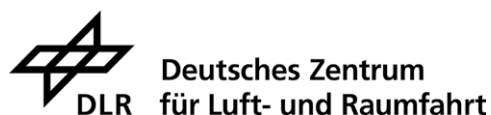


# KURZSTUDIE ZUR ROLLE DER **KWK IN DER ENERGIEWENDE**

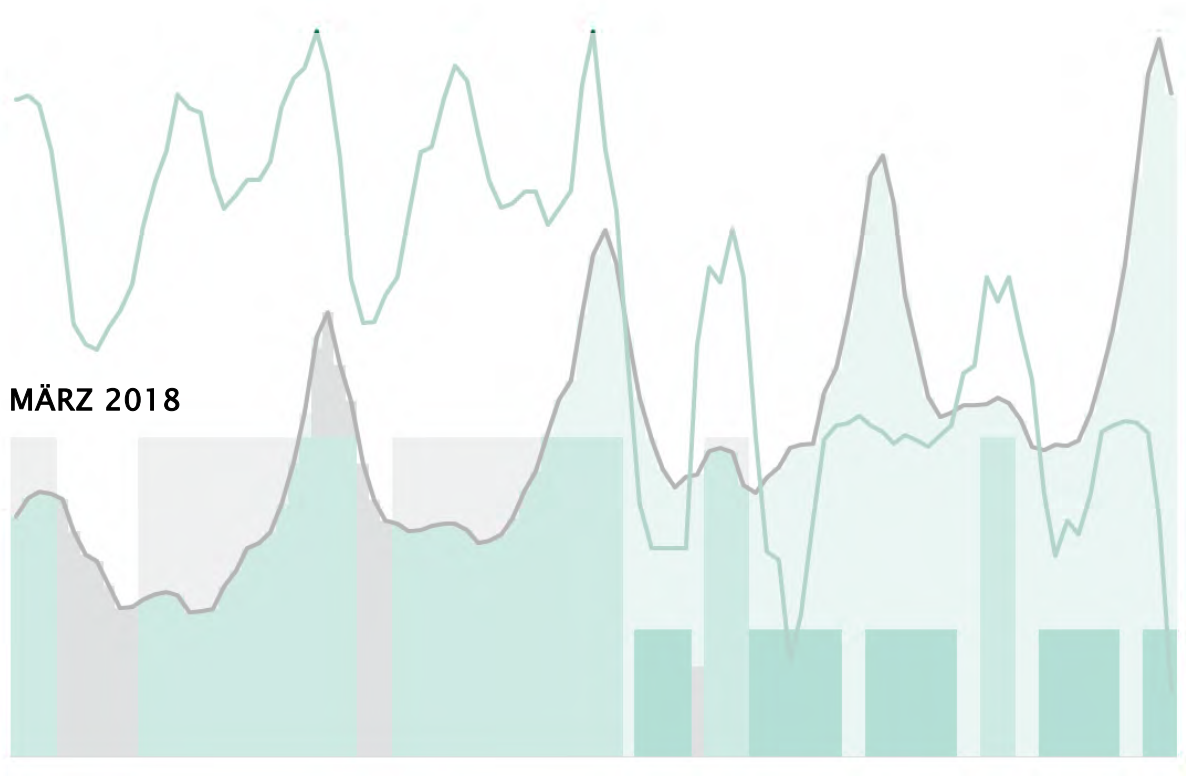
MÄRZ 2018

Im Auftrag von



FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR FERTIGUNGSTECHNIK UND  
ANGEWANDTE MATERIALFORSCHUNG IFAM  
ENERGIESYSTEMANALYSE (EHEMALS BREMER ENERGIE INSTITUT)

## KURZSTUDIE ZUR ROLLE DER KWK IN DER ENERGIEWENDE



**Max Fette (IFAM)**

**Hans Christian Gils (DLR)**

Unter Mitarbeit von:

**Bernd Eikmeier (IFAM)**

**Karin Jahn (IFAM)**

**Karen Janßen (IFAM)**

**Wolfgang Schulz**

**Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM**

Energiesystemanalyse (ehemals Bremer Energie Institut)

Wiener Straße 12 | 28359 Bremen | Germany

Telefon + 49 421 2246-7019 | Fax 2246-300

max.fette@ifam.fraunhofer.de

**DLR-Institut für Technische Thermodynamik**

Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart

Diese Studie wurde vom Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. in Auftrag gegeben.



Bundesverband  
Kraft-Wärme-Kopplung e.V.

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	3
Abbildungsverzeichnis .....	6
Tabellenverzeichnis .....	8
Abkürzungsverzeichnis .....	9
<b>1 Zusammenfassung.....</b>	<b>10</b>
1.1 Ergebnisse Referenz-Szenario .....	11
1.2 Ergebnisse Wärmepumpen-Szenario .....	13
1.3 Ergebnisse KWK-Szenario.....	13
1.4 Schlussfolgerungen.....	17
<b>2 Einführung und Ziele der Kurzstudie .....</b>	<b>19</b>
<b>3 Szenarien-Beschreibung.....</b>	<b>21</b>
3.1 Herleitung der Zeitreihen für Stromerzeugung und Stromnachfrage .....	24
3.2 Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfs in den untersuchten Sektoren .....	27
3.3 Wärmeerzeugung im Referenz-Szenario.....	27
3.4 Wärmeerzeugung im Wärmepumpen-Szenario .....	29
3.5 Wärmeerzeugung im KWK-Szenario.....	30
3.6 Vergleich der Wärmebereitstellung in den Szenarien.....	31
<b>4 Untersuchung des Wärmepumpenbetriebes im Referenz-Szenario.....</b>	<b>32</b>
4.1 Vorgehen .....	32
4.2 Ergebnisse der Untersuchungen zum Referenz-Szenario .....	34
4.2.1 Zusammensetzung des Stroms .....	34
4.2.2 Erforderliche Stromerzeugungskapazitäten.....	35
4.2.3 Zeiträume, in denen zur Versorgung der Wärmepumpen Kraftwerkskapazität oder andere Ausgleichsmaßnahmen nötig sind.....	37
4.2.4 Abschätzung zu Auswirkungen einer extremen Kälteperiode ohne Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien.....	38
4.3 Schlussfolgerungen aus dem Referenz-Szenario.....	40

<b>5</b>	<b>Wärmepumpen-Szenario</b> .....	<b>41</b>
5.1	Zusammensetzung des Wärmepumpenstromes.....	41
5.1.1	Base50-Szenariovariante.....	41
5.1.2	EE50-Szenariovariante.....	42
5.2	Erforderliche Stromerzeugungskapazitäten.....	43
5.2.1	Base50-Szenariovariante.....	43
5.2.2	EE50-Szenariovariante.....	45
5.3	Zeiträume, in denen zur Versorgung der Wärmepumpen Kraftwerkskapazitäten oder andere Ausgleichsmaßnahmen nötig sind.....	46
5.3.1	Base50-Szenariovariante.....	46
5.3.2	EE50-Szenariovariante.....	47
5.4	Abschätzung zu Auswirkungen von extremer Kälteperiode mit keiner Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien.....	48
5.4.1	Base50-Szenariovariante.....	48
5.4.2	EE50-Szenariovariante.....	49
5.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen zu den Wärmepumpen-Szenarien.....	50
<b>6</b>	<b>KWK-Szenario – Einführung</b> .....	<b>52</b>
6.1	Vorgehen bei der Simulierung der KWK in den KWK-Szenarien.....	52
6.1.1	Energiesystemmodell MuGriFlex.....	53
6.1.2	Einsatz MuGriFlex.....	55
6.1.3	Abbildung des KWK-Anlagenparks.....	56
6.1.4	Zusammenfassung der KWK-Modellfälle.....	60
6.1.5	Erstellung Lastkurven Wärme.....	61
6.2	Einfluss der Residuallast auf den Betrieb der Anlagenkomponenten BHKW, Großwärmepumpe und Elektrokessel in den Szenariovarianten.....	61
<b>7</b>	<b>Ergebnisse des KWK-Szenarios</b> .....	<b>63</b>
7.1	Auswirkungen des Szenarios auf den Anlagenbetrieb.....	63
7.2	Auswirkungen der KWK-Systeme auf die Residuallast.....	64
7.2.1	Base50-Szenariovariante.....	64

7.2.2	EE50-Szenariovariante .....	65
7.3	Brennstoffbedarf der KWK-Anlagen .....	66
7.3.1	Abschätzung für eine zu 100% auf Erneuerbaren Energien basierenden Brennstoffversorgung der KWK-Anlagen .....	66
7.4	Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen zum KWK-Szenario .....	67
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen aus den Betrachtungen des Wärmepumpen und KWK-Szenarios.....</b>	<b>70</b>
	<b>Literatur .....</b>	<b>72</b>
<b>Anhang:</b>	<b>Hintergrundinformation zur Power to Gas Technologie für das KWK-Szenario.....</b>	<b>77</b>
	Power to Gas im Energiesystem der Zukunft .....	77
	Nutzung vorhandener Infrastruktur .....	77
	Wirkungsgrade.....	78
	Kosten.....	78

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms im Referenz-Szenario.....	12
Abbildung 2:	Strommix des Wärmepumpenstroms in den Szenarien .....	13
Abbildung 3:	Geordnete Dauerlinien der Residuallast mit unterschiedlichen Ausbaugraden von fluktuierenden Erneuerbaren Energien im KWK-Szenario .....	14
Abbildung 4:	Veränderung der Residuallast, Szenariovarianten Base50 und EE50, dargestellt als geordnete Dauerlinien .....	16
Abbildung 5:	Installierte Stromerzeugungskapazität an fluktuierenden Erneuerbaren Energien 2017 und in den beiden Szenariovarianten „Base50“ und „EE50“ 23	
Abbildung 6:	Erzeugte Strommengen [TWh/a] mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien 2017 und in den beiden Szenariovarianten „Base50“ und „EE50“ 24	
Abbildung 7:	Übersicht REMix-Modell .....	25
Abbildung 8:	Modelliertes Untersuchungsgebiet und regionale Aufteilung (links), betrachtete Technologien (rechts).....	26
Abbildung 9:	Indikative Darstellung des Strommixes für Wärmepumpenstrom für typische Situationen .....	33
Abbildung 10:	Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms im Referenz-Szenario.....	34
Abbildung 11:	Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten im Referenz-Szenario .....	35
Abbildung 12:	Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten im Referenz-Szenario (Ausschnitt) .....	36
Abbildung 13:	Zeitintervalle, in denen Residuallast für längere Zeit überschritten wird (Referenz-Szenario) .....	38
Abbildung 14:	Benötigte Kraftwerksleistung in längeren Kälteperioden (Referenz-Szenario) .....	39
Abbildung 15:	Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms im Wärmepumpen-Szenario (Base50) .....	42
Abbildung 16:	Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms, Wärmepumpen-Szenario (EE50).....	43
Abbildung 17:	Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten, Wärmepumpen-Szenario (Base50) .....	44
Abbildung 18:	Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten, Wärmepumpen-Szenario (Base50) (Ausschnitt) .....	44

Abbildung 19:	Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten, Wärmepumpen-Szenario (EE50).....	45
Abbildung 20:	Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten, Wärmepumpen-Szenario (EE50) (Ausschnitt).....	46
Abbildung 21:	Zeitintervalle, in denen eine bestimmte Residuallast für längere Zeit überschritten wird, Wärmepumpen-Szenario (Base50).....	47
Abbildung 22:	Zeitintervalle, in denen eine bestimmte Residuallast für längere Zeit überschritten wird, Wärmepumpen-Szenario (EE50).....	48
Abbildung 23:	Benötigte Kraftwerksleistung in längeren Kälteperioden (Wärmepumpen-Szenario, Base50) .....	49
Abbildung 24:	Strommix des Wärmepumpenstroms in den Szenarien .....	50
Abbildung 25:	Strommix des Wärmepumpenstroms in den Szenarien .....	51
Abbildung 26:	MuGriFlex-Ablaufplan in der Kurzübersicht .....	53
Abbildung 27:	Einsatzplanung für einige Tage am Beispiel eines Wärmesystems.....	54
Abbildung 28:	Geordnete Dauerlinien der Residuallast mit unterschiedlichen Ausbaugraden von fluktuierenden Erneuerbaren Energien.....	62
Abbildung 29:	Veränderung der Residuallast, KWK-Szenario, Base50 .....	64
Abbildung 30:	Veränderung der Residuallast, KWK-Szenario, EE50 .....	65
Abbildung 31:	Investitionskosten Alkalische Elektrolyse.....	79
Abbildung 32:	Investitionskosten PEM-Elektrolyse.....	79
Abbildung 33:	Gestehungskosten erneuerbares Methan in Abhängigkeit von den Volllaststunden Power to Gas (Strompreis = 0 €/kWh) .....	79
Abbildung 34:	Gestehungskosten erneuerbares Methan in Abhängigkeit von den Voll-laststunden Power to Gas (Strompreis = Day-Ahead-Markt) .....	79



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wärmeerzeugungsmengen in den drei Szenarien.....	11
Tabelle 2:	Durchschnittliche Volllaststunden und Wärmeerzeugungsmengen im KWK-Szenario.....	15
Tabelle 3:	Vergleich des KWK-Einsatzes heute und in der Zukunft.....	17
Tabelle 4:	Übersicht der Szenarien.....	22
Tabelle 5:	Ausbaugrad der fluktuierenden EE heute und in den beiden Szenariovarianten.....	23
Tabelle 6:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Wärme (Sektoren PHH+GHD) .....	27
Tabelle 7:	Wärmeerzeugungsmengen im Referenz-Szenario.....	28
Tabelle 8:	Strommengen (Erzeugung und Bedarf) im Referenz-Szenario .....	29
Tabelle 9:	Wärmeerzeugungsmengen in den Wärmepumpen-Szenarien.....	30
Tabelle 10:	Wärmeerzeugungsmengen im KWK-Szenario.....	31
Tabelle 11:	Wärmeerzeugungsmengen in den drei Szenarien.....	31
Tabelle 12:	Vergleich dezentrale Wärmepumpe mit zentralen Großwärmepumpen .....	58
Tabelle 13:	Zusammenfassung KWK-Modellfälle im Szenariojahr 2050.....	60
Tabelle 14:	Durchschnittliche Volllaststunden und Wärmeerzeugungsmengen im KWK-Szenario.....	63
Tabelle 15:	Vergleich des KWK-Einsatzes heute und in der Zukunft.....	68
Tabelle 16:	Entwicklungspfade für Wirkungsgrade Power to Gas: Wasserstoff und Methan.....	78

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
B.KWK	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung
Base50	Basis-Szenario in Bezug auf den Ausbau der flukt. EE bis 2050
BHKW	Blockheizkraftwerk
CH <sub>4</sub>	Methan
COP	Coefficient of Performance bzw. Arbeitszahl der Wärmepumpen
EE	erneuerbare Energien
EE50	Szenario mit stärkerem Ausbau der flukt. EE bis 2050
EE-KWK	mit Erneuerbaren Brennstoffen betriebene KWK
EK	Elektrokessel
GHD	Gewerbe Handel Dienstleistungen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
IFAM	Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
JAZ	Jahresarbeitszahl
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MHKW	Müllheizkraftwerk
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PHH	Private Haushalte
PtG	Power to Gas
PtH	Power to Heat
TWh	Terawattstunde
WP	Wärmepumpe

## 1 Zusammenfassung

Die Energiewende ist im Strombereich bereits weit fortgeschritten und auch im Wärmebereich sind große Veränderungen unabdingbar, um die Klimaziele zu erfüllen. Die vorliegende „Kurzstudie zur Rolle der KWK in der Energiewende“ ist aus der Erkenntnis motiviert, dass diese Veränderungen in den Sektoren Strom und Wärme zwangsweise einen großen Einfluss auf die Betriebsweise oder sogar die Existenzberechtigung der Kraft-Wärme-Kopplung als zentrale Sektorkopplungstechnologie haben. Dieser Einfluss soll, auch im Vergleich zum Einsatz der elektrischen Wärmepumpen, welche eine andere Art von Kopplung der Sektoren Strom und Wärme darstellen, untersucht werden.

Für die Versorgung mit Niedertemperaturwärme in den Bereichen private Haushalte (PHH) und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) werden Wärmepumpen in der Zukunft eine deutlich größere Rolle einnehmen. Diese Rolle wird in einigen Studien als zentral für die Wärmeversorgung angesehen, mit der Begründung, dass Wärmepumpen mit Strom aus Erneuerbaren Quellen betrieben werden. Dabei wird allerdings oft nicht ausreichend hinterfragt, zu welchen Zeiten und in welchen Mengen der Strom aus Erneuerbaren Quellen tatsächlich zur Verfügung steht.

Einige Auswirkungen, die eine solche „Wärmepumpen-Strategie“ auf den Strommarkt haben würde, sollen deshalb anhand dieser Studie mit den Auswirkungen einer alternativen „KWK-Strategie“ verglichen werden, in der ein sehr hoher Anteil des Wärmebedarfes von KWK-Systemen, die neben KWK-Anlagen auch Großwärmepumpen und Elektrokessel beinhalten, bereitgestellt wird.

Als Basis für diese beiden Extrem-Szenarien dient dabei ein Referenz-Szenario, welches auf Ergebnissen von umfangreichen, im DLR-Institut für Technische Thermodynamik durchgeführten Modellierungen aufbaut (siehe Kapitel 3.1). Das Referenz-Szenario basiert dabei auf einer moderaten Entwicklung der KWK und der dezentralen Wärmepumpen sowie einem vergleichsweise moderaten Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien („Base50“, vergleiche Abbildung 5). Da einerseits der im Wärmepumpen-Szenario deutlich stärkere Wärmepumpenausbau erheblich mehr Strom benötigt und um andererseits für beide Szenarien einen zusätzlichen Vergleichsmaßstab für einen möglichen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zu bekommen, wird jeweils in einer weiteren Szenariovariante („EE50“) ein stärkerer Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien angenommen.

Allen Szenarien gemeinsam ist, dass sie einen Zeitraum beschreiben, der einem Jahr in einem „fortgeschrittenen Stadium der Energiewende“ entspricht. In den Berechnungen des DLR wird dieses Stadium im Jahr 2050 erreicht. Ob dies in der Praxis dann früher oder später der Fall ist, ist für die Ergebnisse dieser Arbeit nicht entscheidend.

Die in Kapitel 3 vorgenommene Aufteilung der Wärmeherzeugung auf die Technologien „KWK-System“, dezentrale Wärmepumpe und Erneuerbare Energie wird als Übersicht in der folgenden Tabelle gezeigt:

Tabelle 1: Wärmeezeugungsmengen in den drei Szenarien

Anlage	Wärmebereitstellung [TWh/a]		
	Referenz-szenario	Wärmepumpen-Szenario	KWK-Szenario
<b>KWK-Systeme<sup>1</sup></b>	<b>121</b>	<b>72</b>	<b>274</b>
davon KWK	102	62	147 / 86 <sup>2</sup>
davon Gaskessel	14	9	- <sup>3</sup>
davon Elektrokessel	5	1	15 / 16 <sup>2</sup>
davon Großwärmepumpen	-	-	112 / 172 <sup>2</sup>
<b>dezentrale Wärmepumpen</b>	<b>53</b>	<b>233</b>	<b>53</b>
<b>Erneuerbare Energien (ohne EE Strom)<sup>4</sup></b>	<b>283<sup>5</sup></b>	<b>146</b>	<b>146</b>
<b>Summe</b>	<b>457</b>	<b>451</b>	<b>473</b>
Summe ohne Wärmeverluste der Wärmenetze	444	444	444

### 1.1 Ergebnisse Referenz-Szenario

Die Zusammensetzung des Stromes aus Grenzkraftwerken, der zu Zeiten der Nachfrage nach Wärmepumpenstrom zur Verfügung steht, zeigt die folgende Abbildung 1.

<sup>1</sup> Inkl. der Wärmeverluste der Wärmenetze

<sup>2</sup> Base 50 bzw. EE50 Szenariovariante

<sup>3</sup> In diesem Szenario nicht vorgesehen

<sup>4</sup> Solarthermie und Biomasse

<sup>5</sup> In dieser Zahl ist auch die Wärmeezeugung aus anderen, in dieser Simulation nicht abgebildeten Wärmeezeugern enthalten.

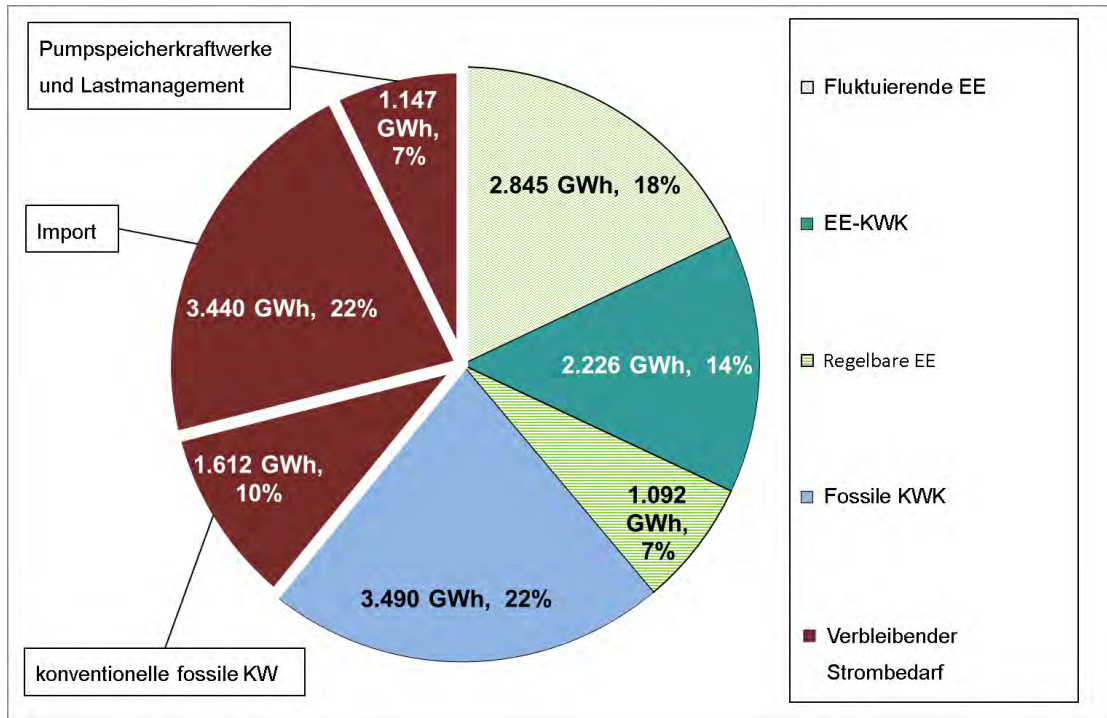


Abbildung 1: Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms im Referenz-Szenario

Es ist zu sehen, dass in diesem Szenario nur 18% direkt aus Windkraft und Photovoltaik stammen und nur knapp 40% des Stroms für die Wärmepumpen direkt aus erneuerbaren Quellen (fluktuierende Erneuerbare Energien, EE-KWK und regelbare Erneuerbare Energien). 22% kommen aus fossiler KWK und die restlichen 39% aus weiteren Quellen (fossile Kraftwerke, Import, Pumpspeicherkraftwerke, andere Ausgleichsmaßnahmen). Zu beachten ist, dass die letztgenannten 39% ebenfalls Erneuerbare Energien enthalten. So stammen die 7% Strom aus Pumpspeicherkraftwerken und Lastmanagement in diesem Szenario ebenfalls vollständig aus Erneuerbaren Quellen und der importierte Strom wird ebenfalls erneuerbare Anteile enthalten (siehe Kapitel 4.2.1). In der Summe ergeben sich damit unter Berücksichtigung aller aufwändigen Speicherketten und Aufbereitungsschritte Anteile von Strom aus Erneuerbaren Energien von mindestens 47% und KWK-Strom von 22%. Für die verbleibenden rund 32% sind fossile Kraftwerke sowie Stromimporte vonnöten. Letzteres muss auch unter dem Blickwinkel gesehen werden, dass 2050 alle Nachbarländer ähnlich hohen Ansprüchen und Engpässen ausgesetzt sind, so dass der Zugang zu Importen eher von momentan sinnvollen Belastungsausgleichen abhängen wird.

Eine Untersuchung der Stunden, in denen die höchste Wärmepumpenlast nachgefragt wird, ergibt, dass in diesen Stunden kein Strom aus erneuerbaren Quellen für die Wärmepumpen zur Verfügung steht, sondern dass fossile KWK-Anlagen und in großem Maße weitere konventionelle Kraftwerke bzw. Ausgleichsmaßnahmen bereit gehalten werden müssen (siehe Kapitel 4.2.2).

In Abschnitt 4.2.3 wird gezeigt, dass die Wärmepumpenlast, die nicht von Erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, nicht nur hin und wieder für wenige Stunden auftritt, sondern dass es beispielweise 20 Zeitperioden in einem typischen Jahr gibt, welche jeweils 20 Stunden oder länger andauern und in denen die nicht durch Erneuerbare Energien abdeckbare Last 2,5 GW übersteigt.

Die Frage, woher der Wärmepumpenstrom bei einer „Dunkelflaute“ kommt, wird in Abschnitt 4.2.4 adressiert. Hier zeigt sich, dass die fluktuierenden Erneuerbare Energien eine Leistung von mehr als 36 GW generieren müssten, um auch am kältesten Tag des Jahres einen Beitrag zur Stromversorgung der Wärmepumpen leisten zu können.

## 1.2 Ergebnisse Wärmepumpen-Szenario

In der folgenden Abbildung wird der ermittelte Strommix, der von den Wärmepumpen in den beiden Szenariovarianten (Base50 und EE50) nachgefragt wird, zusammen mit dem Strommix des Referenz-Szenarios gezeigt:

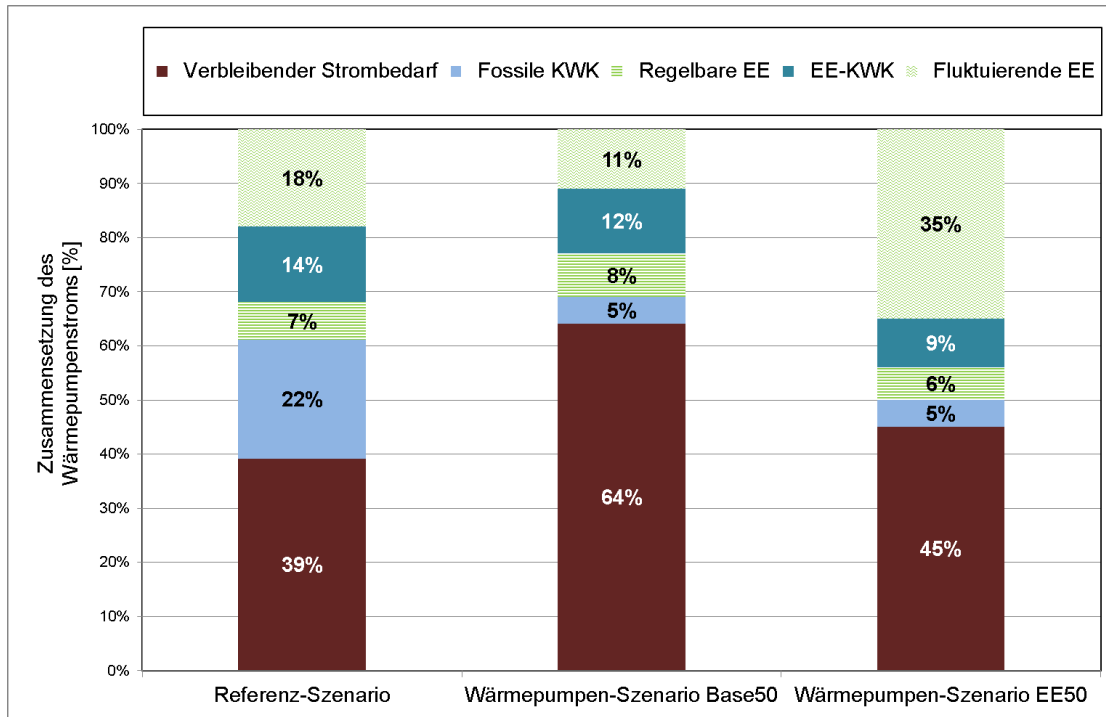


Abbildung 2: Strommix des Wärmepumpenstroms in den Szenarien

Ein Vergleich der Szenariovarianten Base50 und EE50 macht deutlich, dass eine intensiviertere Wärmepumpenstrategie mit einem hohen Ausbau an Windkraft und Photovoltaik (EE50) verbunden sein muss, denn nur dann wird ein akzeptabler Stromerzeugungsanteil der Erneuerbaren Energien erreicht. Wie Abbildung 2 zeigt, muss auch in diesem Fall noch beinahe die Hälfte des Stroms aus anderen Quellen bereitgestellt werden als aus Erneuerbaren Energien oder KWK ohne Zwischenspeicherung.

In Abschnitt 5.2 wird gezeigt, dass bei beiden Szenariovarianten in mehr als 50 Stunden des Jahres eine Leistung von rund 30 GW bereitgehalten werden muss, die nicht durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann.

Die Abschätzungen zum Thema „Dunkelflaute“ zeigen, dass in einer Situation mit kalter Witterung und keiner bzw. sehr geringer Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien der Strom für Wärmepumpen in allen Szenarien bzw. Szenariovarianten nur durch konventionelle Kraftwerke bzw. andere Maßnahmen gedeckt werden kann.

## 1.3 Ergebnisse KWK-Szenario

Um die große Bandbreite der am Markt eingesetzten KWK-Anlagen modellieren zu können, werden vier typische, für das ganze Anlagenspektrum als repräsentativ erachtete Anlagentypen und Kombinationen mit Speichern abgebildet. Dabei handelt es sich um folgende Versorgungsfälle:

- Wärmenetz

- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) bzw. großes MFH
- Kleines Mehrfamilienhaus (MFH)
- Einfamilienhaus (EFH)

Die größeren, wärmenetz-gebundenen KWK-Anlagen repräsentieren dabei vier Fünftel der Wärmebereitstellung aller KWK-Systeme, auf die nächstgrößere Anlagenklasse entfallen rund 17%. Die kleineren KWK-Anlagen bis rund 20 kW<sub>el</sub> erreichen trotz relevanter Stückzahl aufgrund der deutlich geringeren Anlagenleistung naturgemäß nur kleine Anteile an der Wärmeerzeugung.

Die Modellierung der Anlagen orientiert sich an den Residuallastanforderungen, die für die beiden Ausbauvarianten der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Abbildung 3 dargestellt sind. Damit wird eine systemdienliche Betriebsführung der KWK-Systeme abgebildet, die eine Verdrängung von EE-Strom durch die KWK-Anlagen vermeidet und gleichzeitig die Nutzung des „überschüssigen“ EE-Stroms zu anderen Zeiten durch die Wärmepumpen und Elektrokessel maximiert. Bei der Optimierung werden die Wärmespeicher genutzt, um eine gewisse zeitliche Entkopplung der Stromnachfrage bzw. des Angebotes von der zu deckenden Wärmelast zu erreichen.

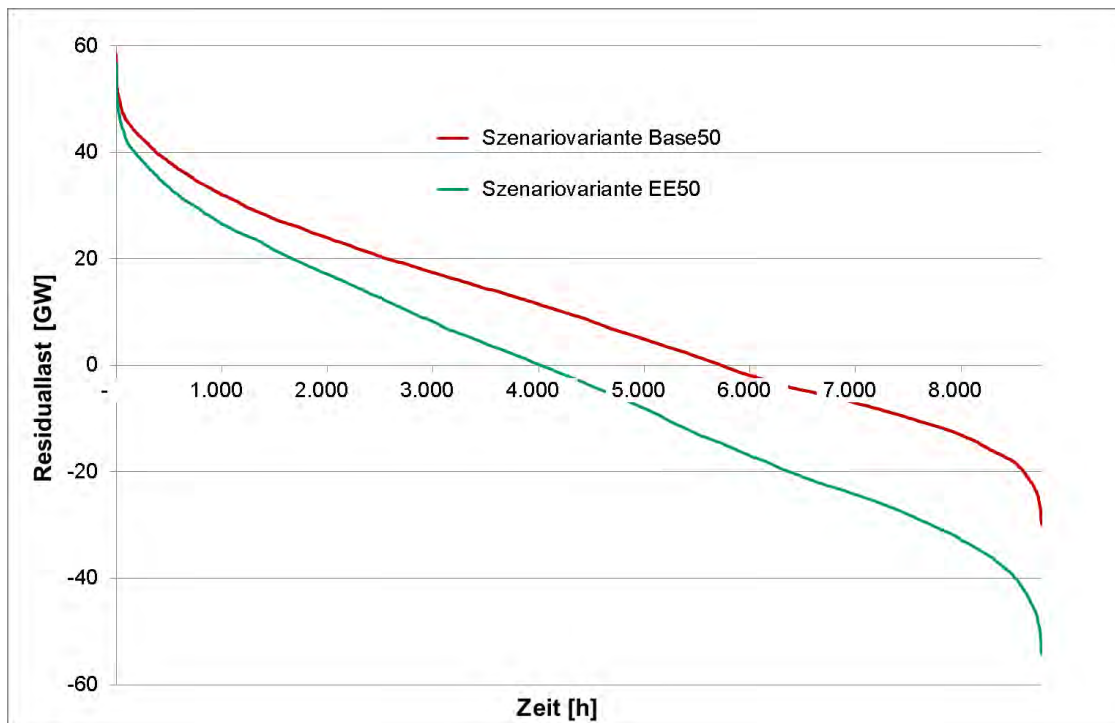


Abbildung 3: Geordnete Dauerlinien der Residuallast mit unterschiedlichen Ausbaugraden von fluktuierenden Erneuerbaren Energien im KWK-Szenario

In Tabelle 2 ist dargestellt, auf welche Volllaststunden die Komponenten des KWK-Systems kommen und welche Anteile an der Wärmeerzeugung sie jeweils erreichen. Die Betriebsstundenzahl der KWK-Anlage sinkt im Vergleich zu heutigen Werten deutlich und umso mehr, je intensiver der Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien erfolgt. Einen zunehmend gewichtigeren Teil der Wärmebereitstellung in den KWK-Systemen übernehmen dann Großwärmepumpen, die als ergänzende Komponenten eingesetzt werden, um Strom aus Erneuerbaren zu Zeiten negativer Residuallast zu nutzen. Anders als dezentrale Elektrowärmepumpen laufen sie also nur, wenn 'überschüssiger' Strom aus fluktuierender Erzeugung vorhanden ist.

Tabelle 2: Durchschnittliche Volllaststunden und Wärmeerzeugungsmengen im KWK-Szenario

Anlage	Base50	EE50
<b>Volllaststunden [h/a]</b>		
KWK-Anlagen	2.000	1.200
Großwärmepumpen	1.900	2.900
Elektrokessel	200	250
<b>Wärmebereitstellung [TWh/a]</b>		
KWK-Anlagen	147	86
Großwärmepumpen	112	172
Elektrokessel	15	16
Summe <sup>6</sup>	<b>274</b>	<b>274</b>
<b>Wärmebereitstellung [%]</b>		
KWK-Anlagen	54%	31%
Großwärmepumpen	41%	63%
Elektrokessel	5%	6%
Summe	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Die Abbildung 4 zeigt, wie sich die Residuallast in den beiden Szenariovarianten durch die KWK-Systeme verbessern ließe.

Es ist zu sehen, dass in beiden Ausbauvarianten der fluktuierenden Erneuerbaren Energien, die KWK-Systeme in der Lage sind, sowohl die Spitzen der positiven und negativen Residuallasten, als auch die Summe der Stromdefizite bzw. -überschüsse sehr deutlich zu reduzieren. Die Reduktion der Residuallasten bzw. Stromdefizite und -überschüsse beträgt dabei zwischen rund 50 und 75% (siehe Abschnitt 7.2).

<sup>6</sup> inkl. der Wärmeverluste der Wärmenetze



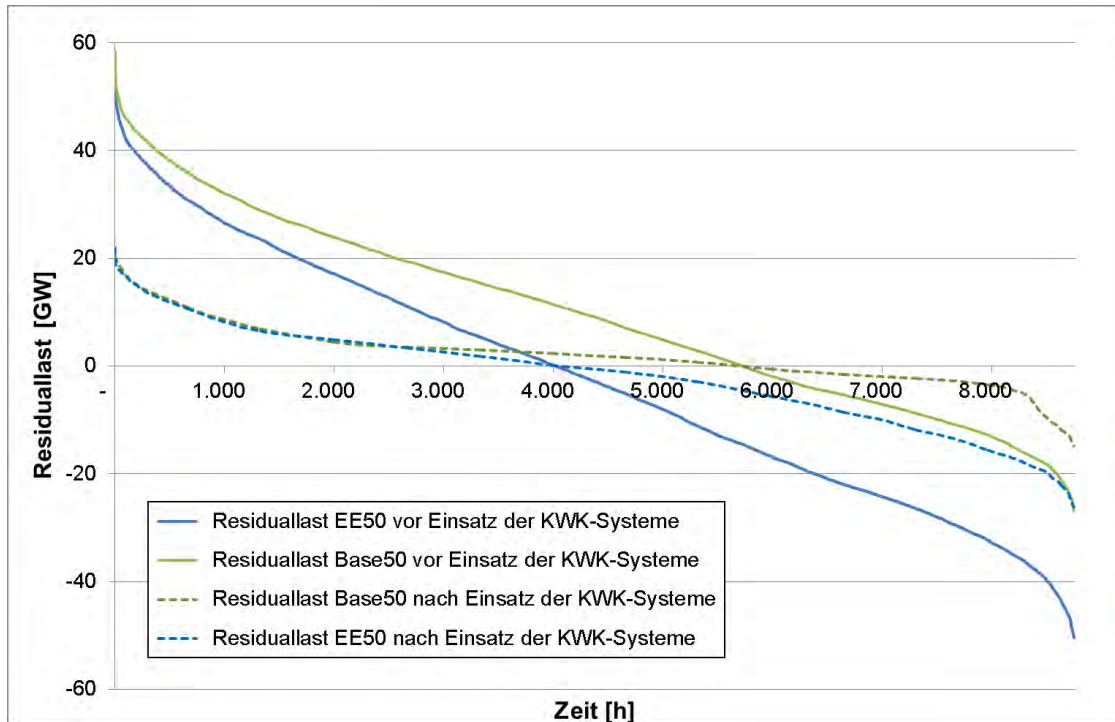


Abbildung 4: Veränderung der Residuallast, Szenariovarianten Base50 und EE50, dargestellt als geordnete Dauerlinien

Um abzuschätzen, inwieweit der Brennstoffbedarf der KWK-Anlagen in den Szenariovarianten aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden kann, wurde angenommen, dass der erneuerbare KWK-Brennstoff, der im Referenz-Szenario eingesetzt wird, auch in den KWK-Szenariovarianten zur Verfügung steht. Dieser reicht in der Base50 Szenariovariante bei weitem nicht aus um die erheblich höheren Wärme- und Strommengen bereitzustellen.

Synthetisches Gas aus Power-to-Gas-Anlagen (PtG) könnte in dieser Szenariovariante ebenfalls nicht aus „überschüssigem“ Strom erzeugt werden, da PtG-Anlagen jährliche Betriebsstunden von mindestens rund 4.000 benötigen welche nicht zur Verfügung stehen (siehe Zeitraum mit negativer Residuallast nach Einsatz der KWK-Systeme in Abbildung 4). Anders sieht es in der EE50-Szenariovariante aus, wo die geringeren Betriebszeiten der KWK-Anlagen bewirken, dass der im Referenz-Szenario zu Grunde gelegte Brennstoff aus erneuerbaren Quellen bereits 79% des Bedarfes im KWK-Szenario abdecken kann. Zusätzlich besteht über mehr als 4.000 Stunden des Jahres eine verbleibende negative Residuallast, die für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen genutzt werden könnte. Je nach Ausbaugrad der fluktuierenden Erneuerbaren Energien würden die Betriebsstunden der KWK-Anlagen weiter sinken und der Einsatz der PtG möglicherweise steigen, sodass der zur Verfügung stehende erneuerbare Brennstoff für den Betrieb der KWK-Anlagen ausreichen könnte, oder sogar weiteren Anwendungsfällen (Industrie, Verkehr, Rohstoffketten etc.) oder Exporten zur Verfügung gestellt werden könnte.

Die folgende Tabelle fasst die Erwartungen des gegenüber heute veränderten KWK-Einsatzes zusammen:

Tabelle 3: Vergleich des KWK-Einsatzes heute und in der Zukunft

	Einsatz der KWK-Anlagen	
	Heute	Zukunft
Volllaststunden	hoch	niedriger
Wärmemenge (Anteil)	hoch	niedrig
Beitrag zum Ausgleich der Residuallasten / Systemdienstleistungen	niedrig	hoch
Verdrängung von Strom aus Kohle- und Gas-Kraftwerken	meistens	Zu Zeiten nicht ausreichender EE-Stromerzeugung eine sehr effiziente Möglichkeit, die verbleibende Last zu decken
Anteil Brennstoff aus erneuerbaren Quellen	niedrig	hoch bzw. 100%

#### 1.4 Schlussfolgerungen

Aus den in dieser Kurzstudie vorgestellten Simulationen geht hervor, dass die forcierte Wärmepumpenstrategie einige gravierende Nachteile mit sich bringt. Die direkte Nutzung von Windkraft und Photovoltaik kann wegen der Zeitstruktur des Strombedarfs der Wärmepumpen nur begrenzt zur Bedarfsdeckung beitragen, auch wenn hierfür ein verstärkter Ausbau unterstellt wird. Erhebliche Strommengen müssten durch den Betrieb von konventionellen (evtl. fossil befeuerten) Kraftwerken oder durch Importe abgedeckt werden. Ob die im Rahmen des Wärmepumpen-Szenarios benötigten Strommengen importiert werden könnten, konnte im Rahmen dieser Studie nicht geprüft werden.

Die Wärmepumpen verursachen in annähernd 1.000 Stunden eine Last von über 18 GW (siehe Abbildung 19) bei einem Maximalwert von 53 GW. Da Maximalwerte regional und überregional synchron zu erwarten sind, verbergen sich hierin auch hohe Anforderungen an die elektrische Infrastruktur.

Dagegen zeigt sich bei einer intensivierten KWK-Strategie, dass die aus der Zeitstruktur des konventionellen Strombedarfs bei vorrangiger Nutzung fluktuierender Erzeugung entstehende Residuallast über das ganze Jahr zu einem deutlichen Ausgleich geführt werden kann. Dies gilt für den dargestellten Fall, dass die KWK-Systeme flexibel eingesetzte Wärmepumpen und Elektroheizer beinhalten (siehe Abbildung 29 und Abbildung 30). Sowohl die hier modellierten Großwärmepumpen als auch die Elektroheizer würden nur bei negativer Residuallast (Stromüberschüsse) und das KWK-Modul lediglich bei positiver Residuallast (Strommangel) laufen. Allerdings müssen für das post-fossile Zeitalter die fluktuierenden Erneuerbaren Energien in einem solchen Maße ausgebaut werden, dass die entstehenden Stromüberschüsse nicht nur die Großwärmepumpen und Elektrokessel versorgen können, sondern – falls die erneuerbaren Brennstoffe für den verbleibenden KWK-Anlagenbetrieb nicht ausreichen – darüber hinaus auch Power-to-Gas-Anlagen.

Die Summe des von den Power-to-Gas-Anlagen erzeugten Brennstoffs mit den zur Verfügung stehenden anderen Erneuerbaren Brennstoffen würde in der EE50-Szenariovariante annähernd ausreichen, um den Brennstoffbedarf der KWK-Module zu decken, nicht aber in der Base50-Szenariovariante.

Voraussetzung dafür ist der Aufbau von entsprechenden KWK-Systemen: Die Investitionen in den Wärmenetzausbau als sehr langlebiges Infrastrukturgut bildet dabei für die KWK-Strategie neben dem Zubau der KWK-Anlagen die zentrale Herausforderung, die eine geeignete politische Flankierung erfordert. Die Ergänzung durch flexible Wärmepumpen würde zeitlich später vorgenommen werden können, wenn die Strompreise stärker gemäß den Residuallastverhältnissen schwanken. Die Betriebszeiten der KWK würden im Zuge des Ausbaus der fluktuierenden Stromerzeugung nach und nach weiter sinken. Dafür erzeugen die KWK-Anlagen jedoch Strom zu Zeiten, in denen wegen fehlender Stromerzeugung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien höhere Preise zu erwarten sind.

Die Rolle der KWK in der Energiewende würde sich somit im Zuge einer Entwicklung, die bis zu der vom EE50-Szenario beschriebenen, weitgehenden Deckung des Energiebedarfs aus erneuerbaren Quellen führt, deutlich verändern:

Der intensive Zu- und Ausbau von KWK-Anlagen und netzgebundenen Wärmesystemen zielt zunächst auf die vorrangige Nutzung des KWK-Prozesses für die Wärmebereitstellung und würde sich dadurch bereits auf dem Weg zu der CO<sub>2</sub>-armen Zukunft positiv auf die Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz auswirken. Da die Referenzsysteme der KWK (insbesondere auf der Stromseite) aber zunehmend weiter dekarbonisiert werden, ist eine „automatische“ CO<sub>2</sub>-Reduktion längerfristig immer weniger gegeben. Deshalb ist auf Dauer eine systemdienliche, flexible Betriebsführung – wie hier modelliert – erforderlich, um zu vermeiden, dass die KWK EE-Strom verdrängt.

Ähnliches gilt analog für den Betrieb der Wärmepumpen: Wenn diese nur zu Zeiten mit Stromüberschuss betrieben werden (wie hier ebenfalls modelliert), steigt der Anteil der mit Wärmepumpen erzeugten erneuerbaren Wärme mit steigendem Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Dies ist jedoch nur möglich, wenn auch die Wärmepumpen in Verbindung mit großen Wärmespeichern betrieben werden und ein weiterer Wärmeerzeuger für die Zeiten mit positiver Residuallast (Strommangel) zur Verfügung steht. Wenn dieser weitere Wärmeerzeuger eine KWK-Anlage ist, werden sowohl der Wärme- als auch der Strombedarf zu diesen Zeiten auf effiziente Weise und bestenfalls mit erneuerbaren Brennstoffen adressiert.

## 2 Einführung und Ziele der Kurzstudie

Die in Deutschland eingeleitete Energiewende wurde zunächst und vor allem als Stromwende verstanden, die den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen vorantreibt. Konsens war allerdings, dass daneben gleichrangig das Ziel der Steigerung der (Primär-) Energieeffizienz verfolgt werden muss und, dass die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) dazu einen entscheidenden Beitrag leisten kann. Der Ausbau der KWK wird bei dem inzwischen erreichten Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zunehmend in Frage gestellt: Weil eine umfassende Dekarbonisierung innerhalb der nächsten Jahrzehnte, wie sie die 2015 in Paris beschlossenen Klimaschutzziele erfordern, auch den Niedertemperatur-Wärmebereich einschließen muss, wird in einer Reihe von Studien und Gutachten eine Sektorenkopplung propagiert, die eine zügige Ausweitung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne mit einem massiven Einsatz von dezentralen Elektro-Wärmepumpen zur flächendeckenden Beheizung des Gebäudebestands verbindet. Aus der Sicht einer solchen Strategie für die Dekarbonisierung des Wärmebereichs kann die KWK als 'Sackgassentechnologie' erscheinen, die es mittelfristig abzulösen gilt. Denn der Ausbau der KWK konkurriert um die Deckung des Heizwärmebedarfs im Gebäudebestand mit besagten dezentralen Wärmepumpen – und würde aus dieser Perspektive als gasbasierte Strategie selbst bei Flexibilisierung der KWK-Anlagen mittels Wärmespeicher und dadurch ermöglichter stromorientierter Fahrweise der alten, fossilen Welt verhaftet bleiben.

Beispielhaft für eine solche Konzeption steht die Studie „Sektorkopplung durch die Energiewende“ von [Quaschnig 2016], die unter den Zielvorgaben der Klimaschutzkonferenz in Paris eine sehr hohe Elektrifizierung des Wärmesektors sowie des Mobilitätsbereichs in relativ kurzer Zeit fordert und als Konsequenz ein Verbot von neuen KWK-Anlagen ab 2020 verlangt. Die Perspektive der fast kompletten Verdrängung von Heizkesseln, sowie von KWK-Wärme durch Strom-Wärmepumpen (WP) findet sich auch in einer Studie für AGORA Energiewende [AGORA 2017]. Energiepolitisches Resultat ist hier die Forderung nach baldiger Schließung der in der Studie diagnostizierten "Wärmepumpenlücke" in einer Größenordnung von einigen Millionen Anlagen bis 2030. Das knüpft an frühere Gutachten und Studien an, die auch von einem raschen Übergang zu Elektro-WP im Zuge der Energiewende ausgingen (vgl. etwa: [Fraunhofer ISE 2015], [UBA 2010]).

Die skeptische Einschätzung der Langfristperspektive der KWK bei wachsenden erneuerbaren Anteilen im Strom- und Wärmemarkt wird von verschiedenen Studien geteilt, deren Ergebnisse in einem vom Bundesministerium für Wirtschaft auf seiner Internetseite verbreiteten Papier zur langfristigen Rolle und Modernisierung der KWK zusammenfassend dargestellt sind [Fraunhofer ISI 2017]. Hier wird der fossilen KWK die Rolle einer 'Brückentechnologie' zugesprochen, deren Bedeutung nach 2030 mit weiter wachsenden Anteilen von erneuerbaren Energien deutlich abnehmen wird und die bis 2050 auslaufen kann, weil sie dann keinen Vorteil mehr gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung aufzuweisen hat. Die mögliche Überführung einer gasbasierten KWK-Strategie in ein System, das den Brennstoff aus Erneuerbaren mittels 'Power to Gas'-Technologien bereitstellt, wird nicht untersucht.

In jüngster Zeit wurden einige Untersuchungen und Stellungnahmen veröffentlicht, die sich gegen eine Sektorenkopplung wenden, die allein auf die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung (und anderer Sektoren) abstellt (vgl.: [dena 2017b]; [ESYS 2017], [INES/BWE 2017], [DVGW 2017]). Im Hinblick auf den Wärmesektor wird hier vor allem auf die Gas-Infrastruktur abgehoben, die gute Voraussetzungen auch für eine vollständige Dekarbonisierung bietet, weil längerfristig die Überführung eines Teils des fluktuierenden Stroms aus Erneuerbaren in eine chemisch speicherbare Form mittels Power to Gas als unerlässlich angesehen wird. KWK-Anlagen werden dabei als ein technisches Element von mehreren gesehen und stehen inso-

fern nicht im Zentrum der Untersuchung. Wie sich die KWK in ein solches Konzept der Sektorkopplung bis zur völligen Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors integrieren kann, bleibt offen.

Vor diesem Hintergrund soll die vorliegende Kurzstudie in Form einer vergleichenden Szenarioanalyse darstellen, wie eine ambitionierte KWK-Strategie mit dem Ziel einer vollständigen bzw. weitgehenden Dekarbonisierung im Vergleich zu der Alternative eines flächendeckenden Einsatzes von elektrischen Wärmepumpen aussehen kann.

Weil es hier im Kern um verschiedenartige Strategien zur künftigen Deckung des nach der unterstellten wärmetechnischen Sanierung des Gebäudebestands verbleibenden Niedertemperaturwärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser geht, der schwerpunktmäßig in den Sektoren 'Private Haushalte' und 'Gewerbe Handel Dienstleistungen' verortet ist, kann sich der Vergleich auf diesen Wärmebedarf konzentrieren. (Auf eine getrennte Modellierung des Industriesektors kann deshalb zugunsten der Übernahme der Daten aus einem Referenz-Szenario verzichtet werden.)

Die WP-Strategie beginnt zwar mit dem aktuellen Strom-Mix mit noch hohen fossilen Anteilen, kann aber auf eine Dekarbonisierung durch den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren setzen. Zu prüfen ist, in welchem Maße dies bei der zeitlichen Struktur des Bedarfs im Wärmebereich und dem Angebot an Strom aus Erneuerbaren gelingen kann. Auch die KWK-Strategie basiert zunächst noch weitgehend auf dem Einsatz von fossilem Gas und muss dann in ein System übergehen, in dem der Brennstoff aus Erneuerbaren bereitgestellt wird. Zu fragen ist hier, unter welchen Bedingungen dann noch ein sinnvoller Einsatz der KWK möglich ist.

Beide Strategien setzen voraus, dass neben den begrenzten direkten Beiträgen von Erneuerbaren zur Deckung des Heizwärmebedarfs (z.B. Biomasse, Solarthermie) künftig vor allem Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren genutzt werden muss: Da die Wasserkraft in Deutschland kaum ausbaufähig ist, die energetische Nutzung von heimischer Biomasse rasch an Grenzen stößt und Alternativen wie tiefe Geothermie, Solarthermie etc. nur sehr begrenzte Zuwächse erwarten lassen, muss der künftige Zuwachs im Wesentlichen von den inzwischen relativ kostengünstigen fluktuierenden Energien ‚Windstrom‘ sowie ‚Photovoltaikstrom‘ geleistet werden. Elektrizität aus Wind und Sonne wird damit zu einer Art neuen ‚Primärenergie‘, die in den beiden Strategien allerdings in unterschiedlicher Weise genutzt wird.

Ziel ist das Aufzeigen von Vor- und Nachteilen der beiden untersuchten technikbasierten Strategien für die im Interesse einer vollständigen Dekarbonisierung vehement geforderten Wärmewende. Dabei ist im Rahmen dieser Kurzstudie keine vollständige und quantifizierte Auflistung von Kosten und Nutzen beabsichtigt; wohl aber eine qualitative Beurteilung der wesentlichen Strategieelemente, die Grundlage für die notwendige energiepolitische Wahl zwischen den Strategien sein kann.

### 3 Szenarien-Beschreibung

Um die Stärken und Schwächen einer Wärmeversorgung mit den Sektorkopplungs-Technologien Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmepumpen aufzuzeigen, wurde vom Auftraggeber die Betrachtung von Szenarien gewünscht, in denen jeweils eine dieser Technologien einen großen Anteil an der Wärmeversorgung übernimmt.

Zur besseren Einordnung wird ein **Referenz-Szenario** erstellt, in dem sowohl Wärmepumpen als auch die Kraft-Wärme-Kopplung eine erhebliche Bedeutung im Wärmemarkt erhalten. Die Intention dieses Szenarios ist, mögliche Entwicklungen aufzuzeigen, die sich durch Klimaschutzbemühungen ergeben werden. Dazu gehören u.a. eine moderate Entwicklung der KWK und der dezentralen Wärmepumpen sowie ein vergleichsweise moderater Ausbau der erneuerbaren Energien („**Base50**“, vergleiche Abbildung 5). Im Referenz-Szenario erzeugen EE in der Summe 80% des benötigten Stroms (für konventionelle Nutzung, Elektromobilität und dezentrale Wärmepumpen). Die Abbildung dieser Entwicklungen beruht im Wesentlichen auf Zahlenreihen, die das IFAM vom DLR-Institut für Technische Thermodynamik (Stuttgart) zur Verfügung gestellt bekommen hat. Ihre Herleitung wird im Abschnitt 3.1 näher beschrieben.

Ein deutlich stärkerer Ausbau einerseits der KWK und andererseits der Wärmepumpen wird ebenfalls in je zwei Szenarien abgebildet. Dabei werden auf Wunsch des Auftraggebers bewusst sehr ambitionierte Ausbaupfade angesetzt, um die Unterschiede der Strategien und die jeweiligen Vor- und Nachteile deutlich herausarbeiten zu können. Im **Wärmepumpen-Szenario** erreicht der Ausbau dieser Technik als dezentrale Versorgungsoption ein rund vierfaches Volumen<sup>7</sup> in Bezug auf die erzeugte Wärmemenge im Vergleich zum Referenz-Szenario. Somit dient dieses Szenario dazu, die Effekte einer starken Elektrifizierung des Wärmemarktes über dezentrale WP-Systeme abzubilden. Es werden weniger KWK-Anlagen installiert als im Referenz-Szenario. Das **KWK-Szenario** repräsentiert eine grundsätzlich andere Versorgungsstrategie, in der vorgegeben wird, dass im Vergleich zum Referenz-Szenario eine rund doppelt so hohe Wärmemenge aus KWK-Systemen erzeugt wird. Die Wärmemenge, die aus dezentralen Wärmepumpen bereitgestellt wird, verbleibt auf dem Niveau des Referenzsystems. Die Ansätze für den Wärmepumpen-Ausbau in den Wärmepumpen-Szenarien bzw. der KWK-Systeme in den KWK-Szenarien sind so gewählt, dass die Summe der Wärmebereitstellung aus KWK-Systemen und dezentralen Wärmepumpen in beiden Szenarien identisch ist (siehe Tabelle 11).

Für die gewünschte Dekarbonisierung des Wärmesektors sind beide Wärmeerzeugungstechnologien auf Strom aus erneuerbaren Quellen angewiesen: Während die Wärmepumpe diesen Strom direkt und zeitgleich in Wärme umwandeln kann (bzw. muss), benötigt die KWK-Anlage einen Brennstoff. Dieses kann Biogas sein oder synthetischer Brennstoff, der unter Verwendung von erneuerbarem Strom erzeugt wird (Wasserstoff oder Methan aus Power-to-Gas-Anlagen). Die Erzeugungskapazitäten von fluktuierenden Erneuerbaren Energien in der Base50-Variante sind nicht darauf ausgelegt, einen sehr hohen Anteil der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen zu bedienen oder genügend Strom für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen bereitzustellen, die den entsprechenden KWK-Anlagenpark in den KWK-Szenarien versorgen könnten. Aus diesem Grund wurde sowohl für die Wärmepumpen- als auch für die KWK-Szenarien eine zweite Szenariovariante gerechnet, die einen stärkeren Ausbau der Kapazitäten von fluktuierenden Erneuerbaren Energien vorsieht („**EE50**“, vergleiche Abbildung 5). Für die Einschätzung im Rahmen dieser Kurzstudie wurde dabei lediglich die Zeitreihe der Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien mit dem Faktor 1,3 skaliert, was dazu

<sup>7</sup> In Abschnitt 3.6 wird eine Übersicht der Wärmemengen in den einzelnen Szenarien gezeigt

führt, dass im Referenz-Szenario in dieser EE<sub>50</sub>-Szenariovariante nun 100% des Strombedarfes (konventionell, Elektromobilität und dezentralen Wärmepumpen) bilanziell aus erneuerbaren Quellen kommen (fluktuierende EE, regelbare EE und EE-KWK).

Allen Szenarien gemeinsam ist, dass sie einen Zeitraum beschreiben, der einem Jahr in einem „fortgeschrittenen Stadium der Energiewende“ entspricht. In den Berechnungen von DLR wird dieses Stadium im Jahr 2050 erreicht; ebenso in der Energiereferenzprognose, die als Basis für die angesetzte Wärmenachfrage angesetzt ist (siehe Tabelle 6). Ob dies in der Praxis dann früher oder später der Fall ist, ist für die Ergebnisse dieser Arbeit nicht entscheidend. Alle Werte in Abbildungen und Tabellen (außer einem extra gekennzeichneten Ist-Stand) beziehen sich auf diesen Zeitpunkt, zu dem die modellierten Entwicklungen ihren Endzustand erreichen.

Eine Übersicht der Szenarien und zum jeweiligen Ausbaugrad der EE-Stromerzeugung zeigen Tabelle 1 und Tabelle 5 (zur Herleitung siehe 3.1).

In den darauf folgenden Abbildungen Abbildung 5 und Abbildung 6 werden die Installierten Kapazitäten in GW bzw. die jährlichen Stromerzeugungsmengen in TWh/a der beiden Szenariovarianten im Vergleich zu heute gezeigt.

Tabelle 4: Übersicht der Szenarien

Szenario	Abgebildete Szenariovarianten	
	Base <sub>50</sub>	EE <sub>50</sub>
Referenz-Szenario	X	
Wärmepumpen-Szenario	X	X
KWK-Szenario	X	X

Tabelle 5: Ausbaugrad der fluktuierenden EE heute und in den beiden Szenariovarianten

	2017 <sup>8</sup>	Base50	EE50
<b>Installierte Leistung, aktuell und in den beiden Szenariovarianten [GW]</b>			
PV	43,0	76,0	98,8
Wind, onshore	50,9	55,0	71,5
Wind, offshore	5,3	35,0	45,5
Laufwasser	5,6 <sup>9</sup>	4,8	6,2
Summe	<b>104,8</b>	<b>170,8</b>	<b>222,0</b>
<b>Erzeugte Strommengen, aktuell und in den beiden Szenariovarianten [TWh/a]</b>			
PV	38,4	74,3	96,6
Wind, onshore	84,8	126,3	164,2
Wind, offshore	17,4	126,6	164,5
Laufwasser	20,9 <sup>10</sup>	25,0	32,5
Summe	<b>161,5</b>	<b>352,2</b>	<b>457,9</b>

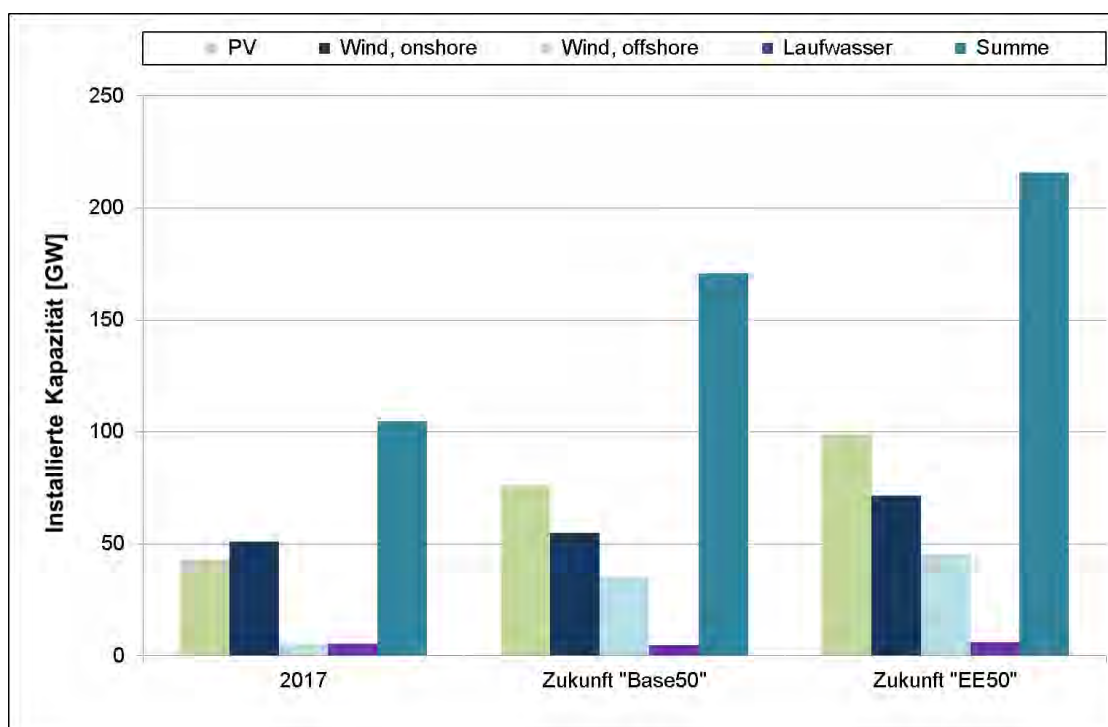


Abbildung 5: Installierte Stromerzeugungskapazität an fluktuierenden Erneuerbaren Energien 2017 und in den beiden Szenariovarianten „Base50“ und „EE50“

<sup>8</sup> Quelle: [Fraunhofer ISE 2018]<sup>9</sup> Wasserkraft gesamt<sup>10</sup> Wasserkraft gesamt



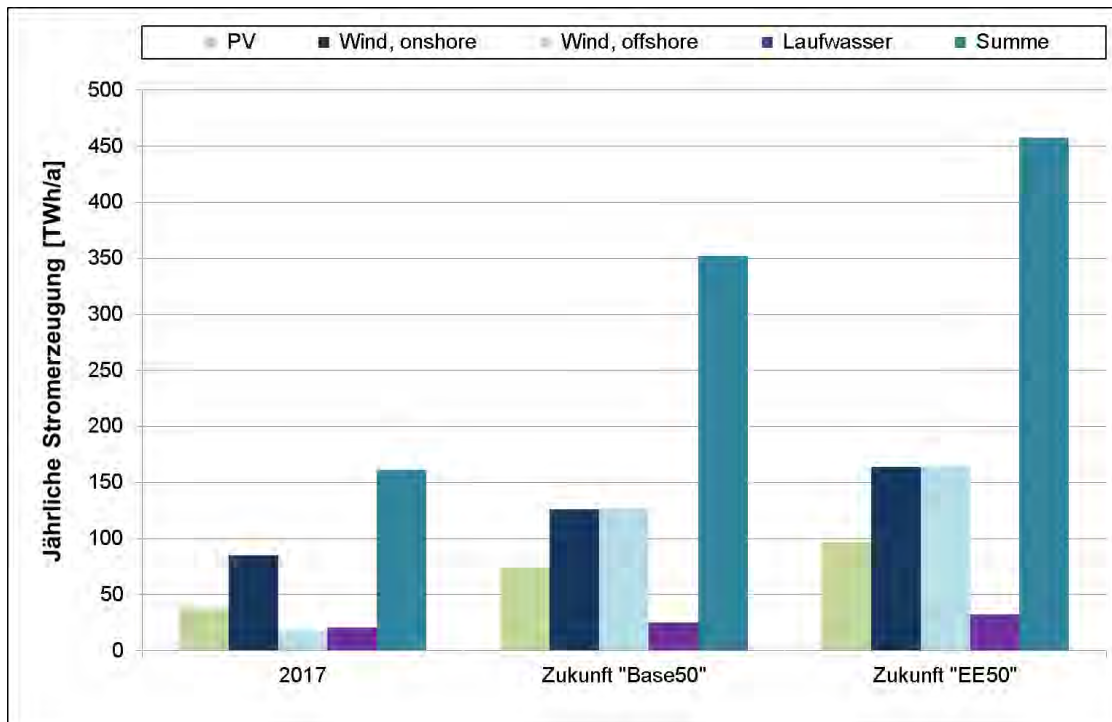


Abbildung 6: Erzeugte Strommengen [TWh/a] mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien 2017 und in den beiden Szenariovarianten „Base50“ und „EE50“

In den folgenden Abschnitten werden die Annahmen zu den Zeitreihen der Stromerzeugung und des Strombedarfes, zum Wärmebedarf sowie die Entwicklung des Wärmebedarfes erläutert, gefolgt von einer kurzen Beschreibung der Annahmen zu den Wärmeerzeugungsmengen in den drei Szenarien.

### 3.1 Herleitung der Zeitreihen für Stromerzeugung und Stromnachfrage

Die verwendeten Zeitreihen für Stromerzeugung und -nachfrage basieren auf vorgelagerten Untersuchungen mit dem Energiesystemmodell REMix (Abbildung 7) im Rahmen von [Gils 2015]. REMix wurde für die Bewertung von Energieversorgungsszenarien in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung entwickelt. Es bietet eine vereinfachte Darstellung des Stromsystems einschließlich der Nachfrage, erneuerbarer und konventioneller Erzeugung, Stromspeicherung, Lastmanagement und Stromübertragung [Scholz 2012, Gils et al. 2017]. Das Modell ist nicht auf den Stromsektor beschränkt, sondern beinhaltet auch Nachfrage und Angebot von Wärme sowie Wasserstoff und Elektromobilität. Der Modellinput umfasst techno-ökonomische Technologieparameter, Szenarioparameter (z.B. installierte Kraftwerkskapazitäten) und räumlich aufgelöste Klima- und Wetterdaten für jede Stunde des Jahres. REMix ermittelt anhand dieser Eingangsdaten und unter Verwendung von linearer Optimierung die Zusammensetzung und den Betrieb des Energiesystems mit den geringsten Kosten während eines Jahres. Die minimierten Kosten berücksichtigen alle Ausgaben, die sich aus der Installation neuer Anlagen und dem Betrieb aller Anlagen ergeben, also Kapitalkosten, Brennstoffkosten sowie sonstige variable Betriebskosten. Die Modellergebnisse umfassen die Installation neuer Anlagen, den stündlichen Betrieb aller Anlagen, Versorgungskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

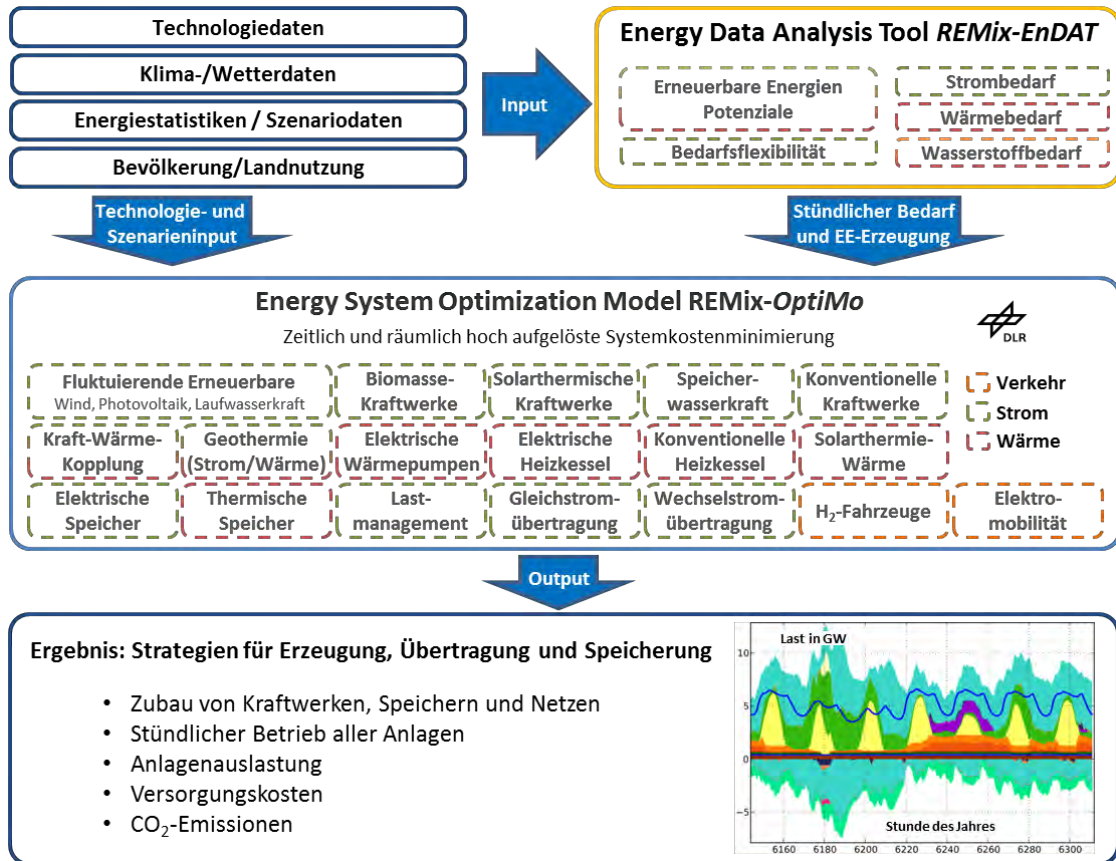


Abbildung 7: Übersicht REMix-Modell

Die hier betrachteten Szenarien stützen sich auf umfassende Studien für Deutschland und Europa. In der Szenariovariante Base50 wird die Entwicklung von Energiebedarf und -angebot in Deutschland gemäß [Nitsch et al. 2012] angenommen. Diese Studie bietet technisch machbare und konsistente Entwicklungspfade des deutschen Energiesystems. Sie erfüllen die im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten politischen Ziele hinsichtlich Emissionsreduktion, EE-Erweiterung und Effizienzsteigerung, einschließlich erneuerbarer Anteile von 60% am Endenergieverbrauch und 80% am Strombedarf, sowie der Reduzierung des Primärenergiebedarfs um 50% und der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80%. Zieljahr der Studie ist 2050.

Zusätzlich zu diesen politischen Zielen werden in den Szenarien eine Reihe von Prämissen für die Nutzung von Biomasse, die Speicherung chemischer Energie sowie erneuerbarer Elektrizität im Wärme- und Verkehrssektor berücksichtigt. Langfristig wird davon ausgegangen, dass erneuerbarer Strom zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme und Niedertemperatur-Gebäudewärme beiträgt. Der EE-Anteil im Verkehrssektor wird einerseits durch hybrid- und vollelektrische Fahrzeuge und andererseits durch wasserstoff- oder methanbetriebene Fahrzeuge erhöht. Der Studie zufolge stützt sich die zukünftige Energieversorgung in Deutschland auf vier Säulen: fluktuierende heimische EE (Wind, Solar-PV und Laufwasserkraft), regulierbare heimische EE (Biomasse, Geothermie), KWK und hochflexible Gaskraftwerke. Aufgrund der kontroversen öffentlichen Diskussion, des niedrigen Entwicklungsstandes der Technologie sowie erheblicher wirtschaftlicher und ökologischer Unsicherheiten wird die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> nicht berücksichtigt. Um vergleichbare Stromversorgungssysteme im gesamten Untersuchungsgebiet zu berücksichtigen, werden auch für die anderen europäischen Länder ähnliche Entwicklungen angenommen. Diese beruhen auf der TRANS-CSP Studie [Trieb et al. 2006], die einen Rahmen für ein integriertes Versorgungssystem von Europa, Nordafrika und dem Nahen Osten mit einem EE-Anteil von 80% bietet.

Der regionale Schwerpunkt der REMix-Modellierung liegt auf Deutschland. Durch eine Regionalisierung innerhalb des Landes und die Berücksichtigung vieler europäischer Nachbarstaaten wird eine vereinfachte Abbildung des inländischen und internationalen Stromaustauschs sichergestellt (Abbildung 8). Es wird ein breites Spektrum an Technologien betrachtet, darunter erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung, KWK in Industrie, Gebäuden und Wärmenetzen, Pumpspeicherkraftwerke und Hochspannungsübertragung.

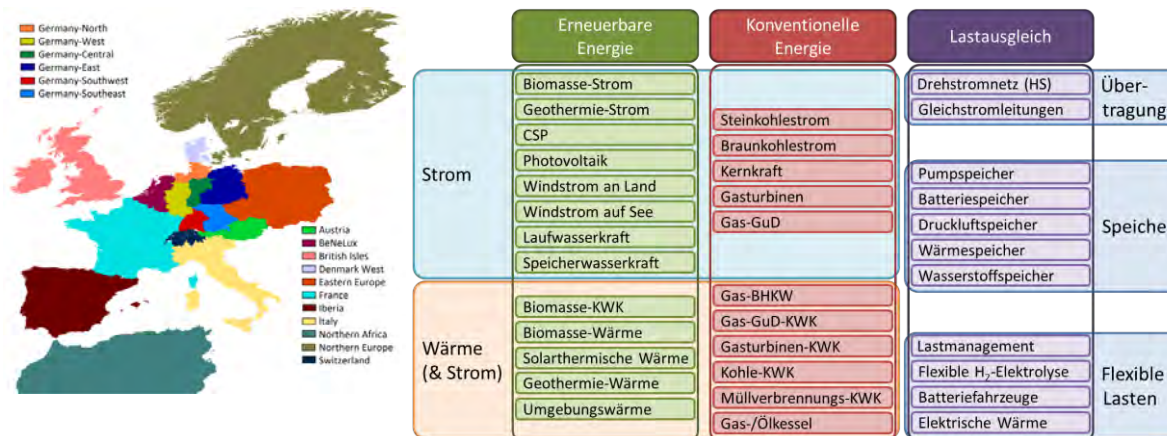


Abbildung 8: Modelliertes Untersuchungsgebiet und regionale Aufteilung (links), betrachtete Technologien (rechts)

Die installierten Leistungen von Kraftwerken und KWK-Anlagen in Szenario Base50 werden nach [Nitsch et al. 2012] für Deutschland und [Scholz et al. 2014] für die übrigen europäischen Länder angenommen. Die Gesamtkapazitäten in Deutschland erreichen im Szenariojahr 2050 rund 76 GW für PV, 55 GW für Windturbinen an Land sowie 35 GW für Windturbinen auf See (Abbildung 5). Die daraus resultierende Versorgungsstruktur hat einen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung von rund 80%, drei Viertel davon aus fluktuierenden Quellen. Die Kraft-Wärme-Kopplung trägt rund 20% zur Stromversorgung bei, wobei davon rund die Hälfte mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben wird, also in den 80% erneuerbarer Stromerzeugung enthalten sind. Die restlichen ca. 10% der Versorgung müssen durch regelbare Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung erbracht werden. Details zur regionalen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, KWK-Kapazitäten sowie alle weitere Modellannahmen und -ergebnisse sind in [Gils 2015] dokumentiert. Die Beiträge zur Wärmeversorgung sind nicht nur für KWK-Systeme, sondern auch für Wärmepumpen vordefiniert. Die im Gebäudesektor bereitgestellten Wärmemengen belaufen sich auf 98 TWh für Wärmenetze, 23 TWh für Gebäude-KWK und 53 TWh für elektrische Wärmepumpen. Weitere Beiträge zur Wärmeversorgung liefern andere, nicht an den Stromsektor gekoppelte Technologien – überwiegend Geothermie, Solarthermie und individuelle Biomassekessel.

Die elektrischen Wärmepumpen sind mit Wärmespeichern ausgerüstet und können dadurch bedingt stromorientiert geführt betrieben werden. Die Wärmespeicherauslegung ist ein Ergebnis des REMix-Modells und liegt je nach Technologie und Region zwischen der Hälfte und dem Doppelten des Bedarfs in der Jahresspitzenstunde. Beim Strombedarf der Luft-Wasser-Wärmepumpen, die im Base50-Szenario rund die Hälfte der 53 TWh jährlichen Wärme aus Wärmepumpen bereitstellen, wird berücksichtigt, dass der COP bei niedrigen Außentemperaturen deutlich niedriger ist als bei höheren Außentemperaturen, bei denen zudem nur eine niedrigere Vorlauftemperatur im Heizsystem erforderlich ist. Leicht abweichend von [Gils 2015] ergeben sich aus diesen Annahmen mittlere jährliche Arbeitszahlen (JAZ) von 3,0 bei Luft-Wasser-Wärmepumpen und 3,7 bei Sole-Wasser-Wärmepumpen. Diese im Vergleich zur heutigen Praxis höheren Jahresarbeitszahlen resultieren zum einen aus der erwarteten technischen Weiterentwicklung der Wärmepumpen und zum anderen aus der zu Grunde gelegten

Sanierung des Gebäudebestandes welche niedrigere Vorlauftemperaturen begünstigt. Szenario Base50 zeichnet sich darüber hinaus durch einen Anteil von 100% an Elektrofahrzeugen im Personenverkehr aus, entsprechend einem jährlichen Strombedarf von 80 TWh.

Die Analyse von ambitionierteren Klimazielen, erfolgt durch die Betrachtung einer weiteren Szenariovariante, im Folgenden als Szenariovariante-EE50 bezeichnet. In dieser werden die installierten Leistungen und Zeitreihen der Stromerzeugung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien gegenüber der Base50-Szenariovariante mit dem Faktor 1,3 skaliert und in den folgenden Wärmepumpen- und KWK-Szenarien analysiert. Es resultieren Stromerzeugungskapazitäten von 99 GW für PV, 71 GW für Windturbinen an Land und 45 GW an offshore Windturbinen (siehe Abbildung 5). Zu beachten gilt, dass der Faktor 1,3 nicht das Ergebnis einer Modellierung in REMix ist, sondern ein gewählter Wert, der bewirkt, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in der Jahressumme bei 100% des Strombedarfes liegen würde. Die einfache Skalierung der Erzeugung impliziert die Annahme, dass zusätzliche Anlagen die gleichen technischen Charakteristika, die gleiche regionale Verteilung und die gleiche Auslastung wie die im Basisszenario angenommenen Anlagen haben.

### 3.2 Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfs in den untersuchten Sektoren

Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs für die Sektoren Private Haushalte (PHH) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) wird aus dem Trendszenario der Energierferenzprognose [Prognos et al. 2014] übernommen. Die folgende Tabelle stellt die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in den beiden Sektoren dar.

Tabelle 6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Wärme (Sektoren PHH+GHD)

Anwendungsbereich	2014 (nicht klimabereinigt)	2050
<b>Wärmebedarf [TWh/a]</b>	<b>749,5</b>	<b>444</b>

Quelle: [Prognos et al. 2014] und [BMWi 2017]

Insgesamt geht der Wärmeverbrauch in den Jahren 2015 bis 2050 um 41% zurück. Die 444 TWh werden für alle Szenarien als Zielwert der Entwicklungen einheitlich angesetzt. Der darin enthaltene Warmwasserbedarf wird in den Szenarien ebenfalls nach [Prognos et al. 2014] mit 70 TWh/a angenommen.

### 3.3 Wärmeerzeugung im Referenz-Szenario

Die mit REMix durchgeführte Simulation ist fokussiert auf den Strommarkt und hat nicht den Anspruch, den gesamten Wärmesektor abzudecken. Die Sektorkopplungs-Technologien Wärmepumpen und KWK-Systeme erzeugen in diesem Szenario 53,0 bzw. 121,0 TWh Wärme pro Jahr. Dies entspricht Anteilen von 11,9% bei den Wärmepumpen und 27,3% bei den KWK-Systemen. Die Angaben beziehen sich jeweils nur auf die Bereiche PHH und GHD, also ohne Industrie, welche in REMix gesondert betrachtet wird. Die 121 TWh/a Wärmeerzeugung aus KWK-Systemen, beinhalten die Wärmeverluste der wärmenetz-gebundenen Systeme in Höhe von 13,3 TWh/a. Bei den Wärmepumpen handelt es sich um Luft-Wasser-Wärmepumpen (ermittelte Wärmeerzeugung 25,2 TWh/a) sowie Wasser-Wasser-Wärmepumpen (ermittelte Wärmeerzeugung 27,8 TWh/a). Die KWK-Systeme sind in eine Vielzahl von Anlagentypen und

Einsatzfälle differenziert (von kleinen BHKW für die Objektversorgung bis zur großen GuD-Anlage, die ein Fernwärmesystem speist).

Als **KWK-System** wird im Folgenden die Gesamtheit der Erzeuger verstanden, die zusammen mit der KWK-Anlage eine Versorgungseinheit bilden. Im Referenz- und Wärmepumpen-Szenario beinhaltet das KWK-System auch einen Gaskessel und einen Elektrokessel; und im KWK-Szenario werden für die größeren KWK-Systeme auch in Fernwärmenetze integrierte Großwärmepumpen berücksichtigt. Als Wärmepumpen sind demnach in den Tabellen und Abbildungen alle dezentralen elektrischen WP-Anlagen bezeichnet, die nicht Bestandteil eines KWK-Systems sind.

Tabelle 7: Wärmerezeugungsmengen im Referenz-Szenario

	Wärmebereitstellung [TWh/a]
<b>KWK-Systeme<sup>11</sup></b>	<b>121,0</b>
davon KWK	102,0
davon Gaskessel	14,4
davon Elektrokessel <sup>12</sup>	4,6
<b>Dezentrale Wärmepumpen</b>	<b>53,0</b>
<b>In REMix nicht abgebildet<sup>13</sup></b>	<b>283,0</b>
<b>Summe</b>	<b>457,0</b>
Summe ohne Wärmeverluste in den Wärmenetzen	444,0

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der in REMix für das Referenz-Szenario ermittelten Stromerzeugungsmengen aller Erzeuger bzw. der Strombedarfe der Verbraucher und die jeweiligen Maximalwerte:

---

<sup>11</sup> Inkl. der Wärmeverluste der Wärmenetze (13,3 TWh/a)

<sup>12</sup> Im Referenz-Szenario werden keine Großwärmepumpen berücksichtigt

<sup>13</sup> siehe Kapitel 3.1: die Daten des Referenz-Szenarios stützen sich auf die REMix-Simulation mit einem moderaten Ausbau der Sektorkopplungs-Technologien Wärmepumpen und KWK-Anlagen. Der verbleibende Wärmemarkt wird dort nicht abgebildet.

Tabelle 8: Strommengen (Erzeugung und Bedarf) im Referenz-Szenario

Technologie	Strommenge [TWh/a]	Maximalleistung [GW] <sup>14</sup>
<b>Stromerzeugung</b>		
Fluktuierende EE (Base50)	352,2	89,1
Regelbare EE	40,3	4,8
Konventionelle fossile Kraftwerke	27,4	21,6
Industrielle KWK	46,6	7,9
davon EE	20,5	3,9
KWK für PHH und GHD	89,3	18,8
davon EE	33,5	6,0
davon MHKW	8,1	1,8
<b>Strombedarf</b>		
Konventioneller Strombedarf	425,2	67,7
Elektrofahrzeuge	80,4	21,1
Industrielle Wärmepumpen	1,2	0,4
Luft-Wasser-WP für PHH und GHD	8,0	6,1
Sole- und Wasser-Wasser-WP für PHH und GHD	7,4	5,0
Power to Heat in KWK-Systemen (stromgeführt)	5,7	8,4

### 3.4 Wärmeezeugung im Wärmepumpen-Szenario

Im Wärmepumpen-Szenario soll ein ambitioniert hoher Anteil der Wärme durch Wärmepumpen bereitgestellt werden. Die von KWK-Systemen erbrachte Wärmemenge muss also im Vergleich zum Referenz-Szenario wesentlich kleiner ausfallen. Es wird angenommen, dass die derzeitig durch KWK versorgten Objekte weiterhin mit Wärme aus KWK versorgt werden, aber kein weiterer Zubau von KWK-Anlagen und damit verbundener Wärmenetze erfolgt. Dies bewirkt wegen der im Abschnitt 3.2 beschriebenen Reduzierung des Wärmebedarfes dieser Objekte eine um 41% verminderte Wärmeproduktion der KWK-Systeme.

Im Jahr 2014 betrug die Wärmeezeugung (netto) aus KWK Anlagen für die Allgemeine Versorgung aus BHKW unter 1 MW sowie aus „nicht erfassten biogenen Anlagen“ rund 121 TWh [Öko-Institut, 2015]. Eine Reduzierung dieser Menge um 41% ergibt 71,6 TWh/a. Dies entspricht dann einem verbleibenden Anteil von 16,1% des Wärmebedarfes im Szenario.

Um diese veränderten Wärmemengen über das Jahr abbilden zu können, werden die Zeitreihen der Strom- und Wärmeezeugung der (nicht auf die Industrie bezogenen) KWK-Systeme aus dem Referenz-Szenario herunterskaliert. Da analog zum Referenz-Szenario angenommen wird, dass die erneuerbaren Brennstoffe, die im Referenz-Szenario für die KWK zur Verfügung stehen, auch hier vorzugsweise eingesetzt werden, wird die mit fossilen Brennstoffen betriebene KWK in einem ersten Schritt aus der Betrachtung herausgenommen. Um auf den Ziel-

<sup>14</sup> Diese Werte sind nicht mit der installierten Kapazität zu verwechseln, sondern ergeben sich aus der Optimierung mit REMix als der Jahreshöchstwert (Erzeugung oder Bedarf) aller Anlagen des entsprechenden Segmentes.

wert von 71,6 TWh/a zu kommen, werden in einem zweiten Schritt die Zeitreihen der Wärme- und Stromerzeugung aus EE-KWK zusätzlich minimal herunterskaliert. Als Ergebnis verbleiben ausschließlich mit EE betriebene KWK-Anlagen im System (für die Bedarfssektoren PHH und GHD). Die resultierenden Wärmemengen, die von den an KWK-Systeme angeschlossenen Gas- und Elektrokesseln bereitgestellt werden, sind aus Tabelle 9 ablesbar. Die Wärmeverluste der Wärmenetze werden ebenfalls nicht neu modelliert, sondern es wird als Näherung angenommen, dass diese anteilig gleich bleiben und sich nun auf 7,9 TWh/a belaufen.

Zudem wird im Wärmepumpen-Szenario – und analog im KWK-Szenario – angenommen, dass der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Wärmeversorgung (ohne Strom) von derzeit 105 TWh/a<sup>15</sup> auf 146 TWh/a gesteigert werden kann, was – genauso wie der Wert zur Wärmebedarfsentwicklung (Kapitel 3.2) – dem Wert aus dem Trendszenario in [Prognos et al. 2014] entspricht.

Als Resultat verbleiben 233,5 TWh/a an Wärmebereitstellung für die dezentralen Wärmepumpen; diese werden gegenüber dem Referenz-Szenario (53 TWh) also erheblich zugebaut, so dass sie dann einen Anteil von 53% an der Wärmebereitstellung repräsentieren. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Luft-Wasser-Wärmepumpen, da der Einsatz von dezentralen Wasser-Wasser-Wärmepumpen wegen der benötigten Erdkollektoren oder Bohrungen gerade in Siedlungsgebieten mit hoher Wärmebedarfsdichte nur eingeschränkt möglich ist.

Tabelle 9 zeigt die Aufteilung der Wärmeerzeugung auf die Anlagentypen im Wärmepumpen-Szenario.

Tabelle 9: Wärmerezeugungsmengen in den Wärmepumpen-Szenarien

Anlage	Wärmebereitstellung [TWh/a]
<b>KWK-Systeme<sup>16</sup></b>	<b>71,6</b>
davon KWK	62,0
davon Gaskessel	8,7
davon Elektrokessel	0,9
<b>dezentrale Wärmepumpen</b>	<b>233,5</b>
<b>nicht strombasierte Erneuerbare Energien</b>	<b>146,0</b>
<b>Summe</b>	<b>451,1</b>
Summe ohne Wärmeverluste in den Wärmenetzen	444,0

### 3.5 Wärmerezeugung im KWK-Szenario

Im KWK-Szenario wird angenommen, dass der Beitrag der Wärmepumpen im Vergleich zum Referenz-Szenario unverändert bei 53,0 TWh/a (Anteil 11,9%) bleibt. Übereinstimmend mit dem Wärmepumpen-Szenario wird angesetzt, dass der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Wärmeversorgung (ohne Strom) 146 TWh/a beträgt.

Für die KWK-Systeme verbleibt somit eine Wärmeerzeugung von 245,0 TWh/a (Anteil 55,0%). Die in den Wärmenetzen auftretenden Wärmeverluste werden mit 29 TWh/a berücksichtigt (siehe 6.1.3). Daraus ergibt sich eine Wärmebereitstellung von insgesamt 274 TWh/a. Die Aufteilung dieser Wärme auf die KWK-Anlagen, die fernwärmebasierten Großwärmepumpen und

<sup>15</sup> 105 TWh/a für die Sektoren PHH und GHD. Quelle: [BMWI 2017]

<sup>16</sup> Inkl. der Wärmeverluste der Wärmenetze (7,9 TWh/a)

Elektrokessel ist abhängig von der Erzeugung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien und erfolgt in der detaillierten Simulation (siehe Kapitel 6), so dass sie in Tabelle 10 noch nicht, aber zur besseren Vergleichbarkeit in Tabelle 11 angegeben wird.

Tabelle 10: Wärmeerzeugungsmengen im KWK-Szenario

Anlage	Wärmebereitstellung [TWh/a]
<b>KWK-Systeme</b>	<b>274,0<sup>17</sup></b>
<b>dezentrale Wärmepumpen</b>	<b>53,0</b>
<b>nicht strombasierte Erneuerbare Energien</b>	<b>146,0</b>
<b>Summe</b>	<b>473,0</b>
Summe ohne Wärmeverluste in den Wärmenetzen	444,0

### 3.6 Vergleich der Wärmebereitstellung in den Szenarien

In Tabelle 11 sind die Wärmeerzeugungsmengen der Szenarien gegenübergestellt.

Tabelle 11: Wärmeerzeugungsmengen in den drei Szenarien

Anlage	Wärmebereitstellung [TWh/a]		
	Referenz-szenario	Wärmepumpen-Szenario	KWK-Szenario
<b>KWK-Systeme<sup>18</sup></b>	<b>121</b>	<b>72</b>	<b>274</b>
davon KWK	102	62	147 / 86 <sup>19</sup>
davon Gaskessel	14	9	- <sup>20</sup>
davon Elektrokessel	5	1	15 / 16 <sup>19</sup>
davon Großwärmepumpen	-	-	112 / 172 <sup>19</sup>
<b>dezentrale Wärmepumpen</b>	<b>53</b>	<b>233</b>	<b>53</b>
<b>Erneuerbare Energien (ohne EE Strom)<sup>21</sup></b>	<b>283<sup>22</sup></b>	<b>146</b>	<b>146</b>
<b>Summe</b>	<b>457</b>	<b>451</b>	<b>473<sup>14</sup></b>
Summe ohne Wärmeverluste der Wärmenetze	444	444	444
Summe dez. WP und Groß-WP	53	226	165 / 225

<sup>17</sup> Inkl. der Wärmeverluste der Wärmenetze

<sup>18</sup> Inkl. der Wärmeverluste der Wärmenetze

<sup>19</sup> Modellergebnis (siehe Kapitel 7)

<sup>20</sup> In diesem Szenario nicht vorgesehen

<sup>21</sup> Solarthermie und Biomasse

<sup>22</sup> In dieser Zahl ist auch die Wärmeerzeugung aus anderen, in der REMix-Simulation nicht abgebildeten Wärmeerzeugern enthalten.



## 4 Untersuchung des Wärmepumpenbetriebes im Referenz-Szenario

### 4.1 Vorgehen

Im Referenz-Szenario werden die Wärmepumpen, die insgesamt 53 TWh/a zur Wärmeversorgung beitragen, bedingt stromgeführt betrieben, d.h. die Wärmeerzeugung kann mit Hilfe des kleinen integrierten Wärmespeichers der Verfügbarkeit auf der Stromseite bedingt angepasst werden. Auch die KWK-Anlagen, die dem Referenz-Szenario zu Grunde liegen, werden, soweit es die zu deckende Wärmelast und die Kapazität der Wärmespeicher zulassen, stromgeführt betrieben (siehe Kapitel 3.1).

Wärmepumpen werden mit Strom betrieben, der aus unterschiedlichen Kraftwerken kommen kann. In der Literatur wird oft pauschal konstatiert, dass der Strom für Wärmepumpen aus erneuerbaren Quellen stammt oder es wird angenommen, dass der Wärmepumpenstrom so „grün“ wie der jeweilige Strommix (Jahresdurchschnitt) des Gesamtsystems ist.

In der Realität ist dies jedoch anders: Wenn zu Zeiten, in denen erneuerbaren Energien die Last im System nicht komplett abdecken können, eine Wärmepumpe angeschaltet wird, also zusätzliche Last verursacht wird, muss die disponible, meist fossile Kraftwerksleistung im System erhöht werden. Diese Wärmepumpe erhält in diesem Moment also fossil erzeugten Strom.

Der Strommix der Wärmepumpen setzt sich somit aus dem Strommix der zusätzlich zum Betrieb der Wärmepumpen erforderlichen Kraftwerksleistung (Grenzkraftwerk) zu jedem Zeitpunkt des Jahres zusammen. Der Ansatz per Grenzkraftwerk<sup>23</sup> bildet die Wirklichkeit genauer ab als eine Durchschnittsbildung. Daher wird auch mit dem sog. KWK-Verdrängungsmix der Effekt von zugeschalteten KWK-Anlagen auf den Kraftwerkspark beleuchtet, vgl. [Prognos, IFAM et al 2014]<sup>24</sup>. Dieser Strommix soll im Folgenden näher analysiert werden.

Es wird zunächst unterstellt, dass die Stromerzeuger nach folgendem Merit Order aktiviert werden:

1. Fluktuierende Erneuerbare Energien
2. EE-KWK
3. Regelbare Erneuerbare Energien
4. KWK – fossile Brennstoffe
5. Konventionelle Kraftwerke – fossile Brennstoffe bzw. andere Ausgleichsmaßnahmen<sup>25</sup>

Dabei werden die mit fossilen Brennstoffen betriebenen Anlagen aufgrund ihrer CO<sub>2</sub>-Intensität in die hinteren Ränge gesetzt, indem davon ausgegangen wird, dass deren Einsatz gezügelt wird (z.B. mittels Abgaben). Die unmittelbar genutzten fluktuierenden Einspeisungen werden die kostengünstigsten Angebote sein und gelangen damit auf den ersten Rang. In Rang 2 handelt es sich von vornherein um aufwändig und damit teuer aufbereitete Brennstoffe (insbesondere PtG). Rang 3 umfasst ebenfalls relativ teure und zudem begrenzte Angebote (insbesondere Biomasse). Den Autoren ist dabei durchaus bewusst, dass der Kraftwerkseinsatz in der heutigen Realität nach weiteren, durch die derzeitigen Rahmenbedingungen ge-

---

<sup>23</sup> engl. marginal power plant

<sup>24</sup> Dort siehe Tabelle 46

<sup>25</sup> Z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Batterien, Lastmanagement, Stromimport

setzten betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolgt, die auch Anfahrkosten von Kraftwerken, Auslastungen etc. berücksichtigen.

Für alle Erzeuger elektrischer Energie, wie auch für die Last (inklusive der Last der dezentralen Wärmepumpen), stehen stundenscharfe Zeitreihen zur Verfügung (siehe Kapitel 3.1). Daraus kann nun für jede Stunde ermittelt werden, welcher Generator die zugeschalteten Wärmepumpen versorgt.

Zum besseren Verständnis zeigt Abbildung 9 indikativ den möglichen Verlauf der Erzeugung aus verschiedenen Quellen zur Deckung der Last. Die Last, welche neben der konventionellen Last auch die Elektromobilität und die in der Industrie eingesetzten Wärmepumpen beinhaltet, ist als schwarze Linie dargestellt. Außerdem wird die hier analysierte, durch die dezentralen Wärmepumpen (in den Sektoren PHH und GHD) verursachte, zusätzliche Last (rote Linie bzw. schwarze Pfeile) gezeigt. Die mit A, B und C bezeichneten Pfeile sollen drei typische Versorgungssituationen darstellen:

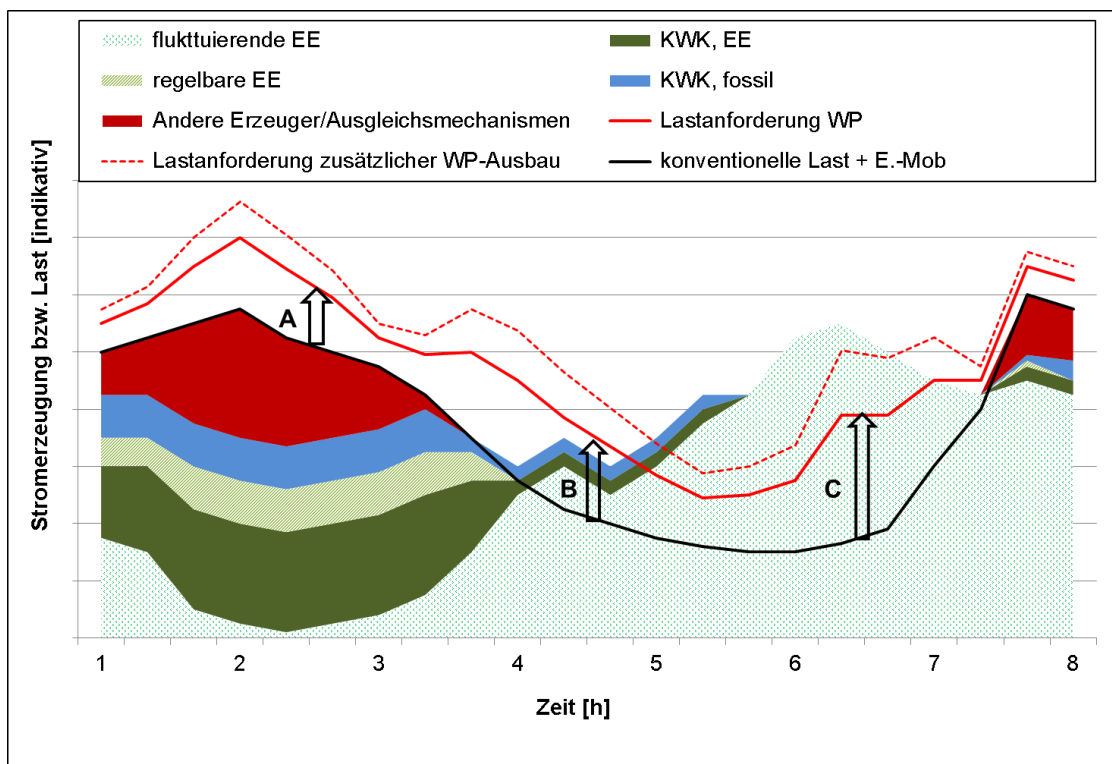


Abbildung 9: Indikative Darstellung des Strommixes für Wärmepumpenstrom für typische Situationen

- A. Der Bedarf der WP kann nicht durch EE oder KWK gedeckt werden, da diese nicht in der Lage sind, die konventionelle Last zu decken (es werden bereits ohne Wärmepumpenlast andere Stromerzeuger bzw. Ausgleichsmechanismen benötigt). Der WP-Strom muss somit ausschließlich durch zusätzliche andere Erzeuger und Ausgleichsmechanismen bereitgestellt werden.
- B. Hier sind die fluktuierenden EE in der Lage, die konventionelle Last zu decken. Es steht sogar noch weitere Erzeugungskapazität aus fluktuierenden EE zur Verfügung, die einen Teil der Wärmepumpenlast abdecken kann. Der verbleibende Rest der Wärmepumpenlast wird von weiteren Erzeugungsoptionen nach der beschriebenen „Merit Order der CO<sub>2</sub>-Intensität“ übernommen.
- C. In diesem Beispiel kann die gesamte Wärmepumpenlast von fluktuierenden EE übernommen werden.

## 4.2 Ergebnisse der Untersuchungen zum Referenz-Szenario

### 4.2.1 Zusammensetzung des Stroms

Abbildung 10 zeigt den nach dem oben beschriebenen „Merit-Order-Prinzip“ ermittelten Strommix im Referenz-Szenario:

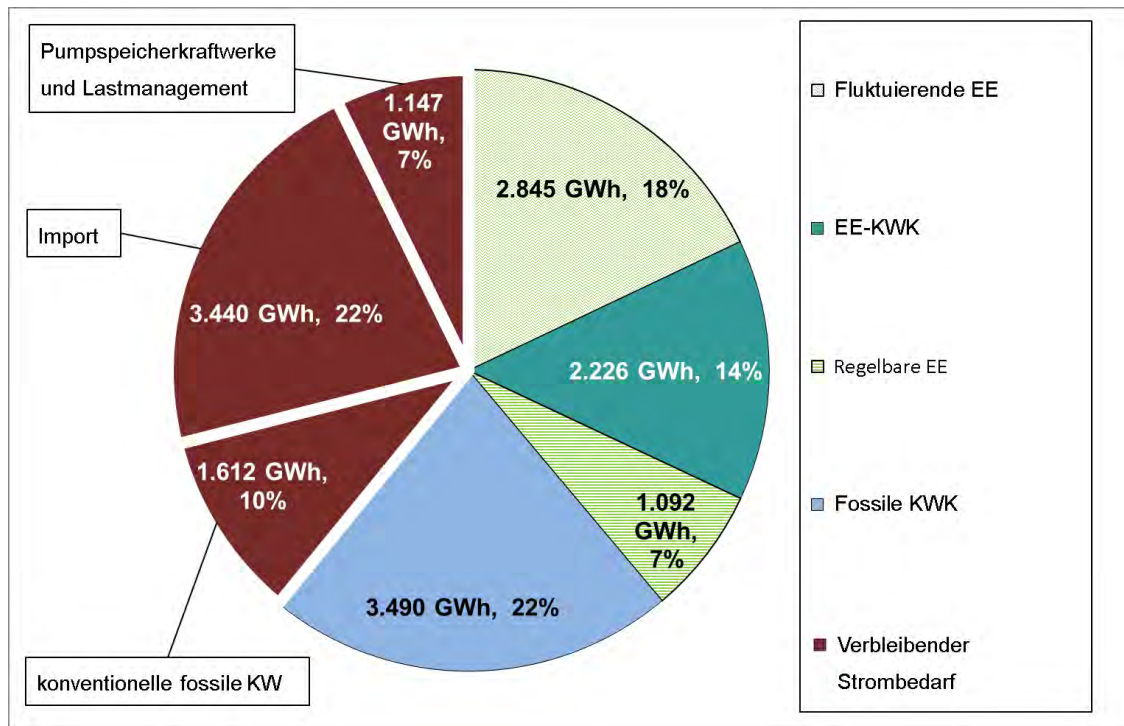


Abbildung 10: Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms im Referenz-Szenario

Es ist zu sehen, dass in diesem Szenario nur 18% kostengünstig direkt aus Windkraft und Photovoltaik stammen und nur knapp 40% des Stroms für die Wärmepumpen direkt aus erneuerbaren Quellen (fluktuierende EE, EE-KWK und regelbare EE) kommen. Ein Anteil von 22% kommt aus fossiler KWK und die restlichen 39% aus weiteren Quellen (fossile Kraftwerke, Import, Pumpspeicherkraftwerke, andere Ausgleichsmaßnahmen). Zu beachten ist, dass die letztgenannten 39% ebenfalls Erneuerbare Energien enthalten. So stammen die 7% Strom aus Pumpspeicherkraftwerken und Lastmanagement in diesem Szenario ebenfalls vollständig aus Erneuerbaren Quellen<sup>26</sup> und der importierte Strom wird ebenfalls erneuerbare Anteile enthalten<sup>27</sup>. In der Summe ergeben sich damit unter Berücksichtigung aller aufwändigen Speicherketten und Aufbereitungsschritte Anteile von Strom aus Erneuerbarem Energien von mindestens 47% und KWK-Strom von 22%. Für die verbleibenden rund 32% sind fossile Kraftwerke sowie Stromimporte vonnöten. Letzteres muss auch unter dem Blickwinkel gesehen werden, dass 2050 alle Nachbarländer ähnlich hohen Ansprüchen und Engpässen ausgesetzt sind, so dass der Zugang zu Importen eher von momentan sinnvollen Belastungsausgleichen abhängen wird.

<sup>26</sup> Im Szenario sind keine fossilen Must-Run-Kraftwerke enthalten.

<sup>27</sup> Die Untersuchung der Modellierungsergebnisse hinsichtlich der Zusammensetzung des importierten Stromes in den Zeiten in denen dieser Strom von den Wärmepumpen nachgefragt wird, übersteigt den Rahmen dieser Untersuchung.

### 4.2.2 Erforderliche Stromerzeugungskapazitäten

Ein weiteres Bewertungskriterium sind die maximal erforderlichen Stromerzeugungskapazitäten und Zeiträume, in denen sie benötigt werden. In Abbildung 11 und Abbildung 12 ist die geordnete Linie der Wärmepumpenlast (rot) sowie verschiedene Residuallasten zu sehen. So gibt die grüne Linie als Annäherung wieder, in welchem Maße noch in jeweiligen Stunden des Jahres Stromerzeugung für den Wärmepumpenbestand ergänzt werden muss, wenn die Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien, die nicht für die Deckung der konventionellen Last benötigt wurde, bereits für den Wärmepumpenbestand verwendet worden ist.

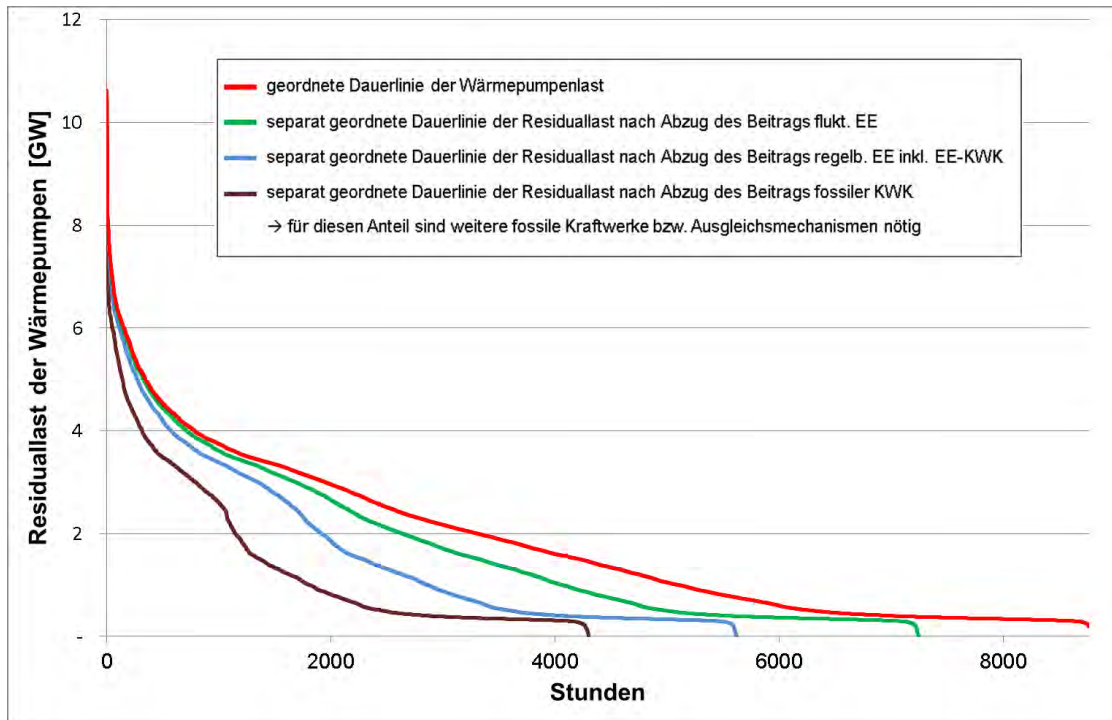


Abbildung 11: Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten im Referenz-Szenario

Bei der Interpretation dieser Abbildung ist zu beachten, dass die einzelnen Kurven der Residuallasten in keinem zeitlichen Zusammenhang zueinander stehen. Der Punkt in einer bestimmten Stunde auf der z.B. roten Linie darf also nicht mit einem Punkt in derselben Stunde auf der darunterliegenden, grünen Linie verglichen werden: Die grüne Linie ist z. B. die geordnete Dauerlinie der Residuallast der Wärmepumpen, nachdem der mögliche Beitrag aus fluktuierenden EE in jeder Stunde des Jahres abgezogen wurde.<sup>28</sup>

Dennoch stellen diese unabhängig voneinander geordneten Dauerlinien eine gute Orientierung dafür dar, in wie vielen Stunden bestimmte Lasten bzw. Residuallasten auftreten bzw. überschritten werden.

Auf Abbildung 12, welche einen Ausschnitt von Abbildung 7 darstellt, ist zu erkennen, dass die maximal erforderliche Wärmepumpenlast rund 10,6 GW beträgt. Dies ist jedoch nur in einer

<sup>28</sup> So beträgt z.B. die Wärmepumpenlast in der vierhundertachtzigsten Stunde des Jahres rund 3 GW. Durch die Ordnung der Wärmepumpenlasten nach Größe ist dieser Wert bei rund 2.000 Stunden auf der roten Linie verzeichnet, es ist also der rund zweitausend-größte Wert. In der vierhundertachtzigsten Stunde können die fluktuierenden Erneuerbaren Energien rund 1,7 GW beitragen. Die verbleibende Residuallastlast beträgt in dieser Stunde rund 1,3 GW. Dadurch dass diese Residuallast ebenfalls geordnet dargestellt wird (grüne Linie), wird der Wert 1,3 GW nun wesentlich weiter rechts als rund viertausendsechshundert größter Wert auf der grünen Linie abgebildet.

einigen Stunde der Fall, in rund 50 Stunden beträgt die Last jedoch immerhin noch 7 GW oder mehr.

In diesem Ausschnitt maximaler Wärmepumpenlasten weisen die grüne (geordnete Dauerlinie der Residuallast nach Abzug des Beitrags der fluktuierenden EE) und die blaue Linie (geordnete Dauerlinie der Residuallast nach Abzug des Beitrags der regelbaren EE inklusive der EE-KWK) über mehrere Stunden mit der Wärmepumpenlast identische Verläufe auf (in der Abbildung werden sie entsprechend von der roten Linie überdeckt). Das bedeutet, dass in diesen Stunden entweder die fluktuierenden EE- oder die regelbaren EE-Stromerzeuger oder sogar beide keinen Beitrag zur Deckung der Wärmepumpenlast bieten können. Noch in den 42 bis 50 Stunden der höchsten Last fällt der Entlastungseffekt der fluktuierenden EE (abzulesen an dem geringen Abstand der grünen zur roten Linie) verschwindend gering aus. Erst ab der Stunde mit der rund zweitausend-höchsten Wärmepumpenlast bzw. Residuallast ist auf Abbildung 12 eine nennenswerte Differenz der beiden geordneten Lastgänge zu sehen<sup>29</sup>.

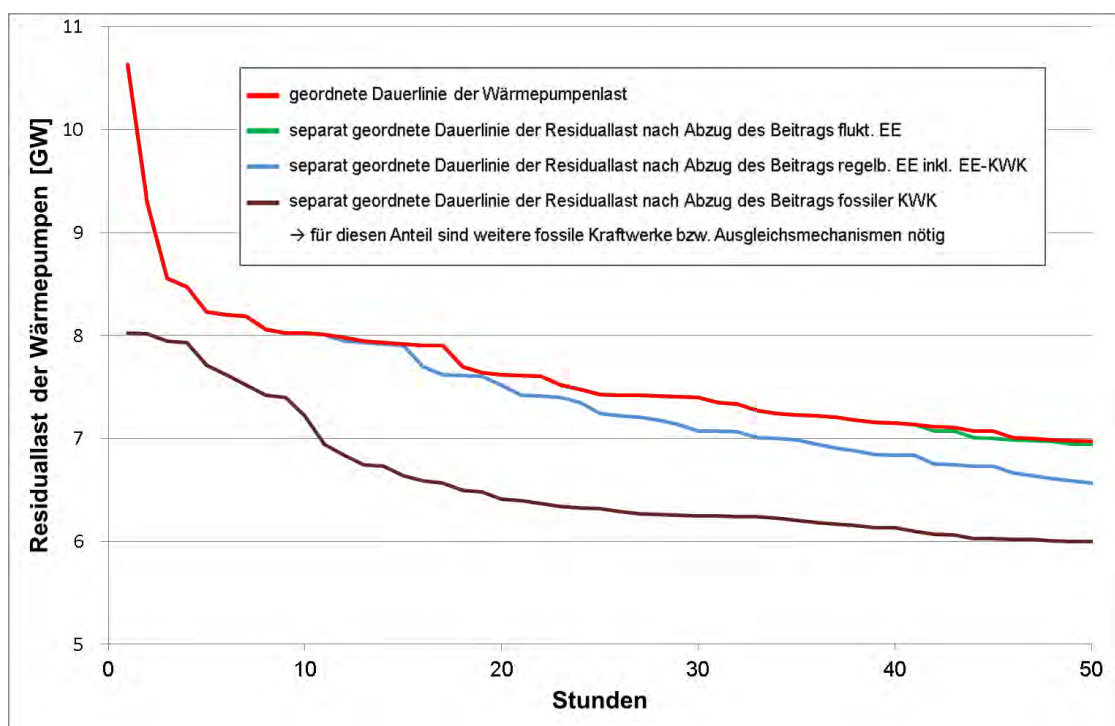


Abbildung 12: Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten im Referenz-Szenario (Ausschnitt)

Die verbleibende Residuallast (grüne Linie) muss durch weitere Erzeuger bereitgestellt werden. In den nächsten Schritten wird nun der Anteil der regelbaren EE (inkl. mit erneuerbaren Brennstoffen betriebene KWK), die ja ein besonders kostbares und deshalb schonend zu verwendendes Angebot darstellen, und der fossilen KWK abgezogen und die verbleibenden Residuallasten jeweils neu geordnet (blaue und braune Linie).

Die regelbaren EE bieten ab der fünfzehnten Stunde geringe Beiträge zu Deckung der Wärmepumpenlast (in dem Bereich beginnt in Abbildung 7 die blaue Linie unterhalb der roten Linie zu verlaufen). Während auch die regelbaren EE nicht in der Lage sind, in den 15 Stunden mit der höchsten Wärmepumpenlast zusätzlichen Strom zu generieren (zu erkennen in der

<sup>29</sup> Insgesamt repräsentiert die Fläche zwischen der roten und der grünen Linie den in Abbildung 10 gezeigten Anteil des Stroms aus fluktuierenden EE Stroms in Höhe von rund 18% am Gesamtstrombedarf der Wärmepumpen.

Überdeckung der blauen durch die rote Linie in Abbildung 12), kann die fossile KWK von der Wärmepumpenhöchstlast von 10,6 GW einen Anteil übernehmen.

Die Höhe dieses Anteils in der Stunde der höchsten Wärmepumpenlast ist aus den Abbildungen wegen der Neuordnung der Dauerlinien nicht zu erkennen, aber als Ergebnis lässt sich festhalten, dass der Einsatz der fossilen KWK-Anlagen die maximale Residuallast von 10,6 GW auf rund 8 GW reduzieren kann<sup>30</sup>.

### 4.2.3 Zeiträume, in denen zur Versorgung der Wärmepumpen Kraftwerkskapazität oder andere Ausgleichsmaßnahmen nötig sind

Die hier betrachteten Wärmepumpen werden überwiegend zur Beheizung von Wohngebäuden und im GHD-Bereich eingesetzt und zwar in einem Szenario, in dem der Bedarf an Wärmeenergie durch Dämmmaßnahmen im Vergleich zu heute stark reduziert ist (siehe Kapitel 3.2). Wegen der thermischen Trägheit der Gebäude ist es als unkritisch zu betrachten, wenn die Wärmeversorgung unabhängig von integrierten Pufferspeichern für z.B. 3 bis 6 Stunden<sup>31</sup> reduziert wird (wenn dies technisch, d.h. mit geeigneten Steuerinstrumenten umgesetzt werden kann), da dies nur zu einer geringen Absenkung der Innentemperaturen führt.

Von Interesse sind demnach längere Zeiträume, z.B. über 24 Stunden, in denen der für die Wärmepumpen benötigte Strom nicht durch EE oder KWK bereitgestellt werden kann, es also zusätzlicher, durch die Wärmepumpen verursachter Stromerzeugungskapazitäten oder Ausgleichsmechanismen bedarf. Diese Zeiträume ohne Verfügbarkeit von Solar- oder Windenergie können dabei entweder witterungsbedingt sein („Dunkelflaute“) oder die konventionelle Last übersteigt die Erzeugung an regelbarer EE und fluktuierender EE in einem Maße, dass keine EE für den zusätzlichen Wärmepumpenbedarf zur Verfügung steht.

Die folgende Abbildung zeigt die Dauer der längsten Zeitintervalle, in denen ein Stromleistungsbedarf zur Deckung der Wärmepumpenlast von mehr als 2,5 GW, 5,0 GW bzw. 7,5 GW auftritt. So gibt es beispielsweise insgesamt 20 Zeitperioden, die länger als 20 Stunden andauern, in denen eine zusätzliche, nicht durch EE oder KWK gedeckte Stromerzeugungskapazität von 2,5 bis 5 GW erforderlich ist, wovon die längste über eine Zeit von 68 Stunden andauert. In einer 34 stündigen Zeitperiode sind sogar über 5 GW erforderlich, während eine Kapazität von über 7,5 GW lediglich in vier kürzeren Perioden erforderlich wäre, wovon die längste über 4 Stunden andauert.

---

<sup>30</sup> Der Zeitpunkt dieses Maximum der Residuallast innerhalb des Jahres ist dabei möglicherweise anders als der Zeitpunkt der maximalen Wärmepumpenlast.

<sup>31</sup> Zusätzlich zu der durch die Wärmespeicher ermöglichte Flexibilität, die bereits durch die Modellierung berücksichtigt wird.

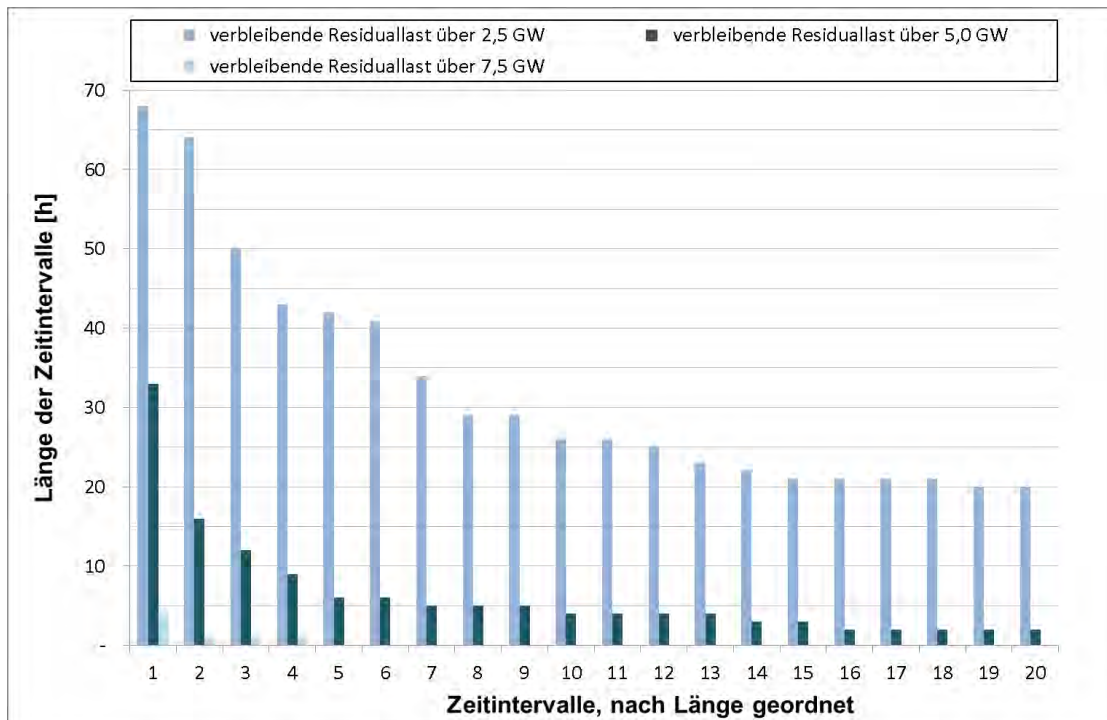


Abbildung 13: Zeitintervalle, in denen Residuallast für längere Zeit überschritten wird (Referenz-Szenario)

#### 4.2.4 Abschätzung zu Auswirkungen einer extremen Kälteperiode ohne Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien

Im Folgenden soll grob abgeschätzt werden, wie sich eine längere Periode von extremer Kälte ohne nennenswertem Ertrag aus PV- und Windenergieanlagen („Dunkelflaute“)<sup>32</sup> auf die Stromerzeugungskapazität auswirkt, die dann aus anderen Quellen zur Verfügung stehen muss.

Den im Rahmen dieser untersuchten Szenarien verwendeten Jahreszeitreihen liegen Temperaturdaten des Jahres 2006 zu Grunde, da dieses Jahr hinsichtlich des Temperaturverlaufes (durchschnittliche Temperaturen, Zeiten mit kalter bzw. warmer Witterung etc.) dem langjährigen Durchschnitt ähnelt. Die niedrigste Temperatur in diesem Jahr betrug minus 12 °C und die niedrigste Tages-Durchschnittstemperatur minus 9,4 °C. An diesem Tag beträgt der Strombedarf aller Wärmepumpen (PHH und GHD) im Mittel 6,8 GW und maximal 10,2 GW.

Die Modellergebnisse zeigen für die konventionelle Last (inkl. industrielle Wärmepumpen und Elektromobilität) an diesem kältesten Tag einen durchschnittlichen Wert von 67,5 GW (Minimum 54,4, Maximum 75,4 GW) auf.

Es ist anzunehmen, dass die regelbaren Erneuerbaren Energien davon nur 4,8 GW abdecken können. Dies ist der bestmögliche Fall: Denn der Output der regelbaren Erneuerbaren Energien beträgt zwischen 3,2 und 4,8 GW (Durchschnitt 4,6 GW) und der Maximalwert kann nicht über eine längere Zeitperiode aufrechterhalten werden.

In längeren Perioden mit extrem kalter Witterung ist hingegen anzunehmen, dass die KWK-Anlagen zur Wärmeversorgung von PHH und GHD genauso wie die Wärmepumpen mit ma-

<sup>32</sup> Unter „Dunkelflaute“ wird in diesem Zusammenhang eine Periode mit keiner Erzeugung aus PV oder Windkraftwerken verstanden. Das Auftreten einer solchen „Dunkelflaute“ in ganz Deutschland bei einem starken Ausbau der Windenergie ist dabei sehr unwahrscheinlich. Wahrscheinlicher sind dagegen Perioden, in denen die fluktuierenden Erneuerbaren Energien witterungsbedingt deutschlandweit nur geringe Strommengen produzieren können.

ximaler Leistung laufen. Die gleichzeitig verfügbare elektrische KWK-Leistung beträgt 26,7 GW (siehe Abbildung 14).

Diese Zahlen zeigen, dass die konventionelle Last unter den beschriebenen Umständen nur durch einen erheblichen Anteil von fossilen Kraftwerken und anderen Ausgleichsmaßnahmen gedeckt werden kann (siehe Abbildung 14), wobei die anderen Ausgleichsmaßnahmen dadurch begrenzt sein dürften, dass sich die Speicherstände über kurz oder lang erschöpfen und sich bei ähnlich kalter Witterung mit wenig EE-Ertrag in den Nachbarländern auch die Möglichkeiten des Stromimportes verringern.

Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass sowohl regelbare Erneuerbare Energien als auch fossile Brennstoffe so gering wie möglich beansprucht werden sollten. Regelbare Erneuerbare Energien sind relativ teuer und knapp. Fossil basierte Erzeuger verschlechtern die CO<sub>2</sub>-Bilanz.

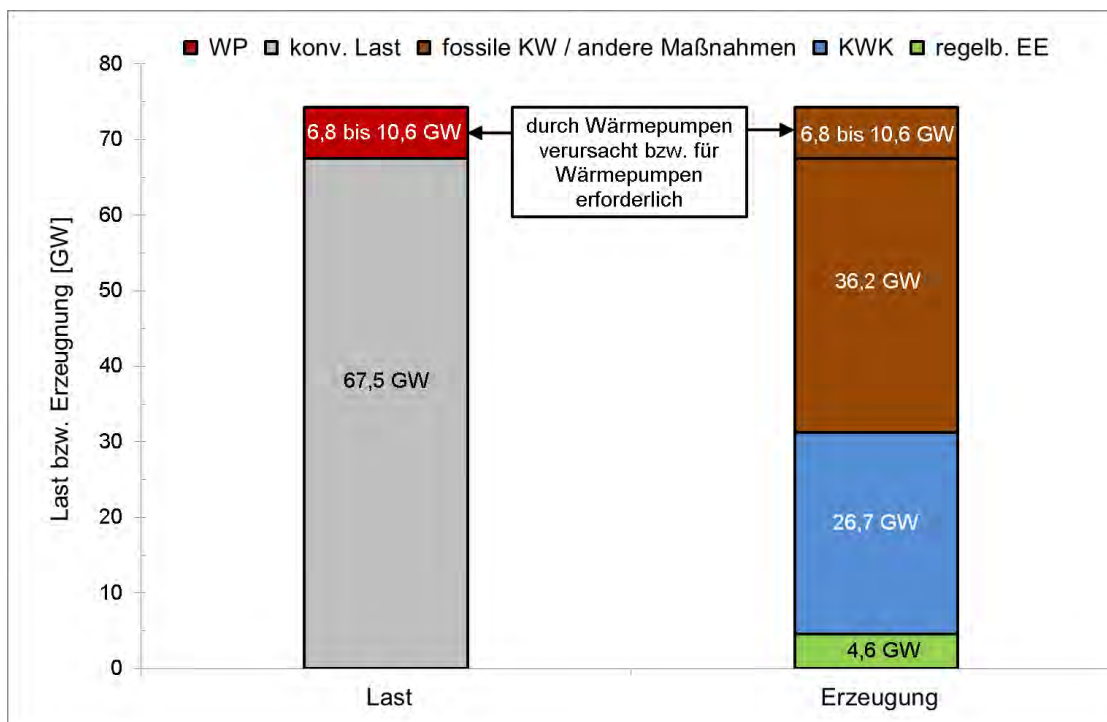


Abbildung 14: Benötigte Kraftwerksleistung in längeren Kälteperioden (Referenz-Szenario)

Hinsichtlich der fluktuierenden Erneuerbaren Energie lässt sich noch ergänzen, dass diese am Tag der geringsten Stromerzeugung gemäß der Simulation im Mittelwert 9,8 GW leisten (Jahresdurchschnitt: 40,2 GW, Mittelwert am Tag mit der höchsten Stromerzeugung: 73,4 GW). Selbst wenn an den Tagen der extremen Kälteperiode die durchschnittlichen 9,8 GW aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen würden, ist in Abbildung 14 zu sehen, dass diese nicht zur Versorgung der Wärmepumpen beitragen würden<sup>33</sup>.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass in längeren Perioden mit sehr kalter Witterung, ohne nennenswerte Erzeugung aus PV und Windenergie die gesamte Wärmepumpenlast in Höhe von maximal 10,6 GW bzw. der maximale Tagesmittelwert von 6,8 GW, der je nach Wärmespeichervermögen der Gebäudebauteile bzw. der in dem Moment vorhandenen Kapazität des dezentralen Wärmespeichers eine Rolle spielen kann, durch zusätzliche Kraftwerkskapazität gedeckt werden muss. Sollte die Kälteperiode noch niedrigere Temperaturen aufweisen, so

<sup>33</sup> Um einen Beitrag zu leisten, müssten die flukt. EE im Mittel des Tages mehr als 36,2 GW, also fast so viel wie im Jahresdurchschnitt erzeugen.



erhöht sich die Lastanforderung weiter<sup>34</sup>, wenn keine Absenkung der Raumtemperaturen hingenommen werden soll.

### 4.3 Schlussfolgerungen aus dem Referenz-Szenario

Die Zahlen basieren auf einem Szenario, welches für das hier untersuchte Zieljahr 2050 einen EE Anteil an der Stromversorgung inklusive der versorgten Wärmepumpen von 80% vorsieht.

Die Abbildung 10 zeigt, dass Wärmepumpen (in den Sektoren PHH und GHD) zu einem großen Teil mit Strom aus erneuerbaren Quellen versorgt werden können (39%), dass es aber neben der fossilen KWK (22%) auch konventioneller Kraftwerke und andere Ausgleichsmaßnahmen bedarf (39%). Aus der Abbildung ist ebenfalls zu ersehen, dass die KWK insgesamt (EE und fossil) rund 36% zur Stromversorgung der Wärmepumpen beiträgt. Dies ist nicht weiter verwunderlich, weil die KWK tendenziell zu den Zeiten Wärme und damit auch Strom erzeugt, in denen auch Strom von den Wärmepumpen nachgefragt wird.

Abbildung 12 zeigt, dass die Erneuerbaren Energien zum Betrieb der Wärmepumpen in den Stunden mit der höchsten Stromnachfrage keinen Beitrag leisten. In diesen Stunden sind fossil die betriebenen KWK-Anlagen und zu rund 75% konventionelle Kraftwerke sowie andere Ausgleichsmaßnahmen<sup>35</sup> nötig, um die Wärmepumpen mit Strom zu versorgen.

Dass diese Kraftwerkskapazität in den genannten Stunden für die Wärmepumpen vorgehalten werden muss, bedeutet allerdings nicht zwangsläufig, dass sie nicht zu anderen Zeiten auch für andere Verbraucher bzw. als Reservekapazität vonnöten ist.

Abbildung 13 zeigt, dass ein Fehlen dieser benötigten Kraftwerkskapazität bzw. anderer Ausgleichsmaßnahmen, erst bei einer Wärmepumpenlast bzw. verbleibenden Residuallast von rund 5 GW zu einer Reduzierung der Wärmezeugung aus Wärmepumpen über einen Zeitraum von über 24 Stunden führen würde.

Im Falle einer winterlichen „Dunkelflaute“ (am kältesten Tag des Jahres steht kein Strom aus Solar- oder Windenergie zur Verfügung) müsste die gesamte von den Wärmepumpen nachgefragte Leistung von fossilen Kraftwerken oder anderen Ausgleichsmechanismen bereitgestellt werden. Wenn in dieser Wintersituation am kältesten Tag keine Dunkelflaute entstehen soll, dann müssten die fluktuierenden Erneuerbaren Energien allerdings mehr als 36 GW generieren, um einen Beitrag zur Versorgung der Wärmepumpen zu leisten.

---

<sup>34</sup> Überproportional mit der Temperaturdifferenz, da vor allem der COP von Luft/Wasser-Wärmepumpen mit niedrigen Außentemperaturen stark sinkt.

<sup>35</sup> Darunter kann auch EE in Form von importiertem Strom oder in Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeicherter EE sein.

## 5 Wärmepumpen-Szenario

Im Wärmepumpenszenario erfolgt eine Ausweitung der Wärmeerzeugung durch dezentrale Wärmepumpen auf 233 TWh/a. Dies entspricht in etwa der viereinhalb-fachen Wärmemenge im Vergleich zum Referenz-Szenario. Mit dezentralen Wärmepumpen sind gebäudeintegrierte Wärmepumpen gemeint ohne eine Vernetzung über Wärmenetze. Großwärmepumpen, die als bivalentes Heizsystem Nah- und Fernwärmesysteme ergänzen, werden in Kapitel 3.4 betrachtet (siehe Tabelle 9). Es wird davon ausgegangen, dass für den ambitionierten Ausbaupfad mit Wärmepumpen überwiegend Luft-Wasser-Geräte zum Einsatz kommen, da aufgrund der Bebauungsdichte in urbanen Gebieten eine flächendeckende Nutzung von Grundwasser bzw. Erdsonden kaum möglich ist.

Das Wärmepumpen-Szenario ist im Detail im Kapitel 3.4 beschrieben. Analog zu den Ergebnissen des Referenz-Szenarios im vorhergehenden Kapitel werden im Folgenden die Ergebnisse für einen Anteil der EE nach der Base50- und der EE50-Szenariovariante vorgestellt.

Bei der Interpretation der Ergebnisse muss beachtet werden, dass im Unterschied zum Referenz-Szenario, in dem im REMix-Modell alle Erzeuger und die steuerbaren Lasten (Wärmepumpen, Elektromobilität, Lastverschiebung, Pumpspeicherkraftwerke etc.) im Zusammenspiel optimiert werden, hier lediglich die Stundenwerte des Strombedarfes der Wärmepumpen hochskaliert werden, während die Stundenwerte der Stromerzeugung einiger KWK-Anlagentypen runterskaliert werden (siehe Kapitel 3.4).

### 5.1 Zusammensetzung des Wärmepumpenstromes

#### 5.1.1 Base50-Szenariovariante

Die folgende Abbildung zeigt, analog zu dem im Kapitel 4.2.1 beschriebenen Vorgehen, die Zusammensetzung des Wärmepumpenstromes in der Base50-Szenariovariante.

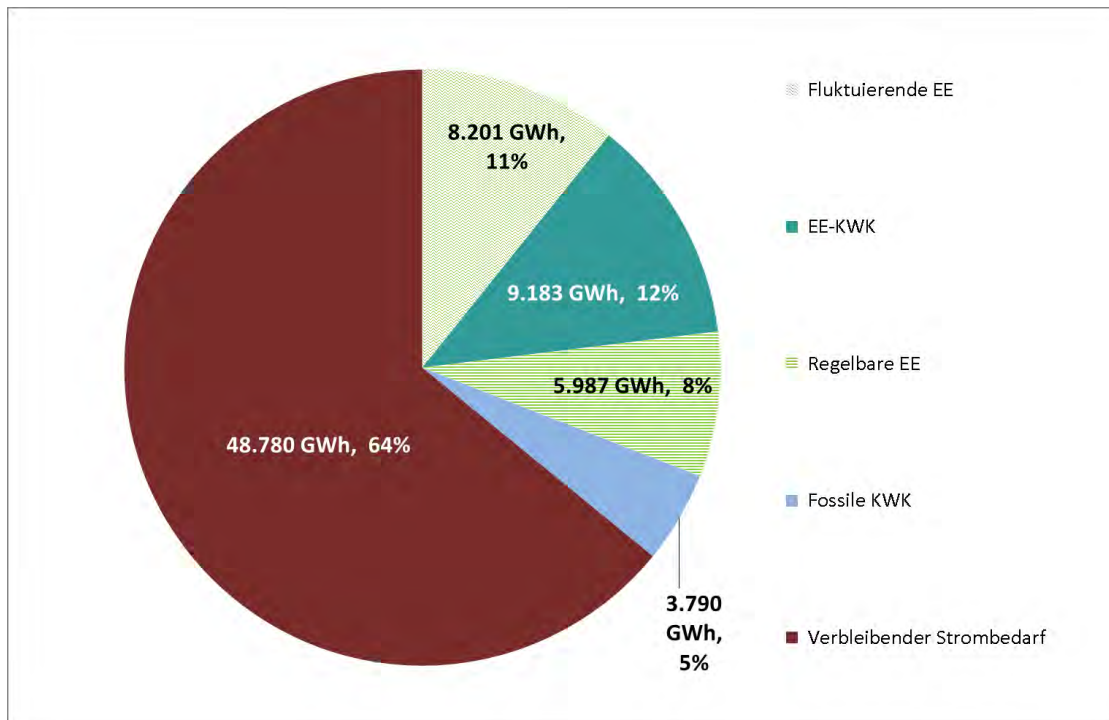


Abbildung 15: Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms im Wärmepumpen-Szenario (Base50)<sup>36</sup>

Wie zu erwarten war, verschiebt sich die Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms gegenüber dem Referenz-Szenario (siehe Abbildung 10) in Richtung der Stromerzeuger mit höher bewerteter CO<sub>2</sub>-Intensität und aufwändiger Umwandlungsketten.

Der Gesamtstrombedarf der Wärmepumpen steigt dabei von 15,9 TWh/a im Referenz-Szenario auf 76,1 TWh/a, von denen rund 23,4 TWh aus EE stammen<sup>37</sup>. Wegen des stark gestiegenen Strombedarfes der dezentralen Wärmepumpen, beträgt dieser EE-Anteil nun 31% des gesamten Strombedarfes der Wärmepumpen. Nur noch 11% können direkt durch fluktuierende Erneuerbare Energien abgedeckt werden. Fossile KWK-Anlagen können – auch wegen der gegenüber dem Referenz-Szenario reduzierten Anlagenleistung – nur 5% des Strombedarfes übernehmen, während die verbleibenden 64% durch fossile Kraftwerke und andere Ausgleichsmaßnahmen gedeckt werden müssen.

### 5.1.2 EE50-Szenariovariante

Die folgende Abbildung zeigt den ermittelten Strommix im Wärmepumpen-Szenario gemäß der Szenariovariante EE50, wie er sich aus der in Kapitel 4.1 beschriebenen Merit Order ergibt:

<sup>36</sup> Siehe Kapitel 4.2.1 zur Vorgehensweise

<sup>37</sup> Inkl. EE-KWK

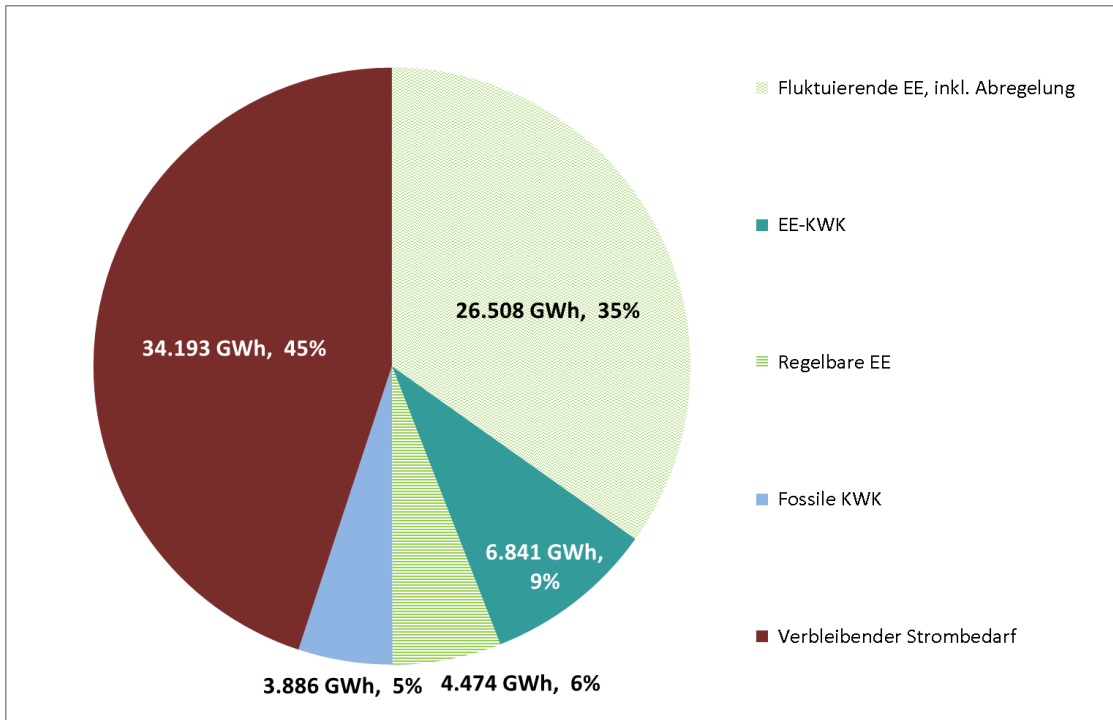


Abbildung 16: Zusammensetzung des Wärmepumpenstroms, Wärmepumpen-Szenario (EE50)

Der Anteil der EE am Wärmepumpenstrom nimmt gegenüber der Szenariovariante Base50, von 31% auf rund 50% zu, während der Anteil des Stroms aus fossilen Kraftwerken und anderer Ausgleichsmaßnahmen von 64 % auf 45 % reduziert wird. Der Anteil der fossilen KWK verbleibt bei rund 5%. Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien decken jetzt 35% der Wärmepumpenlast direkt ab, was eine Verdreifung gegenüber der Szenariovariante Base50 darstellt. Aber ob die durch den höheren Ausbau an fluktuierenden Erneuerbaren Energien ermöglichte günstigere Jahresbilanz sich auch auf die Lastverhältnisse günstig auswirkt, lässt sich erst nach der im Folgenden vorgenommenen Analyse der Leistungsverläufe beurteilen.

## 5.2 Erforderliche Stromerzeugungskapazitäten

Die Analyse der Stromerzeugungskapazitäten erfolgt nach dem gleichen Schema wie in 4.2.2 bereits für das Referenz-Szenario vorgenommen.

### 5.2.1 Base50-Szenariovariante

Die folgende Abbildung 17 und Abbildung 18 (Ausschnitt) zeigen die möglichen Beiträge der einzelnen Stromerzeuger in der entsprechenden Systematik von Jahresdauerlinien:

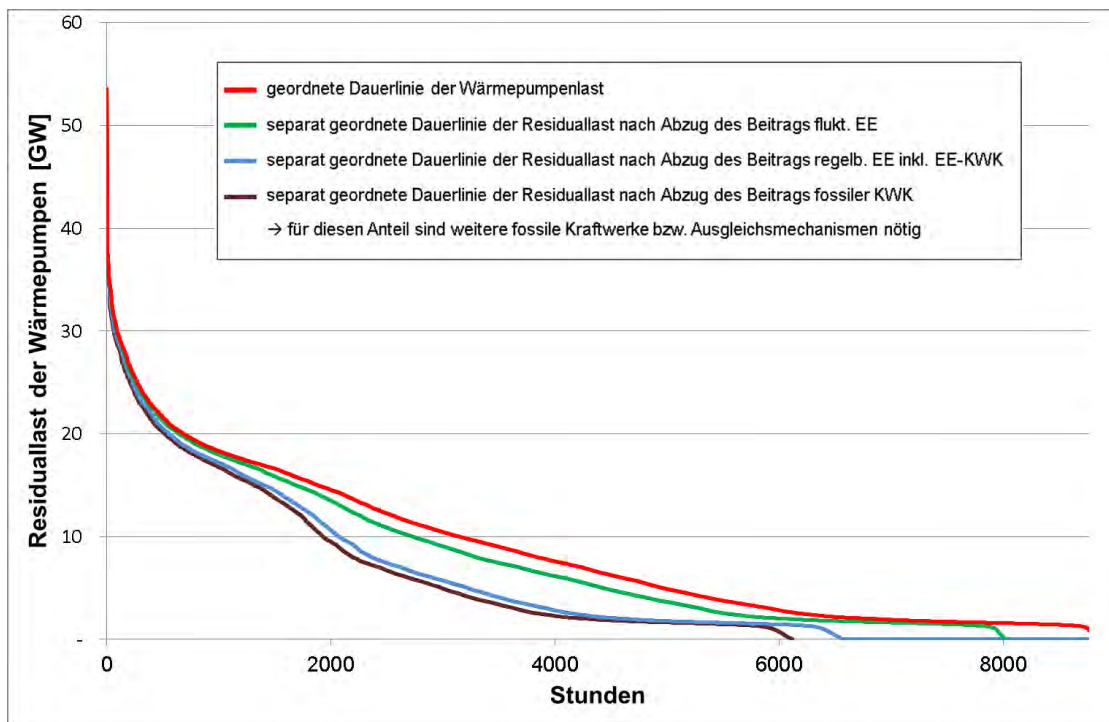


Abbildung 17: Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten, Wärmepumpen-Szenario (Base50)

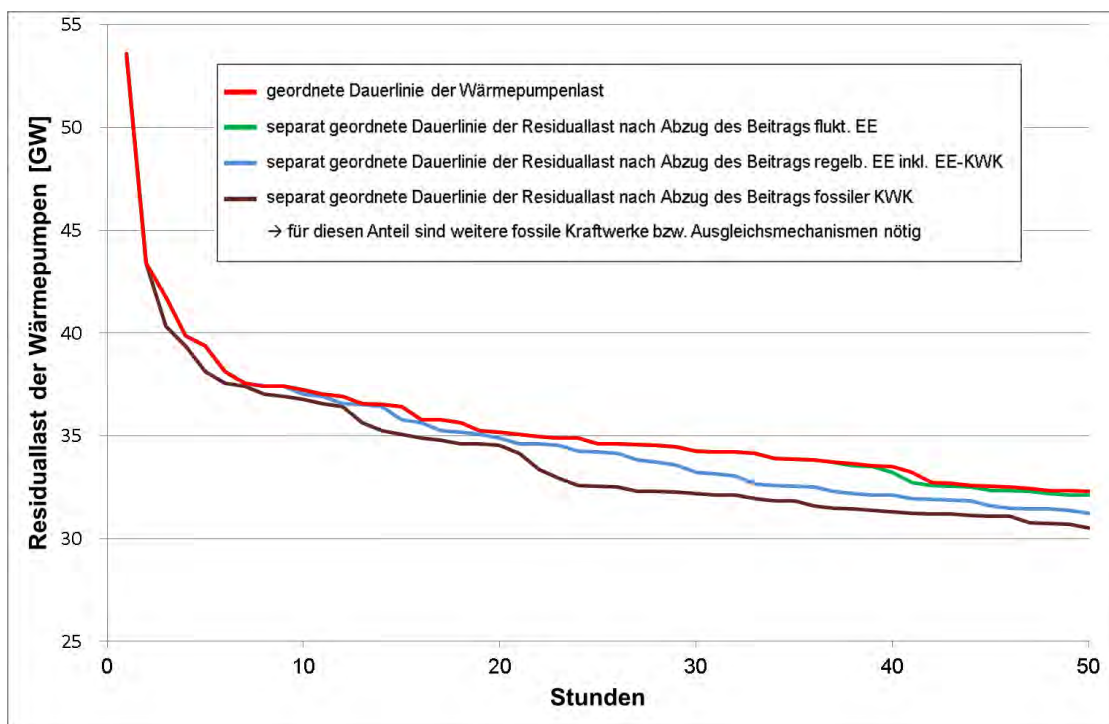


Abbildung 18: Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten, Wärmepumpen-Szenario (Base50) (Ausschnitt)

Da die Wärmepumpenlast gegenüber dem Referenz-Szenario deutlich vergrößert und die Stromerzeugungskapazität der KWK-Anlagen<sup>38</sup> erheblich vermindert wurde, fällt hier die maximale Wärmepumpenlast mit rund 53,6 GW gegenüber dem Referenz-Szenario (10,6 GW)

<sup>38</sup> In erster Linie die fossilen KWK-Anlagen im Bereich PHH und GHD, siehe Abschnitt 3.4.

deutlich höher aus. Die in diesem Szenario im Vergleich zum Referenz-Szenario geringere Stromerzeugung aus fossiler KWK ist nicht in der Lage, in der Stunde mit der größten Wärmepumpenlast einen signifikanten Beitrag zur Deckung dieser Last zu leisten.

### 5.2.2 EE50-Szenariovariante

Auch die geordneten Dauerlinien zeigen den gegenüber der Base50-Szenariovariante zunehmenden Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien in der EE50-Szenariovariante (Abbildung 19 und Abbildung 20):

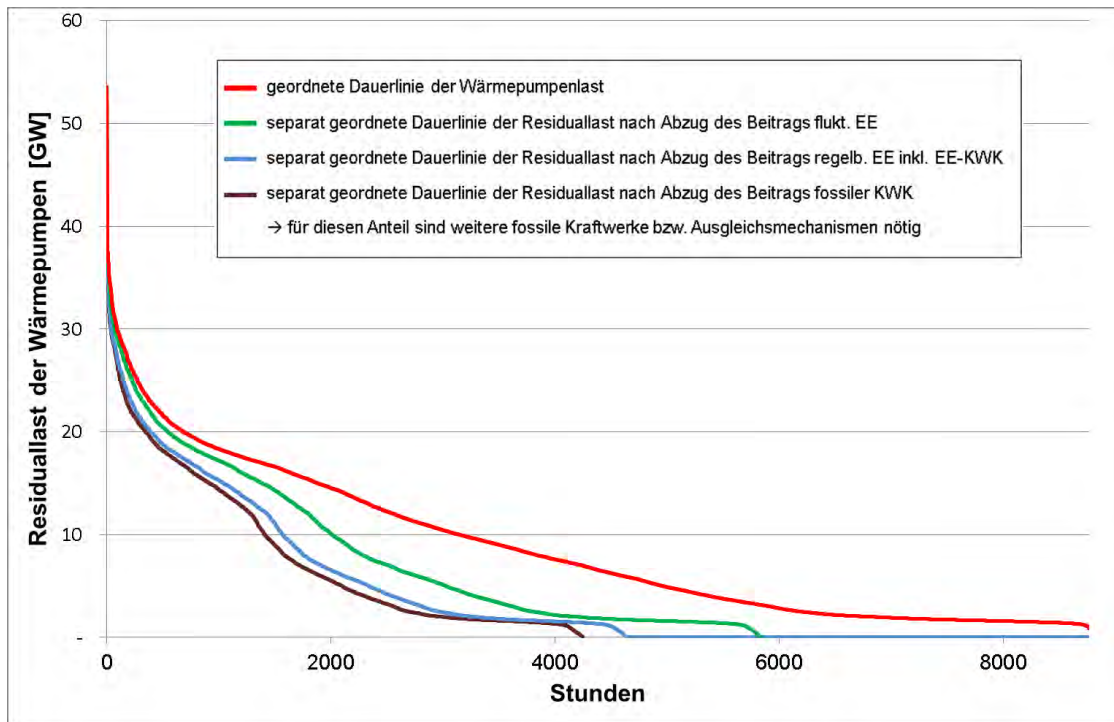


Abbildung 19: Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten, Wärmepumpen-Szenario (EE50)

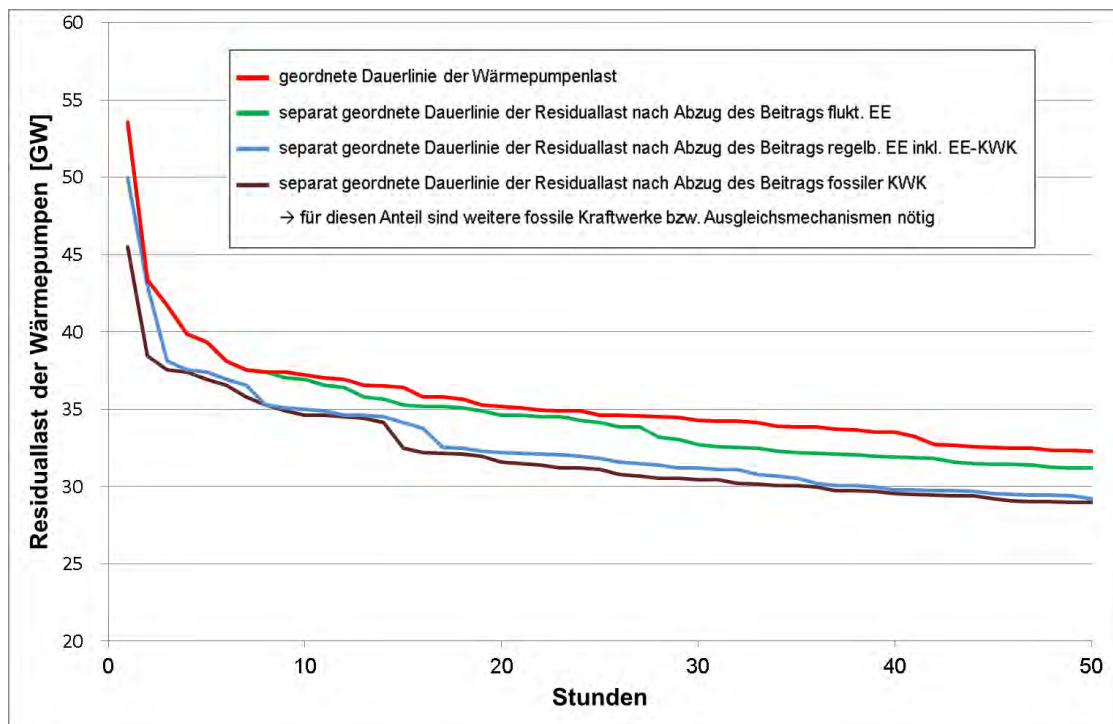


Abbildung 20: Geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Residuallasten, Wärmepumpen-Szenario (EE50) (Ausschnitt)

In den Abbildungen ist zu erkennen, dass – anders als in der Base50-Szenariovariante des Wärmepumpenszenarios und auch im Referenz-Szenario – die fossile KWK und in der Stunde der höchsten Wärmepumpenlast sogar die regelbaren EE-Anlagen einen Beitrag zur Deckung dieser Last leisten. Die maximal von fossilen Kraftwerken oder anderen Ausgleichsmaßnahmen zu deckende Last entspricht damit nicht, wie bei der Base50-Szenariovariante, der maximalen Wärmepumpenlast von 53,6 GW, sondern liegt mit 45,5 GW rund 8 GW darunter. Der höhere Ausbau an fluktuierenden Erneuerbaren Energien wirkt sich also für die intensive Wärmepumpenstrategie positiv aus. Allerdings bleibt auch die Abdeckung der maximal noch auszugleichenden 45,5 GW eine große Herausforderung. Außerdem ist zu sehen, dass auch in dieser Szenariovariante in mehr als 50 Stunden des Jahres eine Leistung von rund 30 GW bereitgehalten werden muss, die nicht durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann.

### 5.3 Zeiträume, in denen zur Versorgung der Wärmepumpen Kraftwerkskapazitäten oder andere Ausgleichsmaßnahmen nötig sind

#### 5.3.1 Base50-Szenariovariante

Hinsichtlich der Dauer einzelner Zeitabschnitte, in denen eine bestimmte Leistung aus fossilen Kraftwerken oder anderen Ausgleichsmaßnahmen erforderlich ist, stellt das Wärmepumpen-Szenario grundsätzlich deutlich höhere Anforderungen als das Referenz-Szenario (siehe Abschnitt 4.2.3). Abbildung 21 zeigt, dass es in der Base50-Szenariovariante im Simulationszeitraum von einem Jahr zwanzig Zeitperioden gibt, die länger als 25 Stunden andauern und in denen die aus fossilen Kraftwerken oder anderen Ausgleichsmaßnahmen zu deckende Last 10 GW übersteigt (verglichen mit lediglich einer Zeitperiode mit mehr als 5 GW über mehr als 25 Stunden im Referenz-Szenario). Von diesen zwanzig Perioden hat ein Zeitraum sogar eine

Dauer von rund 380 Stunden der Unterdeckung (über 2 Wochen). Für die entsprechende Last von 15 GW treten 17 und für eine Last von 20 GW immerhin noch 3 Zeiträume mit einer Länge von 25 oder mehr Stunden auf.

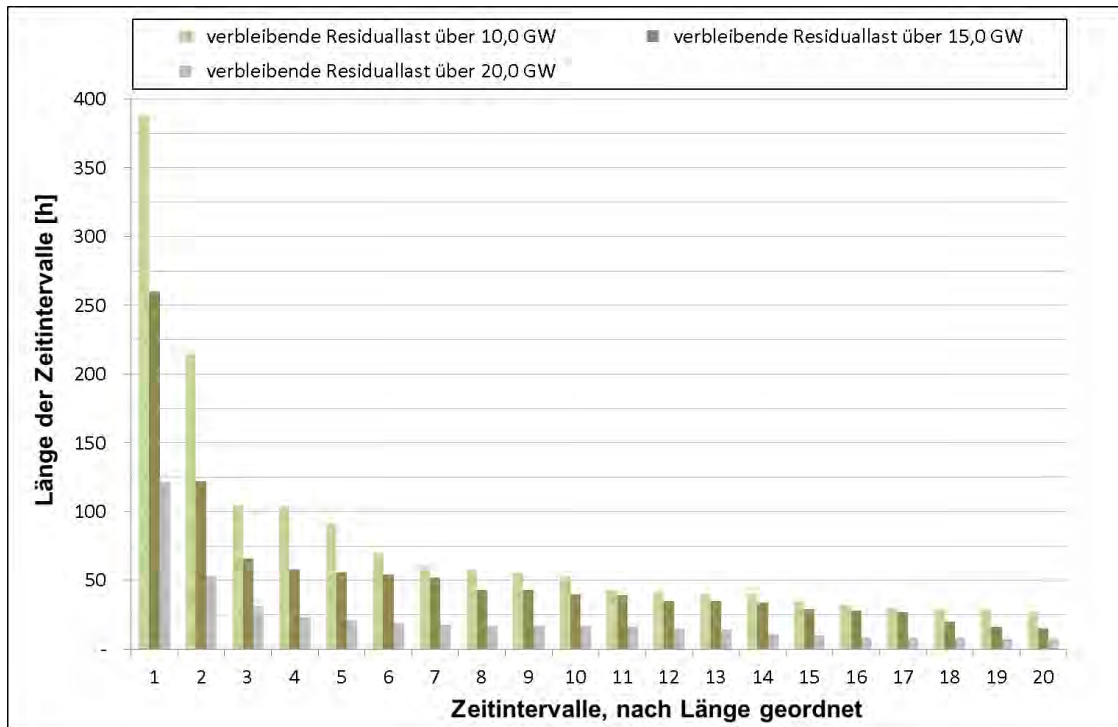


Abbildung 21: Zeitintervalle, in denen eine bestimmte Residuallast für längere Zeit überschritten wird, Wärmepumpen-Szenario (Base50)

### 5.3.2 EE50-Szenariovariante

Die zusätzliche Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien bewirkt auch hinsichtlich der Zeitintervalle, in denen die zusätzliche Stromerzeugungskapazität benötigt wird, eine Entlastung, die in der folgenden Abbildung dargestellt ist.



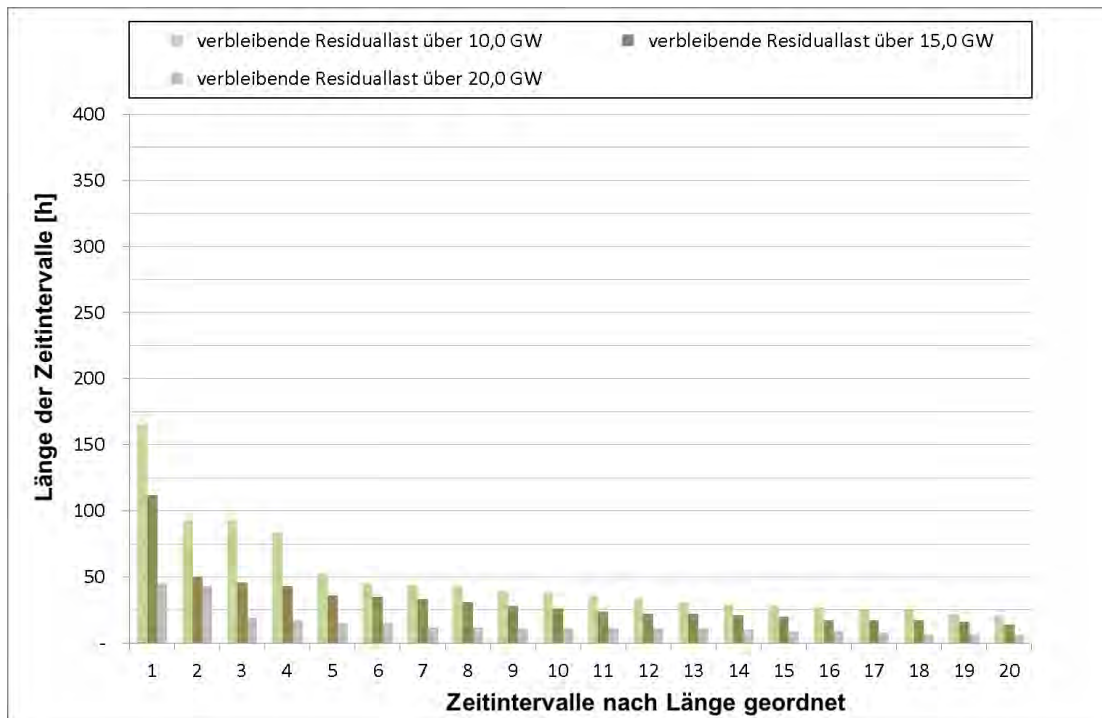


Abbildung 22: Zeitintervalle, in denen eine bestimmte Residuallast für längere Zeit überschritten wird, Wärmepumpen-Szenario (EE50)

Trotzdem gibt es auch in dieser Szenariovariante noch lange Zeitperioden mit erheblichen durch die Wärmepumpen verursachten Lasten. So wird die zusätzliche Last von 10 GW oder mehr in 18 Zeitperioden benötigt, die länger als 25 Stunden sind, wovon die längste Periode länger als 165 Stunden anhält (rund eine Woche). Die benötigte Stromerzeugungskapazität aus fossilen Kraftwerken oder anderen Ausgleichsmaßnahmen übersteigt sogar in zwei Perioden, die länger als 25 Stunden sind, 20 GW.

## 5.4 Abschätzung zu Auswirkungen von extremer Kälteperiode mit keiner Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien

### 5.4.1 Base50-Szenariovariante

Die folgende Abbildung 23 zeigt die Abschätzung für längere Kälteperioden (dann weisen die Wärmepumpen den höchsten Leistungsbedarf des Jahres auf) ohne nennenswerte Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien („Dunkelflaute“)<sup>39</sup>. Durch den erhöhten Strombedarf der Wärmepumpen und die geringere installierte KWK-Kapazität ergeben sich auch hier deutlich höhere Anforderungen an die zusätzlich erforderliche Kraftwerksleistung als im Referenz-Szenario: Während die Einschätzung zur durchschnittlichen konventionellen Last am Tag mit der geringsten Durchschnittstemperatur bei 67,5 GW verbleibt, steigt der Tagesdurchschnitt des Strombedarfs der Wärmepumpen (Tagesdurchschnitt am Tag mit niedrigster durchschnittlicher Temperatur) auf 31,9 GW.

<sup>39</sup> Zu bedenken gilt auch hier, dass das Auftreten einer „Dunkelflaute“ in ganz Deutschland bei einem starken Ausbau der Windenergie sehr unwahrscheinlich ist.

Auf der Angebotsseite können die regelbaren Erneuerbaren Energien (ohne KWK) im Tagesdurchschnitt 4,8 GW abdecken. Die maximale KWK-Leistung ist hingegen durch den geringeren KWK-Anteil in diesem Szenario auf 15,4 GW gesunken. Auch hier kann als Resultat davon ausgegangen werden, dass in längeren Kälteperioden diese KWK-Leistung zwar zur Verfügung steht, aber in Gänze zur Abdeckung der konventionellen Last benötigt wird. Die gesamte Wärmepumpenlast (kurzfristig maximal 53,6 GW, im Tagesmittelwert 31,9 GW) muss demnach durch zusätzliche flexible Kraftwerkskapazität abgedeckt werden.

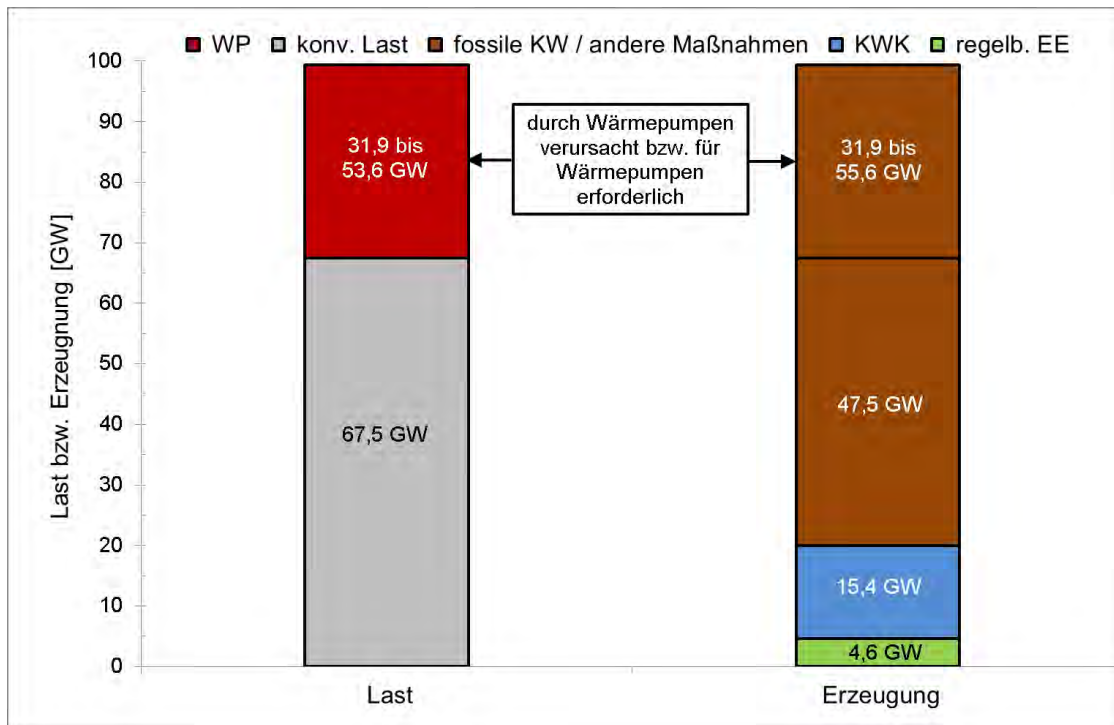


Abbildung 23: Benötigte Kraftwerksleistung in längeren Kälteperioden (Wärmepumpen-Szenario, Base50)

Wird bei dieser Betrachtung die mögliche Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien hinzugenommen (Jahresdurchschnitt: 40,2 GW, Mittelwert am Tag mit der höchsten Stromerzeugung: 73,4 GW, Mittelwert am Tag mit der niedrigsten Stromerzeugung: 9,8 GW) so kann festgestellt werden, dass selbst eine Stromerzeugung auf Basis der im Jahresmittel verfügbaren Leistung nicht ausreichen würde, um die konventionelle Lastanforderung in solchen Kälteperioden zu befriedigen. Die zusätzliche Wärmepumpenlast müsste deshalb über längere Zeiträume durch zusätzliche flexible Stromerzeugungskapazitäten gedeckt werden.

Auch hier gilt zu bedenken, dass sich beim Auftreten von gegenüber dem Referenzjahr 2006 noch niedrigeren Temperaturen die Lastanforderung weiter erhöhen würden, wenn keine Absenkung der Raumtemperaturen hingenommen werden soll.

#### 5.4.2 EE50-Szenariovariante

Da im schlechtesten Fall auch eine größere Anlagenkapazität von PV und Windenergie als in der Base50 Szenariovariante keine Leistung erbringt, unterscheidet sich die resultierende Abbildung nicht von Abbildung 23.

Wird hier ein Beitrag der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Höhe des Mittelwertes des simulierten Tages mit der kleinsten Gesamtstromerzeugung (durch die Skalierung jetzt 12,7 GW) angenommen, so zeigt sich, dass auch diese nicht ausreicht, um in der Szenariovari-

ante EE50 einen Beitrag für die Wärmepumpen zu leisten, da 12,7 GW geringer sind als die Leistung, die benötigt wird, um neben der regelbaren EE und der KWK die konventionelle Last zu decken (47,3 GW, siehe Abbildung 23). Diese benötigte Leistung, die im Tagesmittel aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen müsste, damit ein Beitrag zur Versorgung der Wärmepumpen geleistet würde (47,3 GW), ist in dieser Szenariovariante fast so hoch wie der simulierte Jahresmittelwert der Leistung aus fluktuierenden EE in Höhe von 52,3 GW. Da die Kälteperioden aber in Zeiten mit sehr geringem Ertrag aus PV und meist relativ wenig Wind auftreten (Hochdruckwetterlage im Winter mit klaren Nächten), kann auch für diese Szenariovariante der Schluss gezogen werden, dass der gesamte Leistungsbedarf in Höhe von 31,9 GW aus fossilen Kraftwerkskapazitäten bzw. bestenfalls aus anderen Ausgleichsmaßnahmen bereitgestellt werden muss.

Auch hier gilt zu bedenken, dass sich beim Auftreten von noch niedrigeren Temperaturen die Lastanforderung weiter erhöhen würden, wenn keine Absenkung der Raumtemperaturen hingenommen werden soll.

## 5.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen zu den Wärmepumpen-Szenarien

Die folgenden beiden Abbildungen stellen den Strommix des Wärmepumpenstroms im Referenz-Szenario sowie in den beiden Varianten des Wärmepumpen-Szenarios gegenüber:

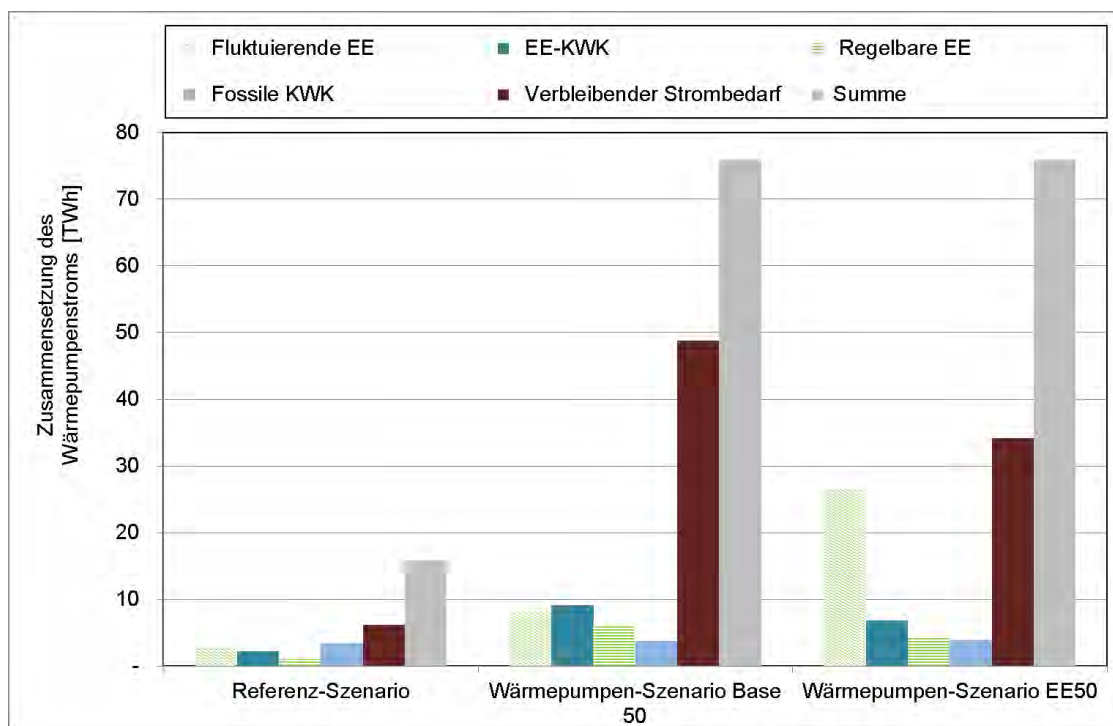


Abbildung 24: Strommix des Wärmepumpenstroms in den Szenarien

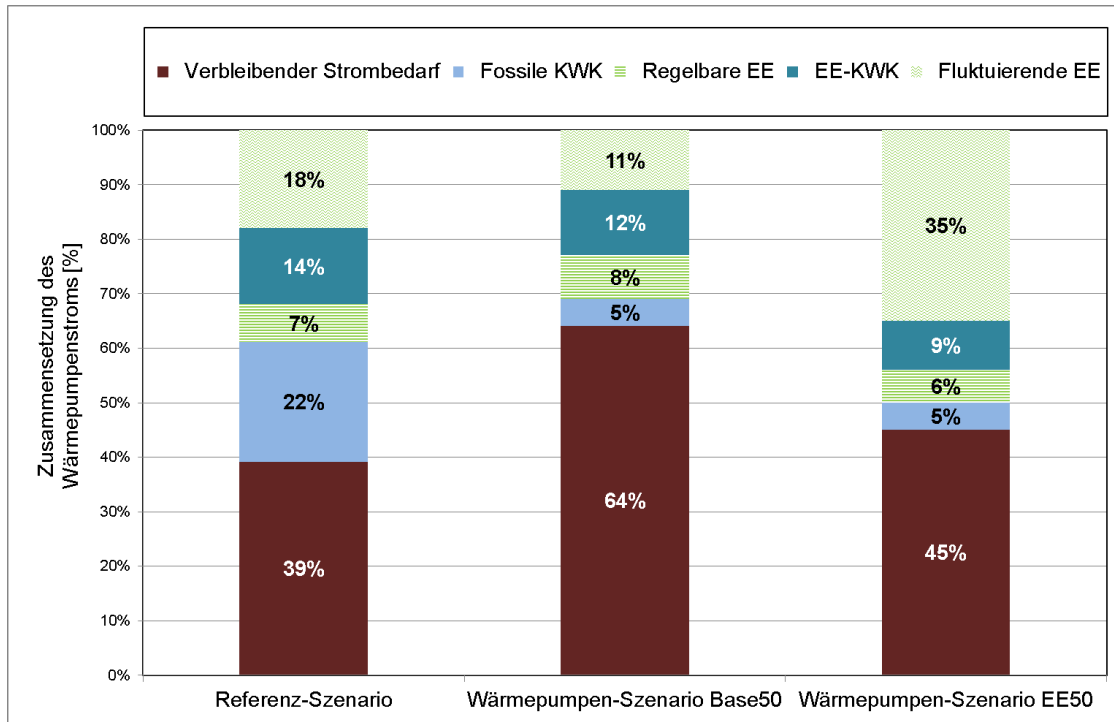


Abbildung 25: Strommix des Wärmepumpenstroms in den Szenarien

Ein Vergleich der Szenariovarianten Base50 und EE50 macht deutlich, dass eine intensiviertere Wärmepumpenstrategie mit einem hohen Ausbau an Windkraft und Photovoltaik verbunden werden muss, weil nur dann die Erneuerbaren zu einem akzeptablen Erzeugungsanteil kommen. Die Abdeckung der Wärmepumpenlast in der benötigten Höhe stellt grundsätzlich eine enorme Herausforderung dar. Dies wird deutlich, wenn die Verläufe der Wärmepumpen-Residuallasten zwischen der Szenariovariante EE50 (Abbildung 19) und dem Referenz-Szenario (Abbildung 11) verglichen werden.

Dort ist zu sehen, dass im Referenz-Szenario in 50 Stunden des Jahres eine Wärmepumpenlast in Höhe von 6 GW oder mehr besteht, die nicht durch Erneuerbare Energien oder KWK gedeckt werden kann, während dieser Wert in der EE50-Szenariovariante des Wärmepumpen-Szenarios schon bei rund 30 GW oder höher liegt.

Es bleibt offen, wie dies mittels Pumpspeicherkraftwerken, Lastmanagement, Stromimport und mittels konventioneller Kraftwerke gedeckt werden kann. Um die übergeordneten Klimaschutzziele einzuhalten, dürfte diese Lücke nicht durch fossil betriebene Kraftwerke geschlossen werden sondern müsste durch einen intensivierten Einstieg in die Power-to-Gas-Technologie aufgefüllt werden. Die Abschätzungen zum Thema „Dunkelflaute“ zeigen, dass in einer Situation mit kalter Witterung und keiner bzw. sehr geringer Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien der Strom für Wärmepumpen in allen Szenarien bzw. Szenariovarianten nur durch konventionelle Kraftwerke bzw. andere Maßnahmen gedeckt werden kann.

## 6 KWK-Szenario – Einführung

Anders als bei der Wärmepumpen-Strategie beginnt die Sektorenkopplung in den KWK-Szenarien nicht mit einer Zunahme der Verwendung von Strom zur Beheizung des Gebäudebestands durch Wärmepumpen, sondern im Zuge des Ausbaus gasbasierter KWK-Anlagen. Der damit produzierte Strom ersetzt in den kommenden Jahren vor allem Elektrizität aus der Erzeugung in ungekoppelten (Groß)Kraftwerken. Die höhere Effizienz der gekoppelten Erzeugung in Verbindung mit dem Wechsel des Brennstoffs bewirkt über die Primärenergieeinsparung hinaus eine deutliche Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Voraussetzung dafür sind KWK-Anlagen, die mittels Flexibilisierung durch Wärmespeicher keine ‚must-run-units‘ sind und deshalb zum nötigen Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung beitragen können. Erforderlich ist für eine ambitionierte KWK-Strategie nicht nur der Ausbau vorhandener sondern auch der Aufbau von neuen Wärmenetzen (Fernwärme- bzw. Nahwärme und Quartiersnetz). Diese langfristig nutzbare Infrastruktur erfordert zwar hohe Investitionen, bietet aber in Kombination mit Wärmespeichern auch ein hohes Maß an Flexibilität und gute Chancen für eine Diversifizierung der Wärmebereitstellung durch Nutzung unterschiedlicher Quellen (neben KWK z.B. industrielle Abwärme, Solarthermie etc.).

Auf lange Sicht wird es darum gehen müssen, speicherbare Energieformen aus dem fluktuierenden Angebot an Sonne und Wind für eine effiziente Wärmeversorgung mit KWK bereitzustellen. Für synthetisches Gas (Power to Gas) bietet die vorhandene Gas-Infrastruktur mit den daran gekoppelten Speicherkapazitäten, die auch einen saisonalen Ausgleich zulassen, gute Möglichkeiten. Wo kein Anschluss an das Erdgasnetz möglich ist, könnte synthetisches Flüssiggas oder ein anderer flüssiger Brennstoff (Power to Liquid) eingesetzt werden. Auf diese langfristige Perspektive einer Nutzung von 'Power to Gas' zielen die KWK-Szenariovarianten, mit denen untersucht werden soll, ob und wie ein sinnvolles Nebeneinander der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen und KWK im Energiesystem vorstellbar ist, wenn fossile Brennstoffe weitestgehend abgelöst sind.

### 6.1 Vorgehen bei der Simulierung der KWK in den KWK-Szenarien

Ziel der Einsatzplanung der KWK-Anlagen ist ein systemdienlicher Betrieb, d.h. die KWK Anlagen sollen dann in Betrieb sein, wenn CO<sub>2</sub>-freie bzw. CO<sub>2</sub>-arme Stromerzeuger die vorhandene Last nicht bedienen können, also eine positive Residuallast besteht.

Die Residuallast wird hierbei für jede Stunde des Jahres wie folgt definiert:

Erzeugung fluktuierender Erneuerbarer Energien plus Erzeugung regelbarer Erneuerbarer Energien sowie Erzeugung der industriellen KWK<sup>40</sup> minus der Stromnachfrage bestehend aus der konventionellen Last, sowie der Stromnachfrage für den in diesem Szenario angenommenen Bestand an Elektromobilität und dezentralen Wärmepumpen<sup>41</sup>.

Der systemdienlichste Einsatz der KWK-Anlagen wird mit dem im IFAM entwickelten und im folgenden Kapitel kurz beschriebenen Energiesystemmodell „MuGriFlex“ ermittelt.

---

<sup>40</sup> Die Stromerzeugung der regelbaren EE sowie die industrielle KWK wurde dabei bereits in REMix optimiert, d.h. im Rahmen der Möglichkeiten der sich verändernden Stromnachfrage angepasst

<sup>41</sup> Auch die Stromnachfrage der Elektromobilität und der Wärmepumpen wurde in REMix optimiert.

### 6.1.1 Energiesystemmodell MuGriFlex

Das Simulationsmodell MuGriFlex optimiert die Einsatzplanung von Anlagenkombinationen zur Aufnahme von Strom zu Überschusszeiten und zur Abgabe von Strom zu Zeiten der Unterdeckung (Speicherketten). Anhand bestimmter technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Randbedingungen errechnet das Modell den idealen Anlageneinsatz für einen bestimmten Zeitraum, bspw. ein Jahr. Bislang können Power-to-Gas- (PtG) und Power-to-Heat- (PtH) Systeme abgebildet werden. Im Modell implementiert sind Elektrolyseur (optional mit Methanisierung), Wärmepumpe bzw. Elektrokessel, KWK-Anlage, Wärmespeicher und Gaskessel. Das Tool setzt die Anlagen so ein, dass die Gas- und Wärmeversorgung zu möglichst geringen Kosten erfolgen. Die Verbindung zum Stromsektor erfolgt dabei derzeit anhand der Börsen- und Regelenergiepreise.

Das Modell wurde im Rahmen des Forschungsprojekts Multi-Grid-Storage (MuGriSto) für eine Vielzahl von Analysen zur Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit von PtH- und PtG-Systemen eingesetzt [z.B. Fraunhofer IFAM 2015, Brandstätt & Fette 2015, Brandstätt & Meyer 2014, Brandstätt 2014]. Insbesondere wurden verschiedene Anlagenkonstellationen unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen verglichen und so deren Einfluss auf das Energiesystem abgeschätzt. Weiterentwicklungen des Modells sind insbesondere zur Beantwortung spezifischer Fragestellungen für konkrete Versorgungssysteme erfolgt. In diesem Zusammenhang wurde vor allem die Abbildung der Wärmespeicherung verfeinert, sowie um Kälteerzeugung und -speicherung ergänzt.

MuGriFlex simuliert den Betrieb der Speicherketten stundengenau. Wärmelast, Spot- und Regelenergiepreise können als Zeitreihen einfließen, alle restlichen Parameter (technische Daten, Betriebs- und Investitionskosten, Entgelte und Abgaben, ...) gehen als über das Untersuchungsjahr konstante Werte ein. Das Modell plant den anhand der Randbedingungen kostenoptimalen Anlageneinsatz. Dieser fließt schließlich in eine Vielzahl von Kennzahlen zur Auswertung der Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit verschiedener Anlagenkonstellationen unter bestimmten Rahmenbedingungen ein.

Abbildung 26 illustriert schematisch den groben Ablauf von MuGriFlex:

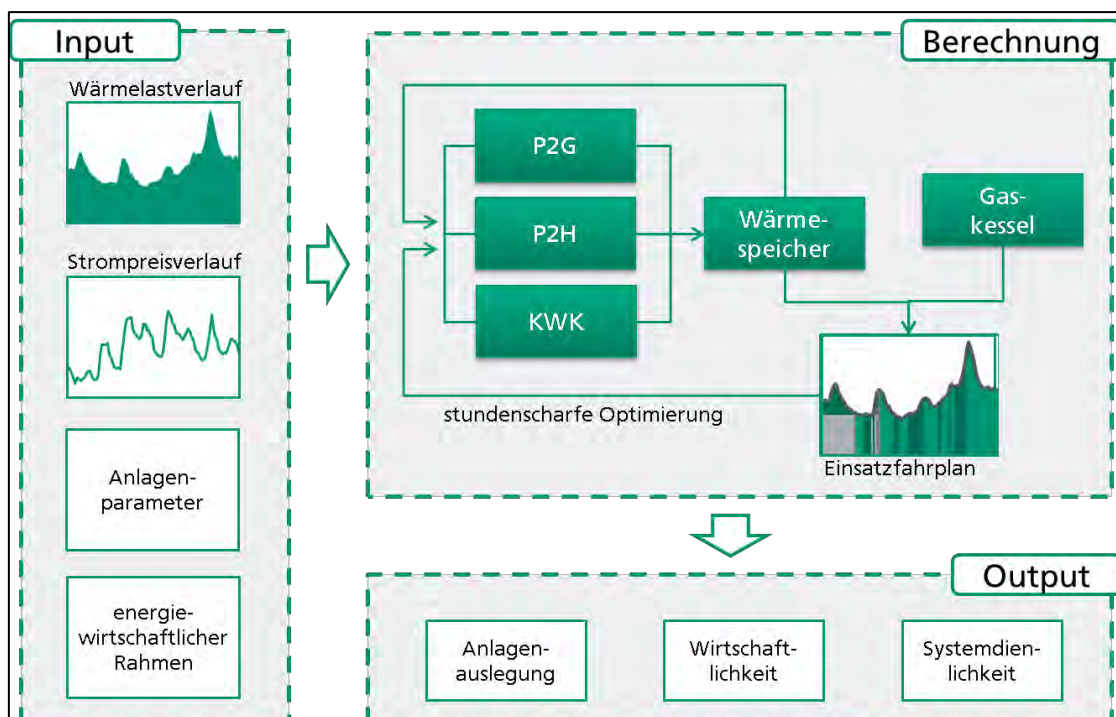


Abbildung 26: MuGriFlex-Ablaufplan in der Kurzübersicht

Das Modell plant zunächst den Einsatz der Stromabnehmer (PtH und PtG) und -erzeuger (KWK), sowie des Wärmespeichers<sup>42</sup> anhand der Strompreise. Die wichtigsten Randbedingungen bei der Einsatzplanung sind der Wärmebedarf, die verfügbare Speicherkapazität und die technische Flexibilität der Anlagen. Diese werden in einer, der ersten preisbasierten Einsatzplanung nachgelagerten, Schleife überprüft und der Anlageneinsatz gegebenenfalls korrigiert. Auch die Korrektur ist auf die möglichst kostengünstige Bereitstellung der Wärme ausgelegt. Die so errechneten Anlageneinsätze fließen schließlich in eine Vielzahl von Kennzahlen zur Auswertung der Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit verschiedener Anlagenkonstellationen unter bestimmten Rahmenbedingungen ein.

Die Einsatzplanung, die so aus MuGriFlex resultiert, ist in Abbildung 27 exemplarisch für ein Wärmesystem mit Elektrokessel, Gaskessel und KWK-Anlage über einige Tage dargestellt. Zu Zeiten, in denen die Strompreise niedrig sind, kommt der Elektrokessel zum Einsatz; bei hohen Preisen hingegen die KWK-Anlage. Wann immer die Wärmeerzeugung die gleichzeitige Wärmelast überschreitet, findet eine Einspeicherung statt. Insofern der Speicher gefüllt ist, kann nun zu Zeiten, wenn keine oder eine zu geringe Erzeugung aus Elektrokessel oder KWK-Anlage vorgesehen ist, ausgespeichert werden.

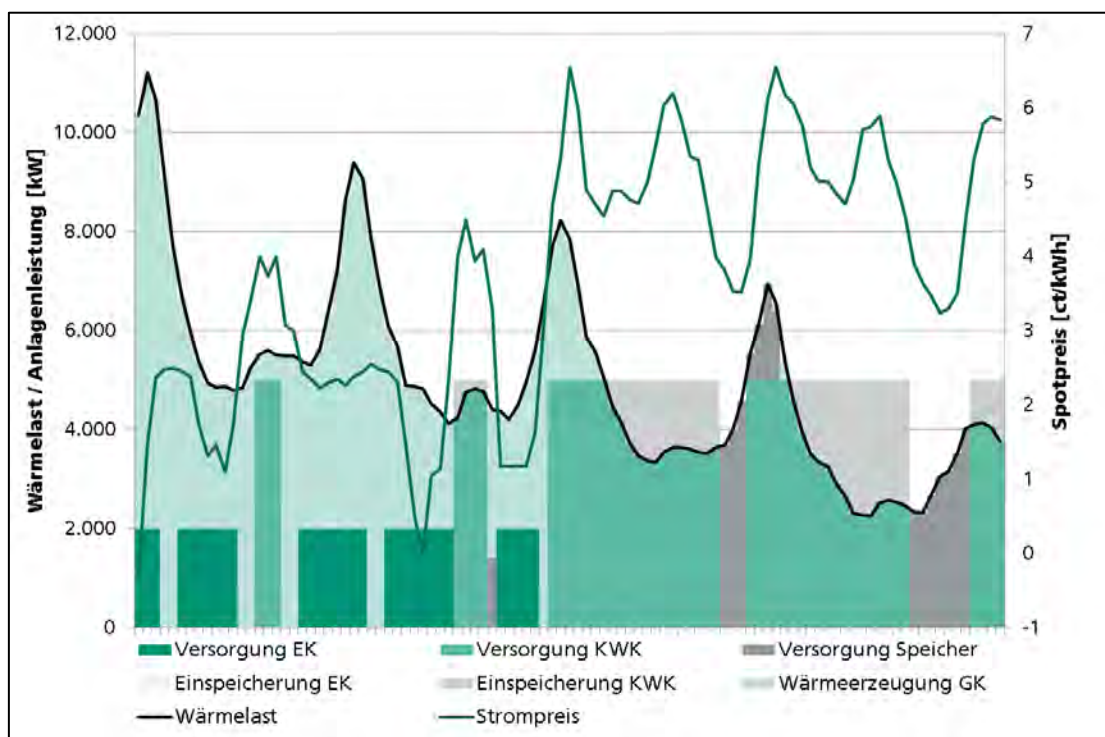


Abbildung 27: Einsatzplanung für einige Tage am Beispiel eines Wärmesystems

MuGriFlex bestimmt die Volllaststunden und somit die bereitgestellte Wärmemenge je Anlagentyp sowie die damit verbundenen Kosten und die Amortisation der Anlagen. Eine Möglichkeit zur Variation ist beispielsweise die Betrachtung unterschiedlicher Preisszenarien oder eine Änderung der Abgaben- oder Vergütungsprofile. Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Teilkomponenten bzw. des Gesamtsystems kann in Szenarien entsprechend der technologischen Entwicklungspfade verglichen werden. Weitere Erkenntnisse und Rückschlüsse auf die Systemdienlichkeit des Anlagenverbundes erfolgen aus einem Abgleich zwischen Anlageneinsatz und Residuallast.

<sup>42</sup> Für die Gasspeicherung im Gasnetz wird eine in Bezug auf die hier simulierten Anlagengrößen unendliche Speicherkapazität angenommen. Dementsprechend ist hierfür keine Einsatzplanung erforderlich.

### 6.1.2 Einsatz MuGriFlex

Für diese Anwendung in der vorliegenden Kurzstudie wurde das Modell MuGriFlex so verändert, dass die Residuallast als Einsatzkriterium für die verschiedenen Wärmeerzeuger direkt berücksichtigt wird. Eine hohe positive Residuallast bedeutet dabei eine hohe Stromnachfrage, welche wiederum signalisiert, dass ein KWK-Einsatz förderlich ist und eine negative Residuallast bedeutet eine Situation mit „Überschussstrom“ im Netz, die einen Einsatz der Wärmepumpen bzw. Elektrokessel begünstigt.

Der Algorithmus der Be- und Entladung des Wärmespeichers ermöglicht dabei eine gewisse zeitliche Entkopplung der Stromnachfrage bzw. des Angebotes von der zu deckenden Wärmelast: In Stunden mit geringer bzw. keiner Wärmenachfrage kann dennoch Strom in das System abgegeben (KWK) oder diesem entnommen (WP und EK) werden, indem der Wärmespeicher beladen wird, oder – wenn wenig oder kein Ausgleichsbedarf auf der Stromseite besteht – kann die gegebenenfalls vorhandene Wärmenachfrage aus dem Wärmespeicher gedeckt werden.

Zu beachten gilt, dass das Modell auf diese Weise nicht nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten, also aus dem Blickwinkel des Anlagenbetreibers optimiert, sondern wie beschrieben nach der Residuallast. Bei den hier vorausgesetzten hohen bzw. sehr hohen Anteilen von fluktuierenden Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ist allerdings davon auszugehen, dass es auch zu entsprechenden betriebswirtschaftlichen Anreizen (Strompreise bzw. Abgaben und Umlagen) kommen wird, die Anlagen auf diese Weise systemdienlich einzusetzen.

Außerdem ist zu beachten, dass es im Markt weitere Ausgleichsmaßnahmen, wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher, Lastmanagement oder der Stromex- oder -import gibt, die hier jedoch nicht gesondert betrachtet werden. Hier soll lediglich aufgezeigt werden, welchen Beitrag die beschriebenen Wärmeversorgungssysteme (KWK und Wärmepumpe, gegebenenfalls Elektrokessel) zur Wärmeversorgung leisten können und welche Auswirkungen dies auf das Stromsystem hat.

#### **Hintergrund zum Betrieb der KWK-Anlagen und Wärmepumpen ausschließlich zu Zeiten mit positiver bzw. negativer Residuallast**

In dem betrachteten Wärmeversorgungssystem („KWK-System“) stehen zur Wärmeversorgung auf der einen Seite KWK-Anlagen zur Verfügung, die teilweise mit Gas aus Power-to-Gas-Anlagen (PtG) betrieben werden. Auf der anderen Seite stehen Power to Heat Anlagen (PtH, d.h. Wärmepumpen bzw. Elektrokessel). Eine weitere Option sind konventionelle Gaskessel.

Zu Zeiten positiver Residuallast ist unstrittig, dass die KWK-Anlagen für die Wärmebereitstellung am besten geeignet sind, da sie die Residuallast im Gegensatz zu den PtH-Anlagen nicht weiter erhöhen, sondern verringern.

Zu Zeiten von negativer Residuallast wird diese durch den Einsatz von Wärmepumpen oder Elektrokesseln verringert, während die KWK zu diesen Zeiten den Stromüberschuss erhöhen würde. Die so erfolgende Erhöhung der Stromüberschüsse ist auch dann nicht sinnvoll, wenn dadurch PtG-Anlagen betrieben werden können, da das auf diese Weise zusätzlich erzeugte Gas nicht ausreichen würde um die KWK-Anlagen zu betreiben.

Die Optionen zur Wärmeerzeugung zu Zeiten mit negativer Residuallast sollen im Folgenden



anhand gerundeter Wirkungsgrade verglichen werden:

- KWK-Anlage<sup>43</sup>: mit jeder erzeugten Einheit Wärme wird der Überschussstrom um eine Einheit erhöht. Diese Einheit kann in PtG-Anlage<sup>44</sup> in 0,8 Einheiten Gas umgewandelt werden. Dieses Gas wird von der KWK-Anlage, die für die Einheit Wärme insgesamt 2,5 Einheiten Gas benötigt, zeitgleich verbraucht. In der vereinfachten Bilanz benötigt die KWK-Anlage also (2,5 minus 0,8) 1,7 Einheiten Gas pro Einheit Wärme. Es kann durch den KWK-Einsatz also kein Gas beispielsweise zur Langzeitspeicherung erzeugt werden. Die Residuallast wird mit dieser Betrachtung der Kette KWK-Anlage plus PtG-Anlage nicht verändert<sup>45</sup>.
- Gaskessel: Durch die fehlende Kopplung zum Stromsektor wird durch einen Gaskesseleinsatz die Residuallast ebenfalls nicht verändert. Bei einem Wirkungsgrad von beispielsweise 90%, verursacht die so erzeugte Einheit Wärme einen Gasverbrauch von rund 1,1 Einheiten.
- Wärmepumpen<sup>46</sup>, bzw. Elektrokessel: Mit diesen Technologien wird die negative Residuallast durch die Erzeugung von einer Einheit Wärme um 0,5 bzw. um rund eine Einheit Strom reduziert.

### 6.1.3 Abbildung des KWK-Anlagenparks

In den KWK-Szenarien wird angenommen, dass 245 TWh des zukünftigen Wärmebedarfes von insgesamt 444 TWh (nur private Haushalte und GHD) von KWK-Systemen versorgt werden. Dies entspricht rund 55% des Wärmebedarfes im Bereich PHH und GHD. Mit diesem bewusst hohen Anteil soll aufgezeigt werden, wo die Vorteile und Grenzen der KWK in einem zukünftigen Stadium der Energiewende liegen könnten.

KWK-Anlagen sind in ihrer Technologie und in der Anwendung sehr heterogen. Die Einsatzgebiete reichen von kleinen Anlagen unter einem Kilowatt elektrischer Leistung für die Versorgung von Einfamilienhäusern bis zu Großanlagen in Fernwärmesystemen, die mehrere hundert Megawatt leisten und eine große Zahl von Verbrauchern versorgen.

Eine Modellierung des Einsatzes dieser Vielzahl von Anwendungsfällen würde den Rahmen dieser Kurzstudie übersteigen und zudem eine Genauigkeit vortäuschen, die so nicht gegeben sein kann. Deshalb werden die im Folgenden kurz beschriebenen vier repräsentativen Modellfälle ausgewählt, die einerseits typische Anwendungen darstellen und andererseits jeweils eine Bandbreite von Einsatzfällen repräsentieren, die in der Gesamtheit den KWK-Anlagenpark hinreichend genau darstellen.

- Wärmenetz
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) bzw. großes MFH
- Kleines Mehrfamilienhaus (MFH)
- Einfamilienhaus (EFH)

**Wärmenetz:** Unter diesem Modellfall werden alle Anlagen, die mehr als einzelne Objekte versorgen, zusammengefasst, also alle netzgebundenen Versorgungssysteme von kleinen

---

<sup>43</sup> Annahme: elektrischer Wirkungsgrad = thermischer Wirkungsgrad = 40% (Mittelwert des Anlagenparks)

<sup>44</sup> Annahme: Wirkungsgrad: rund 80%

<sup>45</sup> Mit der Annahme, dass die KWK-Anlage anstatt des Elektrokessels läuft, wird die negative Residuallast zunächst um zwei Einheiten Strom erhöht. Diese zwei Strom-Einheiten würden mit denselben Annahmen zu 1,6 Einheiten Gas umgewandelt werden, die ebenfalls nicht ausreichen würden, um die KWK-Anlage zu betreiben, oder sogar Gas für Zeiten mit positiver Residuallast einzuspeichern.

<sup>46</sup> Annahme: COP = 2,0

Netzen (Nahwärmenetzen) bis zu großen Fernwärmesystemen<sup>47</sup>. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass in Zukunft die Mehrzahl dieser Systeme von großen Blockheizkraftwerken versorgt werden, da diese einerseits flexibler betrieben werden können (z.B. kürzere Anfahrzeiten, um auf Signale vom Strommarkt reagieren zu können) und andererseits durch einen modularen Aufbau von mehreren großen BHKW besser anpassbar auf veränderte Rahmenbedingungen (z.B. veränderte Wärmenachfrage durch Netzerweiterungen oder Sanierungen im Gebäudebestand) sind als beispielsweise eine große Gasturbine oder GuD-Anlage<sup>48</sup>. Außerdem weisen große BHKW bei gleicher Brennstoffbasis ähnliche Erzeugungskosten wie GuD- oder Gasturbinenanlagen auf. Als typische Anlage wird ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 1 MW gewählt (weitere Angaben zur Anlage in Tabelle 13).

Diese Anlagengröße wird für diesen Einsatzfall ausgewählt, weil sie zum einen in ihren Merkmalen noch recht ähnlich zu typischen Anlagen von kleinen Wärmnetzen ist (mehrere hundert kW elektrische Leistung) und zum anderen einen elektrischen Wirkungsgrad aufweist, der auch von größeren Anlagen nicht wesentlich übertroffen wird.

Es wird angenommen, dass die Wärmenetz-gebundenen KWK-Systeme 80% der 245 TWh, also rund 196 TWh an Wärme abdecken<sup>49</sup>. Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass große KWK-Systeme mit Wärmenetzen zumindest in Ballungsgebieten mit hoher Wärmedichte als deutlich wirtschaftlicher gelten [Prognos, IFAM et al 2014] als KWK-Anlagen in der Objektversorgung. So ermittelt [Prognos, IFAM et al 2014] ein Potential für die Nah- und Fernwärme von rund 33% des Wärmebedarfes (PHH und GHD), während auf Einzelobjekte außerhalb dieser Wärmenetze rund 0,6 % entfallen. Dass Wärmenetzsysteme in dieser Analyse dennoch nicht mehr als 80% der Wärme abdecken, ist der Annahme geschuldet, dass es in Zukunft Anreize geben könnte, KWK-Anlagen auch vermehrt in Gebieten mit geringer Wärmedichte einzusetzen, die für Wärmenetze nicht wirtschaftlich sind<sup>50</sup>. Zu den 196 TWh kommen noch Wärmeübertragungsverluste von 15%, sodass sich die von den KWK-Systemen für die Wärmenetze zu erzeugende Wärme auf 225 TWh erhöht.

Die Kapazität der Wärmespeicher wird mit 12 Stunden der thermischen Leistung der KWK-Anlage angenommen.

Zusätzlich zu den KWK-Anlagen, sind die hier beschriebenen Wärmenetzsysteme sowohl mit Großwärmepumpen als auch Elektrokesseln ausgestattet. Die thermische Leistung ist bei beiden Anlagen identisch mit der der KWK-Anlage. Die Großwärmepumpen sind eine sinnvolle Ergänzung zu den KWK-Anlagen in den Wärmenetzen der Zukunft, da KWK-Anlagen in den Zeiten, in denen die fluktuierenden Erneuerbaren Energien bereits die Stromnachfrage bedienen, nicht zusätzlich Strom aus wertvollem Brennstoff in das Stromnetz einspeisen sollten<sup>51</sup> und somit nicht in allen Stunden des Jahres als Wärmeerzeuger zur Verfügung stehen. Im Rahmen von Wärmenetzen ist i.d.R. soviel Wärmebedarf gebündelt, dass sich so investitionsträchtige Komponenten wie KWK-Anlagen und Großwärmepumpen nebeneinander rechnen

Außerdem lassen sich Großwärmepumpen überall dort in der Nähe des Fernwärmenetzes anordnen, wo gut erschließbare Wärmequellen vorhanden sind. So lassen sich mit ihnen beispielsweise auch gewerbliche Abwärmequellen systematisch erschließen.

<sup>47</sup> Geringe Unterschiede bei den Kennwerten spielen im Rahmen dieser Untersuchung keine entscheidende Rolle.

<sup>48</sup> Zudem sind die Planungszeiten geringer und durch die geringere Nutzungsdauer ergibt sich eine höhere Planungssicherheit.

<sup>49</sup> Zusätzlich werden bei den wärmenetzgebundenen Systemen 15% Verluste (Wärmeübertragung und -verteilung angenommen).

<sup>50</sup> Z.B. um den Mehrbedarf an Strom von Wärmepumpen in Zeiten kalter Witterung zu kompensieren.

<sup>51</sup> Dies wird bereits heute im KWKG berücksichtigt, indem Betriebsstunden in denen der Börsenstrompreis kleiner gleich Null €/MWh beträgt nicht vergütet werden.

Die folgende Tabelle stellt die wesentlichen Unterschiede zwischen dezentralen Wärmepumpen und in Wärmenetze eingebundenen Großwärmepumpen gegenüber:

Tabelle 12: Vergleich dezentrale Wärmepumpe mit zentralen Großwärmepumpen

	Dezentrale Wärmepumpe	Großwärmepumpe
Betriebsweise	Monovalenter Betrieb	Bi- bzw. multivalenter Betrieb
Systemdienlichkeit	Läuft immer bei Wärmebedarf, also auch, wenn Strom knapp ist (Residuallast positiv)	Läuft nur zu Zeiten mit negativer Residuallast (Stromüberschüssen)
Nutzbare Wärmequelle	Abhängig von Gegebenheiten am Objekt (evtl. nur Luft als Wärmequelle möglich)	Beste Wärmequelle im Umfeld des Wärmenetzes kann genutzt werden
Auswirkungen der verfügbaren Wärmequelle	Insbesondere bei Außenluft als Wärmequelle wirkt sich der an kalten Tagen auftretende niedrige COP sehr ungünstig auf die abzudeckende regionale und nationale elektrische Last aus	Niedertemperierte Wärmequellen sind weniger problematisch, weil der Betrieb nur zu Stromüberschusszeiten vorgesehen ist
Vorlauftemperatur	Heizungssystem eines einzelnen Hauses ist leichter auf niedrige Vorlauftemperatur zu optimieren	Wärmenetze erfordern höhere Vorlauftemperaturen von 60°C und mehr <sup>52 53</sup>
Effizienz / Jahresarbeitszahl	Niedrige Vorlauftemperaturen ermöglichen zwar höhere JAZ / COP, jedoch lassen sich Flächenheizungen nur mit großem Aufwand in Bestandsgebäuden nachrüsten	Aus der höheren aufzubringenden Temperatur resultiert zwar eine niedrigere JAZ. Dies ist aber nicht so entscheidend, da der Betrieb nur für Zeiten mit negativer Residuallast vorgesehen ist
Spezifische Investitionssumme	Hoch	Eher niedriger
Wärmespeicher	Spezifisch teuer und oft vom Platzangebot im Heizungsraum begrenzt	Großwärmespeicher haben geringe spezifische Kosten ( €/m <sup>3</sup> ) und können auf einen Speicherzyklus mit mehreren Tagen ausgelegt werden

Die nur zu Zeiten negativer Residuallast - also bei einem überschüssigen Stromangebot aus Erneuerbaren - betriebenen Großwärmepumpen stellen eine sehr effiziente Möglichkeit dar, den Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu nutzen, wenn dieser nicht von anderen Verbrauchern nachgefragt wird (Zeiten mit negativer Residuallast). Elektrokessel können darüber hinaus mit sehr geringen Investitionskosten installiert werden und zu Zeiten mit sehr

<sup>52</sup> Das bedeutet nicht zwangsläufig, dass auch einen höheren Temperaturhub von Temperaturquelle bis zur Vorlauftemperatur erforderlich ist, da die Temperatur der Wärmequelle evtl. ebenfalls höher ist als die, welche für eine dezentrale Lösung zur Verfügung steht.

<sup>53</sup> Die Temperaturen der Wärmenetze sollten ohnehin wegen der Ansprüche der EE Wärmequellen abgesenkt werden. Dies wird auch durch die erforderlichen Gebäudedämmungen erleichtert.

hoher negativer Residuallast Strom in Wärme umwandeln und weitere Systemdienstleistungen im Strombereich erbringen<sup>54</sup>.

**Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) bzw. großes MFH:** Unter diesem Einsatzfall werden alle GHD-Betriebe sowie große Mehrfamilienhäuser zusammengefasst, wobei wie bei allen anderen Einsatzfällen die Grenzen zu den kleineren und größeren Anlagen fließend sind und auch hier eine repräsentative Anlagengröße ausgewählt wird. Für diesen Einsatzfall wird angenommen, dass er 17% des Wärmeangebots der KWK-Systeme repräsentiert. Es wird angenommen, dass die Anlagengrößen zwischen 30 und 100 kW elektrisch betragen. Dafür repräsentativ wird für die Modellierung eine elektrische Leistung von 50 kW angenommen. Auch hier wird angenommen, dass der Wärmespeicher mit 12 Stunden Output der KWK-Anlage recht groß ausgelegt ist, um einen systemdienlicheren Einsatz der Anlagen zu ermöglichen und dass eine flexibel betriebene Wärmepumpe und ein Elektrokessel mit jeweils der Hälfte der thermischen Leistung der KWK-Anlage installiert werden (weitere Angaben zur Anlage in Tabelle 13).

**Kleines Mehrfamilienhaus (MFH):** Dieser Einsatzfall soll hier rund 2% des Wärmeangebots der KWK-Systeme repräsentieren. Die Anlagengröße wird für die Modellierung mit 20 kW elektrisch festgelegt, wobei diese Größe auch hier eine Bandbreite repräsentieren soll. Die Größe des Wärmespeichers beträgt hier lediglich 5 Stunden der thermischen KWK-Leistung, da die Platzverhältnisse in vorhandenen Heizungskellern oft keine größeren Wärmespeicher zulassen. Zudem sind die spezifischen Speicherkosten (€/m<sup>3</sup>) im Vergleich zu den großen Wärmespeichern bei Fernwärmesystemen sehr hoch, was die Mehrkosten einer höheren Speicherkapazität wirtschaftlich schwieriger darstellbar macht. Nicht zuletzt sind die Zugewinne eines größeren Wärmespeichers auf der elektrischen Seite des Systems (flexiblere Fahrweise der KWK-Anlage) durch die im Vergleich zu den großen KWK-Systemen geringe Stromkennzahl limitiert.

Wegen der hohen spezifischen Kosten der kleinen KWK-Anlagen und Wärmepumpen, werden für diesen Einsatzfall keine zusätzlichen Wärmepumpen, sondern lediglich Elektrokessel berücksichtigt, die zu Zeiten von hoher negativer Residuallast und gleichzeitigem Wärmebedarf beispielsweise durch Rundsteuerung zum Einsatz kommen (weitere Angaben zur Anlage in Tabelle 13).

**Einfamilienhaus (EFH):** Hier wird angenommen, dass Mikro-KWK-Anlagen ein Einfamilienhaus oder Doppelhaus mit Wärme versorgen. Die Gesamtwärmeerzeugung dieser KWK-Systeme beträgt rund 1% aller KWK-Systeme, was wegen der kleinen Anlagengröße und dem geringen Wärmebedarf pro System trotzdem zu mehreren hunderttausend Systemen dieser Größenordnung führt<sup>55</sup>. Die repräsentative elektrische Leistung in diesem Bereich wird mit 1 kW angenommen, die wie auch die in Tabelle 13 gezeigten Wirkungsgrade auch hier als repräsentativer Wert für ein breiteres Anlagenspektrum dienen soll.

Auch hier ist der Wärmespeicher mit 5 Stunden KWK-Output angesetzt und es steht mit dem Elektrokessel lediglich ein weiterer Wärmeerzeuger zur Verfügung. Wegen der im Vergleich zu den Anlagen der Mehrfamilienhäuser nochmals geringeren Stromkennzahl sind die Auswirkungen dieses Anlagentyps auf den Strommarkt sehr gering. Es gilt zu bedenken, dass in der Zukunft möglicherweise KWK-Anlagen mit Brennstoffzellentechnologie auf dem Markt sind, die deutlich höhere Stromkennzahlen aufweisen werden und durch größere Stückzahlen

<sup>54</sup> Wegen des deutlich schlechteren Wirkungsgrades wird der Einsatz der Elektrokessel allerdings auf rund 200 Stunden des Jahres begrenzt.

<sup>55</sup> Bei einem angenommenen Wärmebedarf von rund 10.000 kWh, würden sich mit der Gesamtwärme von 2,4 TWh (siehe Tabelle 13) rund 240.000 Systeme ergeben. Zum Vergleich: in den Jahren von 2010 bis 2017 wurden in Deutschland pro Jahr durchschnittlich rund 1.150 KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 2 kW installiert [BAFA 2018].

auch zu günstigeren Investitionskosten installiert werden können. Trotzdem wird hier als konservative Annahme lediglich von Motorenanlagen ausgegangen.

Zu beachten gilt, dass die hier vorgenommene Modellierung keine weiteren erneuerbaren Wärmeerzeuger, beispielsweise Solarthermie, berücksichtigt. Dies hätte den Umfang dieser Untersuchung überstiegen. Gerade große Solarthermie-Anlagen in Wärmenetzen hätten das Potential, die erneuerbaren Anteile der Wärmeerzeugung weiter zu erhöhen, würden aber andererseits auch die hier modellierten Betriebszeiten und Auswirkungen auf die Residuallast beeinflussen.

#### 6.1.4 Zusammenfassung der KWK-Modellfälle

Die folgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung der oben beschriebenen Modellfälle zusammen mit den weiteren Hauptannahmen, die in die Modellierung mit dem Energiesystemmodell MuGriFlex einfließen.

Tabelle 13: Zusammenfassung KWK-Modellfälle im Szenariojahr 2050

Anlage	Wärmenetze	GHD bzw. großes MFH	kleines MFH	EFH
<b>Anteil Wärmeerzeugung</b>				
Anteil Wärmeerzeugung aller KWK-Systeme	80%	17%	2%	1%
Anteil von Wärmeerzeugung aller KWK-Systeme [TWh/a]	196 <sup>56</sup>	41,6	4,9	2,4
Installierte elektrische Kapazität aller Systeme der Modellfälle [GW]	44,9	10,3	1,2	0,3
<b>KWK-Anlage (Angaben je System)</b>				
Elektrische Leistung [kW] <sup>57</sup>	1.000	50	20	1,0
Thermische Leistung [kW] <sup>52</sup>	1.150	83	39	3,1
Elektrischer Wirkungsgrad <sup>52</sup>	42%	34%	31%	22%
Gesamtwirkungsgrad <sup>52</sup>	90%	90%	90%	90%
Kapazität des Wärmespeichers [Stunden des Wärmeoutputs der KWK-Anlage]	12	12	5	5
<b>Wärmepumpe und Elektrokessel</b>				
Thermische Leistung Wärmepumpe [kW]	1.150	41	keine WP	keine WP
Thermische Leistung Elektrokessel [kW]	1.150	41	39	3,1

<sup>56</sup> Zuzüglich Netzverluste

<sup>57</sup> Der Anlagentyp repräsentiert jeweils ein weiteres Anlagenspektrum, die hier aufgeführte Leistung steht für die Leistung der beispielhaft und stellvertretend modellierten Anlage

Die in diesem KWK-orientierten Szenario insgesamt installierte elektrische KWK-Leistung (nur für die Wärmeversorgung der Bereiche PHH und GHD) beträgt 56,8 GW. Dies würde im Vergleich zur derzeitigen Anlagenleistung von rund 30 GW (Stand 2012, inkl. industrieller KWK laut [Öko-Institut, 2015]) einen erheblichen Ausbau bedeuten. Auch im Vergleich zum Referenz-Szenario, in dem im Bereich PHH und GHD KWK-Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 18,8 GW vorhanden sein würden, ist dieser Wert erheblich höher.

### 6.1.5 Erstellung Lastkurven Wärme

Zur Erstellung der Lastkurven für die drei kleineren KWK-Anlagentypen von 1 bis 50 kW<sub>el</sub> wird das Programm BHKW-Plan genutzt. Die Wetterdaten und die genutzten Gebäude werden an das Szenario angepasst.

Zur Anpassung der Gebäude aus BHKW-Plan werden Daten aus der Energierferenzprognose [Prognos et al. 2014] genutzt. Laut dieser wird der durchschnittliche spezifische Raumwärmebedarf 2050 für Wohngebäude 68 kWh/m<sup>2</sup>\*a betragen, dazu kommt ein spezifischer Warmwasserbedarf in Höhe von 16 kWh/m<sup>2</sup>\*a. Die mittlere Wohnfläche je Wohneinheit in Ein- und Zweifamilienhäusern wird 119 m<sup>2</sup> betragen, die mittlere Wohnfläche je Wohneinheit in Mehrfamilienhäusern 73 m<sup>2</sup>.

Der flächenspezifische Raumwärmebedarf für den Sektor GHD sinkt laut Energierferenzprognose bis 2050 auf 44 kWh/m<sup>2</sup>\*a.

Die Lastkurve für das Wärmenetz (1 MW<sub>el</sub>) wird aufbauend auf [Gils 2015] abgebildet. Ausgehend von der Temperatur ermöglicht die in [Gils 2015] verwendete Formel die Ableitung von stundengenauen Raumwärme- und Warmwasserprofilen. Zusätzlich wurden Netzverluste in Höhe von 15 % angenommen.

Die Temperaturdaten für das Jahr 2006 sowie die Daten zur solaren Einstrahlung werden aus dem Climate Data Center des Deutschen Wetterdienstes heruntergeladen [DWD 2017] und zur Nutzung in BHKW-Plan aufbereitet.

## 6.2 Einfluss der Residuallast auf den Betrieb der Anlagenkomponenten BHKW, Großwärmepumpe und Elektrokessel in den Szenariovarianten

In der Simulation der Einsätze der KWK-Anlage und der Groß-Wärmepumpen sowie der Elektrokessel ist die Residuallast das entscheidende Einsatzkriterium. Ist die Residuallast positiv, so wird das BHKW eingesetzt, ist sie negativ, werden Wärmepumpe bzw. Elektrokessel genutzt, wobei die vorausschauende Be- bzw. Entladung des Wärmespeichers es ermöglicht, jeweils die extremeren Residuallasten bevorzugt zu adressieren (siehe Kapitel 6.1.1 und 6.1.2).

Die Residuallast wird aus der Last bzw. der Stromerzeugung definiert, die für das Referenz-Szenario mit REMix stundenweise optimiert wurde. In der Summe ist dies also für jede Stunde die konventionelle Last inkl. der Elektromobilität und der industriellen Wärmepumpen plus der Last der dezentralen Wärmepumpen für PHH und GHD<sup>58</sup> minus der Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien, regelbaren Erneuerbaren Energien und der hier nicht erneut modellierten industriellen KWK.

Auch hier werden die zwei Szenariovarianten Base50 und EE50 berücksichtigt, die einen unterschiedlich starken Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien beinhalten. In Abbil-

<sup>58</sup> Umfang gegenüber dem Referenz-Szenario unverändert

derung 24 sind die sich daraus ergebenden Residuallastverläufe dargestellt. Daran wird deutlich, dass in der Base50 Szenariovariante noch relativ geringe Überschüsse (negative Residuallasten) auftreten.

Die geordneten Dauerlinien der Residuallasten, die durch eine Variation des Ausbaus der fluktuierenden Erneuerbaren Energien zustande kämen, sind in der folgenden Abbildung gezeigt:

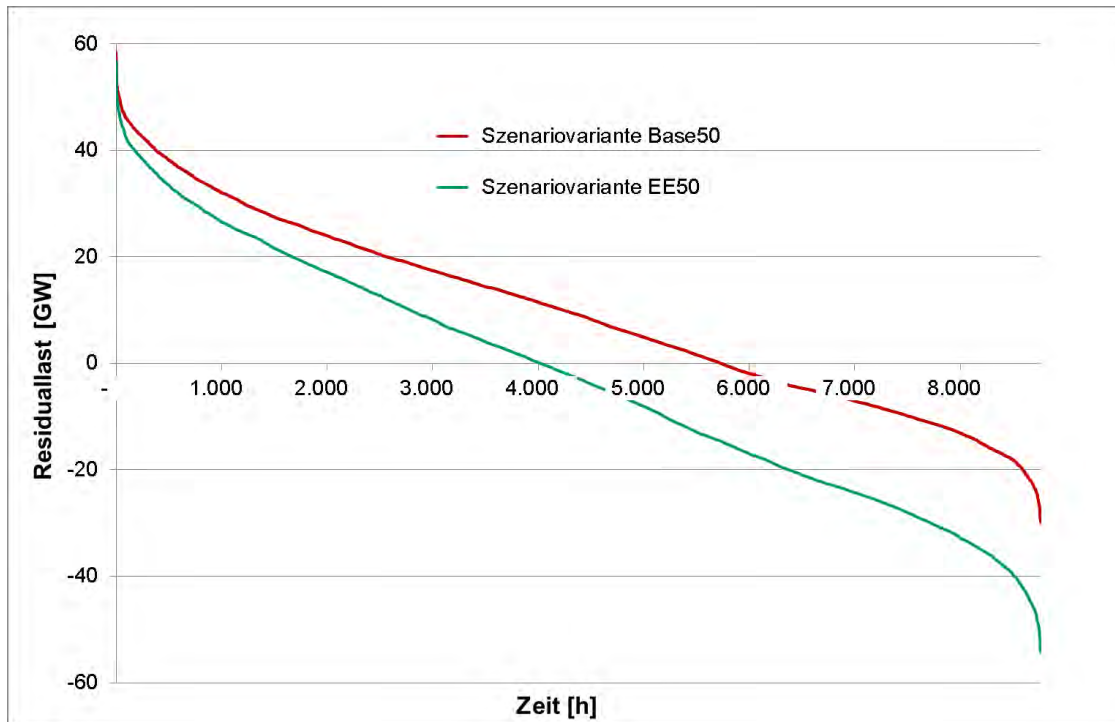


Abbildung 28: Geordnete Dauerlinien der Residuallast mit unterschiedlichen Ausbaugraden von fluktuierenden Erneuerbaren Energien

Es ist zu sehen, dass durch den angenommenen verstärkten Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energie in der EE50 Szenariovariante das Maximum der positiven Residuallast gegenüber der Base50-Variante verringert wurde. Der Extremwert der negativen Residuallast ist hingegen stark vergrößert. Außerdem ist die Anzahl von Stunden mit positiver Residuallast in der EE50-Variante deutlich reduziert worden.

## 7 Ergebnisse des KWK-Szenarios

In den folgenden Unterkapiteln wird untersucht, welches operative Zusammenspiel der KWK-Anlagen, der Wärmepumpen und der Elektrokessel sich in den beiden Szenariovarianten ergeben würde (für die verwendete Methodik siehe Kapitel 6).

### 7.1 Auswirkungen des Szenarios auf den Anlagenbetrieb

Die Wärmemengen, die von den einzelnen Technologien der „KWK-Systeme“ (KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrokessel) bereitgestellt werden, sowie die erreichten Volllaststunden sind in der folgenden Tabelle für beide Szenariovarianten aufgeführt.

Tabelle 14: Durchschnittliche Volllaststunden und Wärmeerzeugungsmengen im KWK-Szenario

Anlage	Base50	EE50
<b>Volllaststunden [h/a]</b>		
KWK-Anlagen	2.000	1.200
Großwärmepumpen	1.900	2.900
Elektrokessel	200	250
<b>Wärmebereitstellung [TWh/a]</b>		
KWK-Anlagen	147	86
Großwärmepumpen	112	172
Elektrokessel	15	16
Summe <sup>59</sup>	<b>274</b>	<b>274</b>
<b>Wärmebereitstellung [%]</b>		
KWK-Anlagen	54%	31%
Großwärmepumpen	41%	63%
Elektrokessel	5%	6%
Summe	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Der angenommene KWK-Anlagenpark mit einer elektrischen Gesamtleistung von rund 57 GW (siehe Abschnitt 6.1.3) kann nicht mit den heute üblichen Volllaststunden betrieben werden, ohne dass die KWK-Anlagen auch in Zeiten mit negativer Residuallast laufen. In Anbetracht der mit steigendem Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren Energien geringer werdenden Anzahl von Stunden mit positiver Residuallast, war dies in der Tendenz nicht anders zu erwarten. So beträgt die Anzahl von Stunden mit einer positiven Residuallast in der Szenariovariante Base50 rund 5.700 Stunden während sie in der EE50-Variante rund 4.000 Stunden beträgt (siehe Abbildung 28).

<sup>59</sup> Inkl. der Wärmeverluste der Wärmenetze



Analog hierzu steigen die Volllaststunden der Wärmepumpen mit steigenden Anteilen an fluktuierender Erneuerbarer Energien, da diese die Anzahl an Stunden mit negativer Residuallast vergrößern.

## 7.2 Auswirkungen der KWK-Systeme auf die Residuallast

### 7.2.1 Base50-Szenariovariante

Abbildung 29 zeigt die Auswirkung der KWK-Systeme der Szenariovariante Base50 auf die Residuallast. Darin werden die geordnete Dauerlinie der Residuallast ohne und mit Berücksichtigung der KWK und damit gekoppelten Wärmepumpen bzw. Elektrokessel gezeigt (blaue bzw. rote Linie). Auch hier sind die Kurven jeweils einzeln stundenweise nach Größe geordnet. Da diese Sortierung jeweils getrennt erfolgt, dürfen die Kurven nicht in bestimmten Stunden miteinander verglichen werden, sondern nur jeweils in ihrer Gesamtheit.

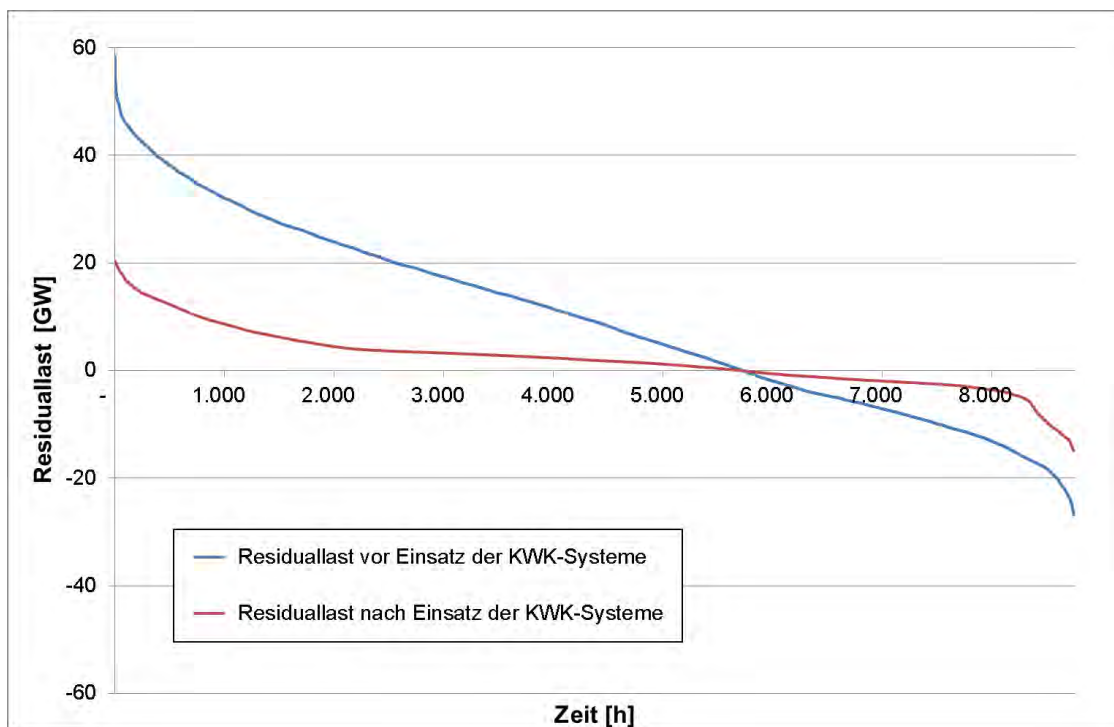


Abbildung 29: Veränderung der Residuallast, KWK-Szenario, Base50

Das Maximum der Residuallast wird durch den KWK-Einsatz von rund 58 GW auf rund 20 GW reduziert, also um 38 GW. Das aus der positiven Restlast ableitbare Stromdefizit (Fläche zwischen blauer bzw. roter Linie und Nulllinie) wurde durch den Einsatz der KWK-Systeme von rund 112 auf rund 28 TWh reduziert, was einer Reduktion um rund 75 % entspricht.

Die in den jeweiligen Anlagen enthaltenen Wärmepumpen und Elektrokessel haben das Maximum der negativen Residuallast von rund 27 GW auf rund 15 GW reduziert. Der Energieüberschuss der negativen Residuallast wurde von rund 28 TWh auf rund 10 TWh verringert, was einer Reduktion um 64 % entspricht.

Die im KWK-Szenario hinterlegten Anlagen sind demnach als Flexibilitätsoptionen in der Lage, für den in der Base50-Szenariovariante angenommenen Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien einen deutlichen Ausgleich von EE-Defizit und EE-Überschuss zu erzielen.

### 7.2.2 EE50-Szenariovariante

Auch in dieser Szenariovariante zeigt der gegenüber der Base50 Variante unveränderte Anlagenpark der KWK-Systeme, dass die Residuallast sowohl im positiven als auch im negativen Bereich deutlich abgebaut werden konnte.

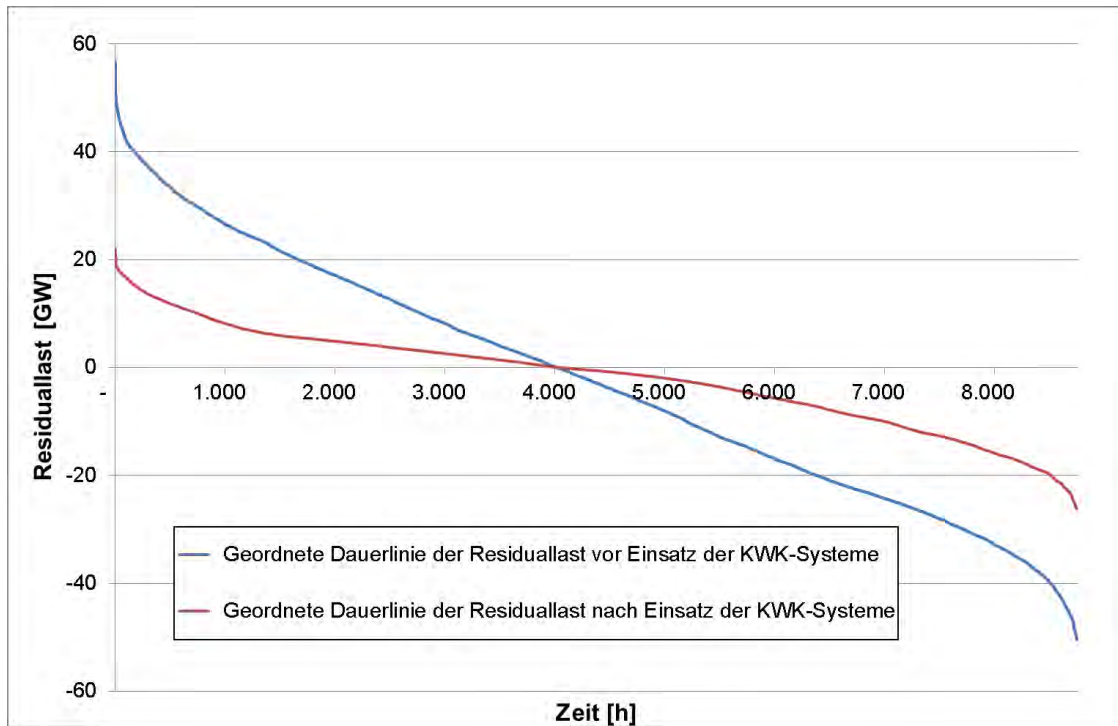


Abbildung 30: Veränderung der Residuallast, KWK-Szenario, EE50

Das Maximum der Residuallast wird hier von rund 57 GW auf rund 22 GW reduziert, das Stromdefizit verringert sich um 35 TWh von rund 57 auf rund 22 TWh (entspricht einer Reduktion um rund 61%).

Auch die Verbesserungen der negativen Residuallast durch die Wärmepumpen und Elektrokessel sind erheblich: Der Spitzenwert der negativen Residuallast verbessert sich von 50 auf 26 GW und der Energieüberschuss wird von rund 94 TWh auf rund 39 TWh reduziert, was einer Reduktion von 48% entspricht.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass in beiden Szenariovarianten sowohl die positive als auch die negative Residuallast durch die KWK-Systeme in einem Maße verringert wird, dass sich die Voraussetzungen zum Ausgleich der übrig bleibenden Residuallast erheblich erleichtern.

Wie schon in Kapitel 7.1 bzw. Tabelle 11 sichtbar, nimmt die Erzeugung der in den KWK-Systemen enthaltenen Wärmepumpen mit stärkerem Ausbaugrad der fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu. Gleichermaßen verringert sich die Anzahl der Stunden mit positiver Residuallast, in denen die KWK-Module sinnvolle Beiträge liefern können. Da sich die Spitzenwerte der positiven Residuallast aber im Unterschied zu den negativen Spitzenwerten nur unwesentlich verringern (wie aus Abbildung 24 ersichtlich), wird deutlich, dass die KWK zu den Zeiten mit hoher positiver Residuallast auch bei hohen Anteilen von fluktuierender Erneuerbarer Energien einen erheblichen Beitrag leisten kann.

### 7.3 Brennstoffbedarf der KWK-Anlagen

Der Brennstoffbedarf der KWK-Anlagen in den beiden Szenariovarianten Base50 und EE50 beträgt 295 bzw. 171 TWh. Da dieser Brennstoff für die Strom und Wärmeproduktion eingesetzt wird, gilt es grundsätzlich zu beachten, dass eine alternative Stromproduktion für die hier mit der KWK adressierte Deckung der Residuallast einen ebenfalls erheblichen Brennstoffbedarf verursachen würde.

Dieser alternative Brennstoffbedarf kann im Rahmen dieser Studie nicht exakt quantifiziert werden. Mit der optimistischen Schätzung, dass nur 50% der durch die KWK gedeckten Residuallast von fossilen Kraftwerken gedeckt werden müssten, ergäben sich alternative Brennstoffbedarfe von 147 bzw. 84 TWh für die beiden Szenariovarianten<sup>60</sup>.

#### 7.3.1 Abschätzung für eine zu 100% auf Erneuerbaren Energien basierenden Brennstoffversorgung der KWK-Anlagen

Es wird angenommen, dass in den KWK-Szenariovarianten dieselbe Menge an erneuerbaren Brennstoffen (inkl. Abfall) für die Nutzung in KWK-Anlagen (PHH und GHD) bereitsteht, wie im Referenz-Szenario. Diese beträgt rund 134 TWh. Für die KWK-Anlagen im KWK-Szenario verbleibt damit ein Brennstoffbedarf von 160 bzw. 36 TWh für die Base50 bzw. für die EE50-Szenariovariante.

Eine Möglichkeit diesen Restbedarf zu decken ist der Einsatz von synthetischem Gas aus Power to Gas Anlagen (PtG). (Für mehr Informationen zu diesem Thema siehe Anhang).

Wenn diese verbleibende Brennstoffmenge aus Gas aus Power-to-Gas-Anlagen bereitgestellt werden soll, welche wiederum mit Strom aus „überschüssigen“ Erneuerbaren Energien betrieben werden sollen, also nur zu Zeiten mit negativer Residuallast in Betrieb sein sollen, sind erhebliche Leistungen an Power-to-Gas Kapazitäten erforderlich.

Mit einem Wirkungsgrad der PtG-Anlage von<sup>61</sup> 80% (siehe Anhang für weitere Informationen) würden sich für die beiden Szenariovarianten erforderliche Strommengen von 128 bzw. 29 TWh/a ergeben (Base50 bzw. EE50).

Da PtG-Anlagen sehr hohe Investitionskosten verursachen, wird derzeit davon ausgegangen, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb eine Anlagenauslastung von mindestens 4.000 Volllaststunden pro Jahr erforderlich ist (siehe Anhang), wobei sich diese Einschätzung in Folge von sich ändernden Preisen, der Wertigkeit von Strom zu unterschiedlichen Zeiten, der Kostenbedingungen anderer Speichermöglichkeiten etc. noch verändern kann.

Mit diesen 4.000 Betriebsstunden müssten die PtG-Anlagen in der Summe eine elektrische Leistung von 32,1 (Base50) bzw. 7,2 GW (EE50) aufweisen um die erforderliche Gasmenge bereitstellen zu können. Gleichzeitig müsste diese Leistung als negative Residuallast über die geforderte Zeit bereitstehen.

Ein Blick auf Abbildung 29 für die **Base50-Szenariovariante** zeigt, dass die geforderte negative Residuallast in Höhe von 32,1 GW in keiner einzigen Stunde zur Verfügung steht. Außerdem zeigt die Abbildung, dass die Residuallast insgesamt in weniger als 4.000 Stunden des Jahres negativ ist. Unter den gewählten Rahmenbedingungen wären PtG-Anlagen, gleich welcher Größenordnung also nicht wirtschaftlich betreibbar.

---

<sup>60</sup> Zu Grunde gelegt sind die Stromerzeugungsmengen von 118 bzw. 68 TWh KWK-Strom aus KWK-Systemen für die Bereiche PHH und GHD in den beiden Szenariovarianten, sowie ein elektrischer Wirkungsgrad des Kondensationskraftwerkes von 40%.

<sup>61</sup> Es wird von einer Mischung aus Elektrolyse und Elektrolyse mit gekoppelter Methanisierung ausgegangen

Zu beachten ist, dass in der Base50-Szenariovariante der Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien bewusst niedrig angesetzt war: Es bestand nicht der Anspruch, den Strombedarf zu 100% aus EE zu decken, außerdem wurde im Referenz-Szenario ein erheblich kleinerer Anteil des Wärmebedarfes (PHH und GHD) mit Sektorkopplungs-Technologien aus dem Stromsektor versorgt als im Wärmepumpen- bzw. im KWK-Szenario.

Anders sieht es für die **EE50-Szenariovariante** aus. Abbildung 30 zeigt für diese Szenariovariante, dass die geforderte negative Residuallast in Höhe von 7,2 GW über viele Stunden zur Verfügung steht. Zwar beträgt die Anzahl der Stunden mit einer negativen Residuallast in Höhe von 7,2 GW oder höher nur 2.400, aber es wird deutlich, dass ein erheblicher Anteil des benötigten Brennstoffes aus PtG-Anlagen erzeugt werden kann. Die negative Residuallast nach Abbildung 30 ist in 4.000 Stunden des Jahres minus 1,4 GW oder negativer. 1,4 GW in 4.000 Betriebsstunden ergeben rund 5,6 TWh Strom, welcher mit einem Wirkungsgrad von 80% in rund 4,5 TWh Gas umgewandelt werden könnten.

Mit höheren Anteilen an fluktuierenden Erneuerbaren Energien ist zu erwarten, dass die Volllaststunden und die Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen weiter zurückgehen. Damit verringert sich auch der Brennstoffbedarf. Auf der anderen Seite wird die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast und deren Höhe steigen, was die Erzeugung größerer Mengen von Gas aus PtG-Anlagen ermöglicht. Je nach Ausbaugrad der fluktuierenden Erneuerbaren Energien wird diese Gasmenge ausreichen, um den verbleibenden Brennstoffbedarf der KWK vollständig zu decken und damit den gesamten Wärmebereich (PHH und GHD) zu dekarbonisieren, oder die Gasmenge wird sogar höher ausfallen und für weitere Anwendungen (Industrie, Verkehr, Rohstoffketten etc.) oder Exporte zur Verfügung stehen. Aufgrund der bestehenden Gasverbundnetze käme es natürlich auch infrage, dass Gasmengen aus PtG-Anlagen importiert werden.

#### 7.4 Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen zum KWK-Szenario

Die vergleichsweise geringe jährliche Auslastung der KWK-Module wird sich voraussichtlich nicht allzu negativ auf deren Wirtschaftlichkeit auswirken. Denn die KWK-Anlagen würden in Zeiten laufen, in denen teilweise hohe positive Residuallasten auftreten, die entsprechend hohe Strompreise zur Folge haben dürften. Auch ist zu bedenken, dass beide Szenariovarianten einen gegenüber der heutigen Situation erheblichen Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien vorsehen, der erst nach einer längeren Übergangsperiode erreicht werden kann. Am Anfang dieser Übergangsperiode ist der Ausbau der KWK und der damit verbundenen Infrastruktur (Wärmenetze und Speicher) primär wegen der effizienten Wärmeerzeugung (hohe Zahl von Betriebsstunden mit Verdrängung von Strom aus ungekoppelten fossil befeuerten Kraftwerken) sinnvoll, während in der Übergangsperiode die von den KWK-Systemen erbringbaren Systemdienstleistungen und die Bereitstellung gesicherter Erzeugungsleistung in den Zeiten positiver Residuallasten mehr und mehr in den Vordergrund treten werden.

Eine Übersicht der geänderten Rolle der KWK in der Zukunft, im Vergleich zu heute, zeigt die folgende Tabelle:

Tabelle 15: Vergleich des KWK-Einsatzes heute und in der Zukunft

	Einsatz der KWK-Anlagen	
	Heute	Zukunft
Volllaststunden	hoch	niedriger
Wärmemenge (Anteil)	hoch	niedrig
Beitrag zum Ausgleich der Residuallasten / Systemdienstleistungen	niedrig	hoch
Verdrängung von Strom aus Kohle- und Gas-Kraftwerken	meistens	Zu Zeiten, nicht ausreichender EE-Stromerzeugung eine sehr effiziente Möglichkeit, die verbleibende Last zu decken
Anteil Brennstoff aus erneuerbaren Quellen	niedrig	hoch bzw. 100%

Aufgrund der in der Base50-Szenariovariante zu geringen Stromüberschüsse ist die inländische Produktionsbasis für Power to Gas nicht ausreichend, um synthetische Brennstoffe für die KWK-Anlagen zu erzeugen. Nur wenn sich dies durch importierte biogene Brennstoffe oder synthetische, gasförmige oder flüssige Brennstoffe kompensieren ließe, würden sich die guten Entlastungseffekte bei der Residuallast in dieser Szenariovariante komplett mit erneuerbaren Brennstoffen erreichen lassen.

Bei einer gemäß der Szenariovariante EE50 vorgenommenen Steigerung des Ausbaus an fluktuierenden Erneuerbaren Energien kommen die Entlastungseffekte der KWK-Systeme auf die Residuallast in ähnlicher Weise zum Tragen. Zudem besteht hier die Möglichkeit, mit den Stromüberschüssen in Zeiten negativer Residuallast synthetischen Brennstoff zu erzeugen, welcher zusammen mit den anderen erneuerbaren Brennstoffen die KWK-Anlagen zu großen Teilen versorgen könnte. Zugleich mit der Deckung der Residuallast liefern die aus KWK-Modul, Wärmepumpe und Elektrokessel bestehenden „KWK-Systeme“ 55% der in den Sektoren PHH und GHD benötigten Wärme.

Aus dem Vergleich der Szenariovarianten Base50 und EE50 lässt sich ablesen, dass bei weiter steigender Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien dieser Strom in Großwärmepumpen und Elektrokesseln mehr und mehr zur Wärmeversorgung der „KWK-Systeme“ beitragen würde, während der Beitrag der KWK für die Wärmeversorgung zwar in der Jahressumme sinken, aber zu Zeiten, in denen die fluktuierenden Erneuerbaren Energien nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, für das Stromsystem eine umso wertvollere Hebelwirkung entfalten würde.

Unabhängig von den Simulationsergebnissen bietet die intensivierte KWK-Strategie mit ihren Wärmenetzen und Speichern Vorteile bei der Versorgungssicherheit, da sie auf vielen lokalen und regionalen Erzeugern basiert, die sich gegenseitig absichern können. In vielen Regionen kann sie dazu beitragen, dass das Strom(transport)netz in geringerem Maße ausgebaut werden muss, weil mit dezentralen KWK-Anlagen nahe den Strom- und Wärmeverbrauchszentren der Ausgleich von fluktuierenden Erzeugern schon auf den unteren Netzebenen stattfinden kann.

So wie der Ausbau der Wärmepumpen-Systeme mit erheblichen Kosten verbunden ist<sup>62</sup>, ergeben sich auch bei der Umsetzung der skizzierten KWK-Strategie erhebliche Kosten und Herausforderungen. So werden für den Bau der erforderlichen Wärmenetze hohe Investitionen benötigt. Außerdem muss für die Einbindung von Solarthermie und Wärmepumpen eine Absenkung der Temperaturniveaus vieler existierender Netze erfolgen. Dies wird zwar durch die energetische Gebäudesanierung begünstigt verursacht aber dennoch erheblichen Aufwand<sup>63</sup>.

Um den Anforderungen der Wärmewende gerecht zu werden, wird die Betriebsführung der KWK-Anlagen so modelliert, dass diese nur zu Zeiten mit positiver Residuallast betrieben werden, also keinen Strom aus Erneuerbaren Energien verdrängen. Dies ist unter den jetzigen Rahmenbedingungen in der betriebswirtschaftlichen Realität nicht der Fall (und nicht „nötig“). Damit die KWK-Systeme den wachsenden Flexibilitätsanforderungen gerecht werden können, sind Rahmenbedingungen vonnöten, die den Aufbau und den systemdienlichen Betrieb der KWK begünstigen bzw. ermöglichen (z. B. Förderanreize für den Netzausbau und für die Speichererrichtung).

---

<sup>62</sup> Investitionskosten der Wärmepumpen, Erdkollektoren, Bohrungen, ggfs. Umrüstung der Heizflächen auf Flächenheizungen und möglicherweise durch Wärmepumpen bedingten Ausbau der Stromnetze auf der Verteilebene.

<sup>63</sup> Z.B. bei Abnehmern von Prozesswärme, die derzeit aus mit Wärmenetzen mit höheren Temperaturen bedient werden können.

## 8 Schlussfolgerungen aus den Betrachtungen des Wärmepumpen und KWK-Szenarios

Aus den in dieser Kurzstudie vorgestellten Simulationen geht hervor, dass die forcierte Wärmepumpenstrategie einige gravierende Nachteile mit sich bringt. Die direkte Nutzung von Windkraft und Photovoltaik kann wegen der Zeitstruktur des Strombedarfs der Wärmepumpen nur begrenzt zur Bedarfsdeckung beitragen, auch wenn hierfür ein verstärkter Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien unterstellt wird. Erhebliche Strommengen müssten durch den Betrieb von konventionellen (evtl. fossil befeuerten) Kraftwerken oder durch Importe abgedeckt werden. Ob die im Rahmen des Wärmepumpen-Szenarios benötigten Strommengen importiert werden könnten, konnte im Rahmen dieser Studie nicht geprüft werden. Die Wärmepumpen verursachen in annähernd 1.000 Stunden eine Last von über 18 GW (siehe Abbildung 19) bei einem Maximalwert von 53 GW. Da Maximalwerte regional und überregional synchron zu erwarten sind, verbergen sich hierin auch hohe Anforderungen an den Netzausbau.

Dagegen zeigt sich bei einer intensivierten KWK-Strategie, dass die Residuallast über das ganze Jahr zu einem deutlichen Ausgleich geführt werden kann. Dies gilt für den dargestellten Fall, dass die KWK-Systeme flexibel eingesetzte Wärmepumpen und Elektroheizer beinhalten (siehe Abbildung 29 und Abbildung 30). Sowohl die hier modellierten Großwärmepumpen als auch die Elektroheizer würden nur bei negativer Residuallast (Stromüberschüsse) und das KWK-Modul lediglich bei positiver Residuallast (Strommangel) laufen. Allerdings müssen für das post-fossile Zeitalter die fluktuierenden Erneuerbaren Energien in einem solchen Maße ausgebaut werden, dass die entstehenden Stromüberschüsse nicht nur die Großwärmepumpen und Elektrokessel versorgen können, sondern – falls die erneuerbaren Brennstoffe für den verbleibenden KWK-Anlagenbetrieb nicht ausreichen – darüber hinaus auch Power-to-Gas-Anlagen.

Die Summe aus dem durch Power-to-Gas-Anlagen erzeugten Brennstoff und den anderen zur Verfügung stehenden Erneuerbaren Brennstoffen würde in der EE50-Szenariovariante annähernd ausreichen um den Brennstoffbedarf der KWK-Module zu decken, nicht aber in der Base50-Szenariovariante.

Die mit den KWK-Systemen verbundene Lastausgleichswirkung macht sich auch regional und überregional positiv bemerkbar.

Voraussetzung dafür ist der Aufbau von entsprechenden KWK-Systemen: Die Investitionen in den Wärmenetzausbau als sehr langlebiges Infrastrukturgut bildet dabei für die KWK-Strategie neben dem Zubau der KWK-Anlagen die zentrale Herausforderung, die eine geeignete politische Flankierung erfordert. Die Ergänzung durch flexible Wärmepumpen würde zeitlich später vorgenommen werden können, wenn die Strompreise stärker gemäß der Residuallastverhältnisse schwanken. Die Betriebszeiten der KWK würden im Zuge des Ausbaus der fluktuierenden Stromerzeugung nach und nach weiter sinken. Dafür erzeugen die KWK-Anlagen jedoch Strom zu Zeiten, in denen wegen fehlender Stromerzeugung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien höhere Preise zu erwarten sind.

Die Rolle der KWK in der Energiewende würde sich somit im Zuge einer Entwicklung, die bis zu der vom EE50-Szenario beschriebenen, weitgehenden Deckung des Energiebedarfs aus erneuerbaren Quellen führt, deutlich verändern:

Der intensive Zu- und Ausbau von KWK-Anlagen und netzgebundenen Wärmesystemen zielt zunächst auf die vorrangige Nutzung des KWK-Prozesses für die Wärmebereitstellung und würde sich dadurch bereits auf dem Weg zur CO<sub>2</sub>-armen Zukunft positiv auf die Energie- und

CO<sub>2</sub>-Bilanz auswirken. Da die Referenzsysteme der KWK (insbesondere auf der Stromseite) aber zunehmend weiter dekarbonisiert werden, ist eine „automatische“ CO<sub>2</sub>-Reduktion längerfristig immer weniger gegeben. Deshalb ist auf Dauer eine systemdienliche, flexible Betriebsführung – wie hier modelliert – erforderlich, um zu vermeiden, dass die KWK EE-Strom verdrängt.

Ähnliches gilt analog für den Betrieb der Wärmepumpen: Wenn diese nur zu Zeiten mit Stromüberschuss betrieben werden (wie hier ebenfalls modelliert), steigt der Anteil der mit Wärmepumpen erzeugten erneuerbaren Wärme mit steigendem Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Dies ist jedoch nur möglich, wenn auch die Wärmepumpen in Verbindung mit großen Wärmespeichern betrieben werden und ein weiterer Wärmeerzeuger für die Zeiten mit positiver Residuallast (Strommangel) zur Verfügung steht. Wenn dieser weitere Wärmeerzeuger eine KWK-Anlage ist, werden sowohl der Wärme- als auch der Strombedarf zu diesen Zeiten auf effiziente Weise und im Idealfall ausschließlich mit erneuerbaren Brennstoffen adressiert.



## Literatur

- [Agora 2017] Agora Energiewende, Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, „Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor“, Februar 2017
- [BAFA 2018] BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Zugelassene KWK-Anlagen 2009 bis 2016“, [http://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Expertensuche/Servicesuche\\_Formular.html?nn=8061894&resourceId=8061882&input=8061894&pageLocale=de&templateQueryString=KWK+Zahlen&submit.x=0&submit.y=0](http://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Expertensuche/Servicesuche_Formular.html?nn=8061894&resourceId=8061882&input=8061894&pageLocale=de&templateQueryString=KWK+Zahlen&submit.x=0&submit.y=0), Zugriff: 31.1.2018
- [BDEW 2015] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Wie heizt Deutschland?“ - Studie zum Heizungsmarkt, Juli 2015, Link: [https://issuu.com/bdew\\_ev/docs/gas\\_gas\\_15-001-02\\_heizungsmarkt-bros](https://issuu.com/bdew_ev/docs/gas_gas_15-001-02_heizungsmarkt-bros), Zugriff: 22.11.2017
- [BMWi 2016] BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland“, Dezember 2016
- [BMWi 2017] BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Energiedaten Gesamtausgabe“, Berlin, Mai 2017, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>, Zugriff: 6.1. 2018
- [Brandstätt 2014] Brandstätt, C., „Flexibilität für die Stromversorgung aus Wärme- und Gasnetzen – Ein Vergleich verschiedener Speichermöglichkeiten“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe September 2014.
- [Brandstätt & Fette 2015] Brandstätt, C., Fette, M., „Power-to-Heat und Power-to-Gas Ketten zum Ausgleich von erneuerbarem Überschussstrom – Wirtschaftlichkeit unter Annahme verschiedener Preisszenarien“ Tagungsband der Dialogplattform „Power-to-Heat“ des Energieforschungszentrum Niedersachsen (EFZN), August 2015.
- [Brandstätt & Meyer 2014] Brandstätt, C., Meyer, S., „Rahmenbedingungen für Stromspeicherung in Gas- und Wärmenetzen – Status Quo und Handlungsbedarf“ Tagungsband der Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS 2014).
- [Brandstätt et al. 2017] Brandstätt, C., Gabriel, J., Jahn, K., Peters, F., „Innovation Energiespeicher - Chancen der deutschen Industrie“, Bremen, 2017, to be published

- [dena 2016] dena Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen“; Berlin, Juni 2016
- [dena 2017] dena Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Roadmap Power to Gas - Baustein einer Integrierten Energiewende“; Berlin, November 2017
- [dena 2017a] dena Deutsche Energie-Agentur GmbH, Zwischenfazit – dena Leitstudie Integrierte Energiewende, Berlin Okt. 2017
- [dena Gebäude 2017] dena Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Gebäudestudie. Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor“, Oktober 2017
- [Deutscher Bundestag 2015] Deutscher Bundestag – Wissenschaftliche Dienste, „Vor- und Nachteile verschiedener Energiespeichersysteme“ – Ausarbeitung WD 8 - 3000 - 032/14, S. 14, 2015, <https://www.bundestag.de/blob/412904/.../wd-8-032-14-pdf-data.pdf>, Zugriff: 16.11.2017
- [DVGW 2017] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Der Energie-Impuls – ein Debattenbeitrag für die nächste Phase der Energiewende“, Mai 2017
- [DWD 2017] DWD Deutscher Wetterdienst: Climate Data Center FTP-Server; Abruf unter <ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/>, 19.09.2017
- [ef.Ruhr 2017] ef.Ruhr GmbH, Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg, April 2017, <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/verteilnetzstudie-fuer-baden-wuerttemberg-veroeffentlicht-1/>, Zugriff: 13.11.2017
- [ESYS 2017] Ausfelder et al., „Sektorkopplung. Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, November 2017
- [Fraunhofer IFAM 2015] Fraunhofer IFAM „Multi-Grid-Storage – Flexibilität für die Stromversorgung aus Gas- und Wärmenetzen“, Bremen, 2015 [http://www.ifam.fraunhofer.de/de/Bremen/Formgebung\\_Funktionswerkstoff/Energiesystemanalyse/Projektdetails/MuGriSto.html](http://www.ifam.fraunhofer.de/de/Bremen/Formgebung_Funktionswerkstoff/Energiesystemanalyse/Projektdetails/MuGriSto.html)
- [Fraunhofer ISE 2015] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems 2050“, November 2015
- [Fraunhofer ISE 2018] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Energy Charts“, <https://www.energy-charts.de/> Zugriff: 7.2.2018

- [Fraunhofer ISI 2017] TU Wien, Fraunhofer ISI, „Einfluss von Wärmepumpen auf den Investitionsbedarf in Niederspannungsnetzen.“, Wien, Februar 2017,  
[http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2017/html/files/fullpapers/185\\_Haendel\\_fullpaper\\_2017-02-01\\_12-53.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2017/html/files/fullpapers/185_Haendel_fullpaper_2017-02-01_12-53.pdf), Zugriff am 07.12.2017
- [frontier et al. 2017] frontier economics, IAEW, 4 Management, EMCEL, „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland – eine modellbasierte Analyse“, September 2017
- [Gils 2015] Gils, H. C., „Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage“, Stuttgart, 2015
- [Gils et al. 2017] Gils, H. C., Scholz, Y., Pregger, T., et al., „Integrated modeling of variable renewable energy-based power supply in Europe.“ Energy, 123; 2017
- [Greenpeace 2009] Greenpeace Magazin 06/2009, „Krümmel hat unser Werbebudget entlastet“, <https://www.greenpeace-magazin.de/kruemmel-hat-unser-werbebudget-entlastet>, Zugriff: 16.11.2017
- [INES/BWE 2017] INES Initiative Energiespeicher e.V., BWE Bundesverband Windenergie e.V., „Erneuerbare Gase – ein Systemupdate der Energiewende“, Dezember 2017
- [Mönnich et al. 2003] Mönnich, K.; Neumann, T., Strack, M (DEWI), Braess, H., Scheuerer, K., (BMW - Traffic and Environment), „Wasserstoff aus Windenergie in Ost-Patagonien - Eine Machbarkeitsstudie“, DEWI Magazin Nr. 23, August 2003  
Quelle:  
[www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin\\_23/10.pdf](http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_23/10.pdf), Zugriff: 16.11.2017
- [Nitsch et al. 2012] Nitsch, J., „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.“ Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit; 2017
- [NVE 2016] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (The Norwegian Water Resources and Energy Directorate), „Norway and the European power market“, Juni 2016,  
<https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/wholesale-market/norway-and-the-european-power-market/>, Zugriff: 16.11.2017
- [Öko-Institut, 2015] Gores, S., Jörs, W., Zell-Ziegler, C, Öko-Institut, „Aktueller Stand der KWK-Erzeugung; Berlin, Dezember 2015.  
<https://www.oeko.de/oekodoc/2450/2015-607-de.pdf>, Zugriff: 20.12.2017
- [Prognos et al. 2014] Prognos AG, EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, GWS Gesellschaft für Wirtschaftliche

- Strukturforschung mbH, „Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose“, Basel/Köln/Osnabrück, 2014
- [Prognos, IFAM et al. 2014] Prognos AG, Fraunhofer IFAM et. al., „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014“; Berlin, Oktober 2014
- [Quaschnig 2016] Quaschnig, V., „Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung“; Juni 2016
- [Regett et al. 2014] Regett, A., Pellingner, C., Eller, S., „Power2Gas – Hype oder Schlüssel zur Energiewende?“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jahrgang, (2014) Heft 10
- [Renn 2017] Renn, O., „Das Energiesystem resilient gestalten: Szenarien – Handlungsspielräume – Zielkonflikte“, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München 2017, <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/das-energiesystem-resilient-gestalten/>, Zugriff: 14.11.2017
- [Scholz 2012] Scholz, Y., „Renewable energy based electricity supply at low costs. Development of the REMix model and application for Europe“, Stuttgart, 2012
- [Scholz et al. 2014] Scholz, Y., Gils, H. C., Pregger, T. et al., „Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung“, 2014
- [Sternner et al. 2015] Sternner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Lenck, T.; Götz, P., „Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland“, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy, Regensburg/Hamburg/Berlin, August 2015
- [STORE&GO 2017] STORE&GO, „Shaping the energy supply for the future“, <https://www.storeandgo.info/about-the-project/>, Zugriff: 28.11.2017
- [TenneT o.J]. TenneT, „NordLink – Die erste Direktverbindung der Strommärkte zwischen Deutschland und Norwegen“, <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/>, Zugriff: 16.11.2017
- [The Guardian 2017] The Guardian, „How Australia can use hydrogen to export its solar power around the world“, <https://www.theguardian.com/sustainable-business/2017/may/19/how-australia-can-use-hydrogen-to-export-its-solar-power-around-the-world>, Zugriff: 16.11.2017
- [Trieb et al. 2006] Trieb, F., et al., „Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power: TRANS-CSP“, 2006

[UBA 2010]

UBA Umweltbundesamt, „Energieziel 2050. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen“, Juli 2010

## **Anhang: Hintergrundinformation zur Power to Gas Technologie für das KWK-Szenario**

### **Power to Gas im Energiesystem der Zukunft**

Die Erzeugung erneuerbarer Gase durch Power to Gas hat den Vorteil, dass mittels Power to Gas nicht nur Stromschwankungen ausgeglichen werden können, sondern die sektorübergreifende Nutzung erneuerbarer Energien begünstigt wird. Die Einsatzmöglichkeiten sind vielfältig: Die erneuerbaren Gase können bei Bedarf verstromt, direkt genutzt oder aber auch in der Gasinfrastruktur gespeichert und in verschiedenen Sektoren verwendet werden. Denkbar ist sowohl der Einsatz für die Wärmeerzeugung als auch die Nutzung als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge oder als Grundstoff für die chemische Industrie („Power to Chemicals“) [dena 2017].

Hemmnisse für die Markteinführung von Power-to-Gas sind die bislang noch hohen Kosten der Technologie, der noch geringe Wirkungsgrad und die Konkurrenz durch preiswertere Energieträger. Auch steht derzeit überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Es wird erwartet, dass Power to Gas mittelfristig – etwa ab 2030 – an Bedeutung gewinnt, wenn der Anteil erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung über 50% liegt. Experten gehen davon aus, dass im industriellen Bereich Power to Gas mittelfristig wirtschaftlich wird [dena 2016].

### **Nutzung vorhandener Infrastruktur**

Neben der langfristigen Energiespeicherung und den vielfältigen Einsatzoptionen der mittels Power to Gas erzeugten erneuerbaren Gase ist ein weiterer wichtiger Vorteil dieser Technologie die Möglichkeit, die Gase in der vorhandenen Infrastruktur (Gasnetz und Gasspeicher) zu speichern.

In Deutschland werden aktuell 280 Untergrundspeicher an 51 Standorten betrieben. Das gesamte Speichervolumen dieser Gasspeicher liegt bei einer Arbeitsgaskapazität von rund 24 Mrd. m<sup>3</sup> Gas. Das entspricht mehr als einem Viertel der in Deutschland im Jahr 2015 verbrauchten Erdgasmenge. Falls alle geplanten Speicherprojekte realisiert werden, steht langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von rund 28,3 Mrd. m<sup>3</sup> zur Verfügung. Dann könnte Deutschland theoretisch in der Zukunft rund ein Drittel seines derzeitigen jährlichen Gasverbrauches aus Speichern decken [BMW i 2016].

Die Lage der Speicher wird vor allem durch die geologischen Untergrundbedingungen bestimmt. Daher gibt es viele Erdgasspeicher im Nordwesten Deutschlands. Oft befinden sie sich aber auch in der Nähe von Verbrauchszentren und bei Koppel- und Grenzübergangspunkten. Durch das weitgehend flächendeckende deutsche Gasnetz sind die Untergrundspeicher mit nahezu allen Regionen Deutschland verbunden. Derzeit werden fast 50% der Wohnungen in Deutschland mit Gas beheizt [BDEW 2015]. Das flächendeckende Gasnetz kann aber nicht nur Gas zum Verbraucher transportieren, sondern auch Gas aus erneuerbaren Energiequellen aufnehmen, sei es Biogas oder Methan oder Wasserstoff aus Power-to-Gas-Technologien. Durch seine Funktion als Speicher- und Transportmittel bietet das Gasnetz eine wichtige Grundlage für die zukünftige Versorgung mit nachhaltig erzeugten Gasen.

Geht man davon aus, dass Erdgas bis 2050 in den Sektoren Private Haushalte (PHH) und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen für die Bereitstellung von Raumwärme (RW) und Warmwasser (WW) kaum noch eine Rolle mehr spielt, werden im Gasnetz die entsprechenden Kapazitäten

ten frei. Diese liegen bei 330 bis 420 TWh, entsprechend dem Gasverbrauch der beiden Sektoren „Private Haushalte“ und „Gewerbe/Handel/Dienstleistungen“ für Raumwärme und Warmwasser in 2015 bzw. 1996. [BMWl 2017]

Durch die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur können - im Vergleich zu einer umfassenden Elektrifizierung - Kosten im Energiesystem eingespart werden. Dies resultiert aus geringeren Aufwendungen bei den Endanwendungen und einer Reduktion beim Stromnetzausbaubedarf. Das Gasnetz ermöglicht die Einspeisung grünen Gases an unterschiedlichen Stellen und die Versorgung der Endkunden in der Fläche, in ländlichen Gebieten ebenso wie im städtischen Raum.

Außerdem hat der Einsatz der Gasinfrastruktur als Energiespeicher noch weitere Vorteile. Die Nutzung dieser bestehenden Infrastruktur trifft auf hohe Akzeptanz bei der Bevölkerung im Gegensatz zu einem massiven Ausbau der Strominfrastruktur. Darüber hinaus trägt der Erhalt der Gasinfrastruktur auch zukünftig zur Versorgungssicherheit bei und sichert mittel- und längerfristige Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien ab [frontier et al. 2017].

## Wirkungsgrade

Bei der Wasserstoffelektrolyse und insbesondere bei der Methanisierung besteht noch ein signifikantes Potenzial zur Steigerung des Wirkungsgrades. Derzeit liegt der Wirkungsgrad für die Wasserstoffelektrolyse bei rund 60% – 70%. Langfristig wird eine Steigerung auf ca. 80% erwartet. Der Wirkungsgrad für die Prozesskette einschließlich der Methanisierung beträgt aktuell zwischen 50% und 60%. Hier werden langfristig deutliche Steigerungen auf fast 80% erwartet (siehe Tabelle 16).

Tabelle 16: Entwicklungspfade für Wirkungsgrade Power to Gas: Wasserstoff und Methan

Wirkungsgrade in %	2015	2020	2030	2050
<b>Wasserstoff</b>	<b>ca. 54</b>	<b>65 – 70</b>	<b>70 – 75</b>	<b>78 – 84</b>
<b>Methan</b>	<b>ca. 49</b>	<b>58 – 60</b>	<b>68 – 70</b>	<b>77 – 79</b>

Quelle: [Sternier et al. 2015]

## Kosten

Derzeit sind die Kosten für die Elektrolyse von Wasserstoff und die ggf. anschließende Methanisierung noch sehr hoch. Die Investitionskosten für Elektrolyseanlagen hängen von der gewählten Technologie ab. Für die bereits etablierte alkalische Elektrolyse (AEL) betragen die spezifischen Investitionskosten derzeit rund 1.000 je kW elektrischer Leistung. Bei der PEM-Elektrolyse („Proton Exchange Membrane“-Elektrolyse) handelt es sich um eine jüngere Technologie, deren spezifische Kosten noch bei rund 2.000 €/kW<sub>el</sub> liegen. Bei beiden Technologien besteht aber noch ein signifikantes Kostenreduktionspotenzial. Zukünftig könnten die Kosten auf rund 500 €/kW<sub>el</sub> für die AEL und ca. 1.000 €/kW<sub>el</sub> für die PEM-Elektrolyse sinken (siehe Abbildung 31 und Abbildung 32 [Brandstätter et al. 2017]).

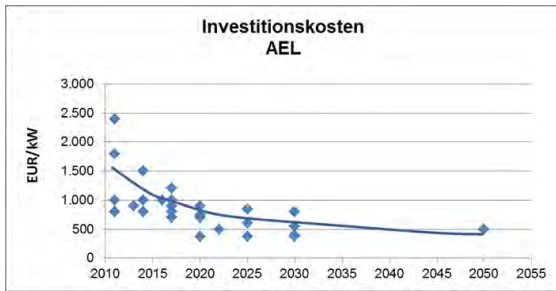


Abbildung 31: Investitionskosten Alkalische Elektrolyse

Quelle: [Brandstätt et al. 2017]

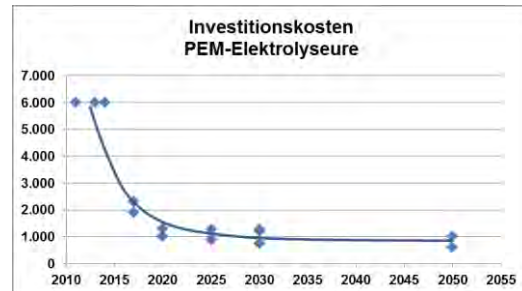


Abbildung 32: Investitionskosten PEM-Elektrolyse

Quelle: [Brandstätt et al. 2017]

Die Investitionskosten für die Methanisierung liegen aktuell bei rund 950 €/kW und könnten bis 2050 auf 500 €/kW sinken [Brandstätt et. al. 2015], [DNV KEMA 2013].

Die Kosten für erneuerbares Methan hängen stark von den realisierbaren Volllaststunden ab. Geht man von Investitionskosten für Elektrolyse und Methanisierung von insgesamt 1.000 €/kW, Installationskosten in Höhe von 10% der Investitionskosten und Betriebs- und Wartungskosten sowie einer Lebensdauer für Elektrolyseur und Methanisierer von 20 Jahren aus, ergeben sich die in Abbildung 33 und Abbildung 34 dargestellten Gasgestehungskosten.

Diese hängen einerseits vom Gesamtwirkungsgrad des Prozesses ab (rot = 63%, blau = 48%). Deutlich größer ist jedoch der Einfluss der erreichbaren Volllaststunden.

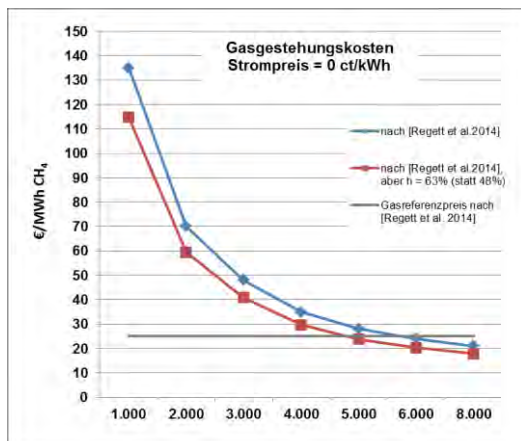


Abbildung 33: Gestehungskosten erneuerbares Methan in Abhängigkeit von den Volllaststunden Power to Gas (Strompreis = 0 €/kWh)

Quelle: IFAM auf Basis [Regett et al. 2014]

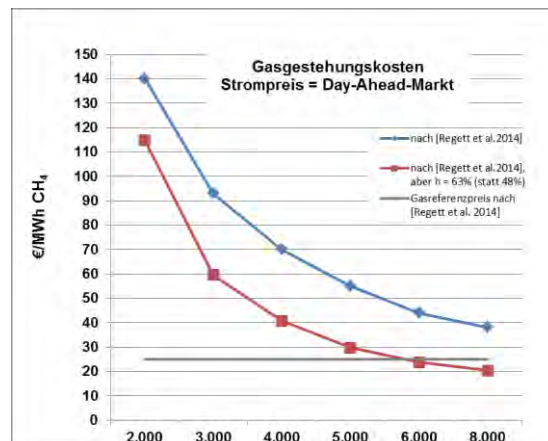


Abbildung 34: Gestehungskosten erneuerbares Methan in Abhängigkeit von den Volllaststunden Power to Gas (Strompreis = Day-Ahead-Markt)

Quelle: IFAM auf Basis [Regett et al. 2014]

Abbildung 33 verdeutlicht, dass eine Parität mit den Gasreferenzpreis von 25 €/MWh erst ab 4.000 Volllaststunden erreicht wird, selbst, wenn für den für die Elektrolyse benötigten Strom keine Kosten entstehen. Wenn für den eingesetzten Strom Kosten in Höhe der day ahead Preise entstehen, wird eine Parität erst ab 6.000 Volllaststunden erreicht.

Wasserstoff kann prinzipiell auch außerhalb Deutschland mit Strom aus erneuerbaren Energien mittels Elektrolyse erzeugt werden. Hierfür kommen langfristig insbesondere Länder in Frage, die ein hohes Wind-, Sonnen- oder Geothermiefpotenzial haben. So wurde in der Machbarkeitsstudie von [Mönnich et al. 2003] die Möglichkeit der Wasserstoffproduktion durch Windenergie in Patagonien untersucht und Island hat bereits in 1998 die langfristige Umstellung des Landes auf eine Wasserstoffwirtschaft verkündet. Auch afrikanische Staaten



könnten aufgrund des hohen Potenzials an Solarenergie zu Wasserstofflieferanten werden. Hier könnten die genannten Mindest-Volllaststunden erreicht werden. Die Kosten für diese Importe hängen – neben den Gestehungskosten – dann aber auch noch von den Transportkosten des Wasserstoffs in Spezialschiffen ab.

Dass der Import von Wasserstoff aus entfernten Regionen keine Vision ist, sondern sich kurz vor der Umsetzung befindet, zeigt die Zusammenarbeit zwischen Australien und Japan zur Lieferung flüssigen Wasserstoff per Schiff [The Guardian 2017].

Mit freundlicher Unterstützung von



Dipl.-Ing. HEINZ ULLRICH BROŚZIEWSKI Kraft-Wärme-Kopplung  
Beratung · Projektierung · Gutachter



Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK)  
Markgrafenstraße 56  
10117 Berlin

Tel. +49 (0)30 / 270 192 81-0  
Fax +49 (0)30 / 270 192 81-99

info@bkwk.de  
www.bkwk.de