologien)
$c_{ht}^{\text{el,chp,var}}$	spezifische variable Kosten (Summe von Brennstoffkosten inkl. CO <sub>2</sub> -Kosten und variablen Betriebs- und Wartungskosten) zur Produktion einer Einheit Strom von der KWK-Anlage der Heiztechnologie $ht$ in €/MWh <sub>el</sub>
$x_{\text{DE},hg,ht,h}^{\text{el,chp}}$	Entscheidungsvariable für produzierte Strommenge der KWK-Anlage der Heiztechnologie $ht$ in Wärmenetz $hg$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in MWh <sub>el</sub>

Mit diesen fünf Termen sind alle Kosten, die mit einem Kapazitätsausbau und der Erzeugung von Strom und Fernwärme einhergehen, in der Zielfunktion des linearen Optimierungsproblems enthalten. Es werden gleichzeitig sowohl die verschiedenen Technologien im Stromsystem als auch diverse Heiztechnologien zur Wärmeerzeugung in Wärmenetzen in der Optimierung berücksichtigt und die kostenminimale Lösung unter Berücksichtigung weiterer Nebenbedingungen ermittelt.

### 3.2.3.2 Demand-Supply-Gleichungen

Zu den wichtigsten Nebenbedingungen des linearen Optimierungsproblems gehören die sogenannten Demand-Supply-Gleichungen (DS-Gleichungen). Diese stellen sicher, dass der Energiebedarf in jeder einzelnen Region für jede Stunde des Jahres gedeckt wird. Eine Bilanzgleichung wird dabei für jede Modellregion und verschiedene Energiebedarfsformen definiert. In der hier verwendeten Modellversion, in der synthetische Energieträger wie Wasserstoff nicht berücksichtigt werden, sind folgende vier Bilanzräume besonders relevant: Strom, Wärme in Fernwärmenetzen, Wärme in Gebäuden mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Für die Energieform Wärme sind zwei verschiedene Bilanzräume nötig, da die Wärmebedarfe in Fernwärmenetzen und in Gebäuden mit Wärmepumpen jeweils eigenständig versorgt werden müssen und die Wärmeformen nicht durcheinander substituiert werden können (vgl. Abschnitt 3.2.2). Im Folgenden werden die vier relevanten DS-Gleichungen dargestellt und ihre Bestandteile erläutert. Vor den in dieser Dissertation durchgeführten Modellerweiterungen wurde die Wärmeversorgung nur für Deutschland modelliert. Folglich sind die entsprechenden Gleichungen jeweils mit dem Regionenindex DE formuliert.

Die **DS-Gleichung für Wärmepumpen in Gebäuden** stellt sicher, dass die Wärmeproduktion der Wärmepumpe abzüglich der eingespeicherten Wärme und zuzüglich der ausgespeicherten Wärme mit dem vorgegebenen Wärmebedarf für die Region Deutschland in jeder Stunde übereinstimmt. Dem Wärmespeicher kann dabei in jeder Stunde entweder Wärme entnommen oder zugeführt werden. Diese Bedingung muss in allen Gebäuden  $b$  mit Wärmepumpen  $hp$  in der Modellregion Deutschland für alle Stunden  $h$  erfüllt sein. Die Gleichung ergibt sich somit zu:

$$[DS_{hp}] \quad x_{DE,b, hp, h}^{\text{heat}} - x_{DE,b, h}^{\text{heat, in}} + x_{DE,b, h}^{\text{heat, out}} = D_{DE,b, hp, h}^{\text{heat, hp}} \quad \forall b, hp, h \quad (3.7)$$

mit

B Menge der Gebäude

$b$  Index des Gebäudes

HP	Menge der Wärmepumpen in Gebäuden
$hp$	Index der Wärmepumpe im Gebäude
$x_{DE,b,hp,h}^{\text{heat}}$	Entscheidungsvariable für produzierte Wärmemenge der Wärmepumpe $hp$ in Gebäude $b$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$
$x_{DE,b,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{in}}}$	Entscheidungsvariable für zugeführte Wärmemenge des Wärmespeichers in Gebäude $b$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$ (Einspeicherung)
$x_{DE,b,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{out}}}$	Entscheidungsvariable für entnommene Wärmemenge des Wärmespeichers in Gebäude $b$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$ (Ausspeicherung)
$D_{DE,b,hp,h}^{\text{heat},hp}$	Wärmenachfrage in Gebäude $b$ mit Wärmepumpe $hp$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $\text{MWh}_{\text{th}}$

Die Strommenge der elektrischen Wärmepumpe, die benötigt wird um diese Wärmemenge zu produzieren, wird über die Effizienz der Wärmepumpe definiert. Somit sind die Variable für die Wärmeerzeugung der Wärmepumpe in den DS-Gleichungen für Wärmepumpen (Gleichung 3.7) und die Variable für den Strombedarf der Wärmepumpe in den DS-Gleichungen für Strom (Gleichung 3.10) in einem weiteren Satz von Nebenbedingungen direkt aneinander gekoppelt.

Die **DS-Gleichung für Wärmenetze** in der Region Deutschland ist ähnlich wie Gleichung 3.7 aufgebaut. Sie beinhaltet mehrere Wärmetechnologien, die den Wärmebedarf in den Fernwärmenetzen versorgen können. Die Summe der Wärmeproduktion aller Heiztechnologien muss unter Berücksichtigung der Speichernutzung in jeder Stunde dem Fernwärmebedarf des Wärmenetzes entsprechen:

$$[\text{DS}_{\text{hg}}] \quad \sum_{ht \in \text{HT}} x_{DE,hg,ht,h}^{\text{heat}} - x_{DE,hg,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{in}}} + x_{DE,hg,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{out}}} = D_{DE,hg,h}^{\text{heat},hg} \quad \forall hg, h \quad (3.8)$$

mit

$x_{DE,hg,h}^{S_{heat,in}}$	Entscheidungsvariable für zugeführte Wärmemenge des Wärmespeichers in Wärmenetz $hg$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{th}$ (Einspeicherung)
$x_{DE,hg,h}^{S_{heat,out}}$	Entscheidungsvariable für entnommene Wärmemenge des Wärmespeichers in Wärmenetz $hg$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{th}$ (Ausspeicherung)
$D_{DE,hg,h}^{heat}$	Wärmenachfrage in Wärmenetz $hg$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{th}$

Die **DS-Gleichung für Elektrofahrzeuge** gibt an, dass die Stromnachfrage eines Elektrofahrzeugs unter Berücksichtigung einer möglichen Speichernutzung in jeder Stunde gedeckt werden muss. Im Modell wird dabei die nachfrageseitige Flexibilität des Strombedarfs der Elektrofahrzeuge über einen impliziten Stromspeicher modelliert, der näherungsweise als Fahrzeugbatterie angesehen werden kann. Über verschiedene stündliche Profile werden Ladezeiten und notwendige Ladezustände des Stromspeichers für bestimmte Zeiten definiert. Die Gleichung lautet:

$$[DS_{emob}] \quad x_{DE,f,h}^{el} - x_{DE,f,h}^{S_{el,in}} + x_{DE,f,h}^{S_{el,out}} = D_{DE,f,h}^{el,emob} \quad \forall f, h \quad (3.9)$$

mit

$F$	Menge der Elektrofahrzeuge
$f$	Index des Elektrofahrzeugs
$x_{DE,f,h}^{el}$	Entscheidungsvariable für benötigte Strommenge des Elektrofahrzeugs $f$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{el}$
$x_{DE,f,h}^{S_{el,in}}$	Entscheidungsvariable für zugeführte Strommenge des Stromspeichers in Elektrofahrzeug $f$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{el}$ (Einspeicherung)

$x_{DE,f,h}^{S_{el,out}}$	Entscheidungsvariable für entnommene Strommenge des Stromspeichers in Elektrofahrzeug $f$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{el}$ (Ausspeicherung)
$D_{DE,f,h}^{el,emob}$	Stromnachfrage von Fahrzeug $f$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{el}$

Abschließend wird eine vereinfachte Version der **DS-Gleichung für Strom** für die Beispielregion Deutschland formuliert. Die Variablen für die stromseitige Sektorkopplung von Wärme- und Verkehrssektor gehen dabei als Entscheidungsvariablen für die benötigte Strommenge mit negativem Vorzeichen in die DS-Gleichung ein. Dies betrifft die Strombedarfe der Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen in Gebäuden und Elektro-Heizkessel in Wärmenetzen. Die Stromerzeugung der KWK-Anlagen in Wärmenetzen wird hingegen mit einem positiven Vorzeichen der Stromproduktion zugerechnet. Folglich muss die Stromerzeugung aller Technologien des Stromsektors zuzüglich der KWK-Stromerzeugung in allen Wärmenetzen abzüglich des Strombedarfs von Elektro-Heizkesseln in Wärmenetzen, von Wärmepumpen in Gebäuden und von Elektrofahrzeugen in Summe mit der gesamten Stromnachfrage in jeder Stunde übereinstimmen:

$$\begin{aligned}
[DS_{el}] \quad & \sum_{i \in I} x_{DE,i,h}^{el} + \sum_{hg \in HG} \sum_{ht \in HT} x_{DE,hg,ht,h}^{el,chnp} \\
& - \sum_{hg \in HG} x_{DE,hg,eb,h}^{el} - \sum_{b \in B} \sum_{hp \in HP} x_{DE,b,hp,h}^{el} - \sum_{f \in F} x_{DE,f,h}^{el} \\
& = D_{DE,h}^{el} \quad \forall h
\end{aligned} \tag{3.10}$$

mit

eb	Index für Elektro-Heizkessel (Teil der Heiztechnologien)
$x_{DE,hg,eb,h}^{el}$	Entscheidungsvariable für benötigte Strommenge des Elektro-Heizkessels $eb$ in Wärmenetz $hg$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{el}$

$x_{DE,b,hp,h}^{el}$	Entscheidungsvariable für benötigte Strommenge der Wärmepumpe $hp$ in Gebäude $b$ in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{el}$
$D_{DE,h}^{el}$	Stromnachfrage in der Region Deutschland DE in Stunde $h$ in $MWh_{el}$

In dieser vereinfachten Darstellung beinhaltet die Variable der Stromerzeugung  $x_{DE,i,h}^{el}$  mehrere Variablen von verschiedenen Systemkomponenten des Stromsektors. Dazu zählen einerseits die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken und erneuerbaren Energien, Stromimporte aus anderen Regionen und die Entnahme von Strom aus Stromspeichern, die jeweils zu einer Zunahme der Strommenge in der DS-Gleichung führen. Andererseits führen Stromexporte in andere Regionen, die Abregelung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien und die Einspeicherung von Strom zu einer Abnahme der Strommenge. All diese Variablen mit jeweils positiven oder negativen Vorzeichen sind in der hier gewählten Darstellungsform in der einen Entscheidungsvariable  $x_{DE,i,h}^{el}$  zusammengefasst.

### 3.3 Erweiterung des Modells

Im Rahmen dieser Dissertation wird das Modell *Enertile* maßgeblich erweitert. Der Fokus der Modellerweiterungen liegt hierbei auf der Abbildung der Wärmenetze. Zum einen werden die modellierten Wärmenetze von der Beispielregion Deutschland auf weitere Modellregionen ausgeweitet. Zum anderen werden die Heiztechnologien innerhalb der Wärmenetze ergänzt, um Großwärmepumpen, die direkten erneuerbaren Wärmequellen tiefe Geothermie, Solarthermie und den Brennstoff Biomasse zu integrieren. Analog zu den Wärmenetzen ist eine Ausweitung der nachfrageseitigen Flexibilität von Wärmepumpen in Gebäuden von der Beispielregion Deutschland auf weitere Regionen ebenfalls Teil der Modellerweiterungen. Hierdurch können die Auswirkungen der strombasierten Fernwärmeerzeugung auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien mit anderen Optionen der

stromseitigen Sektorkopplung im Rahmen der Szenarioanalyse für ganz Europa untersucht werden.

Nachfolgend werden die durchgeführten Modellerweiterungen beschrieben und die Anpassung des linearen Optimierungsproblems aufgezeigt. Dabei wird in Abschnitt 3.3.1 zunächst die räumliche Ausweitung der Modellierung von Wärmenetzen und Wärmepumpen in Gebäuden von Deutschland auf Europa vorgestellt. Die technologische Erweiterung der modellierten Heiztechnologien in Wärmenetzen wird in Abschnitt 3.3.2 beschrieben. Schließlich werden in Abschnitt 3.3.3 die notwendigen Änderungen in der Formulierung des linearen Problems gezeigt.

### **3.3.1 Räumliche Ausweitung auf Europa**

Dieser Abschnitt behandelt die in dieser Dissertation durchgeführte Erweiterung des Modells *Enertile* in Bezug auf die räumliche Ausweitung der Wärmemodellierung von der Beispielregion Deutschland auf beliebige Modellregionen, in diesem Fall die Länder in Europa. Diese Erweiterung betrifft einerseits die Modellierung von elektrischen Wärmepumpen in Gebäuden und andererseits die Modellierung von multivalenten Wärmenetzen. Die Erweiterungen in diesen beiden Modulen führen zu einem erheblichen Anstieg der Anzahl an Entscheidungsvariablen und DS-Gleichungen und somit zu einem stark erhöhten Daten- und Rechenbedarf für das Modell *Enertile*. Folglich sind im Zuge der Modellerweiterung einige Anpassungen der Detailtiefe der Modellierung unumgänglich, um die Komplexität des linearen Problems zu reduzieren und die Lösbarkeit des Optimierungsmodells zu erhalten.

#### **3.3.1.1 Wärmepumpen in Gebäuden**

Ausgangspunkt für die Erweiterung ist eine Modellversion, in der elektrische Wärmepumpen nur für eine Modellregion berücksichtigt werden. Dabei wird bei der Modellierung der Wärmepumpen zwischen den beiden möglichen Wärmequellen Luft und Erdreich differenziert. Des Weiteren werden jeweils drei Gebäudetypen

für Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser abgebildet. Durch Kombination von Wärmepumpenart und Gebäudetyp existierten somit in Deutschland insgesamt zwölf verschiedene Wärmepumpensysteme. Da die Wärmebedarfe in diesen Systemen jeweils eigenständig versorgt werden müssen und die Wärmeformen nicht miteinander austauschbar sind, benötigen diese jeweils einen eigenen Bilanzraum für die DS-Gleichungen. Bei einem Großteil dieser Wärmepumpensysteme war der Anteil am gesamten Heizwärmebedarf sehr niedrig und die weite Differenzierung der Systeme stellte sich angesichts des hohen Datenbedarfs und Rechenaufwands als nicht zielführend heraus [54]. Daher kann diese hohe Detailliertheit im Zuge der Ausweitung auf ganz Europa aufgrund der sich hieraus ergebenden hohen Komplexität nicht aufrecht erhalten werden. Bei Beibehaltung der zwölf Kombinationsmöglichkeiten pro Land kämen für Europa pro Stützjahr rund drei Millionen DS-Gleichungen und über neun Millionen Entscheidungsvariablen für die Erzeugung und Speicherung von Wärme im linearen Problem hinzu. Dieses Vorgehen würde zu einer starken Erhöhung des Rechenbedarfs und zu einer nicht mehr praktikablen Zeitdauer für das Finden der optimalen Lösung führen.

Zur Reduktion der Komplexität des linearen Problems wird bei der räumlichen Ausweitung der Modellierung der Wärmepumpen auf Europa für jedes Land nur ein Wärmepumpensystem in *Enertile* abgebildet, das näherungsweise als Bilanzraum für alle verschiedenen Wärmepumpensysteme in der Realität dient. Hierzu wird ein standardisierter Gebäudetyp mit mittleren Werten für spezifische Wärmeverluste und Wärmegewinne unterstellt. Diese Annahme ist notwendig, da hierzu nur eine unzureichende Datengrundlage vorliegt. Des Weiteren wird eine Wärmepumpe mit der Wärmequelle Luft und einer Vorlauftemperatur von 45 °C angenommen. Da die Wärmequelle Luft eine deutlich schlechtere Effizienz der Wärmepumpe bedeutet als im Fall der Wärmequelle Erdreich, wird als konservative Annahme ausschließlich von Luft-Wärmepumpen ausgegangen. Durch diese Vereinfachung auf ein Wärmepumpensystem und die konservative Parametrierung der Wärmepumpen wird die benötigte Strommenge beim Betrieb der Wärmepumpen aufgrund der schlechten Effizienz tendenziell überschätzt. Diese starken Vereinfachungen bei der Abbildung der Gebäude und Wärmepumpen im



Modell *Enertile* ermöglichen letztlich die Beibehaltung einer praktikablen Rechenzeit zur Problemlösung trotz der beträchtlichen räumlichen Ausweitung des Modellgebiets auf Europa.

### 3.3.1.2 Multivalente Wärmenetze

Im Ausgangsmodell wird bei der Modellierung der Wärmenetze zwischen verschiedenen Typen von Wärmenetzen, nämlich Industrierwärme und Fernwärme, differenziert, da die Wärmenachfragen dieser beiden Abnehmergruppen auf der einen Seite unterschiedliche Lastprofile im Laufe des Jahres aufweisen und andererseits auf verschiedenen Temperaturniveaus betrieben werden [54]. Zudem werden die modellierten Wärmenetze, je nach Verfügbarkeit von Kohle als Brennstoff, in zwei Kategorien eingeteilt: Erdgasbasierte Wärmenetze und kohlebasierte Wärmenetze. In ersteren steht dabei als fossiler Brennstoff nur Erdgas zur Verfügung, während in letzteren sowohl Kohle als auch Erdgas eingesetzt werden können. Hierdurch existieren in der Modellierung für Deutschland vier verschiedene Typen von Wärmenetzen: Kohlebasierte Fernwärme, erdgasbasierte Fernwärme, kohlebasierte Industrierwärme und erdgasbasierte Industrierwärme. Für diese vier Wärmenetztypen muss jeweils ein eigener Bilanzraum für die DS-Gleichungen aufgestellt werden, da die Wärmebedarfe der verschiedenen Wärmenetze jeweils eigenständig gedeckt werden müssen und die erzeugten Wärmemengen nicht zwischen den Wärmenetzen getauscht werden können. Auch in diesem Fall kann diese hohe Detailtiefe mit einer Aufteilung in vier Typen von Wärmenetzen aufgrund der hohen Komplexität im Zuge der Ausweitung auf ganz Europa nicht beibehalten werden. Andernfalls kämen für Europa pro Stützjahr rund eine Million DS-Gleichungen, mehr als eintausend Entscheidungsvariablen für die installierte Leistung und über zehn Millionen Entscheidungsvariablen für die Wärmeerzeugung im linearen Problem hinzu. Da in dieser Dissertation außerdem eine Erweiterung der Technologieoptionen in Wärmenetzen stattfindet, würde sich die Zahl der Entscheidungsvariablen nochmals stärker erhöhen. Des Weiteren stellen die Abhängigkeiten zwischen den Wärmenetzen und dem Stromsystem durch KWK-Anlagen und Elektro-Heizkessel (und später Großwärmepumpen) eine besondere

Herausforderung beim Lösen des linearen Problems dar. Insgesamt würde hierdurch der Rechenbedarf für die Lösung so stark ansteigen, dass in annähernd praktikablen Laufzeiten keine geeignete Lösung gefunden werden kann.

Vor diesem Hintergrund kann bei der Ausweitung der modellierten Wärmenetze auf ganz Europa nur ein Wärmenetz für jedes Land abgebildet werden, das als Bilanzraum alle verschiedenen Arten von Wärmenetzen vereint. Durch die Kombination der Fernwärme- und Industrierwärmenetze muss das stündliche Profil des Wärmebedarfs angepasst werden, um die stündlichen Bedarfsprofile beider Abnehmergruppen zu bedienen. Somit können durch die Zusammenfassung die unterschiedlichen Temperaturniveaus der beiden Wärmenetztypen nicht mehr berücksichtigt werden. Allerdings sind Industrierwärme und KWK-Anlagen in vielen europäischen Ländern nicht so relevant wie in Deutschland. Ebenso ist in vielen anderen Ländern der Brennstoff Kohle nicht so weit verbreitet wie in Deutschland, sodass die Unterscheidung der Wärmenetze nach Verfügbarkeit von Kohle weniger wichtig ist. Insbesondere bei Szenarien mit starker Dekarbonisierung, die bis an THG-Neutralität heranreicht, ist die Differenzierung der Wärmenetztypen nicht mehr ausschlaggebend oder überhaupt erforderlich, da fossile Brennstoffe zur Zielerreichung komplett verbannt und durch erneuerbare Technologien oder mittels Elektrifizierung ersetzt werden. Insgesamt hat sich durch Testrechnungen mit *Enertile* gezeigt, dass zusätzliche Wärmenetze die benötigte Zeit zum Finden einer optimalen Lösung überproportional erhöhen oder sogar zu gelegentlich auftretender Nicht-Lösbarkeit führen. Folglich muss die Anzahl der Wärmenetze möglichst gering gehalten werden. Die Zusammenfassung der Wärmebedarfe in nur ein großes Wärmenetz als Bilanzraum ist letztlich vergleichbar mit der Vereinfachung und Annahme, dass die gesamte Stromerzeugung und der gesamte Stromverbrauch für eine Modellregion an einem einzigen virtuellen Punkt stattfindet und innerhalb der Region keine Netzengpässe entstehen.

### 3.3.2 Technologische Erweiterung in Wärmenetzen

Die im Rahmen dieser Dissertation durchgeführten Erweiterungen des Modells *Enertile* im Hinblick auf die zur Verfügung stehenden Technologieoptionen in Wärmenetzen werden in diesem Abschnitt beschrieben. Zu den vorher betrachteten zentralen Heiztechnologien in Wärmenetzen zählen fossile KWK-Anlagen, fossile Heizkessel, Elektro-Heizkessel sowie Wärmespeicher. Dabei können in den KWK-Anlagen und Heizkesseln entweder Steinkohle, Braunkohle, Erdgas oder Abfall verbrannt werden. Insbesondere zur Betrachtung von ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien, die bis an eine THG-Neutralität heranreichen, sollten weitere CO<sub>2</sub>-freie Technologieoptionen ergänzt werden. Mögliche Optionen zur Wärmeerzeugung können dabei aus drei Kategorien herangezogen werden: Erstens direkte erneuerbare Wärmequellen, wie tiefe Geothermie und Solarthermie, oder auch der CO<sub>2</sub>-neutrale Brennstoff Biomasse, zweitens strombasierte Wärmetechnologien wie Großwärmepumpen und drittens synthetische Brennstoffe wie Wasserstoff. In dieser Dissertation werden die technologischen Erweiterungen aus den ersten beiden Kategorien umgesetzt und vorgestellt. Der Einsatz von Wasserstoff oder anderen synthetischen Brennstoffen in Wärmenetzen wird hier nicht berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.3). Da die Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze zur zentralen Forschungsfrage dieser Dissertation zählt, ist die Ergänzung der Technologieoption Großwärmepumpe von besonders großer Bedeutung. Die Modellierung dieser Option wird in Abschnitt 3.3.2.1 eingehend erläutert. Hingegen ist die Integration von direkten erneuerbaren Wärmequellen zwar nicht als direkte Sektorkopplungsoption relevant, jedoch ist sie hinsichtlich der Konkurrenzsituation mit strombasierten Wärmetechnologien bedeutsam. Die Erweiterungen in Bezug auf tiefe Geothermie (Abschnitt 3.3.2.2), Solarthermie (Abschnitt 3.3.2.3) und den Einsatz des Brennstoffs Biomasse in KWK-Anlagen und Heizkesseln (Abschnitt 3.3.2.5) wird daher in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben. Im Zuge der Einführung der direkten erneuerbaren Wärmequellen in Form von tiefer Geothermie und Solarthermie ist zusätzlich die Umsetzung einer möglichen Abregelung von EE-Wärme in der Modellierung von *Enertile* notwendig (Abschnitt 3.3.2.4).

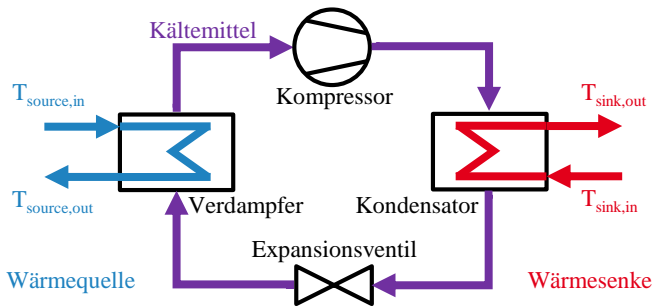
### 3.3.2.1 Großwärmepumpen

#### Beschreibung der Technologie

Elektrische Kompressionswärmepumpen nutzen Umweltwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau und elektrische Energie zur Erzeugung von Nutzwärme auf einem höheren Temperaturniveau in einem geschlossenen Kreislauf. Wärmepumpen sind eine allgemein bekannte Technologie, die schon seit längerem in großem Umfang für die Kälteerzeugung oder die dezentrale Wärmeerzeugung in Gebäuden eingesetzt wird. Großwärmepumpen werden hingegen erst seit kurzem im Bereich der Fernwärmeerzeugung eingesetzt und die Konstruktionen sowie Regelungs- und Betriebsstrategien müssen sich erst noch im Laufe der Betriebsjahre bewähren [128]. Wärmepumpen werden dabei in der Regel als Ergänzung zu bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen installiert, sodass eine Koproduktion möglich ist. Im Allgemeinen erfordern Wärmepumpensysteme im Vergleich zu den meisten herkömmlichen Wärmeerzeugungssystemen hohe Investitionen, bieten jedoch geringe Energieverbrauchskosten, da die Wärmequelle kostenlos genutzt werden kann und somit größtenteils nur der Stromverbrauch mit Kosten verbunden ist [129]. Dennoch variieren die Kosten von Großwärmepumpen je nach Typ und Wärmequelle erheblich.

Abbildung 3.1 zeigt das Funktionsprinzip eines typischen Wärmepumpenkreislaufs. Verdampfer und Kondensator sind einfache Wärmetauscher, die einen Wärmetransfer ermöglichen und gleichzeitig das Kältemittel von der Wärmequelle und Wärmesenke trennen. Das Kältemittel durchläuft den Wärmepumpenkreislauf und nimmt dabei Umweltwärme aus der Wärmequelle auf, transportiert diese und gibt sie an die Wärmesenke ab. Dieser Transport wird durch Änderungen des Aggregatzustandes und Einwirkungen von Druck- und Temperaturänderungen auf das Kältemittel ermöglicht. Da das Kältemittel einen niedrigen Siedepunkt besitzt, ändert es im Verdampfer seinen Aggregatzustand von flüssig zu gasförmig. Durch den Verdampfungsprozess nimmt es Energie von der Wärmequelle auf und speichert diese. Der Kompressor wird mit elektrischer Energie angetrieben und das gasförmige Kältemittel wird verdichtet. Die Temperatur des Kältemittels steigt nun auf ein für die Heizung erforderliches Temperaturniveau an. Das

Arbeitsmittel gibt im Kondensator seine vorher aufgenommene Wärme an den Wärmeträger des Nutzungsprozesses wieder ab. Dabei kühlt das Kältemittel ab, was zu einer Verflüssigung des unter Druck stehenden Arbeitsmittels führt. Das nun wieder flüssige Kältemittel wird anschließend durch ein Expansionsventil entspannt. Nun ist das Kältemittel weiter abgekühlt und kann bei niedriger Temperatur wieder in den Verdampfer laufen und somit beginnt der Kreislaufprozess von Neuem.



**Abbildung 3.1:** Funktionsprinzip des Wärmepumpenkreislaufs mit Komponenten und Temperaturen der Wärmequelle bzw. -senke

Zur Wärmegewinnung eignen sich verschiedene Wärmequellen wie Wasser (Oberflächen-, Grund-, oder Meerwasser), Erdreich, Abwärme (z. B. aus der Prozessindustrie) oder Umgebungsluft. Die Verfügbarkeit dieser Wärmequellen hängt teilweise stark von den örtlichen Gegebenheiten ab. Abwärme aus industriellen Prozessen kann aufgrund hoher Temperaturen sehr effizient genutzt werden, ist aber nur selten verfügbar. Im Vergleich dazu lässt sich Umgebungsluft nicht annähernd so effizient nutzen, ist aber im Gegensatz zu Prozessabwärme überall verfügbar. Außerdem sind Luft-Wärmepumpen in Bezug auf behördliche Genehmigungen und Verträge am einfachsten und schnellsten zu installieren, da sie keine externen Partner benötigen [128]. Dementsprechend und aufgrund der niedrigen Strompreise im Vergleich zu anderen Brennstoffkosten werden derzeit vor allem Luft-Wärmepumpen installiert. Sofern Industrieabwärme vor Ort verfügbar ist, wird auf diese Art von Wärmepumpe zurückgegriffen. Zudem wird erwartet, dass in naher Zukunft auch Wärmepumpen mit Meerwasser als Wärmequelle in

größeren zentralen Warmwassersystemen eingesetzt werden [128]. Allerdings ist auch hier die Verfügbarkeit stark von den lokalen Gegebenheiten abhängig.

Bei Großwärmepumpen im Bereich der Fernwärmeerzeugung wird die Wärme in der Regel über ein wasserbasiertes Fernwärmesystem an den Endverbraucher geliefert. Die maximale Fördertemperatur der Wärmepumpe unterscheidet sich je nach Typ, Wärmequelle, Kältemittel, Auslegungsdruck und weiteren Parametern. Die am häufigsten verwendeten Typen können Temperaturen von etwa 80 bis 90 °C erreichen [128]. Für Hochtemperaturwärmepumpen liegen die realisierbaren Vorlauftemperaturen bei 80 bis 100 °C [129]. Spezielle Kompressionswärmepumpen können sogar 100 bis 110 °C erreichen, sind aber nur für bestimmte Anwendungsfälle geeignet [128]. Üblicherweise arbeiten Wärmepumpen in den kältesten Perioden mit anderen Wärmeerzeugern zusammen, sodass die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe bei etwa 70 °C gehalten oder je nach Verhältnis zwischen den verschiedenen Wärmeerzeugungseinheiten sogar gesenkt werden kann [128].

### **Berechnung der Effizienz**

Die Effizienz von Wärmepumpen wird mit der Leistungszahl, auch COP (*coefficient of performance*) genannt, angegeben und ist durch das Verhältnis von erzeugter Wärmeleistung zu eingesetzter elektrischer Leistung definiert. Sie ist stark vom Betriebspunkt abhängig und wird vom Wirkungsgrad der Wärmepumpe selbst, der Temperatur von Wärmequelle und Wärmesenke und der Temperaturdifferenz dazwischen bestimmt. Für Kompressionswärmepumpen ist die abgegebene Wärmeleistung üblicherweise drei- bis fünfmal höher als die verbrauchte elektrische Antriebsenergie [128]. Insgesamt erreichen Großwärmepumpen typischerweise COPs im Bereich zwischen 2 und 5, während maximale Werte von bis zu 7 möglich sind [130]. Die theoretisch maximale Effizienz kann als Lorenz COP berechnet werden, der die logarithmischen Mittelwerte der Temperaturunterschiede von Wärmequelle und Wärmesenke in Beziehung setzt [128]:

$$\text{COP}_{\text{Lorenz}} = \frac{T_{\text{lm,sink}}}{T_{\text{lm,sink}} - T_{\text{lm,source}}} \quad (3.11)$$

mit

$\text{COP}_{\text{Lorenz}}$	Lorenz COP (theoretisches Maximum)
$T_{\text{lm}}$	logarithmischer Mittelwert der Temperatur der Wärmequelle ( <i>source</i> ) bzw. -senke ( <i>sink</i> )

Dabei wird der logarithmische Mittelwert der Temperatur der Wärmequelle bzw. -senke über die Eintritts- und Austrittstemperaturen wie folgt ermittelt:

$$T_{\text{lm}} = \frac{T_{\text{in}} - T_{\text{out}}}{\ln\left(\frac{T_{\text{in}}}{T_{\text{out}}}\right)} \quad (3.12)$$

mit

$T_{\text{in}}$	Eintrittstemperatur der Wärmequelle bzw. -senke
$T_{\text{out}}$	Austrittstemperatur der Wärmequelle bzw. -senke

In Realität ist der COP jedoch aufgrund von mechanischen und thermischen Verlusten innerhalb des Wärmepumpenkreislaufs deutlich niedriger. Die Verluste liegen dabei üblicherweise im Bereich von etwa 40 bis 60 % des theoretischen COPs [128]. Dieses Verhältnis zwischen praktisch erreichbarem COP und theoretisch möglichem Lorenz COP hängt von den Wirkungsgraden der Komponenten, den Wärmetauschern, den Kältemitteln und anderen Faktoren ab und wird auch als Lorenz-Effizienz bezeichnet [128]:

$$\text{COP}_{\text{real}} = \text{COP}_{\text{Lorenz}} \cdot \eta_{\text{Lorenz}} \quad (3.13)$$

mit

$\text{COP}_{\text{real}}$	praktisch erreichbarer COP
$\eta_{\text{Lorenz}}$	Lorenz-Effizienz (Effizienz der Wärmepumpe selbst)

Tabelle 3.1 gibt geschätzte Lorenz-Effizienzen von Großwärmepumpen in der Fernwärmeerzeugung in Dänemark nach Größe der Anlage und genutzter Wärmequelle für die Jahre 2020 und 2050 an [128]. Im Allgemeinen haben größere Anlagen höhere Lorenz-Effizienzen als kleinere Anlagen. Außerdem haben Luft-Wärmepumpen in der Regel höhere Lorenz-Effizienzen als Wärmepumpen, die Abwärme nutzen. Dies gilt, obwohl die tatsächlichen COP-Werte dieser Luft-Wärmepumpen niedriger sind.

**Tabelle 3.1:** Geschätzte Lorenz-Effizienzen von Wärmepumpen in der Fernwärmeerzeugung in Dänemark nach Größe der Anlage und genutzter Wärmequelle für die Jahre 2020 und 2050 [128]

Wärmequelle	Luft			Abwärme			Meerwasser	
	Größe (MW)	1	3	10	1	3		10
2020		47 %	53 %	60 %	40 %	45 %	50 %	63 %
2050		51 %	58 %	62 %	44 %	49 %	54 %	65 %

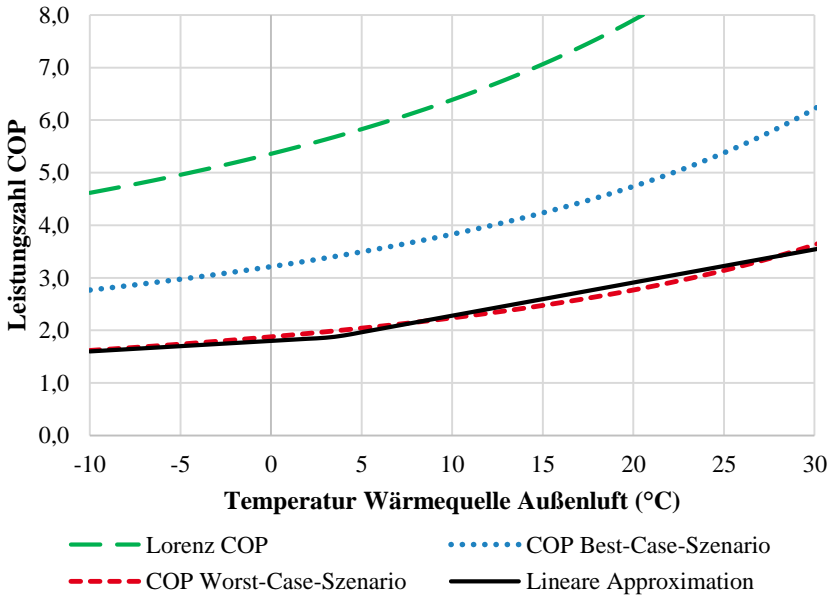
Unabhängig von der Effizienz der Wärmepumpe haben nach Gleichung 3.11 die Temperaturen von Wärmesenke und -quelle großen Einfluss auf die Leistungszahl. Außerdem gilt: Je geringer die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizsystem ist, desto höher ist die Leistungszahl. Niedrige Heizkreislauf-temperaturen in Kombination mit Hochtemperaturwärmequellen sind folglich am besten geeignet für Wärmepumpen. Je nach Größe und Ausstattung der Anlage kühlen die Wärmepumpen die Luft durch die Kühlflächen und Ventilatoren in der Regel um 4 bis 5 °C ab [128]. Darüber hinaus weisen die üblichen Wärmequellen in der Umwelt meist saisonale und zusätzlich tägliche Temperaturschwankungen auf, weswegen die Leistungszahl der Wärmepumpe im Tages- und Jahresverlauf zum Teil deutlichen Variationen unterliegt. Üblicherweise wird bei Auswertungen daher häufig auf die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen zurückgegriffen, die das Verhältnis der über das Jahr erzeugten Wärme zu aufgenommener elektrischer Energie angibt.



### Modellierung in Enertile

Die elektrischen Großwärmepumpen in Wärmenetzen werden im Modell *Enertile* als Luft-Wärmepumpen mit Außenluft als Wärmequelle modelliert. Einerseits sind diese im Gegensatz zu anderen Wärmequellen wie Wasser oder Abwärme aus der Industrie unabhängig vom Standort und andererseits wird dieser Typ aktuell vorwiegend installiert [128]. Dies stellt somit eine konservative Annahme dar, da in der Realität in den Wärmenetzen auch besser geeignete Wärmequellen mit höheren Temperaturniveaus zumindest in gewissem Umfang für Großwärmepumpen nutzbar sein sollten. Einzelne Aspekte der Modellierung von elektrischen Großwärmepumpen in Wärmenetzen im Modell *Enertile* finden sich ebenso in Bernath et al. [11] und Bernath et al. [4].

Eine methodische Herausforderung bei der Modellierung von Wärmepumpen besteht darin, die variable Effizienz der Wärmepumpe möglichst realitätsnah abzubilden. Da die Leistungszahl einer Luft-Wärmepumpe stark von der variablen Temperatur der Außenluft abhängt, wird der COP im Modell in stündlicher Auflösung mithilfe einer stückweise linearen Näherungsfunktion in Abhängigkeit der Außentemperatur ermittelt. Dazu wird auf die Gleichungen 3.11, 3.12 und 3.13 zurückgegriffen. Für die Abschätzung als Worst-Case-Szenario wird eine sehr niedrige Lorenz-Effizienz von 35 % für die Luft-Wärmepumpe angenommen, was deutlich unter den geschätzten Lorenz-Effizienzen für Luft-Wärmepumpen liegt (vgl. Tabelle 3.1). Des Weiteren wird eine Abkühlung der Wärmequelle im Verdampfer der Wärmepumpe von 5 °C unterstellt. Für den Heizkreislauf im Fernwärmenetz wird von einer Rücklauftemperatur von 40 °C und einer Vorlauftemperatur von 80 °C ausgegangen. Abbildung 3.2 zeigt die mit der gewählten linearen Approximation des Worst-Case-Szenarios berechnete Leistungszahl der Luft-Großwärmepumpe als Funktion der Außentemperatur. Zusätzlich ist der Lorenz COP als theoretisch möglicher COP und ein Best-Case-Szenario für eine Lorenz-Effizienz von 60 % dargestellt.



**Abbildung 3.2:** Leistungszahl (COP) von Luft-Großwärmepumpen in Abhängigkeit der Außentemperatur

Für die lineare Approximation des Worst-Case-Szenarios wird folgende Gleichung verwendet:

$$\text{COP}(T_A(h)) = \begin{cases} a_1^{\text{air}} \cdot T_A(h) + a_2^{\text{air}}, & T_A \leq 3^\circ\text{C} \\ b_1^{\text{air}} \cdot T_A(h) + b_2^{\text{air}}, & T_A > 3^\circ\text{C} \end{cases} \quad (3.14)$$

mit

$T_A(h)$  Außentemperatur in Stunde  $h$

$a_1^{\text{air}}$  Steigung bei Temperaturen kleiner gleich  $3^\circ\text{C}$

$a_2^{\text{air}}$  Ordinatenabschnitt bei Temperaturen kleiner gleich  $3^\circ\text{C}$

$b_1^{\text{air}}$  Steigung bei Temperaturen größer  $3^\circ\text{C}$

$b_2^{\text{air}}$  Ordinatenabschnitt bei Temperaturen größer  $3^\circ\text{C}$

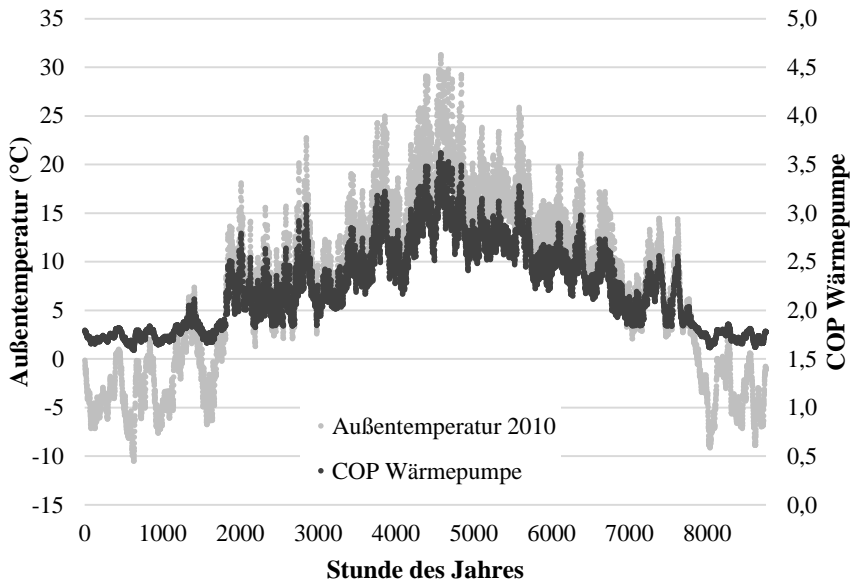
Die gewählten Werte für die vier Parameter zur Abbildung der Effizienz der Luft-Wärmepumpen sind Tabelle 3.2 zu entnehmen. Dabei wird analog zum Verlauf des Worst-Case-Szenarios in Abbildung 3.2 bei tiefen Temperaturen ein sehr geringer COP angenommen, der mit zunehmender Temperatur nur leicht ansteigt. Ab Temperaturen von 3 °C wird eine größere Steigung der linearen Funktion angenommen.

**Tabelle 3.2:** Angenommene Werte für die vier Parameter der linearen Approximation des Worst-Case-Szenarios zur Berechnung des COP in Abhängigkeit der Außentemperatur

<b>Parameter</b>	$a_1^{\text{air}}$	$a_2^{\text{air}}$	$b_1^{\text{air}}$	$b_2^{\text{air}}$
<b>Wert</b>	0,02	1,8	0,063	1,65

Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass eine Großwärmepumpe etwa 60 bis 70 % des Fernwärmebedarfs deckt [128]. Dies beruht auf der Annahme, dass die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe relativ konstant ist, da in den Monaten mit dem höchsten Wärmebedarf, in denen die Vorlauftemperatur im Netz in der Regel erhöht ist, Wasser aus anderen Produktionseinheiten beigemischt wird. Generell ist dieses Temperaturniveau für den hocheffizienten Betrieb einer Wärmepumpe zu hoch, aber gleichzeitig zu niedrig, um die Wärmenachfrage in heutigen Wärmenetzen vollständig zu decken. Dieser Ansatz stellt somit einen Mittelweg in der Parametrierung der Großwärmepumpen dar.

In Abbildung 3.3 ist die durchschnittliche Außentemperatur in Deutschland aus dem Jahr 2010 und der anhand Gleichung 3.14 ermittelte COP einer Luft-Großwärmepumpe für jede Stunde des Jahres exemplarisch dargestellt. Die mittleren Temperaturen in Deutschland liegen zwischen  $-10\text{ °C}$  und  $30\text{ °C}$ , während der berechnete COP der Wärmepumpe für diesen Temperaturbereich zwischen 1,5 und 3,5 schwankt und insbesondere bei tiefen Außentemperaturen sehr niedrig ist.



**Abbildung 3.3:** Außentemperatur Deutschland 2010 und ermittelte Leistungszahl (COP) der Luft-Großwärmepumpe

### 3.3.2.2 Tiefe Geothermie

#### Beschreibung der Technologie

In einem typischen geothermischen System wird warmes, geothermisches Wasser aus unterirdischen, natürlich vorkommenden Wasserreservoirs in durchlässigen Sandsteinvorkommen durch Förderbohrungen an die Oberfläche gepumpt. Dazu werden üblicherweise mehrere Tiefbohrungen im Bereich von 1.000 bis 3.000 m durchgeführt [128]. Das warme Wasser, die sogenannte Sole, sollte dabei Temperaturen von 30 bis 150 °C erreichen, um für die Fernwärmeerzeugung nutzbar zu sein [45]. Bei tiefen Reservoirs und hohen Temperaturen der Sole kann die Wärme direkt über einen Wärmetauscher der Sole entzogen werden. Andernfalls können zusätzlich Wärmepumpen eingesetzt werden, um die Bedarfstemperatur zu erreichen. Nach dem Wärmeentzug wird die Sole zur Aufrechterhaltung des

Drucks über eine oder mehrere Injektionsbohrungen wieder in das Quellreservoir zurückgeführt. Dabei sollte der Fluss der Sole in der Regel kontinuierlich aufrechterhalten werden. Folglich zählt die geothermische Produktion in erster Linie zur Grundlast und wird üblicherweise auch als solche betrieben [128]. Je nach Temperatur des geothermischen Wassers kann es daher vorteilhaft sein, ein hybrides System für die Fernwärmeerzeugung zu entwickeln, das zusätzlich eine ergänzende Technologie für die Deckung von Spitzenlasten umfasst. Für die Zukunft wird die Entwicklung von hybriden erneuerbaren Systemen mit Geothermie in Kombination mit Biomasse und Solarthermie erwartet [46].

Sind die geologischen Anforderungen zur Ausbeutung von geothermischer Energie erfüllt, kann diese in Fernwärmenetzen genutzt werden. Zu den Vorteilen der Erzeugung geothermischer Fernwärme zählen niedrige variable Kosten in der Betriebsphase, eine hohe Betriebsstabilität und lange Lebensdauer sowie ein begrenzter Flächenbedarf an der Erdoberfläche. Die gute Kombinationsmöglichkeit mit anderen Produktionstechnologien und Wärmespeichern ist ebenso als vorteilhaft anzusehen. Nachteilig sind die hohen Investitionen, die langen Zeiträume für Projektentwicklung und Bau sowie der erforderliche Zugang zu einer nahegelegenen Wärmesenke mit entsprechender Grundlast. Des Weiteren bleibt ein hohes geologisches Risiko so lange bestehen, bis die ersten Bohrungen erbracht und die Tests als positiv bewertet wurden.

Das geothermische Potenzial für einen bestimmten Standort hängt von den geologischen Gegebenheiten vor Ort ab und kann durch zwei Schlüsselfaktoren ausgedrückt werden: Die Temperatur im Wasserreservoir und die Durchlässigkeit der im Reservoir befindlichen Sedimentschichten. Diese beiden Faktoren verhalten sich typischerweise gegenläufig, da die Temperatur des Reservoirs mit zunehmender Tiefe steigt, während gleichzeitig die Durchlässigkeit des Sediments sinkt. Außerdem wird die Energieausbeute einer Bohrung durch die Dicke und Kontinuität der Lagerstättenschicht begrenzt. Die Nutzung tieferer Lagerstätten mit höheren Temperaturen erhöht somit die Pumpkosten, sodass es wirtschaftlich attraktiver sein kann, geothermische Wärme aus flacheren Lagerstätten mit niedrigeren Temperaturen zu gewinnen [128].

### **Modellierung in Enertile**

Die Nutzung tiefer Geothermie zur Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen ist mit vergleichsweise hohen Investitionen verbunden und ihr Einsatz ist oft zusätzlich von politischen Präferenzen und nicht nur von rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten geprägt. Außerdem ist die Nutzung tiefer Geothermie stark von lokalen Gegebenheiten und der Verfügbarkeit eines geeigneten geothermischen Potenzials abhängig, die im Modell *Enertile* nicht beliebig detailliert für ganz Europa abgebildet werden können. Insbesondere für ambitionierte Dekarbonisierungsszenarien ist der Einsatz von Geothermie in Wärmenetzen jedoch wichtig, um geforderte Minderungsziele der THG-Emissionen erreichen zu können. Daher wird die Erzeugung von Fernwärme mit tiefer Geothermie nicht dem Kostenoptimierungsverfahren in *Enertile* unterworfen, sondern als exogene Annahme in die Szenarien einbezogen. Für jedes Land und jedes Jahr können die Erzeugungsmengen an Fernwärme aus tiefer Geothermie vordefiniert in die Wärmeerzeugung in den Szenarien einbezogen werden. Da die geothermischen Wärmequellen quasi unerschöpflich sind, wird davon ausgegangen, dass die vordefinierten Jahreswerte direkt der Wärmeproduktion in den Wärmenetzen entsprechen und möglicherweise auftretende Verluste bereits vorgelagert anfallen. Zur Erreichung dieser geforderten Wärmeerzeugung müssen lediglich der entnommene Wärmestrom aus dem Wasserreservoir und die Anlagenkonfiguration entsprechend angepasst werden. Weiterhin wird eine geothermische Anlage üblicherweise als Grundlast betrieben, sodass im Jahresverlauf eine stündlich konstante Produktion angenommen werden kann. Die als Eingangsparameter verwendeten Jahreswerte werden folglich auf ein konstantes stündliches Profil für die Fernwärmeerzeugung umgerechnet. Für die Abschätzung der zukünftigen Nutzung von Geothermie in den Szenarien in *Enertile* werden die offiziellen Daten von Eurostat herangezogen (vgl. Abbildung 2.5 in Abschnitt 2.2.1).

### 3.3.2.3 Solarthermie

#### **Beschreibung der Technologie**

Die Erwärmung von Wasser mittels Solarenergie ist eine bekannte und bewährte Technologie. Bisher wird der Großteil solcher Anlagen vorwiegend in kleinen Warmwassersystemen genutzt, jedoch werden zunehmend größere Anlagen umgesetzt. Dabei sind die solaren Fernwärmesysteme der bedeutendste Teilbereich von solarthermischen Großanlagen [48]. Bei großen Solarthermie-Anlagen werden die Solarkollektoren üblicherweise in langen, in Reihe geschalteten Abschnitten auf dem Boden installiert. Hierfür werden in der Regel Standorte bevorzugt, die nicht in Konkurrenz zu landwirtschaftlich oder gewerblich genutzten Flächen stehen und bei denen im Idealfall keine Bedenken hinsichtlich des Naturschutzes bestehen. Es ist von entscheidender Relevanz, im Einzelfall abzuwägen, ob es sinnvoller ist, große Kollektorfelder außerhalb der Stadt zu errichten und die Wärme über eine Übertragungsleitung in ein Fernwärmenetz einzuspeisen, als viele kleinere Solarwärmeanlagen auf den Dächern innerhalb der Stadt zu installieren [50]. Im Prinzip kann die solare Fernwärme ganzjährig betrieben werden, jedoch hängt die Wärmeproduktion natürlicherweise von der solaren Einstrahlung und den Wetterbedingungen sowie der Jahres- und Tageszeit ab. Diese Ertragsschwankungen können jedoch mithilfe eines saisonalen Wärmespeichers ausgeglichen werden. Der Ertrag eines Solarkollektors selbst wird von Art und Größe des Kollektors, der Temperatur des Kollektors und der Umgebungstemperatur bestimmt. Fernwärmesysteme nutzen Solarthermie normalerweise als Ergänzung zu anderen Wärmeerzeugungseinheiten. Hierdurch wird sichergestellt, dass auch bei unzureichender Sonneneinstrahlung der Wärmebedarf aller Verbraucher versorgt werden kann [128].

Zu den Vorteilen der solaren Fernwärme zählen die lange technische Lebensdauer, die einfache und robuste Technologie, niedrige Wartungskosten und die guten Kombinationsmöglichkeiten mit Biomasse oder Wärmepumpen für die Erzielung von Fernwärme aus rein erneuerbaren Quellen. Nachteilig sind die hohe Anfangsinvestition, der hohe Flächenbedarf in unmittelbarer Nähe des Fernwärmenetzes,

die Abhängigkeit des Wärmeertrags von Sonneneinstrahlung und Wetterbedingungen sowie die Gegenläufigkeit von solarer Wärmeproduktion und Wärmefachfrage. Die Erzeugung von Solarwärme erfolgt natürlicherweise sowohl tagesals auch jahreszeitlich bedingt genau dann, wenn der Wärmebedarf am geringsten ist. Ungefähr 80 % der solaren Wärmeenergie wird in der Zeit zwischen April und September erzeugt, also zu Zeiten, zu denen die Fernwärmefachfrage sehr niedrig ist [128]. Dementsprechend ist in einem Fernwärmefachsystem ohne Wärmefachspeicher der Anteil von Solarwärme an der Deckung des Wärmebedarfs eher gering und liegt im Bereich von 5 bis 8 % des jährlichen Wärmebedarfs. Daher werden solarthermische Anlagen häufig mit einem tageszeitlichen Wärmefachspeicher kombiniert, der eine Erhöhung des Solarwärmeanteils auf 20 bis 25 % ermöglicht. Darüber hinaus kann die Ergänzung eines saisonalen Wärmefachspeichers den Solarwärmebeitrag auf 30 bis 50 % steigern [128].

#### **Modellierung in *Enertile***

Ähnlich wie bei der Geothermie ist die Nutzung von Solarthermie in Fernwärmefachnetzen durch hohe Investitionen und der Abhängigkeit von lokalen Gegebenheiten, wie Flächenverfügbarkeit und Solareinstrahlung, geprägt. Die Verfügbarkeit eines geeigneten Solarwärmepotenzials für ganz Europa kann in dieser Detailtiefe nicht im Modell *Enertile* abgebildet werden. Dennoch ist der großräumige Einsatz von Solarthermie in Fernwärmefachnetzen zur Erreichung von EE-Zielen und geplanten THG-Minderungen vielversprechend. Vor diesem Hintergrund wird analog zur tiefen Geothermie die Nutzung von Solarthermie in Wärmefachnetzen nicht in die Kostenoptimierung in *Enertile* integriert, sondern vollständig mittels exogen getroffener Annahmen bestimmt. Für jedes Jahr und Land werden die Erzeugungsmengen für Fernwärme aus Solarthermie vordefiniert und in die Szenarien einbezogen. Die vorgegebenen Werte entsprechen dabei direkt der Jahresproduktion an solarer Fernwärme in Wärmefachnetzen. Da die solarthermische Wärme ähnlich wie bei Geothermie als quasi unerschöpflich angesehen werden kann, wird folglich angenommen, dass mögliche Verluste bereits vorgelagert anfallen und lediglich eine entsprechende Dimensionierung der Anlage beziehungsweise der Solarkollektorfläche vonnöten ist, um diese vordefinierten Produktionsmengen zu



realisieren. Im Gegensatz zur tiefen Geothermie zählen solarthermische Anlagen aufgrund der tages- als auch jahreszeitlich bedingten Variation der Solarstrahlung nicht zum Grundlastbetrieb. Die Umrechnung der vorgegebenen Jahreswerte auf ein stündliches Erzeugungsprofil erfolgt daher mithilfe eines stündlichen Solar-einstrahlungsprofils, das in gleicher Weise auch für die Berechnung der möglichen Stromerzeugung aus PV verwendet wird.

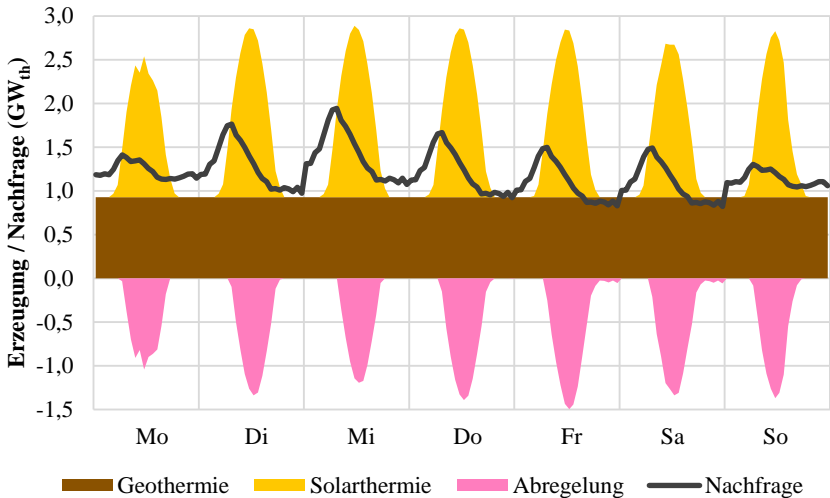
Zur Abschätzung der zukünftigen Nutzung von Solarthermie in den Szenarien in *Enertile* wird auf die Studienergebnisse zu Trends und Möglichkeiten von solarer Fernwärme in Europa zurückgegriffen [50]. Üblicherweise wird davon ausgegangen, dass in allen europäischen Ländern ein gewisser Anteil des Fernwärmebedarfs durch Solarthermie versorgt werden kann. Auch wenn nicht in jedem einzelnen Wärmenetz die Integration von Solarthermie möglich ist, wird dies zumindest in einigen Wärmenetzen realisierbar sein. Im Mittel über alle Wärmenetze einer Modellregion hinweg kann somit davon ausgegangen werden, dass ein gewisser Anteil des gesamten Fernwärmebedarfs mithilfe von Solarthermie versorgt werden kann. In der zuvor erwähnten Studie wurde bei Ermittlung des Solarwärmepotenzials für die untersuchten Wärmenetze ein solarer Anteil von 20 % als Zielwert vorgegeben (vgl. Abbildung 2.7 in Abschnitt 2.2.2). Für die Szenarien in *Enertile* kann daher als konservative Annahme ein moderat ansteigender Anteil auf bis zu 10 % des jährlichen Fernwärmebedarfs im Jahr 2050 durch Solarthermie angenommen werden.

#### **3.3.2.4 Abregelung von Wärme**

Durch die vordefinierten Erzeugungsmengen an Fernwärme aus tiefer Geothermie und Solarthermie kann es in einzelnen Stunden passieren, dass die Wärmeerzeugung aus diesen direkten erneuerbaren Wärmequellen größer ist als die aktuelle Nachfrage. Diese Situation ist vor allem im Sommer mit niedriger Fernwärmefachfrage und besonders hoher Solarthermieproduktion zu erwarten. Ein gewisser Anteil des Überschusses kann ohne Probleme über einen Wärmespeicher abgeleitet und zeitlich verschoben werden. Jedoch kann dieses Vorgehen zu

einer deutlichen und möglicherweise unnötigen Überdimensionierung des Wärmespeichers führen. Aus diesem Grund muss zur Erfüllung der DS-Gleichung für Wärmenetze und zur Erhaltung der Lösbarkeit des linearen Problems eine zusätzliche Wärmesenke zur Verfügung gestellt werden, um mögliche überschüssige Erzeugungsmengen aus EE-Wärme auszugleichen. Dieser Ansatz kann als Abregelung von erneuerbarer Wärme angesehen werden und ist dem Vorgehen geschuldet, dass die Erzeugungsmengen direkter erneuerbarer Wärmequellen als exogene Annahme einfließen und somit nicht regelbar sind. Ähnlich wie bei der Abregelung von überschüssiger erneuerbarer Stromerzeugung kann durch die Wärmesenke überschüssige Fernwärmeerzeugung aus direkten erneuerbaren Wärmequellen aufgenommen werden, sodass die Bilanzgleichungen weiterhin erfüllt werden können.

In Abbildung 3.4 ist das Ergebnis einer Szenariorechnung dargestellt, das exemplarisch die Fernwärmenachfrage und -erzeugung aus Solar- und Geothermie für eine Sommerwoche in Frankreich in 2050 zeigt. Außerdem ist die notwendige Abregelung von erneuerbarer Fernwärme aufgetragen. In Frankreich ist die Fernwärmeerzeugung aus Geothermie besonders hoch und deckt bis zu 20 % des jährlichen Fernwärmebedarfs. Die mögliche Fernwärmeerzeugung mit anderen Technologien ist in dieser vereinfachten Darstellung nicht aufgeführt, um den Fokus auf die Abregelung der erneuerbaren Wärmequellen Solar- und Geothermie zu legen. Die Fernwärmeerzeugung aus tiefer Geothermie ist als konstantes Grundlastband im Verlauf der Sommerwoche zu sehen, während die Fernwärmeerzeugung aus Solarthermie dem solaren Einstrahlungsprofil eines typischen Tagesverlaufs folgt. Ebenfalls oberhalb der x-Achse ist der Verlauf der Fernwärmenachfrage als Linie eingezeichnet. Immer dann, wenn die Fernwärmeerzeugung aus beiden erneuerbaren Wärmequellen in Summe größer ist als die aktuelle Fernwärmenachfrage, muss die überschüssige Fernwärmeerzeugung abgeregelt werden. Diese abgeregelt Wärmemenge ist aufgrund des negativen Vorzeichens in der Bilanzgleichung in der Abbildung unterhalb der x-Achse dargestellt. Nur durch die Möglichkeit der Abregelung bleibt die Bilanzgleichung in solchen Fällen lösbar. Dabei spielt es für die Bilanzerhaltung keine Rolle, ob die Technologie Geothermie oder Solarthermie von der Abregelung betroffen ist.



**Abbildung 3.4:** Exemplarische Fernwärmefachfrage und -erzeugung aus erneuerbaren Wärmequellen sowie Abregelung von Fernwärme für eine Sommerwoche (KW 27) in Frankreich in 2050. Die Daten stellen einen Auszug aus Ergebnissen einer Szenariorechnung dar.

### 3.3.2.5 Brennstoff Biomasse für KWK-Anlagen und Heizkessel

#### Beschreibung der Technologie

Anlagen mit biogenen Brennstoffen zur Strom- und Wärmeerzeugung stellen mittlerweile bewährte Technologien dar und wurden bereits in großer Anzahl errichtet. Im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung werden dabei entweder biogene Festbrennstoffe oder Brenngase eingesetzt. Zu den üblichen biogenen Brenngasen zählen Biogas, Klärgas, Deponiegas oder Bio-Methan. Zu den biogenen Festbrennstoffen gehören Scheitholz, Nebenprodukte der Forstwirtschaft (Hackschnitzel, Sägemehl usw.), Holzpellets, Stroh oder andere feste Pflanzenreste. Diese festen Brennstoffe unterscheiden sich in vielerlei Hinsicht wie beispielsweise Feuchtigkeit, Körnung, Dichte, Aschegehalt und vieles mehr. Holz, insbesondere in Form von Hackschnitzeln, ist aufgrund seines geringen Gehalts an Asche, Stickstoff und Alkalimetallen in der Regel vorteilhaft für die Verbrennung. Allerdings ist es meist mit einer hohen Feuchtigkeit von durchschnittlich

40 bis 50 % behaftet. Im Gegensatz dazu haben Stroh oder andere schnell wachsende Pflanzen zwar höhere Gehalte an Stickstoff und Alkalimetallen, weisen aber durch den viel niedrigeren Feuchtigkeitsgehalt von etwa 10 % ein besseres Brennverhalten auf [128].

Die verschiedenen Formen biogener Brennstoffe für Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung werden in *Enertile* und in dieser Dissertation durch den Oberbegriff Biomasse zusammengefasst. Im Bereich der Fernwärmeerzeugung kann dabei zwischen zwei Technologien unterschieden werden: Erstens KWK-Anlagen, in denen aufgrund des gekoppelten Betriebs gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt wird, und zweitens Heizkessel, die zur reinen Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Die Endprodukte von Biomasseanlagen sind somit Wärme in Form von Heißwasser als Fernwärme und bei KWK-Anlagen zusätzlich Strom.

### **Modellierung in *Enertile***

Für die Modellierung von Biomasse KWK und Biomasse-Heizkesseln in *Enertile* ist die Einführung des zusätzlichen Brennstoffs Biomasse für die Optimierung und Nutzung in Wärmenetzen nötig. Zudem müssen diese Technologieoptionen in der Liste möglicher KWK-Anlagen und Heizkessel ergänzt werden. Da die verschiedensten Arten von biogenen Brennstoffen existieren, variieren logischerweise auch die Anlagenparameter entsprechend. Da in *Enertile* nicht jede einzelne Unterkategorie von Biomasse abgebildet werden kann, wird ein repräsentativer Brennstoff stellvertretend für alle möglichen Arten von Biomasse ausgewählt. Als konservative Abschätzung wird von Stroh als Brennstoff ausgegangen. Einerseits werden aktuell mehr biogene Festbrennstoffe als Brenngase eingesetzt (vgl. Abbildung 2.8), sodass von fester Biomasse ausgegangen werden kann. Andererseits könnte die Verfügbarkeit von hochwertigeren Hackschnitzeln oder Holzpellets in Zukunft möglicherweise stark begrenzt sein. Hauptgrund hierfür ist die generelle Knappheit der Ressource Biomasse, die in Szenarien mit ambitionierter Dekarbonisierung meist in anderen Sektoren wie Industrie und Verkehr verwendet wird, um die dort nötigen THG-Emissionsreduktionen zu erreichen.

### 3.3.3 Änderungen am linearen Problem

Aufgrund der in dieser Dissertation durchgeführten Modellerweiterungen in Bezug auf die räumliche Ausweitung der Wärmemodellierung von der Beispielregion Deutschland auf ganz Europa und der technologischen Erweiterung der modellierten Heiztechnologien in Wärmenetzen ergeben sich Änderungen an der Formulierung des linearen Problems. Diese Änderungen betreffen sowohl die Zielfunktion als auch verschiedene Demand-Supply-Gleichungen, die in Abschnitt 3.2.3 in ihrer ursprünglichen Form vorgestellt wurden. Änderungen aufgrund der durchgeführten Modellerweiterungen werden daher in den beiden folgenden Abschnitten aufgeführt und beschrieben.

#### 3.3.3.1 Änderungen an der Zielfunktion

Im Zuge der räumlichen Ausweitung der Modellierung von Wärmenetzen müssen die Kosten für Wärmenetze in allen Regionen und nicht nur in der Region Deutschland betrachtet werden. Folglich wird der Index für die Modellregion DE an den Entscheidungsvariablen für Kapazitätsausbau beziehungsweise für Erzeugungsmengen durch einen allgemeinen Laufindex für alle Modellregionen  $r \in R$  ersetzt. Durch Aufsummieren werden die anfallenden Kosten aller Regionen in die Zielfunktion und damit in die Kostenminimierung inkludiert. Des Weiteren müssen zusätzliche Kostenterme für Leistungsausbau und Betrieb der hinzugefügten Technologien in Wärmenetzen in der Zielfunktion berücksichtigt werden. Dies wird durch die Einführung neuer, zusätzlicher Entscheidungsvariablen für installierte Leistungen und Erzeugungsmengen der Technologien Großwärmepumpe, Biomasse KWK und Biomasse-Heizkessel umgesetzt. Für tiefe Geothermie und Solarthermie werden in der Zielfunktion keine Kosten angesetzt, da diese Technologien nicht Teil der Kostenoptimierung sind und ihre Erzeugungsmengen vollständig durch exogen getroffene Annahmen definiert werden (vgl. Abschnitte 3.3.2.2 und 3.3.2.3). Die notwendigen Änderungen betreffen die drei Gleichungen 3.4, 3.5 und 3.6 für die Kostenkomponenten in Wärmenetzen.

Gleichung 3.4 beschreibt die Fixkosten für den Kapazitätsausbau in Wärmenetzen und wird durch Ersetzen des Indizes DE mit einem länderspezifischen Laufindex  $r \in R$  und durch Aufsummieren der einzelnen Kostenbeiträge über alle Modellregionen angepasst. Außerdem werden zusätzliche Entscheidungsvariablen  $X$  für die installierten Leistungen der neuen Heiztechnologien Großwärmepumpe (lhp), Biomasse KWK (bc) und Biomasse-Heizkessel (bb) eingeführt. Die angepasste Gleichung ergibt sich damit wie folgt:

$$\begin{aligned}
 \text{COST}_{\text{heat}}^{\text{fix}}(\vec{X}) &= \sum_{r \in R} \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{ht \in \text{HT}} C_{ht}^{\text{heat,fix}} \cdot X_{r,hg,ht}^{\text{heat}} \\
 &+ \sum_{r \in R} \sum_{hg \in \text{HG}} C_{\text{lhp}}^{\text{heat,fix}} \cdot X_{r,hg,\text{lhp}}^{\text{heat}} \\
 &+ \sum_{r \in R} \sum_{hg \in \text{HG}} C_{\text{bc}}^{\text{heat,fix}} \cdot X_{r,hg,\text{bc}}^{\text{heat}} \\
 &+ \sum_{r \in R} \sum_{hg \in \text{HG}} C_{\text{bb}}^{\text{heat,fix}} \cdot X_{r,hg,\text{bb}}^{\text{heat}} \quad (3.15)
 \end{aligned}$$

mit

lhp Index für Großwärmepumpe (neue Heiztechnologie)

bc Index für Biomasse KWK (neue Heiztechnologie)

bb Index für Biomasse-Heizkessel (neue Heiztechnologie)

Durch die Einführung der neuen Heiztechnologien werden folglich drei Kostenterme ergänzt, die die anfallenden Fixkosten für diese Technologien in allen Wärmenetzen der Modellregionen repräsentieren. In ähnlicher Weise ergeben sich die notwendigen Anpassungen an Gleichung 3.5 für die variablen Kosten der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen. Auch hier werden die unterschiedlichen Regionen  $r \in R$  berücksichtigt und zusätzliche Entscheidungsvariablen  $x$  für die Wärmeerzeugung der drei neuen Technologien ergänzt.

Hieraus ergibt sich die angepasste Gleichung zu:

$$\begin{aligned}
\text{COST}_{\text{heat}}^{\text{var}}(\vec{x}) &= \sum_{r \in \mathbb{R}} \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{ht \in \text{HT}} \sum_{h \in \mathbb{H}} c_{ht}^{\text{heat,var}} \cdot x_{r,hg,ht,h}^{\text{heat}} \\
&+ \sum_{r \in \mathbb{R}} \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{h \in \mathbb{H}} c_{\text{lh}p}^{\text{heat,var}} \cdot x_{r,hg,\text{lh}p,h}^{\text{heat}} \\
&+ \sum_{r \in \mathbb{R}} \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{h \in \mathbb{H}} c_{\text{bc}}^{\text{heat,var}} \cdot x_{r,hg,\text{bc},h}^{\text{heat}} \\
&+ \sum_{r \in \mathbb{R}} \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{h \in \mathbb{H}} c_{\text{bb}}^{\text{heat,var}} \cdot x_{r,hg,\text{bb},h}^{\text{heat}} \tag{3.16}
\end{aligned}$$

Die Anpassung von Gleichung 3.6 für die variablen Kosten der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Wärmenetzen erfolgt analog zu den vorherigen beiden Gleichungen. Allerdings wird in diesem Fall nur die Biomasse KWK ergänzt, da nur für diese Technologie überhaupt Kosten für die Stromerzeugung im KWK-Betrieb anfallen können. Diese Gleichung lautet daher:

$$\begin{aligned}
\text{COST}_{\text{el,chp}}^{\text{var}}(\vec{x}) &= \sum_{r \in \mathbb{R}} \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{ht \in \text{HT}} \sum_{h \in \mathbb{H}} c_{ht}^{\text{el,chp,var}} \cdot x_{r,hg,ht,h}^{\text{el,chp}} \\
&+ \sum_{r \in \mathbb{R}} \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{h \in \mathbb{H}} c_{\text{bc}}^{\text{el,chp,var}} \cdot x_{r,hg,\text{bc},h}^{\text{el,chp}} \tag{3.17}
\end{aligned}$$

Die beiden Gleichungen der Kostenkomponenten im Stromsektor, also die Fixkosten des Kapazitätsausbaus im Stromsektor in Gleichung 3.2 und die variablen Kosten der Stromerzeugung in Gleichung 3.3, bleiben von den durchgeführten Modellerweiterungen unberührt.

### 3.3.3.2 Änderungen an den Demand-Supply-Gleichungen

Auch die Formulierung der Demand-Supply-Gleichungen muss für die räumliche Ausweitung der Wärmemodellierung erweitert werden. Analog zu den Veränderungen in der Zielfunktion wird der bisherige Index DE für die Beispielregion

Deutschland durch den allgemeinen Laufindex für alle Modellregionen  $r \in R$  ersetzt. Hierdurch werden die verschiedenen DS-Gleichungen für jede Modellregionen separat aufgestellt. Die Änderungen betreffen zunächst die DS-Gleichungen für Wärmepumpen in Gebäuden und für Wärmenetze. Allerdings ändert sich durch die räumliche Ausweitung ebenfalls die DS-Gleichung für Strom, da diese nun die stromseitige Sektorkopplung durch dezentrale Wärmepumpen und Wärmenetze in allen Modellregionen berücksichtigen muss.

Die Erweiterung der Technologieoptionen in Wärmenetzen führt zur Ergänzung zusätzlicher Entscheidungsvariablen für die Technologien Großwärmepumpe, Biomasse KWK und Biomasse-Heizkessel in der DS-Gleichung für Wärmenetze. Zudem werden die vordefinierten Erzeugungsmengen für Fernwärme aus tiefer Geothermie und Solarthermie hinzugefügt. Die in diesem Zuge notwendige Abregelung, die als Wärmesenke die Lösbarkeit des Gleichungssystems sicherstellt, wird ebenso als Entscheidungsvariable mit negativem Vorzeichen in die DS-Gleichung für Wärmenetze eingeführt. Gleichzeitig werden entsprechende Variablen in der DS-Gleichung für Strom ergänzt, falls die dazugehörige Technologie entweder Strom zur Wärmeerzeugung benötigt (wie Großwärmepumpen) oder selbst zur Stromerzeugung beiträgt (wie Biomasse KWK). Diese verschiedenen Veränderungen betreffen somit die DS-Gleichungen für Wärmepumpen in Gebäuden, für Wärmenetze und für Strom.

In der DS-Gleichung für Wärmepumpen in Gebäuden 3.7 wird der Index DE für die räumliche Ausweitung durch den Laufindex für die Regionen  $r \in R$  ausgetauscht. Die resultierende Gleichung, die nun für jede einzelne Modellregionen aufgestellt wird, lautet wie folgt:

$$[DS_{hp}] \quad x_{r,b,hp,h}^{heat} - x_{r,b,h}^{S_{heat,in}} + x_{r,b,h}^{S_{heat,out}} = D_{r,b,hp,h}^{heat,hp} \quad \forall r, b, hp, h \quad (3.18)$$

Die ursprüngliche DS-Gleichung für Wärmenetze, Gleichung 3.8, muss für die räumliche Ausweitung und technologische Erweiterung viel weitreichender geändert werden als im Fall der Wärmepumpen. Einerseits wird der Index DE



durch den Laufindex  $r \in R$  ersetzt. Andererseits werden Entscheidungsvariablen für die neuen Heiztechnologien Großwärmepumpe, Biomasse KWK und Biomasse-Heizkessel, die Erzeugungsmengen aus tiefer Geothermie und Solarthermie sowie die mögliche Abregelung von Wärme ergänzt. Insgesamt ergibt sich die DS-Gleichung für Wärmenetze mit den durchgeführten Modellerweiterungen zu:

$$\begin{aligned}
 [DS_{hg}] \quad & \sum_{ht \in HT} x_{r,hg,ht,h}^{\text{heat}} - x_{r,hg,h}^{\text{Sheat,in}} + x_{r,hg,h}^{\text{Sheat,out}} \\
 & + x_{r,hg,lhp,h}^{\text{heat}} + x_{r,hg,bc,h}^{\text{heat}} + x_{r,hg,bb,h}^{\text{heat}} \\
 & + \text{gen}_{r,hg,geo,h}^{\text{heat}} + \text{gen}_{r,hg,sol,h}^{\text{heat}} - x_{r,hg,curtIm,h}^{\text{heat}} \\
 & = D_{r,hg,h}^{\text{heat,hg}} \quad \forall r, hg, h \quad (3.19)
 \end{aligned}$$

mit

$\text{gen}_{r,hg,geo,h}^{\text{heat}}$	vorgegebene Fernwärmeproduktion aus tiefer Geothermie in Region $r$ in Wärmenetz $hg$ in Stunde $h$ in $MWh_{th}$
$\text{gen}_{r,hg,sol,h}^{\text{heat}}$	vorgegebene Fernwärmeproduktion aus Solarthermie in Region $r$ in Wärmenetz $hg$ in Stunde $h$ in $MWh_{th}$
$x_{r,hg,curtIm,h}^{\text{heat}}$	Entscheidungsvariable für abgeregelte Wärmemenge in Region $r$ in Wärmenetz $hg$ in Stunde $h$ in $MWh_{th}$

Die Änderungen an der DS-Gleichung für Strom, Gleichung 3.10, erfolgen analog durch den Austausch des Index DE durch den Laufindex  $r$  für Wärmepumpen und Wärmenetze. Außerdem ist durch Einführung von Entscheidungsvariablen  $x$  die zusätzliche Stromerzeugung aus Biomasse KWK und der mögliche Strombedarf der Großwärmepumpen zu berücksichtigen.

Die erweiterte Gleichung ergibt sich folgendermaßen:

$$\begin{aligned}
 [\text{DS}_{\text{el}}] \quad & \sum_{i \in \text{I}} x_{r,i,h}^{\text{el}} \quad + \sum_{hg \in \text{HG}} \sum_{ht \in \text{HT}} x_{r,hg,ht,h}^{\text{el,chp}} \\
 & + \sum_{hg \in \text{HG}} x_{r,hg,bc,h}^{\text{el,chp}} - \sum_{hg \in \text{HG}} x_{r,hg,lhp,h}^{\text{el}} \\
 & - \sum_{hg \in \text{HG}} x_{r,hg,eb,h}^{\text{el}} - \sum_{b \in \text{B}} \sum_{hp \in \text{HP}} x_{r,b,hp,h}^{\text{el}} - \sum_{f \in \text{F}} x_{r,f,h}^{\text{el}} \\
 & = D_{r,h}^{\text{el}} \quad \forall r, h
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

Die stromseitige Sektorkopplung durch dezentrale Wärmepumpen und Wärmenetze wird durch die durchgeführte Modellerweiterung in allen gewünschten Modellregionen berücksichtigt. Hierdurch ist eine Analyse der Auswirkungen verschiedener Sektorkopplungsoptionen auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien für ganz Europa im Rahmen einer Szenarioanalyse, wie sie in dieser Dissertation zur Beantwortung der Forschungsfragen durchgeführt wird, möglich.

### 3.4 Modellierung der Sektorkopplungsoptionen

In dieser Dissertation werden die Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien untersucht. Außerdem wird die durch strombasierte Fernwärmeerzeugung gewonnene Flexibilität mit der durch andere relevante Optionen der stromseitigen Sektorkopplung bereitgestellten Flexibilität verglichen. In diesem Fall dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeuge. Daher werden letztlich drei Sektorkopplungsoptionen im Detail untersucht, die im Rahmen der Szenarioanalyse mit *Enertile* als Flexibilitätsoption modelliert werden:

1. **Elektrofahrzeuge**, die zeitlich flexibel geladen werden können,

2. Elektrische **Wärmepumpen**, die dezentral in Gebäuden kombiniert mit einem Wärmespeicher zeitlich flexibel zur Wärmeversorgung eingesetzt werden,
3. Multivalente **Fernwärmenetze**, in denen verschiedene Technologieoptionen inklusive Kraft-Wärme-Kopplung und strombasierter Wärmeerzeugung flexibel kombiniert zur Fernwärmeversorgung beitragen.

Für jede dieser drei Sektorkopplungsoptionen werden in der Modellierung zwei verschiedene Betriebsmodi für die Szenarioanalyse definiert (vgl. auch Bernath et al. [9] und Bernath et al. [1]). Der flexible Betriebsmodus bietet die Möglichkeit, Teile des Strombedarfs zeitlich begrenzt zu verschieben oder durch einen Technologiewechsel sogar die Gesamtstromlast zu verändern. Diese Möglichkeiten sind beim inflexiblen Betriebsmodus nicht vorhanden. Abbildung 3.5 zeigt die beiden unterschiedlichen Ansätze zur Modellierung des inflexiblen und flexiblen Betriebs der drei Sektorkopplungsoptionen, welche in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben werden.

### 3.4.1 Elektrofahrzeuge

Mit der zunehmenden Nutzung von Strom im Verkehrssektor wird der zukünftige Gesamtstrombedarf stark ansteigen. Unter der Annahme einer intelligenten Ladeinfrastruktur und ausreichender Anreize für die Kunden, ihre Elektrofahrzeuge variabel zu laden, kann dieser zusätzliche Strombedarf bis zu einem gewissen Grad als flexibel angesehen werden. Dabei sind das Lastprofil des zusätzlichen Strombedarfs sowie die potenzielle Flexibilität im Verkehrssektor stark von den Fahrprofilen der Kunden und den möglichen Zeitfenstern für das Laden abhängig. Im Modell *Enertile* werden verschiedene stündliche Profile verwendet, die die Ladezeiten und notwendige Ladezustände für bestimmte Zeitpunkte definieren. So müssen beispielsweise batteriebetriebene Elektrofahrzeuge oder Plug-in-Hybridfahrzeuge früh morgens bereits voll geladen sein, damit ihre Besitzer zur Arbeit fahren können. Wenn sie jedoch abends nach Hause kommen, muss der Ladevorgang der Fahrzeugbatterie nicht unbedingt sofort beginnen. Wenn die

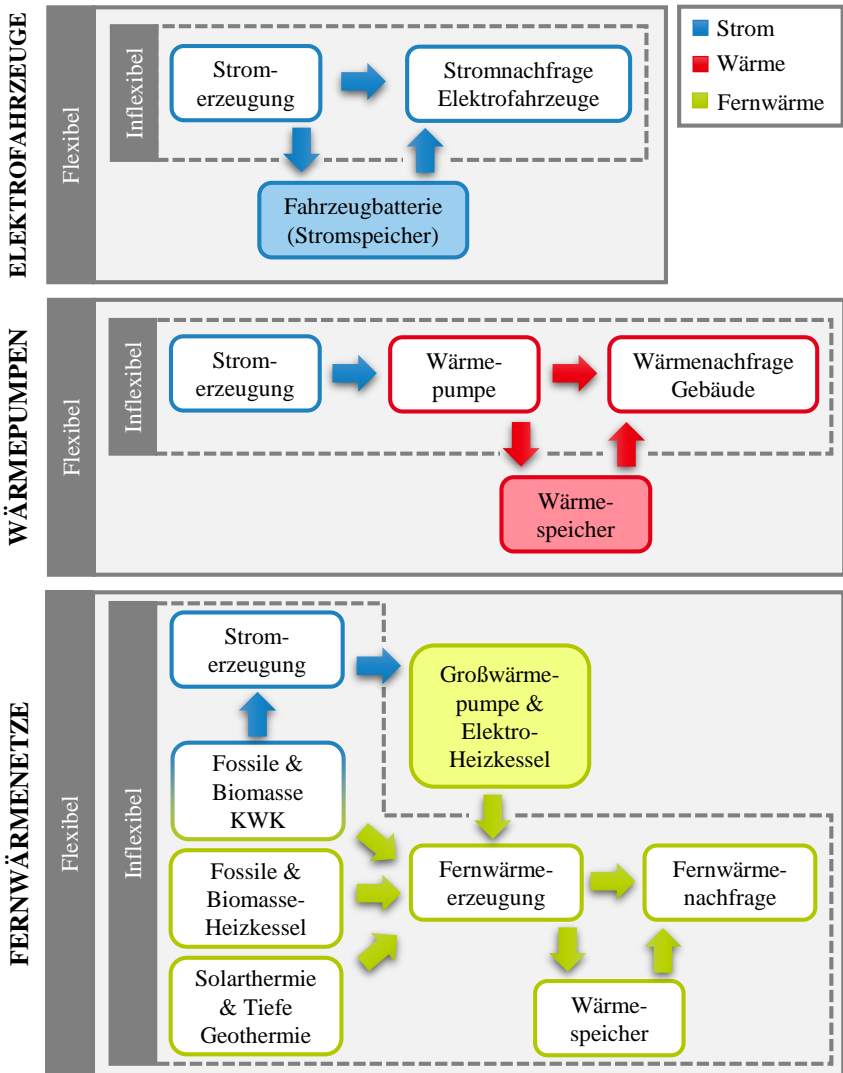


Abbildung 3.5: Modellierung des inflexiblen und flexiblen Betriebs von Elektrofahrzeugen, elektrischen Wärmepumpen in Gebäuden und multivalenten Fernwärmenetzen

Fahrzeugbesitzer bereit sind, sich am intelligenten Laden zu beteiligen, kann der Ladevorgang auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden, zu dem es für das Stromsystem am geschicktesten und für den Kunden am kostengünstigsten ist.

Der jährliche Strombedarf von Elektrofahrzeugen pro Land ist ein Eingangsparameter des Modells *Enertile* und die Werte stammen aus spezifischen und detaillierten Modellen für den Verkehrssektor. Diese berücksichtigen beispielsweise Änderungen in der Zusammensetzung der Fahrzeugflotte, der Gesamtzahl der Fahrzeuge und der Fahrstrecken. Innerhalb von *Enertile* werden verschiedene Profile aus Deutschland verwendet, um den stündlichen Bedarf aus den als Eingangsparameter verwendeten Jahreswerten abzuleiten. Diese Profile werden für alle Länder herangezogen, da derartige Daten nicht in ausreichender Detailtiefe für jedes einzelne Land verfügbar sind. Weitere Details zur Kopplung von *Enertile* mit Verkehrsmodellen finden sich beispielsweise in den Berichten zum Projekt SET-Nav [51, 127].

In dieser Dissertation wird für den **inflexiblen Betrieb** von Elektrofahrzeugen in *Enertile* davon ausgegangen, dass keiner der Fahrzeugbesitzer am intelligenten Laden teilnimmt. Dies entspricht der Situation, in der Elektrofahrzeuge sofort bei Erreichen einer Ladestation mit maximaler Ladekapazität laden, ohne den aktuellen Zustand des Stromsystems zu berücksichtigen. In diesem Fall muss der vordefinierte stündliche Strombedarf der Elektrofahrzeuge sofort gedeckt werden und kann zeitlich nicht verschoben werden. Im Gegensatz dazu wird für den **flexiblen Betrieb** von Elektrofahrzeugen in *Enertile* davon ausgegangen, dass alle Fahrzeugbesitzer intelligentes Laden nutzen. Das bedeutet, dass die Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung der definierten Fahrprofile genau dann geladen werden, wenn es für das Stromsystem am effizientesten ist. Dieses Vorgehen entspricht der Modellierung eines temporären StromzwischenSpeichers, der kurzfristige Flexibilität durch die zeitliche Lastverschiebung des Ladevorgangs der Fahrzeuge bietet. Der stündliche Ladezustand dieses ZwischenSpeichers wird durch vorgegebene minimale und maximale Ladezustände, den Zufluss aus dem Stromnetz und den Abfluss zu den Elektrofahrzeugen definiert. In der Realität wird sich der Anteil der Teilnehmer am intelligenten Laden immer zwischen diesen beiden Extremfällen bewegen. Der Vergleich dieser beiden Grenzpfade zeigt jedoch den maximalen

Effekt der Sektorkopplungsoption auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien in der Szenarioanalyse. Die beiden unterschiedlichen Ansätze zur Modellierung des inflexiblen und flexiblen Betriebs von Elektrofahrzeugen in dieser Arbeit sind im oberen Teil der Abbildung 3.5 schematisch dargestellt.

Zur Modellierung der beiden Betriebsmodi wird die Demand-Supply-Gleichung 3.9 für Elektrofahrzeuge für den flexiblen und inflexiblen Betrieb unterschiedlich formuliert und nachfolgend gegenübergestellt:

$$[DS_{\text{emob}}^{\text{flex}}] \quad x_{r,f,h}^{\text{el}} - x_{r,f,h}^{\text{Sel,in}} + x_{r,f,h}^{\text{Sel,out}} = D_{r,f,h}^{\text{el,emob}} \quad \forall r, f, h \quad (3.21)$$

$$[DS_{\text{emob}}^{\text{inflex}}] \quad x_{r,f,h}^{\text{el}} = D_{r,f,h}^{\text{el,emob}} \quad \forall r, f, h \quad (3.22)$$

Gleichung 3.21 zeigt die ursprüngliche Form der DS-Gleichung im flexiblem Betrieb, in der die nachfrageseitige Flexibilität des Strombedarfs der Elektrofahrzeuge über einen Stromspeicher modelliert wird. Im inflexiblen Betrieb, Gleichung 3.22, fällt diese Möglichkeit der Speicherung weg und der Strombedarf der Elektrofahrzeuge muss direkt aus der Stromversorgung gedeckt werden. Eine Verschiebung des Ladevorgangs durch Nutzung eines Zwischenspeichers ist somit nicht mehr möglich. Folglich ist die Entscheidungsvariable für den Strombedarf der Elektrofahrzeuge nun in jeder einzelnen Stunde durch den konstanten Term der Stromnachfrage der Fahrzeuge auf der rechten Seite der Gleichung vorbestimmt. Da diese Entscheidungsvariable in gleicher Form direkt in der DS-Gleichung für Strom auftaucht, ergeben sich zwar keine direkten Änderungen in deren Formulierung, jedoch kann hierdurch diese Variable dem inflexiblen Anteil der Stromnachfrage zugerechnet werden.

### 3.4.2 Wärmepumpen in Gebäuden

Eine zunehmende Substitution der fossilen Wärmeerzeugung durch elektrische Wärmepumpen führt zu einem Anstieg des zukünftigen Gesamtstrombedarfs.

Durch die Kombination mit einem Wärmespeicher und einer kontrollierten Ladung dieses Speichers ist der zusätzliche Strombedarf zumindest teilweise als flexibel anzusehen. In dieser Arbeit wird zwischen geregelter und unregelter Wärmeerzeugung der elektrischen Wärmepumpen unterschieden. Diese beiden Betriebsarten werden in *EnerTile* durch das Vorhandensein bzw. Nicht-Vorhandensein eines Wärmespeichers modelliert (vgl. Abschnitte 3.2.2.1 und 3.3.1.1). Beim **inflexiblen Betrieb** der elektrischen Wärmepumpen wird davon ausgegangen, dass kein Wärmespeicher existiert und die Wärmepumpen direkt auf den stündlichen Wärmebedarf des Gebäudes ohne Berücksichtigung der aktuellen Situation des Stromsystems reagieren. Dem entgegen wird beim **flexiblen Betrieb** der elektrischen Wärmepumpen davon ausgegangen, dass ein Wärmespeicher zur Verfügung steht, der eine Lastverschiebung unter Berücksichtigung der aktuellen Lage des Stromsystems ermöglicht. Analog zur Modellierung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen werden hier bewusst diese beiden extremen Betriebsarten gewählt, um die größtmöglichen Effekte der Sektorkopplungsoption auf die Marktwerte aufzuzeigen. In Abbildung 3.5 sind die beiden unterschiedlichen Ansätze zur Modellierung des inflexiblen und flexiblen Betriebs von elektrischen Wärmepumpen im mittleren Teil schematisch dargestellt.

Ähnlich wie bei den Elektrofahrzeugen wird die Demand-Supply-Gleichung 3.18 für Wärmepumpen in Gebäuden für den flexiblen und inflexiblen Betrieb nachfolgend gegenübergestellt:

$$[DS_{hp}^{\text{flex}}] \quad x_{r,b,hp,h}^{\text{heat}} - x_{r,b,h}^{\text{S}_{\text{heat},in}} + x_{r,b,h}^{\text{S}_{\text{heat},out}} = D_{r,b,hp,h}^{\text{heat, hp}} \quad \forall r, b, hp, h \quad (3.23)$$

$$[DS_{hp}^{\text{inflex}}] \quad x_{r,b,hp,h}^{\text{heat}} = D_{r,b,hp,h}^{\text{heat, hp}} \quad \forall r, b, hp, h \quad (3.24)$$

Gleichung 3.23 zeigt die bisherige Form der DS-Gleichung für den flexiblen Betrieb der dezentralen Wärmepumpen, in der die Wärmeerzeugung der Wärmepumpe durch Nutzung eines Wärmespeichers von der aktuellen Wärmenachfrage im Gebäude zeitlich entkoppelt werden kann. Diese Möglichkeit existiert im inflexiblen Betrieb, Gleichung 3.24, nicht und die Wärmepumpe folgt direkt dem Wärmebedarf. Die Entscheidungsvariable für die Wärmeerzeugung der Wärmepumpe ist hierdurch in jeder Stunde durch den aktuellen Wärmebedarf des

Gebäudes festgelegt. Infolgedessen ist auch die damit verbundene Entscheidungsvariable für den benötigten Strombedarf der Wärmepumpe in der DS-Gleichung für Strom vorbestimmt und somit als Bestandteil der inflexiblen Stromnachfrage anzusehen.

### 3.4.3 Multivalente Fernwärmenetze

Fernwärmenetze liefern hauptsächlich Wärme für Warmwasser und Heizung in Gebäuden, wobei der Wärmebedarf einen typischen saisonalen Verlauf über das Jahr aufweist. In der Regel wird für die Wärmeerzeugung meist mehr als eine Energiequelle genutzt, was auch als multivalente Wärmeerzeugung bezeichnet wird. Abhängig von den verwendeten Technologien kann der Wechsel zwischen verschiedenen Heiztechnologien und der Einsatz von Wärmespeichern für Flexibilität im Stromsektor sorgen. Gibt es beispielsweise einen hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung, kann dieser Strom zur Wärmeerzeugung mit strombasierten Technologien genutzt werden. Hierdurch kann die Stromlast in Zeiten hoher EE-Einspeisung kurzfristig erhöht werden. Steht jedoch nur wenig erneuerbare Stromerzeugung zur Verfügung, können stattdessen alternative Technologien wie Heizkessel, KWK-Anlagen oder der Wärmespeicher zum Einsatz kommen.

In den in *Enertile* modellierten Wärmenetzen stehen verschiedene Technologieoptionen zur Auswahl (vgl. Abschnitte 3.2.2.2, 3.3.1.2 und 3.3.2). Durch die in dieser Dissertation durchgeführte Modellerweiterung sind dies Heizkessel und KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe oder Biomasse, Elektro-Heizkessel, elektrische Großwärmepumpen und Wärmespeicher. Des Weiteren werden direkte erneuerbare Energien wie Solarthermie und tiefe Geothermie berücksichtigt, deren Einsatz jedoch durch exogen getroffene Annahmen vorbestimmt wird.

Im Gegensatz zu Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen kann kein plausibles, inflexibles Lastprofil für die Einzeltechnologien der strombasierten Fernwärmeerzeugung, also Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel, abgeleitet werden. Es steht lediglich das Wärmelastprofil des gesamten Fernwärmebedarfs zur Verfügung. Zudem kann die Jahressumme der Wärmeerzeugung aus strombasierten



Heiztechnologien nicht konstant auf die Stunden eines Jahres verteilt werden, da der Fernwärmebedarf stark saisonalen Schwankungen unterliegt. Jede andere, nach eigenem Ermessen gewählte Lastverteilung der strombasierten Heiztechnologien wäre schlussendlich beliebig, sodass in dieser Dissertation ein etwas anderer Ansatz bei der Modellierung der inflexiblen Betriebsart der Wärmenetze notwendig ist. Die eigentliche Flexibilität der Wärmenetze wird durch alternative Möglichkeiten der Wärmeversorgung und die Möglichkeit des Technologiewechsels generiert. Die beiden unterschiedlichen Betriebsarten bei der Fernwärmeversorgung können folglich durch die Verfügbarkeit bestimmter Technologieoptionen modelliert werden. Da der Einsatz von strombasierten Technologien die potenzielle Flexibilitätsoption für den Stromsektor darstellt, wird die Verfügbarkeit ebendieser Technologien in den beiden Betriebsarten variiert. Beim **inflexiblen Betrieb** der multivalenten Fernwärmenetze sind Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel nicht Teil der Technologieoptionen zur Deckung des Fernwärmebedarfs. Folglich können nur die übrigen Technologien wie Heizkessel, KWK-Anlagen, direkte erneuerbare Wärmequellen (Solarthermie und tiefe Geothermie) und Wärmespeicher eingesetzt werden. Hierdurch besteht die Verbindung zwischen Fernwärmenetzen und Stromsystem lediglich über den Betrieb von KWK-Anlagen, während der flexible Einsatz von Strom zur Fernwärmeerzeugung verhindert wird. Im Gegensatz dazu können im **flexiblen Betrieb** der multivalenten Fernwärmenetze elektrische Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel optimiert eingesetzt werden. Auch hier werden diese beiden Betriebsarten definiert, um die maximale Auswirkung der modellierten Sektorkopplungsoption auf das Stromsystem zu provozieren. Der untere Teil der Abbildung 3.5 zeigt die beiden in dieser Dissertation verfolgten Ansätze zur Modellierung des inflexiblen und flexiblen Betriebs von multivalenten Fernwärmenetzen.

Durch die Differenzierung der beiden Betriebsmodi wird die Demand-Supply-Gleichung 3.19 für Wärmenetze für den flexiblen und inflexiblen Betrieb unterschiedlich formuliert und nachfolgend gegenübergestellt:

$$\begin{aligned}
 [\text{DS}_{\text{hg}}^{\text{flex}}] & \sum_{ht \in \text{HT}} x_{r,hg,ht,h}^{\text{heat}} - x_{r,hg,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{in}}} + x_{r,hg,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{out}}} \\
 & + x_{r,hg,\text{lh}p,h}^{\text{heat}} + x_{r,hg,\text{bc},h}^{\text{heat}} + x_{r,hg,\text{bb},h}^{\text{heat}} \\
 & + \text{gen}_{r,hg,\text{geo},h}^{\text{heat}} + \text{gen}_{r,hg,\text{sol},h}^{\text{heat}} - x_{r,hg,\text{curt}lm,h}^{\text{heat}} \\
 & = D_{r,hg,h}^{\text{heat},hg} \quad \forall r, hg, h \quad (3.25)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 [\text{DS}_{\text{hg}}^{\text{inflex}}] & \sum_{ht \in \text{HT} \setminus \text{eb}} x_{r,hg,ht,h}^{\text{heat}} - x_{r,hg,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{in}}} + x_{r,hg,h}^{\text{S}_{\text{heat},\text{out}}} \\
 & + x_{r,hg,\text{bc},h}^{\text{heat}} + x_{r,hg,\text{bb},h}^{\text{heat}} \\
 & + \text{gen}_{r,hg,\text{geo},h}^{\text{heat}} + \text{gen}_{r,hg,\text{sol},h}^{\text{heat}} - x_{r,hg,\text{curt}lm,h}^{\text{heat}} \\
 & = D_{r,hg,h}^{\text{heat},hg} \quad \forall r, hg, h \quad (3.26)
 \end{aligned}$$

Die bisherige Form der DS-Gleichung für den flexiblen Betrieb der Wärmenetze ist in Gleichung 3.25 dargestellt, in der die verschiedenen Heiztechnologien zur Wärmeerzeugung beitragen, der Wärmespeicher zur Verfügung steht sowie mögliche überschüssige EE-Wärme abgeregelt werden kann. Gleichung 3.26 zeigt die Variante der DS-Gleichung für Wärmenetze in einem inflexiblen Betrieb, in dem zwar der Wärmespeicher erhalten bleibt, allerdings die beiden Technologien Elektro-Heizkessel (eb) und elektrische Großwärmepumpe (lh) nicht mehr nutzbar sind und folglich keinen Anteil der Wärmenachfrage decken können. Durch den Ausschluss dieser beiden Technologien fallen gleichzeitig die damit verbundenen Entscheidungsvariablen für den benötigten Strombedarf während der Wärmeerzeugung in der DS-Gleichung für Strom weg. Die DS-Gleichung für

Strom im Falle des inflexiblen Betriebs der Wärmenetze vereinfacht sich folglich von ihrer ursprünglichen Darstellung in Gleichung 3.20 wie folgt:

$$\begin{aligned}
 [DS_{el}^{hg, \text{inflex}}] &= \sum_{i \in I} x_{r,i,h}^{el} + \sum_{hg \in HG} \sum_{ht \in HT} x_{r,hg,ht,h}^{el, \text{chp}} \\
 &+ \sum_{hg \in HG} x_{r,hg,bc,h}^{el, \text{chp}} - \sum_{b \in B} \sum_{hp \in HP} x_{r,b,hp,h}^{el} - \sum_{f \in F} x_{r,f,h}^{el} \\
 &= D_{r,h}^{el} \quad \forall r, h
 \end{aligned} \tag{3.27}$$

### 3.5 Berechnung der Marktwerte

Die stündlichen Grenzkosten der Stromnachfrage, auch als Schattenpreise bezeichnet, sind ein Ergebnis des Modells im Rahmen der Optimierung. Sie stellen diejenigen Kosten dar, die bei der Produktion einer zusätzlichen Einheit, in diesem Fall 1 MWh<sub>el</sub> Strom, entstehen. Sie spiegeln sowohl die fixen als auch die variablen Kosten aller Stromerzeugungstechnologien wider. Dieser Ansatz setzt somit voraus, dass die Marktteilnehmer ihre Vollkosten am Markt realisieren können und dass die aus Systemsicht kostenoptimalen Investitionen auch über den Markt refinanziert werden. Zudem können in dem gewählten Modellierungsansatz keine negativen Preise auftreten, da die Ableitung der Kostenfunktion für die Stromerzeugung mathematisch bedingt immer positiv ist. Folglich ist der minimal auftretende Preis gleich Null.

Die Schattenpreise der Stromnachfrage können als Indikator für die Preisentwicklung auf dem Strommarkt dienen. In dieser Dissertation werden daher diese Werte als Strompreise bei der Berechnung der Marktwerte von erneuerbaren Energien herangezogen (vgl. Abschnitt 2.1.3). Die **Marktwerte** der erneuerbaren Energietechnologie  $i$  in Modellregion  $r$  werden aus dem Summenprodukt der stündlichen

Erzeugung der Technologie und dem Strompreis, geteilt durch die gesamte Erzeugungsmenge der Technologie im analysierten Zeitraum, hier ein Jahr, berechnet:

$$MW_{r,i} = \frac{\sum_{h \in H} x_{r,i,h}^{\text{el}} \cdot p_{r,h}}{\sum_{h \in H} x_{r,i,h}^{\text{el}}} \quad (3.28)$$

mit

$MW_{r,i}$  Marktwert für EE-Technologie des Stromsektors  $i$  in Region  $r$  in €/MWh<sub>el</sub>

$x_{r,i,h}^{\text{el}}$  produzierte Strommenge der EE-Technologie des Stromsektors  $i$  in Region  $r$  in Stunde  $h$  in MWh<sub>el</sub>

$p_{r,h}$  Strompreis in Region  $r$  in Stunde  $h$  in €/MWh<sub>el</sub>

Ist zur Deckung dieser zusätzlichen Einheit von Strom der Neubau von Stromerzeugungsanlagen erforderlich, die letztendlich nur eine sehr geringe Auslastung über das ganze Jahr erreichen, kann dies in einzelnen Stunden zu sehr hohen Schattenpreisen von mehreren zehntausend €/MWh führen. Dies kann insbesondere im Rahmen der Optimierung eines einzelnen Stützjahres auftreten. Die Berücksichtigung von extrem hohen Preisspitzen aufgrund des Modellierungsansatzes führt zu einer unrealistischen Erhöhung der Marktwerte. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, bleiben extreme Preisspitzen bei der Berechnung der Marktwerte unberücksichtigt. Preise größer als 9.999 €/MWh werden abgeschnitten und auf genau diesen Wert begrenzt. Da keine Preise kleiner Null auftreten können, wird die Vermeidung von negativen Preisen durch die Verwendung der Sektorkopplungsoptionen nicht direkt abgebildet. Durch diese Begrenzung nach unten wird folglich der positive Effekt von Flexibilität auf die Marktwerte leicht unterschätzt.

In dieser Dissertation werden unter anderem die Marktwerte der erneuerbaren Energien aus allen Ländern aggregiert, um einen Marktwert für ganz Europa oder europäische Regionen zu ermitteln. Die Berechnung dieser europäischen Marktwerte unterscheidet sich nicht von der Formel in Gleichung 3.28, auch wenn mehrere Länder und ihre Stromerzeugungsmengen berücksichtigt werden.

Neben den Marktwerten wird zusätzlich oft der durchschnittliche Grundpreis (auch Base-Preis) als Indikator für das allgemeine Marktpreisniveau herangezogen. Er wird typischerweise als Mittelwert der stündlichen Strompreise in der betrachteten Region berechnet. In dieser Dissertation wird zusätzlich ein **europäischer Grundpreis** als ein mit der Stromnachfrage gewichtetes Mittel der einzelnen Grundpreise aller Modellregionen berechnet:

$$\text{BP}_i^{EU} = \frac{\sum_{r \in \mathbb{R}} \text{BP}_{r,i} \cdot \text{TD}_r^{\text{el}}}{\sum_{r \in \mathbb{R}} \text{TD}_r^{\text{el}}} \quad (3.29)$$

mit

- $\text{BP}_i^{EU}$  Grundpreis (mittlerer Strompreis) für EE-Technologie des Stromsektors  $i$  in Europa in €/MWh<sub>el</sub>
- $\text{BP}_{r,i}$  Grundpreis (mittlerer Strompreis) für EE-Technologie des Stromsektors  $i$  in Region  $r$  in €/MWh<sub>el</sub>
- $\text{TD}_r^{\text{el}}$  Summe der Stromnachfrage in Region  $r$  in MWh<sub>el</sub>

### 3.6 Kritische Reflexion der Methodik

In dieser Dissertation werden die Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien in einem europäischen Energiesystem mit ambitionierter Dekarbonisierung mithilfe einer modellbasierten Szenarioanalyse untersucht. Dazu wird das lineare Optimierungsmodell *Enertile* verwendet, das einen integrierten Optimierungsansatz für die Strom- und Fernwärmeversorgung beinhaltet. Der gewählte Ansatz einer Kostenminimierung von Kapazitätsausbau und operativem Einsatz sowohl für die Stromerzeugung als auch für die Fernwärmeerzeugung ist dabei insbesondere zur Abbildung der Wechselwirkungen durch Sektorkopplung geeignet.

Die komplexe Realität lässt sich immer nur durch starke Vereinfachungen in einem Modell abbilden. Gleichzeitig existieren bei der Modellierung technische Begrenzungen durch den maschinellen Rechenbedarf bei der Problemerkennung und dem Finden der optimalen Lösung. Bei der Modellierung findet folglich stets ein Abgleich zwischen möglichst akkurater, detaillierter und realitätsnaher Abbildung und verfügbarer Rechenleistung, zusätzlichem Rechenaufwand oder weiterem Erkenntnisgewinn durch Details statt. In dieser Dissertation betrifft dies vor allem die Vereinfachungen bei der räumlichen und technologischen Auflösung der Wärmemodellierung, die bereits in den jeweiligen Abschnitten diskutiert wurden. So ist eine Differenzierung zwischen mehreren dezentralen Wärmepumpensystemen und mehreren Wärmenetzen innerhalb einer Modellregion aufgrund des hierdurch starken Anstiegs der Komplexität des linearen Problems nicht möglich (vgl. Abschnitt 3.3.1). Des Weiteren können bei den ergänzten Technologieoptionen in Wärmenetzen keine verschiedenen Wärmequellen für Großwärmepumpen (vgl. Abschnitte 3.3.2.1) bzw. Arten von Biomasse-Brennstoffen unterschieden werden (vgl. Abschnitt 3.3.2.5). Außerdem können Geothermie und Solarthermie nicht als Bestandteil der Kostenoptimierung inkludiert werden (vgl. Abschnitte 3.3.2.2 und 3.3.2.3).

Sehr viele Studien befassen sich mit dem Thema Lastverlagerung und untersuchen ihren Einfluss auf den Ausgleich fluktuierender EE-Stromerzeugung und ihre Integration ins Stromsystem, wobei insbesondere Elektrofahrzeuge, teilweise auch Wärmepumpen, sehr häufig unter diesen Gesichtspunkten beleuchtet werden (z. B. [131–135]). Im Vergleich dazu sind die Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen in *Enertile* durch einige notwendige Vereinfachungen aufgrund der hohen räumlichen, zeitlichen und technologischen Auflösung der Optimierung nicht so differenziert abgebildet. In dieser Dissertation liegt jedoch der Fokus auf den Auswirkungen von Sektorkopplung auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien, während diese anderen Veröffentlichungen sich auf die Wirkungen von Lastverlagerungen auf die Stromlast und Strompreise, sowie die Effekte in Stromverteilungsnetzen und mögliche Netzengpässe beschränken. Des Weiteren steht in dieser Arbeit die Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze im

Vordergrund und die Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen werden dabei primär für eine vergleichende Bewertung der Flexibilität herangezogen.

Im Allgemeinen setzen Optimierungsmodelle vollkommenen Wettbewerb und perfekte Informationen über die zukünftige Entwicklung der berücksichtigten Parameter voraus. Dies ist selbstverständlich keine realitätsnahe Annahme, da es aufgrund von Prognosefehlern, nicht rationalem Akteursverhalten und unvollkommener Regulierung immer Verfälschungen eines perfekten Marktes gibt. In Bezug auf die Modellierung der Sektorkopplung in *Enertile* wird folglich von einer ökonomisch perfekten Sektorkopplung zwischen dem Strommarkt und dem Wärmemarkt ohne Verzerrungen ausgegangen. Die Berechnungen stellen somit das bestmögliche Ergebnis für das modellierte Energiesystem dar und zeigen den theoretisch maximalen Effekt der Sektorkopplung auf, der in der Realität niedriger ausfallen könnte. Dennoch liefert diese Art der Analyse nützliche Erkenntnisse über das Energiesystem für politische Entscheidungsträger, wo die Umsetzung von Sektorkopplung besonders wertvoll sein kann.





## 4 Definition von Szenarien

In diesem Kapitel werden Szenarien definiert, um die zwei zentralen Forschungsfragen dieser Dissertation zu beantworten. Einerseits werden die Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der ambitionierten Klimaschutzziele der EU aufgezeigt. Des Weiteren wird die Möglichkeit der strombasierten Fernwärmeerzeugung mit anderen relevanten Sektorkopplungsoptionen wie dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden oder Elektrofahrzeuge verglichen. Die Szenarien bilden ein kosteneffizientes und stark dekarbonisiertes europäisches Energiesystem für das Jahr 2050 ab. Nachfolgend wird zunächst das grundlegende Design der Szenarien und das Berechnungsvorgehen vorgestellt (Abschnitt 4.1), bevor im Anschluss alle für die Untersuchung relevanten Eingangsparameter für das in dieser Arbeit verwendete Modell *Enertile* aufgeführt werden (Abschnitt 4.2). Abschließend wird das Szenariodesign und die gewählten Annahmen kritisch reflektiert (Abschnitt 4.3).

### 4.1 Design der Szenarien

Die Szenarien zielen auf die Erreichung einer Reduktion der THG-Emissionen von rund 95 % in der europäischen Stromversorgung im Jahr 2050 im Vergleich zu den Werten von 1990 ab. Folglich lässt dies einen sehr hohen Anteil an erneuerbaren Energien in der Stromversorgung erwarten. Durch die höhere Einspeisung von EE reduzieren sich aufgrund des Merit-Order-Effekts die durchschnittlichen Strompreise bei gleichzeitiger Erhöhung der Preisvolatilität (vgl. Abschnitt 2.1.3). Dies kann nur durch ein erhebliches Maß an Flexibilität sowohl auf Seiten der

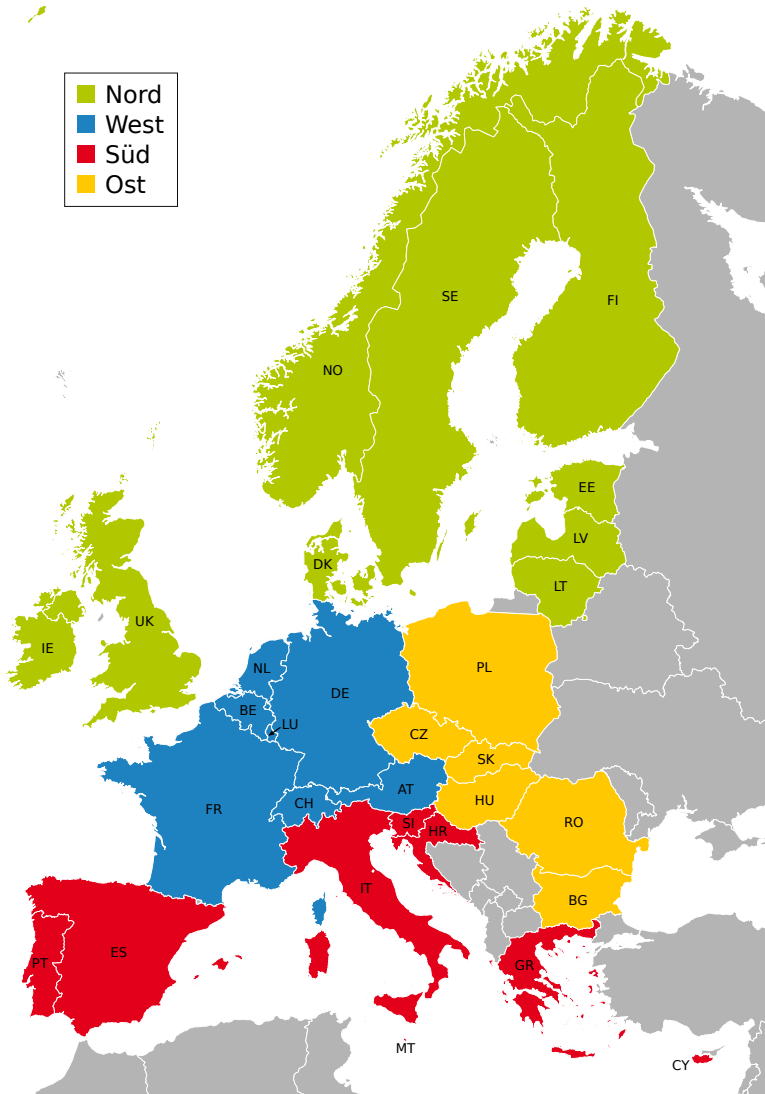
Energieerzeugung als auch der Energienachfrage ausgeglichen werden. Folglich ist unter diesen Rahmenbedingungen die Verfügbarkeit von Sektorkopplungsoptionen für die Entwicklung der Marktwerte besonders relevant. Das gewählte Szenariodesign sollte daher die Untersuchung der Effekte der stromseitigen Sektorkopplungsoptionen auf die Marktwerte von EE ermöglichen, um die zentralen Forschungsfragen dieser Arbeit beantworten zu können.

Weitere wichtige und generelle Aspekte des Szenariodesigns betreffen die zeitliche und räumliche Auflösung sowie die Vorgehensweise bei der Berechnung der verschiedenen Szenarien. Diese werden in den folgenden Abschnitten beschrieben. Zuletzt gibt Abschnitt 4.1.3 eine Übersicht über alle untersuchten Szenarien.

### 4.1.1 Zeithorizont und geografische Abdeckung

Für jedes Szenario wird ein lineares Optimierungsproblem für das Jahr 2050 definiert und die dazugehörige kostenminimale Lösung ermittelt. Obwohl das Modell *Enertile* in der Lage ist, kosteneffiziente Entwicklungspfade für mehrere Jahre zu bestimmen, wird diese Funktion für die vorliegende Analyse bewusst nicht genutzt. Die Optimierung eines einzelnen Jahres ermöglicht es, gezielt den Einfluss verschiedener Sektorkopplungsoptionen zu untersuchen. Bei der Analyse längerer Zeitpfade ist die Wirkung spezifischer Einflussfaktoren aufgrund von intertemporalen Abhängigkeiten zwischen den Jahren wesentlich schwieriger zu identifizieren und zu isolieren.

Die geografische Abdeckung der Szenarien umfasst die EU mit ihren derzeit 27 Mitgliedsstaaten sowie Norwegen, die Schweiz und das Vereinigte Königreich. Diese drei Nicht-EU-Länder werden aufgrund ihrer Größe und Lage innerhalb der EU mitberücksichtigt. Jedes dieser Länder entspricht einer Modellregion in *Enertile*, sodass sich insgesamt 30 Modellregionen ergeben. Zusätzlich werden die Ergebnisse zum Teil aus Sicht verschiedener europäischer Regionen diskutiert, um Unterschiede in den klimatischen Bedingungen und der energiewirtschaftlichen Entwicklung herauszuarbeiten. Dazu werden die 30 Länder in vier europäische Regionen eingeordnet: Nord, West, Süd und Ost. Die Zuordnung der Länder



**Abbildung 4.1:** Karte der geografischen Abdeckung der Szenarien und die Einteilung der Länder in vier Regionen: Nord, West, Süd und Ost (nach [136])

zu Regionen entspricht weitestgehend der statistischen Einteilung der Vereinten Nationen [136]. Lediglich das Land Zypern wird anstelle der UN-Einteilung zu West-Asien als EU-Land der Region Süd zugewiesen. Abbildung 4.1 zeigt die Einteilung der 30 Länder in die vier Regionen sowie die geografische Abdeckung der Szenarien. Eine Auflistung der 30 Länder und der verwendeten Länderabkürzungen findet sich im Anhang in Tabelle A.1.

### 4.1.2 Vorgehensweise bei der Berechnung der Szenarien

Um die Auswirkungen von Sektorkopplungsoptionen auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien zu analysieren, wird zunächst ein Referenzszenario definiert. In diesem *Max Flex* Szenario sind alle drei modellierten Sektorkopplungsoptionen in der flexiblen Betriebsart verfügbar (vgl. Abschnitt 3.4). Basierend auf den Ergebnissen dieses Referenzszenarios werden zusätzliche Restriktionen für alle weiteren Szenarien abgeleitet. Da die Marktwerte erneuerbarer Energien stark von ihrem Marktanteil, den Stromübertragungs- und Stromspeicherkapazitäten abhängen, müssen diese Eigenschaften in allen Szenarien konsistent sein, um die Auswirkungen der Sektorkopplungsoptionen gezielt zu analysieren. Folglich werden die Hauptcharakteristika des Stromsystems aus den Ergebnissen des *Max Flex* Szenarios fixiert. Dazu zählen die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien, des Stromübertragungsnetzes und der Stromspeicher. Durch zusätzliche Restriktionen in den weiteren Szenarien wird eine Reduzierung oder ein Ausbau dieser Leistungen verhindert.

In den weiteren Szenarien werden nun systematisch die Verfügbarkeiten des flexiblen Betriebs der einzelnen Sektorkopplungsoptionen variiert, um deren Einfluss auf die Marktwerte zu analysieren. Um die Lösbarkeit des linearen Optimierungsproblems trotz der zusätzlichen Restriktionen zu erhalten, darf die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks nicht fixiert werden. Sie ist in

jedem Szenario das Ergebnis einer freien Optimierung. Aus diesem Grund können mit diesem Vorgehen und ohne Berücksichtigung von synthetischen Energieträgern oder negativen Emissionen lediglich stark dekarbonisierte und keine treibhausgasneutralen Szenarien berechnet werden. Der stündliche Einsatz aller Technologien innerhalb des Jahres ist jedoch weiterhin Teil der Optimierung. Abbildung 4.2 zeigt die allgemeine Vorgehensweise zur Berechnung der verschiedenen Szenarien für die Analyse. Dieses Vorgehen wurde ebenfalls bei den Szenariorechnungen in Bernath et al. [9] und Bernath et al. [1] angewendet.

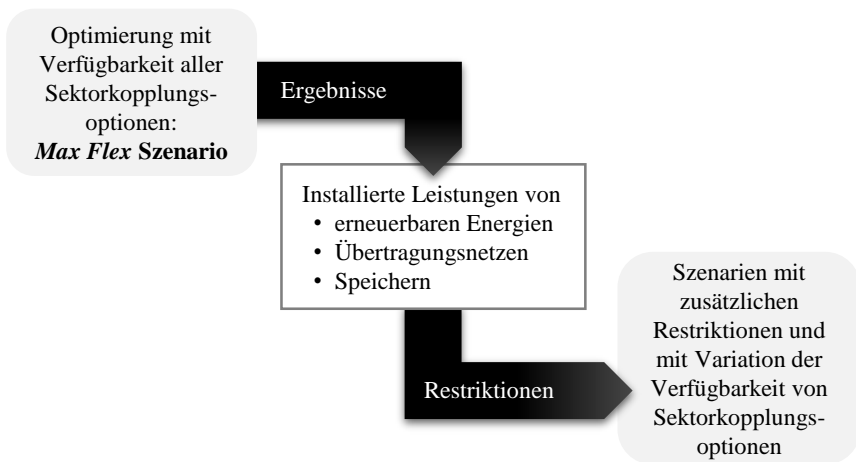


Abbildung 4.2: Vorgehensweise bei der Berechnung der Szenarien

### 4.1.3 Szenarienübersicht

Es werden alle Kombinationsmöglichkeiten der Sektorkopplungsoptionen untersucht, um die Abhängigkeiten der Optionen untereinander zu ermitteln. Da in dieser Arbeit drei verschiedene Sektorkopplungsoptionen betrachtet werden, ergeben sich daraus insgesamt acht Szenarien für die Szenarioanalyse, einschließlich des *Max Flex* Szenarios, welches als Referenzszenario dient. Die Verfügbarkeit einer Sektorkopplungsoption in einem Szenario zeigt an, ob die flexible Betriebsart der

jeweiligen Option erlaubt ist. Ist die Sektorkopplungsoption in einem Szenario nicht verfügbar, ist lediglich der inflexible Betrieb möglich (vgl. Abschnitt 3.4). Tabelle 4.1 listet alle Szenarien und die entsprechende Verfügbarkeit der drei Sektorkopplungsoptionen auf: Wärmepumpen in Gebäuden (WP), Elektrofahrzeuge (EF) und strombasierte Fernwärmeerzeugung (FW). Die Szenarien basieren alle auf dem *Max Flex* Szenario, in dem alle drei Sektorkopplungsoptionen verfügbar sind. In drei hiervon abgeleiteten Szenarien ist jeweils eine der Sektorkopplungsoptionen nicht verfügbar: *WP inflex*, *EF inflex* und *FW inflex*. In drei weiteren betrachteten Szenarien sind jeweils zwei Sektorkopplungsoptionen nicht verfügbar: *WP/EF inflex*, *WP/FW inflex* und *EF/FW inflex*. Im *Min Flex* Szenario ist schließlich keine der drei Sektorkopplungsoptionen verfügbar.

In diesen acht Szenarien ist der Ausbau des Stromübertragungsnetzes generell begrenzt, da ein übermäßiger Ausbau aufgrund verschiedener Hindernisse schwer realisierbar ist (siehe Abschnitt 4.2.1.4). Das Stromübertragungsnetz stellt jedoch ebenfalls eine zentrale Flexibilitätsoption für den Stromsektor dar und beeinflusst den kosteneffizienten Einsatz von Wärmepumpen (vgl. Bernath et al. [4]). Daher wird der Einfluss dieser gewählten Begrenzung durch einen Vergleich mit Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes analysiert. Analog zum Vorgehen bei den anderen Szenarien, wird zunächst ein neues Referenzszenario mit unbegrenztem Netzausbau und allen drei flexiblen Sektorkopplungsoptionen, das *Max Flex uNA* Szenario, optimiert. Die Abkürzung „uNA“ steht hierbei für „unbegrenzter Netzausbau“. Darauf aufbauend wird mit zusätzlichen Restriktionen erneut die verfügbare Flexibilität der drei Sektorkopplungsoptionen in sieben weiteren Szenarien variiert. Die acht Sensitivitätsrechnungen sind ebenso in Tabelle 4.1 aufgeführt.

## 4.2 Annahmen und Datengrundlage

Die für die Untersuchung relevanten Eingangsparameter für das Modell *Enertile* werden im Folgenden in drei Kategorien eingeteilt und vorgestellt. In der ersten Kategorie sind Annahmen zu den übergreifenden Rahmenbedingungen für die

**Tabelle 4.1:** Szenarienübersicht zur Verfügbarkeit der Flexibilität von den Sektorkopplungsoptionen Wärmepumpen (WP), Elektrofahrzeuge (EF) und strombasierte Fernwärmeerzeugung (FW) und Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes (uNA)

<b>Szenario</b>	<b>WP</b>	<b>EF</b>	<b>FW</b>
Max Flex	✓	✓	✓
WP inflex		✓	✓
EF inflex	✓		✓
FW inflex	✓	✓	
WP/EF inflex			✓
WP/FW inflex		✓	
EF/FW inflex	✓		
Min Flex			
<b>Sensitivitätsrechnungen</b>	<b>WP</b>	<b>EF</b>	<b>FW</b>
Max Flex uNA	✓	✓	✓
WP inflex uNA		✓	✓
EF inflex uNA	✓		✓
FW inflex uNA	✓	✓	
WP/EF inflex uNA			✓
WP/FW inflex uNA		✓	
EF/FW inflex uNA	✓		
Min Flex uNA			

Szenarioanalyse wie beispielsweise Preise und Energienachfragen enthalten. Zur zweiten Kategorie zählen die Annahmen zu erneuerbaren Energien im Stromsektor sowie in Wärmenetzen. In der letzten Kategorie befinden sich die Annahmen zu konventionellen Kraftwerken und anderen Technologieoptionen.

## 4.2.1 Zentrale Annahmen

Die zentralen Annahmen definieren die übergreifenden Randbedingungen für die Szenarioanalyse und legen somit den generellen Untersuchungsrahmen für die Szenarien fest. Zu diesen Annahmen zählen der Zinssatz zur Diskontierung der Kapitalkosten von Technologien und Kraftwerken, die Preise für CO<sub>2</sub> und Brennstoffe, die Energienachfrage und die Ausbauoptionen des Stromübertragungsnetzes.

### 4.2.1.1 Zinssatz

Bei der Kostenoptimierung beeinflusst der gewählte Zinssatz maßgeblich die Kapitalkosten der Technologien. In der Realität hängt der kalkulatorische Zinssatz einer Investition von vielen verschiedenen Faktoren ab, unter anderem von der Risikoeinschätzung der Investoren und Kreditgeber. Eine sehr sichere Investition hat eine geringere Risikoprämie als eine risikoreiche Investition. Die Verwendung unterschiedlicher Zinssätze für verschiedene Technologien würde jedoch den Vergleich zwischen den einzelnen Technologien stark verzerren. Die unterschiedlichen Renditevorgaben hätten somit einen starken Einfluss auf die Ergebnisse des Modells und würden beispielsweise bestimmte Technologieoptionen gegenüber anderen in der Optimierung bevorzugen. Um einen fairen Wettbewerb zwischen den Technologien zu erreichen, wird zur Berechnung der Annuität der Kapitalkosten ein einheitlicher Zinssatz für alle Technologien angenommen. Es wird ein aktuell bei volkswirtschaftlichen Bewertungen, also im Bereich der Politikberatung, üblicher Zinssatz von 2 % unterstellt. Es ist jedoch zu beachten, dass der Einfluss des gewählten Zinssatzes auf die Ergebnisse dieser Arbeit sehr begrenzt ist. In dem verwendeten Modellierungsansatz beeinflusst der Zinssatz die Marktpreise nur dann, wenn die Kapitalkosten für weitere Investitionsentscheidungen des Optimierungsalgorithmus relevant sind. In den entscheidenden Modellläufen mit Variation der Sektorkopplungsoptionen sind fast alle installierten Leistungen im Stromsektor fest vorgegeben (vgl. Abschnitt 4.1.2). Die einzigen Investitionsoptionen, die zum zusätzlichen Ausgleich des Systems eingesetzt werden können,



sind Kraftwerke zur Abdeckung von Lastspitzen, wie beispielsweise Gasturbinen. Diese Spitzenlasttechnologien werden meist nur in sehr wenigen Stunden des Jahres eingesetzt und weisen üblicherweise niedrige Volllaststunden auf. Folglich sind die Kapitalkosten dieser Anlagen ebenso nur in sehr wenigen Stunden relevant für die Marktpreise, was den Einfluss des Zinssatzes auf die Ergebnisse auf ein sehr geringes Niveau reduziert.

#### **4.2.1.2 Preise für CO<sub>2</sub> und Brennstoffe**

Für die Kostenminimierung sind Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises und den Preisen für fossile Brennstoffe sehr wichtig, da sie einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse der Optimierung haben können. Der CO<sub>2</sub>-Preis bestimmt maßgeblich den Grad der Dekarbonisierung in den Szenarien. Niedrige CO<sub>2</sub>-Preise bedeuten weniger Sanktionen für die Nutzung fossiler Brennstoffe, was zu höheren THG-Emissionen führt. Mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen werden erneuerbare Energien zunehmend wettbewerbsfähig und ersetzen fossile Kraftwerke. Da die Szenarien dieser Arbeit ein stark dekarbonisiertes europäisches Energiesystem im Jahr 2050 abbilden sollen, wird ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis von 250 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2050 angenommen. Darüber hinaus haben die Preise für fossile Brennstoffe und ihre relativen Verhältnisse untereinander üblicherweise einen starken Einfluss auf die Entwicklung des Kraftwerksportfolios und folglich auch darauf, wie sich die Marktwerte von erneuerbaren Energien entwickeln. In dieser Arbeit sind die Brennstoffpreise jedoch weniger relevant, da der hohe CO<sub>2</sub>-Preis einen viel größeren Anteil der variablen Kosten der Kraftwerke ausmacht und hierdurch fossile Technologien weitestgehend aus dem Energiesystem verdrängt werden.

In dieser Arbeit werden CO<sub>2</sub>-Preis und Brennstoffpreise nicht variiert, da ihr Einfluss auf die Marktwerte erneuerbarer Energien bereits umfassend untersucht wurde [34, 43, 44, 81, 86, 89, 95]. Tabelle 4.2 zeigt die in dieser Arbeit angenommenen Brennstoffpreise im Jahr 2050. Die Preise der fossilen Brennstoffe Steinkohle, Erdgas und Öl basieren auf dem Szenario für nachhaltige Entwicklung (*sustainable development scenario*) des WEO (World Energy Outlook) der

IEA (International Energy Agency) von 2019 [137]. Da die Preise in dieser Studie nur bis zum Jahr 2040 angegeben sind, wird der Entwicklungstrend auf das Jahr 2050 extrapoliert. In dieser Studie wurden für andere Brennstoffe wie Braunkohle, Uran und Biomasse keine Preispfade veröffentlicht, weswegen hierfür eigene Preisannahmen verwendet werden. Diese Annahmen basieren im Wesentlichen auf Erfahrungswerten verschiedener Projekte mit dem Modell *Enertile* [19, 51]. Auch wenn die aktuelle Versorgungslage mit teilweise sehr hohen Energiepreisen einhergeht, werden die zum Zeitpunkt der Szenariodefinition gültigen langfristigen Preisprognosen verwendet und von einem Rückgang der Brennstoffpreise auf das normale Niveau bis zum Jahr 2050 ausgegangen.

**Tabelle 4.2:** Brennstoffpreise in 2050 (basierend auf [137]; \* eigene Annahmen)

<b>Brennstoff</b>	<b>Preis (€/MWh)</b>
Steinkohle	6,46
Braunkohle*	3,75
Erdgas	21,67
Öl	29,22
Uran*	3,11
Biomasse*	15,00

### 4.2.1.3 Energienachfrage

Die zukünftige Entwicklung des Energiebedarfs und insbesondere des Strombedarfs sind wichtige Eingangsparameter für die Optimierung mit *Enertile*. Zudem wird das Flexibilitätspotenzial einer Sektorkopplungsoption maßgeblich durch ihren Anteil am gesamten Strombedarf bestimmt. Die verschiedenen Strom- und Wärmenachfragen werden in *Enertile* größtenteils als exogene Parameter vorgegeben und basieren üblicherweise auf Ergebnissen detaillierter Modelle zur Abbildung spezifischer Nachfragesektoren, wie z. B. Gebäude, Verkehr und Industrie. Effizienzsteigerungen in diesen Bereichen führen generell zu einem Rückgang der

Energienachfrage. Allerdings führt der zunehmende Einsatz von neuen strombasierten Technologien in den Nachfragesektoren, also Sektorkopplung, letztlich zu einer Erhöhung der Stromnachfrage. Diese beiden gegenläufigen Entwicklungen werden bei der detaillierten Modellierung des zukünftigen Energiebedarfs der verschiedenen Nachfragesektoren berücksichtigt und kommen somit in *Enertile* nur indirekt zum Tragen.

In *Enertile* wird die allgemeine, jährliche Stromnachfrage als Summe der Strombedarfe einzelner Nachfragesektoren vollständig exogen vorgegeben. Der jährliche Strombedarf der flexiblen Elektrofahrzeuge wird aus detaillierten Modellergebnissen für den Verkehrssektor abgeleitet und ebenso vollständig exogen definiert (vgl. Abschnitt 3.4.1). Im Gegensatz dazu wird der Strombedarf dezentraler Wärmepumpen in Gebäuden endogen im Modell ermittelt. Dazu wird der Wärmebedarf von Gebäuden mit Wärmepumpen anhand detaillierter Modellergebnisse für den Gebäudesektor abgeleitet und in *Enertile* als Inputparameter vorgegeben. Der stündliche Einsatz der elektrischen Wärmepumpen mit stündlich variablem Wirkungsgrad zur Deckung des Wärmebedarfs ist dann Bestandteil der Systemoptimierung in *Enertile* (vgl. Abschnitte 3.2.2.1 und 3.4.2). Ähnliches gilt für den Strombedarf zentraler strombasierter Wärmeerzeuger in Fernwärmenetzen, also die beiden Technologien Großwärmepumpen und Elektroheizkessel. Hier wird die gesamte Fernwärmenachfrage exogen als Inputparameter vorgegeben. Der Leistungsausbau und stündliche Einsatz verschiedener Technologieoptionen zur Deckung dieser Fernwärmenachfrage werden in *Enertile* optimiert, sodass sich der Strombedarf zur Fernwärmeerzeugung schließlich endogen im Modell ergibt (vgl. Abschnitte 3.2.2.2 und 3.4.3).

Die Annahmen zur Entwicklung der Energienachfrage innerhalb Europas in dieser Arbeit basieren auf den Daten des *Diversification Pathways* des Projekts SET-Nav [51, 127], dessen Ergebnisse zudem in Crespo del Granado et al. [5] veröffentlicht wurden. In diesem Projekt wurden vier verschiedene Entwicklungspfade für eine starke Dekarbonisierung des europäischen Energiesystems untersucht. Dabei kamen diverse Modelle zur Abbildung der Nachfrageentwicklung in Gebäuden, Industrie und Verkehr zum Einsatz. Der *Diversification Pathway* ist durch eine vergleichsweise hohe Nachfrage gekennzeichnet. Die Wärmenachfrage

der Wärmepumpen in Gebäuden und die Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen steigen in diesem Entwicklungspfad bis zum Jahr 2050 stark an. Im Gegensatz dazu ist die Wärmenachfrage der Fernwärmenetze in Europa in diesem Entwicklungspfad leicht rückläufig. Insgesamt geht allerdings der Wärmebedarf aufgrund von Gebäudesanierungen stark zurück. Während somit der absolute Endenergiebedarf für Fernwärme im Zeitverlauf nahezu konstant bleibt, steigt der Anteil der Fernwärme in der Endenergieversorgung. Grund hierfür ist eine höhere Anzahl an das Fernwärmenetz angeschlossener Gebäude. Aufgrund dieser Prognosen wird der *Diversification Pathway* als Datengrundlage ausgewählt.

Tabelle 4.3 gibt die jährlichen Bedarfe an Strom und Wärme im Jahr 2050 für Europa (EU 27+3) an, die als Eingangsgrößen für die Szenarien in *Enertile* verwendet werden. Neben dem allgemeinen Strombedarf ist der jährliche Bedarf für die drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen Elektrofahrzeuge, dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Fernwärmenetze separat aufgeführt. Die angegebene Fernwärmenachfrage beinhaltet nur die Nachfrage von Gebäuden. Prozesswärme aus der Industrie ist hier nicht enthalten. Des Weiteren wird die Wasserstoffnachfrage aus dem *Diversification Pathway* explizit nicht berücksichtigt, da die Flexibilität durch die Nutzung von Wasserstoff als Speicheroption nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit ist (vgl. Abschnitt 2.3). Übertragungsverluste der Interkonnektoren und Speicherverluste sind in diesen Zahlen nicht erfasst, da diese Größen Teil der Optimierung mit *Enertile* sind. Länderspezifische Bedarfswerte für diese vier Kategorien finden sich im Anhang in Tabelle A.2.

**Tabelle 4.3:** Energienachfrage für Europa (EU 27+3) in 2050 [51, 127]

<b>Strom</b> (TWh <sub>el</sub> )		<b>Wärme</b> (TWh <sub>th</sub> )	
Allgemein	Elektrofahrzeuge	Wärmepumpen	Fernwärme
3.966,26	369,18	802,13	429,68

#### 4.2.1.4 Ausbau des Stromübertragungsnetzes

Das Stromübertragungsnetz ist eine zentrale Flexibilitätsoption für den Stromsektor, da es Möglichkeiten zum interregionalen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage bietet. Diese Flexibilität ist besonders wertvoll, wenn hohe Anteile von fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Stromsystem erreicht werden. Der mögliche Netzausbau beeinflusst die Modellergebnisse maßgeblich, z. B. bei der Auswahl und dem Einsatz verschiedener Energieversorgungstechnologien, und hat somit einen großen Einfluss auf die sich ergebenden Strompreise. Durch eine Limitierung der Übertragungskapazitäten muss der Ausgleich von Angebot und Nachfrage stärker innerhalb jeder einzelnen Region erfolgen. Die dortige Verfügbarkeit von kosteneffizienten erneuerbaren Energien bestimmt den Strommix der Region und die dort auftretenden Strompreise. Existieren im Gegensatz dazu keinerlei Netzengpässe und kann Strom in beliebiger Höhe zwischen Regionen ausgetauscht werden, können sich Angebot und Nachfrage ausgleichen. Hierdurch können sich die Strompreise überregional angleichen, wodurch sowohl weniger Preisspitzen als auch Stunden mit Nullpreisen zu erwarten sind. Folglich bestimmen im Wesentlichen der Erzeugungsmix und die Möglichkeiten des Stromhandels die Strompreise, die wiederum den Haupteinflussfaktor für die Marktwerte darstellen.

Im Modell *Enertile* werden beim Ausbau des Stromübertragungsnetzes die Netzverbindungen zwischen den Ländern verstärkt. Diese Interkonnektoren sind der einzige Teil des Stromnetzes, der im Modell explizit berücksichtigt wird (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die Übertragungskapazitäten der Interkonnektoren begrenzen den möglichen Stromaustausch zwischen den Ländern in beiden Austauschrichtungen. Der Ausbau von angenommenen Anfangskapazitäten ist Teil der Optimierung. Insbesondere bei starker Dekarbonisierung zählt der Netzausbau zu den kosteneffizientesten Optionen, die das Modell *Enertile* zum Lastausgleich nutzen kann [58]. Daher greift der Optimierer entsprechend oft und intensiv auf diese Variante zurück. Jedoch dürfte ein übermäßiger Ausbau der Übertragungskapazitäten in der Realität aufgrund langer Projektlaufzeiten, Planungsunsicherheiten,

verwaltungstechnischer Hemmnisse und öffentlicher Widerstände nur schwer umsetzbar sein.

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Arbeit die Ausbauoptionen für die Interkonnektoren generell begrenzt. Bezüglich der Übertragungskapazitäten bildet der letzte *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)* der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) aus dem Jahr 2018 die Grundlage [138]. Es wird davon ausgegangen, dass das Referenznetz für das Jahr 2027 aus dem TYNDP 2018 im Jahr 2050 vollständig umgesetzt sein wird. Dieses Referenznetz bildet die angenommenen Anfangskapazitäten der Interkonnektoren. Bis 2050 ist zwar ein weiterer Stromnetzausbau über diese Anfangskapazitäten hinaus zu erwarten, der jedoch durch zusätzliche Obergrenzen beschränkt wird. Für jede Verbindung wird eine maximale Erhöhung von 50 % zusätzlich des TYNDP 2018 erlaubt. Für neue Verbindungen wird eine maximale Kapazität von 1.000 MW angenommen. Der Ausbau der einzelnen Leitungen innerhalb dieser beiden Grenzen ist jedoch weiterhin Teil des Optimierungsergebnisses. Für die Annahmen zu anfänglichen und maximalen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten einzelner Interkonnektoren siehe Tabelle A.3 im Anhang. Der Einfluss dieser Begrenzung des Netzausbaus wird durch einen Vergleich mit Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes analysiert (vgl. Abschnitt 4.1.3).

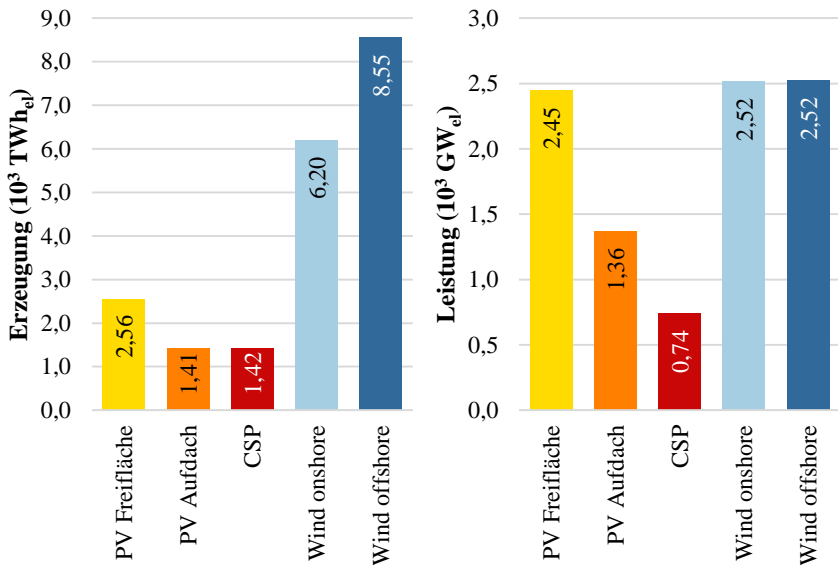
### 4.2.2 Erneuerbare Energien

Die Szenarien dieser Analyse zielen auf eine starke Reduktion der THG-Emissionen in der europäischen Energieversorgung ab, was folglich zu einem sehr hohen Anteil an erneuerbaren Energien in der Stromversorgung führt. Das vorhandene Potenzial für Wind und Solar sowie zusätzliche Annahmen für den Einsatz von erneuerbaren Energien im Stromsektor werden nachfolgend detailliert beschrieben. Des Weiteren werden Annahmen zur Nutzung von erneuerbaren Energien in Wärmenetzen erläutert.

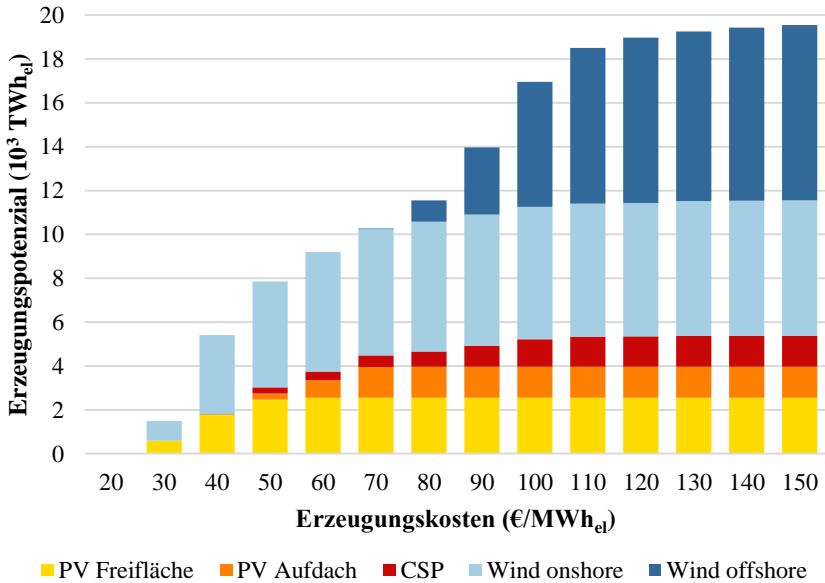
### 4.2.2.1 Annahmen zu erneuerbaren Energien im Stromsektor

#### Potenzial für Wind- und Solarenergie

Der Ausbau der erneuerbaren Technologien aus Wind- und Solarenergie gehört zu den wichtigsten Entscheidungsvariablen des *Enertile* Modells. Wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, wird das Stromerzeugungspotenzial für erneuerbare Energien vor der Optimierung in einer detaillierten Berechnung mit hoher räumlicher Auflösung ermittelt. Das Ergebnis dieser Berechnung sind Kostenpotenziale, die sich aus der potenziellen Leistung, den jährlichen spezifischen Kosten und den Volllaststunden für einzelne Ausbaustufen zusammensetzen. Abbildung 4.3 und 4.4 zeigen das Gesamtpotenzial für Erzeugung und Leistung sowie die aggregierte Kostenpotenzialkurve für alle modellierten Regionen in Europa für die fünf betrachteten Solar- und Windtechnologien im Jahr 2050.



**Abbildung 4.3:** Gesamtpotenzial der erneuerbaren Energien in Europa (EU 27+3) im Jahr 2050: Erzeugung (links) und Leistung (rechts) pro Technologie



**Abbildung 4.4:** Aggregierte Kostenpotenzialkurve der Stromerzeugungspotenziale der erneuerbaren Energien in Europa (EU 27+3) im Jahr 2050

Gute Standorte sind gekennzeichnet durch eine hohe Anzahl an Volllaststunden und bieten damit niedrige spezifische Erzeugungskosten. Allerdings treffen diese Bedingungen nur auf eine begrenzte Anzahl von Standorten zu, sodass das resultierende Erzeugungspotenzial zu niedrigen Kosten gering ist. Wenn dieses Potenzial vollständig ausgeschöpft ist, wird ein schrittweises Ausweichen auf zunehmend schlechtere Standorte notwendig, die weniger Volllaststunden und folglich höhere spezifische Kosten beinhalten. Wie Abbildung 4.4 zeigt, wird mit steigenden spezifischen Kosten ein größeres Erzeugungspotenzial verfügbar.

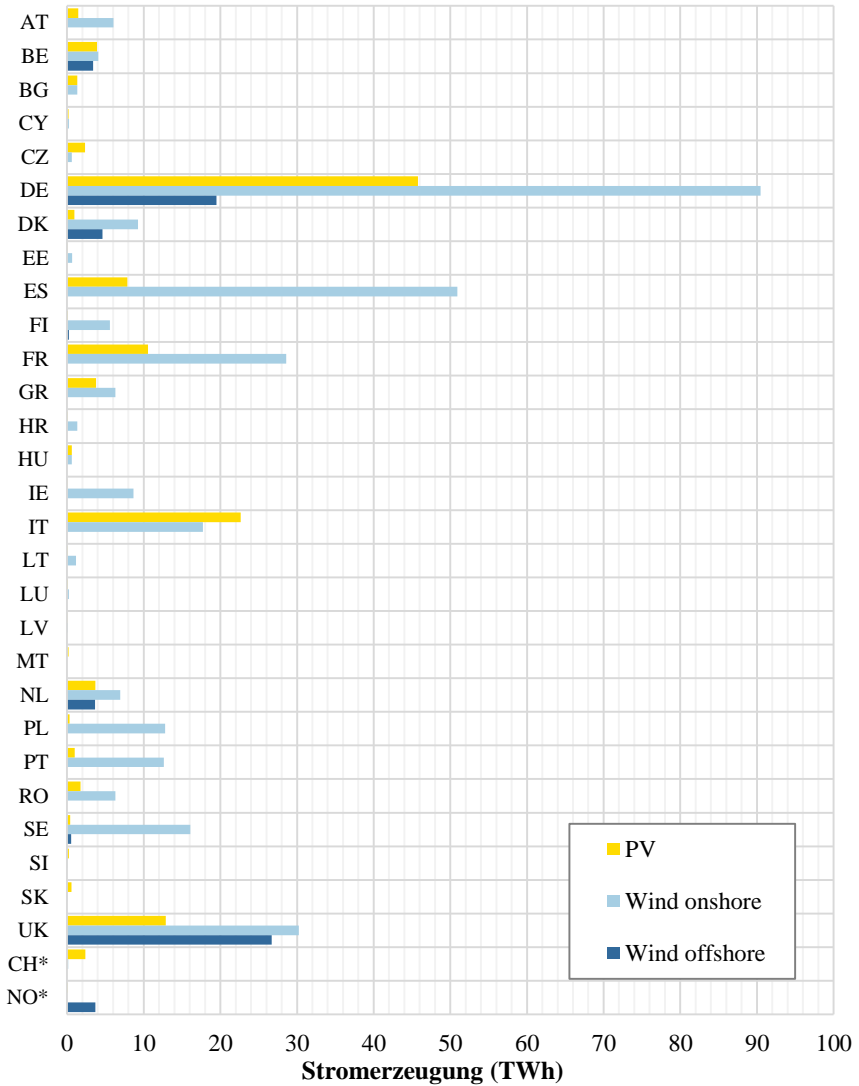
### Weitere Annahmen zu Wind- und Solarenergie

Bei der Kostenoptimierung des EE-Ausbaus in *Enertile* kann es zu einem unausgeglichenen Technologiemix kommen, da jeweils zuerst die kosteneffizienteste



Technologie möglichst weit ausgeschöpft wird. So wird in Modellregionen mit sehr guten Potenzialen für Windenergie vorwiegend auf diese Energiequelle gesetzt und Solarenergie weniger stark ausgebaut und umgekehrt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Länder mit heutiger EE-Erzeugung aus Wind- und Solarenergie dieses Niveau mindestens halten oder bis 2050 steigern werden. Daher werden zusätzliche Untergrenzen für die zukünftige Entwicklung der Wind- und Solarstromerzeugung auf Grundlage der aktuellen Erzeugungsmengen in den einzelnen Ländern definiert. Die folgende Abbildung 4.5 zeigt die Stromerzeugung aus PV und Windkraft in einzelnen europäischen Ländern aus dem Jahr 2018, die als Mindestmengen in das lineare Optimierungsproblem einfließen [45]. Da in der Studie keine Daten für Nicht-EU-Länder veröffentlicht wurden, werden für Schweiz und Norwegen eigene Annahmen aus anderen Projekten mit *Enertile* ergänzt [19].

Die aggregierte Kostenpotenzialkurve in Abbildung 4.4 zeigt, dass Wind offshore aufgrund der vergleichsweise hohen Erzeugungskosten erst dann als letzte Option zum Einsatz kommt, wenn die Potenziale der anderen Technologien bereits weitestgehend ausgeschöpft wurden. Folglich hat diese Technologie bei der Kostenoptimierung in *Enertile* häufig nur einen geringen Anteil im Erzeugungsmix. Jedoch haben bereits mehrere europäische Länder in ihren nationalen Energie- und Klimaplänen (*National energy and climate plans NECPs*) Ausbauziele für Wind offshore für das Jahr 2030 angegeben. Es ist davon auszugehen, dass diese Ziele bis 2050 vollständig umgesetzt sein werden und das Niveau der installierten Leistung bis dahin mindestens gleich bleibt. Daher werden diese Ausbauziele als Untergrenzen für die installierte Leistung von Wind offshore in den entsprechenden Ländern ergänzt. Des Weiteren gibt die EU-Strategie für erneuerbare Offshore-Energie (*EU strategy on offshore renewable energy*) ein Ausbauziel von 300 GW für Wind offshore im Jahr 2050 an [139]. Ergänzt man die geplanten Leistungen für Norwegen mit 4,5 GW und für das Vereinigte Königreich mit 40 GW ergibt sich für die Szenarien ein Ausbauziel von 344,5 GW in Europa (vgl. auch [19]). Dieses Ziel ist ebenso als Untergrenze für die gesamte Modellregion Europa (EU 27+3) zu erfüllen. Tabelle 4.4 gibt die Ausbauziele basierend auf den *NECPs* der EU-Länder, der EU-Strategie und weiteren Quellen für Norwegen und das Vereinigte Königreich an.



**Abbildung 4.5:** Mindestmengen der Stromerzeugung aus Windkraft und PV in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] (\* für CH, NO eigene Annahmen)

**Tabelle 4.4:** Untergrenzen für installierte Leistung von Wind offshore in 2050 [19, 139]

<b>Land</b>	<b>Leistung (GW)</b>
Belgien	4,00
Dänemark	5,00
Deutschland	20,00
Estland	5,00
Irland	3,50
Litauen	0,70
Niederlande	11,00
Polen	3,80
Portugal	0,30
EU 27	300,00
Norwegen	4,50
Vereinigtes Königreich	40,00
<b>EU 27+3</b>	<b>344,50</b>

### Andere erneuerbare Energien

Die Stromerzeugung aus anderen EE wie Wasserkraft, Geothermie und Biomasse wird in *Enertile* größtenteils exogen vorgegeben. Im Folgenden werden die Annahmen zu diesen Technologien kurz beschrieben. Diese basieren vorwiegend auf Daten des 19<sup>th</sup> *EurObserv'ER Report* zum Stand der erneuerbaren Energien in der EU aus dem Jahr 2018 [45]. Da in der Studie keine Daten für Nicht-EU-Länder veröffentlicht wurden, werden für Schweiz und Norwegen eigene Annahmen aus anderen Projekten mit *Enertile* ergänzt [19].

Im Jahr 2018 wurden in der EU (inkl. UK) insgesamt 350 TWh Strom aus **Wasserkraft** ohne Berücksichtigung des Pumpbetriebs von Pumpspeicherkraftwerken erzeugt [45]. Abbildung 4.6 zeigt die Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2018 für die jeweiligen Länder. Das Wachstumspotenzial für Wasserkraft ist

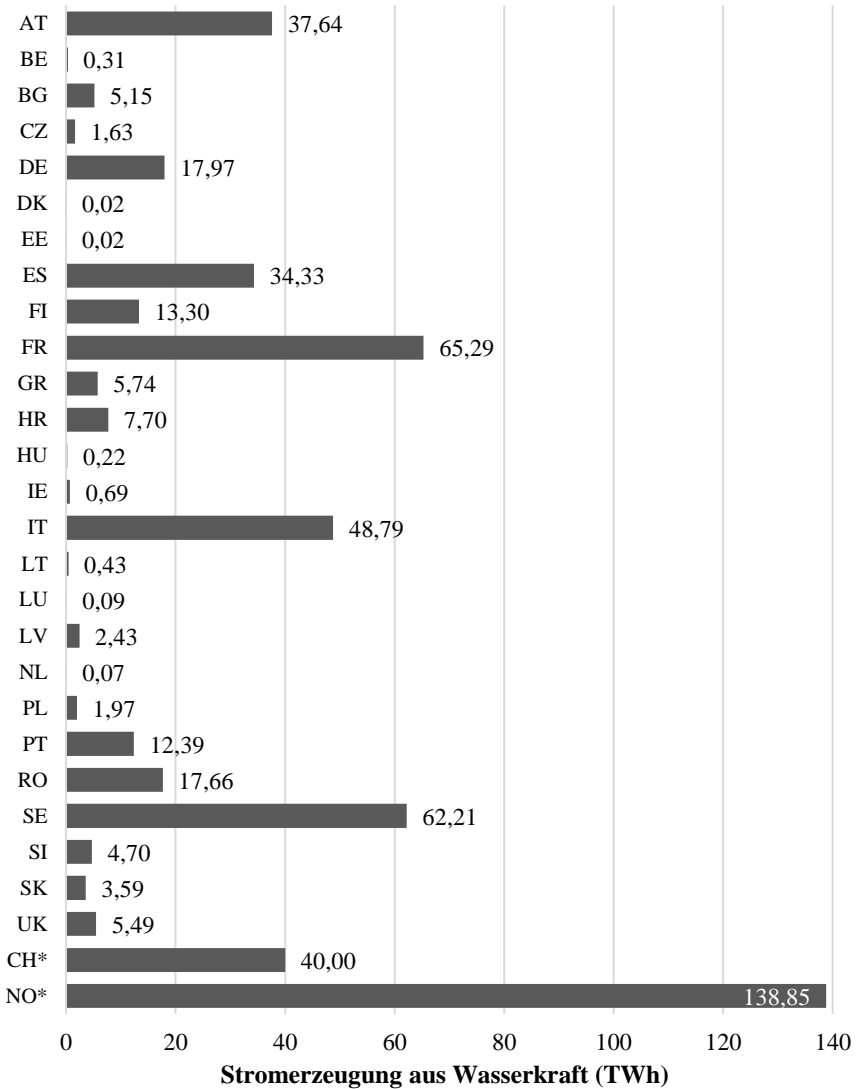


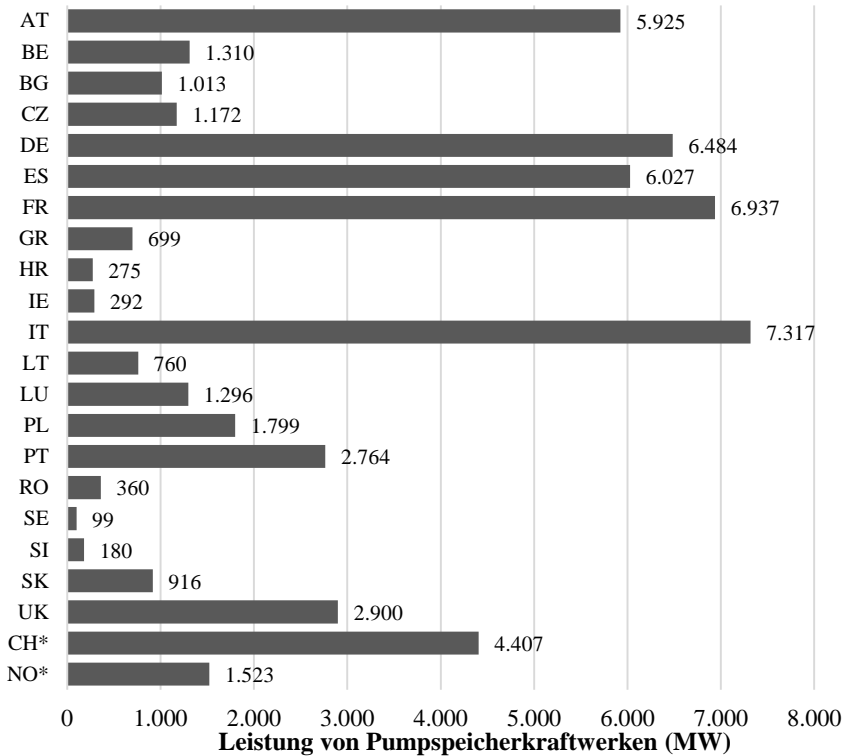
Abbildung 4.6: Stromerzeugung aus Wasserkraft in den einzelnen Ländern für das Jahr 2050 basierend auf Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] (\* für CH, NO eigene Annahmen)

tendenziell begrenzt, da das Angebot an geeigneten Standorten für große Wasserkraftwerke nahezu erschöpft ist. Bei Voraussetzungen der Modernisierung von heutigen, bestehenden Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass diese Produktionsmengen bis 2050 konstant bleiben, auch wenn die Stromerzeugung aus Wasserkraft natürlichen Schwankungen aufgrund der Variation der Abflussmengen in verschiedenen Jahren unterliegt.

Darüber hinaus ist die Nutzung von Wasserkraft durch **Pumpspeicherkraftwerke** eine wichtige Option der Stromspeicherung im Modell. Die möglichen Standorte für diese Kraftwerke sind jedoch aufgrund der besonderen geografischen Anforderungen heutzutage bereits weitestgehend ausgeschöpft. Vor diesem Hintergrund werden die Pumpspeicherkraftwerke im Modell auf die aktuell in den einzelnen Ländern installierten Leistungen festgelegt und ein weiterer Ausbau verhindert. Abbildung 4.7 zeigt die Annahmen zu bestehenden Leistungen von Pumpspeicherkraftwerken in Europa, basierend auf den Werten aus dem Jahr 2018 [45].

Des Weiteren wurden in der EU im Jahr 2018 rund 6.657 GWh Strom aus **geothermischer Energie** erzeugt [45]. Tabelle 4.5 gibt die Stromerzeugung aus geothermischer Energie im Jahr 2018 für die sechs Länder an, welche diese Energiequelle aktuell nutzen. In den letzten Jahren haben sich die Erzeugungsmengen kaum verändert, sodass nur schwer abzuschätzen ist, wie sich die Produktion zukünftig entwickeln könnte. Auch wenn bis 2050 die Ausbeutung geothermischer Energie zur Stromerzeugung zunehmen kann, wird aktuell erwartet, dass die Nutzung zur Wärmeerzeugung erheblich ausgeweitet wird [47]. Um diese Konkurrenzsituation in der Nutzung von Geothermie zu vermeiden und das geothermische Potenzial nicht zu überschreiten, wird in dieser Arbeit lediglich eine Erhöhung des Einsatzes von geothermischer Fernwärme angenommen (siehe Abschnitt 4.2.2.2). Folglich wird davon ausgegangen, dass die Stromproduktion aus geothermischer Energie bis 2050 konstant bleibt.

Im Gegensatz zu Wasserkraft und geothermischer Energie, ist davon auszugehen, dass die Nutzung von **Biomasse** für die Stromerzeugung bis 2050 tendenziell rückläufig ist. Hauptgrund hierfür ist die generelle Knappheit der Ressource Biomasse. Außerdem wird in Szenarien mit ambitionierter Dekarbonisierung die potenziell



**Abbildung 4.7:** Installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf dem Jahr 2018 [45] (\* für CH, NO eigene Annahmen)

verfügbare Biomasse meist dringender in anderen Sektoren wie Industrie und Verkehr benötigt, um dort die nötigen THG-Reduktionen zu erreichen. In der EU (inkl. UK) wurden im Jahr 2018 etwa 62,5 TWh Strom aus Biomasse (feste Biomasse und Biogas) in reinen Stromerzeugungsanlagen ohne KWK erzeugt [45]. Für die Szenarien wird die Annahme getroffen, dass diese Produktionsmengen im Jahr 2050 auf 80 % reduziert werden, um hierdurch die Ressourcenknappheit für den Stromsektor zu berücksichtigen. Abbildung 4.8 zeigt die angenommene Stromerzeugung aus Biomasse im Jahr 2050 für die entsprechenden Länder. Für den Einsatz von Biomasse in reinen Stromerzeugungsanlagen ohne KWK wird

**Tabelle 4.5:** Stromerzeugung aus geothermischer Energie in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45]

Land	Stromerzeugung (GWh)
Italien	6.105
Deutschland	230
Portugal	178
Kroatien	130
Frankreich	12
Ungarn	2

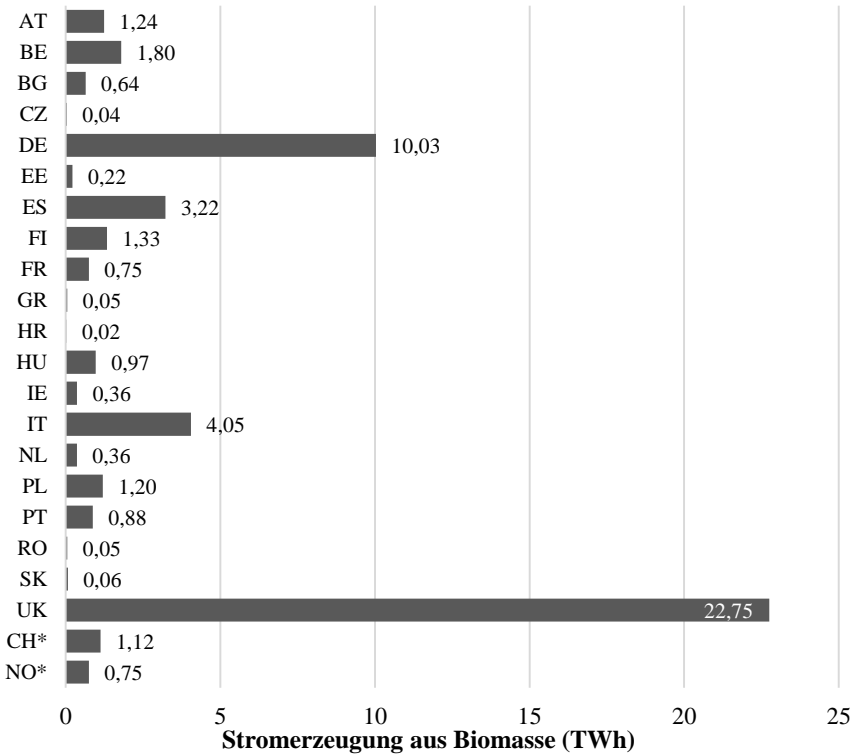
die jährliche Erzeugungsmenge exogen vorgegeben. Diese Strommenge muss im Laufe des gesamten Jahres genau eingehalten werden, während die stündliche Erzeugung variabel und lediglich durch die jeweilige installierte Leistung begrenzt ist. Die Annahmen zur Nutzung von Biomasse in KWK-Anlagen werden bei den Wärmenetzen im folgenden Abschnitt 4.2.2.2 beschrieben.

#### 4.2.2.2 Annahmen zu erneuerbaren Energien in Wärmenetzen

In *Enertile* stehen für die Fernwärmeversorgung verschiedene Technologieoptionen zur Verfügung, deren Leistungsausbaue und stündlicher Betrieb Bestandteile der Kostenoptimierung sind. Jedoch begrenzen oder bestimmen zusätzliche, exogene Annahmen den tatsächlichen Einsatz von erneuerbaren Energien wie Biomasse, Solarthermie und tiefer Geothermie. Die Annahmen zu diesen Energieträgern werden im Folgenden erläutert.

##### Biomasse in Wärmenetzen

Analog zur begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse für die Stromerzeugung, ist ebenso davon auszugehen, dass nur eine begrenzte Menge von Biomasse zur Fernwärmeversorgung zur Verfügung steht. Im Modell kann Biomasse in Heizkesseln zur reinen Wärmeerzeugung oder in KWK-Anlagen zur Erzeugung von Strom



**Abbildung 4.8:** Stromerzeugung aus Biomasse (ohne KWK) in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf 80% der Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] (\* für CH, NO eigene Annahmen)

und Wärme eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 3.3.2.5). In KWK-Anlagen ist die Wärmeerzeugung eng an die Stromerzeugung gekoppelt und durch entsprechende Nebenbedingungen im Optimierungsmodell wird ein konformer Betrieb innerhalb der technischen Parameter der Anlagen gewährleistet. Die KWK-Anlagen können entweder im ungekoppelten Betrieb zur reinen Stromerzeugung oder im gekoppelten Betrieb zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt werden. Wird nun der Output der Wärmemenge begrenzt, kann dennoch eine



beliebige Menge Strom im ungekoppelten Betrieb erzeugt werden. Daher muss zusätzlich der Output der Strommenge begrenzt werden, damit der gesamte Einsatz von Biomasse entsprechend der verfügbaren Ressourcen berücksichtigt wird. Für die Begrenzung der Strommenge ist dabei nicht von Bedeutung, ob diese im gekoppelten oder ungekoppelten Betrieb erzeugt wird. Vor diesem Hintergrund werden insgesamt drei Obergrenzen für den Einsatz von Biomasse durch entsprechende Nebenbedingungen im Optimierungsmodell implementiert: in Heizkesseln, in KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung (gekoppelter Betrieb) und in KWK-Anlagen zur Stromerzeugung (gekoppelter oder ungekoppelter Betrieb). Unterhalb dieser Grenzen ist der tatsächliche Einsatz von Biomasse jedoch weiterhin Teil der Kostenoptimierung. Im Gegensatz zum Einsatz von Biomasse in reinen Stromerzeugungsanlagen ist es dadurch möglich, dass die verfügbare Biomasse für die Fernwärmeversorgung im Laufe des Jahres nicht vollständig ausgeschöpft wird. Dieser Ansatz bietet dem Modell die größtmögliche Freiheit zu jeder Stunde die kosteneffizienteste Technologie zur Fernwärmeerzeugung auszuwählen, ohne die jährliche Mengenvorgabe genau einhalten zu müssen, während gleichzeitig die generelle Ressourcenknappheit von Biomasse zur Wärmeerzeugung miteinbezogen wird.

In der EU (inkl. UK) wurden im Jahr 2018 rund 137,3 TWh Fernwärme aus Biomasse (feste Biomasse und Biogas) erzeugt, davon 88,1 TWh in Heizkesseln und 49,2 TWh in KWK-Anlagen (vgl. Abschnitt 2.2.3) [45]. In diesen KWK-Anlagen wurden durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Fernwärme ebenso 98 TWh Strom bereitgestellt [45]. Analog zum Einsatz von Biomasse im Stromsektor wird davon ausgegangen, dass maximal 80 % dieser Produktionsmengen im Jahr 2050 möglich sind. Tabelle 4.6 gibt die Obergrenzen für die Biomassenutzung zur Erzeugung von Strom und Fernwärme in KWK-Anlagen und zur Erzeugung von Fernwärme in Heizkesseln in den Ländern für das Jahr 2050 an.

### **Solarthermie in Wärmenetzen**

Der Einsatz von Solarthermie in Wärmenetzen ist nicht Teil der Kostenoptimierung in *Enertile* und wird vollständig durch exogen getroffene Annahmen

**Tabelle 4.6:** Obergrenzen für die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Strom und Fernwärme in KWK-Anlagen und in Heizkesseln in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf 80 % der Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] (\* für CH, NO eigene Annahmen)

Land	Biomasse KWK		Biomasse-Heizkessel
	(GWh <sub>el</sub> )	(GWh <sub>th</sub> )	(GWh <sub>th</sub> )
AT	2.438	3.340	4.839
BE	1.745	140	0
BG	549	996	56
CY	46	12	0
CZ	3.747	1.363	307
DE	25.362	7.264	1.393
DK	4.030	8.485	4.651
EE	792	1.775	1.182
ES	892	0	0
FI	8.461	8.530	6.475
FR	4.157	5.656	5.428
GR	199	0	0
HR	512	628	0
HU	733	564	372
IE	46	0	0
IT	5.942	6.249	745
LT	396	1.282	3.684
LU	136	320	37
LV	755	1.714	1.359
MT	7	0	0
NL	1.548	1.297	279
PL	3.968	2.547	636
PT	1.388	0	0
RO	301	418	151
SE	8.164	16.767	6.415
SI	211	217	93
SK	1.222	876	392
UK	634	0	884
CH*	5.233	2.617	2.617
NO*	7.369	3.684	3.684

bestimmt (vgl. Abschnitt 3.3.2.3). Insbesondere in Szenarien mit ambitionierter Dekarbonisierung ist die Nutzung von Solarthermie relevant, um die Fernwärmeversorgung zu dekarbonisieren und THG-Reduktionsziele zu erreichen. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 Solarthermie in allen Ländern eingesetzt wird und einen bestimmten Anteil des jährlichen Fernwärmebedarfs versorgt. Laut Studienergebnissen zu Trends und Möglichkeiten von solarer Fernwärme in Europa kann in quasi allen europäischen Ländern ein gewisser Anteil des Fernwärmebedarfs durch Solarthermie sowohl technisch als auch wirtschaftlich gedeckt werden (vgl. Abschnitt 2.2.2) [50]. Folglich wird ein einheitlicher Anteil für Solarthermie am Gesamtfernwärmebedarf für alle Länder angenommen. In der Realität wird nicht in jedem einzelnen Fernwärmenetz die Integration von Solarthermie möglich sein. Gründe hierfür sind zum einen die nicht überall vorhandenen Flächen für die Installation der Anlagen und zum anderen die notwendige Absenkung der Betriebstemperatur für die Inklusion von Solarthermie. Jedoch ist davon auszugehen, dass zumindest in einem gewissen Teil der Wärmenetze diese Anforderungen erfüllt sind und ein großer Anteil des Wärmebedarfs durch Solarthermie versorgt wird. In Bezug auf den gesamten Fernwärmebedarf des Landes kann daher angenommen werden, dass ein kleiner Anteil davon durch Solarthermie gedeckt wird.

In dieser Arbeit wird in jedem Land ein vordefinierter Anteil von 10 % des jährlichen Fernwärmebedarfs durch Solarthermie gedeckt. In einer Studie zu solarer Fernwärme wurde bei Ermittlung des Solarwärmepotenzials für die untersuchten Wärmenetze ein solarer Anteil von 20 % realisiert (vgl. Abschnitt 2.2.2) [50]. Die Annahme von 10 % als Zielwert für den gesamten Fernwärmebedarf aller Wärmenetze des Landes ist somit eine erfüllbare und gleichzeitig konservative Wahl. Die stündlichen Erzeugungsprofile werden dabei direkt mit den solaren Einstrahlungsprofilen skaliert, wodurch saisonale und tägliche Variationen der Erzeugungsmengen direkt berücksichtigt werden. Die Wärmeerzeugung mittels Solarthermie wird somit vollständig anhand von stündlichen Profilen exogen vorgegeben. Bei der zugrundeliegenden Fernwärmenachfrage von 429,7 TWh in Europa (vgl. Abschnitt 4.2.1.3) und der Vorgabe eines Anteils von 10 % werden

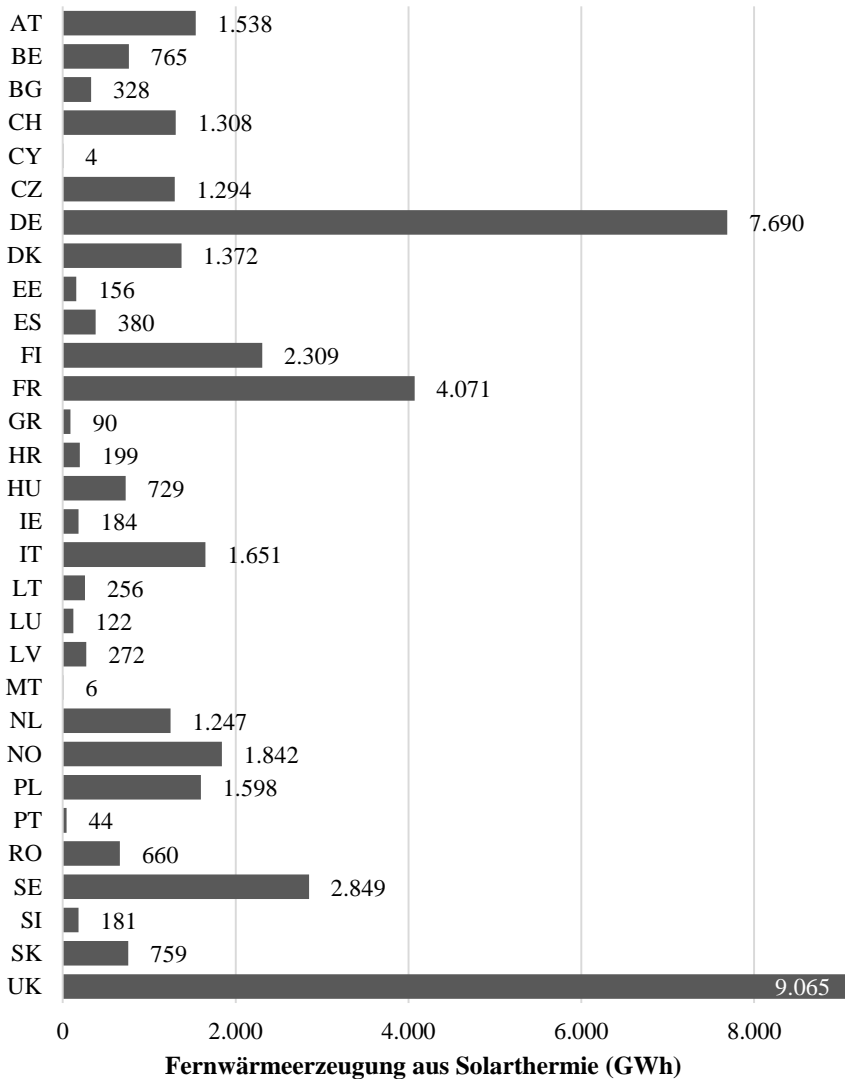


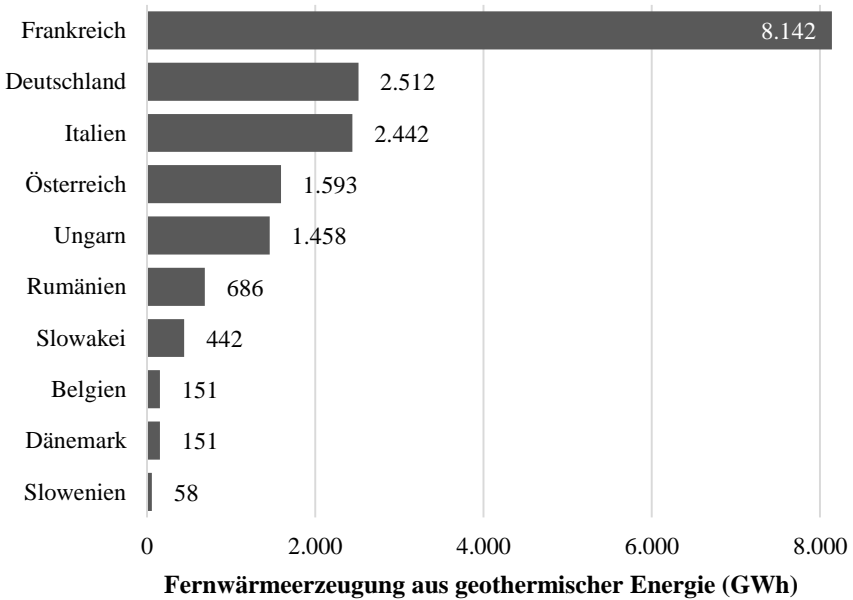
Abbildung 4.9: Annahmen zur Fernwärmeerzeugung aus Solarthermie in den Ländern in 2050 als jeweils 10% des jährlichen Fernwärmebedarfs (eigene Annahme)

folglich insgesamt 42,97 TWh an Fernwärme mit Solarthermie bereitgestellt. Abbildung 4.9 zeigt die Aufteilung der angenommenen Fernwärmeerzeugung aus Solarthermie auf die europäischen Länder.

### **Tiefe Geothermie in Wärmenetzen**

Ebenso wie bei Solarthermie wird der Einsatz von tiefer Geothermie in Wärmenetzen vollständig durch exogen getroffene Annahmen bestimmt (vgl. Abschnitt 3.3.2.2). Im Gegensatz zu Solarthermie kann tiefe Geothermie jedoch nur in denjenigen Ländern eingesetzt werden, in denen überhaupt die geologischen Anforderungen zur Ausbeutung von geothermischer Energie erfüllt sind. Im Jahr 2018 wurden in zehn Ländern der EU insgesamt 3,2 TWh Fernwärme aus geothermischer Energie erzeugt (vgl. Abschnitt 2.2.1) [45]. Es ist davon auszugehen, dass diejenigen Länder, die derzeit Geothermie zur Wärmeerzeugung nutzen, diese Energiequelle bis 2050 weiterhin einsetzen und wenn möglich ausbauen werden. Da die aktuellen Produktionsmengen gemessen an der gesamten Fernwärmennachfrage der Länder meist eher gering ausfallen, wird von einer recht starken Zunahme bis 2050 ausgegangen (vgl. Abschnitt 2.2.1). Dabei wird in dieser Arbeit angenommen, dass die geothermische Fernwärmeerzeugung im Jahr 2050 auf das zehnfache der heutigen Produktion ansteigt. Die stündliche Fernwärmeerzeugung aus Geothermie wird im Modell vollständig exogen vorgegeben und über das ganze Jahr als konstant angenommen. Durch das innerhalb eines Jahres sehr unterschiedlich verlaufende Profil der Fernwärmennachfrage kann dies jedoch insbesondere in der Sommerzeit dazu führen, dass Geothermie und Solarthermie zusammen bereits einen Großteil der anfallenden Fernwärmennachfrage decken und folglich die Einsatzmöglichkeiten für andere Technologien stark limitiert werden. Daher wird beim Festlegen der angenommenen Wärmeproduktion aus Geothermie zusätzlich der Anteil der geothermischen Wärmeerzeugung auf maximal 20 % des jährlichen Fernwärmebedarfs begrenzt. Da bereits 10 % durch Solarthermie bereitgestellt werden, stehen folglich noch mindestens 70 % des Bedarfs für die Kostenoptimierung der anderen Technologien zur Verfügung. Abbildung 4.10 zeigt die angenommene geothermische Fernwärmeproduktion in 2050

basierend auf den Werten aus dem Jahr 2018 [45]. In Frankreich und Ungarn liegen die heutigen Erzeugungsmengen bereits auf einem hohen Niveau, weshalb sie bei der Steigerung mit dem Faktor zehn über der 20 %-Begrenzung liegen würden. Daher wird in diesen beiden Ländern die Fernwärmeerzeugung aus Geothermie auf den Grenzwert von 20 % der jährlichen Fernwärmefachfrage festgesetzt.



**Abbildung 4.10:** Annahmen zur Fernwärmeerzeugung aus geothermischer Energie in den betreffenden Ländern in 2050 basierend auf Erzeugungsmengen im Jahr 2018 und einer Steigerung auf das 10-fache ([45] und eigene Annahmen)

### 4.2.3 Andere Technologieoptionen und Speicher

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Technologien wie Wind und Solar, stellen der Ausbau und Betrieb von konventionellen Kraftwerken und anderen Technologieoptionen zur Erzeugung und Speicherung von Strom und Fernwärme weitere

zentrale Entscheidungsgrößen des Modells *Enertile* dar. Diese hängen wiederum stark von den Annahmen der techno-ökonomischen Eigenschaften der Investitionsoptionen ab, die nachfolgend kurz vorgestellt werden. Des Weiteren werden zusätzliche Annahmen zur Rolle der Kernkraft und zum Kohleausstieg beschrieben.

#### **4.2.3.1 Techno-ökonomische Parameter der Technologieoptionen**

Die Technologieoptionen zum Leistungsausbau lassen sich in drei Gruppen einteilen: Erstens die Technologien zur ungekoppelten Stromerzeugung oder -speicherung, zweitens die Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Fernwärme (KWK-Anlagen) und drittens die Technologien zur ungekoppelten Fernwärmeerzeugung oder -speicherung.

##### **Ungekoppelte Stromerzeugung oder -speicherung**

Hierzu zählen konventionelle Kraftwerke zur ungekoppelten Stromerzeugung mit den Brennstoffen Stein-, Braunkohle und Erdgas. Diese werden in Dampfkraftwerken (DKW), Gasturbinen (GT) oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) eingesetzt. Da die Szenarien in dieser Arbeit ein stark dekarbonisiertes, europäisches Energiesystem abbilden, spielen konventionelle Kraftwerke und ihre Kostenannahmen allerdings nur eine sehr begrenzte Rolle. Zur Stromspeicherung stehen für den Ausbau lediglich große Batteriespeicher zur Verfügung, denn Pumpspeicherkraftwerke sind auf ihre heutigen Kapazitäten festgelegt und ein Ausbau darüber hinaus ist nicht vorgesehen (vgl. Abbildung 4.7). Eine Übersicht zu den zentralen Parametern für konventionelle Kraftwerke und Batteriespeicher findet sich in Tabelle 4.7. Für Kernkraft sind keine Kosten aufgeführt, da dieser Kapazitätsausbau für jedes Land exogen vorgegeben ist (vgl. Erläuterungen im nachfolgenden Abschnitt 4.2.3.2). Mit Abfall befeuerte Kraftwerke werden nur als Bestandsanlagen berücksichtigt und stehen nicht als Ausbauoption zur Verfügung.

**Tabelle 4.7:** Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern von konventionellen Kraftwerken zur ungekoppelten Stromerzeugung sowie Batteriespeichern in 2050 [19, 54, 140]

Technologie	Lebensdauer	Wirkungsgrad	spez. Investition	Fixe O&M	Var. O&M
Einheit	(a)	(%)	(€/kW <sub>el</sub> )	(€/a/kW <sub>el</sub> )	(€/MWh <sub>el</sub> )
Steinkohle DKW	40	43	1.600	25,60	2,40
Braunkohle DKW	40	37	1.800	32,50	3,00
Erdgas GuD	30	61	750	11,25	3,00
Erdgas GT	30	41	400	7,50	1,50
Batteriespeicher	10	95	204	5,50	0,00

### Gekoppelte Erzeugung von Strom und Fernwärme

Diese Technologieoptionen werden auch als KWK-Anlagen bezeichnet und können sowohl zur reinen Stromerzeugung als auch zur gleichzeitigen Strom- und Fernwärmeerzeugung genutzt werden. In dieser Arbeit werden nur die Brennstoffe Erdgas und Biomasse für die Verfeuerung in KWK-Anlagen berücksichtigt. Obwohl aktuell noch Kohle in KWK-Anlagen eingesetzt wird, so kann davon ausgegangen werden, dass dies bei starker Dekarbonisierung im Jahr 2050 nicht mehr der Fall sein wird. Tabelle 4.8 enthält die angenommenen techno-ökonomischen Parameter für KWK-Anlagen. Bei Erdgas wird analog zur ungekoppelten Stromerzeugung zwischen Gasturbinen (GT) und Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) unterschieden. Für die techno-ökonomischen Parameter der in dieser Dissertation neu eingeführten Technologie Biomasse KWK wird auf den *Technologiedatenkatalog für die Erzeugung von Strom und Fernwärme* von der Dänischen Energieagentur zurückgegriffen. In diesem Technologiedatenkatalog sind für verschiedene Biomassenbrennstoffe und Anlagengrößen detaillierte Kostenangaben zu finden [141]. Hier wird von einer großen Anlage auf Basis von Stroh als Brennstoff ausgegangen (vgl. Abschnitt 3.3.2.5). Die Anlagenparameter sind analog zu den Effizienzannahmen von Großwärmepumpen für eine Rücklaufumtemperatur von 40 °C und einen Vorlauf von 80 °C ausgelegt (vgl. Abschnitt 3.3.2.1).



**Tabelle 4.8:** Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern von KWK-Anlagen in 2050 [19, 141]

<b>Technologie</b>	<b>elektr. Leistung</b>	<b>Lebensdauer</b>	<b>Wirkungsgrad KWK</b>	<b>Wirkungsgrad el.</b>
Einheit	(MW <sub>el</sub> )	(a)	(%)	(%)
Erdgas GuD KWK	100	30	88	48
Erdgas GT KWK	90	30	85	33
Biomasse KWK	42	25	71	30

<b>Technologie</b>	<b>Stromkennzahl</b>	<b>spez. Investition</b>	<b>Fixe O&amp;M</b>	<b>Var. O&amp;M</b>
Einheit	(kW <sub>el</sub> /kW <sub>th</sub> )	(€/kW <sub>el</sub> )	(€/a/kW <sub>el</sub> )	(€/MWh <sub>el</sub> )
Erdgas GuD KWK	1,19	950	30,00	3,00
Erdgas GT KWK	0,63	730	30,00	2,70
Biomasse KWK	0,74	2.900	103,00	2,10

### Ungekoppelte Fernwärmeerzeugung oder -speicherung

Zu diesen Technologieoptionen zählen verschiedene Arten von Heizkesseln, Großwärmepumpen und Wärmespeicher. In Heizkesseln kann entweder der fossile Brennstoff Erdgas, der erneuerbare Brennstoff Biomasse oder Strom eingesetzt werden. Bei einem Biomasse-Heizkessel wird analog zur KWK von Stroh als Brennstoff ausgegangen, wobei diese Technologien mehr oder weniger standardisierte Produkte mit einem hohen Maß an Brennstoffflexibilität (z. B. Art der Biomasse oder Feuchtigkeitsgehalt) sind. Auch hier sind die Anlagenparameter für eine Rücklauftemperatur von 40 °C und einen Vorlauf von 80 °C ausgelegt [141]. Großwärmepumpen für Umgebungswärmequellen und hohe Vorlauftemperaturen sind in großem Maßstab noch selten und meist Sonderanfertigungen, die dadurch zum Teil hohen technischen Planungsaufwand bedeuten. Dies liegt vor allem daran, dass die Anwendungen noch relativ neu sind und die Produktionszahlen für bestimmte Komponenten gering sind. Insgesamt bietet die weitere technologische Entwicklung von Kompressionswärmepumpen das Potenzial zur zukünftigen

**Tabelle 4.9:** Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern von Anlagen zur Fernwärmeerzeugung und Wärmespeichern in 2050 [19, 141]

<b>Technologie</b>	<b>therm. Leistung</b>	<b>Lebensdauer</b>	<b>Wirkungsgrad</b>
Einheit	(MW <sub>th</sub> )	(a)	(%)
Erdgas-Heizkessel	10	25	104
Biomasse-Heizkessel	6	25	103
Elektro-Heizkessel	5	20	99
Großwärmepumpe	4	25	variabel
Wärmespeicher	5	20	99

<b>Technologie</b>	<b>spez. Investition</b>	<b>Fixe O&amp;M</b>	<b>Var. O&amp;M</b>
Einheit	(€/kW <sub>th</sub> )	(€/a/kW <sub>th</sub> )	(€/MWh <sub>th</sub> )
Erdgas-Heizkessel	50	1,70	0,90
Biomasse-Heizkessel	750	42,90	0,67
Elektro-Heizkessel	60	0,92	0,40
Großwärmepumpe	530	2,00	1,60
Wärmespeicher	22	0,00	0,00

Kostensenkung. Vor diesem Hintergrund schwanken Kostenangaben für Großwärmepumpen in der Literatur aktuell noch sehr stark. Für die Modellierung in *Enertile* wird, konsistent zu den anderen neu eingeführten Technologieoptionen in Bezug auf Biomasse, ebenfalls auf den *Technologiedatenkatalog für die Erzeugung von Strom und Fernwärme* von der Dänischen Energieagentur zurückgegriffen [141]. Die techno-ökonomischen Parameter sind für große elektrische Kompressionswärmepumpen für Fernwärmesysteme mit der Wärmequelle Umgebungsluft ausgewählt. Dabei wird der Wirkungsgrad nach in Abschnitt 3.3.2.1 beschriebener Berechnungsmethode stündlich variabel in Abhängigkeit der Außentemperatur ermittelt. Als repräsentativer Wärmespeicher wird wie in *Enertile*

üblich von einem drucklosen Warmwasserspeicher mit stündlichen Wärmeverlusten von 1 % ausgegangen. Für die erneuerbaren Wärmetechnologien Solarthermie und tiefe Geothermie sind keine Kosten aufgeführt, da für diese Technologien die Produktionsmengen jeweils exogen vorgegeben und somit nicht Teil der Kostenoptimierung sind (vgl. Abschnitte 3.3.2.2 und 3.3.2.3). Abschließend zeigt Tabelle 4.9 die Annahmen für Anlagen zur ungekoppelten Fernwärmeerzeugung und -speicherung.

#### **4.2.3.2 Kernkraft**

Die Erzeugung von Atomstrom ist stark von politischen Präferenzen und nicht von rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten geprägt. Daher wird die nukleare Erzeugungskapazität nicht dem Kostenoptimierungsverfahren in *Enertile* unterworfen, sondern als exogene Annahme in die Szenarien einbezogen. Der Kapazitätsausbau oder -rückbau von Kernkraftwerken bis zum Jahr 2050 wird für jedes Land für die Szenarien vordefiniert. Die für diese Arbeit angenommene Kapazität der Kernkraftwerke in der EU basiert auf den Daten des *National Champions Pathways* des Projekts SET-Nav [51]. In diesem Pathway werden existierende Kernkraftwerke mit ihren geplanten Laufzeiten berücksichtigt und die Laufzeiten einzelner Kraftwerke aufgrund von Erneuerungen verlängert. Tabelle 4.10 zeigt die angenommene Kapazität von Kernkraftwerken in 2050 pro Land. Von den 30 Ländern, die in dieser Arbeit betrachtet werden, nutzen lediglich sieben Länder Kernenergie zur Stromerzeugung. Nicht aufgeführte Länder betreiben entweder keine Kernkraftwerke oder haben diese bis 2050 vollständig außer Betrieb und vom Netz genommen (z. B. Deutschland).

#### **4.2.3.3 Kohleausstieg**

Die grundlegende Abkehr von fossilen Brennstoffen und die damit einhergehende Umstellung der Energieversorgung ist ein zentrales Mittel, um das Ziel der EU, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen, erfolgreich umzusetzen. Daher haben die

**Tabelle 4.10:** Angenommene Kapazitäten für Kernkraft in 2050 [51]

<b>Land</b>	<b>Leistung (MW)</b>
Bulgarien	963
Tschechien	2.052
Finnland	3.300
Frankreich	25.280
Rumänien	1.300
Slowakei	2.632
Vereinigtes Königreich	10.798

Regierungen vieler EU-Länder im Rahmen ihrer nationalen Energie- und Klimapläne bereits angekündigt, in den nächsten Jahren und spätestens bis 2030 aus der Kohleverstromung aussteigen zu wollen. Bis auf wenige Ausnahmen wird bis zum Jahr 2050 im Großteil der EU-Länder kein Kohlekraftwerk mehr in Betrieb sein [142]. Ähnliches gilt für die drei berücksichtigten Nicht-EU Länder Schweiz, Norwegen und das Vereinigte Königreich [143]. In den Szenarien werden diese Ankündigungen zum Kohleausstieg auf zwei Arten umgesetzt. Zum einen wird der Zeitpunkt des Ausstiegs in der verwendeten Kraftwerksdatenbank berücksichtigt, um sicherzustellen, dass die zurzeit betriebenen oder geplanten Kohlekraftwerke das geplante Jahr der Stilllegung einhalten und somit in 2050 nicht mehr am Netz sind. Zum anderen wird der Bau neuer Kohlekraftwerke in Ländern mit konkreten Ausstiegsplänen durch zusätzliche Restriktionen im linearen Optimierungsproblem entsprechend verboten. Tabelle 4.11 fasst den Status der nationalen Ankündigungen zum Kohleausstieg in Europa zusammen.

**Tabelle 4.11:** Status der nationalen Pläne zum Kohleausstieg in Europa ([142] für EU-Länder; [143] für CH, NO, UK)

Status	Länder
kohlefrei seit 2020	BE, CH, CY, EE, LT, LU, LV, MT, NO
zum Ausstieg verpflichtet	AT, DE, DK, ES, FI, FR, GR, HU, IE, IT, NL, PT, SE, SK, UK
Ausstieg in Erwägung	CZ, SI
kein Ausstieg geplant	BG, HR, PL, RO

## 4.3 Kritische Reflexion der Szenarien und Annahmen

Dieses Kapitel beschreibt das grundlegende Design der Szenarien sowie die getroffenen Annahmen und die verwendete Datengrundlage für die Rechnungen mit dem Modell *Enertile*, deren Ergebnisse im nachfolgenden Kapitel detailliert vorgestellt und analysiert werden. Selbstverständlich sind in der Literatur für einige der hier gewählten Eingangsparameter und Annahmen auch andere Werte und Entwicklungen zu finden. In den entsprechenden Abschnitten wurden daher die gewählten Parameter dargestellt und bei Bedarf ihr Einfluss auf die Ergebnisse diskutiert. Für einige Annahmen, die weniger starken Einfluss auf den Analysefokus der Dissertation haben, wird auf Erfahrungswerte und Projekte mit Szenario-rechnungen des Modells *Enertile* zurückgegriffen [19, 51]. Dem möglicherweise großen Einfluss der Ausbauoptionen des Stromübertragungsnetzes auf die Ergebnisse in dieser Arbeit wird durch Sensitivitätsrechnungen von Szenarien mit unbegrenztem Netzausbau Rechnung getragen. Davon abgesehen wird aufgrund der bereits großen Anzahl an Szenarien und der Vielzahl an Parametern in dieser Arbeit auf weitere Sensitivitätsrechnungen verzichtet.

Bei der Definition von Szenarien in dieser Dissertation existiert im Hinblick auf die politischen Rahmenbedingungen ein gewisser Unsicherheitsfaktor. Dies betrifft unter anderem Energiepreise, die Förderung oder das Verbot bestimmter Technologien, geplante Ausstiege in Bezug auf Kernenergie und Kohleverstromung, gesetzte Zieljahre für die Erreichung von Klimaneutralität oder Entscheidungen über die Unabhängigkeit von importierten Energieträgern. Beispielsweise hat der Ukraine-Krieg bereits jetzt weitreichende Auswirkungen auf die Erdgaspreise in Europa und die zukünftigen Folgen auf die energiepolitischen Rahmenbedingungen der EU sind noch nicht vollständig absehbar. In Bezug auf die Definition von Szenarien in dieser Dissertation muss daher vereinfachend davon ausgegangen werden, dass die zum Zeitpunkt des Szenariodesigns gültigen politischen Entscheidungen genauso in Zukunft gelten und keine gravierenden Kursänderungen vorgenommen werden.

Die Szenarien und Eingangsparameter wurden zusammengestellt und konstruiert, um die Wechselwirkungen zwischen Stromsystem und der Flexibilität durch Sektorkopplungsoptionen zu untersuchen. Des Weiteren sollen aus den Ergebnissen aller Szenarien und Sensitivitätsrechnungen robuste Erkenntnisse zur Beantwortung der aufgeworfenen Forschungsfragen abgeleitet werden. Die Szenarien stellen daher keine Vorhersage für das europäische Stromsystem im Jahr 2050 dar, sondern dienen lediglich zur Untersuchung der in dieser Arbeit aufgeworfenen Forschungsfragen. Die Szenarien bilden ein kosteneffizientes, stark dekarbonisiertes europäisches Energiesystem für das Jahr 2050 ab und dienen zur Analyse der Auswirkungen verschiedener Optionen der stromseitigen Sektorkopplung auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien.

## 5 Ergebnisse der modellbasierten Szenarioanalyse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der modellgestützten Szenarioanalyse für ein europäisches Energiesystem mit ambitionierter Dekarbonisierung vorgestellt, die mit dem Modell *Enertile* berechnet wurden. Die im vorherigen Kapitel definierten Szenarien werden dabei im Hinblick auf die Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das Stromerzeugungssystem und insbesondere auf die Marktwerte von erneuerbaren Energien analysiert. Dazu wird zunächst das *Max Flex* Szenario detailliert vorgestellt und diskutiert. Hierbei wird ein besonderer Fokus auf die Entwicklungen in Fernwärmenetzen gelegt (Abschnitt 5.1). Als nächstes wird die Flexibilität durch strombasierte Fernwärmeerzeugung mit anderen relevanten Optionen der stromseitigen Sektorkopplung wie dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeugen verglichen. Dabei werden zunächst die Veränderungen im Energiesystem bei Nutzung von inflexiblen Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario diskutiert (Abschnitt 5.2). Des Weiteren wird ein übergreifender Vergleich der drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen und ihrer Wechselwirkungen untereinander durchgeführt (Abschnitt 5.3). Anschließend werden ausgewählte Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes gezeigt, um die Robustheit der Erkenntnisse bei zusätzlicher Flexibilität im Energiesystem zu prüfen (Abschnitt 5.4). Schlussendlich gibt Abschnitt 5.5 eine Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus der modellbasierten Szenarioanalyse.

## 5.1 Analyse des Max Flex Szenarios

Dieser Abschnitt stellt die Ergebnisse des *Max Flex* Szenarios vor, das als Referenzszenario dient und somit die Grundlage der anderen Szenariorechnungen bildet (vgl. Abschnitt 4.1). In diesem Szenario sind alle drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen, Wärmepumpen in Gebäuden, Elektrofahrzeuge und strombasierte Fernwärmeerzeugung, verfügbar und können aufgrund ihrer flexiblen Betriebsart Teile des Strombedarfs zeitlich begrenzt verschieben oder durch einen Technologiewechsel in den multivalenten Fernwärmenetzen sogar die Stromlast verändern. Hierdurch stellen sie dem Stromsektor Flexibilität zur Verfügung und können folglich zur Integration erneuerbarer Energien auf der Stromangebotsseite und zur Stabilisierung von Marktwerten beitragen. Nachfolgend werden die sich für das Szenario ergebenden Entwicklungen im Stromsektor, in den multivalenten Fernwärmenetzen sowie der Preise und Marktwerte von erneuerbaren Energien besprochen. Diese Entwicklungen charakterisieren ein mögliches und aufgrund effizienter Sektorkopplung flexibles, kosteneffizientes und stark dekarbonisiertes europäisches Energiesystem im Jahr 2050.

### 5.1.1 Entwicklungen im Stromsektor

Zunächst werden der Stromerzeugungsmix und die installierten Leistungen im *Max Flex* Szenario präsentiert, da dieser Technologiemiß maßgeblich die Strompreise und hierdurch die Marktwerte der erneuerbaren Energien bestimmt. Des Weiteren wird der Stromhandel zwischen Ländern über das Stromübertragungsnetz gezeigt, da dies eine zentrale Flexibilitätsoption für den Stromsektor darstellt. Der in den Szenariorechnungen begrenzte Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten kann großen Einfluss auf die Ergebnisse haben und wird in Abschnitt 5.4 durch Vergleich mit zusätzlichen Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Netzausbau untersucht (vgl. Abschnitt 4.2.1.4). Abschließend werden die Anteile erneuerbarer Energien an der nationalen Gesamtstromerzeugung dargestellt.



### 5.1.1.1 Stromerzeugung und installierte Leistungen

Im *Max Flex* Szenario wird im Stromsektor auf einen starken Ausbau von erneuerbaren Energien gesetzt, um die hohe Stromnachfrage zu decken. Die Entwicklung der Stromnachfrage fließt größtenteils als Annahme in die Szenario-rechnung in *Enertile* ein (vgl. Abschnitte 3.2 und 4.2.1.3). Durch die Annahme eines hohen CO<sub>2</sub>-Preises von 250 €/t CO<sub>2</sub> ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Kostenoptimierung gegenüber konventionellen Brennstoffen (vgl. Abschnitt 4.2.1.2) konkurrenzfähig.

Abbildung 5.1 zeigt die Stromerzeugung und die zugehörige installierte Leistung in Europa (EU 27+3) im Jahr 2050. Zusätzlich zur Aufteilung der Stromerzeugung aus den üblichen konventionellen und erneuerbaren Technologien sind die Verluste durch Abregelung, Speichereinsatz und Nutzung des Stromübertragungsnetzes zwischen Ländern als negative Strommengen unterhalb der x-Achse dargestellt. Die Gesamtstromnachfrage des Szenarios ergibt sich somit aus der Summe der Stromerzeugung aller Technologien abzüglich dieser Verluste. Stromspeicher und das europäische Stromübertragungsnetz zählen ebenso wie die Sektorkopplung zu den Flexibilitätsoptionen des Stromsektors. Anhand der Höhe der Verluste kann eine intensive Nutzung dieser Optionen ebenso als Indikator für einen möglichen Engpass an Flexibilität dienen. Die Abregelung spiegelt direkt wider, wie häufig die EE-Einspeisung den Strombedarf übersteigt und selbst mithilfe der Sektorkopplung und anderen Flexibilitätsoptionen nicht vollständig in das Energieangebot zur Deckung der Nachfrage einbezogen werden kann. Bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung ist Abregelung jedoch nicht gänzlich vermeidbar und im Sinne der Kostenoptimierung sogar wirtschaftlich sinnvoll. Die vollständige Nutzung des gesamten Erzeugungspotenzials wäre letztlich aufgrund des hierfür nötigen Infrastrukturausbaus von Speichern oder des Übertragungsnetzes und der sich in den übrigen Zeiten dafür ergebenden geringen Auslastung zu kostspielig und ineffizient.

Die Stromerzeugung in Europa (EU 27+3) übersteigt im *Max Flex* Szenario insgesamt 5.000 TWh, wovon rund 91 % aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt werden (vgl. Abbildung 5.1). Dabei dominiert Windkraft den Erzeugungsmix und

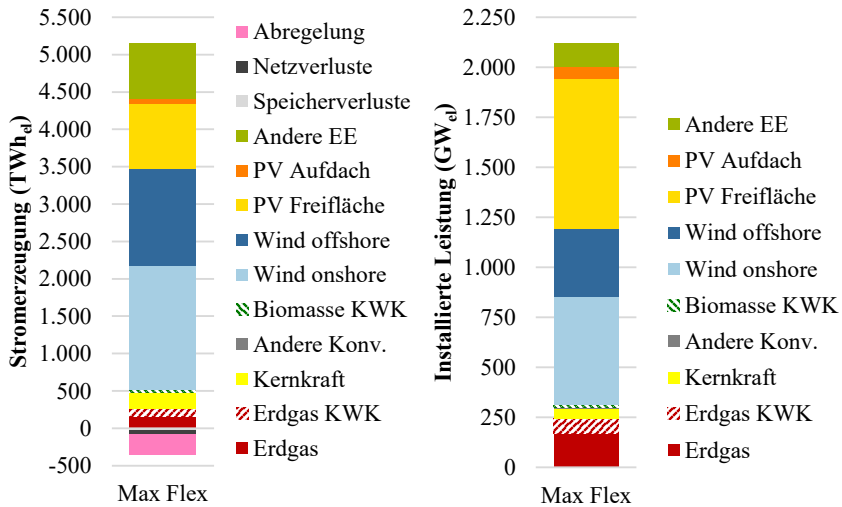


Abbildung 5.1: Stromerzeugung (links) und installierte Leistung (rechts) in Europa (EU 27+3) im *Max Flex* Szenario

liefert mit 1.656 TWh aus Wind onshore und 1.300 TWh aus Wind offshore mehr als die Hälfte des europäischen Stromangebots. Des Weiteren sind PV Freifläche mit 867 TWh und andere erneuerbare Energien (darunter Wasserkraft, Biomasse ohne KWK, Geothermie und CSP) mit in Summe 740 TWh wichtige Erzeugungstechnologien. Der hohe Beitrag der EE-Stromerzeugung geht einher mit einer großen installierten Leistung der entsprechenden Technologien. PV Freifläche mit 747 GW und Wind onshore mit 539 GW sind die wichtigsten Kapazitäten im europäischen Stromsektor aufgrund ihres vergleichsweise hohen Erzeugungspotenzials bei niedrigen Erzeugungskosten (vgl. Abbildung 4.4).

Von den konventionellen Erzeugungstechnologien trägt Kernkraft mit 220 TWh den noch größten Anteil bei (zu Annahmen bzgl. Kernkraft vgl. Abschnitt 4.2.3.2). Mit Ausnahme von Erdgas werden fossile Brennstoffe aufgrund ihrer hohen CO<sub>2</sub>-Kosten fast vollständig aus der Stromerzeugung verdrängt. Die installierte Erdgasleistung beträgt 172 GW, mit welcher 256 TWh Strom bereitgestellt werden. Die geringe Auslastung dieser Kapazitäten zeigt, dass Erdgas nur selten zur Deckung

von Lastspitzen eingesetzt wird. Durch diesen flexiblen Einsatz von Erdgas in Zeiten niedriger EE-Einspeisung wird das Stromangebot stabilisiert. Des Weiteren wird Erdgas zeitweise in KWK-Anlagen eingesetzt, um gleichzeitig einen Teil des Fernwärmebedarfs zu decken. Ebenso werden die Möglichkeiten zur zeitlichen Verschiebung durch Speicher und zur räumlichen Verschiebung durch Stromhandel für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage ausgiebig genutzt. Es treten rund 22 TWh Speicherverluste und 58 TWh Netzverluste auf. Bezogen auf die Gesamtstromerzeugung entspricht dies jedoch lediglich ca. 0,4 % bzw. 1 %. Die Abregelung von erneuerbaren Energien in Europa beträgt insgesamt 276 TWh und entspricht damit etwa 6 % der gesamten EE-Erzeugung.

Trotz des sehr hohen EE-Anteils in der Stromerzeugung fallen im *Max Flex* Szenario in Europa vergleichsweise wenig Abregelung und Verluste an. Dies ist ein erstes Indiz dafür, dass die dem Stromsektor bereitgestellte Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen gut zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beiträgt und die Integration der fluktuierenden EE-Erzeugung begünstigt. Die Nutzung von Speichern, des innereuropäischen Stromübertragungsnetzes und von Erdgas ergänzen die Optionen zum Lastausgleich im Stromsystem.

Abbildung 5.2 zeigt die Stromerzeugung und installierte Leistung unterteilt in die vier Regionen Nord, West, Süd und Ost (für Länderzuordnung siehe Abschnitt 4.1.1). Die Ergebnisse der 30 einzelnen Länder ist in Abbildung A.1 im Anhang dargestellt. Die größte Erzeugung und installierte Leistung findet sich in der Region West, vor allem bedingt durch die hohe Nachfrage in den Ländern Deutschland und Frankreich. In den Regionen Nord und West ist Windkraft Haupterzeuger von Strom. Da in den nördlichen Ländern aufgrund der geografischen Lage und den Wetterbedingungen das Potenzial für Wind deutlich größer ist als für PV, ist Wind offshore für einen beträchtlichen Anteil des dortigen Stromangebots verantwortlich. Umgekehrt sind die Bedingungen und das Potenzial für PV in den südlicheren Regionen besser als für Wind. Naturgemäß wird daher PV vor allem in den Regionen Süd, West und Ost ausgebaut. Die Abregelung von EE liegt in allen vier Regionen im Bereich von 6 bis 7 % der EE-Erzeugung. Die Region Nord exportiert große Mengen Strom, während die übrigen drei Regionen eher Strom importieren. Insgesamt ergibt sich ein sehr unterschiedlicher

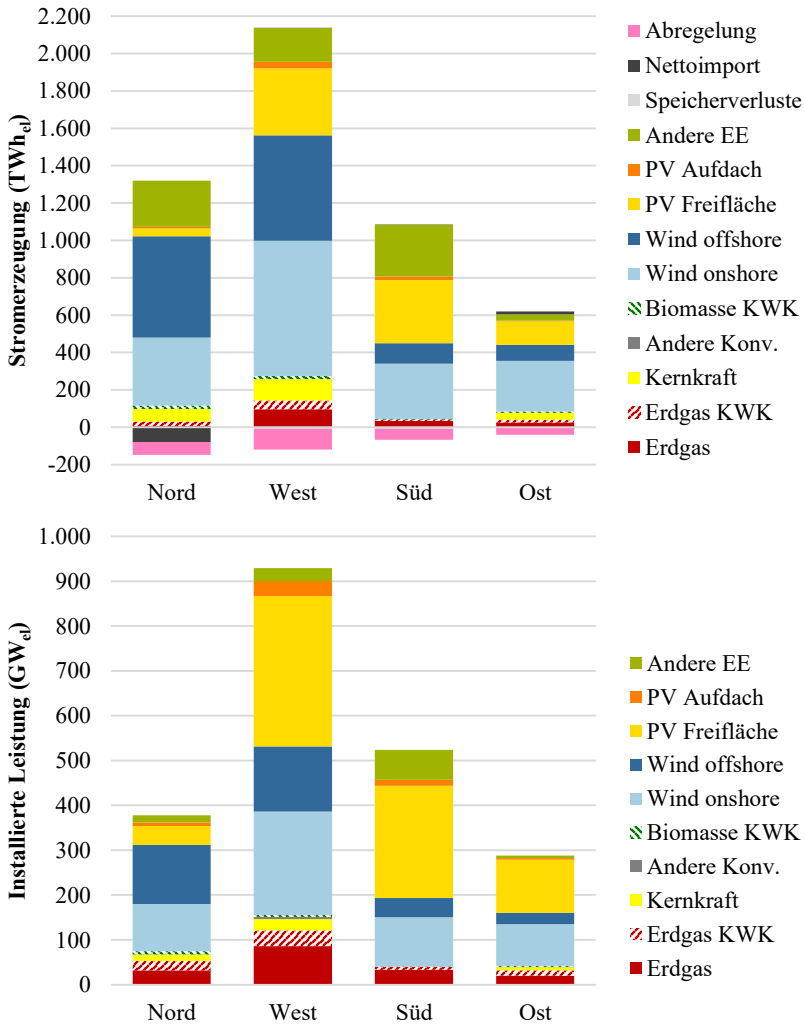


Abbildung 5.2: Stromerzeugung (oben) und installierte Leistung (unten) in den vier europäischen Regionen Nord, West, Süd und Ost im *Max Flex* Szenario

Technologiemix in den vier europäischen Regionen, denn das länderspezifische Stromangebot wird durch die Verfügbarkeit kostengünstiger Erzeugungspotenziale der Technologien Wind und PV, die Höhe und Flexibilität der Stromnachfrage, die Netzanbindung ans europäische Ausland und die Verfügbarkeit von Speichern beeinflusst.

### 5.1.1.2 Stromhandel zwischen den Ländern

Das grenzüberschreitende Stromübertragungsnetz bietet dem Stromsektor die Möglichkeit zum interregionalen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage, was insbesondere bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung förderlich ist. Durch die generelle Begrenzung des Ausbaus der Übertragungskapazitäten wird der Stromhandel eingeschränkt und der Lastausgleich muss verstärkt innerhalb der Grenzen einzelner Länder stattfinden. Abbildung 5.3 zeigt die Nettostromhandelsflüsse mit einem Volumen größer 1 TWh zwischen den Ländern im *Max Flex* Szenario. Der mögliche Stromhandel wird über die Netzkapazitäten des Stromübertragungsnetzes zwischen den modellierten Regionen definiert (vgl. Abbildung A.2 im Anhang).

Insgesamt ist zu beachten, dass eine große Netzkapazität die Möglichkeit bietet, in einzelnen Stunden große Mengen an Strom räumlich in die eine oder andere Richtung der Verbindung zu verschieben. Werden hingegen die in Jahressumme anfallenden Nettostromhandelsflüsse betrachtet, zeigen sich typische Transportrouten, die überwiegend für den Stromhandel in eine Richtung genutzt werden. So können bestimmte, stark ausgebaute Verbindungen innerhalb des Jahres zwar intensiv zum Lastausgleich benötigt werden, jedoch gleichzeitig nur niedrige Werte des Nettostromhandels aufweisen. Beispielhaft hierfür ist die Netzverbindung zwischen Frankreich und dem Vereinigten Königreich mit einer Kapazität von 10 GW (vgl. Abbildung A.2) zu nennen, deren Nettostromhandelsfluss in Abbildung 5.3 lediglich mit 3 TWh eingetragen ist, da in Jahressumme beide Länder ähnliche Mengen Strom in das jeweilige andere Land exportieren wie sie aus diesem Land importieren. Folglich ist diese Netzverbindung aufgrund des starken Ausbaus bis an die maximale Kapazitätsgrenze sehr relevant für den Ausgleich

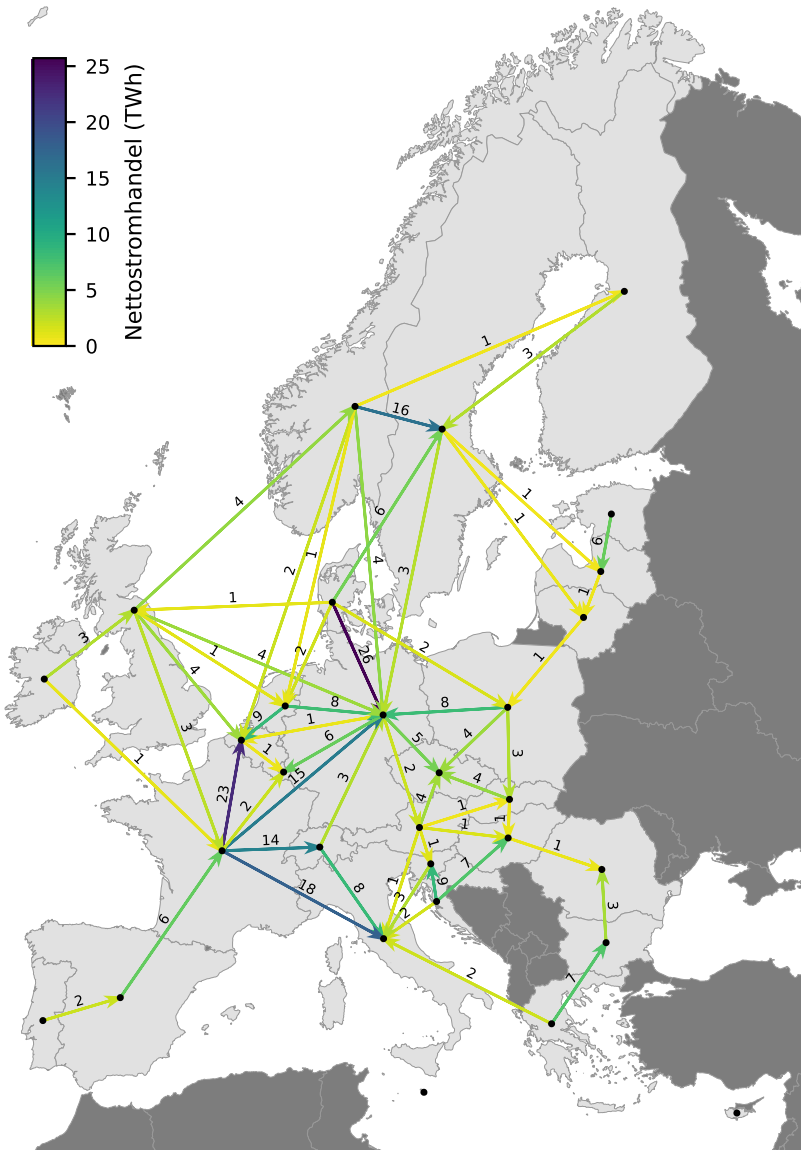


Abbildung 5.3: Nettostromhandelsflüsse zwischen den Ländern im *Max Flex* Szenario

in einzelnen Stunden, wird allerdings in beide möglichen Richtungen und nicht primär in einer Richtung genutzt.

Über den Ausbau des Stromübertragungsnetzes können Schwankungen der EE-Stromerzeugung in Europa ausgeglichen werden. Die Stromerzeugung aus PV und CSP in den südlichen Ländern findet tagsüber und besonders stark im Sommer statt. Über die Transportachse von Süd nach West und Ost kann in diesen Zeiträumen überschüssiger Strom abgeleitet werden. In Abbildung 5.3 ist dies von Portugal über Spanien nach Frankreich, sowie von Griechenland nach Bulgarien und Italien zu sehen. In ähnlicher Weise wird überschüssiger Strom aus Windkraft von nördlichen Ländern in Richtung West und Ost verschoben. So wird Strom aus dem Vereinigten Königreich, Norwegen und Dänemark nach Belgien und Deutschland exportiert. Besonders auffällig ist, dass Deutschland große Mengen an Strom aus den unmittelbaren Nachbarländern importiert, um den inländischen Strombedarf zu decken. So werden z. B. 26 TWh aus Dänemark importiert, die dort vorwiegend aus Wind offshore erzeugt werden, sowie 15 TWh aus Frankreich bezogen. Insgesamt ist Frankreich deutlicher Exporteur von Strom, der außerdem nach Belgien, Italien und in die Schweiz fließt. Wie Abbildung 5.3 zeigt, sind bei ambitionierter Dekarbonisierung und dementsprechend hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung ausreichend gute europäische Netzverbindungen für den Ausgleich der zeitlichen Unterschiede und zur besseren Ausnutzung von günstigen EE-Potenzialen in der Stromerzeugung überaus wichtig.

### 5.1.1.3 Anteile erneuerbarer Energien

Hohe Anteile nicht regelbarer, fluktuierender EE-Erzeugung im Stromsystem erfordern in der Regel ein hohes Maß an Flexibilität. Der EE-Anteil im *Max Flex* Szenario ist in fast allen Ländern höher als 80 % und erreicht teilweise sogar bis zu 100 % (vgl. Abbildung 5.4). Der Anteil fluktuierender Erzeugung aus Wind und PV liegt in den meisten Ländern über 50 % und in etwa einem Drittel der Länder sogar über 80 %. Der Windanteil an der Stromerzeugung ist gemeinhin hoch, allen voran in der Region Nord. Der PV-Anteil ist, wie zu erwarten, in der Region Süd groß, aber auch in einigen Ländern in West und Ost trägt PV einen größeren

Anteil an der Stromerzeugung bei. Diese hohen und zum Teil sehr hohen Anteile fluktuierender und nicht regelbarer EE-Einspeisung an der Gesamtstromerzeugung in den einzelnen Ländern lassen auf ein großes Flexibilitätpotenzial durch die Sektorkopplungsoptionen im *Max Flex* Szenario schließen.

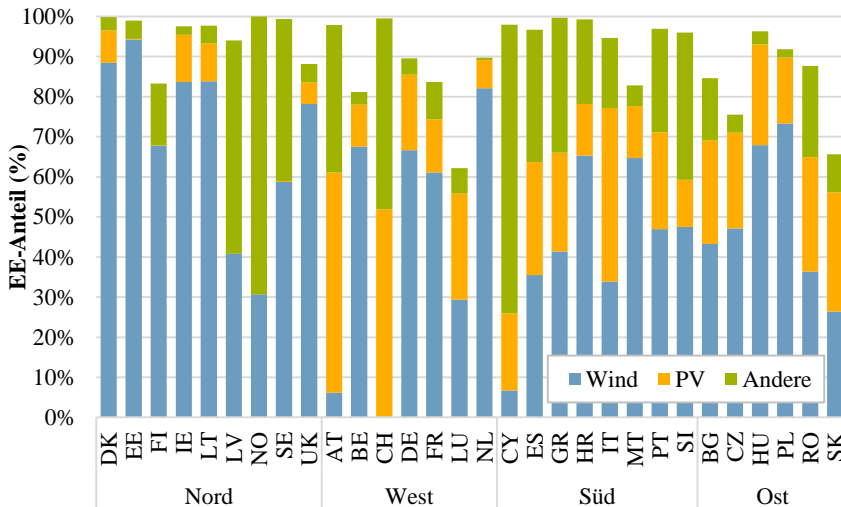


Abbildung 5.4: Anteile erneuerbarer Energien an der nationalen Gesamtstromerzeugung in den 30 Ländern im *Max Flex* Szenario

### 5.1.2 Entwicklungen in Fernwärmenetzen

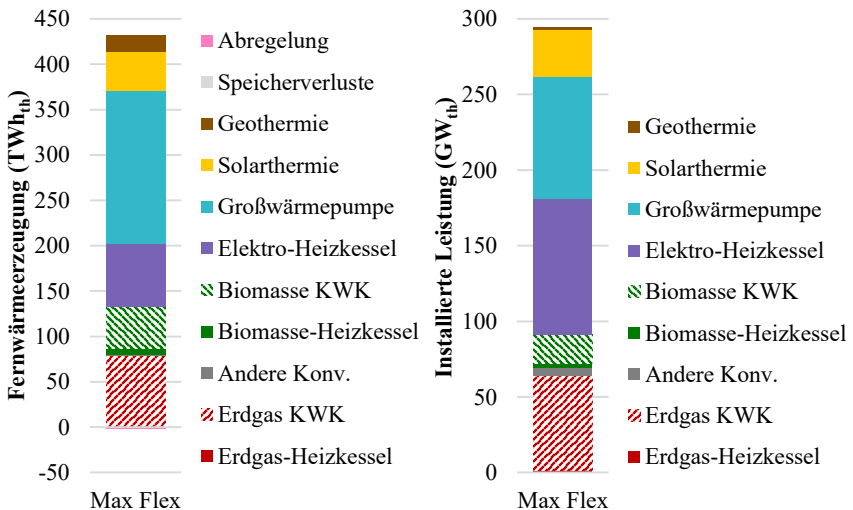
Dieser Abschnitt stellt die Ergebnisse des *Max Flex* Szenarios in Bezug auf die Fernwärmenetze detailliert vor. Die Gesamthöhe der Fernwärmenachfrage zählt zu den Eingangsparametern von *Enertile*, das die Investitionen in verschiedene Heiztechnologien und deren stündlicher Einsatz zur Deckung dieser vorgegebenen Fernwärmenachfrage optimiert (vgl. Abschnitte 3.2 und 4.2.1.3). Zunächst werden die Fernwärmeerzeugung und zugehörige installierte Wärmeleistungen



sowie die Anteile strombasierter Fernwärmeerzeugung in Europa vorgestellt. Anschließend werden Detailanalysen zur Fernwärmeerzeugung und zur Interaktion von Fernwärme- und Stromerzeugung in Deutschland präsentiert.

### 5.1.2.1 Fernwärmeerzeugung und installierte Wärmeleistungen

Abbildung 5.5 zeigt die Wärmeerzeugung und zugehörige installierte Wärmeleistung in Fernwärmenetzen in Europa (EU 27+3) im *Max Flex* Szenario. Analog zur Darstellung der Stromerzeugung sind die Verluste durch Speichereinsatz und Abregelung unterhalb der x-Achse dargestellt. Die Abregelung von Wärme ist dem Modellierungsansatz der direkten erneuerbaren Wärmequellen geschuldet, da die Erzeugungsmengen von Solar- und Geothermie als exogene Annahme einfließen und nicht regelbar sind (vgl. Abschnitt 3.3.2.4).



**Abbildung 5.5:** Fernwärmeerzeugung (links) und installierte Wärmeleistung (rechts) in Europa (EU 27+3) im *Max Flex* Szenario

Die europäische Fernwärmenachfrage von 430 TWh wird mehrheitlich mit strombasierten Wärmeerzeugungstechnologien gedeckt: Rund 240 TWh Fernwärme werden hiermit bereitgestellt (vgl. Abbildung 5.5). Die Großwärmepumpen tragen mit 39 % den größten Anteil an der Fernwärmeerzeugung bei, während Elektro-Heizkessel mit 90 GW<sub>th</sub> den größten Anteil der installierten Wärmeleistung stellen. Die direkten erneuerbaren Energiequellen aus Biomasse, Solar- und Geothermie versorgen insgesamt ca. ein Viertel des Fernwärmebedarfs. Wie mittels Annahmen vorgegeben, tragen Solarthermie 43 TWh (einen 10 %-Anteil) und Geothermie 18 TWh der Fernwärmeerzeugung bei (vgl. Abschnitt 4.2.2.2). Der Einsatz von Biomasse in Wärmenetzen wird durch Obergrenzen beschränkt, deren Potenzial im *Max Flex* Szenario jedoch nicht vollständig ausgenutzt wird: KWK-Anlagen mit 46 TWh schöpfen 60 % der dafür verfügbaren Biomasse und Heizkessel mit 8 TWh lediglich 18 % aus. Der Beitrag fossiler Technologien besteht mit 79 TWh fast nur aus Erdgas KWK. Erdgas-Heizkessel und andere konventionelle (inkl. Abfall-befeuerte KWK) werden kaum noch eingesetzt. Die Speicherverluste sind mit 1,1 TWh ebenso wie die Abregelung mit 0,6 TWh sehr gering. Insgesamt sind die strombasierten Technologien Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel neben direkten erneuerbaren Wärmequellen die wichtigsten Fernwärmeerzeugungsformen. Dabei werden Großwärmepumpen aufgrund ihrer höheren Effizienz im Vergleich zu Elektro-Heizkesseln bevorzugt eingesetzt. Ebenso ist die Präferenz von KWK gegenüber Heizkesseln, bei Biomasse analog zu Erdgas, aufgrund der gekoppelten Erzeugung und höherem Gesamtwirkungsgrad klar ersichtlich.

Die Aufteilung der europäischen Fernwärmeerzeugung und Wärmeleistung auf die vier Regionen ist in Abbildung 5.6 zu sehen (für Detailergebnisse einzelner Länder siehe Abbildung A.4 im Anhang). Die höchsten Fernwärmenachfragen fallen in den Regionen Nord mit 184 TWh und West mit 168 TWh an, während die Fernwärmenachfragen in Süd mit 26 TWh und Ost mit 54 TWh vergleichsweise niedrig liegen. In der Region Nord dominieren strombasierte Erzeugungstechnologien mit 123 TWh bzw. einem Anteil von 67 % die Fernwärmeversorgung. Dabei werden primär Großwärmepumpen (103 TWh bzw. 56 %) eingesetzt, obwohl diese aufgrund der Abhängigkeit von der Außentemperatur insbesondere in

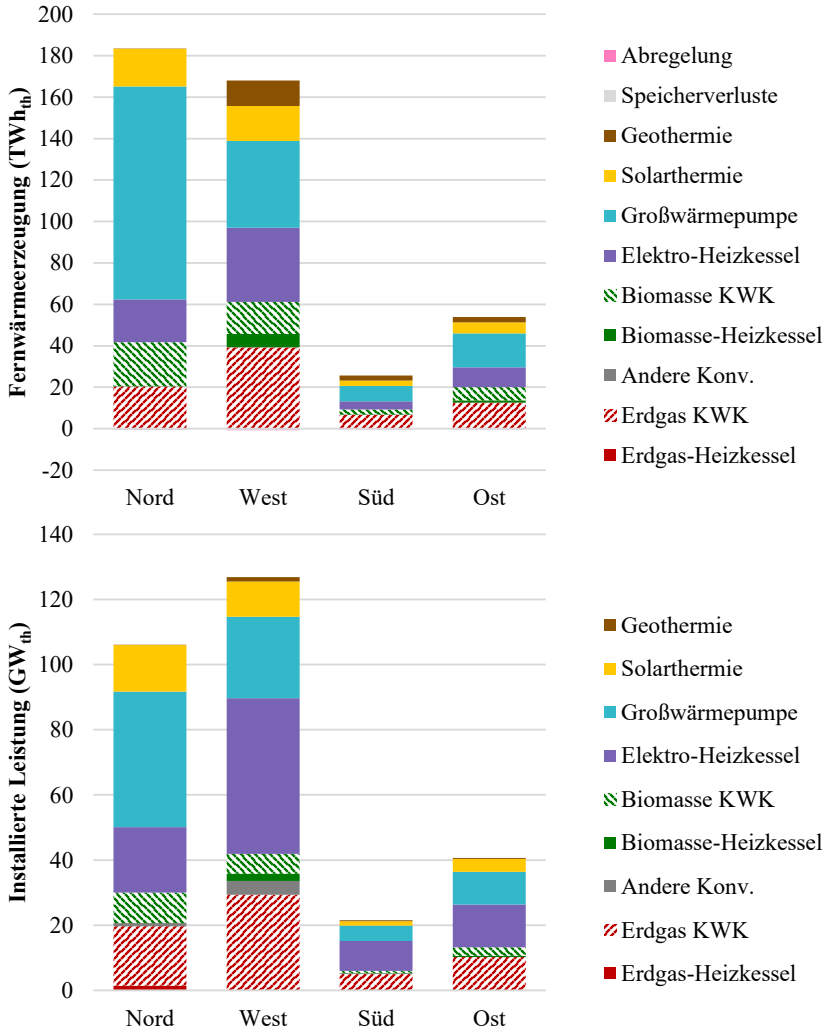


Abbildung 5.6: Fernwärmeerzeugung (oben) und installierte Wärmeleistung (unten) in den vier europäischen Regionen Nord, West, Süd und Ost im *Max Flex* Szenario

der Region Nord eine eher schlechte Effizienz aufweisen. Die Jahresarbeitszahl der Großwärmepumpen liegt in der Region Nord bedingt durch die niedrigen Außentemperaturen bei lediglich rund 1,96. Dass dennoch vorwiegend auf diese Technologie gesetzt wird, bestätigt das große Potenzial von Großwärmepumpen in der Fernwärmeversorgung innerhalb eines Energiesystems mit ambitionierter Dekarbonisierung. Bei der Fernwärmeerzeugung in der Region West wird ebenfalls deutlich auf strombasierte Technologien gesetzt. 78 TWh bzw. 46 % werden nahezu je zur Hälfte mit Großwärmepumpen und Elektro-Heizkesseln bereitgestellt. Biomasse trägt in den vier Regionen einen Anteil im Bereich von 10 bis 14 % an der Fernwärmeerzeugung bei. Hierbei wird mehrheitlich auf KWK-Anlagen aufgrund des höheren Brennstoffausnutzungsgrades gesetzt und Heizkessel steuern lediglich in West einen relevanten, aber kleinen Anteil bei. Erdgas KWK wird überall genutzt, am meisten jedoch in der Region West. Die Anteile und absoluten Mengen von strombasierten Wärmetechnologien variieren zwar deutlich zwischen den vier Regionen, sprechen allerdings übergreifend für die in Zukunft hohe Relevanz dieser Technologien im europäischen Energiesystem.

### **5.1.2.2 Anteile strombasierter Fernwärmeerzeugung**

Im Grunde ist das Flexibilitätspotenzial für den Stromsektor durch strombasierte Fernwärmeerzeugung abhängig vom Anteil der strombasierten Fernwärmeerzeugung zur Deckung der Gesamtnachfrage. Jedoch reicht ein hoher Anteil strombasierter Fernwärmeerzeugung allein nicht aus, um ein hohes Flexibilitätspotenzial für den Stromsektor zu erschließen. Gleichzeitig ist auch die Höhe des dafür anfallenden Strombedarfs und der zugehörige Anteil an der Gesamtstromnachfrage relevant. Nur durch die Kombination beider Eigenschaften, einem hohen Anteil strombasierter Fernwärmeerzeugung an der Gesamtfernwärmeerzeugung und einem hohen Anteil des daraus resultierenden Strombedarfs an der Gesamtstromnachfrage, eröffnet sich ein großes Flexibilitätspotenzial für den Stromsektor. Vor diesem Hintergrund zeigt Abbildung 5.7 die Anteile von Großwärmepumpen und Elektro-Heizkesseln an der Fernwärmeerzeugung und an der Gesamtstromnachfrage für die 30 Länder im *Max Flex* Szenario. Dabei stehen die Menge der

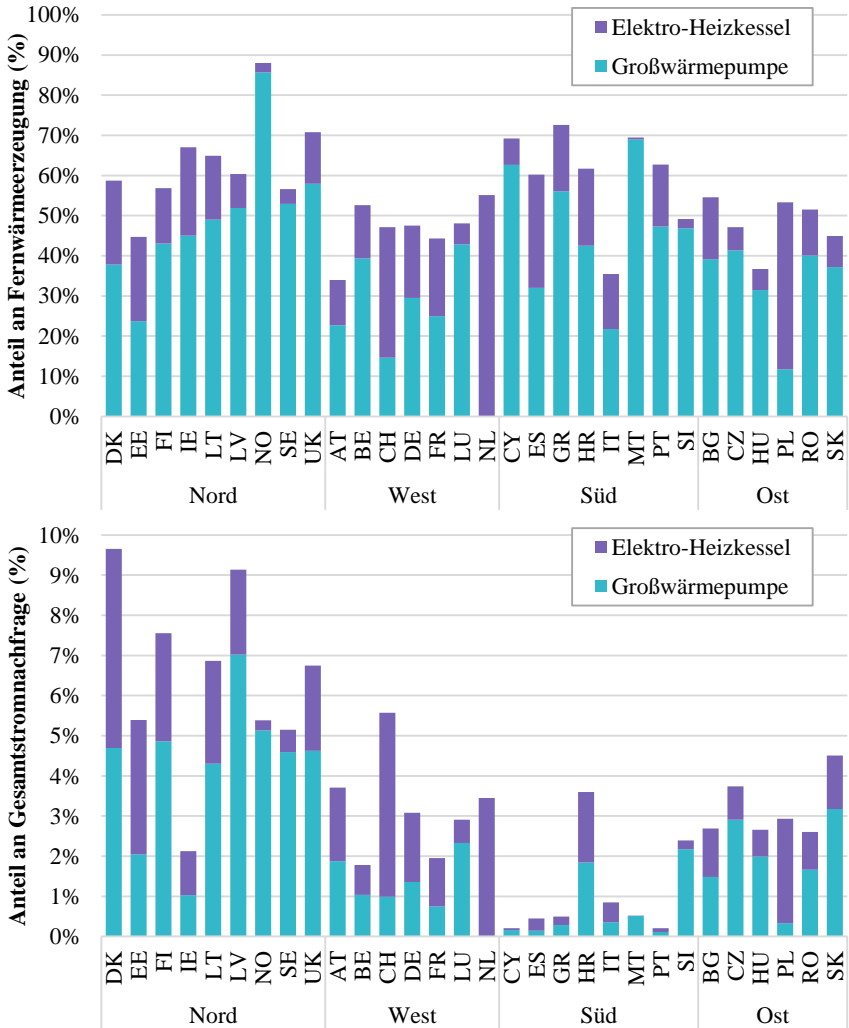


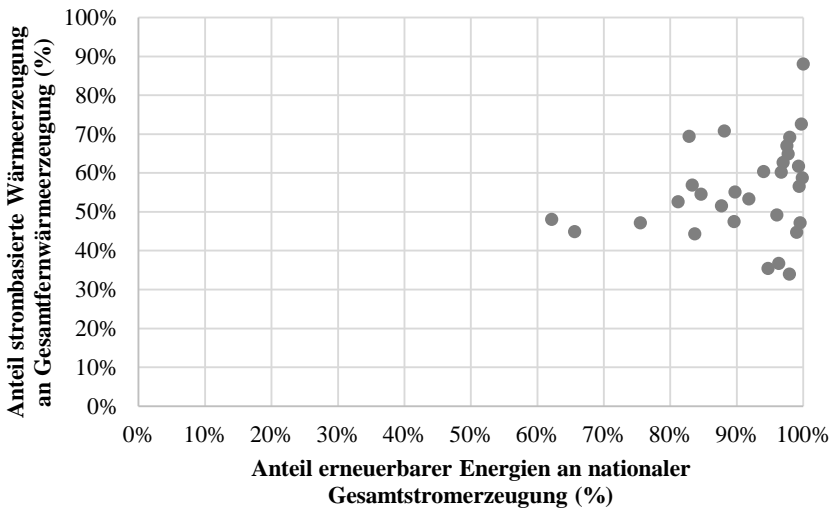
Abbildung 5.7: Anteile der Wärmeerzeugung strombasierter Wärmetechnologien an der Fernwärmeerzeugung (oben) und Anteile des Strombedarfs dieser Wärmetechnologien an der Gesamtstromnachfrage (unten) in den 30 Ländern im *Max Flex* Szenario

erzeugten Fernwärme und der benötigte Strombedarf für die beiden Technologien über die Effizienz des Umwandlungsprozesses direkt miteinander in Beziehung. Dementsprechend ist der Anteil des Strombedarfs von Elektro-Heizkesseln aufgrund der niedrigeren Effizienz größer als der von Großwärmepumpen, selbst wenn diese meist einen größeren Anteil an der Fernwärmeerzeugung haben.

Allgemein liegen die Anteile strombasierter Heiztechnologien an der Fernwärmeerzeugung im Bereich von 34 bis 88 %, wobei in zwei Drittel der Länder ein Anteil größer 50 % erreicht wird. In fast allen Ländern wird dabei stärker auf Großwärmepumpen als auf Elektro-Heizkessel gesetzt. Norwegen ist mit 88 % absoluter Spitzenreiter, nutzt fast ausschließlich Großwärmepumpen und hat in der Stromerzeugung einen EE-Anteil von 100 % (vgl. Abbildung 5.4). Die Anteile des Strombedarfs der strombasierten Wärmetechnologien an der Gesamtstromnachfrage liegen länderübergreifend bei maximal 10 %. Die Anteile in den Ländern in der Region Nord sind dabei, mit Ausnahme von Irland, mit über 5 % generell am höchsten, während diejenigen der Region Süd, mit Ausnahme von Kroatien und Slowenien, unter 1 % liegen. Letzteres ist unter anderem durch die generell niedrige Fernwärmennachfrage bedingt. In der Region West und Ost hingegen liegen diese Anteile im mittleren Bereich von etwa 2 bis 5 %.

In der Region Nord ergibt sich durch die hohen Anteile strombasierter Fernwärmeerzeugung bei gleichzeitig hohen Anteilen an der Gesamtstromnachfrage ein großes Flexibilitätspotenzial für den Stromsektor. Dies gilt besonders in den Ländern Dänemark, Lettland, Norwegen und im Vereinigten Königreich. In den Regionen West und Ost liegt durch mittlere Anteile sowohl an der Fernwärmeerzeugung als auch an der Gesamtstromnachfrage ein mittelgroßes Flexibilitätspotenzial für den Stromsektor vor. Hierbei sind vor allem Länder wie die Schweiz, Niederlande, Tschechien, Polen und die Slowakei zu nennen. Schließlich sind in der Region Süd zwar die Anteile strombasierter Technologien in der Fernwärmeerzeugung mittelhoch, allerdings ist ihr Strombedarf an der Gesamtstromnachfrage so gering, dass sich nur ein geringes Flexibilitätspotenzial für den Stromsektor erschließt. Einzig das Land Kroatien stellt hierbei eine Ausnahme dar.

Alles in allem sind die Anteile strombasierter Technologien im Fernwärmemix hoch bis sehr hoch. Dies spricht dafür, dass die Flexibilität der multivalenten Wärmenetze sehr gut geeignet ist, um die fluktuierende Stromerzeugung der erneuerbaren Energien zu nutzen. Tendenziell ist also zu erwarten, dass mit steigenden EE-Anteilen in der Stromerzeugung die Anteile strombasierter Fernwärme ebenfalls zunehmen (vgl. Bernath et al. [4]). Der Zusammenhang zwischen diesen beiden Anteilen ist in Abbildung 5.8 für die 30 Länder aufgezeigt. Die Tendenz im Sinne der zuvor aufgestellten These ist darin zu erkennen, allerdings weniger prägnant als erwartet. Es gibt einige Länder mit vergleichsweise hohen EE-Anteilen in der Stromerzeugung, welche trotzdem einen niedrigen Anteil strombasierter Fernwärme aufweisen. Dies betrifft besonders drei Länder (Ungarn, Italien und Österreich), deren Anteil strombasierter Fernwärme nur bei 34 bis 37 % liegt, obwohl ihr EE-Anteil 95 bis 98 % beträgt. Dort wird jedoch bereits 10 bis 20 % des Fernwärmebedarfs durch Geothermie gedeckt, wodurch weniger Raum für den kostenoptimalen Einsatz strombasierter Wärmetechnologien verfügbar ist.



**Abbildung 5.8:** Anteile strombasierter Fernwärmeerzeugung an der Gesamtfjernwärmeerzeugung und Anteile erneuerbarer Energien an nationaler Gesamtstromerzeugung in den 30 Ländern im *Max Flex* Szenario

### 5.1.2.3 Detailanalyse der Fernwärmeerzeugung in Deutschland

Die multivalenten Fernwärmenetze werden naturgemäß durch diverse Schwankungen in Bezug auf Wärmebedarf und Wärmeproduktion aus erneuerbaren Wärmequellen im Jahres- und Tagesverlauf beeinflusst, die in diesem Abschnitt am Beispiel der Fernwärmeerzeugung in Deutschland näher untersucht werden. Dazu zeigt Abbildung 5.9 den Verlauf der Fernwärmeerzeugung aus verschiedenen Technologieoptionen und der Wärmelast über die Monate eines Jahres sowie über die Stunden eines Tages für Deutschland im *Max Flex* Szenario. Die dargestellten Werte entsprechen immer der Erzeugungssumme aus der jeweiligen Technologie über das ganze Jahr. Offenkundig weist der Fernwärmebedarf ein stark saisonales Profil auf und die Spannweite zwischen Winter mit knapp 13 TWh monatlichem Wärmebedarf (Januar und Dezember) und Sommer mit nur 1,5 TWh monatlichem Wärmebedarf (Juli) ist enorm hoch. Des Weiteren ist die Wärmeproduktion mittels Solarthermie aufgrund der solaren Einstrahlung von der Jahres- und Tageszeit abhängig (vgl. Abschnitt 3.3.2.3). So werden im Winter monatlich nur 250 bis 400 GWh Wärme und im Sommer monatlich bis zu 700 bis 900 GWh Wärme durch Solarthermie bereitgestellt. Ebenso trägt Solarthermie nur tagsüber und vor allem in den Mittagsstunden zur Wärmeproduktion bei. Ganz im Gegensatz dazu ist die Wärmeleistung von Geothermie mit ca. 290 MW pro Stunde über das ganze Jahr konstant verteilt (vgl. Abschnitt 3.3.2.2).

Im Jahresverlauf divergiert der Erzeugungsmix der Fernwärmeversorgung beachtlich. In den Sommermonaten decken die direkten erneuerbaren Wärmequellen aus Geo- und Solarthermie, ergänzt durch Biomasse KWK, den Großteil des Fernwärmebedarfs. Folglich können Solar- und Geothermie im Sommer als Hauptversorger dienen, allerdings ist ihr Beitrag im restlichen Jahr eher gering. Bei niedrigem Fernwärmebedarf stehen somit die strombasierten Technologien in Konkurrenz mit direkten erneuerbaren Wärmequellen. Bei steigendem Bedarf im Frühling und Herbst erweitern Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Wärmequellen und erreichen gemeinsam in diesen Monaten sogar Anteile von 70 bis 80 % der Fernwärmeerzeugung. Da der



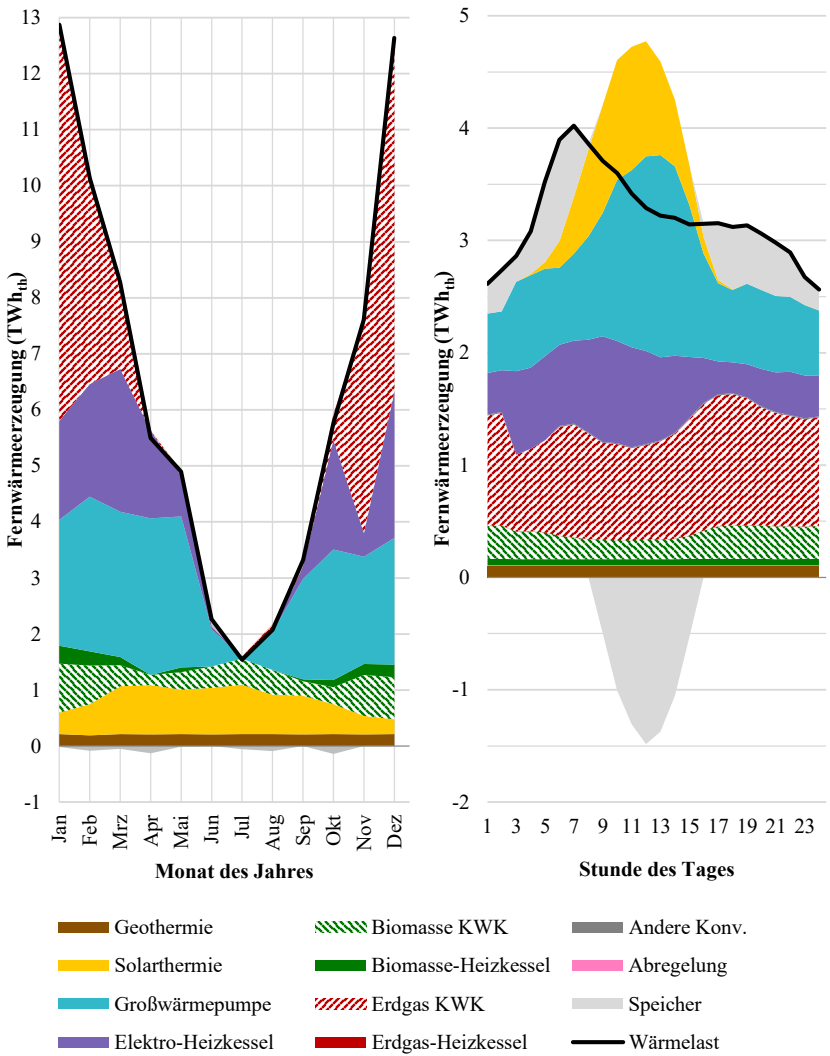


Abbildung 5.9: Fernwärmeerzeugung im Jahresverlauf (links) und Tagesverlauf (rechts) in Deutschland im *Max Flex* Szenario

Biomasseneinsatz in den Fernwärmenetzen beschränkt ist, wird in den Wintermonaten zusätzlich die Erdgas KWK benötigt, um die besonders hohe Nachfrage zu decken. Alles in allem ist das Flexibilitätspotenzial für den Stromsektor durch die strombasierte Fernwärmeerzeugung im Verlauf eines Jahres unterschiedlich groß und erreicht im Frühling und Herbst das Höchstmaß.

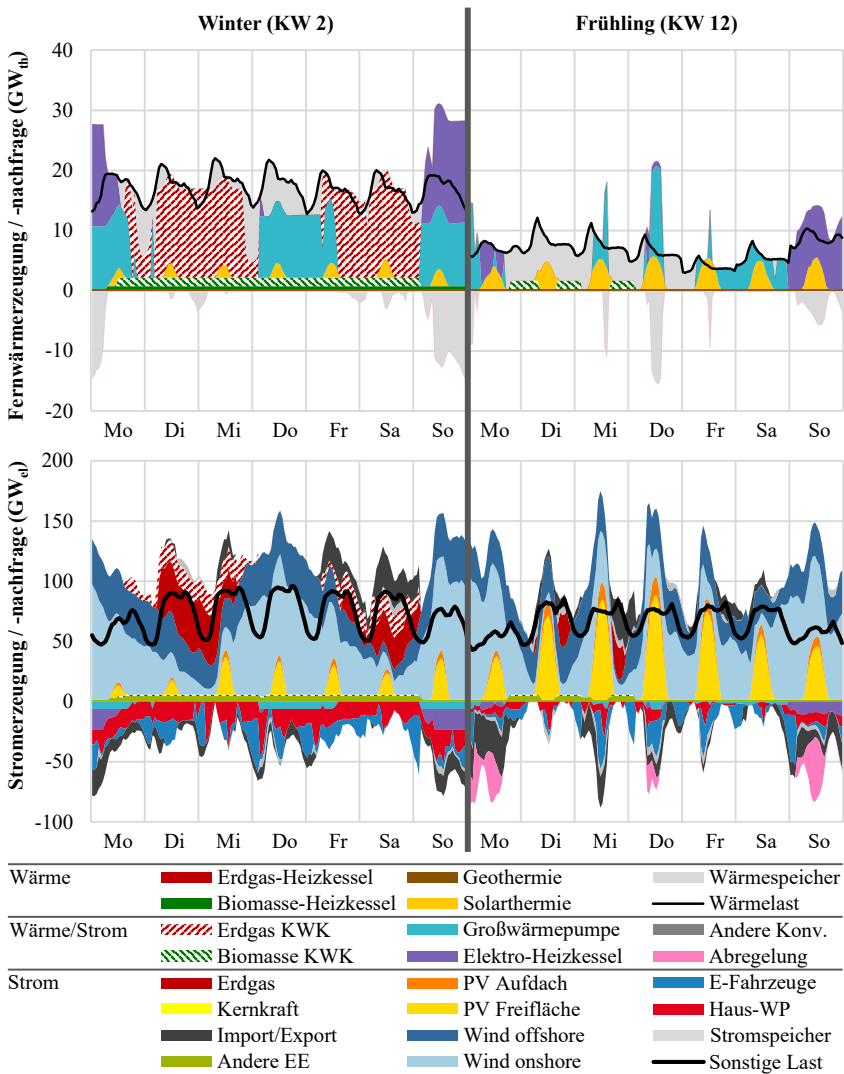
Der Fernwärmebedarf weist außerdem ein typisches Tagesprofil auf. Morgens ergibt sich der höchste Bedarf, der im Laufe des Tages kontinuierlich sinkt und nur nachmittags für einige Stunden auf einigermaßen konstantem Niveau verbleibt. Im Tagesverlauf sind alle Technologien, bis auf Solarthermie, durchgängig vertreten, wenn, wie hier dargestellt, die Jahressummen betrachtet werden. Die Elektro-Heizkessel werden insbesondere früh morgens bis mittags betrieben, während Großwärmepumpen bevorzugt vormittags bis nachmittags eingesetzt werden. Diese beiden Technologien nutzen sicherlich häufig den Solarstrom, der in dieser Zeit im Stromsektor produziert wird. Demzufolge wird ab dem späten Nachmittag bis frühmorgens tendenziell auf Erdgas und Biomasse KWK gesetzt. Zudem ist der Wärmespeicher sehr bedeutsam zum Ausgleich von Bedarf und Erzeugung im Tagesverlauf. Morgens und abends wird der Wärmespeicher, der über die Mittagszeit gefüllt wurde, üblicherweise entleert. Hierdurch fängt der Wärmespeicher den Mittagspeak der Sonnenenergie auf, was einerseits direkt die Solarthermie in der Fernwärmeerzeugung als auch indirekt den Solarstrom zum Betrieb der strombasierten Technologien in der Fernwärmeerzeugung betrifft. Ein Wärmespeicher im multivalenten Fernwärmenetz bietet folglich direkt Flexibilität in der Fernwärmeerzeugung und gleichzeitig durch die Anbindung an den Stromsektor über die strombasierten Wärmetechnologien indirekt Flexibilität für den Stromsektor. Die Kombination von Großwärmepumpen oder Elektro-Heizkesseln mit einem Wärmespeicher ist daher besonders sinnvoll für den Ausgleich von Erzeugungsschwankungen.

### 5.1.2.4 Interaktion von Fernwärme- und Stromerzeugung in Deutschland

Die gleichzeitige Kostenoptimierung von Strom- und Fernwärmeerzeugung bedingt die Verbindung der Demand-Supply-Gleichungen über die entsprechenden Erzeugungsvariablen für strombasierte Fernwärmetechnologien und KWK-Anlagen (vgl. Abschnitte 3.2.3.2 und 3.3.3.2). Infolgedessen hat der Technologiemix im Stromsektor einen entscheidenden Einfluss auf den Einsatz der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien in Wärmenetzen und umgekehrt. Dieser Einfluss zeigt sich insbesondere bei Analyse der Interaktion von stündlichen Energieangeboten und -nachfragen. Wie im Abschnitt zuvor aufgezeigt, unterliegen Fernwärmebedarf und -erzeugung saisonalen und täglichen Schwankungen, die nachfolgend detailliert und im Zusammenhang mit Strombedarf und -erzeugung betrachtet werden.

Die Abbildungen 5.10 und 5.11 zeigen die Erzeugung und Nachfrage von Fernwärme und Strom in Deutschland für vier ausgewählte Wochen, die repräsentativ für die vier Jahreszeiten stehen. Dargestellt ist jeweils die stündliche Erzeugung von Fernwärme bzw. Strom durch verschiedene Technologien sowie die inflexible Last oberhalb der x-Achse. Unterhalb der x-Achse sind flexible Stromlasten (wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen) und andere Verbrauchsarten (wie Laden der Speicher, Stromexport und Abregelung) aufgeführt. Die jeweiligen Summen von Erzeugung und Nachfrage müssen zur Erfüllung der DS-Gleichungen in jeder einzelnen Stunde exakt übereinstimmen. In den Abbildungen entspricht folglich die stündliche Summe der Erzeugung oberhalb der x-Achse, abzüglich der flexiblen Nachfrage unterhalb der x-Achse, genau der inflexiblen Lastkurve.

In Zeiten mit negativer residualer Stromlast, in denen also die EE-Stromerzeugung die Stromnachfrage übersteigt, wird dieser Überschuss entweder abgeregelt oder mit strombasierten Technologien zur Erzeugung von Fernwärme genutzt. Ob Elektro-Heizkessel oder Großwärmepumpen eingesetzt werden, hängt nicht nur von der aktuellen Situation im Stromsektor ab, sondern auch von der langfristigen Kosteneffizienz dieser Technologien. Letztere wird vor allem von Parametern wie Fixkosten, Wirkungsgrad und Auslastung bestimmt. Die Dauer, Häufigkeit



**Abbildung 5.10:** Erzeugung und Nachfrage von Fernwärme (oben) und Strom (unten) in einer Winterwoche (links) und Frühlingswoche (rechts) in Deutschland im *Max Flex* Szenario

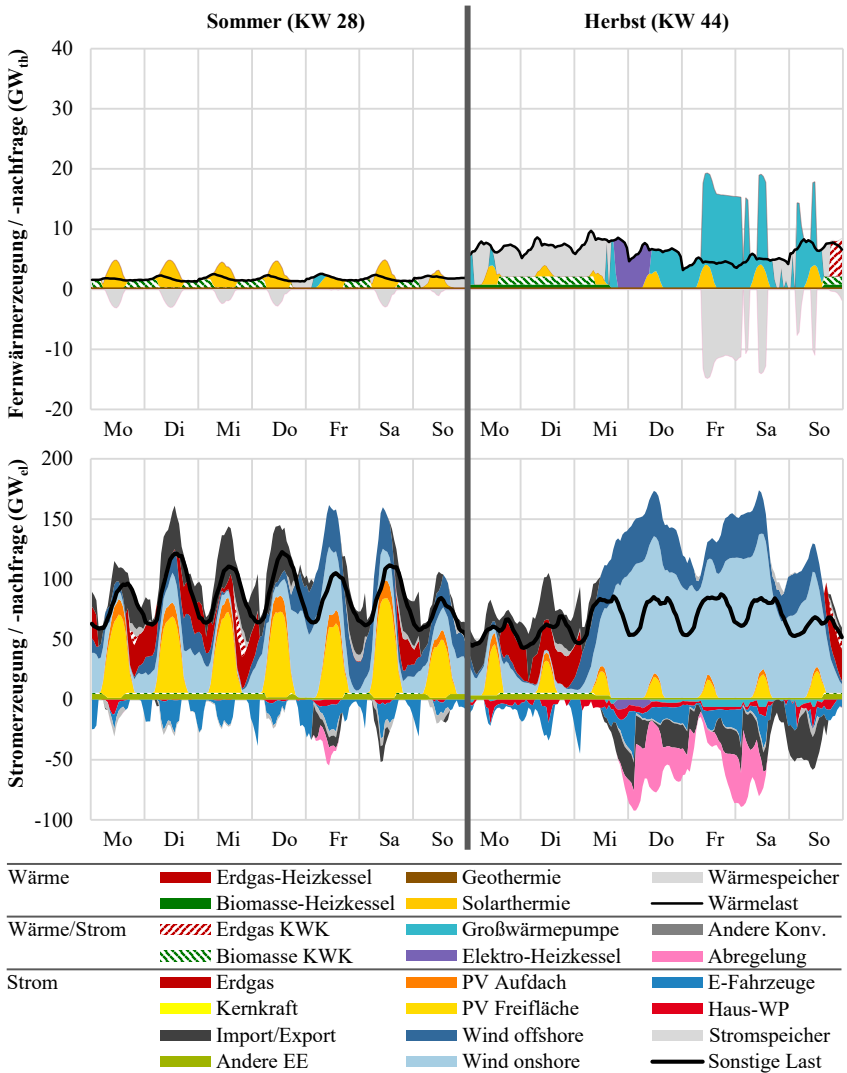


Abbildung 5.11: Erzeugung und Nachfrage von Fernwärme (oben) und Strom (unten) in einer Sommerwoche (links) und Herbstwoche (rechts) in Deutschland im *Max Flex* Szenario

und Menge der EE-Überschüsse beeinflussen die erreichbaren Volllaststunden. Großwärmepumpen benötigen viel weniger Strom als Elektro-Heizkessel, um die gleiche Wärmemenge zu erzeugen, da ihre Effizienz wesentlich höher ist. Im *Max Flex* Szenario haben die Elektro-Heizkessel einen angenommenen Wirkungsgrad von 99 % (vgl. Tabelle 4.9) und die Jahresarbeitszahl der modellierten Großwärmepumpen beträgt 2,1 in Deutschland. Demzufolge werden Großwärmepumpen bei längeren, häufigeren und geringeren EE-Überschüssen bevorzugt, während Elektro-Heizkessel bei kürzeren, selteneren und höheren EE-Überschüssen begünstigt werden. Tritt in den dargestellten Wochen (außer im Sommer) ein längerer EE-Überschuss im Stromsystem auf, werden vermehrt die Großwärmepumpen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt, z. B. in der Winterwoche donnerstags oder in der Herbstwoche von Donnerstag bis Sonntag. Ist dies noch nicht ausreichend, werden zusätzlich die Elektro-Heizkessel zugeschaltet, z. B. in der Winterwoche am Montag und Sonntag. Ebenso werden Elektro-Heizkessel verwendet, wenn die Zeitdauer des Überschusses nur kurz anhält, z. B. in der Frühlingswoche am Montag und Sonntag. Vor allem in diesen Zeiträumen mit hoher Windeinspeisung wird häufig mehr Fernwärme durch die strombasierten Technologien bereitgestellt, als aktuell benötigt wird. Daher nehmen die Wärmespeicher bei reichlicher Winderzeugung im Stromsystem überschüssige Wärmeenergie auf.

Allen beispielhaft ausgewählten Wochen ist die große Bedeutung des Wärmespeichers zur Stabilisierung der Wärmebilanz in Fernwärmenetzen gemein. In der Sommerwoche wird der Wärmespeicher meist mittags geladen, da die Wärmeproduktion der Solarthermie den in dieser Zeit sehr niedrigen Fernwärmebedarf übersteigt. Auch in den anderen drei Wochen zeigt sich der Nutzen von Wärmespeichern zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Dennoch wird teilweise EE-Strom abgeregelt, wenn besonders viel Überschuss auftritt und dieser selbst mit den flexiblen Lasten, der strombasierten Fernwärmeerzeugung und der Nutzung von Speichern sowie dem Stromübertragungsnetz nicht vollständig oder vernünftig genutzt werden kann.

Die bevorzugte Option der Fernwärmebereitstellung in Zeiten mit positiver residualer Stromlast im Stromsektor sind aufgrund ihres hohen Gesamtwirkungsgrades KWK-Anlagen. Insgesamt ist ihr Marktpotenzial im *Max Flex* Szenario

begrenzt, da sie mit kostengünstigen und kohlenstoffarmen Erzeugungstechnologien auf der Grundlage von Strom aus erneuerbaren Energiequellen konkurrieren müssen. Tritt jedoch auf der Stromangebotsseite eine Knappheit aufgrund niedriger EE-Einspeisung auf, werden Biomasse und Erdgas KWK eingesetzt. Dabei wird häufig die Biomasse KWK der Erdgas KWK vorgezogen, da die THG-Emissionen bei der Verfeuerung von Erdgas durch den hohen CO<sub>2</sub>-Preis stark sanktioniert werden. Diese Priorisierung ist in allen vier dargestellten Wochen zu sehen. Da die verfügbare Biomasse für die Fernwärmeversorgung begrenzt ist, muss bei großem Defizit von EE-Erzeugung im Stromsektor zusätzlich auf die Erdgas KWK zurückgegriffen werden. So wird Erdgas KWK vor allem in den Wintermonaten oder der Übergangszeit zugeschaltet, z. B. in der Winterwoche von Montag bis Mittwoch sowie Freitag bis Samstag oder in der Herbstwoche am Sonntag.

Üblicherweise decken Biomasse- und Erdgas-Heizkessel den Wärmebedarf in Zeiten, in denen die residuale Stromlast nahe Null ist, da dann keine zusätzliche Stromerzeugung durch KWK-Anlagen erforderlich ist. Im *Max Flex* Szenario werden in deutschen Fernwärmenetzen keine Erdgas-Heizkessel, sondern lediglich Biomasse-Heizkessel verwendet. Doch auch hier ist die verfügbare Biomasse stark beschränkt und somit ist ihr Beitrag zur Fernwärmeerzeugung eher niedrig. In den dargestellten Wochen werden Biomasse-Heizkessel nur in der Winter- und Herbstwoche eingesetzt. In der Winterwoche werden sie fast durchgängig betrieben, um zur Deckung des besonders hohen Wärmebedarfs beizutragen. Nur am Montag und Sonntag übernehmen die strombasierten Technologien vollständig, da ein sehr hoher EE-Überschuss im Stromsektor herrscht. Auch in der Herbstwoche werden Biomasse-Heizkessel nur an den Tagen betrieben, in denen nicht ausreichend EE-Strom verfügbar ist. Dies ist von Montag bis Mittwoch und am Sonntagabend der Fall.

Zusammenfassend zeigt sich in den Abbildungen 5.10 und 5.11 die besondere Bedeutung von Großwärmepumpen und Elektro-Heizkesseln zur Nutzung überschüssiger EE-Stromeinspeisung. Dennoch ist das Flexibilitätspotenzial durch

strombasierte Fernwärme aufgrund saisonal schwankender Bedarfshöhe und Konkurrenz mit direkten erneuerbaren Wärmequellen im Jahresverlauf unterschiedlich stark ausgeprägt. Zudem sind Wärmespeicher in multivalent betriebenen Wärmenetzen überaus wichtig für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

### **5.1.3 Entwicklungen der Strompreise und Marktwerte von erneuerbaren Energien**

Im Allgemeinen sind die Strompreise der wichtigste Einflussfaktor für die Marktwerte von erneuerbaren Energien. Dementsprechend stellt dieser Abschnitt zunächst die Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise im *Max Flex* Szenario vor, bevor im Anschluss die Marktwerte von PV und Wind untersucht werden.

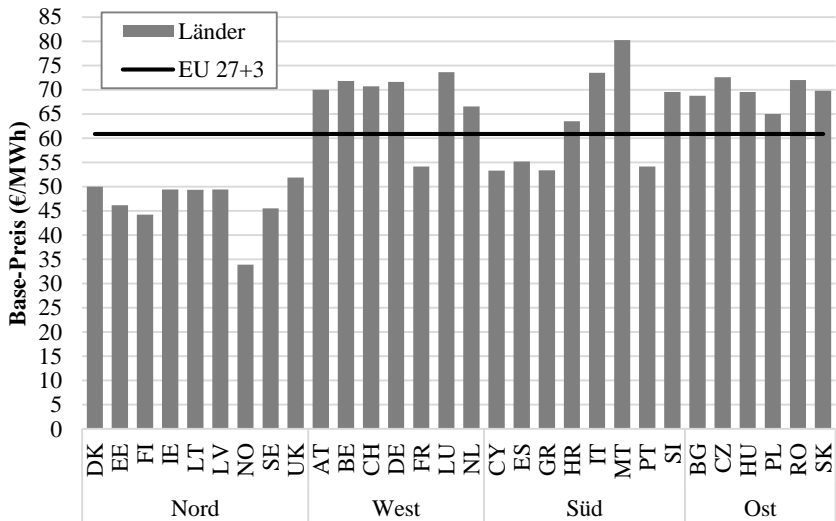
#### **5.1.3.1 Durchschnittliche Strompreise**

Bei der Optimierung mit dem Modell *Enertile* können die stündlichen Grenzkosten der Stromnachfrage als Näherung für die Strompreise und zur Berechnung der Marktwerte von erneuerbaren Energien herangezogen werden (vgl. Abschnitt 3.5). Der durchschnittliche Grundpreis, auch als Base-Preis bezeichnet, wird hierbei als Indikator für das allgemeine Marktpreisniveau verwendet.

Abbildung 5.12 zeigt die Base-Preise der 30 Länder sowie das mit der Stromnachfrage gewichtete europäische Mittel im *Max Flex* Szenario. Auffällig ist die große Spannbreite der Base-Preise von 34 €/MWh in Norwegen bis 80 €/MWh in Malta. Der sehr niedrige Base-Preis in Norwegen ist ein absoluter Ausreißer im europäischen Vergleich, der durch einen EE-Anteil von 100 % im Stromsektor bedingt ist (vgl. Abbildung 5.4). Die hohen Preise in Malta entstehen aufgrund der einzigartigen, geografischen Insellage mit wenig Anbindung an das Festland. Das europäische Mittel der Preise beträgt rund 61 €/MWh. Die Preise in der Region Nord liegen deutlich unter dem europäischen Durchschnitt, was sich durch die sehr hohen Windkraftanteile und den sich dadurch häufig ergebenden Überschüssen erklären lässt. Die Preise in den Regionen Ost und West, mit Ausnahme von



Frankreich, liegen über dem europäischen Durchschnitt. Ihre generelle Höhe trotz hoher EE-Marktanteile spricht für eine sehr gute Integration der Erzeugung aus Wind und PV in das Energiesystem. Die Preise der Länder in der Region Süd variieren deutlich. In den Ländern mit hohem PV-Anteil sind die Preise jedoch unter dem europäischen Durchschnitt, da die typischerweise hohe PV-Einspeisung die Strompreise während des Tages reduziert. Insgesamt liegen die durchschnittlichen Strompreise trotz der sehr hohen EE-Anteile in der Stromerzeugung nicht besonders niedrig. Dies bestätigt die große Bedeutung der Flexibilität einer effizienten Sektorkopplung zur besseren Integration der fluktuierenden EE-Erzeugung.



**Abbildung 5.12:** Base-Preise der 30 Länder und europäischer Mittelwert (mit Stromnachfrage gewichtetes Mittel) im *Max Flex* Szenario

### 5.1.3.2 Marktwerte für PV und Wind

Die Abbildungen 5.13 und 5.14 zeigen die Marktwerte für die beiden PV- und Wind-Technologien in den 30 betrachteten Ländern sowie den jeweiligen europäischen Mittelwert. Generell sind die Marktwerte von erneuerbaren Energien

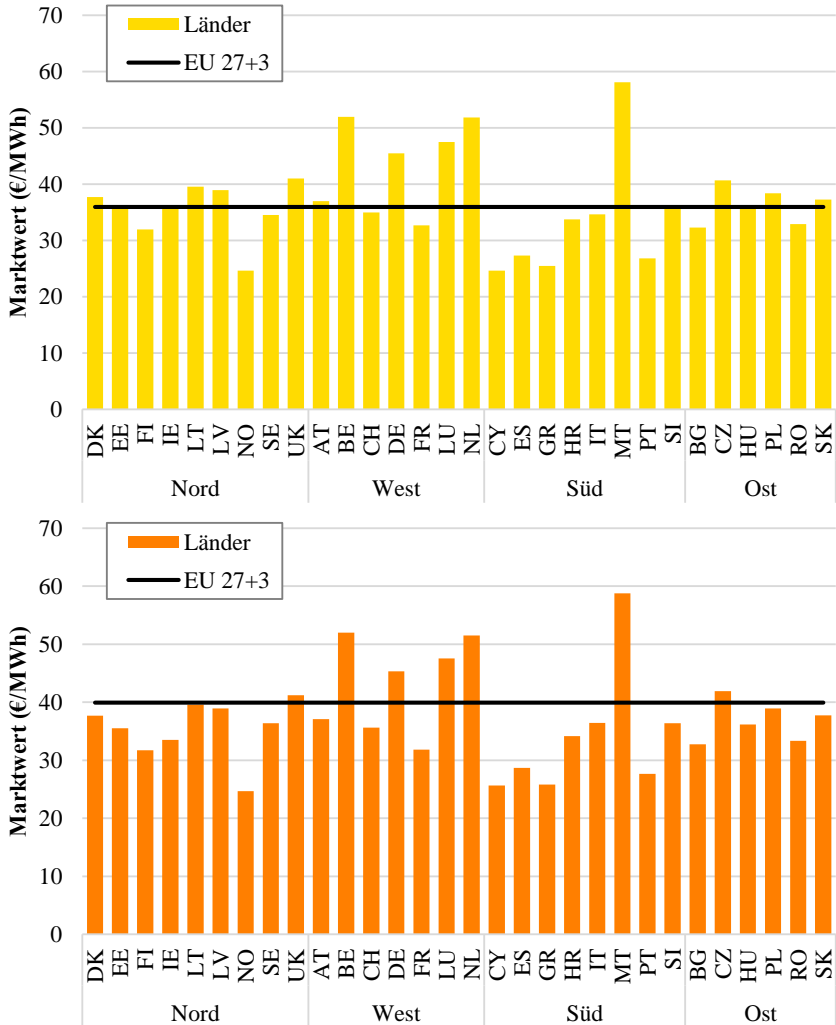


Abbildung 5.13: Marktwerte für PV Freifläche (oben) und PV Aufdach (unten) der 30 Länder und europäischer Mittelwert im *Max Flex* Szenario

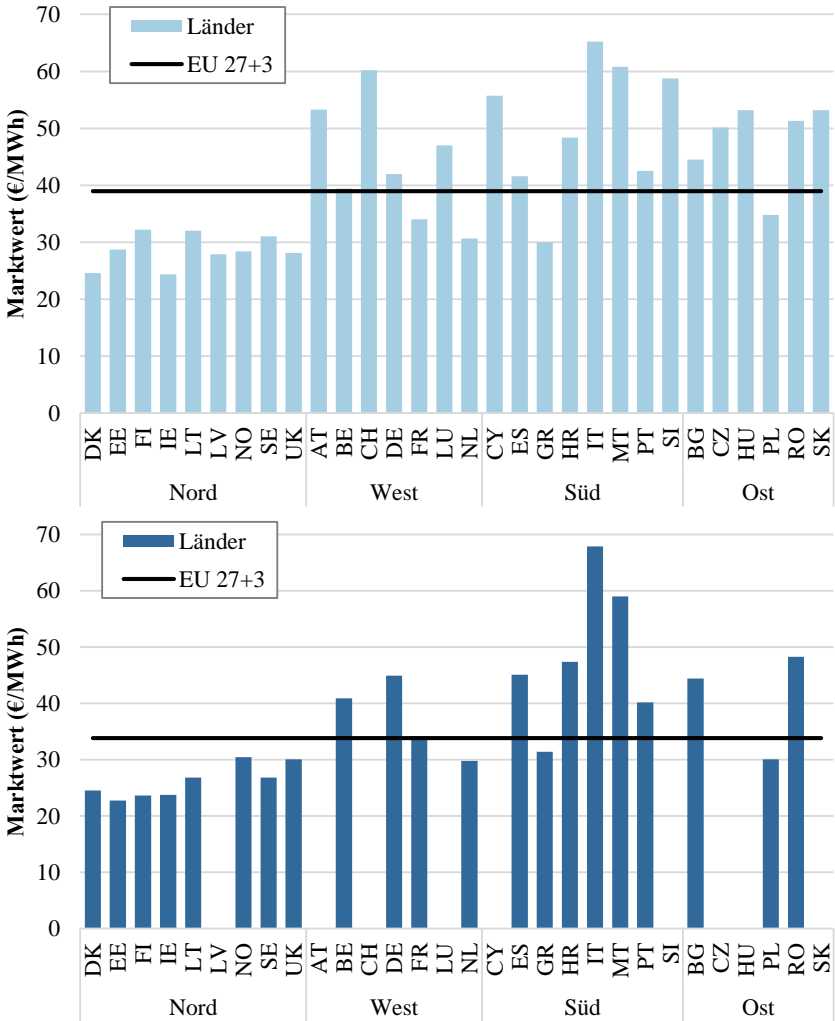


Abbildung 5.14: Marktwerte für Wind onshore (oben) und Wind offshore (unten) der 30 Länder und europäischer Mittelwert im *Max Flex* Szenario

viel niedriger als die Base-Preise, da ihre Einspeisung aufgrund ihrer geringen Grenzkosten den Marktpreis senkt (vgl. Abschnitt 2.1.3). Dies gilt sowohl für PV als auch für Wind und ist in beiden Abbildungen evident.

Die Spannbreiten der Marktwerte in einzelnen Länder sind bei allen vier Technologien sehr groß. Im Durchschnitt sind die Marktwerte für PV Freifläche mit 36 €/MWh niedriger als diejenigen für PV Aufdach mit 40 €/MWh, was in den höheren Anteilen von PV Freifläche an der Stromerzeugung in den Ländern begründet liegt. Dennoch sind die Marktwerte für Wind offshore mit 34 €/MWh durchschnittlich niedriger als die für Wind onshore mit 39 €/MWh, obwohl europaweit der Anteil von Wind onshore an der Stromerzeugung größer ist. Doch durch die besonders tiefen Marktwerte für Wind offshore in der Region Nord, welche anteilmäßig einen Großteil der europaweiten Wind offshore Stromerzeugung beitragen, sinken die Marktwerte im europäischen Mittel merklich.

In der Region Nord sind die Marktwerte für Wind onshore und offshore mit 23 bis 32 €/MWh sehr niedrig und liegen zum Teil deutlich unter dem europäischen Durchschnitt. Aufgrund der geografischen Lage und der Wetterbedingungen ist dort das Potenzial für Wind höher als für PV. Somit ist die Windproduktion üblicherweise sehr hoch, was letztlich zu niedrigen Marktwerten für Wind führt. Aus gegenteiligen Gründen sind die Marktwerte für Wind in der Region Süd, mit Ausnahme von Griechenland, mit 40 bis 68 €/MWh vergleichsweise hoch und liegen teilweise deutlich über dem europäischen Durchschnitt. Gleichzeitig sind in dieser Region, mit Ausnahme von Malta, die Marktwerte für PV mit 25 bis 36 €/MWh unterdurchschnittlich niedrig. Aufgrund des hohen Erzeugungspotenzials zu niedrigen Kosten ist die PV-Einspeisung in südlichen Ländern sehr hoch, was die Strompreise tagsüber senkt und zu niedrigen Marktpreisen für PV führt. Da dort die Windproduktion angesichts des geringeren Erzeugungspotenzials eher begrenzt und zudem nicht so stark von der Tageszeit abhängig ist, sind die Marktwerte für Wind in der Region Süd weniger von dieser mittäglichen Preissenkung betroffen.

Innerhalb der Regionen Ost und West sind die Unterschiede zwischen einzelnen Ländern prägnanter als in den Regionen Süd und Nord und es lassen sich kaum

übergreifende Erkenntnisse ableiten. In den Niederlanden wird aufgrund der guten Wetterbedingungen und der Lage an der Nordsee sehr viel Windenergie erzeugt. Hierdurch sind die Marktwerte für Wind aufgrund des hohen Anteils am Strommix sehr niedrig und liegen beinahe auf dem niedrigen Niveau der nordeuropäischen Länder. Diese Tendenz trifft für Polen in der Region Ost ebenfalls zu. Im Gegensatz dazu haben Österreich und die Schweiz aufgrund der geografischen Bedingungen fast keine Windenergie und dafür sehr viel PV-Stromerzeugung, woraus sehr hohe Marktwerte für Wind onshore und eher niedrige Marktwerte für PV folgen.

Alles in allem zeigen sich zwar große Unterschiede zwischen den Marktwerten der verschiedenen EE-Technologien sowie den einzelnen europäischen Ländern, allerdings ergeben sich trotz der hohen Marktanteile im Stromsystem relativ hohe Marktwerte. Diese hohen Werte sind ein weiteres Anzeichen dafür, dass die effiziente Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze sowie die flexiblen Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge eine gute Integration der erneuerbaren Stromerzeugung ins europäische Energiesystem und eine Stabilisierung der Preise und Marktwerte ermöglichen. Ergo kann eine effiziente Sektorkopplung dazu beitragen, die Marktfähigkeit von erneuerbaren Energien im Stromsektor zu verbessern und hierdurch den zukünftigen Förderbedarf zu reduzieren.

## **5.2 Analyse der Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen**

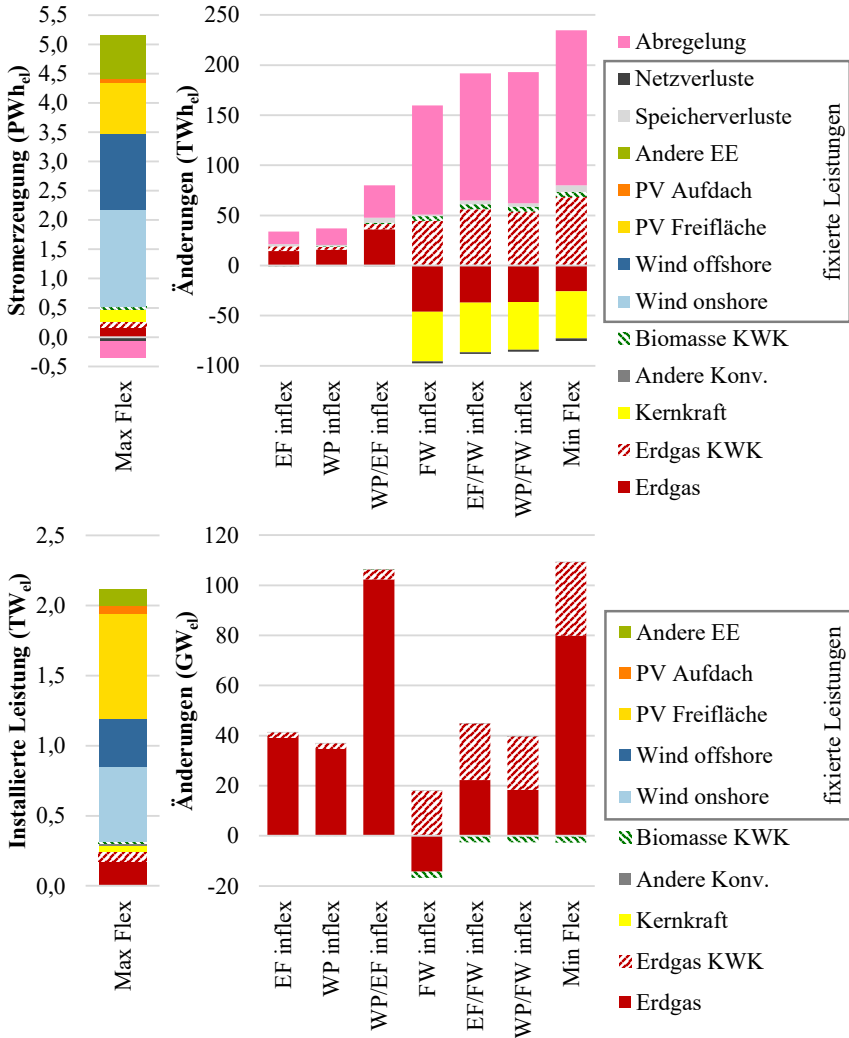
Dieser Abschnitt präsentiert die Ergebnisse der Szenarien ohne die verfügbare Flexibilität der drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen: Wärmepumpen in Gebäuden (WP), Elektrofahrzeuge (EF) und strombasierte Fernwärmeerzeugung (FW). In diesen insgesamt sieben Szenarien variiert die Verfügbarkeit der flexiblen Betriebsarten der Sektorkopplungsoptionen und es werden alle Kombinationsmöglichkeiten der drei Optionen betrachtet. Ist die Flexibilität einer Sektorkopplungsoption nicht verfügbar, ist entweder der verursachte Strombedarf zum Betrieb dieser Option nicht mehr zeitlich verschiebbar oder die Technologie ist nicht nutzbar (vgl. Abschnitte 3.4 und 4.1.3). Dabei ist zu beachten, dass diese

Szenarien in einigen Aspekten sehr stark auf den Ergebnissen des *Max Flex* Szenarios aufbauen (vgl. Abschnitt 4.1.2). So sind durch zusätzliche Restriktionen auf Basis des *Max Flex* Szenarios die installierten Leistungen von erneuerbaren Energien, von Speichern und des Stromübertragungsnetzes in den anderen sieben Szenarien fixiert. Infolge der zusätzlichen Restriktionen unterscheiden sich diese Leistungen und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht in den Szenarien. Daher stehen in diesem Abschnitt vor allem die Unterschiede im Energiesystem bei inflexiblen Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario im Vordergrund. Im Folgenden werden die Änderungen im Stromsektor, in Fernwärmenetzen, sowie der Strompreise und Marktwerte erneuerbarer Energien in den Szenarien mit eingeschränkter Verfügbarkeit von Flexibilität durch Sektorkopplungsoptionen vorgestellt.

## 5.2.1 Änderungen im Stromsektor

Abbildung 5.15 zeigt die Änderungen in der Stromerzeugung und installierten Leistung in Europa (EU 27+3) in den Szenarien mit eingeschränkter Verfügbarkeit von Flexibilität durch Sektorkopplungsoptionen in Relation zum *Max Flex* Szenario. Die mittels Restriktionen fixierten Leistungen im Stromsektor sind in der Legende entsprechend markiert. Der stündliche Einsatz von Speichern und Netzen und die dadurch anfallenden Verluste sind jedoch weiterhin Teil bzw. Ergebnis der Optimierung und können variieren. Die Zahlen zur Stromerzeugung und installierten Leistung in Europa für alle Szenarien sind auch in den Tabellen A.4 und A.5 im Anhang aufgeführt.

Mit dem Verlust der Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen steigen die installierten Leistungen von Erdgas und Erdgas KWK in Europa im Vergleich zum *Max Flex* Szenario in allen Szenarien. Einzige Ausnahme ist das *FW inflex* Szenario, in dem die Erdgasleistung teilweise durch Erdgas KWK ersetzt wird. Ohne die Möglichkeit der Lastverschiebung durch Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen



**Abbildung 5.15:** Stromerzeugung (oben) und installierte Leistung (unten) in Europa (EU 27+3) im *Max Flex* Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario (rechts)

gibt es mehr Stunden mit höheren Lastspitzen, die folglich eine größere Erdgaskapazität zum flexiblen Ausgleich erfordern. Sind diese beiden Sektorkopplungsoptionen gleichzeitig inflexibel (*WP/EF inflex*), ist eine erhebliche Erhöhung der Erdgaskapazität um 106 GW notwendig. Ist nur eine der beiden Optionen flexibel, kann sie den inflexiblen Betrieb der anderen Option bis zu einem gewissen Grad kompensieren und so die Lastspitzen reduzieren. Trotzdem erhöht sich die Stromerzeugung aus Erdgas und Erdgas KWK in diesen drei Szenarien mit 18 bis 42 TWh nur wenig, was auf niedrige Nutzungsdauern und geringe Volllaststunden der zusätzlich benötigten Erdgaskapazitäten schließen lässt. In diesen drei Szenarien mit inflexiblem Betrieb von Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen ist die Abregelung der EE-Stromerzeugung um 13 bis 33 TWh höher als im *Max Flex* Szenario, da die Lasten des Lade- und Heizvorgangs nicht mehr auf Stunden mit hoher EE-Einspeisung verschoben werden können.

In den vier Szenarien, in denen die multivalenten Fernwärmenetze inflexibel betrieben werden (*FW inflex*, *EF/FW inflex*, *WP/FW inflex* und *Min Flex*), sind die Veränderungen in der Stromerzeugung deutlich ausgeprägter. Insgesamt steigen die Erzeugung und Leistung von Erdgas KWK im Vergleich zum *Max Flex* Szenario sichtlich an. Außerdem sinkt die ungekoppelte Stromerzeugung aus Erdgas, während gleichzeitig die zugehörige installierte Leistung zunimmt. Einzige Ausnahme ist hierbei erneut das *FW inflex* Szenario, in dem die Erdgasleistung abnimmt. Da die Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge weiterhin flexibel betrieben werden, entstehen hier keine zusätzlichen Lastspitzen, die eine erhöhte Erdgaskapazität erfordern. In den Szenarien mit inflexibler Fernwärmeerzeugung ist die Wärmeerzeugung mit strombasierten Heiztechnologien (Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel) nicht mehr möglich, sodass ein gewisser Anteil des Fernwärmebedarfs nun mit anderen Technologien versorgt werden muss. In Zeiten mit wenig verfügbarer Stromerzeugung aus EE kann die Erdgas KWK durch den gekoppelten Betrieb gleichzeitig einen Teil des Strom- und Fernwärmebedarfs decken. Dennoch existiert in diesen vier Szenarien ein genereller Überschuss an EE-Stromerzeugung, was sich in einer starken Zunahme der Abregelung im Bereich von zusätzlichen 109 bis 155 TWh niederschlägt. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass strombasierte Heiztechnologien nicht mehr für



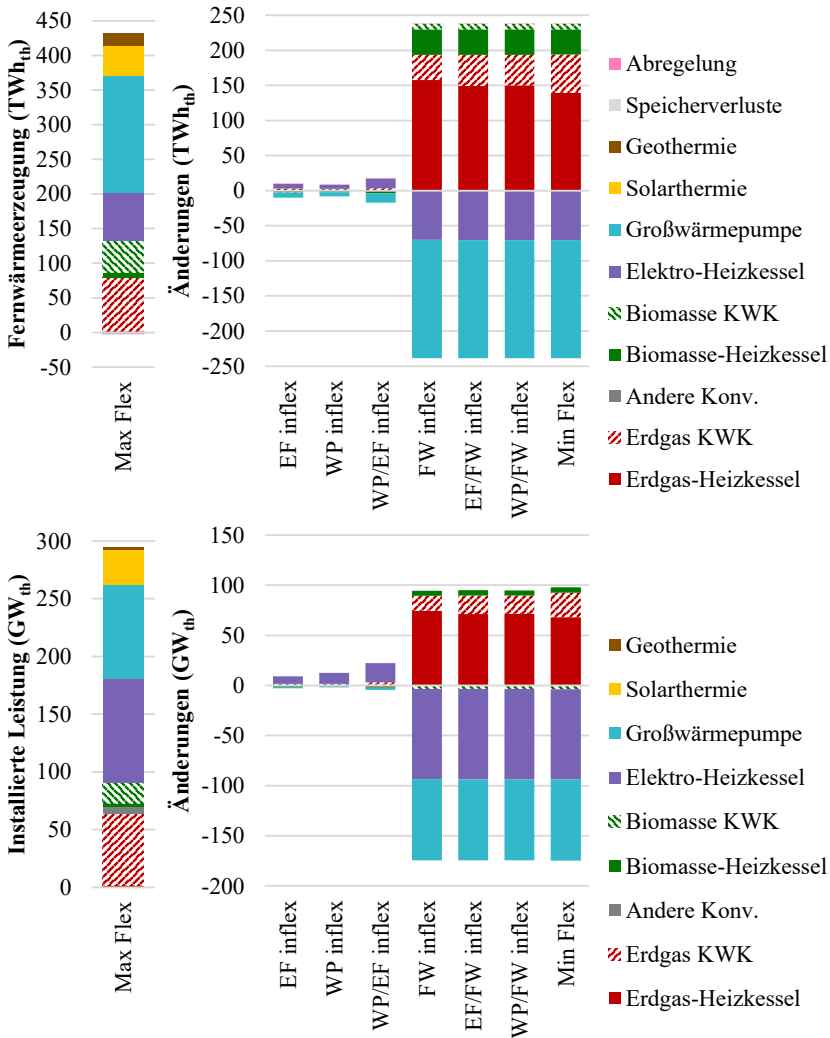
die Fernwärmeerzeugung zur Verfügung stehen. Folglich ist der absolute Strombedarf ohne den Stromverbrauch dieser beiden Technologien in Summe geringer. Hierdurch muss in Stunden mit besonders hoher EE-Einspeisung und niedriger Nachfrage dieser Überschuss, der nun nicht mehr in die Fernwärmeerzeugung fließen kann, abgeregelt werden. Aus demselben Grund des generellen Überangebots an Strom nimmt die Erzeugung aus Kernenergie in diesen Szenarien um durchschnittlich 48 TWh ab.

In den Szenarien mit eingeschränkter Verfügbarkeit von Flexibilität durch Sektorkopplungsoptionen sind die anfallenden Speicherverluste etwas höher als im *Max Flex* Szenario, was für eine stärkere Nutzung dieser Ausgleichsoption steht. Insgesamt treten im *Min Flex* Szenario, in dem keine der drei Sektorkopplungsoptionen flexibel sind, die größten Veränderungen im Stromsektor auf. In Bezug auf die Stromerzeugung sind die Änderungen in den Szenarien mit inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen gering im Vergleich zu den Änderungen in den Szenarien mit inflexibler Fernwärmeerzeugung.

## 5.2.2 Änderungen in Fernwärmenetzen

In Abbildung 5.16 sind die Änderungen in Fernwärmenetzen in Europa dargestellt. Die Zahlen zur Fernwärmeerzeugung und Wärmeleistung für alle Szenarien sind auch in den Tabellen A.6 und A.7 im Anhang aufgeführt. Wie zu erwarten fallen die Änderungen in Fernwärmenetzen bei inflexiblem Betrieb von Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen gering aus (*EF inflex*, *WP inflex* und *WP/EF inflex*). In den drei Szenarien findet nur ein marginaler Wechsel von Großwärmepumpen zu Elektro-Heizkesseln statt, der im Bereich von 6 bis 14 TWh für ganz Europa liegt. Tendenziell gibt es aufgrund der inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen häufiger Stunden mit hohen EE-Überschüssen. Dennoch bleibt der Beitrag von Großwärmepumpen in Summe deutlich größer als der von Elektro-Heizkesseln.

Bei inflexiblen Fernwärmenetzen ist die Wärmeerzeugung mit Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel nicht erlaubt, sodass diese durch andere Technologien



**Abbildung 5.16:** Fernwärmeerzeugung (oben) und installierte Wärmeleistung (unten) in Europa (EU 27+3) im *Max Flex* Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario (rechts)

substituiert werden müssen. Folglich reduzieren sich die Wärmeerzeugung und installierte Wärmeleistung dieser beiden Technologien in den vier Szenarien mit inflexiblen Fernwärmenetzen auf null und führen dementsprechend zu großen Veränderungen in der Fernwärmeerzeugung (*FW inflex*, *EF/FW inflex*, *WP/FW inflex* und *Min Flex*). Der noch offene Fernwärmebedarf wird nun durch Heizkessel und KWK mit den Brennstoffen Erdgas und Biomasse abgedeckt. Da die Biomassennutzung begrenzt ist, wird zu einem Großteil auf Erdgas zurückgegriffen. Die Fernwärmeerzeugung aus Solar- und Geothermie ist mittels Annahmen vorbestimmt und kann nicht verändert werden. Wie bereits in Abschnitt 5.2.1 beschrieben, steigt die Stromerzeugung mit Erdgas KWK in den Szenarien mit inflexiblen Fernwärmenetzen an. Gleichzeitig nimmt daher auch die Fernwärmeerzeugung mittels Erdgas KWK in diesen Szenarien zu. Dennoch ist das Potenzial für den kosteneffizienten Einsatz von KWK im Stromsektor in Anbetracht des generellen Überschusses an EE-Stromerzeugung begrenzt. Wenn daher kein gleichzeitiger Strombedarf existiert, die residuale Last also nahe Null liegt, versorgen Heizkessel mit Erdgas oder Biomasse den aktuellen Wärmebedarf.

### **5.2.3 Änderungen der Strompreise und Marktwerte von erneuerbaren Energien**

Der Verlust der Flexibilität der drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen beeinflusst die Strom- und Fernwärmeerzeugung und hat somit Auswirkungen auf die sich ergebenden Strompreise und Marktwerte von erneuerbaren Energien. Im Folgenden werden als erstes die Änderungen der Strompreise bei inflexiblen Sektorkopplungsoptionen analysiert, bevor anschließend die Marktwerte für PV und Wind vorgestellt werden.

#### **5.2.3.1 Änderungen der Strompreise**

Hohe Anteile nicht regelbarer, fluktuierender EE-Erzeugung im Stromsystem erhöhen die Preisvolatilität und der Ausgleich dieser Preisschwankungen erfordert

in der Regel ein hohes Maß an Flexibilität auf Erzeugungs- und Nachfrageseite. Dabei sind für das Energiesystem vor allem die Situationen entscheidend, in denen wetterbedingt entweder ein Überschuss oder eine Knappheit an EE-Strom herrscht. Einerseits kann die EE-Einspeisung den aktuellen Strombedarf weit übersteigen, was zu einer Preissenkung auf den Strommärkten und eventuell sogar zur Abregelung führt. Andererseits kann die EE-Einspeisung nicht ausreichen, um den aktuellen Strombedarf zu decken, was zur Zuschaltung zusätzlicher Reserve-Kapazitäten von Erdgas mit sehr niedriger Auslastung und somit zu hohen Preisspitzen führt. Der Ausgleich dieser beiden Situationen kann unter anderem mithilfe nachfrageseitiger Flexibilität gelingen. Bei Stromüberschuss werden flexible Lasten zugeschaltet, um diese überschüssigen Strommengen zweckmäßig zu nutzen und somit der Preisreduktion entgegen zu wirken. Im Gegensatz dazu werden flexible Lasten bei Stromknappheit abgeschaltet und zeitlich verschoben, um den Strombedarf kurzfristig zu senken und hierdurch Preisspitzen zu verhindern oder abzuschwächen. Demzufolge wirkt sich die Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen auf die beiden Extremfälle von besonders hohen und niedrigen Strompreisen aus. Daher eignet sich der durchschnittliche Grundpreis eines Jahres nicht als einziges Mittel für eine sinnvolle Bewertung der Flexibilität von Sektorkopplungsoptionen. Folglich werden in diesem Abschnitt insbesondere die maximalen und minimalen Strompreise sowie der Tagesverlauf der Preise untersucht, um die Auswirkungen der inflexiblen Sektorkopplungsoptionen im Detail zu analysieren.

### **Maximale und minimale Strompreise**

Die Tabellen 5.1 und 5.2 geben die maximalen und minimalen Strompreise für die vier Regionen in allen acht Szenarien an. Extrem hohe Preisspitzen von über 9.999 €/MWh werden nicht zur Berechnung der Marktwerte verwendet und stattdessen begrenzt (vgl. Abschnitt 3.5). Diese sehr hohen Strompreise treten zwar nur selten auf, können aber die damit berechneten Marktwerte unverhältnismäßig erhöhen. Der Eintrag dieses Wertes in Tabelle 5.1 bedeutet, dass in diesem Szenario mindestens eine extrem hohe Preisspitze auftritt. Zusätzlich ist die durchschnittliche Anzahl der Stunden mit Preisen oberhalb dieser Grenze pro Land aufgeführt.

Analog hierzu ist die durchschnittliche Anzahl der Stunden mit Preisen gleich 0 €/MWh in Tabelle 5.2 aufgelistet. Dabei wird jeweils die durchschnittliche Anzahl pro Land für die vier Regionen angegeben, da die Regionen unterschiedlich viele Länder beinhalten und hierdurch ein unverzerrter Vergleich ermöglicht wird.

Im *Max Flex* Szenario liegen die Maximalpreise im Bereich um 2.000 €/MWh und es treten keine Preisspitzen größer 10.000 €/MWh auf. Dabei sind die Maximalpreise in der Region Nord (2.185 €/MWh) am höchsten und die in der Region Süd am niedrigsten (1.787 €/MWh). Bezüglich minimaler Strompreise werden pro Land in etwa 1.000 bis 2.000 Stunden die Untergrenze möglicher Preise von 0 €/MWh erreicht. Dies signalisiert, wie häufig überschüssiger EE-Strom produziert wird und aberegelt werden muss. Dabei treten in der Region Süd durchschnittlich am meisten Nullpreise auf. Mit dem Verlust der Flexibilität aller drei Sektorkopplungsoptionen im *Min Flex* Szenario treten in allen vier Regionen hohe Preisspitzen größer 10.000 €/MWh auf. In den Regionen Süd und Ost betrifft dies durchschnittlich eine Stunde pro Land und in den Regionen Nord und West bis zu zwei Stunden pro Land. Die Stundenanzahl mit Nullpreisen steigt auf 1.400 bis 2.300 Stunden pro Land. Erneut gibt es durchschnittlich die meisten Nullpreise in der Region Süd, gefolgt von der Region Nord. Der inflexible Betrieb aller drei Sektorkopplungsoptionen wirkt sich somit deutlich auf die beiden Randbereiche der Strompreise aus: Es erhöhen sich dabei sowohl die Preisspitzen aufgrund von Stromknappheit als auch die Anzahl der Nullpreise infolge von Stromüberschüssen.

Bei inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen (*EF inflex*) erhöhen sich die Maximalpreise auf 7.100 bis 8.600 €/MWh, jedoch nimmt die durchschnittliche Stundenanzahl mit Nullpreisen in allen vier Regionen nur marginal zu. Bei inflexibel betriebenen Wärmepumpen (*WP inflex*) hingegen steigen die Maximalpreise nicht nur, sondern erreichen in allen Regionen sogar die Begrenzung von 10.000 €/MWh. Gleichzeitig bleibt die Anzahl der Stunden mit Preisen von 0 €/MWh annähernd konstant. Folglich beeinflusst der inflexible Betrieb von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen die Strompreise auf sehr ähnliche Weise. Beide Sektorkopplungsoptionen führen zu einer Erhöhung der Spitzenpreise, wenn die Stromlast des Lade- und Heizvorgangs in Zeiten von Stromknappheit

**Tabelle 5.1:** Maximale Strompreise in €/MWh und durchschnittliche Anzahl der Stunden mit Preisen größer 10.000 €/MWh pro Land in den vier Regionen für alle acht Szenarien. Ein Wert von 9.999 steht für eine gekappte Preisspitze.

Szenario	Maximaler Strompreis (€/MWh)				Durchschnittliche Anzahl der Stunden mit Preisen größer 10.000 €/MWh pro Land			
	Nord	West	Süd	Ost	Nord	West	Süd	Ost
Max Flex	2.185	1.956	1.787	1.877	-	-	-	-
WP inflex	9.999	9.999	9.999	9.999	0,9	1,0	0,5	0,7
EF inflex	8.572	7.857	7.057	7.493	-	-	-	-
FW inflex	2.217	1.985	1.814	1.903	-	-	-	-
WP/EF inflex	9.999	9.999	9.999	9.999	1,9	2,0	1,0	1,3
WP/FW inflex	9.999	9.999	9.999	9.999	0,9	1,0	0,5	0,7
EF/FW inflex	8.613	7.885	7.033	7.468	-	-	-	-
Min Flex	9.999	9.999	9.999	9.999	1,9	2,0	1,0	1,3

nicht mehr zeitlich verschoben werden kann. Die nur in diesen Stunden benötigten Erdgaskapazitäten sind durch niedrige Nutzungsdauern gekennzeichnet und verursachen vergleichsweise hohe Strompreise. Die Auswirkungen von inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen auf die Situationen mit Stromüberschuss und Nullpreisen sind jedoch sehr begrenzt.

Im Falle der inflexiblen Fernwärmenetze (*FW inflex*) zeigen sich in Bezug auf die Maximalpreise kaum Änderungen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario. Allerdings erhöht sich die Anzahl der Stunden mit Nullpreisen merklich auf durchschnittlich 1.300 bis 2.200 Stunden pro Land. Diese Sektorkopplungsoption hat dementsprechend nur geringen Einfluss auf Preisspitzen, führt aber zu drastischen Preisreduktionen in Zeiten von Stromüberschüssen, da diese nicht mehr zum Betrieb der strombasierten Heiztechnologien in Fernwärmenetzen nutzbar sind. Somit wirken inflexible Fernwärmenetze auf die Strompreise komplementär zu inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. In den Szenarien

**Tabelle 5.2:** Minimale Strompreise in €/MWh und durchschnittliche Anzahl der Stunden mit Preisen gleich 0 €/MWh pro Land in den vier Regionen für alle acht Szenarien

Szenario	Minimaler Strompreis (€/MWh)				Durchschnittliche Anzahl der Stunden mit Preisen gleich 0 €/MWh pro Land			
	Nord	West	Süd	Ost	Nord	West	Süd	Ost
Max Flex	0	0	0	0	1.157	1.135	2.014	1.046
WP inflex	0	0	0	0	1.168	1.160	2.027	1.072
EF inflex	0	0	0	0	1.217	1.165	2.040	1.086
FW inflex	0	0	0	0	1.662	1.368	2.227	1.330
WP/EF inflex	0	0	0	0	1.244	1.183	2.059	1.105
WP/FW inflex	0	0	0	0	1.668	1.387	2.233	1.370
EF/FW inflex	0	0	0	0	1.726	1.407	2.247	1.372
Min Flex	0	0	0	0	1.756	1.433	2.288	1.412

mit mehreren inflexiblen Sektorkopplungsoptionen addieren sich die Wirkungen der einzelnen drei Sektorkopplungsoptionen auf die minimalen und maximalen Strompreise. Insbesondere bei gleichzeitig inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen (*WP/EF inflex*) erhöht sich die Anzahl der maximalen Preise deutlich, da beide Sektorkopplungsoptionen in ähnlicher Weise auf die Strompreise wirken.

### Tagesverlauf der Strompreise

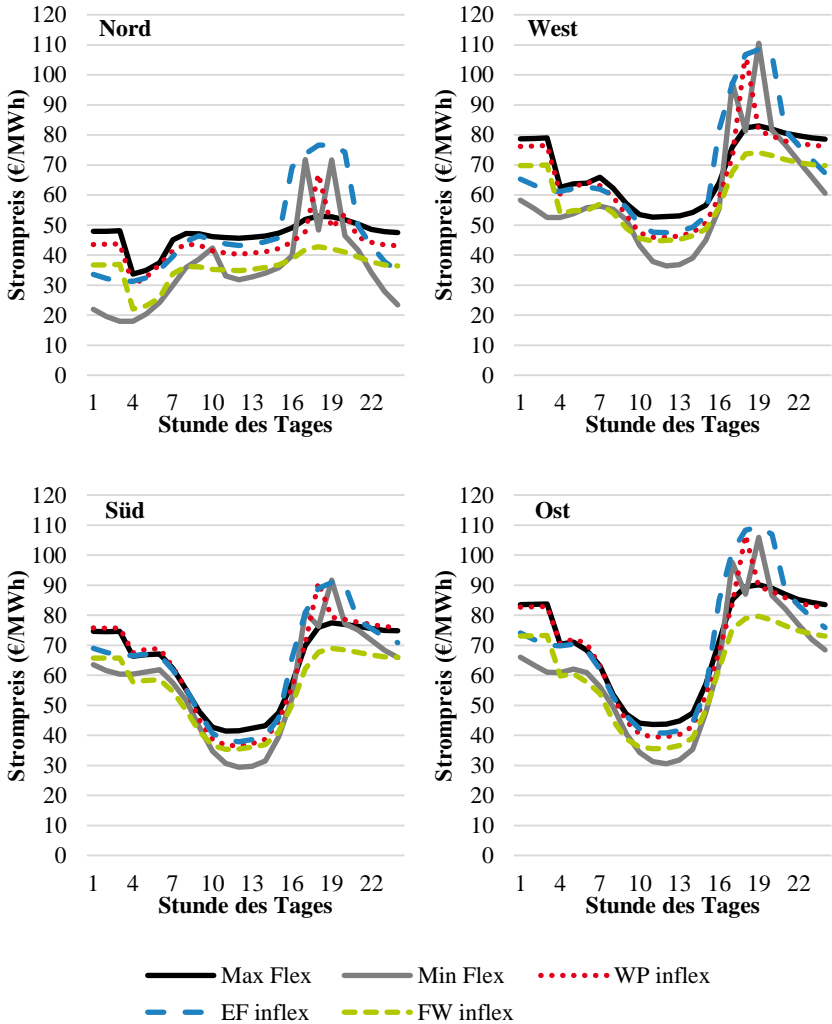
Als nächstes werden die durchschnittlichen Preise im Tagesverlauf für die vier Regionen in ausgewählten Szenarien mit inflexiblen Sektorkopplungsoptionen untersucht (vgl. Abbildung 5.17). Für eine bessere Übersichtlichkeit werden neben den beiden Grenzszenarien *Max Flex* und *Min Flex* nur die Szenarien mit jeweils einer inflexiblen Option (*WP inflex*, *EF inflex*, *FW inflex*) dargestellt. Der durchschnittliche Preis wird für die einzelnen Stunden eines Tages berechnet und

berücksichtigt dabei alle Preise des Jahres für genau diese Stunde eines Tages in allen Ländern innerhalb der entsprechenden Region.

Im *Max Flex* Szenario liegen die Preise in der Region Nord auf einem deutlich niedrigeren Niveau als in den übrigen Regionen und bleiben im Tagesverlauf vergleichsweise konstant. Lediglich in den frühen Morgenstunden ist eine deutliche Preisreduktion zu erkennen. Diese Preisveränderung tritt ebenfalls in den anderen drei Regionen auf und ist auf die Vorgabe des vollen Ladezustands der Elektrofahrzeuge am frühen Morgen zurückzuführen, wodurch diese flexible Stromlast plötzlich wegfällt und eine Preisreduktion auslöst. Des Weiteren fällt in der Region Süd insbesondere der starke Einbruch der Strompreise zur Mittagszeit auf, der aufgrund der dort hohen PV-Einspeisung einen Preisverfall bewirkt. Diese mittäglichen Preisreduktionen treten ebenfalls, jedoch weniger ausgeprägt, in den Regionen West und Ost auf.

Die zuvor beschriebenen Effekte durch inflexible Sektorkopplungsoptionen auf die maximalen und minimalen Strompreise sind ebenfalls in Abbildung 5.17 ersichtlich. Im *EF inflex* Szenario steigen in allen vier Regionen in den frühen Abendstunden die durchschnittlichen Strompreise im Vergleich zum *Max Flex* Szenario deutlich an. Da der Ladevorgang der Elektrofahrzeuge am Abend nicht mehr zeitlich verschoben werden kann und dies kurzfristig zu einem hohen Strombedarf führt, müssen zusätzliche Erdgaskapazitäten zugeschaltet werden, was in höheren Strompreisen resultiert. Aus diesem Grund sinken im *EF inflex* Szenario anschließend die Strompreise nachts, da ohne den zeitlich verschobenen Strombedarf der Fahrzeuge eine geringere Stromlast anliegt. Dieser Effekt der inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge tritt in den Regionen Nord und West am deutlichsten auf, da dort der Strombedarf durch Elektrofahrzeuge einen größeren Anteil an der Stromnachfrage hat (vgl. Abschnitt 5.3.1). In ähnlicher Weise werden im *WP inflex* Szenario in allen vier Regionen am frühen Abend Preisspitzen durch den Heizbetrieb der inflexibel betriebenen Wärmepumpen verursacht, die trotz der Begrenzung auf 10.000 €/MWh zu einem deutlichen Ausschlag der durchschnittlichen Strompreise führen. Des Weiteren sinken bei inflexibel betriebenen Wärmepumpen die Preise in der Mittagszeit leicht ab, da der Heizvorgang





**Abbildung 5.17:** Tagesverlauf der Strompreise in den vier Regionen Nord (links oben), West (rechts oben), Süd (links unten) und Ost (rechts unten) für ausgewählte Szenarien

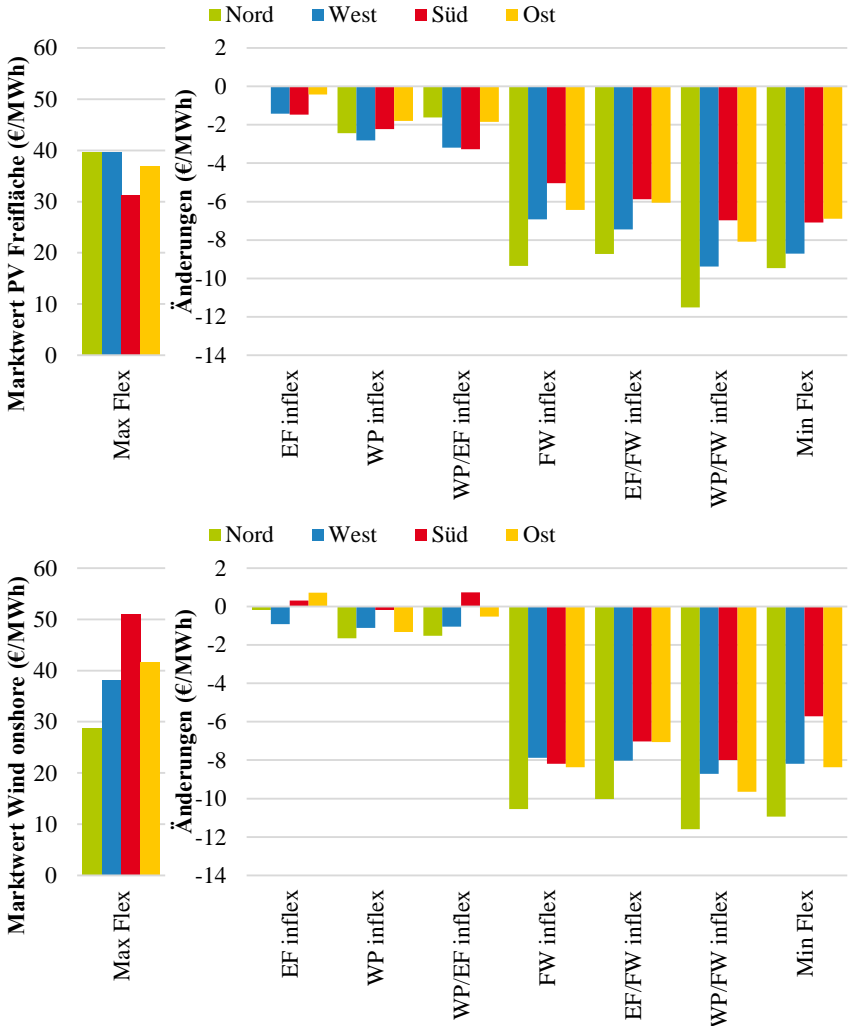
nicht vorgezogen werden kann, um den PV-Strom und die Effizienzvorteile der Wärmepumpe tagsüber auszunutzen.

Im *FW inflex* Szenario verlaufen die Strompreise generell sehr ähnlich wie im *Max Flex* Szenario und sind nur etwas nach unten verschoben. Ohne die Flexibilität der Fernwärmenetze sinken die Strompreise prinzipiell, da häufiger ein Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung auftritt, der Preisreduktionen und Abregelung zur Folge hat. Dabei ist die Preisreduktion der durchschnittlichen Strompreise durch inflexible Fernwärmenetze nicht so stark von der Tageszeit abhängig wie die Preisveränderungen durch inflexibel betriebene Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Im *Min Flex* Szenario zeigen sich die überlagerten Effekte der drei inflexiblen Sektorkopplungsoptionen auf den Tagesverlauf der Strompreise: Allgemein sind die Strompreise durch die inflexiblen Fernwärmenetze niedriger als im *Max Flex* Szenario, liegen aber abends durchschnittlich höher aufgrund der Preisspitzen von inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen.

### 5.2.3.2 Änderungen der Marktwerte für PV und Wind

Schließlich werden die Änderungen der Marktwerte für PV Freifläche und Wind onshore in den Szenarien ohne Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario für die vier Regionen analysiert (vgl. Abbildung 5.18). Die Änderungen der durchschnittlichen Base-Preise und der Marktwerte für PV Aufdach und Wind offshore verlaufen in ähnlicher Weise wie die hier gezeigten Technologien und finden sich in den Abbildungen A.5 und A.6 im Anhang. Die nachfolgenden Ausführungen bestätigen und vertiefen bereits veröffentlichte Erkenntnisse in Bernath et al. [9] und Bernath et al. [1].

Die drei Szenarien mit inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen (*EF inflex*, *WP inflex*, *WP/EF inflex*) zeigen in allen vier Regionen ähnliche Marktwerte für PV und Wind wie das *Max Flex* Szenario. Die Marktwerte für Wind onshore unterscheiden sich mit  $-2$  bis  $1$  €/MWh nur geringfügig von denen des *Max Flex* Szenarios. Gleichzeitig sinken die Marktwerte für PV mit bis zu  $-3$  €/MWh etwas deutlicher, insbesondere wenn beide Optionen inflexibel sind.



**Abbildung 5.18:** Marktwerte für PV Freifläche (oben) und Wind onshore (unten) in den vier Regionen im *Max Flex* Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario (rechts)

Da der inflexible Betrieb keine Lastverschiebung des Lade- und Heizvorgangs ermöglicht, kann überschüssiger PV-Strom in der Mittagszeit nicht mehr sinnvoll genutzt werden, was letztlich zu sinkenden Strompreisen oder sogar Nullpreisen führt und die Marktwerte für PV reduziert. Inflexibel betriebene Elektrofahrzeuge (*EF inflex*) haben den noch größten Einfluss auf beide Marktwerte in der Region West und auf die Marktwerte von PV in der Region Süd (jeweils  $-1 \text{ €/MWh}$ ). Teilweise steigen die Marktwerte für Wind onshore bei inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen leicht an im Vergleich zum *Max Flex* Szenario, was durch die Preiserhöhungen in den Abendstunden verursacht wird (vgl. Abbildung 5.17). Diese Preiserhöhung wirkt sich jedoch aufgrund der Uhrzeit nur auf die Marktwerte von Wind aus und beeinflusst die von PV nicht, da diese Technologien abends keinen Strom mehr produzieren. Inflexibel betriebene Wärmepumpen (*WP inflex*) wirken sich in allen Regionen mit etwa  $-2 \text{ €/MWh}$  ähnlich stark auf die Marktwerte von PV aus, während sie die Marktwerte von Wind in Süd aufgrund des geringen Marktanteils kaum beeinflussen. Insgesamt betrachtet sind die Auswirkungen des inflexiblen Ladens von Elektrofahrzeugen und des inflexiblen Heizens mit Wärmepumpen auf die Marktwerte von PV und Wind überschaubar.

Die drei Szenarien mit inflexiblen Fernwärmenetzen (*FW inflex*, *EF/FW inflex*, *WP/FW inflex*) weisen sehr ähnliche Marktwerte wie das *Min Flex* Szenario auf. Im Szenariovergleich hat der inflexible Betrieb von Fernwärmenetzen den mit Abstand größten Einfluss auf die Marktwerte. Die Marktwerte für PV sinken in diesen vier Szenarien um  $-5$  bis  $-12 \text{ €/MWh}$  und die für Wind um  $-6$  bis  $-12 \text{ €/MWh}$ . Allein inflexible Fernwärmenetze (*FW inflex*) haben in der Region Nord mit einer Reduktion um etwa  $-10 \text{ €/MWh}$  den mit Abstand größten Einfluss auf die Marktwerte von PV und Wind, während sie in der Region Süd die Marktwerte von PV mit  $-5 \text{ €/MWh}$  am wenigsten verändern. Dies liegt vordergründig daran, dass in der Region Nord die strombasierte Fernwärmeerzeugung einen größeren Anteil an der Gesamtstromnachfrage hat als in der Region Süd (siehe Abschnitt 5.3.1). Bei inflexiblen Fernwärmenetzen hat der zusätzlich inflexible Betrieb von Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen keine signifikanten Auswirkungen auf die Marktwerte. Diese vier Szenarien werden allein von der Tatsache bestimmt, dass die strombasierte Fernwärmeerzeugung nicht verfügbar

ist. Die generell niedrigeren Strompreise durch inflexible Fernwärmenetze (vgl. Abbildung 5.17) führen zu einer drastischen Reduktion der Marktwerte für PV und Wind. Sind alle drei Sektorkopplungsoptionen gleichzeitig inflexibel (*Min Flex*), wirkt sich dies mit  $-11 \text{ €/MWh}$  am deutlichsten auf die Marktwerte für Wind in der Region Nord aus, während sie diese in der Region Süd mit  $-6 \text{ €/MWh}$  weniger stark reduzieren. In der Region Nord wird übermäßig viel Strom mithilfe von Windkraft bereitgestellt und der Anteil des Strombedarfs der Sektorkopplungsoptionen ist groß, weswegen der Verlust dieser Flexibilität besonders stark die Marktwerte von Wind beeinflusst. Umgekehrt verändern sich die Marktwerte für Wind in der Region Süd weniger stark, da sowohl der Marktanteil von Windkraft als auch der Strombedarf der Sektorkopplungsoptionen niedrig sind.

Zusammenfassend wirken sich die drei Sektorkopplungsoptionen in den vier europäischen Regionen auf sehr ähnliche Weise auf die Marktwerte von PV und Wind aus. Obwohl die Marktwerte selbst in den vier Regionen unterschiedlich hoch sind, ist der Rückgang aufgrund des Verlusts an Flexibilität in allen Regionen vergleichbar. Die Szenarien mit flexiblen Fernwärmenetzen (*EF inflex*, *WP inflex*, *WP/EF inflex*) haben deutlich höhere Marktwerte als die Szenarien mit inflexibler Fernwärme (*FW inflex*, *EF/FW inflex*, *WP/FW inflex*, *Min Flex*). Die kurzfristige Flexibilität durch Lastverschiebung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge oder Heizvorgängen der Wärmepumpen hat dementsprechend nur einen geringen Einfluss auf die Marktwerte erneuerbarer Energien. Die flexible Nutzung von Strom in der Fernwärmeerzeugung hingegen hat einen bedeutenden Einfluss auf die Marktwerte, da ein Technologiewechsel in multivalenten Fernwärmenetzen die Möglichkeit bietet, die absolute Stromnachfrage in direkter Reaktion auf die Einspeisung von erneuerbaren Energien zu ändern und somit eine Abregelung und Nullpreise zu verhindern.

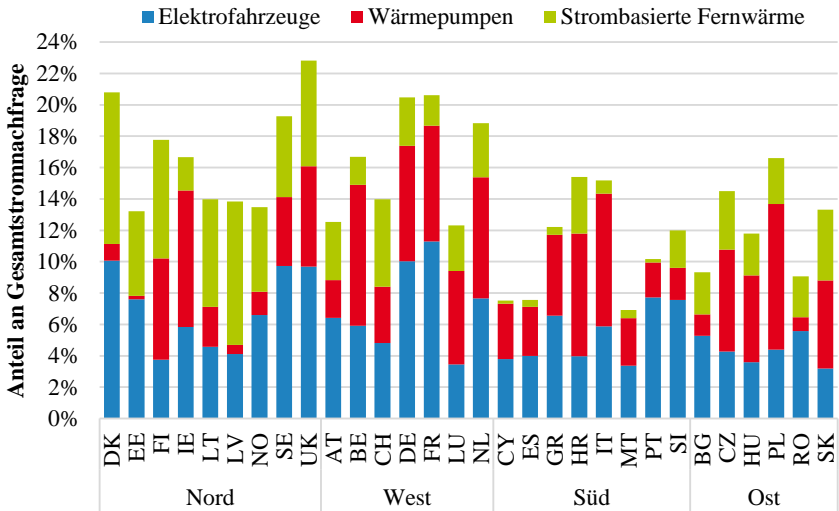
## 5.3 Vergleich der Sektorkopplungsoptionen

In diesem Abschnitt werden die drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen im Detail analysiert, um ihr Verhalten und ihre Auswirkungen auf die Stromerzeugung, die Strompreise und die Marktwerte der erneuerbaren Energien zu bewerten. Darüber hinaus werden die Wechselwirkungen zwischen den drei Sektorkopplungsoptionen Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und strombasierte Fernwärmeerzeugung untereinander betrachtet. Allgemein lässt sich das mögliche Flexibilitätspotenzial einer Sektorkopplungsoption durch zwei Charakteristika beschreiben: Erstens die Höhe des durch diese Option verursachten Strombedarfs und zweitens der zeitliche Verlauf der Stromlast dieser Option. Diese beiden Eigenschaften werden im Folgenden eingehend untersucht.

### 5.3.1 Höhe des Strombedarfs der Sektorkopplungsoptionen

In erster Linie bestimmt die Höhe der durch eine Sektorkopplungsoption verursachten Stromnachfrage das allgemeine Potenzial dieser Flexibilitätsoption. Dabei sind die Strombedarfe der drei Sektorkopplungsoptionen in *Enertile* unterschiedlich stark durch exogen getroffene Annahmen vorbestimmt (vgl. Abschnitt 4.2.1.3). Die jährliche Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge wird direkt durch Annahmen definiert und beträgt in diesen Szenariorechnungen rund  $370 \text{ TWh}_{\text{el}}$  für ganz Europa (EU 27+3). Hingegen wird die jährliche Stromnachfrage von Wärmepumpen nur indirekt vorgegeben, da sie sich aus der Vorgabe des jährlichen Wärmebedarfs und der Berechnung des optimalen stündlichen Einsatzes der Wärmepumpen zur Deckung dieses Bedarfs ergibt. Der Wärmebedarf für Gebäude mit Wärmepumpen liegt bei  $802 \text{ TWh}_{\text{th}}$  für ganz Europa. Um diesen Bedarf zu versorgen, benötigen die elektrischen Wärmepumpen etwa  $297 \text{ TWh}_{\text{el}}$  Strom, was im europäischen Durchschnitt eine Jahresarbeitszahl von ca. 2,7 bedeutet. Ganz im Gegensatz zu Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in Gebäuden wird der Strombedarf zentraler strombasierter Wärmeerzeuger in Fernwärmenetzen, also Großwärmepumpen und Elektroheizkessel, vollständig modellendogen

ermittelt. Analog zum Wärmebedarf der Wärmepumpen wird die gesamte Fernwärmenachfrage vorgegeben und der Ausbau und Einsatz verschiedener Technologieoptionen zur Deckung dieser Nachfrage optimiert. Die Fernwärmenachfrage für Europa beträgt rund 430 TWh<sub>th</sub>, wovon im *Max Flex* Szenario etwa 238 TWh<sub>th</sub> durch Großwärmepumpen und Elektroheizkessel bereitgestellt werden. Für diese Wärmeerzeugung verbrauchen sie rund 157 TWh<sub>el</sub> Strom. Die Anteile des Strombedarfs der drei Sektorkopplungsoptionen an der Gesamtstromnachfrage im *Max Flex* Szenario variieren aufgrund verschieden hoher Strom- und Wärmebedarfe sowie geografischen und wetterbedingten Unterschieden sehr stark in den einzelnen europäischen Ländern (vgl. Abbildung 5.19).



**Abbildung 5.19:** Anteile der Stromnachfrage der drei Sektorkopplungsoptionen an der Gesamtstromnachfrage in den 30 Ländern im *Max Flex* Szenario

Die Anteile des Strombedarfs von Elektrofahrzeugen liegen im Bereich von 3 bis 11% und sind in Ländern in den Regionen Nord und West am höchsten (Frankreich, Dänemark und Deutschland). In der Region West haben inflexibel betriebene Elektrofahrzeuge daher den größten Einfluss auf die Marktwerte von PV und Wind (vgl. Abbildung 5.18). Die Anteile von Wärmepumpen variieren

deutlicher und liegen zwischen 0 und 9 %. Vor allem weisen einige Länder in der Region Nord (Estland, Lettland, Dänemark und Norwegen) sehr niedrige Werte auf, da die Wärmeversorgung dort meist über Fernwärmenetze sichergestellt wird. Dementsprechend sind in dieser Region die Anteile der strombasierten Fernwärmeerzeugung generell am höchsten und liegen, mit Ausnahme von Irland, zwischen 5 und 10 %, allen voran Dänemark und Lettland. In den Ländern der Region Süd hingegen gibt es fast keine Fernwärmenetze und somit keine bis niedrige Anteile strombasierter Fernwärme, die mit Ausnahme von Kroatien nur bei 0 bis 2 % liegen. Aus diesem Grund haben die inflexiblen Fernwärmenetze die Marktwerte in der Region Nord überaus stark beeinflusst, während sie auf die Marktwerte von PV in der Region Süd nur wenig Auswirkungen haben. In Summe stellen die drei Sektorkopplungsoptionen im Vereinigten Königreich, in Dänemark, Frankreich und Deutschland über 20 % der Gesamtstromnachfrage dar. Vor diesem Hintergrund wird klar, weshalb die Marktwerte in den Regionen Nord und West im *Min Flex* Szenario so deutlich sinken. Die niedrigsten Anteile aller drei Optionen mit rund 7 bis 8 % werden in Malta, Spanien und Zypern erreicht, weswegen die Marktwerte im *Min Flex* Szenario in der Region Süd vergleichsweise wenig sinken.

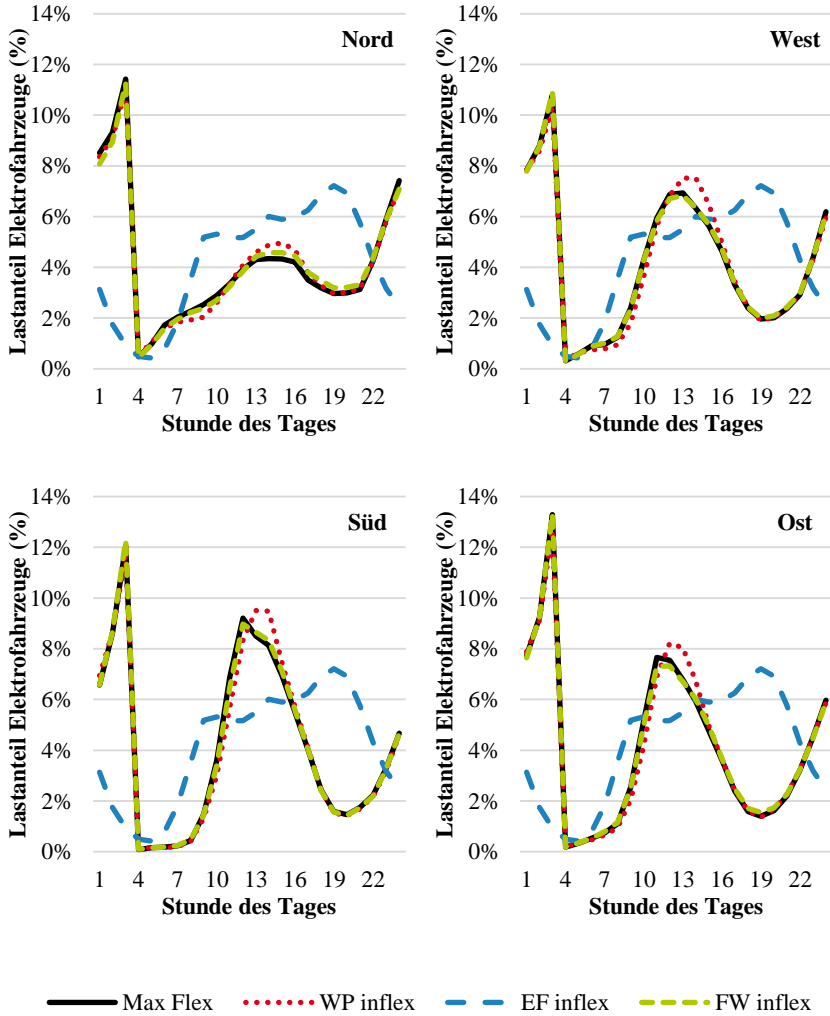
### 5.3.2 Zeitlicher Verlauf des Strombedarfs der Sektorkopplungsoptionen

Außer der absoluten oder relativen Höhe der durch eine Sektorkopplungsoption verursachten Stromnachfrage ist der zeitliche Verlauf der Stromlast dieser Option für die Bewertung des Flexibilitätspotenzial von Belang. In diesem Zusammenhang zeigen die folgenden drei Abbildungen den Tagesverlauf der Stromlast von Elektrofahrzeugen (Abbildung 5.20), elektrischen Wärmepumpen in Gebäuden (Abbildung 5.21) und strombasierter Fernwärmeerzeugung (Abbildung 5.22) für die vier Regionen. Dabei werden zur besseren Übersicht jeweils nur das *Max Flex* Szenario und die drei Szenarien mit jeweils einer inflexiblen Sektorkopplungsoption (*WP inflex*, *EF inflex*, *FW inflex*) dargestellt, um die Abhängigkeiten

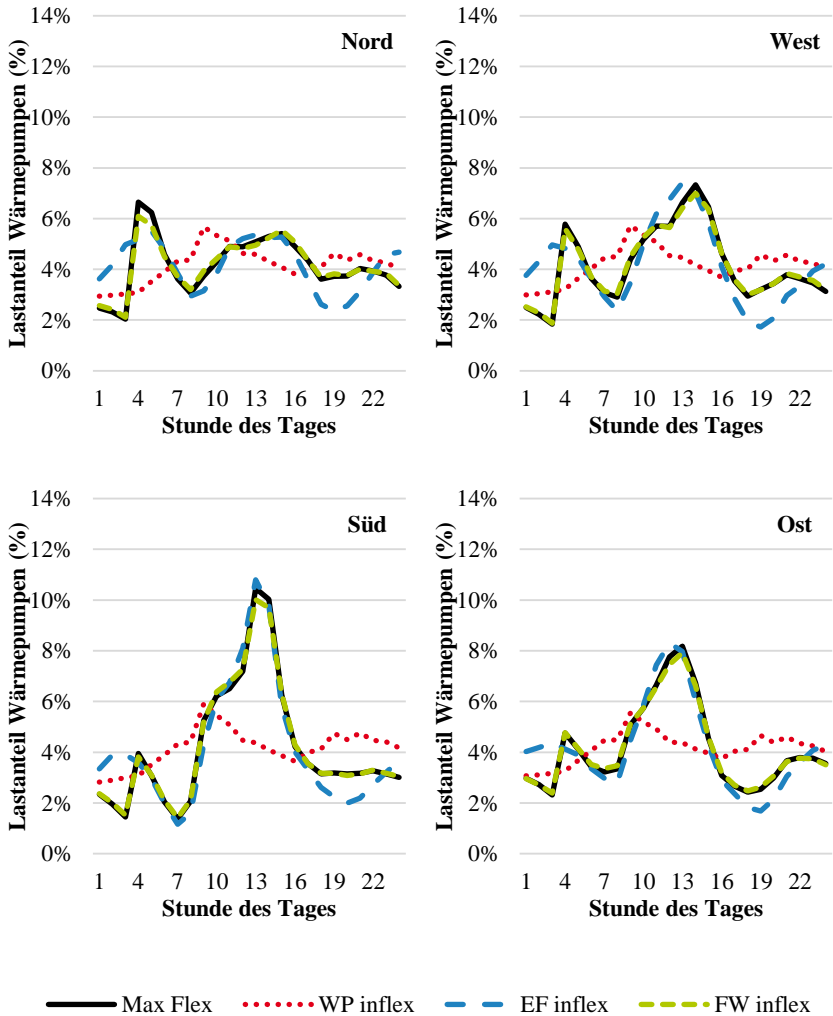


zwischen Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und strombasierter Fernwärmeerzeugung zu bewerten. Der Verlauf der Stromlast im *Min Flex* Szenario ist nicht separat eingezeichnet, da dieser Fall jeweils dem inflexiblen Fall der gezeigten Sektorkopplungsoption entspricht (z. B. bei Elektrofahrzeugen das *EF inflex* Szenario). Für den Vergleich der Regionen ist in den Abbildungen der Lastanteil einer Sektorkopplungsoption dargestellt. Dabei bezieht sich der Lastanteil auf die jährliche Gesamtstromlast der jeweiligen Option, die auf die Stunden eines Tages verteilt ist, und nicht auf die Gesamtstromlast aller Stromnachfragen.

Das inflexible Lastprofil der Elektrofahrzeuge im *EF inflex* Szenario verläuft in allen vier Regionen gleich (vgl. Abbildung 5.20). Es weist eine typische Lastspitze am Abend auf, da die Fahrzeuge geladen werden sobald ihre Besitzer von der Arbeit nach Hause kommen. Beim flexiblen Betrieb der Elektrofahrzeuge in den anderen dargestellten Szenarien wird diese Lastspitze in die Nacht- und frühen Morgenstunden verschoben, wenn die Stromnachfrage niedrig und daher die Strompreise günstig sind. Diese Lastverschiebung wird durch die Modellierung der Elektrofahrzeuge in *Enertile* begrenzt, die vorgibt, dass alle Fahrzeuge am frühen Morgen vollständig aufgeladen sein müssen, damit die Besitzer ihre Fahrzeuge für den Weg zur Arbeit nutzen können (vgl. Abschnitt 3.4.1). Dieses Vorgehen der Lastverschiebung ist in allen vier europäischen Regionen offensichtlich. Zusätzlich wird ein Teil der täglichen Stromlast von flexiblen Elektrofahrzeugen in die Mittagszeit verlagert, wenn die Solarenergie günstigen Strom bereitstellt. Folglich ist dieser Effekt besonders auffällig in der Region Süd, während er in der Region Nord kaum ins Gewicht fällt. In den Regionen West und Ost ist diese Lastverschiebung ebenfalls zu erkennen. Der inflexible Betrieb der Fernwärmenetze im *FW inflex* Szenario hat kaum Auswirkungen auf das flexible Lastprofil der Elektrofahrzeuge im Vergleich zum *Max Flex* Szenario. Im Gegensatz dazu führt der inflexible Betrieb der Wärmepumpen im *WP inflex* Szenario zu einer Erhöhung und leichten zeitlichen Verzögerung der Lastspitze von Elektrofahrzeugen in der Mittagszeit. Da die inflexible Wärmepumpenlast morgens am höchsten ist, wird in diesem Fall die flexible Last der Elektrofahrzeuge auf einen späteren Zeitpunkt verschoben, wenn der Wärmebedarf wieder abnimmt.



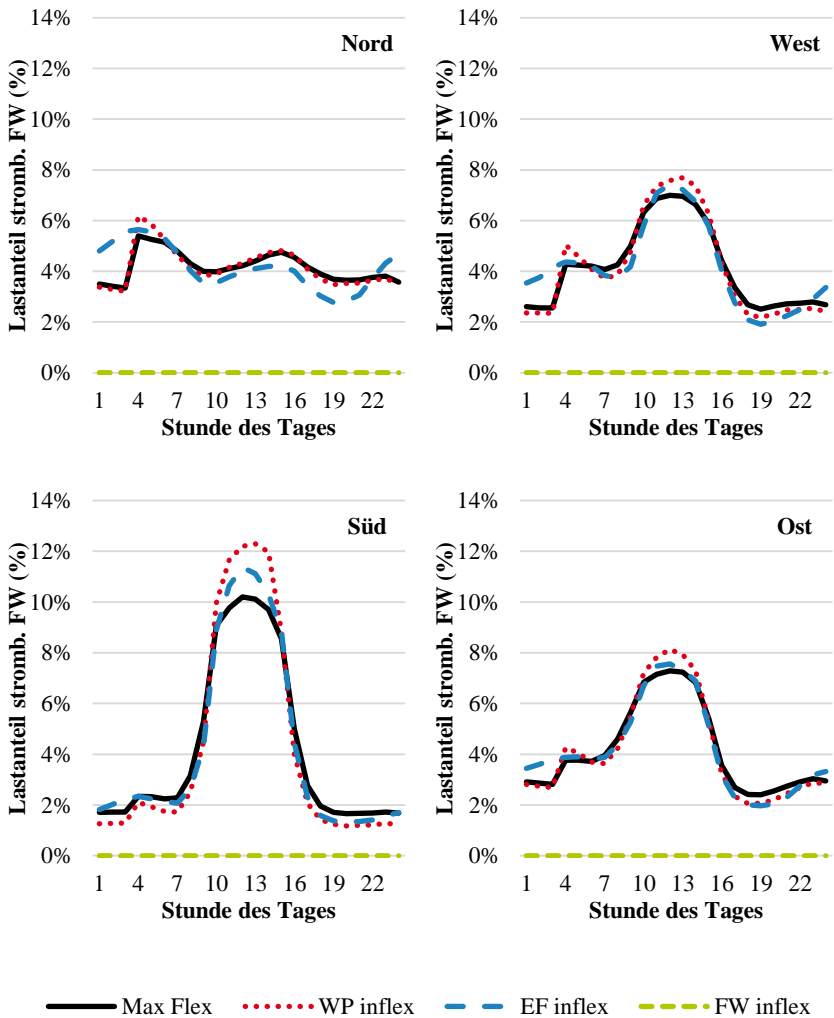
**Abbildung 5.20:** Tagesverlauf der Stromlast von Elektrofahrzeugen in den vier Regionen Nord (links oben), West (rechts oben), Süd (links unten) und Ost (rechts unten) für ausgewählte Szenarien



**Abbildung 5.21:** Tagesverlauf der Stromlast von Wärmepumpen in den vier Regionen Nord (links oben), West (rechts oben), Süd (links unten) und Ost (rechts unten) für ausgewählte Szenarien

Der Tagesverlauf des inflexiblen Lastprofils der Wärmepumpen im *WP inflex* Szenario zeigt einen geringen Wärmebedarf in der Nacht und einen höheren Wärmebedarf in den Morgen- und Abendstunden (vgl. Abbildung 5.21). Beim flexiblen Betrieb von Wärmepumpen in den anderen dargestellten Szenarien wird die Wärmepumpenlast hauptsächlich in die Mittagsstunden verlagert, wenn die Einspeisung von PV-Strom groß und die Effizienz der Wärmepumpen aufgrund höherer Umgebungstemperaturen steigt. Analog zu den Elektrofahrzeugen ist diese Lastverschiebung in der Region Süd durch den hohen PV-Anteil besonders ausgeprägt, während sie in der Region Nord kaum stattfindet. Darüber hinaus wird ein Teil der abendlichen Last in die frühen Morgenstunden verlagert, wenn der Strom aufgrund der niedrigeren Nachfrage günstig ist. Wenn sowohl Elektrofahrzeuge als auch Wärmepumpen flexibel sind (*Max Flex* Szenario), verschiebt sich die Stromlast nachts drastisch von Elektrofahrzeugen zu Wärmepumpen, sobald die vordefinierte Zeit für voll geladene Fahrzeuge erreicht ist. Dieser plötzliche Lastanstieg ist in der Region Nord deutlich zu erkennen. Im Falle der inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge im *EF inflex* Szenario verändert sich die Last der Wärmepumpen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario. Einerseits wird die flexible Wärmepumpenlast vor die hohe Abendlastspitze der inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge gezogen und ist somit mittags etwas höher und früher zu finden. Dies ist besonders in der Region West ersichtlich. Darüber hinaus wird die Wärmepumpenlast am Abend drastisch reduziert und in die Nacht- oder frühen Morgenstunden verlagert, wenn die Last der inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge wieder abnimmt. Erneut ist der Einfluss des inflexiblen Betriebs der Fernwärmenetze im *FW inflex* Szenario verschwindend gering. Es werden lediglich die Lastspitzen der flexiblen Wärmepumpen morgens und mittags ein wenig abgeschwächt.

Da im Falle der inflexiblen Fernwärmenetze keine Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel genutzt werden können, verläuft das Profil der Stromlast durch strombasierte Fernwärmeerzeugung im *FW inflex* Szenario bei Null (vgl. Abbildung 5.22). Bei flexiblen Fernwärmenetzen werden die strombasierten Heiztechnologien in der Region Süd primär in der Mittagszeit bei hoher PV-Stromerzeugung genutzt. In den Regionen West und Ost ist der Mittagspeak der Last weniger stark, sticht aber ebenfalls deutlich hervor. Dementsprechend bleibt



**Abbildung 5.22:** Tagesverlauf der Stromlast von strombasierter Fernwärmeerzeugung in den vier Regionen Nord (links oben), West (rechts oben), Süd (links unten) und Ost (rechts unten) für ausgewählte Szenarien

das flexible Lastprofil der strombasierten Fernwärme in der Region Nord im Tagesverlauf vergleichsweise konstant. Bei gleichzeitig flexiblen Elektrofahrzeugen im *Max Flex* und *WP inflex* Szenario ist der Lastwechsel von Elektrofahrzeugen zu strombasierter Fernwärme analog zu den Wärmepumpen am frühen Morgen durch einen raschen Anstieg der strombasierten Fernwärmelast zu erkennen. Bei inflexibel betriebenen Wärmepumpen im *WP inflex* Szenario ist diese Lasterhöhung morgens noch ausgeprägter, da diese nicht mehr die Stromlast der Elektrofahrzeuge zeitlich variabel ablösen können. Im Falle inflexibel betriebener Elektrofahrzeuge im *EF inflex* Szenario oder inflexibel betriebener Wärmepumpen im *WP inflex* Szenario wird in allen Regionen außer Nord die Last der strombasierten Fernwärmeerzeugung in der Mittagszeit weiter erhöht, um möglichst viel Solarstromerzeugung zu nutzen. Darüber hinaus findet in allen Regionen mit Ausnahme von Süd bei inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen infolge der hohen Abendlastspitze der Elektrofahrzeuge abends weniger und dafür nachts mehr strombasierte Fernwärmeerzeugung statt. Auch wenn die inflexiblen Fernwärmenetze das Lastprofil der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen kaum beeinflusst haben, reagieren die flexiblen Fernwärmenetze sichtlich auf die inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen.

Insgesamt zeigt sich, dass bei der flexiblen Modellierung der Sektorkopplungsoptionen die Lade- und Heizvorgänge jeweils hin zu Zeiten verlagert werden, in denen es für das Stromsystem passend ist. So werden in den Regionen mit hoher Solarstromerzeugung die flexiblen Lasten in die Mittagszeit verschoben, um überschüssigen Strom sinnvoll zu nutzen. Ebenfalls werden die flexiblen Lasten in die Nacht aufgeschoben, wenn die Stromnachfrage niedrig und der Strom günstig ist. Darüber hinaus sind die gegenseitigen Abhängigkeiten der Lastprofile von inflexibel betriebenen Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen sichtbar und plausibel. Ist nur eine der beiden Optionen flexibel, kann sie den inflexiblen Betrieb der anderen Option bis zu einem gewissen Grad kompensieren und die auftretenden Lastspitzen durch zeitliches Verschieben der eigenen Stromlast reduzieren. Im Gegensatz dazu beeinflussen inflexible Fernwärmenetze die Lastprofile von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen nicht evident. Dies liegt daran, dass flexible Fernwärmenetze vor allem in Zeiten mit überschüssiger Stromerzeugung agieren,

um Preisreduktionen und Abregelung zu vermeiden. Konträr hierzu verschieben flexible Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ihre Stromlast, sodass Lastspitzen verhindert werden. Dementsprechend reagieren flexible Fernwärmenetze im Falle der inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen mit einer Verlagerung ihrer Stromlast, jedoch nicht umgekehrt.

## 5.4 Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes

Im *Max Flex* Szenario und den anderen bisher gezeigten Szenarien mit inflexiblen Sektorkopplungsoptionen ist der Ausbau des Stromübertragungsnetzes generell begrenzt (vgl. Abschnitt 4.2.1.4). Im Grunde stellt das Stromübertragungsnetz ebenfalls eine zentrale Flexibilitätsoption für den Stromsektor dar, da es Möglichkeiten zum interregionalen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage bietet. Diese Flexibilität ermöglicht im Gegensatz zu den untersuchten Sektorkopplungsoptionen keine zeitliche sondern eine räumliche Verschiebung des Stromangebots. Durch stärkeren Ausbau der Netzübertragungskapazitäten können in einzelnen Stunden größere Mengen an Strom zwischen Ländern ausgetauscht werden, wenn dies für den Lastausgleich nötig ist. Da die in dieser Arbeit gewählte Begrenzung des Netzausbaus in den Szenarien Einfluss auf die Strompreise und Marktwerte von EE hat, werden die Auswirkungen der drei Sektorkopplungsoptionen in zusätzlichen Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes analysiert. Dabei wird analog zu den bisher gezeigten Szenarien zunächst ein Referenzszenario *Max Flex uNA* mit allen drei flexiblen Sektorkopplungsoptionen berechnet und basierend auf diesen Ergebnissen in sieben weiteren Szenarien die Flexibilität der drei Sektorkopplungsoptionen variiert (vgl. Abschnitt 4.1). Diese insgesamt wieder acht Szenarien werden im Folgenden im Hinblick auf die Entwicklungen im Stromsektor und den Marktwerten von PV und Wind analysiert.

### 5.4.1 Entwicklungen im Stromsektor

Zunächst werden die Entwicklungen im Stromsektor des *Max Flex uNA* Szenarios für die vier Regionen untersucht, da die Möglichkeit des gestiegenen Stromhandels den Erzeugungsmix und somit die Marktwerte wesentlich beeinflusst. Aufgrund der höheren Flexibilität durch den stärkeren Netzausbau steigt der EE-Anteil an der Gesamtstromerzeugung in Europa von 91 % im *Max Flex* Szenario auf 93 % im *Max Flex uNA* Szenario. In diesem Zuge wird in allen Regionen weniger Erdgas zur Stromerzeugung eingesetzt (vgl. Abbildung 5.23). Die bessere Integration der EE ins Energiesystem aufgrund der höheren Flexibilität im Stromsektor im *Max Flex uNA* Szenario zeigt sich dabei auf zwei Arten. Auf der einen Seite reduziert sich trotz eines höheren EE-Anteils die Abregelung von 276 TWh (ca. 6 % der EE-Erzeugung) auf 208 TWh (ca. 4 % der EE-Erzeugung). Auf der anderen Seite steigt der Anteil strombasierter Fernwärmeerzeugung von 55 % im *Max Flex* Szenario auf 61 % im *Max Flex uNA* Szenario (nicht dargestellt).

Im Vergleich zum zuvor detailliert untersuchten *Max Flex* Szenario ergeben sich im *Max Flex uNA* Szenario Veränderungen in der Stromerzeugung. In der Region Nord werden rund 600 TWh mehr Strom aus Windenergie erzeugt und diese Region trägt nun den größten Anteil am europäischen Stromangebot bei. Ein beträchtlicher Teil von 581 TWh der Stromerzeugung in der Region Nord wird in die Regionen West und Ost exportiert. Im Gegensatz dazu wird in der Region West viel weniger Strom innerhalb der Region selbst bereitgestellt, sondern mittels Stromimport aus der Region Nord versorgt. Das verstärkte interregionale Stromnetz fördert nun die bessere Ausnutzung von günstigen EE-Potenzialen, indem die Erzeugungskapazitäten an den am besten geeigneten und kostengünstigsten Standorten errichtet werden und deren Stromerzeugung anschließend über das Stromnetz in Länder mit weniger guten EE-Potenzialen übertragen wird. Dementsprechend werden im *Max Flex uNA* Szenario einerseits europaweit mehr Windenergie anstelle von PV eingesetzt und andererseits die sehr guten Windpotenziale in der Region Nord besonders stark ausgebaut und durch Stromhandel



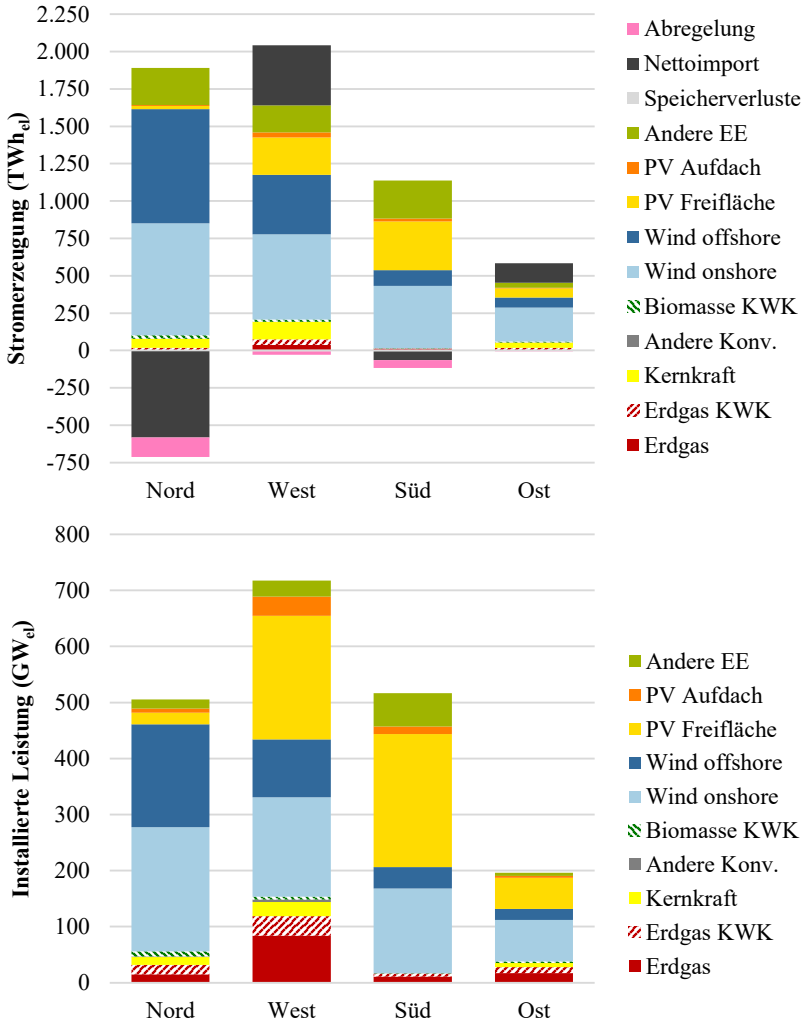


Abbildung 5.23: Stromerzeugung (oben) und installierte Leistung (unten) in den vier europäischen Regionen Nord, West, Süd und Ost im *Max Flex uNA* Szenario

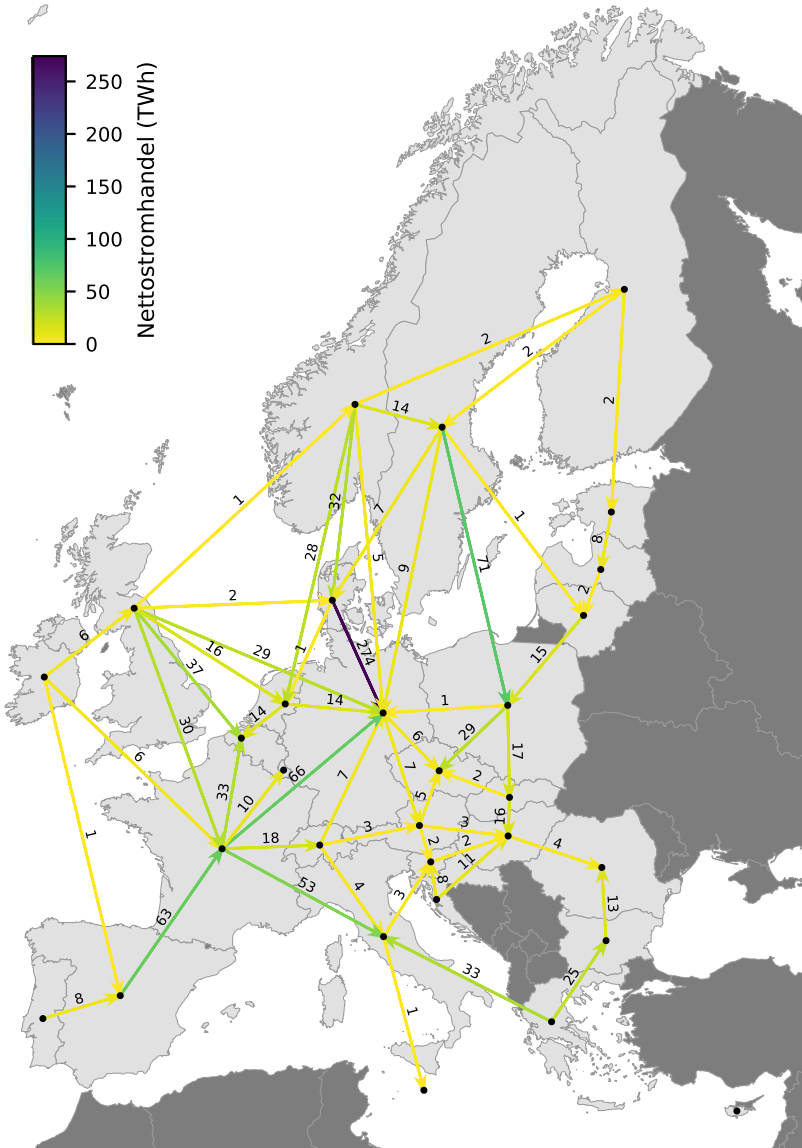


Abbildung 5.24: Nettostromhandelsflüsse zwischen den Ländern im *Max Flex uNA* Szenario

zur Deckung der Nachfrage in der Region West genutzt. Letzteres ist in Abbildung 5.24 zu den Nettostromhandelsflüssen ersichtlich (zu Netzkapazitäten vgl. Abbildung A.3 im Anhang).

In der Optimierung zählt der Ausbau der Interkonnektoren bei starker Dekarbonisierung des Energiesystems zu den kosteneffizientesten Optionen für Lastausgleich. Im *Max Flex uNA* Szenario mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes zeigt sich dies entsprechend deutlich. Durch das Aufheben der Begrenzung des maximalen Netzausbaus erhöhen sich Stromhandelsvolumen und Netzkapazitäten gegenüber des *Max Flex* Szenarios deutlich. Besonders auffällig zeigt dies der übermäßige Stromhandel von Dänemark nach Deutschland mit insgesamt 274 TWh (vgl. Abbildung 5.24). Um diese große Strommenge zu transportieren, wird die dazugehörige Netzverbindung auf 50 GW ausgebaut. Die guten Wind offshore Potenziale und zugehörige Stromerzeugung in Dänemark werden über diese Verbindung hauptsächlich nach Deutschland und von dort teilweise weiter nach Österreich und Tschechien verschoben. Zudem werden weitere einzelne Netzverbindungen mit über 20 GW massiv ausgebaut. So zum Beispiel zwischen Spanien und Frankreich mit rund 32 GW und zwischen Frankreich und Deutschland mit 25 GW. Hierdurch werden im Vergleich zum *Max Flex* Szenario die Haupttransportrouten von Süd nach West noch stärker ausgebaut, um die fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung aus dem Süden auf andere Länder zu verteilen. Durch den enormen Netzausbau im *Max Flex uNA* Szenario wird eine noch intensivere Nutzung der beiden Transportrouten von Süd nach West und Ost sowie die von Nord nach West und Ost ermöglicht.

## 5.4.2 Entwicklung der Marktwerte von erneuerbaren Energien

Abschließend werden die Auswirkungen der drei verschiedenen Optionen der stromseitigen Sektorkopplung auf die Marktwerte für PV Freifläche und Wind onshore in den Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes analysiert (vgl. Abbildung 5.25).

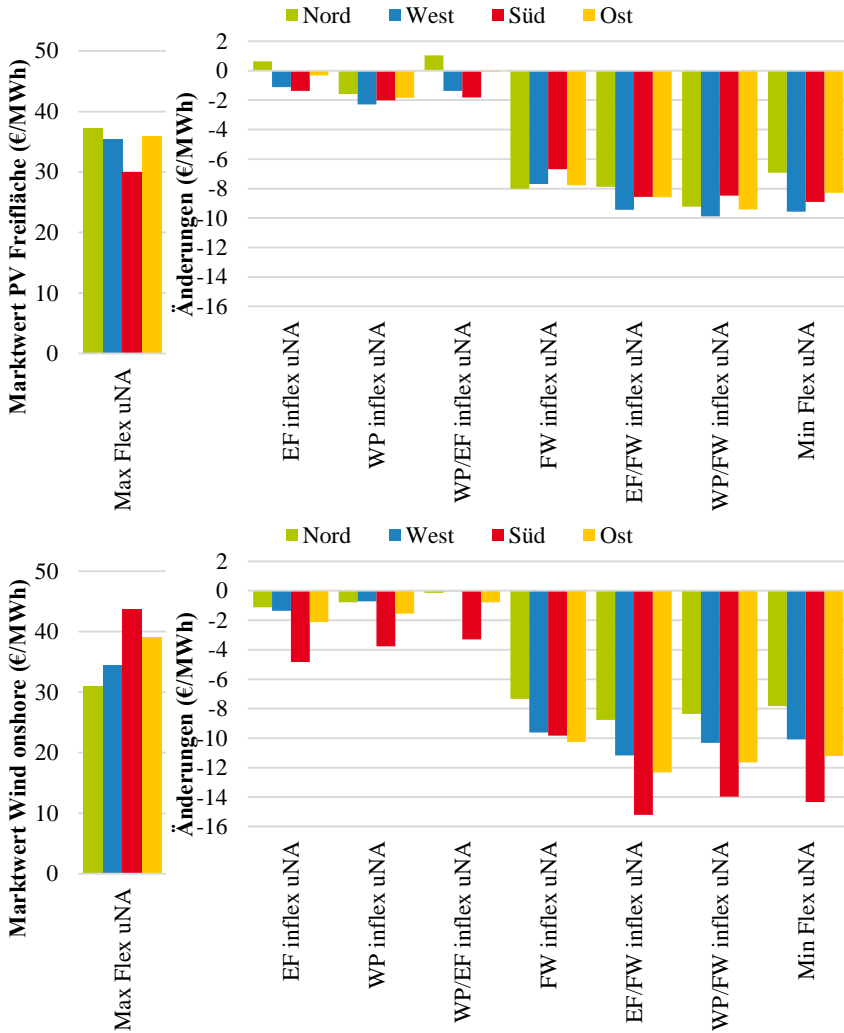


Abbildung 5.25: Marktwerte für PV Freifläche (oben) und Wind onshore (unten) in den vier Regionen im *Max Flex uNA* Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex uNA* Szenario (rechts)

Die wichtigste Erkenntnis in Bezug auf die Auswirkungen der drei Sektorkopplungsoptionen auf die Marktwerte in den Sensitivitätsrechnungen ist, dass selbst bei unbegrenztem Netzausbau der Verlust von Flexibilität die Marktwerte von PV und Wind auf ähnliche Weise beeinflusst wie im Fall eines begrenzten Netzausbaus (vgl. Abbildung 5.18). Die inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen wirken sich erneut vergleichsweise wenig auf die Marktwerte aus, während die inflexiblen Fernwärmenetze wieder zu einer deutlichen Reduktion der Marktwerte führen. Im Detail betrachtet zeigen sich jedoch Unterschiede in Bezug auf die absolute Höhe der Marktwerte und der Wirkungen der inflexiblen Sektorkopplungsoptionen in den vier Regionen im Vergleich zu den Szenarien mit begrenztem Netzausbau. Zunächst sind die Marktwerte von PV Freifläche und Wind onshore im *Max Flex uNA* Szenario niedriger als im ursprünglichen *Max Flex* Szenario. Die stärkere Vernetzung der Länder ermöglicht einen besseren Ausgleich und somit weniger Lastspitzen. Dies führt zu einem reduzierten Einsatz von Erdgas und folglich insgesamt zu niedrigeren Strompreisen. Die hohe Konkurrenz mit günstiger Windenergie aus der Region Nord trägt ebenfalls zur generellen Preisreduktion bei.

Über das ausgebaute Stromnetz ist eine bessere Anbindung an Länder mit abweichender Stromangebotsstruktur möglich. So beispielsweise in der Region Nord mit der guten Netzanbindung an die Regionen West und Ost, deren Stromerzeugungsmix weniger Wind offshore und mehr PV beinhaltet. Folglich sind die Marktwerte für Wind onshore in der Region Nord im *Max Flex uNA* Szenario sogar höher als im ursprünglichen *Max Flex* Szenario. Außerdem ergeben sich hierdurch in der Region Nord bei inflexiblen Sektorkopplungsoptionen viel geringere Marktwertverluste für PV und Wind. Des Weiteren ermöglicht das ausgebaute Stromnetz die Mitnutzung der Lastverschiebungspotenziale der Sektorkopplungsoptionen aus umliegenden Ländern, sodass die Preise und Marktwerte bei Verlust dieser Flexibilität stärker sinken als bei begrenztem Netzausbau. Dieser Effekt überwiegt in der Region Süd, in der der Netzausbau innerhalb der Region besonders hoch ist und die Marktwerte für Wind onshore bei allen inflexiblen Sektorkopplungsoptionen auffällig stark fallen.

## 5.5 Zusammenfassung der Szenarioanalyse

Dieser Abschnitt fasst die in den vorigen Abschnitten detailliert untersuchten Ergebnisse der Szenarioanalyse zusammen. Die Erkenntnisse werden dazu hinsichtlich der beiden Forschungsschwerpunkte dieser Arbeit gruppiert. Einerseits werden die Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das Stromerzeugungssystem und die Marktwerte von erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der ambitionierten Klimaschutzzielen der EU aufgezeigt (Abschnitt 5.5.1). Des Weiteren wird die Flexibilität durch strombasierte Fernwärmeerzeugung mit anderen Optionen der stromseitigen Sektorkopplung wie dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeuge verglichen und bewertet (Abschnitt 5.5.2). Die Robustheit der Erkenntnisse wird bei zusätzlicher Flexibilität im Energiesystem durch unbegrenzten Ausbau des Stromübertragungsnetzes bestätigt (Abschnitt 5.5.3).

### 5.5.1 Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze

Die Ergebnisse des *Max Flex* Szenarios zeigen ein durch Sektorkopplung flexibilisiertes, kosteneffizientes und stark dekarbonisiertes europäisches Energiesystem im Jahr 2050. In der Stromerzeugung werden sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien und insbesondere hohe Anteile der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und PV erreicht. Trotzdem ergeben sich neben Nutzung der Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen durch zeitliche Verschiebung des Stromangebots mittels Speichereinsatz und räumliche Verschiebung mittels Stromhandel über das Stromübertragungsnetz wenig Abregelung und Verluste. Diese Umstände sprechen für einen gut gelungenen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage im *Max Flex* Szenario und untermauern die These, dass das große Flexibilitätspotenzial der Sektorkopplungsoptionen die Integration der erneuerbaren Energien begünstigt.

In den Fernwärmenetzen sind die strombasierten Erzeugungstechnologien Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel die wichtigsten Fernwärmeerzeugungsformen und ergänzen die direkten erneuerbaren Wärmequellen Geothermie, Solarthermie und Biomasse. Dabei werden Großwärmepumpen aufgrund ihrer höheren Effizienz gegenüber den Elektro-Heizkesseln bevorzugt. Innerhalb der vier europäischen Regionen und den 30 betrachteten Ländern variieren die Anteile und absoluten Mengen der beiden strombasierten Wärmetechnologien im Fernwärmemix zwar deutlich, bestätigen jedoch übergreifend die in Zukunft hohe Relevanz dieser Technologien in einem europäischen Energiesystem mit ambitionierter Dekarbonisierung. Zudem sind Wärmespeicher in Fernwärmenetzen überaus bedeutend für einen flexiblen Ausgleich von Fernwärmeangebot und -bedarf im Tagesverlauf. Insgesamt ist die Flexibilität der multivalenten Wärmenetze sehr gut geeignet, um die fluktuierende EE-Stromerzeugung aufzunehmen, und ist folglich förderlich für ein ausgeglichenes Energiesystem. Dennoch ist das Flexibilitätspotenzial durch strombasierte Fernwärme aufgrund saisonal schwankender Bedarfshöhe und Konkurrenz in Form von direkten erneuerbaren Wärmequellen im Jahres- und Tagesverlauf unterschiedlich stark ausgeprägt.

Die Strompreise und Marktwerte von Wind und PV variieren in den einzelnen Ländern und für die verschiedenen Technologien zwar deutlich, liegen aber trotz ihrer großen Marktanteile im Stromsystem auf einem hohen Niveau. Demzufolge verifizieren diese Ergebnisse die These, dass eine effiziente Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze sowie ein flexibler Betrieb von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen eine gute Integration der erneuerbaren Stromerzeugung ins Energiesystem und eine Stabilisierung der Preise ermöglichen.

## **5.5.2 Vergleich der Flexibilität durch strombasierte Fernwärmeerzeugung mit dezentralen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen**

Obwohl der Strombedarf von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen höher ist als der für strombasierte Fernwärmeerzeugung, haben diese beiden Sektorkopplungsoptionen einen viel geringeren Einfluss auf die Marktwerte. Dies liegt daran, dass der Grad der Flexibilität, den die strombasierte Fernwärmeerzeugung bietet, andersartig und viel höher ist als der von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Der Strombedarf von flexibel betriebenen Elektrofahrzeugen wird entweder direkt oder indirekt über Speicher gedeckt, die unter bestimmten Randbedingungen eine Lastverschiebung ermöglichen. Dasselbe gilt für flexibel betriebene Wärmepumpen, bei denen der Wärmespeicher eine zeitliche Verschiebung der Stromlast ermöglicht. Bei hoher residualer Stromlast und damit hohen Strompreisen kann das Laden und Heizen auf Zeiten mit geringer oder negativer residualer Last und niedrigen Strompreisen verschoben werden. In diesem Sinne werden die flexiblen Lasten in die Nacht oder in den Regionen mit hoher Solarstromerzeugung in die Mittagszeit verschoben, um den sonst überschüssigen Strom zu nutzen. Außerdem reagieren Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen direkt auf den inflexiblen Betrieb der anderen Option und kompensieren diesen bis zu einem gewissen Grad, indem sie auftretende Lastspitzen durch zeitliches Verschieben ihrer eigenen Stromlast reduzieren. Das Flexibilitätspotenzial der Lastverschiebung ist jedoch deutlich begrenzt, da sie nur über einen kurzen Zeitraum erfolgen kann. Im Gegensatz dazu operieren flexible, strombasierte Fernwärmeerzeuger vor allem in Zeiten mit überschüssiger Stromerzeugung, um Preisreduktionen und Abregelung zu verhindern. Daher reagieren flexible Fernwärmenetze im Falle der inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen auf diesen Umstand und verändern ihre Stromlast zum Ausgleich, jedoch findet umgekehrt keine Anpassung statt.

Die hohe Flexibilität der Fernwärmenetze resultiert aus der multivalenten Wärmeerzeugung, die mehrere alternative Möglichkeiten der Wärmeversorgung ermöglicht und zusätzliche Flexibilität durch die Möglichkeit des Technologiewechsels



bereitstellt. Daher kann die Fernwärmeerzeugung nicht nur direkt an die Situation auf dem Strommarkt angepasst werden, sondern auch die Gesamtstromlast durch alternative Versorgungsoptionen erhöht oder verringert werden. Strombasierte Heiztechnologien ermöglichen dadurch die Integration großer Mengen an erneuerbarem Strom über lange Zeiträume. Durch die Schaffung einer zusätzlichen Stromnachfrage wird hierdurch die Anzahl der Stunden mit Abregelung und niedrigen Strompreisen drastisch gesenkt und folglich steigen die Marktwerte. Im Falle einer hohen residualen Stromlast wird die Fernwärme hingegen alternativ durch KWK-Anlagen, Heizkessel oder durch die Nutzung des Wärmespeichers bereitgestellt. Wird die Fernwärmeerzeugung dagegen als inflexibel modelliert, wird die direkte Verbindung zur Stromerzeugung unterbrochen, da die strombasierte Wärmeerzeugung die eigentliche Flexibilität für den Stromsektor darstellt. Dies führt zu einem drastischen Verfall der Strompreise und folglich auch der Marktwerte erneuerbarer Energien.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen unterschiedlich auf das Energiesystem, die Strompreise und Marktwerte wirken. Inflexibel betriebene Elektrofahrzeuge und inflexibel betriebene Wärmepumpen erhöhen die Preisspitzen aufgrund von Stromknappheit, beeinflussen die Marktwerte jedoch vergleichsweise wenig. Hingegen reduzieren inflexible Fernwärmenetze die Strompreise deutlich und erhöhen die Anzahl der Nullpreise infolge von Stromüberschüssen und Abregelung. Diese Veränderungen haben großen Einfluss auf die Marktwerte und senken diese erheblich. Der flexible Betrieb von Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen erlaubt nur eine begrenzte zeitliche Verschiebung des Lade- oder Heizvorgangs, während es flexible Fernwärmenetze durch die multivalente Erzeugungsstruktur ermöglichen, die Gesamtstromlast in direkter Reaktion auf die Situation am Strommarkt zu verändern. Folglich hat die Möglichkeit, die absolute Stromnachfrage bei potentiellen EE-Überschüssen zu erhöhen, einen größeren Einfluss auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien als eine zeitliche Flexibilität.

### **5.5.3 Robustheit der Erkenntnisse bei zusätzlicher Flexibilität im Energiesystem**

Die Flexibilität durch unbegrenzten und kostenoptimierten Ausbau des Stromübertragungsnetzes ermöglicht im Gegensatz zu den untersuchten Sektorkopplungsoptionen keine zeitliche sondern eine räumliche Verschiebung des Stromangebots. Durch den Ausbau des Stromübertragungsnetzes wird der Stromhandel zwischen den Ländern intensiviert und eine bessere Ausnutzung von günstigen EE-Potenzialen ermöglicht, deren Stromerzeugung zur Deckung des Strombedarfs in anderen Ländern genutzt werden kann. Dies erhöht den EE-Anteil an der Gesamtstromerzeugung in Europa und führt gleichzeitig zu weniger Abregelung und mehr strombasierter Fernwärmeerzeugung. Der Vergleich der drei Sektorkopplungsoptionen bestätigt die zuvor im Falle von begrenztem Netzausbau erläuterten Erkenntnisse in Bezug auf deren Auswirkungen auf die Marktwerte von PV und Wind. Auch bei zusätzlicher Flexibilität im Energiesystem durch außerordentlichen Netzausbau beeinflussen die inflexibel betriebenen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen die Marktwerte vergleichsweise wenig, während die inflexiblen Fernwärmenetze erneut zu drastischen Reduktionen der Marktwerte führen.

# 6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

## 6.1 Zusammenfassung

### 6.1.1 Motivation und Zielsetzung

Im Zuge der Transformation zur Klimaneutralität der EU wird die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie deutlich zunehmen. Doch steigende Anteile der fluktuierenden EE-Stromerzeugung reduzieren die durchschnittlichen Strompreise, erhöhen die Preisvolatilität und beeinflussen damit die Wettbewerbsfähigkeit und den zukünftigen Förderbedarf für EE. Sektorkopplung kann nicht nur zur Dekarbonisierung anderer Sektoren genutzt werden, sondern gleichzeitig Flexibilität für den Stromsektor bereitstellen, Preisschwankungen ausgleichen und somit zu einem kosteneffizienten Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem beitragen. Um die Auswirkungen von Sektorkopplung und ihren Beitrag zum kosteneffizienten Klimaschutz genauer zu untersuchen, ist eine ganzheitliche und modellgestützte Analyse des europäischen Energiesystems erforderlich, die auch explizit die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren betrachtet. Vor diesem Hintergrund ist das übergeordnete Ziel dieser Dissertation die Untersuchung der Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das europäische Stromerzeugungssystem und insbesondere die Marktwerte von EE unter Berücksichtigung der ambitionierten Klimaschutzziele der EU. Des Weiteren wird die Flexibilität der strombasierten Fernwärmeerzeugung mit anderen relevanten Optionen der Sektorkopplung wie dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden und Elektrofahrzeuge verglichen.

## 6.1.2 Methodik und Vorgehensweise

Die hohe Komplexität der Transformation der Energieversorgung und der gegenseitigen Wechselwirkungen verschiedener Energiesysteme erfordert eine integrierte und modellbasierte Analyse der Auswirkungen von Sektorkopplung und ihres Beitrags zu einer kosteneffizienten Dekarbonisierung. Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird das lineare Optimierungsmodell *EnerTile* im Rahmen dieser Dissertation maßgeblich erweitert. Einerseits wird die Modellierung der Wärmeversorgung von der Beispielregion Deutschland auf alle Modellregionen, in diesem Fall die Länder in Europa (EU 27+3), räumlich ausgeweitet. Andererseits wird die Modellierung der Wärmenetze in Bezug auf Großwärmepumpen und die direkten erneuerbaren Wärmequellen tiefe Geothermie, Solarthermie und Biomasse als Brennstoff für KWK-Anlagen und Heizkessel technologisch erweitert. Das Modell bietet eine integrierte Optimierung von Strom und Fernwärme und betrachtet dabei den Leistungsausbau und den kurzfristigen Einsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie ihre Wechselwirkungen untereinander. Die integrierte Optimierung von Strom und Fernwärme findet dabei gleichzeitig für 30 Länder statt, was zu einem erheblich großen Datenbedarf und hierdurch zu einem stark erhöhten Rechenbedarf für das Modell *EnerTile* führt. Für den Vergleich der drei Sektorkopplungsoptionen werden jeweils zwei Betriebsarten in der Modellierung differenziert. Bei der flexiblen Betriebsart ist die Nutzung der durch die Sektorkopplungsoption eingebrachten Flexibilität möglich. Bei der inflexiblen Betriebsart ist diese Flexibilität hingegen nicht verfügbar. Die Marktwerte von EE werden, unter Verwendung der stündlichen Grenzkosten der Stromnachfrage als Strompreise, berechnet und als Indikator für eine gelungene Integration der EE ins Stromsystem herangezogen.

Zur gezielten Analyse der Auswirkungen von Flexibilität durch Sektorkopplung auf die Marktwerte von EE wird eine modellbasierte Szenarioanalyse mit *EnerTile* durchgeführt. Die Szenarien bilden ein stark dekarbonisiertes europäisches (EU 27+3) Energiesystem im Jahr 2050 ab. Das Referenzszenario *Max Flex*, in dem alle drei Sektorkopplungsoptionen flexibel betrieben werden, wird detailliert ausgewertet, um insbesondere die Entwicklungen in den multivalenten

Fernwärmenetzen aufzuzeigen. Hierauf basierend werden für die weiteren Szenarien zusätzliche Restriktionen zur Fixierung der Hauptcharakteristika des Stromsystems (z. B. EE-Ausbau) definiert. Die Verfügbarkeit der Flexibilität der drei Sektorkopplungsoptionen wird anschließend systematisch variiert und die gegenseitigen Wechselwirkungen durch Betrachtung aller Kombinationsmöglichkeiten herausgearbeitet. Dieses Vorgehen ermöglicht eine Bewertung der Flexibilität durch Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze in Europa durch Analyse der Marktwerte von EE und Strompreisen. Außerdem erlaubt es einen systematischen Vergleich dieser Sektorkopplungsoption mit zwei anderen bereits etablierten Optionen.

### 6.1.3 Ergebnisse

Im *Max Flex* Szenario werden in der Stromerzeugung sehr hohe EE-Anteile und vor allem hohe Anteile der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und PV erreicht. Dennoch ergeben sich wenig Abregelung und Verluste. In der Fernwärmeerzeugung sind die strombasierten Technologien Großwärmepumpe und Elektro-Heizkessel die wichtigsten Wärmeerzeuger. Sie ergänzen die direkten erneuerbaren Wärmequellen Geothermie, Solarthermie und Biomasse zur Wärmebereitstellung. Zudem sind Wärmespeicher im Tagesverlauf überaus wichtig für die Stabilisierung der Wärmebilanz. Insgesamt bietet die multivalente Wärmeerzeugung viel Flexibilität zur Integration von fluktuierender EE-Stromerzeugung und ist hiermit förderlich für ein ausgeglichenes Energiesystem. Das Flexibilitätspotenzial durch strombasierte Fernwärmeerzeugung variiert allerdings im Jahres- und Tagesverlauf aufgrund saisonal schwankender Bedarfshöhe und der Konkurrenz mit direkten, erneuerbaren Wärmequellen. Die Strompreise und Marktwerte von Wind und PV schwanken zwischen den Ländern, verlaufen jedoch trotz hoher Marktanteile auf hohem Niveau. Diese Ergebnisse sprechen für einen gut gelungenen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage und bezeugen, dass eine effiziente Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze die Integration der erneuerbaren Energien unterstützt und die Stabilisierung von Preisen und Marktwerten ermöglicht.

Der Szenariovergleich ohne die verfügbare Flexibilität der drei untersuchten Sektorkopplungsoptionen zeigt, dass die drei Optionen unterschiedlich auf das Energiesystem, die Strompreise und Marktwerte wirken. Flexibel betriebene Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen erlauben eine begrenzte zeitliche Lastverschiebung des Ladens und Heizens hin zu Zeiten mit geringer oder negativer residualer Last und niedrigen Strompreisen. So werden diese flexiblen Lasten auf nachts oder in Regionen mit hoher PV-Stromerzeugung auf mittags verschoben. Zusätzlich kompensieren diese jeweils den inflexiblen Betrieb der anderen Sektorkopplungsoption, indem sie ihre eigene Stromlast verschieben und hierdurch Lastspitzen reduzieren. Inflexibel betriebene Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen erhöhen die Preisspitzen aufgrund von Stromknappheit und das hierdurch erforderliche Zuschalten von Erdgaskapazitäten mit geringer Auslastung. Sie beeinflussen die Marktwerte jedoch nur wenig. Konträr dazu agieren strombasierte Fernwärmeerzeuger primär in Zeiten mit überschüssiger Stromerzeugung. Flexible Wärmenetze können somit durch ihre multivalente Erzeugungsstruktur die Gesamtstromlast in direkter Reaktion auf die Situation am Strommarkt erhöhen oder verringern. Folglich reduzieren inflexibel betriebene Fernwärmenetze die Strompreise generell und erhöhen die Anzahl der Nullpreise infolge von Stromüberschüssen und Abregelung. Hierdurch verursachen sie deutlich sinkende Marktwerte. Vor diesem Hintergrund reagieren flexible Fernwärmenetze auf inflexibel betriebene Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen und passen ihre Stromlast zum Ausgleich an, umgekehrt aber nicht. Die Möglichkeit, die absolute Stromnachfrage bei potentiellen EE-Überschüssen zu erhöhen oder sie bei EE-Knappheit zu verringern, hat daher einen größeren Einfluss auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien als eine rein zeitliche Flexibilität.

Durch den unbegrenzten und kostenoptimierten Ausbau des Stromübertragungsnetzes in den Sensitivitätsrechnungen wird der Stromhandel zwischen den Ländern intensiviert. Dies bietet eine bessere Ausnutzung von günstigen EE-Potenzialen, deren Stromerzeugung zur Deckung der Stromnachfrage in anderen Ländern mit weniger guten EE-Potenzialen verfügbar gemacht wird. Infolgedessen erhöhen sich der EE-Anteil an der Gesamtstromerzeugung in Europa und der Anteil

strombasierter Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen. Der Verlust von Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen beeinflusst die Marktwerte vergleichbar wie im Fall des begrenzten Netzausbaus, wodurch die vorigen Erkenntnisse bekräftigt werden.

## 6.2 Schlussfolgerungen

Auf Grundlage der Ergebnisse der modellbasierten Szenarioanalyse mit *Enertile* können folgende Schlussfolgerungen und politische Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

In den Szenarien liegen die Jahresarbeitszahlen der modellierten Großwärmepumpen in Europa typischerweise im Bereich zwischen 1,7 bis 2,8 und somit unter dem Durchschnitt möglicher Effizienzen. Trotz dieser konservativen Parametrierung und der Konkurrenz mit den direkten EE-Wärmequellen Geothermie, Solarthermie und Biomasse tragen Großwärmepumpen mit 39 % im Jahr 2050 den bedeutendsten Anteil an der Fernwärmeerzeugung in Europa im *Max Flex* Szenario. Innerhalb der vier europäischen Regionen und den 30 betrachteten Ländern variieren zwar die Anteile dieser Wärmetechnologie im Fernwärmemix, bestätigen jedoch übergreifend ihre in Zukunft große Bedeutung in einem europäischen Energiesystem mit ambitionierter Dekarbonisierung. Folglich sind Großwärmepumpen in Zukunft eine relevante und kosteneffiziente Erzeugungstechnologie in Fernwärmenetzen. Deshalb ist ein sehr deutlicher Zubau von Großwärmepumpen in Wärmenetzen zu empfehlen.

Bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien wächst die Bedeutung der Flexibilität im Stromsektor. Mithilfe von Sektorkopplung ist eine Stabilisierung der Preise trotz hoher Marktanteile von EE möglich. Es können Nullpreise bei EE-Stromüberschüssen und Preisspitzen bei EE-Stromknappheit verhindert werden. Hierdurch bleiben die EE auf dem Strommarkt auch zukünftig wettbewerbsfähig und der möglicherweise benötigte Förderbedarf kann reduziert werden. Demzufolge unterstützt das große Flexibilitätspotenzial einer effizienten Sektorkopplung

die Integration von erneuerbaren Energien und erhöht deren Marktwerte deutlich. Demnach sollte der Einsatz von Sektorkopplungsoptionen zukünftig weiter vorangetrieben werden. Außerdem wird durch flexible Sektorkopplung zunehmend die Zahlungsbereitschaft anderer Sektoren für den Energieträger Strom relevant. In Wärmenetzen entsteht beispielsweise eine wichtige Konkurrenzsituation zwischen möglichem Strombezug aus dem Stromnetz und einer alternativen Wärmebereitstellung, z. B. durch Erdgas-Heizkessel. Somit wird der Wärmepreis von Erdgas zuzüglich CO<sub>2</sub>-Preis indirekt auch für den Stromsektor zu einer wichtigen stündlichen Referenz. In Realität ist jedoch die Verbindung von Strom- und Wärmemarkt verzerrt und die Umsetzung vorhandener Potenziale für Sektorkopplung gehemmt. Denn durch die ungleiche Kostenbelastungen von Strom und Erdgas aufgrund von Steuern, Umlagen und Abgaben ist die Nutzung von Strom im Wärmemarkt für die Verbraucher wenig attraktiv. Folglich sollten Hemmnisse für die Nutzung aufgrund von Verzerrungen durch ungleiche Kostenbelastungen der Energieträger beseitigt und konsistente Preissignale im operativen Einsatz an die Verbraucher weitergeleitet werden.

Obwohl der Strombedarf von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen höher ist als der für strombasierte Fernwärmeerzeugung, beeinflussen Fernwärmenetze die Marktwerte von EE signifikant, während Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen dies nur begrenzt können. Die multivalente Erzeugungsstruktur in flexiblen Fernwärmenetzen ermöglicht es, die Gesamtstromlast in direkter Reaktion auf die Situation am Strommarkt, insbesondere bei EE-Überschüssen, zu verändern. Dies hilft, einer Preisreduktion entgegenzuwirken und Abregelung zu vermeiden. Hingegen erlaubt der flexible Betrieb von Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen nur eine begrenzte zeitliche Verschiebung des Lade- oder Heizvorgangs, was letztlich die Marktwerte kaum beeinflusst. Ergo ist die Flexibilität der multivalenten Fernwärmenetze im Vergleich zu den anderen Sektorkopplungsoptionen trotz des geringeren Anteils am Gesamtstrombedarf besonders wertvoll. Infolgedessen ist gerade bei bestehender politischer und technologischer Unsicherheit die strategische Flexibilität durch Wärmenetze wichtig. Vor diesem Hintergrund sollten Wärmenetze erhalten, ausgebaut und als moderne multivalente Strom-Wärme-Systeme betrieben werden.



## 6.3 Kritische Würdigung

Diese Dissertation untersucht die Auswirkungen einer effizienten Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze mithilfe des linearen Optimierungsmodells *Enertile*. Die Grenzen dieses Modellansatzes und die gewählte Umsetzung in der Modellierung dieser Arbeit haben Einfluss auf die Ergebnisse und abgeleiteten Schlussfolgerungen, die nachfolgend diskutiert werden.

Zunächst ist die unterschiedliche Modellierung der drei Sektorkopplungsoptionen zu nennen. Dies betrifft insbesondere die Modellierung des inflexiblen Betriebs von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Vergleich zu der der multivalenten Fernwärmenetze. Während die Flexibilität der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen über die Nutzung eines begrenzten Speichers zur Lastverschiebung modelliert ist, wird die Flexibilität der Wärmenetze über mehrere alternative Möglichkeiten der Wärmeversorgung und durch die Möglichkeit des Technologiewechsels erzeugt. Hierdurch stehen die strombasierten Heiztechnologien im inflexiblen Betrieb gar nicht zur Verfügung. Bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen werden bei Nicht-Vorhandensein des Speichers direkt inflexible Lastprofile genutzt. Im Vergleich dazu existieren keine inflexiblen Lastprofile für Großwärmepumpen und Elektro-Heizkessel in den Wärmenetzen, sondern lediglich das Wärmelastprofil des gesamten Fernwärmebedarfs. Durch die starke Saisonalität der Fernwärmefachfrage kann die Jahressumme der Wärmeerzeugung aus strombasierten Heiztechnologien für die Generierung eines möglichen inflexiblen Lastprofils nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt werden. Des Weiteren ist jede andere Wahl einer bestimmten Lastverteilung der im flexiblen Fall erzeugten Wärme letztlich willkürlich. Außerdem ist die Flexibilität von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in der Modellierung zeitlich stark begrenzt. So müssen die Elektrofahrzeuge jeden Morgen vollständig geladen sein, obwohl sich inzwischen gezeigt hat, dass Besitzer in der Regel ihre Elektrofahrzeuge nicht täglich, sondern im Abstand von einigen Tagen laden. Auch ist inzwischen auch bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen möglich, wodurch die Fahrzeugbatterie als Stromspeicher genutzt wird, aus der Strom wieder zurück ins Netz fließen kann. Ebenso könnte eine größere Dimensionierung des Wärmespeichers

eine längere zeitliche Lastverlagerung des Wärmepumpenbetriebs ermöglichen. Und auch wenn die Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen in dieser Analyse nur wenig Einfluss auf die Marktwerte haben, kann ihr flexibler Betrieb insbesondere im Stromverteilungsnetz positive Auswirkungen haben. Diese Effekte können jedoch mit dem gewählten Modellierungsansatz nicht abgebildet werden, da Verteilungsnetze nicht berücksichtigt werden. Unter diesen Gesichtspunkten kann die unterschiedliche Modellierung der drei Sektorkopplungsoptionen zu einer Unterschätzung des Flexibilitätspotenzials von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen und gleichzeitig zu einer Überschätzung des Flexibilitätspotenzials der multivalenten Fernwärmenetze führen.

Eine weitere Einschränkung der vorliegenden Analyse ist die fehlende Berücksichtigung von Sektorkopplung durch die indirekte Nutzung von Strom mithilfe der Umwandlung in gasförmige oder flüssige Energieträger. Insbesondere Wasserstoff kann als Stromspeicher eingesetzt werden und dem Stromsektor als Flexibilitätsoption dienen. In Stunden mit niedriger Last und hoher EE-Stromerzeugung kann in Elektrolyseuren Wasserstoff erzeugt werden und hierdurch ähnlich wie bei strombasierten Heiztechnologien eine Erhöhung der Gesamtstromnachfrage herbeigeführt werden. Durch einen flexiblen Einsatz von Elektrolyseuren könnte analog die Anzahl der Stunden mit Abregelung und niedrigen Strompreisen reduziert werden. Daher ist zu erwarten, dass dies einen ebenso positiven Einfluss auf die Marktwerte der EE hat. Außerdem kann der zuvor erzeugte Wasserstoff gespeichert werden und anschließend in Stunden mit hoher Last und niedriger EE-Stromerzeugung in einer Gasturbine verbrannt werden, um THG-neutralen Strom zu generieren. Dies schafft wiederum zusätzliche Flexibilität für den Stromsektor und kann Preisspitzen auf dem Strommarkt reduzieren. Diese Ausführungen lassen auf eine deutliche Konkurrenz der Flexibilität durch die Wasserstoffwirtschaft mit der von multivalenten Fernwärmenetzen schließen. Eine Berücksichtigung von Wasserstoff als Flexibilitätsoption für den Stromsektor würde vermutlich das Flexibilitätspotenzial der multivalenten Fernwärmenetze beschneiden. Jedoch wurden selbst in den Sensitivitätsrechnungen mit zusätzlicher Flexibilität im Energiesystem durch außerordentlichen Netzausbau die zuvor getroffenen Erkenntnisse bestätigt. Dies deutet darauf hin, dass die Ergebnisse

und Schlussfolgerungen zur hohen Relevanz der Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze weiterhin zutreffend sind, auch wenn zusätzlich die Flexibilitätsoption Wasserstoff berücksichtigt werden würde. Außerdem birgt ein Vergleich der in dieser Analyse betrachteten Sektorkopplungsoptionen der direkten Nutzung von Strom mit der Möglichkeit der Umwandlung in gasförmige oder flüssige synthetische Energieträger einige Herausforderungen. Beispielsweise ist ein zweiter Umwandlungsschritt vor der Endnutzung dieser synthetischen Energieträger in anderen Nachfragesektoren nötig, wodurch der Erzeugungsprozess und die Endnutzung des umgewandelten Energieträgers voneinander entkoppelt werden. Dies erschwert einen direkten Vergleich mit den anderen Optionen der direkten Stromnutzung. Zudem ist aufgrund dieses Zwischenschritts und der zusätzlich möglichen Rückverstromung die Definition eines inflexiblen Betriebs einer derartigen Sektorkopplung sehr komplex.

Darüber hinaus existieren noch weitere Sektorkopplungsoptionen, die ebenfalls flexibel betrieben werden können, aber in dieser Analyse nicht betrachtet werden. Beispielhaft seien hier Klimaanlage in Gebäuden, Oberleitungs-Busse oder industrielle Prozesse zur Herstellung von Brennstoffen zu nennen. Je mehr Sektorkopplungsoptionen für den Stromsektor Flexibilität bereitstellen, desto weniger stark sind die Auswirkungen bei Abschalten des flexiblen Betriebs einer einzelnen Option zu erwarten. Denn in diesem Fall können andere weiterhin flexibel betriebene Optionen diese bis zu einem gewissen Grad kompensieren.

Die Systemperspektive des Optimierungsmodells ermöglicht die Analyse der langfristigen Wechselwirkungen zwischen Wärmenetzen und erneuerbaren Energien im Stromsektor sowie deren Wechselwirkungen zum Betrieb von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Trotz der komplexen Interaktion dieser Komponenten entstehen durch Annahme von vollkommenem Wettbewerb und perfekter Informationen transparente Ergebnisse für ein langfristiges Zielsystem ohne Verzerrungen, deren Interpretation verständliche und valide Schlussfolgerungen erlaubt. Jedoch können mit diesem Ansatz keine Aussagen zur kurz- und mittelfristigen Wirtschaftlichkeit der Sektorkopplungstechnologien aus betriebswirtschaftlicher Perspektive getroffen werden. Zudem ist die Ableitung bestimmter Maßnahmen oder

Fördersysteme zur Erreichung dieses optimierten Zielsystems durch die gewählte Systemperspektive nicht möglich. Die vorliegenden Ergebnisse dieser Analyse können jedoch anschließend in Simulationsmodellen genutzt werden, um vertiefende Erkenntnisse und Aussagen hierüber zu treffen. Beispielsweise könnten die berechneten Strompreise zurück in die Nachfragemodelle gespielt werden und die Veränderung der Nachfrage einzelner Sektorkopplungsoptionen untersucht werden. Deren Ergebnisse können wiederum für eine weitere Iteration in *Enertile* genutzt werden. Da die Energiebedarfe konstante Inputparameter für das Modell darstellen, könnte auf diese Weise eine Anpassung der Anzahl an Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen aufgrund günstiger Strompreise erfolgen. Ein weiterer Nachteil des Modellansatzes ist, dass sozialwissenschaftliche Konzepte wie beispielsweise Akzeptanz nicht berücksichtigt werden. Möglichkeiten zur Integration von Methoden und empirischen Erkenntnissen aus den Sozial- und Verhaltenswissenschaften in Energiesystemmodelle wie *Enertile* werden beispielsweise in Senkpiel et al. [6] aufgezeigt.

*Enertile* ist ein lineares Optimierungsproblem (LP), wodurch Vorgänge des An- und Abfahrens oder Teillast von Kraftwerken nicht berücksichtigt werden können. Dies wäre nur in Form eines gemischt-ganzzahligen Problems (MIP) möglich, was jedoch die Rechenzeit des Modells erheblich erhöht. Vor dem Hintergrund der ohnehin im Rahmen der Modellerweiterung notwendigen Vereinfachungen zur Beibehaltung der Lösbarkeit ist die Verwendung eines gemischt-ganzzahligen Problems für die vorliegende Analyse jedoch ausgeschlossen.

## 6.4 Ausblick

Der verwendete Ansatz und die Weiterentwicklung des Modells *Enertile* ermöglichen interessante Einblicke in die Auswirkungen der Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf die Marktwerte der erneuerbaren Energien. Die hohe technologische und stündliche Auflösung ist sehr gut geeignet, um die wetterabhängige erneuerbare Erzeugung abzubilden und die Bedeutung der Flexibilität im Energiesystem zu verdeutlichen. Vor diesem Hintergrund existiert ein

großes Potenzial für Weiterentwicklung, um die Auswirkungen von Sektorkopplung weitergehend zu erforschen. Als Ausgangspunkt für zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten bieten sich hier die zuvor beschriebenen Einschränkungen an.

Da Elektrofahrzeuge aktuell sehr häufig in Kombination mit einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher vorkommen und hierdurch sehr flexibel betrieben werden können, könnte die Modellierung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen dementsprechend angepasst werden. Dies kann durch Erlauben einer größeren zeitlichen Lastverschiebung über mehrere Tage und durch Lockerung der vorgegebenen Ladezustände erreicht werden. Des Weiteren könnte durch Abbildung von bidirektionalem Laden ein deutlich größeres Flexibilitätspotenzial durch Elektrofahrzeuge für den Stromsektor erschlossen werden. Doch auch hier sollten Erkenntnisse aus der Sozialwissenschaft herangezogen werden, da vermutlich nicht jeder Besitzer eines Elektrofahrzeugs diese Option nutzen möchte, wenn die Lebensdauer der teuren Akkus von den Ladezyklen abhängt.

Darüber hinaus könnten zukünftige Analysen die indirekte Nutzung von Strom durch die Umwandlung in synthetische Energieträger, wie beispielsweise Wasserstoff, als Flexibilitätsoptionen in den Fokus stellen. Aufgrund seiner langfristigen Speichereigenschaften und des flexiblen Betriebs von Elektrolyseuren und der Rückverstromung könnte Wasserstoff eine wettbewerbsfähige Flexibilitätsoption für den Stromsektor darstellen. Die möglichen Auswirkungen hiervon auf die Integration der erneuerbaren Energien und ihre Marktwerte sollten detailliert beleuchtet werden. Weiterhin könnte die Kombination von Wasserstoff und Fernwärme durch die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff für die Fernwärmeerzeugung ebenfalls zusätzliches Flexibilitätspotenzial für künftige, THG-neutrale Energiesysteme bieten.



# **A Anhang**

## **A.1 Annahmen**

**Tabelle A.1:** Liste der Länder, verwendete Länderabkürzungen und Zuordnung zu den vier europäischen Regionen [136]

<b>Abkürzung</b>	<b>Land</b>	<b>Europäische Region</b>
AT	Österreich	West
BE	Belgien	West
BG	Bulgarien	Ost
CH	Schweiz	West
CY	Zypern	Süd
CZ	Tschechien	Ost
DE	Deutschland	West
DK	Dänemark	Nord
EE	Estland	Nord
ES	Spanien	Süd
FI	Finnland	Nord
FR	Frankreich	West
GR	Griechenland	Süd
HR	Kroatien	Süd
HU	Ungarn	Ost
IE	Irland	Nord
IT	Italien	Süd
LT	Litauen	Nord
LU	Luxemburg	West
LV	Lettland	Nord
MT	Malta	Süd
NL	Niederlande	West
NO	Norwegen	Nord
PL	Polen	Ost
PT	Portugal	Süd
RO	Rumänien	Ost
SE	Schweden	Nord
SI	Slowenien	Süd
SK	Slowakei	Ost
UK	Vereinigtes Königreich	Nord



**Tabelle A.2:** Energienachfrage für die Länder in Europa (EU 27+3) in 2050 [51, 127]

Land	Strom (GWh <sub>el</sub> )		Wärme (GWh <sub>th</sub> )	
	Allgemein	Elektrofahrzeuge	Wärmepumpen	Fernwärme
AT	84.154	6.164	6.037	15.375
BE	114.296	8.100	33.457	7.653
BG	38.299	2.224	1.557	3.275
CH	80.969	4.525	8.722	13.083
CY	5.709	233	617	44
CZ	78.416	3.908	15.436	12.939
DE	646.740	81.373	157.984	76.899
DK	46.470	5.883	1.659	13.724
EE	8.664	756	54	1.556
ES	328.175	14.144	31.727	3.803
FI	98.743	4.499	18.112	23.094
FR	527.799	74.928	134.843	40.711
GR	64.040	4.768	10.761	896
HR	18.644	874	4.727	1.985
HU	52.767	2.139	8.870	7.290
IE	31.225	2.181	9.177	1.837
IT	395.878	27.365	112.221	16.511
LT	13.819	733	1.004	2.561
LU	9.729	382	1.766	1.221
LV	9.518	453	161	2.720
MT	2.822	102	278	61
NL	163.561	15.414	42.021	12.471
NO	151.774	11.546	6.428	18.422
PL	216.098	11.334	60.842	15.977
PT	66.809	5.730	4.873	437
RO	73.869	4.521	1.885	6.604
SE	151.298	18.181	19.858	28.487
SI	17.205	1.474	1.073	1.811
SK	38.939	1.434	6.588	7.585
UK	429.830	53.811	99.387	90.646
<b>EU 27+3</b>	<b>3.966.259</b>	<b>369.181</b>	<b>802.125</b>	<b>429.678</b>

**Tabelle A.3:** Annahmen zu bestehenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in 2050 und maximale Erhöhung um 50 % für den Netzausbau [138]

Leitung		Kapazität (MW)		Leitung		Kapazität (MW)	
von/nach	bestehend	maximal		von/nach	bestehend	maximal	
AT	CZ	1.200	1.800	EE	FI	1.016	1.524
AT	DE	7.500	11.250	EE	LV	1.379	2.069
AT	HU	1.200	1.800	EE	SE	0	1.000
AT	IT	1.050	1.575	ES	FR	5.000	7.500
AT	SI	1.200	1.800	ES	IE	0	1.000
AT	SK	0	1.000	ES	PT	4.200	6.300
BE	DE	1.000	1.500	FI	NO	0	1.000
BE	FR	4.300	6.450	FI	SE	3.200	4.800
BE	LU	680	1.020	FR	IE	0	1.000
BE	NL	3.400	5.100	FR	IT	4.550	6.825
BE	NO	0	1.000	FR	LU	380	570
BE	UK	1.000	1.500	FR	UK	6.900	10.350
BG	GR	1.350	2.025	GR	IT	500	750
BG	RO	1.500	2.250	HR	HU	2.000	3.000
CH	DE	5.600	8.400	HR	IT	0	1.000
CH	FR	3.700	5.550	HR	SI	2.000	3.000
CH	IT	6.000	9.000	HU	RO	1.400	2.100
CY	GR	0	1.000	HU	SI	1.200	1.800
CZ	DE	2.600	3.900	HU	SK	2.000	3.000
CZ	PL	1.200	1.800	IE	UK	1.750	2.625
CZ	SK	1.800	2.700	IT	MT	200	300
DE	DK	4.000	6.000	IT	SI	1.895	2.843
DE	FR	4.500	6.750	LT	LV	1.500	2.250
DE	LU	2.300	3.450	LT	PL	1.000	1.500
DE	NL	5.000	7.500	LT	SE	700	1.050
DE	NO	1.400	2.100	LV	SE	0	1.000
DE	PL	5.000	7.500	NL	NO	700	1.050
DE	SE	1.315	1.973	NL	UK	1.000	1.500
DE	UK	1.400	2.100	NO	SE	4.145	6.218
DK	NL	700	1.050	NO	UK	2.800	4.200
DK	NO	1.700	2.550	PL	SE	600	900
DK	PL	0	1.000	PL	SK	1.980	2.970
DK	SE	2.440	3.660				

## A.2 Ergebnisse Stromsektor

**Tabelle A.4:** Stromerzeugung in Europa (EU 27+3) für alle Szenarien

<b>Stromerzeugung (TWh<sub>el</sub>)</b>	<b>Max Flex</b>	<b>WP inflex</b>	<b>EF inflex</b>	<b>FW inflex</b>	<b>WP/EF inflex</b>	<b>WP/FW inflex</b>	<b>EF/FW inflex</b>	<b>Min Flex</b>
Erdgas	162	178	177	116	198	126	125	136
Erdgas KWK	94	97	99	139	99	148	150	162
Kernkraft	220	219	219	170	219	172	170	173
Andere Konv.	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse KWK	43	43	43	48	44	48	48	48
Wind onshore	1.656	1.657	1.656	1.656	1.657	1.657	1.654	1.656
Wind offshore	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300
PV Freifläche	867	867	867	867	867	867	867	867
PV Aufdach	63	63	63	63	63	63	63	63
Andere EE	740	740	740	740	740	740	740	740
Speicherverluste	-22	-24	-24	-24	-27	-26	-26	-29
Abregelung	-276	-292	-288	-385	-308	-407	-403	-431
Netzverluste	-58	-58	-58	-56	-58	-56	-56	-56

**Tabelle A.5:** Installierte Leistung in Europa (EU 27+3) für alle Szenarien

<b>Installierte Leistung (GW<sub>el</sub>)</b>	<b>Max Flex</b>	<b>WP inflex</b>	<b>EF inflex</b>	<b>FW inflex</b>	<b>WP/EF inflex</b>	<b>WP/FW inflex</b>	<b>EF/FW inflex</b>	<b>Min Flex</b>
Erdgas	171	206	210	157	274	190	194	251
Erdgas KWK	74	76	76	92	78	95	96	103
Kernkraft	46	46	46	46	46	46	46	46
Andere Konv.	7	7	7	7	7	7	7	7
Biomasse KWK	14	14	14	11	14	11	11	11
Wind onshore	539	539	539	539	539	539	539	539
Wind offshore	345	344	344	344	344	344	344	344
PV Freifläche	747	747	747	747	747	747	747	747
PV Aufdach	58	58	58	58	58	58	58	58
Andere EE	117	117	117	117	117	117	117	117
Speicher	129	129	129	129	129	129	129	129

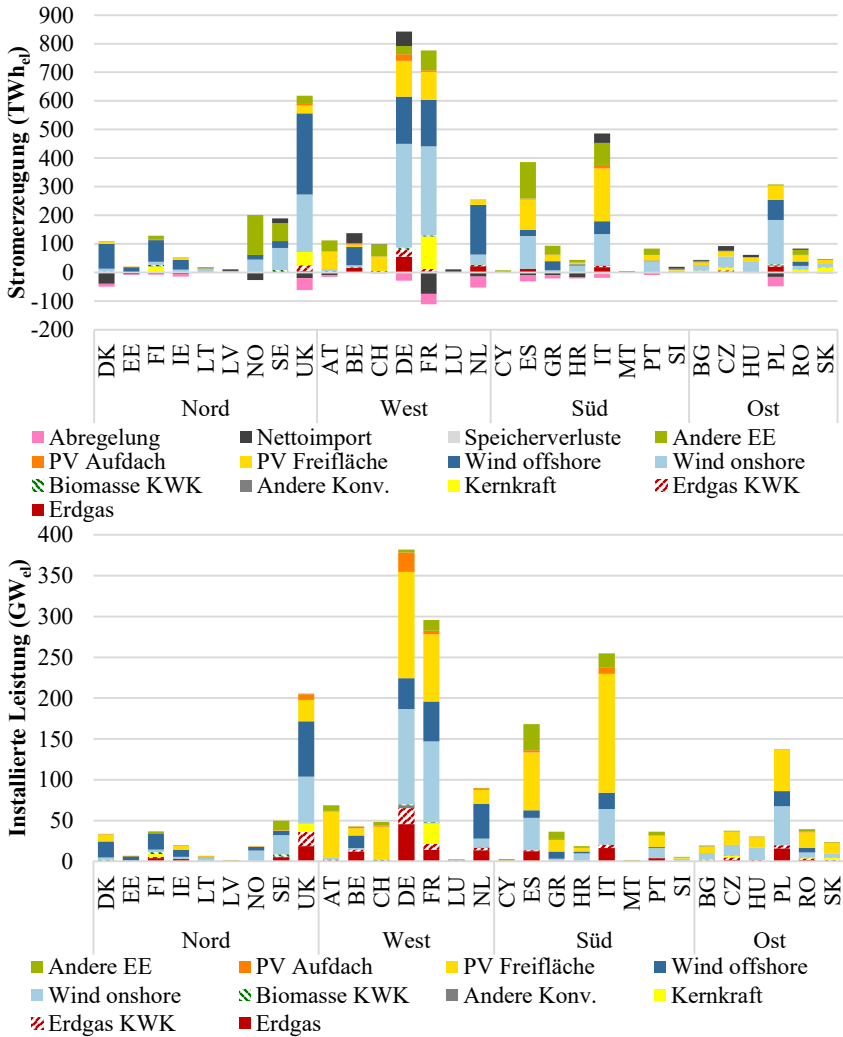


Abbildung A.1: Stromerzeugung (oben) und installierte Leistung (unten) in den 30 Ländern im *Max Flex* Szenario



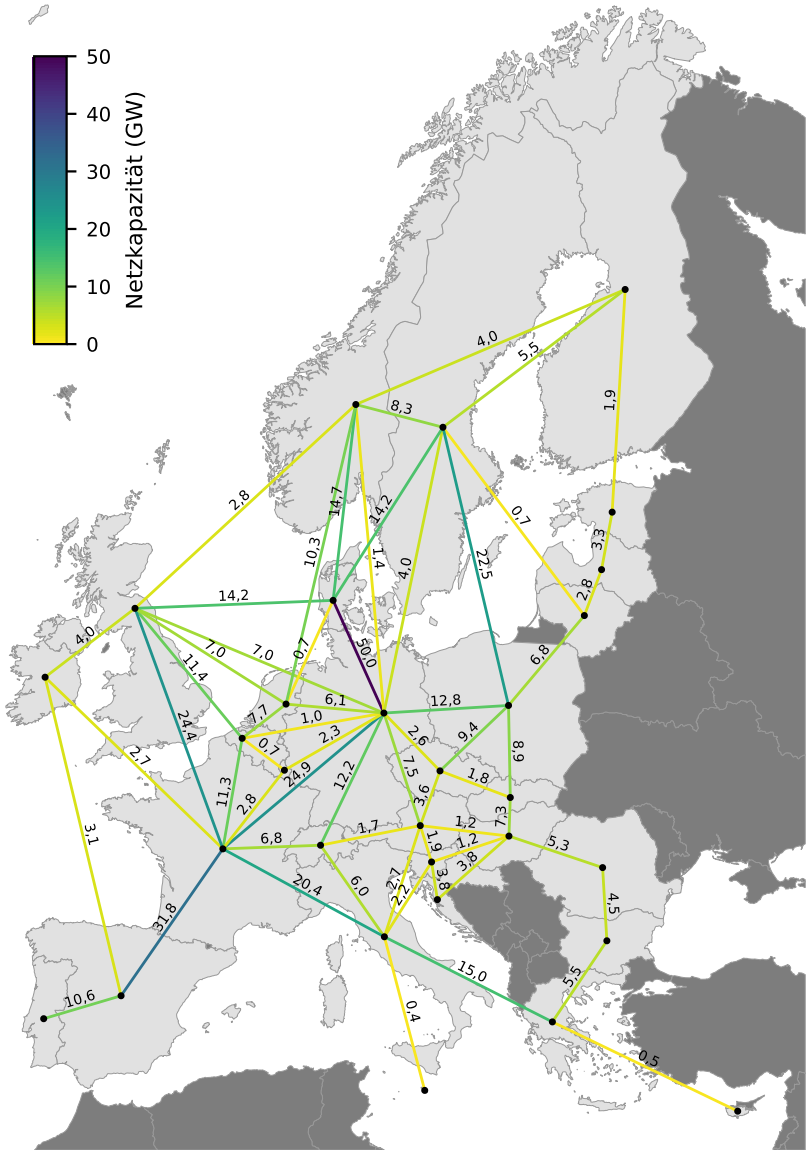


Abbildung A.3: Netzkapazitäten zwischen den Ländern im *Max Flex uNA* Szenario

## A.3 Ergebnisse Fernwärmenetze

**Tabelle A.6:** Fernwärmeerzeugung in Europa (EU 27+3) für alle Szenarien

<b>Fernwärmeerzeugung (TWh<sub>th</sub>)</b>	<b>Max Flex</b>	<b>WP inflex</b>	<b>EF inflex</b>	<b>FW inflex</b>	<b>WP/EF inflex</b>	<b>WP/FW inflex</b>	<b>EF/FW inflex</b>	<b>Min Flex</b>
Erdgas-Heizkessel	0	0	0	158	0	150	150	140
Erdgas KWK	79	81	82	114	82	122	123	133
Andere Konv.	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse-Heizkessel	8	6	6	44	5	44	44	44
Biomasse KWK	46	46	45	54	46	54	54	54
Elektro-Heizkessel	70	76	77	0	84	0	0	0
Großwärmepumpe	168	163	161	0	155	0	0	0
Solarthermie	43	43	43	43	43	43	43	43
Geothermie	18	18	18	18	18	18	18	18



**Tabelle A.7:** Installierte Wärmeleistung in Europa (EU 27+3) für alle Szenarien

<b>Installierte Wärmeleistung (GW<sub>th</sub>)</b>	<b>Max Flex</b>	<b>WP inflex</b>	<b>EF inflex</b>	<b>FW inflex</b>	<b>WP/EF inflex</b>	<b>WP/FW inflex</b>	<b>EF/FW inflex</b>	<b>Min Flex</b>
Erdgas-Heizkessel	2	1	1	76	0	73	73	70
Erdgas KWK	63	64	65	78	66	81	81	87
Andere Konv.	5	5	5	5	5	5	5	5
Biomasse-Heizkessel	3	2	2	8	2	8	8	8
Biomasse KWK	19	19	19	15	19	15	15	15
Elektro-Heizkessel	90	101	98	0	109	0	0	0
Großwärmepumpe	81	80	80	0	79	0	0	0
Solarthermie	30	30	30	30	30	30	30	30
Geothermie	2	2	2	2	2	2	2	2

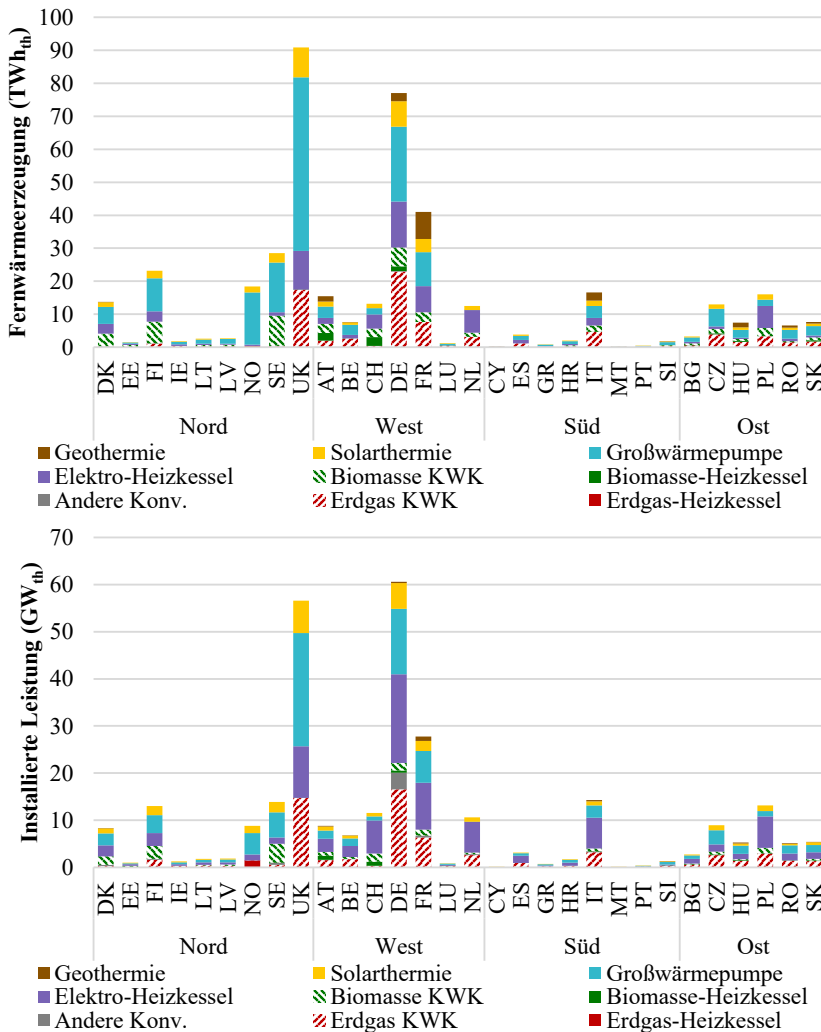
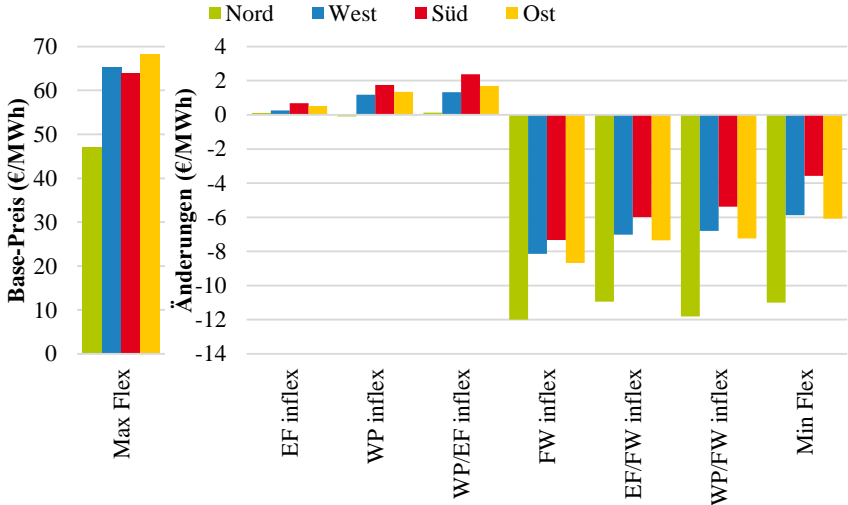
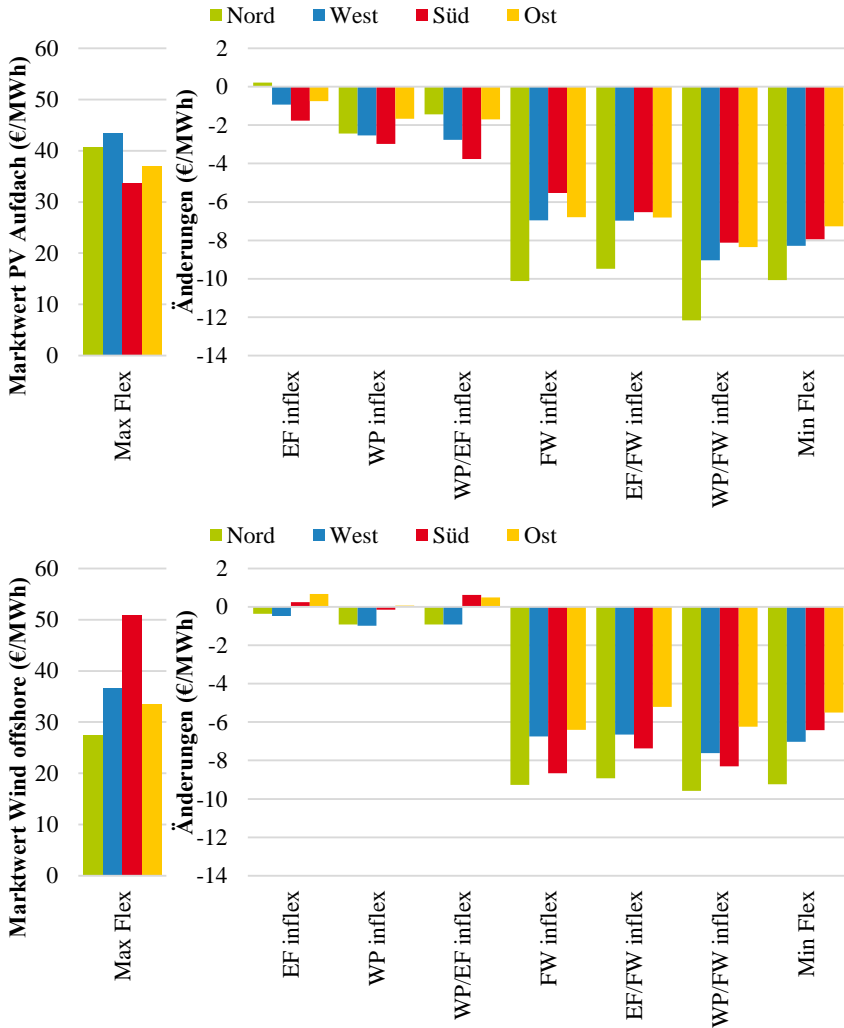


Abbildung A.4: Fernwärmeerzeugung (oben) und installierte Wärmeleistung (unten) in den 30 Ländern im *Max Flex* Szenario

## A.4 Ergebnisse Strompreise und Marktwerte



**Abbildung A.5:** Base-Preise in den vier Regionen im *Max Flex* Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario (rechts)



**Abbildung A.6:** Marktwerte für PV Aufdach (oben) und Wind offshore (unten) in den vier Regionen im *Max Flex* Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum *Max Flex* Szenario (rechts)

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Überblick der stromseitigen Sektorkopplungsoptionen entsprechend ihrer Umwandlungsschritte aus technologischer Perspektive (nach [25, 26]) . . . . .	8
2.2	Modernes wärmenetzbasiertes Strom-Wärme-System (in Anlehnung an [31]) . . . . .	10
2.3	Versorgungsmix für Fernwärme in Ländern der EU im Jahr 2019, in denen mindestens 3 % des Wärme- und Warmwasserbedarfs im Jahr 2019 über Fernwärme bereitgestellt wurde [18] . . . . .	13
2.4	Karte der geothermischen Fernwärme und -kälte in Europa im Jahr 2020 (nach [47]; Legende übersetzt) . . . . .	15
2.5	Fernwärmeerzeugung aus geothermischer Energie pro Land im Jahr 2018 [45] . . . . .	16
2.6	Installierte Leistung, Kollektorfläche und Anzahl der Großanlagen für solare Fernwärme im Jahr 2020 weltweit [48] . . . . .	17
2.7	Solarwärmepotenzial in Abhängigkeit des Solarwärmepreises in €/MWh (Farblegende) bei einem solaren Anteil von 20 % des jährlichen Fernwärmebedarfs und maximal 200 m Übertragungsleitungslänge [50] . . . . .	18
2.8	Wärmeerzeugung aus Biogas und fester Biomasse in KWK-Anlagen und Heizkesseln in den Ländern im Jahr 2018 [45] . . . . .	19
3.1	Funktionsprinzip des Wärmepumpenkreislaufs mit Komponenten und Temperaturen der Wärmequelle bzw. -senke . . . . .	55
3.2	Leistungszahl (COP) von Luft-Großwärmepumpen in Abhängigkeit der Außentemperatur . . . . .	60
3.3	Außentemperatur Deutschland 2010 und ermittelte Leistungszahl (COP) der Luft-Großwärmepumpe . . . . .	62

3.4	Exemplarische Fernwärmenachfrage und -erzeugung aus erneuerbaren Wärmequellen sowie Abregelung von Fernwärme für eine Sommerwoche (KW 27) in Frankreich in 2050. Die Daten stellen einen Auszug aus Ergebnissen einer Szenariorechnung dar. . . . .	69
3.5	Modellierung des inflexiblen und flexiblen Betriebs von Elektrofahrzeugen, elektrischen Wärmepumpen in Gebäuden und multivalenten Fernwärmenetzen . . . . .	78
4.1	Karte der geografischen Abdeckung der Szenarien und die Einteilung der Länder in vier Regionen: Nord, West, Süd und Ost (nach [136]) . . . . .	93
4.2	Vorgehensweise bei der Berechnung der Szenarien . . . . .	95
4.3	Gesamtpotenzial der erneuerbaren Energien in Europa (EU 27+3) im Jahr 2050: Erzeugung (links) und Leistung (rechts) pro Technologie . . . . .	105
4.4	Aggregierte Kostenpotenzialkurve der Stromerzeugungspotenziale der erneuerbaren Energien in Europa (EU 27+3) im Jahr 2050 . . . . .	106
4.5	Mindestmengen der Stromerzeugung aus Windkraft und PV in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] (* für CH, NO eigene Annahmen) . . . . .	108
4.6	Stromerzeugung aus Wasserkraft in den einzelnen Ländern für das Jahr 2050 basierend auf Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] (* für CH, NO eigene Annahmen) . . . . .	110
4.7	Installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf dem Jahr 2018 [45] (* für CH, NO eigene Annahmen) . . . . .	112
4.8	Stromerzeugung aus Biomasse (ohne KWK) in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf 80 % der Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] (* für CH, NO eigene Annahmen) . . . . .	114
4.9	Annahmen zur Fernwärmeerzeugung aus Solarthermie in den Ländern in 2050 als jeweils 10 % des jährlichen Fernwärmebedarfs (eigene Annahme) . . . . .	118

---

4.10	Annahmen zur Fernwärmeerzeugung aus geothermischer Energie in den betreffenden Ländern in 2050 basierend auf Erzeugungsmengen im Jahr 2018 und einer Steigerung auf das 10-fache ([45] und eigene Annahmen) . . . . .	120
5.1	Stromerzeugung (links) und installierte Leistung (rechts) in Europa (EU 27+3) im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	132
5.2	Stromerzeugung (oben) und installierte Leistung (unten) in den vier europäischen Regionen Nord, West, Süd und Ost im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	134
5.3	Nettostromhandelsflüsse zwischen den Ländern im <i>Max Flex</i> Szenario	136
5.4	Anteile erneuerbarer Energien an der nationalen Gesamtstromerzeugung in den 30 Ländern im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	138
5.5	Fernwärmeerzeugung (links) und installierte Wärmeleistung (rechts) in Europa (EU 27+3) im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	139
5.6	Fernwärmeerzeugung (oben) und installierte Wärmeleistung (unten) in den vier europäischen Regionen Nord, West, Süd und Ost im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	141
5.7	Anteile der Wärmeerzeugung strombasierter Wärmetechnologien an der Fernwärmeerzeugung (oben) und Anteile des Strombedarfs dieser Wärmetechnologien an der Gesamtstromnachfrage (unten) in den 30 Ländern im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	143
5.8	Anteile strombasierter Fernwärmeerzeugung an der Gesamtfernwärmeerzeugung und Anteile erneuerbarer Energien an der nationalen Gesamtstromerzeugung in den 30 Ländern im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	145
5.9	Fernwärmeerzeugung im Jahresverlauf (links) und Tagesverlauf (rechts) in Deutschland im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	147
5.10	Erzeugung und Nachfrage von Fernwärme (oben) und Strom (unten) in einer Winterwoche (links) und Frühlingswoche (rechts) in Deutschland im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	150
5.11	Erzeugung und Nachfrage von Fernwärme (oben) und Strom (unten) in einer Sommerwoche (links) und Herbstwoche (rechts) in Deutschland im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	151

5.12	Base-Preise der 30 Länder und europäischer Mittelwert (mit Stromnachfrage gewichtetes Mittel) im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	155
5.13	Marktwerte für PV Freifläche (oben) und PV Aufdach (unten) der 30 Länder und europäischer Mittelwert im <i>Max Flex</i> Szenario . .	156
5.14	Marktwerte für Wind onshore (oben) und Wind offshore (unten) der 30 Länder und europäischer Mittelwert im <i>Max Flex</i> Szenario . .	157
5.15	Stromerzeugung (oben) und installierte Leistung (unten) in Europa (EU 27+3) im <i>Max Flex</i> Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum <i>Max Flex</i> Szenario (rechts) . . . . .	161
5.16	Fernwärmeerzeugung (oben) und installierte Wärmeleistung (unten) in Europa (EU 27+3) im <i>Max Flex</i> Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum <i>Max Flex</i> Szenario (rechts) . . . . .	164
5.17	Tagesverlauf der Strompreise in den vier Regionen Nord (links oben), West (rechts oben), Süd (links unten) und Ost (rechts unten) für ausgewählte Szenarien . . . . .	171
5.18	Marktwerte für PV Freifläche (oben) und Wind onshore (unten) in den vier Regionen im <i>Max Flex</i> Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum <i>Max Flex</i> Szenario (rechts) . . . . .	173
5.19	Anteile der Stromnachfrage der drei Sektorkopplungsoptionen an der Gesamtstromnachfrage in den 30 Ländern im <i>Max Flex</i> Szenario .	177
5.20	Tagesverlauf der Stromlast von Elektrofahrzeugen in den vier Regionen Nord (links oben), West (rechts oben), Süd (links unten) und Ost (rechts unten) für ausgewählte Szenarien . . . . .	180
5.21	Tagesverlauf der Stromlast von Wärmepumpen in den vier Regionen Nord (links oben), West (rechts oben), Süd (links unten) und Ost (rechts unten) für ausgewählte Szenarien . . . . .	181



---

5.22	Tagesverlauf der Stromlast von strombasierter Fernwärmeerzeugung in den vier Regionen Nord (links oben), West (rechts oben), Süd (links unten) und Ost (rechts unten) für ausgewählte Szenarien . . . . .	183
5.23	Stromerzeugung (oben) und installierte Leistung (unten) in den vier europäischen Regionen Nord, West, Süd und Ost im <i>Max Flex uNA</i> Szenario . . . . .	187
5.24	Nettostromhandelsflüsse zwischen den Ländern im <i>Max Flex uNA</i> Szenario . . . . .	188
5.25	Marktwerte für PV Freifläche (oben) und Wind onshore (unten) in den vier Regionen im <i>Max Flex uNA</i> Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum <i>Max Flex uNA</i> Szenario (rechts) . . . . .	190
A.1	Stromerzeugung (oben) und installierte Leistung (unten) in den 30 Ländern im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	215
A.2	Netzkapazitäten zwischen den Ländern im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	216
A.3	Netzkapazitäten zwischen den Ländern im <i>Max Flex uNA</i> Szenario . . . . .	217
A.4	Fernwärmeerzeugung (oben) und installierte Wärmeleistung (unten) in den 30 Ländern im <i>Max Flex</i> Szenario . . . . .	220
A.5	Base-Preise in den vier Regionen im <i>Max Flex</i> Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum <i>Max Flex</i> Szenario (rechts) . . . . .	221
A.6	Marktwerte für PV Aufdach (oben) und Wind offshore (unten) in den vier Regionen im <i>Max Flex</i> Szenario (links) und Änderungen in den Szenarien ohne verfügbare Flexibilität der Sektorkopplungsoptionen im Vergleich zum <i>Max Flex</i> Szenario (rechts) . . . . .	222



# Tabellenverzeichnis

3.1	Geschätzte Lorenz-Effizienzen von Wärmepumpen in der Fernwärmeerzeugung in Dänemark nach Größe der Anlage und genutzter Wärmequelle für die Jahre 2020 und 2050 [128] . . . . .	58
3.2	Angenommene Werte für die vier Parameter der linearen Approximation des Worst-Case-Szenarios zur Berechnung des COP in Abhängigkeit der Außentemperatur . . . . .	61
4.1	Szenarienübersicht zur Verfügbarkeit der Flexibilität von den Sektorkopplungsoptionen Wärmepumpen (WP), Elektrofahrzeuge (EF) und strombasierte Fernwärmeerzeugung (FW) und Sensitivitätsrechnungen mit unbegrenztem Ausbau des Stromübertragungsnetzes (uNA) . . . . .	97
4.2	Brennstoffpreise in 2050 (basierend auf [137]; * eigene Annahmen) .	100
4.3	Energienachfrage für Europa (EU 27+3) in 2050 [51, 127] . . . . .	102
4.4	Untergrenzen für installierte Leistung von Wind offshore in 2050 [19, 139] . . . . .	109
4.5	Stromerzeugung aus geothermischer Energie in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] . .	113
4.6	Obergrenzen für die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Strom und Fernwärme in KWK-Anlagen und in Heizkesseln in den Ländern für das Jahr 2050 basierend auf 80 % der Erzeugungsmengen im Jahr 2018 [45] (* für CH, NO eigene Annahmen) . . . . .	116
4.7	Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern von konventionellen Kraftwerken zur ungekoppelten Stromerzeugung sowie Batteriespeichern in 2050 [19, 54, 140] . . . . .	122

4.8	Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern von KWK-Anlagen in 2050 [19, 141] . . . . .	123
4.9	Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern von Anlagen zur Fernwärmeerzeugung und Wärmespeichern in 2050 [19, 141] . .	124
4.10	Angenommene Kapazitäten für Kernkraft in 2050 [51] . . . . .	126
4.11	Status der nationalen Pläne zum Kohleausstieg in Europa ([142] für EU-Länder; [143] für CH, NO, UK) . . . . .	127
5.1	Maximale Strompreise in €/MWh und durchschnittliche Anzahl der Stunden mit Preisen größer 10.000 €/MWh pro Land in den vier Regionen für alle acht Szenarien. Ein Wert von 9.999 steht für eine gekappte Preisspitze. . . . .	168
5.2	Minimale Strompreise in €/MWh und durchschnittliche Anzahl der Stunden mit Preisen gleich 0 €/MWh pro Land in den vier Regionen für alle acht Szenarien . . . . .	169
A.1	Liste der Länder, verwendete Länderabkürzungen und Zuordnung zu den vier europäischen Regionen [136] . . . . .	210
A.2	Energienachfrage für die Länder in Europa (EU 27+3) in 2050 [51, 127] . . . . .	211
A.3	Annahmen zu bestehenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in 2050 und maximale Erhöhung um 50 % für den Netzausbau [138] . . . . .	212
A.4	Stromerzeugung in Europa (EU 27+3) für alle Szenarien . . . . .	213
A.5	Installierte Leistung in Europa (EU 27+3) für alle Szenarien . . . . .	214
A.6	Fernwärmeerzeugung in Europa (EU 27+3) für alle Szenarien . . . . .	218
A.7	Installierte Wärmeleistung in Europa (EU 27+3) für alle Szenarien . .	219

# Eigene Veröffentlichungen

## Journalartikel

- [1] C. Bernath, G. Deac, und F. Sensfuß, „Impact of sector coupling on the market value of renewable energies – A model-based scenario analysis,” *Applied Energy*, Vol. 281, S. 115985, 2021.
- [2] B. Lux, G. Deac, C. P. Kiefer, C. Kleinschmitt, C. Bernath, K. Franke, B. Pfluger, S. Willemsen, und F. Sensfuß, „The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany,” *Energy Conversion and Management*, Vol. 270, S. 116188, 2022.
- [3] K. Franke, F. Sensfuß, C. Bernath, und B. Lux, „Carbon-neutral energy systems and the importance of flexibility options: A case study in China,” *Computers & Industrial Engineering*, Vol. 162, S. 107712, 2021.
- [4] C. Bernath, G. Deac, und F. Sensfuß, „Influence of heat pumps on renewable electricity integration: Germany in a European context,” *Energy Strategy Reviews*, Vol. 26, S. 100389, 2019.
- [5] P. Crespo del Granado, G. Resch, F. Holz, M. Welisch, J. Geipel, M. Hartner, S. Forthuber, F. Sensfuss, L. Olmos, C. Bernath, S. Lumbreras, L. Kranzl, A. Müller, S. Heitel, A. Herbst, C. Wilson, und A. Ramos, „Energy Transition Pathways to a low-carbon Europe in 2050: the degree of cooperation and the level of decentralization,” *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 9, Nr. 1, S. 121, 2020.

- [6] C. Senkpiel, A. Dobbins, C. Kockel, J. Steinbach, U. Fahl, F. Wille, J. Globisch, S. Wassermann, B. Droste-Franke, W. Hauser, C. Hofer, L. Nolting, und C. Bernath, „Integrating Methods and Empirical Findings from Social and Behavioural Sciences into Energy System Models – Motivation and Possible Approaches,” *Energies*, Vol. 13, Nr. 18, S. 4951, 2020.
- [7] A. Billerbeck, C. Kiefer, J. Winkler, C. Bernath, F. Sensfuß, L. Kranzl, A. Müller, und M. Ragwitz, „The race between hydrogen and heat pumps for space and water heating: A model-based scenario analysis to reach a climate-neutral Europe in 2050,” *Applied Energy*, under Review.

## Konferenzbeiträge

- [8] L. Kranzl, S. Forthuber, M. Fallahnejad, A. Müller, M. Hummel, G. Deac, C. Bernath, C. Kiefer, J. Fragoso, F. Sensfuß, S. Braungardt, und V. Bürger, „No-regret strategies for decarbonising space and water heating,” in *2nd International Sustainable Energy Conference (ISEC)*, Graz, Österreich, Apr. 2022.
- [9] C. Bernath, G. Deac, und F. Sensfuß, „Modellbasierte Analyse der Auswirkung von Sektorkopplung auf die Marktwerte erneuerbarer Energien,” in *11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, TU Wien, Österreich, Feb. 2019.
- [10] K. Franke, F. Sensfuß, G. Deac, B. Pfluger, C. Bernath, und B. Lux, „Modellgestützte Analyse optimaler Anpassungsreaktionen des europäischen Stromsystems an unterschiedliche Wettersituationen,” in *11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, TU Wien, Österreich, Feb. 2019.
- [11] C. Bernath und F. Sensfuß, „Modellierung von Wärmepumpen in Wärmenetzen und Analyse der Auswirkungen auf das deutsche Stromerzeugungssystem,” in *15. Symposium Energieinnovation (EnInnov)*, TU Graz, Österreich, Feb. 2018.

# Literaturverzeichnis

- [12] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), „Katowice Climate Change Conference – December 2018.” [Online]. Verfügbar unter: <https://unfccc.int/conference/katowice-climate-change-conference-december-2018> (abgerufen am 13.05.2022).
- [13] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), „Paris Agreement,” Paris, Frankreich, Dez. 2015.
- [14] European Commission, „A Clean Planet for all – A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy,” Brüssel, Belgien, Nov. 2018.
- [15] European Commission, „The European Green Deal,” Brüssel, Belgien, Dez. 2019.
- [16] eurostat, „SHARES 2020 summary results: SHort Assessment of Renewable Energy Sources.” [Online]. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares> (abgerufen am 19.07.2022).
- [17] Heat Roadmap Europe consortium, „Heating and Cooling – facts and figures: The transformation towards a low-carbon Heating & Cooling sector,” 2017.
- [18] EurObserv’ER consortium, „The state of renewable energies in Europe – Edition 2021: 20th EurObserv’ER Report,” Paris, Frankreich, 2022.
- [19] L. Kranzl, M. Fallahnejad, R. Büchele, A. Müller, M. Hummel, T. Fleiter, T. Mandel, M. Bagheri, G. Deac, C. Bernath, J. Miosga, C. Kiefer,

- J. Fragoso, S. Braungardt, V. Bürger, D. Spasova, J. Viegand, R. Naeraa, und S. Forthuber, *ENER/C1/2018-494 – Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive: Final report*. Brüssel, Belgien: European Commission – Directorate-General for Energy, Okt. 2022.
- [20] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, S. Werner, B. Möller, U. Persson, T. Boermans, D. Trier, P. A. Østergaard, und S. Nielsen, „Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system,” *Energy Policy*, Vol. 65, S. 475–489, Feb. 2014.
- [21] V. Bürger, J. Steinbach, L. Kranzl, und A. Müller, „Third party access to district heating systems – Challenges for the practical implementation,” *Energy Policy*, Vol. 132, S. 881–892, Sep. 2019.
- [22] F. Sensfuß, G. Deac, und C. Bernath, *Kurzpapier – Vorabanalyse Langfristige Rolle und Modernisierung der Kraft-Wärme-Kopplung*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Feb. 2017.
- [23] European Commission, „Proposal for amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652,” Brüssel, Belgien, Jul. 2021.
- [24] J. Ramsebner, R. Haas, A. Ajanovic, und M. Wietschel, „The sector coupling concept: A critical review,” *WIREs Energy and Environment*, Vol. 10, Nr. 4, 2021.
- [25] M. Wietschel, M. Haendel, G. Schubert, W. Köppel, und C. Degünther, *Kurzstudie: Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungspotentiale – Im Rahmen der Studie Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Teilvorhaben 2 Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen*. Karlsruhe, Deutschland: Umweltbundesamt, Aug. 2015.



- [26] M. Wietschel, P. Plötz, B. Pfluger, M. Klobasa, A. Eßer, M. Haendel, J. Müller-Kirchenbauer, J. Kochems, L. Hermann, B. Grosse, L. Nacken, M. Küster, J. Pacem, D. Naumann, C. Kost, R. Kohrs, U. Fahl, S. Schäfer-Stradowsky, D. Timmermann, und D. Albert, *Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018: Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen*. Karlsruhe, Deutschland: Fraunhofer ISI, 2018.
- [27] N. Gerhardt, P. Hochloff, C. Richts, T. Müller, J. Hilpert, O. Antoni, und W. Schulz, *Studie – Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien: Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten*. Berlin, Deutschland: Agora Energiewende, Jun. 2014.
- [28] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch),“ Berlin, Deutschland, Jul. 2015.
- [29] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Grünbuch Energieeffizienz: Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie,“ Berlin, Deutschland, Aug. 2016.
- [30] Bundesanzeiger, *Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 (Wärmenetze 4.0)*. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Jun. 2017.
- [31] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Impulspapier Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre,“ Berlin, Deutschland, Sep. 2016.
- [32] M. B. Amor, E. Billette de Villemeur, M. Pellat, und P.-O. Pineau, „Influence of wind power on hourly electricity prices and GHG (greenhouse gas) emissions: Evidence that congestion matters from Ontario zonal data,“ *Energy*, Vol. 66, S. 458–469, 2014.
- [33] C. Brunner, „Changes in electricity spot price formation in Germany caused by a high share of renewable energies,“ *Energy Systems*, Vol. 5, S. 45–64, 2014.

- [34] J. Cludius, H. Hermann, F. C. Matthes, und V. Graichen, „The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications,” *Energy Economics*, Vol. 44, S. 302–313, 2014.
- [35] N. Ederer, „The market value and impact of offshore wind on the electricity spot market: Evidence from Germany,” *Applied Energy*, Vol. 154, S. 805–814, 2015.
- [36] S. Forrest und I. MacGill, „Assessing the impact of wind generation on wholesale prices and generator dispatch in the Australian National Electricity Market,” *Energy Policy*, Vol. 59, S. 120–132, 2013.
- [37] J. López Prol, K. W. Steininger, und D. Zilberman, „The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market,” *Energy Economics*, Vol. 85, S. 104552, 2020.
- [38] G. Sáenz de Miera, P. del Río González, und I. Vizcaíno, „Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain,” *Energy Policy*, Vol. 36, Nr. 9, S. 3345–3359, 2008.
- [39] K. Würzburg, X. Labandeira, und P. Linares, „Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria,” *Energy Economics*, Vol. 40, S. S159–S171, 2013.
- [40] A. Zipp, „The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets – An empirical analysis,” *Renewable Energy*, Vol. 113, S. 1111–1121, 2017.
- [41] F. Sensfuß, M. Ragwitz, und M. Genoese, „The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany,” *Energy Policy*, Vol. 36, Nr. 8, S. 3086–3094, 2008.

- 
- [42] S. Clò und G. D’Adamo, „The dark side of the sun: How solar power production affects the market value of solar and gas sources,” *Energy Economics*, Vol. 49, S. 523–530, 2015.
- [43] L. Hirth, „The market value of variable renewables,” *Energy Economics*, Vol. 38, S. 218–236, 2013.
- [44] J. Winkler, M. Pudlik, M. Ragwitz, und B. Pfluger, „The market value of renewable electricity – Which factors really matter?” *Applied Energy*, Vol. 184, S. 464–481, 2016.
- [45] EurObserv’ER consortium, „The state of renewable energies in Europe – Edition 2019: 19th EurObserv’ER Report,” Paris, Frankreich, 2020.
- [46] GeoDH consortium, *Developing geothermal district heating in Europe – GeoDH report*. Brüssel, Belgien: European Geothermal Energy Council, 2014.
- [47] European Geothermal Energy Council (EGEC), „Geothermal market report 2020: Key findings – Tenth edition,” Brüssel, Belgien, Jun. 2021.
- [48] W. Weiss und M. Spörk-Dür, „Solar heat worldwide: Global market development and trends in 2020 – Detailed market figures 2019, Edition 2021,” Gleisdorf, Österreich, 2021.
- [49] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Projektinformation zum Klimaschutz-Modellprojekt SolarHeatGrid: Errichtung Deutschlands größter Solarthermieanlage in Ludwigsburg und Integration in das erweiterte Fernwärmeverbundnetz der Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim GmbH,” Berlin, Deutschland. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz.de/de/projekte/solarheatgrid> (abgerufen am 19.10.2022).
- [50] D. Trier, C. K. Skov, S. S. Sørensen, und F. Bava, *Solar district heating trends and possibilities: Characteristics of ground-mounted systems for screening of land use requirements and feasibility – Technical Report of*

*IEA SHC Task 52, Subtask B – Methodologies, Tools and Case studies for Urban Energy concepts.* Kopenhagen, Dänemark: PlanEnergi, 2018.

- [51] F. Sensfuß, C. Bernath, C. Kleinschmitt, G. Resch, J. Geipel, A. Hiesl, L. Liebmann, S. Lumbreras, L. Olmos, A. Ramos, und Q. Ploussard, „D7.8: Summary report – Energy Systems: Supply Perspective – A report compiled within the H2020 project SET-Nav (work package 7) Navigating the Roadmap for Clean, Secure and Efficient Energy Innovation,“ Wien, Österreich, 2019.
- [52] N. Enzensberger, *Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor: Zugl.: Karlsruhe, Univ., 2003*, Serie Fortschritt-Berichte VDI Reihe 16, Technik und Wirtschaft Nr. 159. Düsseldorf, Deutschland: VDI-Verlag, 2003, Vol. 159.
- [53] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, und M. Leahy, „A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems,“ *Applied Energy*, Vol. 87, Nr. 4, S. 1059–1082, 2010.
- [54] G. Deac, „Auswirkung der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt auf die künftige Integration der erneuerbaren Energien und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland,“ Dissertation, Technische Universität Dresden, 2020.
- [55] F. Sensfuß, „Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector – An agent-based simulation approach,“ Dissertation, Universität Karlsruhe, 2007.
- [56] M. Ventosa, A. Baillo, A. Ramos, und M. Rivier, „Electricity market modeling trends,“ *Energy Policy*, Vol. 33, Nr. 7, S. 897–913, 2005.
- [57] D. H. Meadows, D. L. Meadows, J. Randers, und W. W. Behrens, *The limits to growth: A report for the Club of Rome’s Project on the Predicament of Mankind.* New York, USA: Universe Books, 1972.
- [58] B. Pfluger, „Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe’s power supply: A model-based long-term scenario analysis accounting for

- the characteristics of renewable energies,” Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2014.
- [59] A. M. Held, „Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation,” Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2010.
- [60] K. Bauermann, S. Spiecker, und C. Weber, „Individual decisions and system development – Integrating modelling approaches for the heating market,” *Applied Energy*, Vol. 116, S. 149–158, 2014.
- [61] D. Böttger, M. Götz, N. Lehr, H. Kondziella, und T. Bruckner, „Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany,” *Energy Procedia*, Vol. 46, S. 246–253, 2014.
- [62] D. Böttger, M. Götz, M. Theofilidi, und T. Bruckner, „Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources – An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids,” *Energy*, Vol. 82, S. 157–167, 2015.
- [63] L. G. Ehrlich, J. Klamka, und A. Wolf, „The potential of decentralized power-to-heat as a flexibility option for the german electricity system: A microeconomic perspective,” *Energy Policy*, Vol. 87, S. 417–428, 2015.
- [64] D. Fehrenbach, E. Merkel, R. McKenna, U. Karl, und W. Fichtner, „On the economic potential for electric load management in the German residential heating sector – An optimising energy system model approach,” *Energy*, Vol. 71, S. 263–276, 2014.
- [65] H.-M. Henning und A. Palzer, „A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part I: Methodology,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 30, S. 1003–1018, 2014.

- [66] A. Palzer und H.-M. Henning, „A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 30, S. 1019–1034, 2014.
- [67] E. Merkel, D. Fehrenbach, R. McKenna, und W. Fichtner, „Modelling decentralised heat supply: An application and methodological extension in TIMES,” *Energy*, Vol. 73, S. 592–605, 2014.
- [68] E. Merkel, R. McKenna, D. Fehrenbach, und W. Fichtner, „A model-based assessment of climate and energy targets for the German residential heat system,” *Journal of Cleaner Production*, Vol. 142, S. 3151–3173, 2017.
- [69] G. Papaefthymiou, B. Hasche, und C. Nabe, „Potential of Heat Pumps for Demand Side Management and Wind Power Integration in the German Electricity Market,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 3, Nr. 4, S. 636–642, 2012.
- [70] K. Hedegaard und M. Münster, „Influence of individual heat pumps on wind power integration – Energy system investments and operation,” *Energy Conversion and Management*, Vol. 75, S. 673–684, 2013.
- [71] H. Lund, B. Möller, B. V. Mathiesen, und A. Dyrelund, „The role of district heating in future renewable energy systems,” *Energy*, Vol. 35, Nr. 3, S. 1381–1390, 2010.
- [72] B. V. Mathiesen und H. Lund, „Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources,” *IET Renewable Power Generation*, Vol. 3, Nr. 2, S. 190–204, 2009.
- [73] P. A. Østergaard, B. V. Mathiesen, B. Möller, und H. Lund, „A renewable energy scenario for Aalborg Municipality based on low-temperature geothermal heat, wind power and biomass,” *Energy*, Vol. 35, Nr. 12, S. 4892–4901, 2010.

- [74] P. A. Østergaard und H. Lund, „A renewable energy system in Frederikshavn using low-temperature geothermal energy for district heating,” *Applied Energy*, Vol. 88, Nr. 2, S. 479–487, 2011.
- [75] J. Kiviluoma und P. Meibom, „Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments,” *Energy*, Vol. 35, Nr. 3, S. 1244–1255, 2010.
- [76] B. V. Mathiesen, H. Lund, D. Connolly, H. Wenzel, P. A. Østergaard, B. Möller, S. Nielsen, I. Ridjan, P. Karnøe, K. Sperling, und F. K. Hvelplund, „Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions,” *Applied Energy*, Vol. 145, S. 139–154, 2015.
- [77] D. Connolly, H. Lund, und B. V. Mathiesen, „Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, S. 1634–1653, 2016.
- [78] K. Hansen, B. V. Mathiesen, und I. R. Skov, „Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 102, S. 1–13, 2019.
- [79] S. J. Brown und I. H. Rowlands, „Nodal pricing in Ontario, Canada: Implications for solar PV electricity,” *Renewable Energy*, Vol. 34, Nr. 1, S. 170–178, 2009.
- [80] R. Green und N. Vasilakos, „Market behaviour with large amounts of intermittent generation,” *Energy Policy*, Vol. 38, Nr. 7, S. 3211–3220, 2010.
- [81] H. H. Höfling, „Anreize für Investitionen in fluktuierende erneuerbare und konventionelle Erzeugungskapazitäten durch die Preissignale des Energy-Only-Marktes: Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes,” Dissertation, Universität Flensburg, 2013.

- [82] M. Nicolosi, „The economics of renewable electricity market integration: An empirical and model-based analysis of regulatory frameworks and their impacts on the power market,” Dissertation, Universität Köln, 2011.
- [83] P. Twomey und K. Neuhoff, „Wind power and market power in competitive markets,” *Energy Policy*, Vol. 38, Nr. 7, S. 3198–3210, 2010.
- [84] J. Winkler, A. Gaio, B. Pfluger, und M. Ragwitz, „Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter?” *Energy Policy*, Vol. 93, S. 157–167, 2016.
- [85] L. Hirth und S. Müller, „System-friendly wind power,” *Energy Economics*, Vol. 56, S. 51–63, 2016.
- [86] L. Hirth, „The market value of solar power: Is photovoltaics cost-competitive?” *IET Renewable Power Generation*, Vol. 9, Nr. 1, S. 37–45, 2015.
- [87] J. E. Bistline, „Economic and technical challenges of flexible operations under large-scale variable renewable deployment,” *Energy Economics*, Vol. 64, S. 363–372, 2017.
- [88] J. Gilmore, B. Vanderwaal, I. Rose, und J. Riesz, „Integration of solar generation into electricity markets: an Australian National Electricity Market case study,” *IET Renewable Power Generation*, Vol. 9, Nr. 1, S. 46–56, 2015.
- [89] L. Hirth, „The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment,” *The Energy Journal*, Vol. 36, Nr. 1, 2014.
- [90] A. D. Mills und R. H. Wiser, „Changes in the economic value of wind energy and flexible resources at increasing penetration levels in the Rocky Mountain Power Area,” *Wind Energy*, Vol. 17, Nr. 11, S. 1711–1726, 2014.
- [91] A. D. Mills und R. H. Wiser, „Strategies to mitigate declines in the economic value of wind and solar at high penetration in California,” *Applied Energy*, Vol. 147, S. 269–278, 2015.



- [92] R. Sioshansi, „Increasing the Value of Wind with Energy Storage,” *The Energy Journal*, Vol. 32, Nr. 2, 2011.
- [93] C. Obersteiner, „The Influence of interconnection capacity on the market value of wind power,” *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, Vol. 1, Nr. 2, S. 225–232, 2012.
- [94] T. Traber, H. Koduvere, und M. Koivisto, „Impacts of offshore grid developments in the North Sea region on market values by 2050: How will offshore wind farms and transmission lines pay?” in *14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, 2017.
- [95] C. Obersteiner und M. Saguan, „Parameters influencing the market value of wind power – a model-based analysis of the Central European power market,” *European Transactions on Electrical Power – Special Issue: European Energy Markets (EEM 2009)*, Vol. 21, Nr. 6, S. 1856–1868, 2011.
- [96] C. Brunner, G. Deac, S. Braun, und C. Zöphel, „The future need for flexibility and the impact of fluctuating renewable power generation,” *Renewable Energy*, Vol. 149, S. 1314–1324, 2020.
- [97] M. Eising, H. Hobbie, und D. Möst, „Future wind and solar power market values in Germany – Evidence of spatial and technological dependencies?” *Energy Economics*, Vol. 86, S. 104638, 2020.
- [98] L. Hirth, „The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydro-power,” *Applied Energy*, Vol. 181, S. 210–223, 2016.
- [99] P. Tafarte, S. Das, M. Eichhorn, und D. Thrän, „Small adaptations, big impacts: Options for an optimized mix of variable renewable energy sources,” *Energy*, Vol. 72, S. 80–92, 2014.
- [100] M. Capellaro, „Prediction of site specific wind energy value factors,” *Renewable Energy*, Vol. 87, S. 430–436, 2016.

- [101] T. Engelhorn und F. Müsgens, „How to estimate wind-turbine infeed with incomplete stock data: A general framework with an application to turbine-specific market values in Germany,” *Energy Economics*, Vol. 72, S. 542–557, 2018.
- [102] M. Hartner, A. Ortner, A. Hiesl, und R. Haas, „East to west – The optimal tilt angle and orientation of photovoltaic panels from an electricity system perspective,” *Applied Energy*, Vol. 160, S. 94–107, 2015.
- [103] I. H. Rowlands, B. P. Kemery, und I. Beausoleil-Morrison, „Optimal solar-PV tilt angle and azimuth: An Ontario (Canada) case-study,” *Energy Policy*, Vol. 39, Nr. 3, S. 1397–1409, 2011.
- [104] A. Zipp, „Revenue prospects of photovoltaic in Germany – Influence opportunities by variation of the plant orientation,” *Energy Policy*, Vol. 81, S. 86–97, 2015.
- [105] R. Becker und D. Thrän, „Optimal Siting of Wind Farms in Wind Energy Dominated Power Systems,” *Energies*, Vol. 11, Nr. 4, S. 978, 2018.
- [106] C. Elberg und S. Hagspiel, „Spatial dependencies of wind power and interrelations with spot price dynamics,” *European Journal of Operational Research*, Vol. 241, Nr. 1, S. 260–272, 2015.
- [107] O. Grothe und F. Müsgens, „The influence of spatial effects on wind power revenues under direct marketing rules,” *Energy Policy*, Vol. 58, S. 237–247, 2013.
- [108] G. M. Lewis, „Estimating the value of wind energy using electricity locational marginal price,” *Energy Policy*, Vol. 38, Nr. 7, S. 3221–3231, 2010.
- [109] M. F. Astaneh und Z. Chen, „Price volatility in wind dominant electricity markets,” in *Eurocon 2013*. IEEE, 2013, S. 770–776.
- [110] I. Milstein und A. Tishler, „Intermittently renewable energy, optimal capacity mix and prices in a deregulated electricity market,” *Energy Policy*, Vol. 39, Nr. 7, S. 3922–3927, 2011.

- [111] C. K. Woo, I. Horowitz, J. Moore, und A. Pacheco, „The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience,” *Energy Policy*, Vol. 39, Nr. 7, S. 3939–3944, 2011.
- [112] P. Denholm und M. Hand, „Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity,” *Energy Policy*, Vol. 39, Nr. 3, S. 1817–1830, 2011.
- [113] M. Huber, D. Dimkova, und T. Hamacher, „Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements,” *Energy*, Vol. 69, S. 236–246, 2014.
- [114] L. Saarinen, N. Dahlbäck, und U. Lundin, „Power system flexibility need induced by wind and solar power intermittency on time scales of 1–14 days,” *Renewable Energy*, Vol. 83, S. 339–344, 2015.
- [115] G. Papaefthymiou, E. Haesen, und T. Sach, „Power System Flexibility Tracker: Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems,” *Renewable Energy*, Vol. 127, S. 1026–1035, 2018.
- [116] J. Winkler, F. Sensfuß, und M. Pudlik, *Leitstudies Strommarkt – Arbeitspaket 4: Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien*. Karlsruhe, Deutschland: Fraunhofer ISI, 2015.
- [117] J. G. Kirkerud, T. F. Bolkesjø, und E. Trømborg, „Power-to-heat as a flexibility measure for integration of renewable energy,” *Energy*, Vol. 128, S. 776–784, 2017.
- [118] H.-K. Ringkjøb, P. M. Haugan, und I. M. Solbrekke, „A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 96, S. 440–459, 2018.
- [119] H. C. Gils, T. Pregger, F. Flachsbarth, M. Jentsch, und C. Dierstein, „Comparison of spatially and temporally resolved energy system models with a focus on Germany’s future power supply,” *Applied Energy*, Vol. 255, S. 113889, 2019.

- [120] A. Fattahi, J. Sijm, und A. Faaij, „A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 133, S. 110195, 2020.
- [121] M. G. Prina, G. Manzolini, D. Moser, B. Nastasi, und W. Sparber, „Classification and challenges of bottom-up energy system models – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 129, S. 109917, 2020.
- [122] B. Lux, B. Pfluger, und F. Sensfuß, „Wasserstoff als Flexibilitätsoption im europäischen Stromsektor,” in *15. Symposium Energieinnovation (EnInnov)*, TU Graz, Österreich, Feb. 2018.
- [123] B. Lux und B. Pfluger, „A supply curve of electricity-based hydrogen in a decarbonized European energy system in 2050,” *Applied Energy*, Vol. 269, S. 115011, 2020.
- [124] B. Lux, J. Gegenheimer, K. Franke, F. Sensfuß, und B. Pfluger, „Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region,” *Computers & Industrial Engineering*, Vol. 162, S. 107647, 2021.
- [125] K. Franke, F. Sensfuß, und B. Pfluger, „Identifizierung kritischer Wetersituationen im Hinblick auf die Stromerzeugung in Westeuropa,” in *15. Symposium Energieinnovation (EnInnov)*, TU Graz, Österreich, Feb. 2018.
- [126] K. Franke, F. Sensfuß, G. Deac, C. Kleinschmitt, und M. Ragwitz, „Factors affecting the calculation of wind power potentials: A case study of China,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 149, S. 111351, 2021.
- [127] M. Hartner, S. Forthuber, L. Kranzl, S. Fritz, E. Aichinger, A. Müller, A. Herbst, Tobias Fleiter, M. Rehfeldt, S. Heitel, M. Krail, J. Köhler, C. Bernath, und F. Sensfuß, „D5.8: WP5 Summary report – Energy Systems: Demand perspective – A report compiled within the H2020 project SET-Nav (work package 5) Navigating the Roadmap for Clean, Secure and Efficient Energy Innovation,” Wien, Österreich, 2019.
- [128] Danish Energy Agency und Energinet, „Technology Data: Generation of Electricity and District heating – Technology descriptions and projections

- for long-term energy system planning,” 2016, Version 9 (Update April 2020).
- [129] S. Wolf, U. Fahl, M. Blesl, A. Voß, und R. Jakobs, *Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland – Forschungsbericht*. Stuttgart, Deutschland: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik (IZW), 2014.
- [130] J. Lambauer, U. Fahl, M. Ohl, M. Blesl, und A. Voß, *Industrielle Großwärmepumpen: Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice-Beispiele*. Stuttgart, Deutschland: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2008.
- [131] D. Dallinger, „Plug-in electric vehicles integrating fluctuating renewable electricity: Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2012,” Dissertation, Universität Kassel, 2013.
- [132] T. Boßmann, „The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response – A model-based long-term scenario analysis in consideration of structural changes in electricity demand,” Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015.
- [133] T. Gnann, A.-L. Klingler, und M. Kühnbach, „The load shift potential of plug-in electric vehicles with different amounts of charging infrastructure,” *Journal of Power Sources*, Vol. 390, S. 20–29, 2018.
- [134] M. Kühnbach, J. Stute, T. Gnann, M. Wietschel, S. Marwitz, und M. Klobasa, „Impact of electric vehicles: Will German households pay less for electricity?” *Energy Strategy Reviews*, Vol. 32, S. 100568, 2020.
- [135] M. Kühnbach, J. Stute, und A.-L. Klingler, „Impacts of avalanche effects of price-optimized electric vehicle charging – Does demand response make it worse?” *Energy Strategy Reviews*, Vol. 34, S. 100608, 2021.

- [136] United Nations: Department of Economic and Social Affairs: Statistics Division, „Methodology: Standard country or area codes for statistical use (M49) – Geographic regions.” [Online]. Verfügbar unter: <https://unstats.un.org/unsd/methodology/m49/> (abgerufen am 25.03.2021).
- [137] International Energy Agency (IEA), „World Energy Outlook 2019,” 2019.
- [138] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), „TYNDP18 Executive Report: Appendix – Version for consultation,” 2018.
- [139] European Commission, „An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future,” Brüssel, Belgien, Nov. 2020.
- [140] A. de Vita, I. Kielichowska, P. Mandatowa, P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias, L. de Vos, A. Dadkhah, und G. Dekelver, „Technology pathways in decarbonisation scenarios – ASSET (Advanced System Studies for Energy Transition) project,” 2018.
- [141] Danish Energy Agency und Energinet, „Technology Data: Generation of Electricity and District heating – Technology descriptions and projections for long-term energy system planning,” 2016, Version 7 (Update Januar 2020).
- [142] European Commission, „An EU-wide assessment of National Energy and Climate Plans – Driving forward the green transition and promoting economic recovery through integrated energy and climate planning,” Brüssel, Belgien, Sep. 2020.
- [143] Europe Beyond Coal, „Europe’s Coal Exit: Overview of national coal phase-out commitments.” [Online]. Verfügbar unter: <https://beyond-coal.eu/europes-coal-exit/> (abgerufen am 10.03.2021).

