

# Bewertung der Flexibilität netzgebundener Kraft-Wärme-Kopplung im zukünftigen Energieversorgungssystem

Masterarbeit  
von  
Stefano Coss B.Sc.



eingereicht am  
Lehrstuhl Wirtschafts- und Betriebswissenschaften  
der  
Montanuniversität Leoben

Leoben, am 22. Mai 2013

## **Eidesstattliche Erklärung**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Diese Arbeit wurde bisher keiner Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

## **Affidavit**

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this work.

This work was never shown to any institution, in this form or similar to it.

---

Ort, Datum

---

Unterschrift

## **Danksagung**

Zunächst gilt mein Dank meinen Eltern Susanne und Franco sowie der Fam. Sprinzer die mir das Studium ermöglicht und mich durchgehend unterstützt haben. Ihr Zuspruch und Hilfestellungen ihrerseits haben wesentlich zur erfolgreichen Absolvierung meines Studiums beigetragen.

Insbesondere gilt mein Dank Herrn Norman Gerhardt und dem gesamten Team des Fraunhofer IWES für die wissenschaftliche Betreuung des Themas. Ihre Ratschläge und die offene Kommunikation haben mir den erfolgreichen Abschluss dieser Arbeit ermöglicht.

Des Weiteren gilt mein Dank Herrn Ass. Prof Werner Schröder der die formale Betreuung dieser Arbeit am Lehrstuhl für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften übernommen hat.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>i</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>iii</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>v</b>
<b>Formelverzeichnis</b> .....	<b>vi</b>
<b>Nomenklatur</b> .....	<b>vii</b>
<b>Kurzfassung</b> .....	<b>x</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>xi</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Die aktuelle Umweltpolitik und ihre Energieziele.....	2
1.2 Hintergrund, Abgrenzung und Zielsetzung.....	3
1.3 Methodik und Vorgehensweise der Arbeit.....	6
<b>2 Einführung in die Kraft-Wärme-Kopplung</b> .....	<b>8</b>
2.1 Theoretische Grundlagen.....	8
2.2 Technologische Ausprägungen der KWK.....	12
2.2.1 Einteilung von KWK- Anlagen.....	12
2.2.2 Gas- und Dampfturbinen Kraftwerk (GuD) .....	13
2.2.3 Blockheizkraftwerke (BHKW) .....	19
2.3 Einsatz und Auslegung der Kraft-Wärme-Kopplung.....	22
2.4 Investitionskosten von GuD- und BHKW- Anlagen.....	30
<b>3 Entwicklungen des Energiemarktes und Energiewende</b> .....	<b>35</b>
3.1 Zukünftige Entwicklungen im Wärmesektor.....	35
3.2 Zukünftige Entwicklungen im Stromsektor.....	39
3.3 Auswirkungen und Anforderungen an die KWK .....	44
<b>4 Szenarioentwicklung und Flexibilisierung</b> .....	<b>46</b>
4.1 Definition des Referenzszenarios .....	46
4.2 Szenarien der KWK- Ausbaustrategie.....	49
4.2.1 Szenario A: Konservativer Fernwärmeausbau .....	49
4.2.2 Szenario B: Progressiver Fernwärmeausbau.....	50
4.3 Fernwärmenetz- und Brennwertkesselkosten .....	52
4.4 Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung.....	55
4.4.1 Modellbildung und Systembeschreibung .....	55
4.4.2 Betriebsweisen einer flexibilisierten KWK- Anlage .....	57

4.5	Komponenten zur Flexibilisierung.....	60
4.5.1	Wärmespeicher.....	60
4.5.2	Elektroheizer.....	63
<b>5</b>	<b>Simulation der Anlagenparks und Kostenberechnung.....</b>	<b>64</b>
5.1	Bestimmung des Fernwärmebedarfs.....	64
5.2	Bestimmung und Auslegung der Anlagenparks.....	67
5.2.1	Anlagenpark Referenzszenario.....	69
5.2.2	Anlagenpark Szenario A.....	72
5.2.3	Anlagenpark Szenario B.....	74
5.3	Simulation in der Kraftwerkseinsatzplanung.....	78
5.3.1	Theorie der Simulationsumgebung.....	78
5.3.2	Ergebnisse der Simulation - Energiebilanzen.....	79
5.4	Bestimmung der Investitionskosten.....	80
5.4.1	Investitionskosten der Kraftwerksparks.....	81
5.4.2	Investitionskosten für Wärmenetze und dezentrale Brennwertkessel.....	84
5.5	Ermittlung der Gesamtkosten und Annuitäten.....	86
5.6	Bestimmung der verbrauchsabhängigen Kosten.....	89
<b>6</b>	<b>Darstellung und Bewertung der Ergebnisse.....</b>	<b>90</b>
6.1	Definition der Bewertungskriterien.....	90
6.2	Bewertung des KWK- Einsatzes.....	91
6.3	Bewertung der Flexibilisierung.....	96
6.3.1	Bewertung der Flexibilität im Szenario A.....	96
6.3.2	Bewertung der Flexibilität im Szenario B.....	100
6.4	Gesamtbewertung.....	103
6.5	Schlussfolgerungen und Fazit.....	108
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>110</b>
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>112</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prinzipschaltbilder von Wärme- Kraft- und KWK- Prozess.....	9
Abbildung 2: Einteilung der KWK nach unterschiedlichen Parametern .....	13
Abbildung 3: Grundprinzip Gasturbinen (links)- und Dampfkraftprozess (rechts) .....	14
Abbildung 4: Anlagenschemata GT- KWK (links) und Heizkraftwerk mit DT (rechts) .....	16
Abbildung 5: Vereinfachtes Anlagenschema eines GuD- Prozesses .....	17
Abbildung 6: Wirkungsgrade von GuD- Anlagen.....	18
Abbildung 7: Stromkennzahlen von GuD- Anlagen.....	19
Abbildung 8: Grundprinzip einer BHKW- Anlage .....	20
Abbildung 9: Wirkungsgrade von BHKW- Anlagen.....	20
Abbildung 10: Anlagenschema einer BHKW- Anlage.....	21
Abbildung 11: Stromkennzahlen von BHKW- Anlagen .....	22
Abbildung 12: Situation der Erdgas- KWK in Europa.....	23
Abbildung 13: Wärme- und Stromanteile der KWK- Anlagen in Deutschland.....	26
Abbildung 14: Anteile der Kraftwerke an Strom- und Wärmeerzeugung.....	27
Abbildung 15: Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs .....	27
Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten von GuD- Anlagen .....	31
Abbildung 17: Spezifische Investitionskosten von BHKW- Anlagen.....	33
Abbildung 18: BHKW- Anteile nach Leistungsklassen.....	34
Abbildung 19: Verlauf des Endenergieverbrauchs für Wärme bis 2050.....	36
Abbildung 20: Entwicklung des Fernwärmepotentials bis 2050 .....	38
Abbildung 21: Endenergieverbrauch im Stromsektor 2000 - 2050.....	40
Abbildung 22: Stromerzeugung der EE 2000 - 2050 .....	42
Abbildung 23: Jahresverlauf der EE- Einspeisung 2020 inkl. Residuallast.....	42
Abbildung 24: Jahresverlauf der EE-Einspeisung 2050 inkl. Residuallast.....	43
Abbildung 25: Systemschaubild des Referenzszenarios.....	47
Abbildung 26: Jahresdauerlinien (exemplarisch) des Referenzszenarios.....	48
Abbildung 27: Systemschaubild Szenario A .....	49
Abbildung 28: Jahresdauerlinie (exemplarisch) Szenario A.....	50
Abbildung 29: Systemschaubild Szenario B.....	51
Abbildung 30: Jahresdauerlinien (exemplarisch) Szenario B.....	51
Abbildung 31: KWK- Systemmodell.....	56
Abbildung 32: Flexible KWK- Anlagen mit 1 bzw. 2 Freiheitsgraden.....	56
Abbildung 33: Wärme- und Strombedarf der flexiblen KWK 2030.....	57
Abbildung 34: Betriebsportfolio einer flexiblen KWK- Anlage.....	58
Abbildung 35: Spezifische Investitionskosten von Wärmespeichern.....	62
Abbildung 36: Normierte Wärmelastgänge 2020 - 2050 .....	66
Abbildung 37: Jahresdauerlinien der Szenarien A und B.....	66
Abbildung 38: Übersicht der Jahresdauerlinien von Szenario A von 2020 bis 2050 bzw. 2050* .....	76

---

Abbildung 39: Übersicht der Jahresdauerlinien von Szenario B von 2020 bis 2050 .....	77
Abbildung 40: Modell der Kraftwerkseinsatzplanung.....	78
Abbildung 41: Investitionskosten für KWK- Anlagen inkl. SpLK.....	81
Abbildung 42: Investitionskosten für KWK- Anlagen inkl. SpLK und Gutschrift .....	83
Abbildung 43: Investitionskosten für Wärmespeicher und E-Heizer .....	84
Abbildung 44: Investitionskosten für Wärmenetze und Brennwertkessel.....	86
Abbildung 45: Gesamtinvestitionskosten der Szenariovarianten.....	87
Abbildung 46: Anteile der Flexibilisierungskosten an den Gesamtkosten.....	87
Abbildung 47: Annuitäten der Szenariovarianten.....	88
Abbildung 48: Wärmebilanz unflexibler KWK- Ersatz.....	92
Abbildung 49: Wärmebilanz unflexibler KWK – Ausbau.....	93
Abbildung 50: KWK- Stromanteile 2020 bis 2050.....	94
Abbildung 51: Flexible Wärmebilanz im Szenario A .....	97
Abbildung 52: Stromanteile im Szenario A .....	98
Abbildung 53: Flexible Wärmebilanz im Szenario B.....	101
Abbildung 54: KWK- Stromanteile der flexiblen Szenarien B .....	102
Abbildung 56: Nettostromanteil vs. VBS 2020 in Relation zum Referenzszenario .....	104
Abbildung 57: Energieerzeugungskosten vs. CO <sub>2</sub> - Reduktion 2020 in Relation zum Referenzszenario .....	105
Abbildung 58: Residuallastdeckung vs. VBS 2050 in Relation zum Referenzszenario .....	106
Abbildung 59: Energieerzeugungskosten vs. CO <sub>2</sub> - Reduktion 2050 in Relation zum Referenzszenario .....	107

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Typische Wirkungsgrade und Leistungsklassen von KWK- Anlagen.....	25
Tabelle 2: Flexibilitätsparameter unterschiedlicher KWK- Anlagen.....	30
Tabelle 3: Parameter der spez. Anlagenkosten von GuD- Anlagen .....	32
Tabelle 4: Parameter der spez. Anlagenkosten von BHKW- Anlagen.....	34
Tabelle 5: Wärmebedarfsstruktur 2009 - 2050 .....	37
Tabelle 6: Annahmen der untersuchten Szenarien .....	51
Tabelle 7: Siedlungstypen der Fernwärmepotentiale.....	52
Tabelle 8: Spezifische Netzkosten von Verdichtung und Erweiterung.....	53
Tabelle 9: Spezifische Investitionskosten für Fernwärmenetze.....	54
Tabelle 10: Berechnung der Brennwertkesselkosten.....	54
Tabelle 11: Betriebsweisen der flexiblen KWK- Anlage.....	59
Tabelle 12: Parameter der spez. Investitionskosten für Wärmespeicher.....	62
Tabelle 13: Fernwärmepotentiale 2020 - 2050 in [PJ] .....	64
Tabelle 14: Fernwärmepotentiale der Szenarien 2020 - 2050 in PJ.....	65
Tabelle 15: Prozentuale Anteile der Kraftwerkstypen an der Fernwärmeversorgung.....	68
Tabelle 16: Auslegungsparameter Referenzszenario 2020 - 2050 .....	71
Tabelle 17: Auslegungsparameter Szenario A 2020 - 2050 .....	73
Tabelle 18: Auslegungsparameter Szenario B 2020-2050 .....	75
Tabelle 19: Szenariovarianten für die Simulation.....	79
Tabelle 20: Energiebilanz des Referenzszenarios .....	80
Tabelle 21: Leistungen und Gutschriften der Szenarien in MW bzw. Mio. € .....	82
Tabelle 22: Fernwarmenetzkosten in Mio. € .....	84
Tabelle 23: Berechnung der Brennwertkesselkosten.....	85
Tabelle 24: Brennstoff- und CO <sub>2</sub> - Kosten in €/MWh.....	89
Tabelle 25: Szenariovergleich KWK- Ersatz und KWK- Ausbau .....	91
Tabelle 26: Unflexible Wärmebilanz 2020 – 2050 in TWh .....	91
Tabelle 27: Unflexible KWK- Strombilanz 2020 – 2050 in TWh.....	93
Tabelle 28: Energieerzeugung und Kostenbilanz des unflexiblen KWK- Einsatzes .....	95
Tabelle 29: Vergleich der CO <sub>2</sub> - Emissionen der unflexiblen Szenarien in 1000 Tonnen .....	96
Tabelle 30: Wärmebilanz der flexiblen Szenarien A in TWh.....	97
Tabelle 31: Strombilanz im Szenario A in TWh .....	98
Tabelle 32: Energieerzeugung und Gesamtkosten des flexiblen KWK- Einsatzes in Szenario A.....	99
Tabelle 33: Vergleich der CO <sub>2</sub> - Emissionen der flexiblen Szenarien A in 1000 Tonnen .....	99
Tabelle 34: Wärmebilanz der flexiblen Szenarien B in TWh .....	100
Tabelle 35: Flexible Strombilanz im Szenario B in TWh.....	101
Tabelle 36: Energieerzeugung und Gesamtkosten des flexiblen KWK- Ausbaus in Szenario B.....	102
Tabelle 37: Vergleich der CO <sub>2</sub> - Emissionen der flexiblen Szenarien B.....	103



## Formelverzeichnis

Formel 1: Allgemeine Definition des Wirkungsgrades .....	10
Formel 2: Definition des elektrischen Wirkungsgrades .....	10
Formel 3: Definition des thermischen Wirkungsgrades .....	10
Formel 4: Definition des Systemwirkungsgrades.....	11
Formel 5: Definition der Stromkennzahl.....	11
Formel 6: Gleichung für die Stromverlustkennzahl .....	12
Formel 7: Potentieller Kostenansatz für die Investitionskosten .....	32
Formel 10: Berechnung der gesamten Wärmenetzkosten.....	54
Formel 11: Gleichung für die Wärmeverlustleistung .....	61
Formel 12: Ansatz für Investitionskosten von Wärmespeichern.....	62
Formel 13: Minimale Investitionskosten für Elektroheizer .....	63
Formel 14: Maximale Investitionskosten für Elektroheizer.....	63
Formel 15: Leistungsberechnung Spitzenlastkessel.....	68
Formel 16: Bestimmung des Wärmelastskalierungsfaktors.....	70
Formel 17: Berechnung der Kondensationsleistung .....	71
Formel 18: Berechnung der theoretischen Vollbenutzungsstunden.....	71
Formel 19: Berechnung der Wärmespeichergröße .....	73
Formel 20: Definition der Wärmespeicherleistungen .....	74
Formel 21: Berechnung der Elektroheizleistung .....	74
Formel 22: Bestimmung der Annuität.....	88
Formel 23: Bestimmung des Annuitätenfaktors .....	88
Formel 24: Berechnung der Systemkosten für Szenario i.....	90
Formel 25: Berechnung der spezifischen Energieerzeugungskosten für Szenario i.....	90
Formel 26: Berechnung der spezifischen CO <sub>2</sub> - Emissionen.....	91

## Nomenklatur

Symbol	Beschreibung	Einheit
$A_i$	Annuität im Jahr $i$	[€]
$\dot{E}$	Leistung	[J/s]
$f_A$	Annuitätenfaktor	[1]
$\dot{H}_{Bs}$	Brennstoffleistung	[MW]
$I_i$	Investitionskosten im Jahr $i$	[€]
$k_i$	spezifische Kosten	[€/Jahr]
$K$	Gesamtkosten	[€]
$M_{CO_2}$	CO <sub>2</sub> - Emissionen	[Tonnen]
$m_{CO_2}$	spez. CO <sub>2</sub> - Emissionen	[Tonnen/MWh]
$n$	Laufzeit/Abschreibungsdauer	[Jahre]
$Q$	Wärme(menge)	[TWh]
$\dot{Q}_{th}$	Wärmeleistung	[MW]
$W$	elektrische Energie(menge)	[TWh]
$\dot{W}_{el.}$	elektrische Leistung	[MW]
$x$	Vielfaches der Speichermenge	[Stunden]
$z$	Verzinsung	[%]
$\beta$	Stromverlustkennzahl	[1]
$\eta$	Wirkungsgrad	[%]
$\lambda$	Wärmeskalierungsfaktor	[1]
$\mu$	KWK- Engpassleistung	[1]
$\sigma$	Stromkennzahl	[1]

Indizes	Beschreibung
Anf.	Anfahren
aus	ausspeichern
Bs	Brennstoff
BwK	Brennwertkessel
EH	Elektroheizer
ein	einspeichern
EHz	E- Heizer
FW	Fernwärme
Kond	Kondensationsbetrieb
Ks	Spitzenlastkessel
KWK	KWK- Betrieb
max	Maximum
Netz	Wärmenetz
P	bezogen auf Leistung
Sp	Wärmespeicher
SpK	Spitzenlastkessel
Sy	System
Abkürzungen	Beschreibung
AHK	Abhitzekeessel
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesumweltministerium Deutschland
BwK	Brennwertkessel
CCGT	combined cycle gas turbine
Diss.	Dissertation
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DT	Dampfturbine
EE	Erneuerbare Energien
EFH	Einfamilienhäuser
EK	Entnahmekondensation

---

el.	elektrisch
et al.	et alteri oder et alii = und andere
f.	folgende Seite
ff.	folgende Seiten
FFE e.V.	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
GD	Gegendruck
Geb.	Gebäude
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
GHD	Gewerbe, Handel- und Dienstleistung
HD	Hochdruckdampf
HKW	Heizkraftwerk
Hrsg.	Herausgeber
IEA	Internationale Energieagentur
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
IfnE	Ingenieurbüro für neue Energien
IWES	Fraunhofer- Institut für Windenergie und Energiesysteme
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MD	Mitteldruckdampf
MFH	Mehrfamilienhäuser
ND	Niederdruckdampf
NWG	Nichtwohngebäude
o.V.	ohne Verfasserangabe
Quelle	Quellenangabe für Abbildungen und Tabellen
S.	Seite
siehe	siehe
SpLK	Spitzenlastkessel
th.	thermisch
VBS	Vollbenutzungsstunden
VLS	Volllaststunden
vgl.	Vergleiche
zit. nach	zitiert nach
ZFH	Zweifamilienhäuser

## Kurzfassung

In dieser Arbeit werden der zukünftige Einsatz und die Flexibilität der öffentlichen KWK-Anlagen zur Fernwärmeversorgung in Deutschland untersucht. Vor dem Hintergrund eines weiteren Ausbaus an Erneuerbaren Energien (EE) bis 2050 und einer damit immer volatileren Residuallast bei einem gleichzeitig sinkenden Wärmebedarf stellt sich die Frage, ob in diesem Spannungsfeld die KWK-Technologie durch den Ausbau bis 2020 und die Flexibilisierung durch Wärmespeicher und Elektroheizer in der Lage ist, sowohl ein hohes Maß an Residuallastdeckung als auch die Energieziele der Bundesregierung zu niedrigen Umweltauswirkungen und gleichzeitig niedrigen Kosten zu erreichen.

Um diese Fragen zu beantworten werden die wichtigsten Einflüsse des zukünftigen Energiesystems sowie die daraus resultierenden Anforderungen an die KWK-Technologie erarbeitet. Zwei Szenarien des KWK-Ausbaus werden auf Basis der BMU-Leitstudie definiert und mithilfe der Kraftwerkseinsatzplanung des Fraunhofer IWES simuliert.

Der Ausbau sowie die Flexibilisierung ergaben sich unter den definierten Rahmenbedingungen als wirtschaftlich. Durch sie konnten die Energieerzeugungskosten sowie die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt werden. Das Energieziel von 25 % KWK-Nettostromanteil 2020 wurde beinahe erreicht. Die Residuallast 2050 wurde zu einem hohen Anteil durch KWK-Strom gedeckt.

Die Flexibilisierung stellte sich als wirtschaftliche und kostengünstige Maßnahme zur Verbesserung dieser Kriterien heraus. Dennoch wurden die Erwartungen an die Vorteile durch den Einsatz von Wärmespeichern nicht erfüllt. Diese kamen in der Simulation für das Szenariojahr 2050 weniger oft als erwartet zum Einsatz, die Elektroheizer übernahmen dagegen einen hohen Anteil der Wärmebereitstellung. Ein Grund dafür ist, dass die Kraftwerkseinsatzplanung nicht optimal geeignet war die Wärmespeicherbeladung zu optimieren. Bei einer verbesserten Kraftwerkseinsatzplanung, die in der Lage wäre den Zeithorizont für die Optimierung zu vergrößern, könnten Tageswärmespeicher sowie die Vorteile von Langzeitwärmespeichern besser untersucht werden.

Es stellt sich weiter die Frage, ob Großwärmepumpen die dominanten Elektroheizer bis ins Jahr 2050 ersetzen und damit die Spitzenlastkessel komplett substituieren könnten. Diese Großwärmepumpen könnten auch statt eines weiteren KWK-Ausbaus zum Betrieb von Fernwärmesystemen im Jahr 2050 eingesetzt werden.

Die Beantwortung dieser Fragen sollte Ziel in weiteren Forschungstätigkeiten sein.

## Abstract

This work provides an analysis of the future application of cogeneration power plants operating for public district heating systems in Germany. It will be investigated if those cogeneration plants will be able to provide residual power in an environment of high energy supply from renewables. For that reason, district heating systems must be further build, while heating demand is decreasing till 2050. Due to that tension between higher residual power demand and decreasing heat demand the questions occurs, if it is possible to generate enough heat sinks so that these plants are able to supply a high amount of residual power, thus energy. It is further stated, that if this goal should be achieved, flexibility must be added to these cogeneration plants, meaning the application of heating storages and electrical heating devices.

In the first part of this work all necessary technical and economical parameters of cogeneration power plants and important influences of the future energy system based on the BMU- Leitstudie will be investigated. Two scenarios A and B will then be defined, where different district heating potentials are developed. Those scenarios will be compared to a reference scenario, where no further cogeneration plants are built. These scenarios will then be simulated from 2020 to 2050 with a simulation software from Fraunhofer IWES, which is able to optimize the whole energy system in order to provide energy at its lowest costs.

Results showed that it is possible to generate enough heat sinks so that an increase of cogeneration power is possible. For both scenarios the measures of a higher electrical power potential as well as raising flexibility show to be economically. Furthermore the reduction of CO<sub>2</sub>- emissions and a high coverage of residual power, especially in 2050, were possible. The goal of 25 % of cogeneration power based on the overall net current production was nearly met.

Nonetheless the advantage of heat storage systems for raising cogeneration heat and power did not meet the expectations. The storage systems were used preferably in 2020; 2050 the electrical heating devices supplied more heat into the district heating system instead. One reason is that the optimization tool is only able to look four days ahead and can therefore not optimize heat which must be stored for a longer period of time.

For a better investigation of the heat storage impact on cogeneration heat and power, the time frame should be longer; in the best case a time frame of a year. Also the electrical heating devices can be replaced by industrial heating pumps which could be a very efficient alternative to electrical heaters. Industrial heating pumps could also be used for substituting cogeneration power and therefore supply district heating networks.

To answer those questions more research work has to be done.

# 1 Einleitung

*The world's energy system is at a crossroads.*

*Current global trends in energy supply and consumption are patently unsustainable...*

*What is needed is nothing short of an energy revolution.*

[Zitat: International Energy Association World Energy Outlook, November 2008]

Die Existenz des Klimawandels ist in der wissenschaftlichen sowie gesellschaftlichen Debatte in Europa unbestritten. Umstritten sind jedoch Ursachen und Folgen für die Erde bzw. den Lebensraum des Menschen. Lange Zeit wurde der Klimawandel als, von der menschlichen Zivilisation, unabhängiges Phänomen betrachtet. Viele Kritiker des Klimawandels behaupteten, dass die derzeitigen höheren CO<sub>2</sub>-Konzentrationen, die erstmals von Charles David Keeling nachgewiesen wurden, auf natürliche Schwankungen zurückzuführen sind. Mittlerweile teilen sogar die größten Kritiker diese Auffassung nicht mehr; sowohl die wissenschaftliche Community als auch die führenden Regierungen und Institutionen in Europa sehen die Gründe und Ursachen des Klimawandels eindeutig in der modernen menschlichen Zivilisation und ihren Auswirkungen.

Einer der Gründe für den Klimawandel ist der anthropogen verursachte Ausstoß an Klimagasen. Unter Klimagasen versteht man alle Gase die in der Lage sind den Treibhauseffekt der Erde zu begünstigen bzw. zu verstärken. Das wohl bekannteste Klimagas ist Kohlendioxid. Es gibt natürlich eine Reihe weiterer dieser Gase die teilweise den Treibhauseffekt um ein vielfaches begünstigen, jedoch kann der Einfluss dieser Klimagase auf sogenannte CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet werden.

Seit den 1960er Jahren kann ein eindeutiger linearer Anstieg der Konzentration von CO<sub>2</sub> in der Erdatmosphäre wissenschaftlich belegt werden.<sup>1</sup> Diese sogenannte Keeling-Kurve veranschaulicht die Messungen von atmosphärischem CO<sub>2</sub> seit den 1960er Jahren bis heute und zeigt sowohl jahreszeitliche Schwankungen als auch einen eindeutigen Trend einer kontinuierlichen Steigerung. Auch die Messungen des Umweltbundesamtes zur atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Konzentration zeigen diesen linearen Anstieg.<sup>2</sup> Dieser Trend ist zu einem Großteil eindeutig auf die Nutzung von fossilen Brennstoffen wie Erdöl, Erdgas und Kohle durch die Energiewirtschaft zurückzuführen, da bei der Verbrennung dieser Stoffe, in Abhängigkeit ihres inhärenten Kohlenstoffgehalts, zwangsläufig CO<sub>2</sub> gebildet und an die Umwelt abgegeben wird.<sup>3</sup>

Diese Nutzung von fossilen Brennstoffen ist jedoch für die Energieproduktion von heute unerlässlich, da zurzeit die überwiegende Mehrheit der (Heiz)Kraftwerke unter Verwendung fossiler Brennstoffe betrieben werden.<sup>4</sup> Der Schluss liegt daher nahe, dass ohne eine Abkehr von der Nutzung fossiler Brennstoffe, vor allem bei der Energiebereitstellung, der Ausstoß an CO<sub>2</sub> nicht gesenkt werden kann. Das bedeutet gleichzeitig, dass die CO<sub>2</sub>-Konzentration und damit die Temperatur der Atmosphäre weiter ansteigen und der Klimawandel weiter begünstigt und immer rascher voranschreiten würde. Eine wirksame Kli-

---

<sup>1</sup> URL: <http://scrippsco2.ucsd.edu/>

<sup>2</sup> URL: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodent=2844>

<sup>3</sup> Vgl. Markewitz P.; Stein G. (Hrsg.) (2003), S.57f

<sup>4</sup> URL: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodent=2848>

maschutzpolitik, die den Klimawandel stoppen oder zumindest begrenzen möchte, muss daher kurz- bzw. mittelfristig eine Reduktion der CO<sub>2</sub>- Emissionen und langfristig eine CO<sub>2</sub>- neutrale Energiebereitstellung zum Ziel haben.

## 1.1 Die aktuelle Umweltpolitik und ihre Energieziele

Frühere Umweltschutzbemühungen wie der Abschluss des Kyoto- Protokolls im Jahr 1997 lieferten nur einen sehr mäßigen Erfolg bei der Bekämpfung des Klimawandels; bis dato gibt es global keine völkerrechtlich bindende Vereinbarung zur Reduktion der CO<sub>2</sub>- Emissionen, sodass jedes Land mehr oder weniger große Anstrengungen zur CO<sub>2</sub>- Reduktion unternimmt. Dabei hat sich die deutsche Bundesregierung eindeutig zum Klimaschutz und damit zur CO<sub>2</sub>- Reduktion bekannt und sich dabei selbst sehr hohe Ziele gesteckt. Im Jahr 2007 wurde das Integrierte Energie- und Klimaprogramm, kurz IEKP, von der Bundesregierung vorgestellt, in dem die grundsätzliche Strategie der zukünftigen Energieversorgung der Bundesrepublik vorgegeben sowie konkrete Ziele zur Erreichung einer nachhaltigen Energieversorgung definiert wurden. Aufbauend darauf, wurden, inklusive der neuen Strategie des deutschen Kernenergieausstiegs bis 2022, diese Energieziele weiter überarbeitet und im Jahr 2010 als Energiekonzept 2050 vorgestellt.<sup>5</sup> Die Ziele des Energiekonzeptes sehen vor, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und bis zum Jahr 2050 sogar um 80 bis 95 % bezogen auf 1990, zu reduzieren. Der Primärenergiebedarf soll bis 2050 um die Hälfte, der Primärenergiebedarf von Gebäuden beispielsweise um bis zu 80 % sinken. Weiters strebt die Energiestrategie eine Anhebung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Bruttostromverbrauch von 80 % bis 2050, bei einer gleichzeitigen Verminderung des Stromverbrauchs durch die Erhöhung der Energieproduktivität um 25 %, an.

Vor dem Hintergrund dieser politischen Ziele wurde in Zusammenarbeit des Fraunhofer IWES des DLR und des IfnE eine Leitstudie zum Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) und zur Transformation des Energieversorgungssystems in Deutschland ausgearbeitet. Diese Studie befasste sich sehr detailliert mit unterschiedlichen Szenarien zur Erreichung der oben genannten Ziele. Im Rahmen dieser Studie wurde auch das zukünftige Potential der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) näher betrachtet. Die Kraft-Wärme-Kopplung ist eine Technologie die es erlaubt elektrische Energie und Wärmeenergie bei definiertem Temperaturniveau höchst effizient bereit zu stellen. Sie wird z.B. zur Versorgung von Prozesswärme in der Industrie oder zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme im Bereich der Nah- und Fernwärme eingesetzt. Der Vorteil dieser Technologie besteht in einem sehr hohen Brennstoffwirkungsgrad und damit einer niedrigen CO<sub>2</sub>- Bilanz.<sup>6</sup> Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind die effizientesten fossil befeuerten Heizkraftwerke die derzeit zur Erzeugung von elektrischer- und thermischer Energie, großtechnisch in der Industrie aber auch in kleinem Maßstab, eingesetzt werden. Die Bundesregierung hat sich daher zum Ziel gesetzt, den Anteil der KWK- Stromerzeugung an der Nettostromerzeugung von derzeit 16,7 % auf 25 % im Jahr 2020 zu erhöhen.<sup>7</sup>

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2050 wird zu einer volatileren Stromeinspeisung in das elektrische Netz führen, wobei die verbleibende Residuallast mit einem flexiblen Kraftwerksverbund als heute ausgeglichen werden muss.<sup>8</sup> Die leistungsstarken Grundlastkraftwerke wie Kern- und Braunkohlekraftwerke werden durch die Einbindung der EE immer weiter aus dem Strommarkt gedrängt, da sie schlicht, unter den gegebenen Umstän-

---

<sup>5</sup> Siehe: BMWi (Hrsg); BMU (2010)

<sup>6</sup> Vgl. Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S.15

<sup>7</sup> Vgl. BHKW-Forum e.V. (2012), S.2

<sup>8</sup> Vgl. DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S. 280



den wie dem faktischen Wegfall des konventionellen Grundlastbandes, nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. An ihre Stelle müssen flexiblere Kraftwerke treten, die imstande sind, sehr rasch auf die Einspeisung der EE zu reagieren und gegebenenfalls die auftretenden Lastschwankungen ausgleichen. Bei richtiger Dimensionierung und Ausführung können KWK- Anlagen diese Aufgaben erfüllen.<sup>9</sup>

Der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen beschränkt sich derzeit auf eine meist wärmegeführte Betriebsweise, die vordergründig die Deckung des zugrundeliegenden Wärmebedarfs zum Ziel hat. Die Erzeugung von elektrischer Energie ist hier als Kuppelprodukt aufzufassen, wobei dieser Strom entweder selbst verbraucht oder entsprechend den Strommarktpreisen zu einem fixen Tarif in das Verbundnetz eingespeist wird. Es besteht jedoch auch die Möglichkeit KWK- Anlagen entkoppelt zu betreiben, was bedeutet, dass sich solche Anlagen am Strommarkt orientieren und mithilfe zusätzlicher Freiheitsgrade durch z.B. den Einsatz von Wärmespeichern in der Lage sind, Hochpreiszeiten abzufahren. Ziel dabei ist die gemeinsame Optimierung von Wärmelastdeckung und Stromerlösen. Eine stromorientierte flexible KWK- Anlage ist daher auch in der Lage die fluktuierende Einspeisung aus EE auszugleichen, indem sie die benötigte flexible Leistung zur Verfügung stellt.

Mit Beschluss der Bundesregierung die Kernkraftwerke in Deutschland bis 2022 vollständig stillzulegen rückt die KWK- Technologie als Brückentechnologie, bis zu einer vollständigen Umstellung der Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien<sup>10</sup>, zusehends in den Vordergrund. Um die fehlende Kapazität, der vom Netz getrennten Kernkraftwerke, ersetzen zu können, muss die Kraft-Wärme-Kopplung flexibilisiert werden. Flexibilisiert bedeutet, dass KWK- Anlagen nicht, wie bisher, rein wärmegeführt betrieben werden, sondern in der Lage sein müssen, durch eine stromorientierte Betriebsweise, die volatilen Residuallasten, hervorgerufen durch die fluktuierende EE- Einspeisung, bereitzustellen. Dies ist aber nur dann möglich, wenn die Strom- und Wärmeproduktion zeitlich entkoppelt werden kann. Die Erhöhung der Flexibilität kann durch den Einsatz von Wärmespeichern und einer höheren KWK- Engpassleistung verwirklicht werden. Diese zusätzlichen Maßnahmen ermöglichen es der KWK- Anlage zu jeder Zeit optimal betrieben zu werden.

Auf Basis dieser Rahmenbedingungen werden im nächsten Kapitel die nötigen Abgrenzungen gemacht sowie die Zielsetzung der Arbeit genau erläutert.

## 1.2 Hintergrund, Abgrenzung und Zielsetzung

Es scheint somit sinnvoll, die KWK- Technologie so rasch wie möglich auszubauen, um als Brückentechnologie die Umstellung des Energiesystems in Richtung EE zu unterstützen. Des Weiteren soll dabei die verbleibende Residuallast, bei gleichzeitiger Bereitstellung von thermischer Energie in Form von netzgebundener Fernwärme, höchst effizient bereitgestellt werden, um die Investitionen bei einem langfristig stark reduzierten Raumwärmebedarf abschreiben zu können.

Diese Arbeit befasst sich ausschließlich mit netzgebundenen öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Solche Anlagen dienen der öffentlichen Versorgung von Wärme, zum Zwecke von Heizung und Brauchwarmwasser für Haushalte sowie Handel, Gewerbe und Dienstleistungsobjekten (GHD). Netzgebunden bedeutet hier, dass die Objekte durch ein

---

<sup>9</sup> Vgl. DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S. 72f

<sup>10</sup> Siehe: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.113,114

Wärmenetz, das in der Regel unterirdisch verlegt ist, versorgt werden. Man unterscheidet dabei zwischen Fern- und Nahwärmenetzen, wobei sich diese Arbeit jedoch auf die Versorgung durch Fernwärmenetze konzentriert. Es werden in dieser Arbeit keine Mini- KWK Anlagen für den Einsatz im Haushalt oder in Objektnetzen bzw. Objektversorgung mit dem Ziel der Eigenstromversorgung, noch Heizkraftwerke die Industrieanlagen mit Prozessdampf und Eigenstrom versorgen, betrachtet. Der Fokus liegt daher auf Anlagen, die durch Fernwärmenetze mit Vorlauftemperaturen bis zu 130 °C, Haushalte und GHD versorgen. Dies können sowohl erdgas- bzw. kohlebefeuerte Heizkraftwerke (HKW), als auch große Blockheizkraftwerke (BHKW) sein.

Der Wärmebedarf wird in Zukunft einigen Änderungen unterworfen sein, die direkten Einfluss auf die KWK- Anlagen nehmen werden. Man geht sowohl von einem sinkenden Wärmebedarf insgesamt, als auch von einem höheren Anteil an erneuerbarer Wärme, sogenannter EE- Wärme, am verbleibenden Wärmebedarf aus. Die zentrale Bereitstellung dieser Wärme durch die Kraft-Wärme-Kopplung stellt den derzeit effizientesten Weg dar. Abgesehen davon, dass der Gesamtwärmebedarf bis 2050 durch Sanierungsmaßnahmen abnehmen wird, ist dennoch ein großes Wärmesenkenpotential für die Fernwärmeversorgung prognostiziert.<sup>11</sup> Die zukünftige Situation am Strommarkt wird bis 2050 immer stärker durch die volatile Stromeinspeisung aus EE, wie Wind und Photovoltaik, geprägt sein. Dadurch werden die heute installierten großen Grundlastkraftwerke, wie Braunkohle- und Kernkraftwerke zunehmend unwirtschaftlich und damit aus dem Markt gedrängt werden. Die fehlenden fluktuierenden Leistungen müssen dementsprechend durch flexiblere Anlagen bereitgestellt werden.

Flexible KWK- Anlagen sind in der Lage genau diese Aufgabe zu übernehmen. Bei einer stromorientierten Betriebsweise, bei der sich die Anlagenfahrweise am Strommarkt bzw. den Strompreisen orientiert, kann eine erdgasbefeuerte KWK- Anlage die Residuallasten rasch und effizient bereitstellen; vorausgesetzt die Anlage verfügt über eine genügend große Wärmesenke. Eine ausreichende Wärmesenke ist daher die Bedingung für den Einsatz der KWK als Brückentechnologie bis 2050. Wie schon zuvor erwähnt, sind ausreichende Fernwärmepotentiale bis 2050 prognostiziert, was grundsätzlich ausreichende Wärmesenken für den Ausbau und die Flexibilisierung netzgebundener KWK- Anlagen sicherstellen sollte. Jedoch unterliegen diese Wärmesenken immer stärkeren saisonalen Schwankungen. Im Gegensatz zur Industrie- KWK, die konstante Wärmemengen in Form von Dampf erzeugen, ist der Wärmebedarf in Fernwärmenetzen weder über Tage noch übers Jahr konstant. Gründe dafür sind das unterschiedliche Verbraucherverhalten und die jahreszeitlichen Schwankungen im Wärmebedarf; speziell im Heizwärmebedarf. Daraus folgt, dass die Wärmesenken für den KWK- Ausbau zwar vorhanden, die Höhe der Wärmeleistungen jedoch zeitlichen Schwankungen unterworfen sind. Um mit den KWK- Anlagen hohe Wärmedeckungsanteile erzielen zu können muss die erzeugte Wärmeenergie, speziell bei fehlender Wärmenachfrage, zwischengespeichert werden. Es muss daher eine Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion sichergestellt werden. Entkopplung meint hier, dass die Stromerzeugung unabhängig von der Wärmenachfrage möglich ist, und dadurch die KWK- Anlage immer optimal, in Punkto Effizienz und Wirtschaftlichkeit, betrieben werden kann. Zur Entkopplung von Wärmeproduktion und Wärmebedarf bieten sich entweder Tageswärmespeicher aber z.B. auch saisonale Wärmespeicher an. Tageswärmespeicher dienen der Zwischenspeicherung von Wärme bei schwankendem Bedarf im Zeitraum von einigen Stunden oder Tagen, wobei saisonale Speicher die Wärmeproduktion in Zeiten

---

<sup>11</sup> Vgl. DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.74f

allgemein geringen Wärmebedarfs wie z.B. in den Sommermonaten, für die kalte Jahreszeit mit hohem Wärmebedarf, speichert.

Das Ausbaupotenzial der KWK- Anlagen wird daher nicht vom Wärmesenkenpotential begrenzt, da große Potentiale durchaus gegeben sind, sondern vielmehr vom Nachfragepotenzial der Stromseite. Es stellt sich daher die Frage, ob eine flexible Anlage mit ihren hohen Investitionskosten überhaupt in der Lage ist, ausreichende Stromnachfrage vorzufinden um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Dieser begrenzende Faktor verstärkt sich zukünftig noch weiter durch Steigerungen in den Stromkennzahlen der Anlagen, da dadurch bei hoher Wärmenachfrage, die Stromproduktion aus KWK- Anlagen den Strombedarf übersteigen würde. Um die KWK- Anlagen in Zukunft wirtschaftlich zu machen, müssen sie so dimensioniert sein, dass sie immer optimal am Strommarkt betrieben werden, um dadurch Preisvorteile am Markt ausnützen zu können.

Um diese Preisvorteile zu nützen, können bei sehr niedrigen Strompreisen Elektroheizer oder z.B. Wärmepumpen dafür sorgen, dass auch bei Teillastbetrieb oder völligem Stopp einer Anlage, die Fernwärmeversorgung wirtschaftlich aufrechterhalten wird. Auch wenn Teillastbetriebe aufgrund verschiedener Situationen notwendig sind, sollten sie, aufgrund des hohen Wirkungsgradverlustes, so weit wie möglich vermieden werden.

Vor allem für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage ist es notwendig, die Energiebereitstellung mit höchsten Wirkungsgraden zu verwirklichen, was durch den Betrieb in Volllast sichergestellt wird. Die Vollbenutzungstunden einer Anlage, also die Anzahl der Stunden in der die Anlage unter Volllast betrieben wird, stellt dabei ein wichtiges Kriterium für die Wirtschaftlichkeit dar. Durch die höhere Zahl der Anlagenkomponenten einer Flexibilisierung und den Ausbau der Wärmenetze, erhöhen sich die Investitionskosten für die netzgebundene Wärmeversorgung, die sich über die Betriebsdauer der Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen amortisieren müssen. In dieser Arbeit stehen jedoch weniger die betriebswirtschaftlichen sondern die volkswirtschaftlichen Kosten des Einsatzes der KWK-Technologie im Vordergrund. Da auch Österreich mit Deutschland am Day-Ahead- Spotmarkt der Strombörse ein gemeinsames Marktgebiet bildet, sind die Anforderungen für Deutschland auch in gewisser Weise auf Österreich übertragbar.

Aufgrund des Wegfalls der konventionellen Grundlast bis 2050 durch den Ausbau der EE, werden große Grundlastkraftwerke vom Strommarkt gedrängt und durch flexible Kraftwerke, zur Deckung der Residuallasten, ersetzt werden müssen. Der Wärmebedarf der Haushalte und GHD muss, bis zur vollständigen Deckung durch EE, effizient erzeugt werden.

Die Grundannahme ist daher, dass die Kraft-Wärme-Kopplung, aufgrund ihrer hohen elektrischen- und thermischen Wirkungsgrade, ihren hohen Laständerungsgeschwindigkeiten, sowie einer niedrigen CO<sub>2</sub>- Bilanz, durch den Einsatz von Erdgas als Primärenergieträger, prädestiniert ist, diese Aufgaben zu erfüllen und damit Schritt für Schritt die konventionellen Kraftwerke ersetzen wird. Aufgrund der besprochenen Rahmenbedingungen ist dies vor allem durch eine Flexibilisierung dieser Anlagen möglich.

Die zentrale Frage stellt sich daher, welche Flexibilisierungsmaßnahmen am geeignetsten sind, um für verschiedene Zukunftsszenarien, die Residuallastabdeckung sowie die Wärmebereitstellung durch Fernwärme, höchst effizient, mit geringen Umweltauswirkungen und zu geringen volkswirtschaftlichen Kosten sicherzustellen. Konkret formuliert, wie muss die Auslegung der KWK geändert werden, bzw. welche zusätzlichen Komponenten sind für einen flexiblen Betrieb erforderlich; und ist dieses System dann in der Lage die Residuallasten der EE zu decken obwohl sich die dafür benötigten Wärmesenken der KWK immer weiter verringern werden.

Die Arbeit untersucht daher zwei verschiedene Themen. Erstens den KWK- Ausbau und die Fernwärmeerschließung und zweitens die Flexibilisierung der KWK- Anlagen.

Die Hypothese, die dieser Arbeit zugrunde liegt, kann wie folgt formuliert werden: „Der Ausbau der KWK Technologie sowie der benötigten Wärmenetze ist wirtschaftlich darstellbar, wobei diese durch die Flexibilisierung der KWK, trotz sinkenden Wärmebedarfs, wirtschaftlich betrieben werden können. Durch diese Maßnahmen ist es weiter möglich, die Energieziele der Bundesregierung zu erreichen und die Umweltauswirkungen zu senken“

Das Ziel der Arbeit ist es, diese Hypothese zu bestätigen bzw. zu widerlegen.

### 1.3 Methodik und Vorgehensweise der Arbeit

Zu Beginn muss eine Einarbeitung in das Thema sowie eine umfangreiche Studie der Fachliteratur erfolgen. Diese Fachliteratur wird zum Teil vom Fraunhofer IWES bereitgestellt, zum Teil wird in Bibliothekskatalogen und Onlineseiten neue Literatur recherchiert. Eine vollständige Auflistung der verwendeten Quellen befindet sich im Literaturverzeichnis.

Um die Arbeitshypothese bestätigen oder widerlegen zu können muss der Ausbau und die Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland bewertet werden. Dazu werden zwei verschiedenen Ausbauszenarien, die sich in Art und Höhe des KWK- Ausbaus unterscheiden, definiert. Die Fernwärmepotentiale aus der Leitstudie dienen dabei als Datengrundlage. Es werden für die einzelnen Szenarien verschiedene Anlagenparks definiert, die jeweils eine unflexible und eine flexible Konfiguration aufweisen. Diese Anlagenparks bilden damit den zukünftigen KWK- Einsatz in Deutschland ab.

Anschließend werden die Szenarien mithilfe der Kraftwerkseinsatzplanung des Fraunhofer IWES für die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 simuliert. Die Ergebnisse dieser Simulation dienen als Basis für die weitere Bewertung. Die Definition der Szenarien wird so durchgeführt, dass sich einzelne Faktoren, die Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben, sensitiv darstellen bzw. bewerten lassen. Neben den Ergebnissen der Simulation, müssen weiter alle relevanten Kostenblöcke, wie Investitionskosten für Anlagen oder Wärmenetze berechnet werden. Um eine Bewertung durchführen zu können ist auch ein Referenzfall zu definieren. Dieser soll die Situation darstellen, bei der die KWK- Technologie nicht weiter ausgebaut wird; daher die KWK- Anlagen Schritt für Schritt auslaufen und der verbleibende Wärmebedarf durch dezentrale erdgasbefeuerte Brennwertkessel bereitgestellt wird.

Diese Methodik spiegelt sich in den einzelnen Kapiteln dieser Arbeit wider. Die gesamte Arbeit gliedert sich in drei Teile, die nun im Folgenden genauer beschreiben werden.

Der erste Teil der Arbeit, bestehend aus Kapitel 2 und 3, widmet sich der Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung sowie ihrem derzeitigen Einsatz in Deutschland, gefolgt von der Ausarbeitung der zukünftigen Entwicklungen des Energiesystems und ihren Auswirkungen auf die KWK- Technologie. In Kapitel 2 werden zunächst die theoretischen Grundlagen der Energieerzeugung sowie die unterschiedlichen Kraftwerksarten, die bei der Kraft-Wärme-Kopplung im Einsatz bzw. für diese Arbeit relevant sind, erarbeitet. Diese sind GuD- und BHKW- Anlagen. Danach werden der aktuelle Einsatz und die Auslegung dieser Anlagen diskutiert. Ein wichtiger Punkt dieser Arbeit besteht vor allem in der Recherche und Bestimmung der zugehörigen Investitionskosten. Der letzte Abschnitt von Kapitel 2 widmet sich daher der Beschreibung der verwendeten Kostenansätze. In Kapitel 3 werden anschließend die zukünftigen Rahmenbedingungen des Energiemarktes ausgearbeitet. Da die Kraft-Wärme-Kopplung sowohl am Wärme- als auch am Strommarkt tätig ist, wird ihre zukünftige Angebots- und Bedarfsstruktur, hauptsächlich auf Basis der BMU- Leitstu-

die dargestellt und darauf aufbauend, die Auswirkungen auf einen zukünftigen Einsatz erarbeitet. Am Ende des ersten Teils sind damit die verwendeten KWK- Anlagen und ihr derzeitiger Einsatz klar definiert, sowie die, für die Arbeit unterstellten Rahmenbedingungen des Strom- und Wärmemarktes und ihre Auswirkungen auf die KWK klar ersichtlich.

Die darauffolgenden zwei Kapitel machen den Hauptteil der Arbeit aus. Zunächst werden ein Referenz- sowie zwei Szenariovarianten entwickelt, die unterschiedliche Ausbauszenarien der KWK- Anlagen bzw. der Wärmenetze abbilden. Dies ermöglicht es, verschiedene Einflussfaktoren wie z.B. den Anteil an KWK- Strom an der Nettostromerzeugung oder die Flexibilität der Anlagen bewerten zu können. Zusätzlich werden die Kostenansätze für den Ausbau der Wärmenetze bzw. für den Einsatz von dezentralen erdgasbefeuerten Brennwärtskesseln erarbeitet. Danach werden die Flexibilisierungsmöglichkeiten der KWK erarbeitet. Zu Beginn erfolgt eine grundlegende Beschreibung welche Flexibilisierungsmöglichkeiten es gibt und welchen Einfluss diese haben. Flexibilisierung beinhaltet den Einsatz von Wärmespeichern und die Auslegung der KWK- Engpassleistung, mit der eine Entkopplung der Wärme- und Strombereitstellung erreicht werden soll, sowie den Einsatz von Elektroheizern zur Integration der EE. Auf Basis der vorgestellten Szenarien und der Flexibilisierungsmöglichkeiten werden dann in Kapitel 5 geeignete Anlagenkonfigurationen definiert. Dazu sollen technologische Parameter, wie die KWK- Engpassleistung oder die WärmespeichergroÙe qualitativ vorgegeben, sowie die zugehörigen Investitionskosten ausgearbeitet werden. Ob, und in wie weit, diese Anlagenkonfigurationen geeignet sind, wird danach durch simulieren in der Kraftwerkseinsatzplanung des Fraunhofer IWES untersucht. Dazu ist die Vorgabe einer Reihe von technologisch- ökonomischen Parametern notwendig.

Im letzten Teil der Arbeit erfolgt die Auswertung der Simulationsergebnisse bzw. die Bewertung der verschiedenen Szenarien. Bewertungskriterien sind dabei Energieerzeugungskosten, Strom- und Wärmemengen sowie CO<sub>2</sub>- Emissionen. Die Ergebnisse der zugrundeliegenden Szenarien werden dem Referenzszenario gegenübergestellt. Das Referenzszenario beinhaltet weder den Ausbau noch die Flexibilisierung der KWK- Anlagen. Im letzten Abschnitt wird dann die Gesamtbewertung durchgeführt. Zu diesem Zweck werden die Bewertungskriterien, die sich auf den vorhergehenden Berechnungen und Simulationsergebnissen ergeben berechnet und für die Szenarien anhand von zwei Portfolios für die Stützjahre 2020 und 2050 gegenübergestellt.

Aus den Ergebnissen der Bewertung werden dann Schlussfolgerungen gezogen und die Arbeitshypothese be- oder widerlegt. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick ab.

Das nächste Kapitel gibt nun eine Einführung in die Technologie der Kraft-Wärme-kopplung.

## 2 Einführung in die Kraft-Wärme-Kopplung

In diesem Kapitel werden zunächst die theoretischen sowie technologischen Aspekte der Kraft-Wärme-Kopplung erarbeitet. Es werden die physikalischen Grundlagen sowie die unterschiedlichen Technologien, die bei der KWK eingesetzt werden, beschrieben. Hauptaugenmerk wird dabei auf jene Kenngrößen gelegt, die in weiterer Folge wichtig für die Auslegung der KWK- Anlagen sind. Auf eine vollständige physikalische Beschreibung wird daher verzichtet. Danach wird der aktuelle Einsatz dieser Technologien in Deutschland betrachtet, um den aktuellen Stand dieser Technologie klar darzustellen. Am Ende werden die Kostenparameter zur Bestimmung der Investitionskosten der KWK- Anlagen bestimmt.

### 2.1 Theoretische Grundlagen

Bei der Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung werden elektrische Energie und Wärmeenergie gekoppelt erzeugt. Die elektrische Energie wie auch die Wärmeenergie werden mithilfe eines- oder mehrerer thermodynamischer Kreisprozesse in einem Kraftwerk erzeugt. Es können grundsätzlich zwei verschiedene Kreisprozesse unterschieden werden:

- Wärmeprozess
- Kraftprozess

Beim Wärmeprozess wird ein Wärmeträgermedium, in der Regel gereinigtes Wasser, durch einen Kessel in der Energieerzeugungsanlage auf die gewünschte Temperatur erhitzt und zum Wärmeverbraucher geleitet, wo es die benötigte Wärmeleistung bereitstellt. Die Wärmenutzung erfolgt dabei über die Abkühlung des Wassers, das nach der Wärmeübertragung zurück in den Kessel geführt wird. Solche Anlagen sind z.B. Heizkessel in Haushalten aber auch größere Heizwerke zur dezentralen Wärmeversorgung von mehreren Bestandsbauten. Der Kraftprozess unterscheidet sich jedoch wesentlich vom Wärmeprozess, da hier zwar auch ein Wärmeträgermedium erhitzt, die Wärmeenergie jedoch nicht direkt genutzt, sondern in Arbeit bzw. elektrische Energie umgewandelt wird. Der maximale Anteil der Wärmeenergie der in Arbeit umgewandelt werden kann ist dabei begrenzt durch die Temperaturdifferenz des Wärmeträgermediums vor und nach der Energieumwandlung und wird beschrieben über den Carnot- Wirkungsgrad. Der Carnot Wirkungsgrad steigt mit größeren Temperaturdifferenzen asymptotisch gegen 100 %, kann diesen Wert jedoch nie erreichen. Grund dafür ist der zweite Hauptsatz der Thermodynamik, der es ausschließt, dass Wärmeenergie zur Gänze in Arbeit umgewandelt werden kann. Jede Energieumwandlung in thermodynamischen Kreisprozessen ist den Hauptsätzen der Thermodynamik unterworfen; bei gegebener Temperaturdifferenz eines Kreisprozesses gibt der Carnot- Wirkungsgrad daher die oberste Grenze des Anteils an Arbeit an, der aus einer gegebenen Wärmemenge entnommen werden kann. Zusätzlich zu dieser thermodynamischen Grenze, treten in der Praxis eine Reihe weiterer technologischer Verluste auf, die den Wirkungsgrad weiter vermindern.

Kraftprozesse werden in modernen thermischen Kraftwerken wie z.B. in Kohle- und Erdgaskraftwerken aber auch in Kernkraftwerken zur Erzeugung von elektrischer Energie eingesetzt. Der Sinn des Wärmeprozesses ist es Wärmeenergie, der des Kraftprozesses Arbeit, bzw. durch Umwandlung in einem Generator elektrische Energie, zu erzeugen. Die Kraft-Wärme-Kopplung vereint nun beide Kreisprozesse in einer Energieerzeugungsanlage, indem sie sowohl elektrische- als auch thermische Energie aus einem Primärenergieträger erzeugt. Die eingesetzten Primärenergieträger sind meist fossiler Natur, da diese im Ver-

gleich zu anderen Energieträgern hohe Energiedichten aufweisen und, zumindest bis jetzt, allgemein verfügbar sind.

Beispiele für solche Primärenergieträger sind:

- Braun- und Steinkohlen
- Mineralöle wie Heizöle und Diesel
- Erdgas
- Uran

Da sich diese Arbeit mit der Bewertung KWK- Technologie beschäftigt, werden im Weiteren ausschließlich erdgasbefeuerte KWK- Anlagen betrachtet. Dafür gibt es mehrere Gründe. Zum einen werden aufgrund von hohen Emissionen und hohen Investitionskosten keine Kohlekraftwerke im zweistelligen MW- Bereich mehr gebaut bzw. neue Kraftwerke aus Kostengründen als Gaskraftwerke realisiert. Zum anderen ermöglichen Gaskraftwerke eine flexible Betriebsweise und weisen geringe An- und Abfahrzeiten sowie hohe Laständerungsgeschwindigkeiten auf. Gaskraftwerke zeigen bei diesen Flexibilitätskennzahlen die besten Werte, wobei bei Gasturbinen Laständerungsgeschwindigkeiten von bis zu 22 % pro Minute und Anfahrzeiten unter einer Stunde möglich sind. Nachteile der erdgasbetriebenen Anlagen sind jedoch eine hohe Mindestleistung und ein relativ hoher Wirkungsgradverlust in Teillast verglichen zu Kohlekraftwerken.<sup>12</sup> Diese Nachteile werden aber dennoch, aufgrund der hervorragenden Flexibilitätskennzahlen, in Kauf genommen; die Um- bzw. Aufrüstung eines konventionellen Kohlekraftwerkes mit einer Gasturbine kann somit schon als Flexibilisierungsmaßnahme des Kraftwerksparks gesehen werden.

Wie schon zuvor erwähnt ist der KWK- Prozess eine Kombination aus Wärme- und Kraftprozess; diese drei Prinzipien werden nun im Folgenden kurz erklärt. Abbildung 1 zeigt die drei Prinzipschaltbilder der genannten Prozesse.

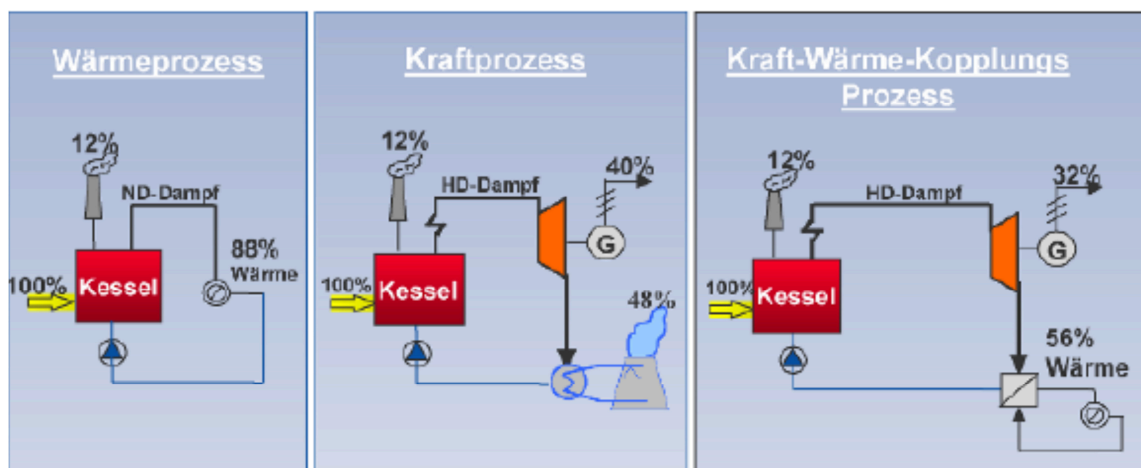


Abbildung 1: Prinzipschaltbilder von Wärme- Kraft- und KWK- Prozess<sup>13</sup>

Beim Wärmeprozess wird in einem Kessel das Wärmeträgermedium erhitzt und der gewonnene Niederdruckdampf (ND) über einen Wärmeverbraucher zurück zum Kessel befördert. Die Verluste betragen nach dieser Darstellung in etwa 12 %. Beim reinen Kraftprozess wird im Gegensatz dazu Mitteldruckdampf (MD), bzw. in diesem Fall Hochdruck-

<sup>12</sup> Vgl. Leprich U.; et.al. (2010), S.56

<sup>13</sup> Quelle: Panos K. (2009), S. 347

dampf (HD) erzeugt, der in einer Dampfturbine (DT) verstromt wird. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt lediglich 40 %; 12 % der eingesetzten Brennstoffenergie gehen als Abgas am Kamin, 48 % gehen bei der Kondensation des Dampfes verloren. Diese Verluste nennt man Abgas- bzw. Kondensationsverluste; sie machen beim Kraftprozess ca. 60 % aus. Das bedeutet, dass 60 % der eingesetzten Primärenergie als Verluste verloren gehen, was zu einer schlechten Brennstoffnutzung und damit einem hohen Ressourcenverbrauch und hohen CO<sub>2</sub> - Emissionen führt. Um diese Verluste zu minimieren eignet sich die Kombination aus Kraft- und Wärmeprozess im sogenannten KWK- Prozess.

Beim KWK- Prozess wird nicht die gesamte Energie des Dampfes in der Dampfturbine verstromt, sondern ein Teil des Dampfes auf hohem Temperaturniveau zur Wärmebereitstellung genutzt. Dies kann entweder über Einstellen eines Gegendrucks, bei einer sogenannten Gegendruckdampfturbine (DT-GD), oder durch eine Entnahmeeinrichtung in einer Entnahmekondensationsdampfturbine (DT-EK) erfolgen. Je nach gewünschter Temperatur des Dampfes muss der Gegen- bzw. Entnahmedruck richtig eingestellt werden, da die Temperatur des Dampfes, und damit sein Energieinhalt, vom Druck abhängen. Diese Druckabhängigkeit der Temperatur wird durch die Dampfdruckkurve beschrieben.<sup>14</sup> Der große Vorteil des KWK- Prozesses ist nun, dass Dampf auf hohem Temperaturniveau zu Heizzwecken bzw. zum Betrieb einer Fernwärmeleitung genutzt werden kann, was mit der niedrigen Temperatur des Kondensats aus einem Kraftprozess nicht möglich wäre.

Zur Bewertung der Güte einer Energieumwandlung wird der Energieoutput in Relation zum Energieinput bestimmt. Diese Bewertungsgröße nennt man Wirkungsgrad ( $\eta$ ) und diese ist folgendermaßen definiert:

Formel 1: Allgemeine Definition des Wirkungsgrades

$$\eta = \frac{\dot{E}_{out}}{\dot{E}_{in}}$$

Beim KWK- Prozess, der Strom und Wärme gekoppelt erzeugt, kann ein elektrischer- und ein thermischer Wirkungsgrad unterschieden werden.<sup>15</sup>

Formel 2: Definition des elektrischen Wirkungsgrades

$$\eta_{el} = \frac{\dot{E}_{el}}{\dot{E}_{Bs}} = \frac{\dot{W}_{el}}{\dot{H}_{Bs}}$$

Formel 3: Definition des thermischen Wirkungsgrades

$$\eta_{th} = \frac{\dot{E}_{th}}{\dot{E}_{Bs}} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\dot{H}_{Bs}}$$

Betrachtet man Abbildung 1, liegt der thermische Wirkungsgrad des Wärmeprozesses bei 88 %, der elektrische Wirkungsgrad des Kraftprozesses bei 40 %. Beim KWK- Prozess berechnet sich der thermische Wirkungsgrad zu 56 % und der Elektrische zu 32 %. Die Wirkungsgrade des gekoppelten Prozesses sind also niedriger als jene der getrennten Prozesse; es scheint somit, als hätte der KWK- Prozess schlechtere Wirkungsgrade. Dem ist

<sup>14</sup> Vgl. Baehr H.D.; Kabelac S. (2009), S.200

<sup>15</sup> Vgl. Pehnt M. (Hrsg); Schneider J. (2010), S.120f



jedoch nicht so, denn als Vergleichskriterium muss hier der Nutzungsgrad oder Systemwirkungsgrad herangezogen werden.

Formel 4: Definition des Systemwirkungsgrades<sup>16</sup>

$$\eta_{Sy} = \eta_{el} + \eta_{th} = \frac{\dot{W}_{el} + \dot{Q}_{th}}{\dot{H}_{Bs}}$$

Dieser gibt die Gesamtgüte der Energieumwandlung an und liegt beim KWK- Prozess mit 88 % gleichauf mit dem Wärmeprozess und gleichzeitig viel höher als beim Kraftprozess. Auf eine detaillierte exergetische Betrachtung wird hier verzichtet, die Produktion von Strom an der Gesamtenergieumwandlung hat natürlich exergetische Vorteile, daher ist ein KWK- Prozess bei gleichem Systemwirkungsgrad einem reinen Wärmeprozess zu bevorzugen. Der Systemwirkungsgrad des Kraftprozesses liegt mit nur 40 % deutlich unter dem des KWK-Prozesses. Ein Beispiel verdeutlicht die Vorteile des KWK- Prozesses. Bei einer benötigten thermischen- sowie elektrischen Leistung von jeweils 1 MW würde die getrennte Erzeugung 3,63 MW, der KWK- Prozess jedoch nur 2,27 MW an Primärenergie benötigen. Dies entspricht einer Primärenergieeinsparung von über 37 %.

Die Wirkungsgrade sind hier für die Energieumwandlung in einem definierten Zeitabschnitt, daher als Leistungen, definiert. Alternativ können Wirkungsgrade jedoch auch durch arbeitsbezogene Größen definiert werden. Die Differenz des Systemwirkungsgrades zu 100 % ist die Menge an Energie die nicht umgewandelt wird und stellt somit die Gesamtverluste des Prozesses dar. Bei gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme gibt es eine weitere sehr wichtige Kennzahl, nämlich die Stromkennzahl ( $\sigma$ ). Diese ist definiert als Quotient aus elektrischer Leistung und Wärmeleistung des KWK- Prozesses.

Formel 5: Definition der Stromkennzahl<sup>17</sup>

$$\sigma = \frac{\dot{W}_{KWK}}{\dot{Q}_{KWK}}$$

Die Stromkennzahl gibt das Verhältnis der Erzeugung von Strom und Wärme eines KWK- Prozesses an und ist streng genommen nur für eine Gegendruckanlage definiert, wo Strom und Wärmeproduktion immer in einem konstanten Verhältnis zueinander stehen. In dieser Arbeit wird der Begriff Stromkennzahl jedoch für alle KWK- Anlagen gleichermaßen verwendet und meint damit das Verhältnis von elektrischer KWK- Leistung zu KWK- Wärmeleistung. Grundsätzlich trachtet man danach immer höhere elektrische Wirkungsgrade zu erzielen, da dadurch die Stromkennzahl und damit die Wirtschaftlichkeit, durch eine Verringerung des spezifischen Brennstoffeinsatzes, der Anlagen erhöht wird. Eine höhere Stromkennzahl bedeutet jedoch nicht automatisch eine höhere Wirtschaftlichkeit, bei fehlender Stromnachfrage wirkt sich eine hohe Stromkennzahl sogar ungünstig aus.

Als letzte wichtige technologische Größe wird die Stromverlustkennzahl ( $\beta$ ) vorgestellt. Sie gibt an um wie viel die elektrische KWK- Leistung relativ zur Kondensationsleistung bei Auskopplung von Wärme abnimmt. Formel 6 macht den Zusammenhang deutlich.

Angenommen eine KWK- Anlage hat eine maximale elektrische Leistung von 100 MWel. Bei Auskopplung einer Wärmeleistung von 75 MWth., sinkt ihre elektrische KWK- Leis-

<sup>16</sup> Vgl. FfE e.V. (2004), S.16

<sup>17</sup> Vgl. FfE e.V. (2004), S.13f

tung auf 85 MWel. Die Stromverlustkennzahl beträgt daher 0,2 mit einer Stromkennzahl 1,14.

Formel 6: Gleichung für die Stromverlustkennzahl<sup>18</sup>

$$\beta = \frac{\dot{W}_{Kond} - \dot{W}_{KWK}}{\dot{Q}_{KWK}}$$

Eine Stromverlustkennzahl von 0,2 bedeutet demnach, dass für jedes MW an Wärmeleistung, die gekoppelte elektrische Leistung um 20 % abnimmt. Je niedriger die Stromverlustkennzahl, desto höher die Gesamtleistung der Anlage, und damit desto höher der Systemwirkungsgrad im KWK- Betrieb.

Im nächsten Abschnitt werden die Technologien der KWK beschrieben, wobei vor allem auf die GuD- und BHKW- Anlagen eingegangen wird, da diese Arbeit die Untersuchung genau dieser Technologien zum Ziel hat.

## 2.2 Technologische Ausprägungen der KWK

Im vorigen Abschnitt wurden die theoretischen Unterschiede der Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zur herkömmlichen Energieumwandlung beschrieben. Dieses Kapitel befasst sich nun mit den unterschiedlichen Kraftwerken die bei der KWK- Technologie zum Einsatz kommen. Dabei werden ausgewählte Technologien vorgestellt, die für die weitere Bearbeitung des Themas dieser Arbeit von Bedeutung sind. Es werden daher folgende Kraftwerkstypen besprochen:

- Gas- und Dampfturbinen KWK- Anlagen (GuD)
- Blockheizkraftwerke (BHKW)

Um diese Kraftwerkstypen einordnen zu können, wird im nächsten Abschnitt eine mögliche Einteilung von KWK- Anlagen vorgestellt.

### 2.2.1 Einteilung von KWK- Anlagen

Zunächst werden hier die notwendigen Abgrenzungen für die weitere Betrachtung durchgeführt. Es gibt eine Fülle von verschiedenen KWK- Anlagentypen die entweder nach Leistung, Brennstoffen, Betriebsweisen oder anderen Parametern eingeteilt werden können. Abbildung 2 zeigt eine mögliche Einteilung von KWK- Anlagen.

Anhand dieser Abbildung lassen sich die unterschiedlichen Anlagentypen, die bei der KWK im Einsatz sind, gut voneinander abgrenzen. In dieser Arbeit stehen erdgasbefeuerte Anlagen mit Leistungen von 2 bis ca. 800 MWel. im Mittelpunkt. Die möglichen KWK- Typen sind daher Anlagen mit Verbrennungsmotor, im Englischen „Engine-CHP“ genannt, und CCGT, also GuD- Anlagen, sowie herkömmliche Dampfturbinen HKW. Der betrachtete Sektor ist die öffentliche Versorgung mittels Fern- und Nahwärme. Die Zuordnung des Parameters „Operation-Mode“, also Betriebsweise der Anlage, stimmt jedoch für diese Arbeit nur begrenzt. Die Grafik zeigt, dass mittelgroße Anlagen im Bereich von 2 bis 100 MWel im „heat-control mode“, zu Deutsch in wärmegeführter Fahrweise, betrieben werden. Dies stimmt zwar für den status- quo des aktuellen Einsatzes von KWK- Anlagen, flexible KWK- Anlagen müssen jedoch in stromorientierter Fahrweise, im sogenann-

<sup>18</sup> Vgl. Pehnt M. (Hrsg); Schneider J. (2010), S.121

ten „power-control mode“, betrieben werden.<sup>19</sup> Eine genaue Beschreibung dieser unterschiedlichen Betriebsweisen findet sich in Kapitel 2.3.

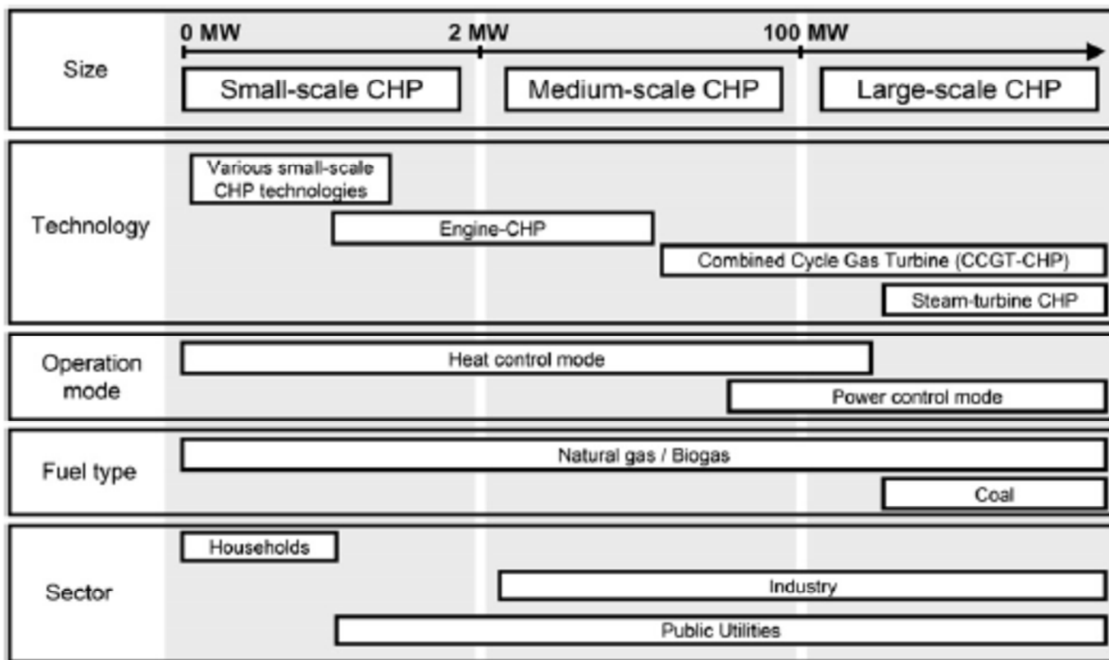


Abbildung 2: Einteilung der KWK nach unterschiedlichen Parametern<sup>20</sup>

In der Praxis finden sich unzählige Systeme für KWK-Anlagen die für die verschiedensten Zwecke entwickelt wurden. Schmitz und Schaumann (Hrsg) geben einen umfassenden Überblick über die möglichen Anlagenvarianten<sup>21</sup>, die sich jedoch auf Basis der hier gezeigten Abgrenzungen, auf folgende Anlagentypen reduzieren:

- Dampfturbinen- und Gasturbinen Anlagen (GuD)
- Blockheizkraftwerke mit erdgasbefeuerten Motoren (BHKW)

Diese Typen stellen die Basis der betrachteten Technologien dar; alternative Konzepte wie Cheng- Cycle, Brennstoffzellen- BHKW, ORC- Anlagen, Dampfmaschinen oder kohlebefeuerte Dampfturbinen werden explizit nicht weiter behandelt, da sie entweder ungeeignet für eine flexible Betriebsweise sind oder den Umfang dieser Arbeit sprengen würden. Daher ist es nun notwendig die technologischen und ökonomischen Aspekte dieser zwei Anlagentypen etwas genauer betrachten.

### 2.2.2 Gas- und Dampfturbinen Kraftwerk (GuD)

Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlagen, kurz GuD-Anlagen, sind seit etwa 35 Jahren, mit Beginn der ersten Ölkrise in den 70er Jahren, im industriellen Einsatz und wurden seither stetig weiterentwickelt und verbessert. Zu Beginn der 80er Jahre stiegen die Kosten für solche Anlagen noch linear an, ab den 1990er Jahren wurden sie aber aufgrund der Kostendegression immer günstiger.<sup>22</sup> Für die Zukunft zeigt sich, dass diese Technologie nicht nur sinkende Investitionskosten, sondern auch niedrigere Kohlendioxidemissionen

<sup>19</sup> Vgl. Erdmann G.; Dittmar L. (2010), S.86

<sup>20</sup> Quelle: Westner G.; Madlener R. (2011)

<sup>21</sup> Siehe: Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S.14

<sup>22</sup> Vgl. Colpier U. C.; Cornland D. (2002)

und höhere elektrische Wirkungsgrade haben wird.<sup>23</sup> Diese Tatsachen machen die GuD-Technologie zu einer vielversprechenden Zukunftstechnologie, die es ermöglicht Strom und Wärme effizient und zu niedrigen Kosten bereitzustellen.

Eine GuD- Anlage nutzt zwei verschiedene Kraftprozesse aus, um Brennstoffenergie in elektrische und thermische Energie umzuwandeln:

- Gasturbinenprozess
- Dampfkraftprozess

Diese beiden Kraftprozesse werden zur Erzeugung von elektrischer Energie in einem Anlagenverbund ausgenutzt. Abbildung 3 zeigt das Grundprinzip eines Gasturbinen- und eines Dampfturbinenprozesses.

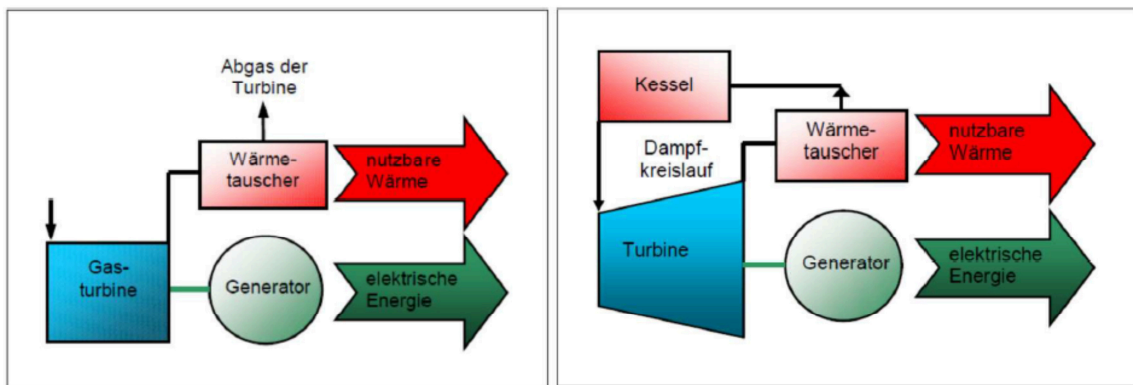


Abbildung 3: Grundprinzip Gasturbinen (links)- und Dampfkraftprozess (rechts)<sup>24</sup>

Beim Gasturbinenprozess wird einer Gasturbine ein gasförmiger Brennstoff, in der Regel vorab gereinigtes Erdgas, zugeführt und dieses in einer Brennkammer mit verdichteter Luft verbrannt. Die entstehenden heißen Brenngase treiben die Turbinenschaufeln an, die auf einer Welle mit einem Generator angebracht sind. Die Drehbewegung der Welle wird dabei im Generator in elektrische Energie umgewandelt. Die heißen Brenngase mit einer Temperatur von ca. 500 - 600 °C verlassen die Gasturbine und ihre Wärmeenergie wird mittels eines Wärmetauschers an ein Wärmeträgermedium abgegeben. Nach erfolgter Wärmeübertragung verlässt das Abgas den Turbinenprozess in Richtung Rauchgasreinigung. Als Wärmeträgermedium kommt gereinigtes Wasser zum Einsatz, das nach der Wärmeübertragung im Abhitzeessel (AHK) als Dampf bei entsprechendem Druck vorliegt. Die Wärmeenergie wird dann z.B. als Prozessdampf oder zur Erzeugung von Fernwärme weiter energetisch genutzt.

Im Gegensatz dazu ist das Arbeitsmedium bei der Dampfturbine kein Brenngas, sondern, wie der Name schon, sagt Satttdampf bzw. überhitzter Dampf. Dieser unter hohem Druck stehende Dampf wird in einer Dampfturbine auf ein niedrigeres Druckniveau entspannt, wobei die freiwerdende Energie in die Drehbewegung der Turbinenschaufeln und somit der Welle umgewandelt wird. Wieder wandelt ein Generator die Drehbewegung in elektrische Energie um. Wie schon in Abschnitt 2.1 angedeutet gibt es zwei Möglichkeiten der Dampfentspannung in einer Dampfturbine.

Erstens die Entspannung bis zum Kondensationsdruck in einem Kondensator. Dieses Prinzip wird in einer Kondensationsdampfturbine ausgenutzt. Der Dampf wird auf das

<sup>23</sup> Vgl. Markewitz P.; Stein G. (Hrsg.) (2003), S.61

<sup>24</sup> Quelle: BMvit (Hrsg) (2010), S.7,15

minimal mögliche Druckniveau entspannt um die Energieumwandlung in der Turbine und damit die Stromproduktion zu maximieren. Der Kondensationsdruck wird dabei durch die Außenlufttemperatur bestimmt. Die zweite Möglichkeit ist die Entspannung des Dampfes auf einen definierten Gegendruck. Dies nennt sich dann Gegendruckdampfturbine. Diese Variante wird dann eingesetzt, wenn ein konstanter Wärmebedarf gegeben ist. Es wird daher nicht die gesamte Energie des Hochdruckdampfes in der Turbine umgewandelt, sondern ein elektrischer Wirkungsgradverlust bewusst in Kauf genommen um Wärme auf hohem Temperaturniveau gekoppelt zu erzeugen. Der Verlust an elektrischer Leistung wird durch die Stromverlustkennzahl aus Formel 6 beschrieben. Das dargestellte Grundprinzip in Abbildung 3 ist daher etwas irreführend, denn nutzbare Wärme bei einer Kondensationsdampfturbine gibt es eigentlich nicht; vielmehr muss das heiße Kondensat extra abgekühlt werden, was den Systemwirkungsgrad der Gesamtanlage weiter herabsetzt. Bei einer Gegendruckanlage aber auch bei einer Entnahmekondensationsanlage kann nutzbare Abwärme oder sogar Satttdampf auf hohem Temperaturniveau zur weiteren Verwendung genutzt werden.

In beiden Fällen fällt jedoch Kondensat an, das im Rücklauf in den Kessel zurückgeführt, und wieder im Dampfturbinenprozess eingesetzt wird. Ein wichtiger Unterschied lässt sich hier auch gleich erkennen. Beim Gasturbinenprozess handelt es sich um einen offenen Prozess, im Gegensatz dazu ist der Dampfturbinenprozess ein geschlossener Kreislauf, da das Wärmeträgermedium im Kreis gefahren wird. Bei der Gasturbine verlässt das Abgas jedoch nach der Gasreinigung die Anlage und wird an die Umwelt abgegeben.

Diese zwei Technologien, also die Umwandlung von Brennstoffenergie in thermische und elektrische Energie im Gas- und Dampfturbinenprozess, sind heute im KWK- Einsatz mit großen Leistungen „state-of-the-art“. Anlagen die nur mit Gasturbinen und Abhitzeessel betrieben werden heißen Gasturbinen- KWK Anlagen. Anlagen die nur Dampfturbinen zur Stromerzeugung einsetzen kommen bei Kohle- und Kernkraftwerken vor. Abbildung 4 zeigt die unterschiedlichen Anlagenschemata einer Gasturbinen- KWK- Anlage inkl. Wärmeversorgungssystem und eines konventionellen Heizkraftwerks mit Dampfturbine.

Beim Gasturbinenkraftwerk wird das Brenngas, welches durch Verbrennung von Erdgas in der Gasturbine entsteht, in den Abhitzeessel geleitet, wo es an einen Wärmekreislauf seine Energie abgibt. Bevor es an die Umwelt durch den Kamin abgegeben wird, passiert das Rauchgas in der Regel noch eine umfangreiche Gasreinigungsanlage. Der Wärmekreislauf kann entweder Dampf, zur industriellen Versorgung, oder Heißwasser zur Fernwärmeversorgung führen.

Das Anlagenschema des Heizkraftwerks ist ein wenig komplizierter aufgebaut als das des Gasturbinenkraftwerks. Ausgehend von einer Kesselanlage, die den Frischdampf erzeugt, wird dieser weiter in die Dampfturbine geleitet. Die Dampfturbine besteht in der Regel aus Hoch, Mittel- und Niederdruckteil; daher sind in dieser Abbildung unterschiedliche Dampfschienen dargestellt. Ein Teil des Dampfes wird über eine Entnahmeeinrichtung über einen Heizkondensator geleitet, in dem der Dampf kondensiert und seine Energie an das Wärmenetz abgegeben wird. Der restliche Dampf wird bis zum Kondensationsdruck im Kondensator entspannt. Grundsätzlich ist eine Zusatzfeuerung für das Wärmenetz vorgesehen.

Der Vollständigkeit halber wird erwähnt, dass es für den Gasturbinen- und Dampfturbinenprozess thermodynamische Vergleichsprozesse gibt, mit denen Wirkungsgrade sowie elektrische und thermische Leistungen bestimmt werden können. Bei der Gasturbine ist der Vergleichsprozess der Joule- Prozess, bei der Dampfturbine der Clausius-Rankine-

Cycle. Für eine detaillierte Beschreibung dieser Prozesse wird auf die Fachliteratur verwiesen.<sup>25</sup>

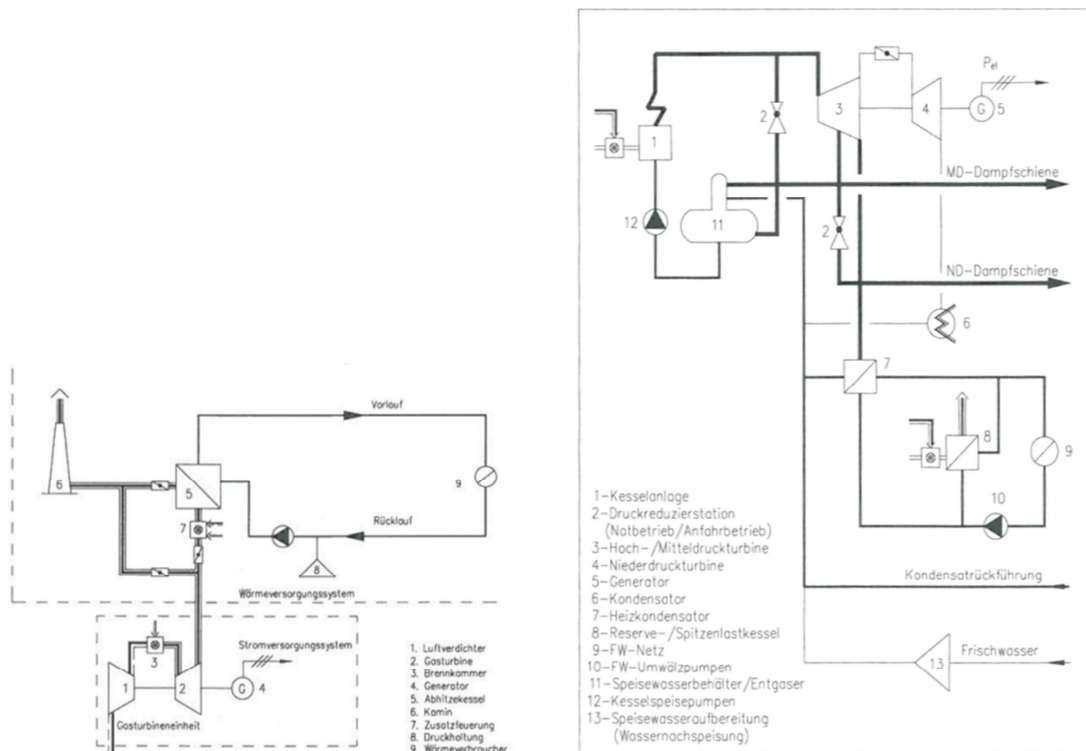


Abbildung 4: Anlagenschemata GT- KWK (links) und Heizkraftwerk mit DT (rechts)<sup>26</sup>

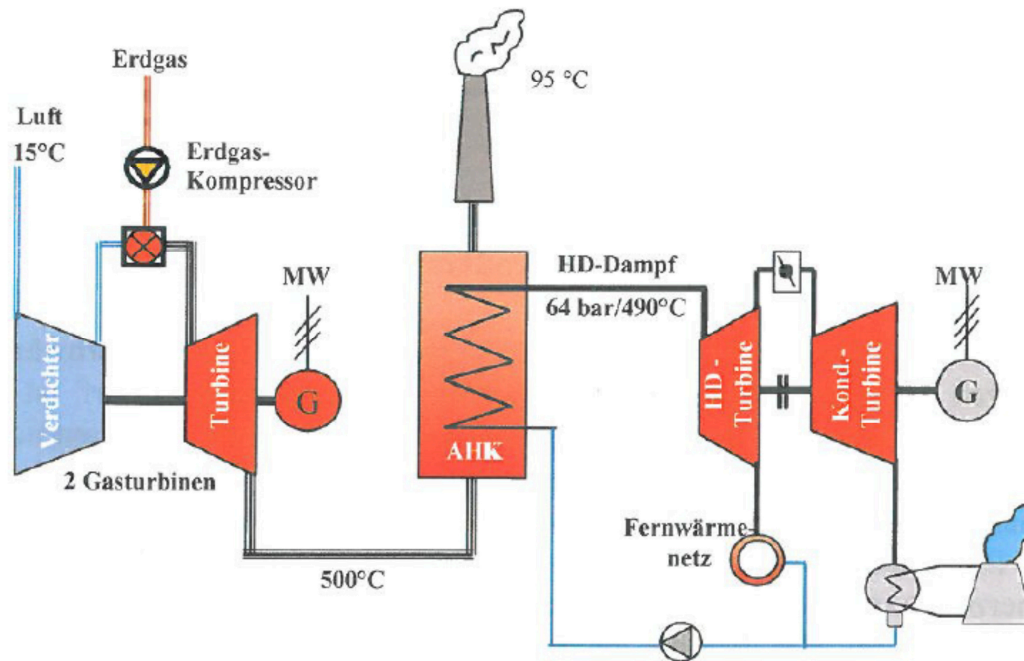
Abhängig von der installierten elektrischen Leistung der Anlagen, weisen Gasturbinen mit Abhitzenutzung elektrische Wirkungsgrade von bis zu 36 % und Systemwirkungsgrade von bis zu 85 % auf. Bei Dampfturbinen liegt der elektrische Wirkungsgrad, je nach Typ, zwischen 33 und 45 %. Gegendruckanlagen mit hoher Wärmenutzung schaffen einen Systemwirkungsgrad von bis zu 90 %.<sup>27</sup>

Diese Wirkungsgrade sind im Vergleich zum reinen Kraft- oder Wärmeprozess, schon sehr hoch, dennoch trachtet man danach noch mehr Brennstoffenergie in nutzbare Energie umzuwandeln. Daher war es nur der logische Schluss den Gas- und Dampfturbinenprozess in einem kombinierten Prozess zusammenzuführen, um dadurch die Wirkungsgrade weiter zu steigern. Dieser Prozess heißt kombinierter Gas- und Dampfprozess, kurz GuD. Ein GuD- Prozess nützt das heiße Brenngas der Gasturbine dazu, in einem Abhitzeessel Hochdruckdampf zu erzeugen und diesen dann in einer Dampfturbine nach dem Dampfturbinenprozess zu verstromen. Am Ende der Dampfturbine kann entweder Dampf entnommen, oder ein externer Heizkreis mit Wärme versorgt werden. Abbildung 5 zeigt das Anlagenschema eines solchen GuD- Prozesses.

<sup>25</sup> Siehe: Strauss K. (2006), S.71ff, S.89ff

<sup>26</sup> Quelle: Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S.96,132

<sup>27</sup> Vgl. Erdmann G.; Dittmar L. (2010), S.17

Abbildung 5: Vereinfachtes Anlagenschema eines GuD- Prozesses<sup>28</sup>

Auf der linken Seite der Abbildung ist der Gasturbinenprozess zu sehen, der einen Teil der zugeführten Brennstoffenergie in elektrische Energie im Generator umwandelt. Das heiße Brenngas, dessen Temperatur hier mit 500 °C angegeben ist, wird mantelseitig in den Abhitzekegel eingebracht, wobei das Kesselspeisewasser rohrinnenseitig erhitzt, verdampft und in der Regel auch überhitzt wird. Das abgekühlte Gas verlässt die Anlage in Richtung Kamin, wobei zuvor in der Praxis eine Abgasreinigungsanlage erforderlich ist. Der Hochdruckdampf wird anschließend in die Dampfturbine geleitet und verstromt. In Abbildung 5 ist eine Entnahmekondensationsdampfturbine dargestellt, mit der es möglich ist Dampf bei definiertem Druckniveau zu entnehmen um damit das Fernwärmenetz zu versorgen.

Der restliche Dampf wird im Kondensator bei möglichst niedrigem Kondensationsdruck kondensiert. Der Kondensationsdruck spielt eine große Rolle, denn je niedriger er ist, desto höher ist auch der elektrische Wirkungsgrad.<sup>29</sup>

Der große Unterschied zwischen dem GuD- Prozess und herkömmlichen Gasturbinen-KWK oder Dampfturbinenheizkraftwerken ist die Kombination aus beiden Prozessen, die sowohl einen hohen elektrischen- als auch einen hohen Systemwirkungsgrad ermöglichen. Grund dafür ist der Nachteil einer Gasturbine, nämlich ihre hohe Abgastemperatur. Das Abgas der Gasturbine liegt auf einem sehr hohen Temperaturniveau mit hohem Exergieanteil vor, mit dem sich HD- Dampf erzeugen und mit hoher Effizienz in der Dampfturbine verstromen lässt. Damit erreicht man eine maximale Umwandlung der Brennstoffenergie des Erdgases in elektrische Energie.

Die elektrische Leistung der Dampfturbine ist dabei ganz entscheidend abhängig von der elektrischen Leistung der Gasturbine, denn je höher die Leistung der Gasturbine, desto mehr Hochdruckdampf kann erzeugt und in der Dampfturbine verstromt werden. Die Leistungen der beiden Turbinen stehen dabei in einem logarithmischen Zusammenhang.<sup>30</sup>

<sup>28</sup> Quelle: Panos K. (2009), S.359

<sup>29</sup> Vgl. Panos K. (2009), S.373

<sup>30</sup> Vgl. Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S.100

Bei gegebener Gasturbinenleistung kann damit die zugehörige Dampfturbinenleistung berechnet werden. Diese Leistungen addieren sich und heben den elektrischen Wirkungsgrad des GuD- Prozesses deutlich an. Es gibt sehr unterschiedliche Angaben zu Wirkungsgraden von GuD- Anlagen in der Literatur; man kann jedoch davon ausgehen, dass moderne GuD- Anlagen, mit Leistungen von 500 MWel oder darüber, elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 % erreichen können.<sup>31</sup>

Bei der Interpretation von Wirkungsgraden ist Vorsicht geboten, da Wirkungsgrade von GuD- Anlagen stark von ihrer Leistungsklasse abhängig sind. Diese Abhängigkeit zeigt Abbildung 6. Diese Wirkungsgrade für unterschiedliche Anlagenleistungen wurden aus dem aktuellen Kraftwerkspark für öffentliche KWK- Anlagen Deutschlands verwendet.

Die elektrischen Wirkungsgrade von GuD- Kraftwerken steigen mit größeren elektrischen Leistungen an, der thermische Wirkungsgrad nimmt im Gegensatz dazu leicht ab. Die Wirkungsgrade beziehen sich jeweils auf den KWK- Betrieb sind jedoch in Abhängigkeit der Kondensationsleistung, also der elektrischen Leistung ohne Wärmeauskopplung, dargestellt. Anlagenleistungen werden generell als Kondensationsleistungen angegeben bzw. in der Literatur auch so ausgewiesen.

Der Grund für den Rückgang des thermischen Wirkungsgrades ist schlicht die höhere Produktion von elektrischer Energie bei größeren elektrischen Leistungen. Der Systemwirkungsgrad steigt nach diesen Berechnungen und den zugrunde gelegten Korrelationskurven leicht an. Die Erzeugung von Wärme und Strom steht dabei in einem festen Verhältnis und wird durch die Stromkennzahl aus Abschnitt 2.1 beschrieben. Sie gibt das Verhältnis von produzierter elektrischer Energie und thermischer Energie im KWK- Betrieb an.

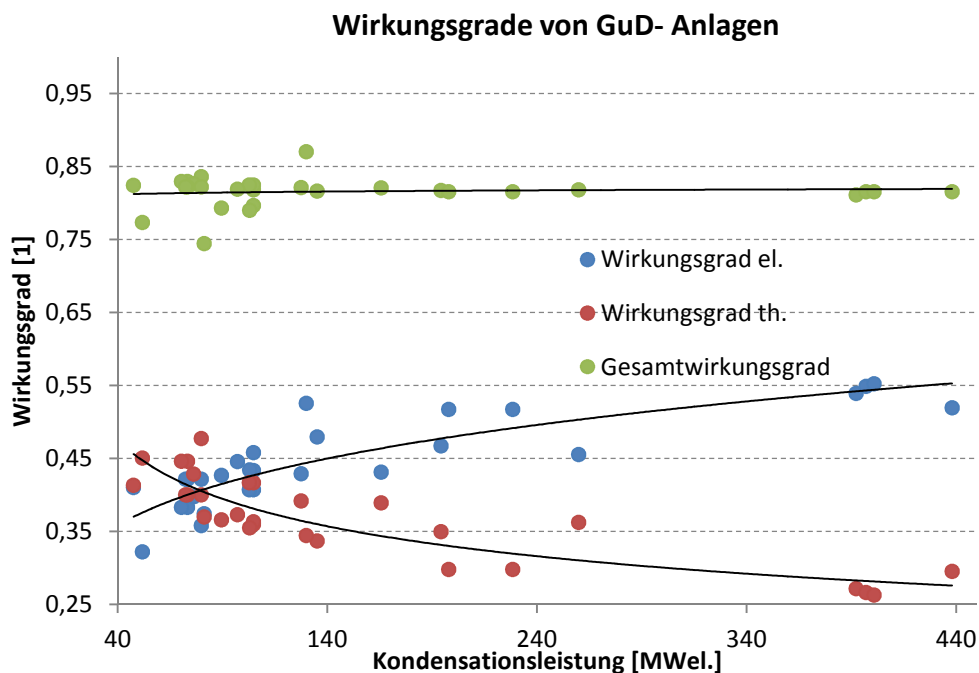


Abbildung 6: Wirkungsgrade von GuD- Anlagen<sup>32</sup>

Abbildung 7 zeigt exemplarisch die Stromkennzahlen für GuD- Anlagen unterschiedlicher Leistungen. Diese wurden auch aus der Kraftwerksdatenbank entnommen. Stromkennzah-

<sup>31</sup> Vgl. Markewitz P.; Stein G. (Hrsg.) (2003), S. 61f

<sup>32</sup> Quelle: Kraftwerksdatenbank des Fraunhofer IWES



len steigen mit größeren Leistungen an, was auf die immer höher werdenden elektrischen Wirkungsgrade und sinkenden Stromverlustkennzahlen zurückzuführen ist.

Wirkungsgrade und Stromkennzahlen für unterschiedliche Leistungen stellen somit wichtige Parameter solcher Anlagen dar. Es gibt natürlich noch eine Fülle weiterer Parameter, die das Verhalten dieser Anlagen charakterisieren, im Rahmen der Aufgabenstellung dieser Arbeit, genügen jedoch diese technologischen Parameter.

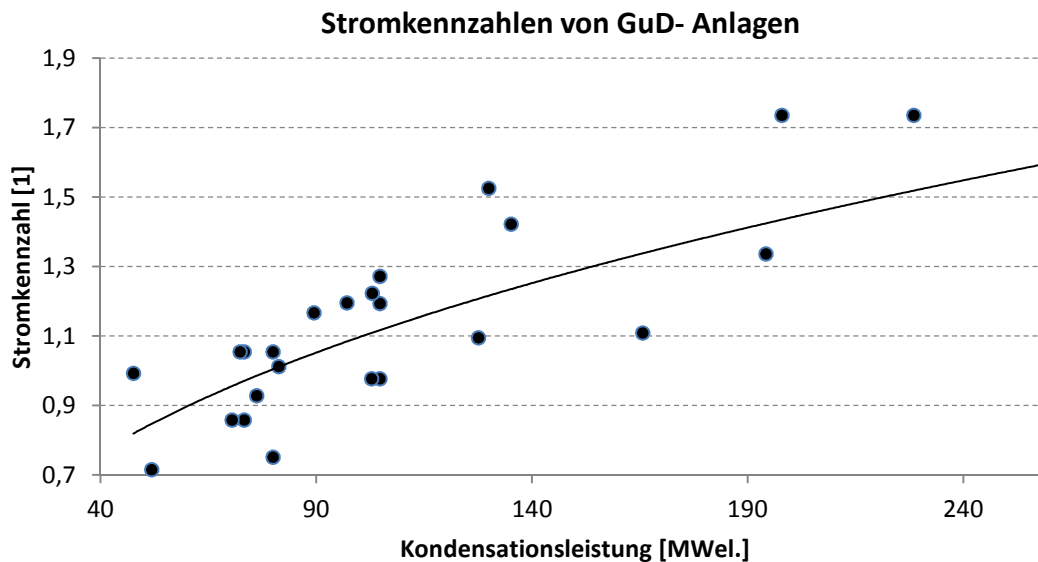


Abbildung 7: Stromkennzahlen von GuD- Anlagen<sup>33</sup>

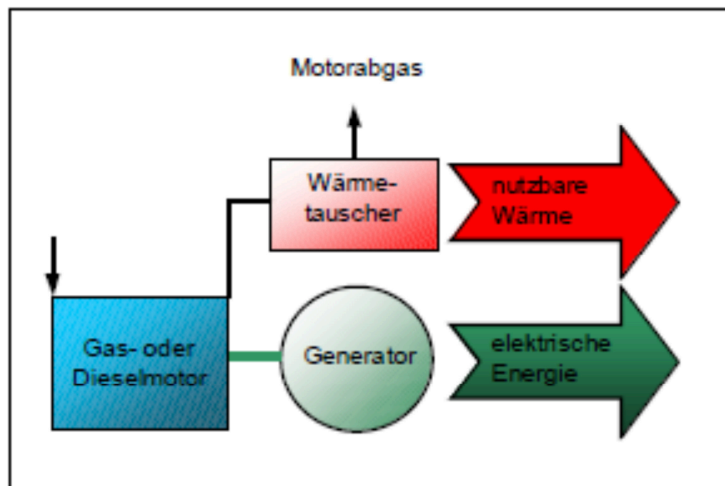
### 2.2.3 Blockheizkraftwerke (BHKW)

Im vorigen Abschnitt wurden die wichtigsten Aspekte der Gas- und Dampfturbinentechnologie beschrieben. Diese Technologien werden vor allem zur großflächigen zentralen Fernwärmeversorgung eingesetzt, da solche Anlagen, aufgrund ihrer in der Regel hohen elektrischen Leistungen, eine große Wärmesenke für die gekoppelte Wärme benötigen. Man unterscheidet daher generell zwischen zentraler und dezentraler Wärmeversorgung.

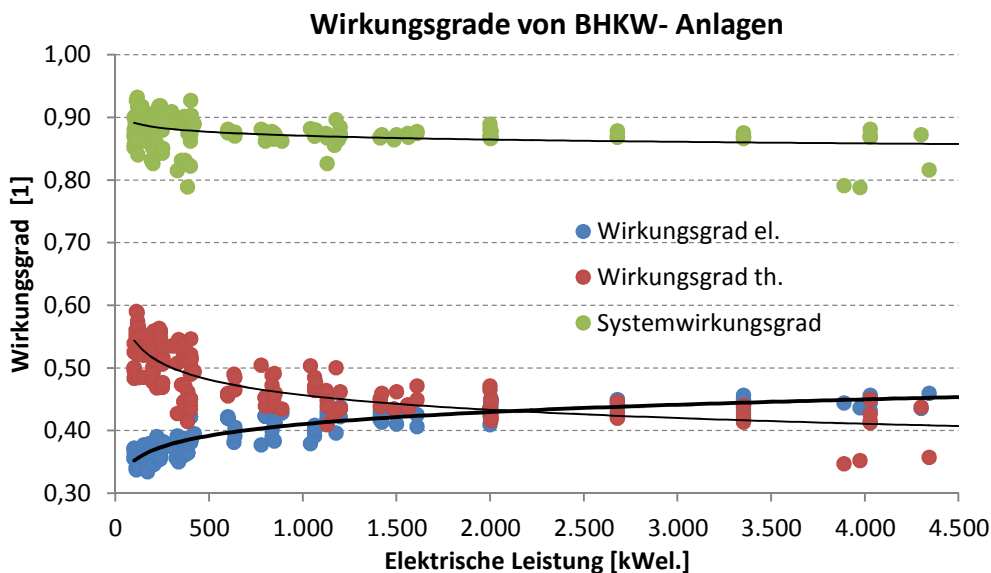
Es gibt keine einheitliche Definition für diese Unterscheidung, die Grenze ist fließend. Grundsätzlich spricht man bei Wärmeversorgung durch Blockheizkraftwerke eher von dezentraler Nahwärmeversorgung, da BHKW im Gegensatz zu GuD geringere elektrische Leistungen aufweisen. Einzelanlagen, wie z.B. Heizkessel, die direkt im Bestandsbau eingesetzt werden, sind eindeutig der dezentralen Versorgung zuzurechnen. GuD- Anlagen kann man eher der zentralen Wärmeversorgung zurechnen. Sowohl BHKW als auch GuD werden jedoch zur öffentlichen Versorgung von Nah- und Fernwärmenetzen eingesetzt, daher sind sie, aufgrund der vorgenommenen Abgrenzungen dieser Arbeit, für die Aufgabestellung von Bedeutung.

Blockheizkraftwerke sind der KWK- Technologie zuzurechnen, unterscheiden sich jedoch gravierend von den GuD- Anlagen. BHKW sind kompakte Verbrennungskraftmaschinen die über eine Welle einen Generator antreiben und damit Strom erzeugen. Gleichzeitig wird das Abgas des Motors bzw. die Wärme des Ölkühlers und des Kühlwassers dazu genutzt, ein Wärmeträgermedium zu erhitzen und dieses zur Wärmeversorgung einzusetzen. Abbildung 8 zeigt das grundlegende Prinzip einer BHKW- Anlage.

<sup>33</sup> Quelle: Kraftwerksdatenbank des Fraunhofer IWES

Abbildung 8: Grundprinzip einer BHKW- Anlage<sup>34</sup>

BHKW- Anlagen werden in der dezentralen Wärmeversorgung kleinerer Wärmenetze eingesetzt, da die niedrigen Leistungen nicht ausreichen würden ein großes Fernwärmenetz zu betreiben. Trotzdem werden aufgrund des aktuellen Förderregimes, wie KWK- Boni und Stromsteuerbefreiung, BHKW- Anlagen zusammen mit GuD- Anlagen zur Deckung der Grundlast in Fernwärmenetzen eingesetzt. Maximale Vorlauftemperaturen von 110 bis 130 °C sind möglich.<sup>35</sup> Die Vorteile sind ein durchaus hoher Systemwirkungsgrad von bis zu 95 % sowie eine kompakte Modulbauweise. Die installierte elektrische Leistung hat wiederum einen großen Einfluss auf den elektrischen Wirkungsgrad der Anlage. In Abbildung 9 wurden auf Basis der BHKW- Kenndaten von ASUE die Wirkungsgrade ermittelt.

Abbildung 9: Wirkungsgrade von BHKW- Anlagen<sup>36</sup>

Ähnlich wie bei den GuD- Anlagen steigen die elektrischen Wirkungsgrade mit größeren Leistungen an, jedoch sind diese Leistungen nun im Kilowatt- Bereich angegeben. Thermi-

<sup>34</sup> Quelle: BMvit (2010), S. 35

<sup>35</sup> Vgl. Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S.57f

<sup>36</sup> Quelle: Daten aus ASUE (Hrsg) 2011

sche Wirkungsgrade sinken mit zunehmenden Leistungen ab. Man kann auch erkennen, dass hier ein Gesamtwirkungsgrad von über 90 % erreicht werden kann. Wie ein solches BHKW als KWK-Anlage eingesetzt ist zeigt das Anlagenschema in Abbildung 10.

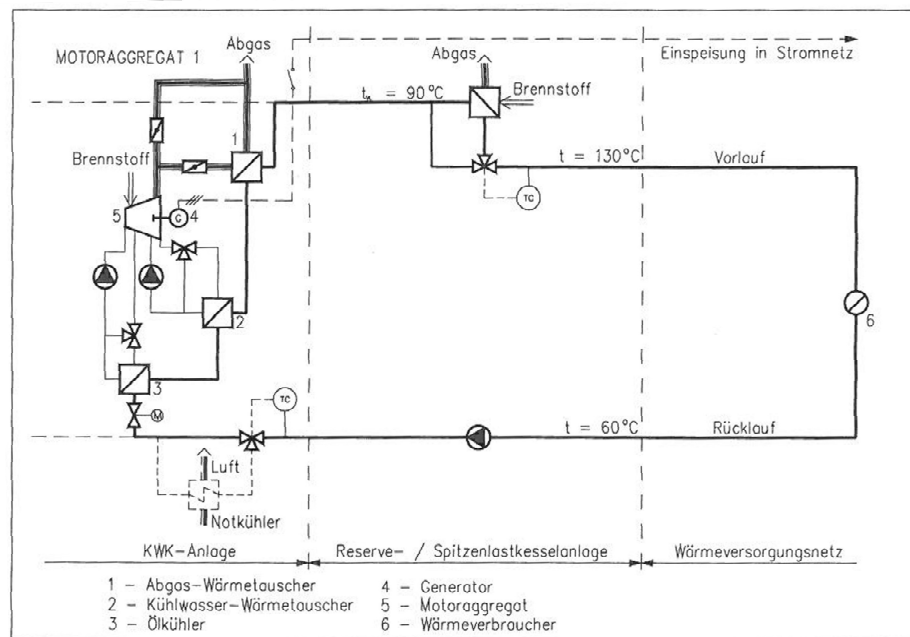


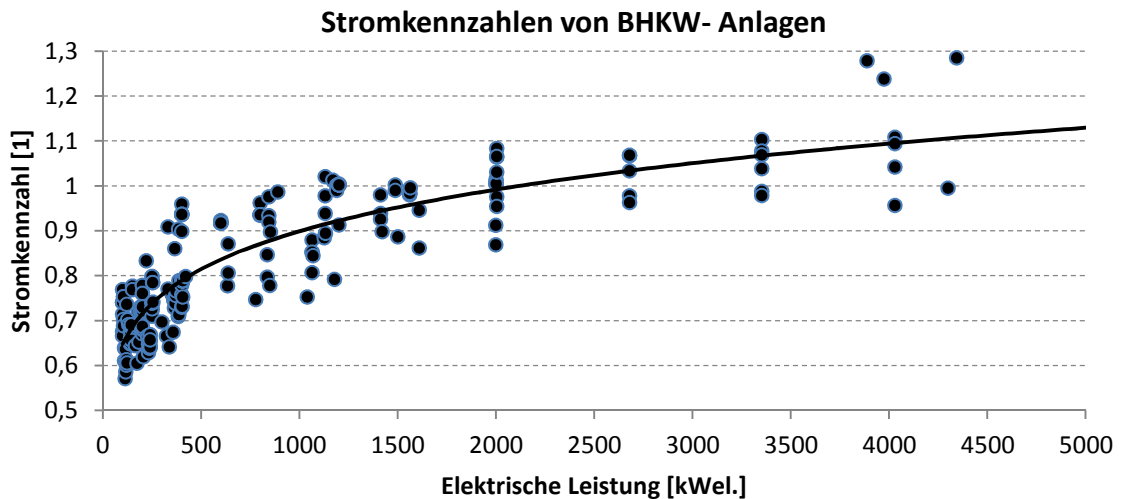
Abbildung 10: Anlagenschema einer BHKW-Anlage<sup>37</sup>

Das Motoraggregat produziert über einen Generator Strom, wobei das Abgas über den Abgaswärmetauscher seine Energie an das Wärmeversorgungsnetz abgibt. Ein Zusatzkessel ist in der Regel erforderlich um entweder die Vorlauftemperatur weiter anzuheben, oder bei Ausfall des Motors, die Wärmeversorgung gänzlich zu übernehmen. Bei zu geringer Wärmeabnahme kann es erforderlich sein, einen Notkühler vorzusehen, der in diesem Fall den Rücklauf auf die geforderte Eintrittstemperatur des Kessels abkühlt. Da sich das Wassernetz auf ca.  $90^\circ\text{C}$  nach dem Abgaswärmetauscher erwärmt und die Kesseleintrittstemperatur bei ca.  $30^\circ\text{C}$  liegt, muss der Notkühler imstande sein, das Kreislaufwasser um ca.  $30^\circ\text{C}$  abzukühlen. Dies ist im Normalfall auch bei GuD-Anlagen so vorgesehen.

Die thermische Leistung ist auch hier über die Stromkennzahl an die elektrische Leistung gekoppelt. Abbildung 11 zeigt typische Stromkennzahlen die aus den ASUE-Kenndaten ermittelt wurden. Wiederum zeigt sich, dass höhere Stromkennzahlen mit größeren elektrischen Leistungen einhergehen.

Zusammenfassend wird festgehalten, dass BHKW aufgrund ihrer niedrigeren Leistungen eher im Nahwärmebereich zur dezentralen Wärmeversorgung eingesetzt werden. Beide Technologien, sowohl die GuD als auch die BHKW, stellen jedoch eine höchst effiziente Methode zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme dar.

<sup>37</sup> Quelle: Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S.58

Abbildung 11: Stromkennzahlen von BHKW- Anlagen<sup>38</sup>

Bisher wurden die wichtigsten Parameter der KWK- Anlagen dargestellt; wobei auf eine genaue physikalische Beschreibung verzichtet wurde. Leistungsparameter sowie Wirkungsgrade und Stromkennzahlen wurden auf Basis aktueller Literatur bzw. der Kraftwerksdatenbank des Fraunhofer IWES ausgewertet und dargestellt.

Im weiteren Verlauf ist es wichtig, auf Basis der Auswirkungen des zukünftigen Energiesystems auf die KWK- Technologie, Flexibilisierungsmaßnahmen zu erarbeiten. Dazu muss zunächst der aktuelle Einsatz und die Auslegung der KWK- Anlagen erarbeitet werden. Abschnitt 2.3 widmet sich dieser Thematik.

### 2.3 Einsatz und Auslegung der Kraft-Wärme-Kopplung

Die KWK- Technologie wurde in den letzten Jahren immer weiter optimiert und verstärkt eingesetzt. Im Zeitraum von 2003 bis 2008 stieg die gesamte produzierte elektrische Energiemenge aus KWK von anfangs 73,8 TWh auf 79,5 TWh.<sup>39</sup>

Erdgasbefeuerte KWK- Anlagen werden in Deutschland zur Deckung des Wärmebedarfs bei gleichzeitiger Erzeugung von elektrischer Energie eingesetzt. Reine Gasturbinenanlagen hingegen halten Leistungskapazität vor, die im Falle eines Stromengpasses aktiviert werden kann. Solche Anlagen weisen aufgrund dieser Tatsache in der Regel niedrige Jahresvollaststunden von etwa 3430 Stunden pro Jahr auf.<sup>40</sup> Die Jahresvollaststunden sind jedoch entscheidend für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage, da sie ein Maß für die erzeugte Energiemenge der KWK- Anlage sind. Geschieht die Erzeugung zu Hochpreiszeiten am Strommarkt, kann somit der Erlös maximiert werden. Man trachtet daher generell nach einer Anhebung der Jahresvollaststunden.

Die Erneuerbaren Energien, wie Wind und Photovoltaik reduzieren die Auslastung der thermischen Kraftwerke, stellen selbst aber nur einen sehr geringen Anteil an gesicherter Leistung zur Verfügung. Die Erzeugungskapazitäten sind daher zukünftig viel höher. Aufgrund dieser aktuellen Energieversorgungsstruktur sind KWK- Anlagen deshalb nur bedingt wirtschaftlich. Ihr Ausbau wird daher durch diverse Förderungen vorangetrieben.

<sup>38</sup> Quelle: Daten aus ASUE (Hrsg) (2011)

<sup>39</sup> Vgl. Bayer W. (2010), S.476

<sup>40</sup> Vgl. Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats des VGB PowerTech e.V. (2010), S.7

Der Ausbau von KWK- Anlagen wurde in den Ländern Europas in der Vergangenheit unterschiedlich stark vorangetrieben; was Abbildung 12 deutlich macht.

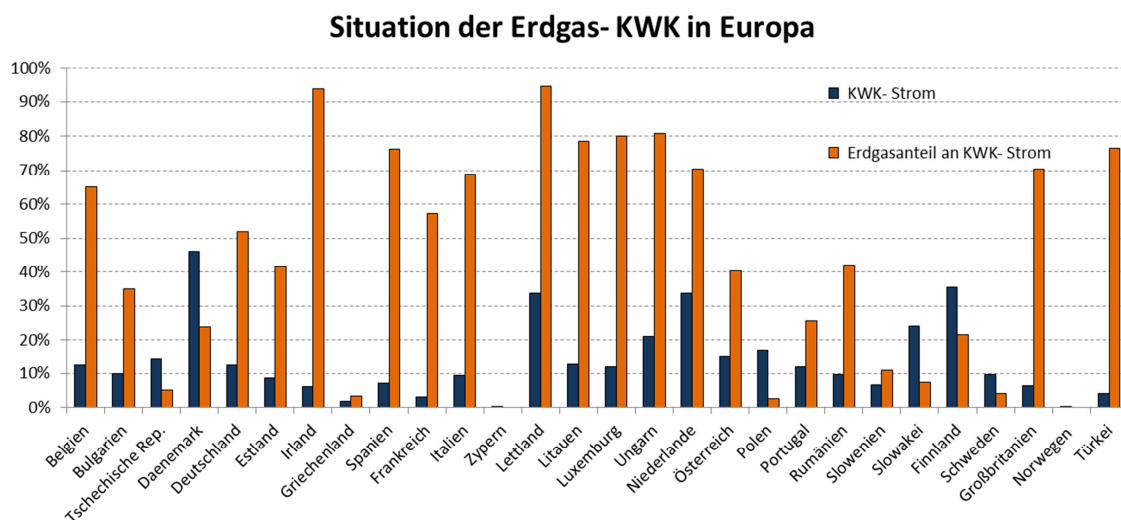


Abbildung 12: Situation der Erdgas- KWK in Europa<sup>41</sup>

Dabei zeigen Dänemark, Finnland, Lettland und die Niederlande die höchsten Stromanteile aus KWK in Europa. Die orangen Balken zeigen den Erdgasanteil des KWK- Stroms. Dies zeigt eindrücklich, dass die Produktion von KWK- Strom nicht nur aus erdgasbefeuerten, z.B. modernen GuD- Kraftwerken mit hohen Wirkungsgraden, sondern zu einem großen Anteil auch aus alten Kohlekraftwerken, oder anderen Energieträgern, stammt. KWK- Strom ist damit nicht per se effizient und zu niedrigen Emissionsfaktoren erzeugt. Einzig die Niederlande sowie Lettland weisen einen hohen Erdgas- KWK Anteil auf. Im Gegensatz dazu weisen Länder wie Norwegen oder Zypern KWK- Anteile weit unter 1 % auf, weshalb sie in dieser Darstellung gar nicht mehr erkennbar sind. Deutschland liegt im Gegensatz zu diesen Ländern weit unter dem Durchschnitt bei etwa 16 % KWK- Stromanteil. Dieser unterdurchschnittliche Anteil ist ausschlaggebend für die in den Energiezielen bis 2020 geforderte Erhöhung auf 25 %.

KWK- Anlagen werden sowohl im kleinen Maßstab zur dezentralen Versorgung, bis hin zum Mini- KWK Einsatz in Einfamilienhäuser mit nur wenigen Kilowatt elektrischer Leistung, als auch in großem Maßstab zur zentralen Versorgung mit Fernwärme eingesetzt. Die zentrale KWK bringt einige Vorteile mit sich. Durch Anlagen mit hohen elektrischen Leistungen sind hohe Wirkungsgrade sowie Stromkennzahlen und eine stromorientierte Betriebsweise möglich. Zusätzlich kommt noch hinzu, dass eine hohe Zahl an Wärmeabnehmer zu einem gleichmäßigeren Absatz der Wärmemenge führt und dadurch der Wärmebedarfsanteil zunimmt.<sup>42</sup> Die Verfügbarkeit der Wärmesenken stellt ein wichtiges Kriterium für das Erreichen hoher Vollbenutzungsstunden und damit der Wirtschaftlichkeit der Anlagen dar. Im Gegensatz dazu sind Mini- KWK- Anlagen auf höherer Förderungen oder Eigenstromerlöse angewiesen.

Es gibt eine Vielzahl unterschiedlicher Ausführungen von KWK- Anlagen<sup>43</sup>, daher werden hier nur jene vorgestellt, die für einen flexiblen Einsatz in Frage kommen. Das sind die Anlagen, deren Komponenten in Abschnitt 2.2 vorgestellt wurden:

<sup>41</sup> Quelle: Daten aus Loesoenen P. (2010)

<sup>42</sup> Vgl. Leprich U.;et.al. (2010), S.59

<sup>43</sup> Siehe: FfE e.V. (2004), S.22ff

- Dampfturbinenanlagen
  - Mit Gegendruckdampfturbinen (DT-GD)
  - Mit Entnahmekondensationsdampfturbinen (DT-EK)
- Gasturbinen mit Abhitzeessel (GT-AHK)
- GuD- Anlagen
  - Mit Gegendruckdampfturbinen (GuD-GD)
  - Mit Entnahmekondensationsdampfturbinen (GuD-EK)
- Blockheizkraftwerke (BHKW)

Dampfturbinen, Gasturbinen mit AHK und GuD- Anlagen werden im Folgenden unter dem Begriff Heizkraftwerke (HKW) zusammengefasst.

HKW und BHKW setzen sich hauptsächlich aus den Komponenten, die in Abschnitt 2.2 besprochen wurden, zusammen, wobei nun auf die Vor- und Nachteile sowie einige technologische Parameter eingegangen wird. Es wurde schon zuvor angedeutet, dass es bei der Ausführung von Dampfturbinenanlagen zwei unterschiedliche Prinzipien der Wärmeauskopplung gibt.

Erstens die Auskopplung des Dampfes mittels eines Gegendrucks am Ende der Dampfturbine, wobei der Dampf nicht kondensiert, sondern noch in gasförmigem Zustand seine Energie an den Wärmekreislauf abgibt. Gegendrucke sind abhängig von der Anlagenauslegung und vom Wärmebedarf jedoch während des Betriebes konstant. Bei Gegendruckanlagen ist eine ungekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung nicht möglich. Das bedeutet, dass solche Anlagen auf einen volatilen Strombedarf nicht, oder nur sehr wenig reagieren können. Da jedoch, unabhängig vom Wärmebedarf, der Abdampf in jedem Fall kondensiert und in den Kessel rückgeleitet werden muss, ist es notwendig eine entsprechende Notkühlung vorzusehen, die auch bei vermindertem Wärmebedarf, die geeignete Versorgung des Kessels mit Speisewasser sicherstellt. Eine gewisse Entkopplung des Wärmebedarfs von der Stromproduktion einer Gegendruckdampfturbine ist nur über einen Wärmespeicher möglich, die KWK- Anlage selbst ist unflexibel. Vorteile bringen solche Anlagen jedoch bei der Versorgung mit konstantem Dampfbedarf, welche im Bereich der Industrie- KWK häufig vorkommen. Sie weisen im Gegensatz zu den Entnahmeanlagen eine einfacheren Bauweise und damit günstigeren Kosten auf. Die Untersuchung von Industrie- KWK Anlagen ist jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit.

Die zweite Möglichkeit ist die Auskopplung von Dampf mittels einer Entnahmevorrichtung, die entweder im Mittel- oder Niederdruckteil erfolgen kann. Über diese Entnahmevorrichtung kann die Dampfmenge geregelt und damit die Entnahme von thermischer Energie für den aktuellen Wärmebedarf optimiert werden. Der restliche Dampf wird über die Dampfturbine vollständig kondensiert. Dieser Anlagentyp erlaubt es, durch eine geregelte Wärmeauskopplung, das Verhältnis von produzierter elektrischer zu thermischer Energie während des Betriebes zu variieren, was sich daher positiv auf die Flexibilität auswirkt.

Verschwiegen wurde bis dato die Möglichkeit einer Anzapfung. Anzapfdampfturbinen arbeiten ähnlich wie Entnahmeanlagen mit dem Unterschied, dass die Dampfmenge nicht verändert werden kann, sondern immer konstant entnommen wird. Diese Anlagentypen verfügen damit nicht über den Vorteil der Entnahmeanlagen, weisen jedoch höhere elektrische Wirkungsgrade bei Kondensationsbetrieb als Gegendruckanlagen auf. Anzapfdampfturbinen wurden in Zeiten der Energiemarktliberalisierung gebaut und werden heute nicht

mehr neu errichtet. Diese beiden Dampfturbinentypen, DT-GD und DT-EK, kommen in kohlebefeuerter Kraftwerken aber auch vor allem bei GuD- Anlagen zum Einsatz. Der Unterschied der GuD- Anlage und einem konventionellen Kraftwerk ist das Vorschalten einer Gasturbine mit deren Abgas, im Abhitzekegel Frischdampf für die Dampfturbine produziert wird. Es stehen hier zwei Kreisprozesse zur Erzeugung von elektrischer Energie zu Verfügung, was sich positiv auf die Wirkungsgrade auswirkt. Neben den konventionellen Dampfturbinenanlagen gibt es auch konventionelle Gasturbinenanlagen, die nur über einen Abhitzekegel ohne Dampfturbine verfügen. Bei diesen Anlagen wird der Wärme- kreislauf direkt mit dem Abgas der Gasturbine erhitzt. Blockheizkraftwerke wurden schon in Abschnitt 2.2.3 ausreichend beschrieben, wurden aber aus Gründen der Vollständigkeit hier noch einmal angeführt. In Abschnitt 2.2 wurden Wirkungsgrade und Stromkennzahlen für die einzelnen KWK- Komponenten gezeigt, zusätzlich sollen hier diese Kennzahlen für die verschiedene KWK- Anlagen auf Basis der aktuellen Literatur verglichen werden. Tabelle 1 zeigt eine Auflistung von typischen Wirkungsgraden und den zugehörigen Leistungsklassen.

Tabelle 1: Typische Wirkungsgrade und Leistungsklassen von KWK- Anlagen<sup>44</sup>

	Leistungsklasse [MWel.]	$\eta_{el}$	$\eta_{sy}$
Gegendruckdampfturbine DT-GD	5 - 200	0,25 - 0,35	0,80 - 0,90
Entnahmekondensationsdampfturbine DT-EK	50 - 800	0,33 - 0,45	0,55 - 0,92
Gasturbine mit Abhitzekegel GT-AHK	0,1 - 150	0,29 - 0,36	0,80 - 0,85
GuD- Gegendruckturbine GuD-GD	20 - 500	0,35 - 0,40	0,80 - 0,90
GuD- Entnahmekondensationsturbine GuD-EK	20 - 500	0,35 - 0,52	0,80 - 0,92
Blockheizkraftwerk BHKW	0,005 - 10	0,25 - 0,45	0,82 - 0,95

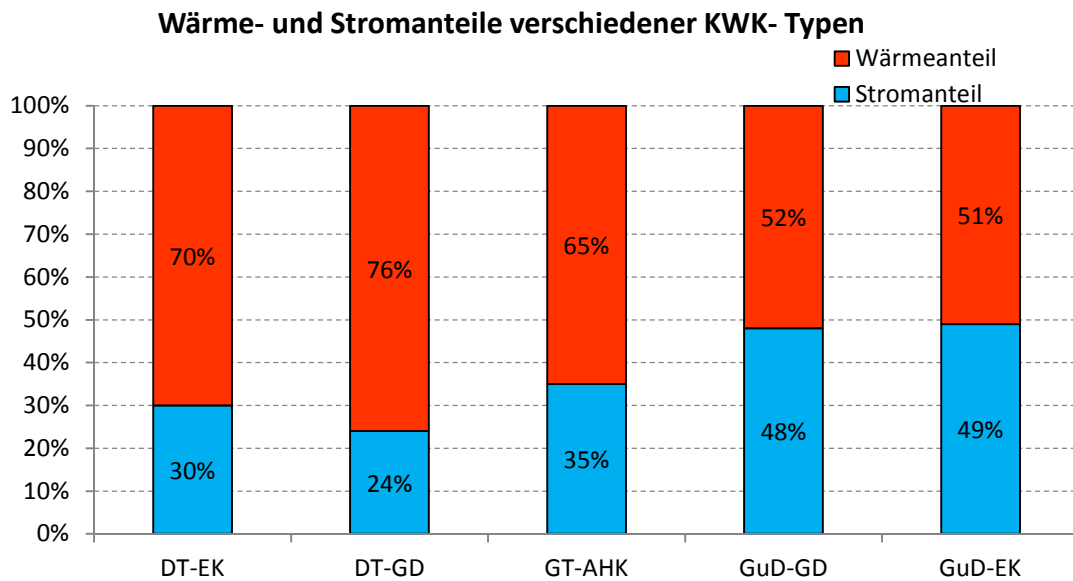
Es fällt auf, dass hohe elektrische Wirkungsgrade bei GuD- Kraftwerken verwirklicht werden können, da hier Gas- und Dampfturbinen gleichzeitig elektrische Energie produzieren. Gasturbinen mit Abhitzekegel oder Gegendruckdampfturbinen liegen im elektrischen- als auch im Systemwirkungsgrad deutlich darunter.

Abbildung 13 zeigt die Aufteilung der Produktion von Wärme und Strom für die KWK- Anlagen in Deutschland. Der Quotient aus Stromanteil zu Wärmeanteil ergibt dabei die durchschnittliche Stromkennzahl des jeweiligen Anlagentyps. Hohe Stromkennzahlen sind vor allem bei Entnahmekondensationsanlagen in Kombination mit Gasturbinen verwirklicht. Die niedrigsten Stromkennzahlen weisen konventionelle Gegendruckdampfturbinenanlagen auf.

Die hier gezeigten Anlagen beschränken sich auf das KWK- Aggregat selbst. Es gibt jedoch noch eine Fülle von weiteren Anlagenkomponenten die für den Betrieb einer KWK- Anlage erforderlich sind.<sup>45</sup> Dazu zählen in der Regel ein Spitzenlastkessel, der im Falle eines Ausfalls der KWK die benötigte Wärmemenge erzeugt, sowie ein Pufferspeicher zur Glättung des Wärmefflusses.

<sup>44</sup> Quelle: Erdmann G.; Dittmar L. (2010), S.17

<sup>45</sup> Siehe: Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S. 269

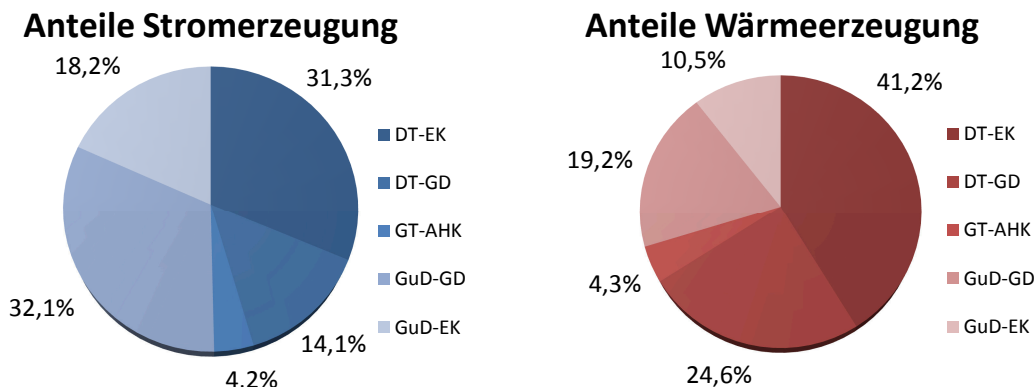
Abbildung 13: Wärme- und Stromanteile der KWK- Anlagen in Deutschland<sup>46</sup>

Bei netzgebundenen KWK- Anlagen sind auch sogenannte Fernwärmespeicher installiert, die abhängig von ihrer Größe, Wärme für Stunden bzw. Wochenenden zwischenspeichern können. Wärmespeicher werden für die weitere Flexibilisierung der KWK- Anlagen von entscheidender Bedeutung sein, daher werden sie in Abschnitt 4.5.1 im Detail behandelt.

Im Bereich der Fernwärmeversorgung kommen die beschriebenen Anlagen unterschiedlich zum Einsatz. Abbildung 14 zeigt die Anteile dieser Anlagen an der KWK- Stromproduktion bzw. an der Fernwärmeproduktion. Ca. 30 % der benötigten Fernwärmemenge wird durch GuD- Anlagen abgedeckt, der überwiegende Anteil wird durch konventionelle Dampfturbinenanlagen bereitgestellt. Bei der Stromerzeugung ist dies umgekehrt; hier wird mehr als 50 % des gesamten KWK- Stroms von GuD- Anlagen produziert. Grund dafür sind unter anderem die hohen elektrischen Wirkungsgrade der GuD- Anlagen sowie die hohen Stromkennzahlen. Die Dampfturbinenanlagen zeigen einen hohen Anteil an der Wärmeerzeugung und einen geringen Anteil an der Stromerzeugung. Des Weiteren kann man Abbildung 12 entnehmen, dass ca. 50 % des KWK- Stroms in Deutschland aus dem Primärenergieträger Erdgas produziert wurden. Dies wird auch durch Abbildung 14 bestätigt.

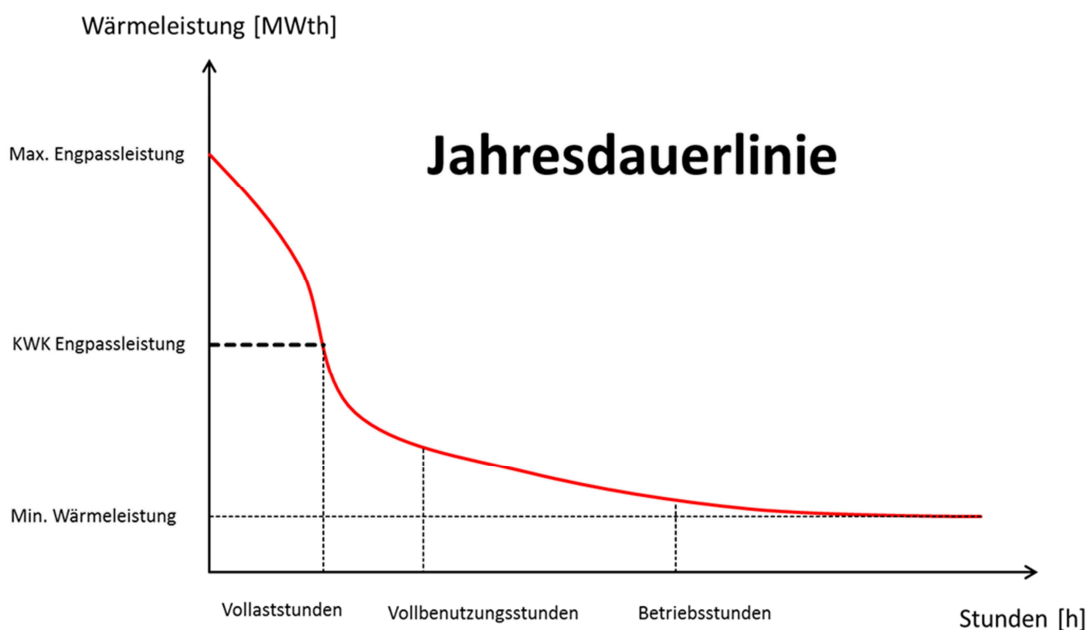
<sup>46</sup> Quelle: Daten aus AGFW (Hrsg) (2010), S.20ff



Abbildung 14: Anteile der Kraftwerke an Strom- und Wärmeerzeugung<sup>47</sup>

Zusammengefasst kann man festhalten, dass Wirkungsgrade und Stromkennzahlen ausgewählter KWK- Anlagen wichtige Kriterien bei der Auslegung sind, da sie direkt für die produzierten Wärme- und Strommengen maßgeblich sind.

Es muss nun die Frage geklärt werden, welche Parameter für die Auslegung einer KWK- Anlage noch relevant sind. Grundsätzlich dient die KWK- Anlage dazu einen bestimmten vorhanden Wärmebedarf mithilfe des Fern- bzw. Nahwärmenetzes abzudecken. Dieser Wärmebedarf kann durch eine sogenannte Jahresdauerlinie, die in Abbildung 15 dargestellt ist, beschrieben werden.

Abbildung 15: Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs<sup>48</sup>

Die Jahresdauerlinie zeigt den Wärmeleistungsbedarf eines zugrundeliegenden Wärmenetzes aufgelöst in Stunden innerhalb eines Jahres. Die Wärmeleistungen werden der Größe nach geordnet, sodass man rasch einen Überblick über die maximalen bzw. mittleren Leistungen erhält. Die Fläche unter der Kurve entspricht dem Gesamtjahreswärmebedarf, den

<sup>47</sup> Quelle: Daten aus AGFW (Hrsg) (2010), S.20ff

<sup>48</sup> Vgl. Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S. 33

die KWK- Anlage bereitstellen muss. Technisch gesehen könnte man die KWK- Anlage auf die maximale Wärmeleistung dimensionieren, was jedoch in der Regel unwirtschaftlich ist. Vielmehr liegt das wirtschaftliche Optimum dieser Engpassleistung derzeit bei ca. 60 % der maximalen Wärmebedarfsleistung. Die restlichen Bedarfsspitzen werden durch einen erdgasbefeuerten Spitzenlastkessel abgedeckt. Die KWK- Anlage wird auf diese Basislast ausgelegt wobei man versucht die Volllaststunden, also jene Stunden die die KWK in Voll- last in Betrieb ist, zu maximieren. Zusätzlich gibt es zwei weitere Kenngrößen. Die Betriebsstunden geben Auskunft darüber, wie lange die KWK- Anlage insgesamt in Betrieb ist. Da ab einer gewissen unteren Lastgrenze der Betrieb der KWK nicht mehr sinnvoll ist, liegen die Betriebsstunden in der Regel unter 8.760, also unter jenen eines vollen Jahres. Die Vollbenutzungsstunden sind jene Stunden, die die KWK in vollem Betrieb inkl. des Arbeitsanteils gefahren würde.

Je höher die KWK- Engpassleistung, desto höher ist auch der Anteil an der Jahreswärme- arbeit<sup>49</sup>. Jedoch verkürzen sich dabei auch die Volllaststunden der Anlage, da ein Großteil der bereitgestellten Energie in Teillast produziert wird.<sup>50</sup> Das Betreiben der Anlage in Teil- last ist jedoch nicht erwünscht, da dadurch der elektrische Wirkungsgrad sinkt<sup>51</sup>; was damit zu einer Erhöhung der spezifischen Energiekosten führt. Durch den Einsatz von Puffer- speichern kann dieser Einfluss jedoch verringert werden. Maßgeblich für die Performance der Anlage sind damit die Jahresvollbenutzungsstunden bzw. die Jahresarbeit. Es müssen daher bei der Auslegung der Anlage, die fixen sowie variablen Kosten sowohl des KWK- Moduls als auch die des Spitzenlastkessels verglichen werden um dann das ökonomische Optimum der Engpassleistung bestimmen zu können. Auf Basis dieser Engpassleistung kann man dann anhand des Wärmebedarfs die Vollbenutzungsstunden berechnen. Ab wel- cher Anzahl von VBS eine KWK- Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann ist von der jeweiligen Anlagenkonfiguration abhängig und auch in der Literatur nicht eindeutig ersicht- lich. Erdmann und Dittmar gehen unter den derzeitigen Marktbedingungen von mindes- tens 5.000 Vollbenutzungsstunden aus.<sup>52</sup>

Wie schon zuvor erwähnt, wird die KWK aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nicht auf die maximale Wärmelast ausgelegt, wobei ein Spitzenlastkessel die Aufgabe der Spitzenlastbe- reitstellung übernimmt. Eine weitere Möglichkeit ist es, mehrere KWK- Module mit unter- unterschiedlichen Leistungen parallel zu installieren, wobei Module mit höherer Leistung gege- benenfalls zugeschaltet werden können.<sup>53</sup> Diese Spezifikationen nennt man Valenz einer Anlage, wobei hier zwei grundsätzliche Möglichkeiten der Anlagenauslegung unterschieden werden:<sup>54</sup>

- monovalent
- bivalent

Bei der monovalenten Auslegung ist nur ein KWK- Aggregat für die Wärmeversorgung verantwortlich; bei der bivalenten Auslegung verfügt die Anlage über zumindest ein zusätz- liches Spitzenlastaggregat. Dies kann ein Spitzenlastkessel, aber auch z.B. ein elektrischer Heizstab sein. Die Kombination aus mehreren KWK- Modulen zur Lastdeckung kann auch der bivalenten Auslegung zugeordnet werden. Unabhängig von diesen Auslegungs-

---

<sup>49</sup> Vgl. Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005), S. 35

<sup>50</sup> Vgl. Kail C.; Habersberger G. (2001), S.104

<sup>51</sup> Vgl. Leprich U.; et.al. (2010), S.56

<sup>52</sup> Vgl. Erdmann G.; Dittmar L. (2010), S.21

<sup>53</sup> Vgl. Panos K. (2009), S. 350

<sup>54</sup> Vgl. Erdmann G.; Dittmar L. (2010), S.18

möglichkeiten muss die maximal auftretende Wärmelast jedenfalls durch die gesamte KWK- Anlage gedeckt werden.

Weiters werden KWK- Anlagen nach der Betriebsweise unterschieden, die sich entweder am Wärmebedarf oder am Strombedarf orientiert. Diese zwei Arten sind:<sup>55</sup>

- die wärmegeführte bzw.
- die stromorientierte Betriebsweise

Bei der wärmegeführten Betriebsweise wird die KWK- Anlage immer anhand des Wärmelastganges betrieben. Das bedeutet, dass bei Rückgang des Wärmebedarfs im Wärmenetz die KWK- Anlage ihre thermische Leistung, und damit verbunden auch ihre elektrische Leistung zurückfahren muss. Die Folge daraus ist, dass die Anlage in Teillast betrieben werden muss, was einerseits die Wirkungsgrade negativ beeinflusst, aber auch bei hohen Strompreisen im Strommarkt zu niedrigeren Erlösen führt. Daher ist eine wärmegeführte Anlage nicht in der Lage Lastschwankungen im Strommarkt auszugleichen, womit sie für eine flexible Betriebsweise ausscheidet.

Im Gegensatz dazu ist es durch eine stromorientierte Betriebsweise möglich, Lastschwankungen im Stromnetz auszugleichen und auch bei geringer Wärmelast die Stromproduktion hoch zu halten. Dies bedingt jedoch eine kompatible Anlagenauslegung, die in der Lage ist, Strom- und Wärmeproduktion in gewissem Maße zu entkoppeln. Wie schon zuvor festgestellt sind Gegendruckanlagen für diese Aufgabe weniger gut geeignet, außer sie werden zusätzlich mit Wärmespeichern versehen. Entnahmekondensationsanlagen können ohne zusätzlichen Wärmespeicher zumindest Teillastverluste ausgleichen. Man spricht in diesem Zusammenhang vom Freiheitsgrad einer Anlage der auf die Anlagenkennlinien zurückzuführen ist. Gegendruckanlagen haben einen Freiheitsgrad, da die Wärme- und Stromproduktion immer gekoppelt ist; was einer Geraden im Kennlinienschaubild entspricht. Entnahmekondensationsanlagen verfügen über zwei Freiheitsgrade, sie sind daher in der Lage Strom- und Wärmeerzeugung, durch die Wahl der Entnahmemenge, zu variieren. Ein Kennlinienschaubild bildet die möglichen Betriebspunkte einer KWK- Anlage ab und ist für die technologische Auslegung notwendig. Für Details wird hier auf die Fachliteratur verwiesen.

Eine stromorientierte Betriebsweise ist Grundvoraussetzung für einen flexiblen Anlagenbetrieb, der einerseits hohe Stromerlös erzielen und andererseits den Wärmebedarf ausreichend decken soll. Aufgrund des volatilen Strombedarfs und der damit verbundenen höheren Lastwechsel bei stromorientiertem Betrieb sind daher Flexibilitätsparameter wichtige Kriterien für die Beurteilung, ob und wie weit eine Anlage für diesen Betrieb geeignet ist.

An- und Abfahrzeiten sollten daher möglichst kurz sein, wobei das völlige Abschalten einer Anlage einen Grenzfall darstellt, der eigentlich vermieden werden sollte. Eine stromorientierte Fahrweise bedingt jedoch auf jeden Fall große Laständerungsgeschwindigkeiten und niedrige Wirkungsgradverluste in Teillast. Um diese Parameter für die KWK- Anlagen zu diskutieren, sind diese in Tabelle 2 dargestellt.

---

<sup>55</sup> Vgl. Pehnt M. (Hrsg); Schneider J. (2010), S. 127

Tabelle 2: Flexibilitätsparameter unterschiedlicher KWK- Anlagen<sup>56</sup>

	Anfahrzeit	Mindestleistung	Wirkungsgradverlust bei Mindestlast	Leistungsänderungsgeschwindigkeit
	[h]	[%]	[%]	[%/min]
Gasturbine	<1	20	22	20
Erdgas GuD	1	33	11	6
Dampfturbine	1	38	6	6
Steinkohle DT	2	38	6	4
Braunkohle DT	2	40	5	3

Es ist zu erkennen, dass Gaskraftwerke bei den Parametern Laständerungsgeschwindigkeit sowie Anfahrzeiten die besten Werte aufweisen. Konventionelle Gasturbinen mit AHK sind in der Lage in weniger als einer Stunde anzufahren, wobei während des Betriebes, Leistungsänderungen von bis zu 20 % pro Minute möglich sind. GuD- Kraftwerke sind dagegen etwas träger, da Dampfturbinen zur Leistungsänderung mehr Zeit benötigen. Das GuD- Kraftwerk Lingen ist z.B. in der Lage die Leistung innerhalb von 20 min von ca. 25 % auf 100 % zu steigern.<sup>57</sup> Ein großer Nachteil ist der hohe Wirkungsgradverlust in Teillast, speziell bei reinen Gasturbinen- KWK- Anlagen. Wirkungsgradverluste bei Kohlekraftwerken fallen hingegen geringer aus. Für die zukünftige Anlagenauslegung wird es daher wichtig sein, Teillastbetrieb speziell bei Gasturbinen und GuD- Kraftwerken durch eine geeignete Wahl zusätzlicher Komponenten zu vermeiden oder wenigstens zu verringern. Einmal mehr zeigt sich hier, dass gasbefeuerte Anlagen die besten Chancen für den flexiblen Einsatz aufweisen

Damit ist die Erarbeitung des Einsatzes der KWK- Technologie und ihrer wichtigsten technologischen Parameter abgeschlossen. Es zeigte sich, dass vor allem GuD- Anlagen und BHKW ein großes Potential für den zukünftigen Einsatz haben. Für die Bewertung eines Ausbaus dieser Kraftwerke sind die Investitionskosten von großer Bedeutung, die im nächsten und letzten Abschnitt dieses Kapitels erarbeitet werden.

## 2.4 Investitionskosten von GuD- und BHKW- Anlagen

Investitionskosten sind Kosten die einmalig beim Bau einer Anlage anfallen und gehören damit zu den Fixkosten. Neben diesen Fixkosten gibt es noch eine Reihe anderer Kostenarten, wie Brennstoffkosten, fixe Betriebskosten oder Kosten für CO<sub>2</sub>- Zertifikate, die für die spätere Bewertung berücksichtigt werden müssen. Zunächst werden hier die spezifischen Investitionskosten für die GuD- Anlagen sowie die BHKW erarbeitet. Ziel dabei ist die Kosten der Anlagen, die später im Rahmen unterschiedlicher Szenarien eingesetzt werden, so genau als möglich abzubilden.

Investitionskosten werden in dieser Arbeit für zwei verschiedene Aspekte des KWK- Ausbaus benötigt:

- Investitionskosten für neu gebaute GuD- und BHKW- Anlagen
- Investitionskosten für die Modernisierung von Bestandsanlagen

<sup>56</sup> Quelle: Hundt M.; et.al. (2009), S.24

<sup>57</sup> Vgl. Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats des VGB PowerTech e.V. (2010), S.10

Es wurde zu Beginn eine umfangreiche Recherche in einschlägiger Literatur durchgeführt um relevante Informationen zu Investitionskosten solcher Anlagen zu erhalten. Es hat sich dabei herausgestellt, dass sich die Angaben zu Investitionskosten dabei teilweise erheblich voneinander unterscheiden. Dies könnte auf zwei Faktoren zurückzuführen sein. Erstens unterscheiden sich die Kostenangaben möglicherweise deshalb so stark, weil unterschiedliche Anlagenkomponenten entweder weggelassen oder miteinbezogen werden. Es ist oft nicht klar ersichtlich ob z.B. ein Spitzenlastkessel oder andere Nebenaggregate, Anschluss oder Baukosten bei den Investitionskosten mit berücksichtigt wurden oder nicht. Zweitens werden in den unterschiedlichen Studien teilweise unterschiedliche Ziele verfolgt, wodurch Kostenangaben dementsprechend zu Gunsten diverser Ergebnisse angegeben sein könnten. Zusätzlich wurde auch Versucht mit einigen Studienautoren in Kontakt zu treten, um dadurch genauere Informationen zu erhalten. Diese erwies sich, bis auf wenige Ausnahmen, als sehr schwierig.

Auf Basis der untersuchten Literatur wurden nun jene Quellen ausgewertet, bei denen Anlagenkosten über ein großes Leistungsspektrum vorhanden waren. Quellenangaben die nur z.B. zwei verschiedene Anlagenkosten ausgewiesen haben wurden nicht berücksichtigt, da diese bei Extrapolation nur sehr ungenaue Werte liefern würden.

Es erwies sich somit als sinnvoll zwei Literaturangaben für die Investitionskostenberechnung zu übernehmen, mit denen es möglich ist, die breite Streuung der Angaben abzubilden bzw. eine progressive und eine konservative Kostenannahme durch maximale und minimale Kosten zu verwenden. Der maximale Kostenansatz bildet damit die konservative, der minimale Kostenansatz die progressive Annahme ab. Abbildung 16 zeigt diese Kostenfunktionen für die GuD- Anlagen.

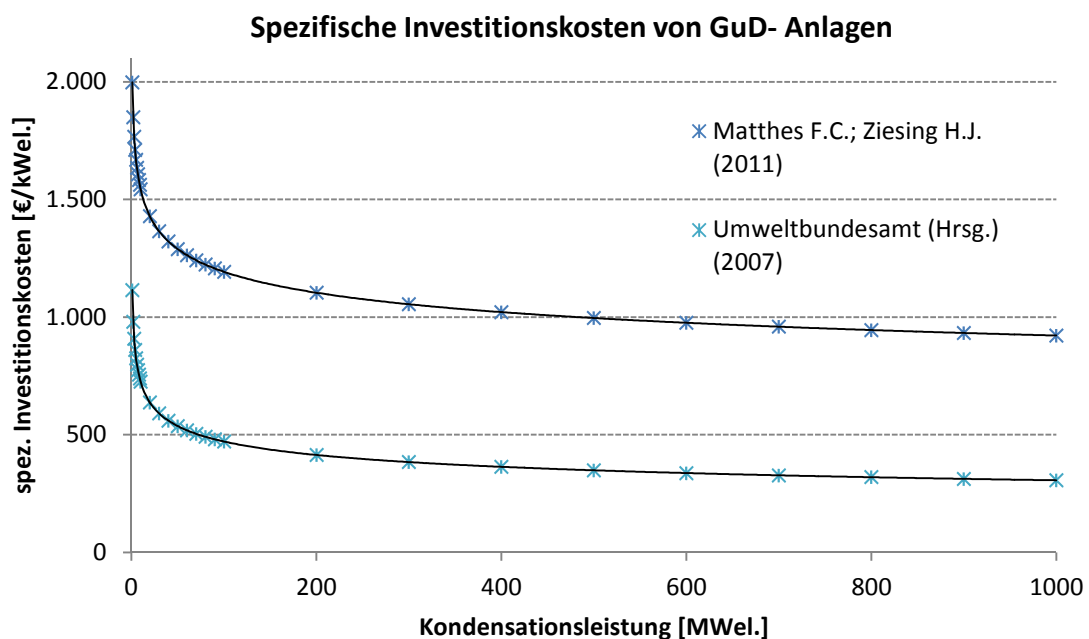


Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten von GuD- Anlagen<sup>58</sup>

Matthes und Ziesing (2011) weisen die höchsten spezifischen Investitionskosten aus. Aus der Literaturstelle geht dabei hervor, dass diese Kosten frei Inbetriebnahme berechnet sind. Diese Studie hat jedoch zum Ziel, Förderinstrumente für KWK- Anlagen zu promoten,

<sup>58</sup> Quelle: Vgl. Matthes F.C.; Ziesing H.J. (2011) Band 3 S.31; Umweltbundesamt (Hrsg.) (2007), S.158

was auf einen eher höheren Kostenansatz schließen lässt. Die Kostenfunktion, die auf Basis einer Studie des Umweltbundesamtes erstellt worden ist, zeigt einen sehr ähnlichen Verlauf wie die von Matthes und Ziesing, mit dem Unterschied, dass die ausgewiesenen Kosten um einen konstanten Betrag niedriger sind, und das unabhängig der Leistungsklasse. Möglicherweise wurden hier diverse Kostenblöcke wie z.B. Baukosten nicht berücksichtigt. Es wird nun im Detail besprochen, wie die verwendeten Kostenfunktionen erstellt wurden.

Die abgebildeten Kostenfunktionen wurden nicht als Gleichungen aus der Literatur übernommen, vielmehr mussten zunächst die angegebenen Anlagenkosten mithilfe einer Kostenfunktion extrapoliert werden. Mithilfe der Literaturangaben wurde zuerst eine Regressionskurve mit Hilfe gängiger Software erstellt. Als Regressionsansatz wurde generell eine potentielle Funktion gewählt:

Formel 7: Potentieller Kostenansatz für die Investitionskosten

$$k = a \cdot \dot{W}_{Kond}^b$$

Die spezifischen Anlagenkosten ( $k$ ) sind abhängig von der maximalen elektrischen Leistung der jeweiligen Anlage. Bei GuD- Anlagen ist immer die Kondensationsleistung, bei BHKW die elektrische Leistung im KWK- Betrieb gemeint. Die Parameter ( $a$ ) und ( $b$ ) werden dann mithilfe der Regressionskurve generiert. Damit ist die Kostenfunktion auf Basis der vorhandenen Daten definiert und es ist weiter möglich, alle spezifischen Anlagenkosten für die benötigten Anlagenleistungen durch Extrapolation zu bestimmen. Das Ergebnis dieser Methode sind die in Abbildung 16 dargestellten Kurven.

Die Kosten die sich daraus für GuD- KWK berechnen lassen, waren jedoch nach heutigem Wissensstand etwas zu niedrig. Die EWI- Studie geht z.B. von Investitionskosten von 900 €/kW<sub>el</sub> für konventionelle GuD- Kondensationsanlagen im Leistungsbereich von 800 MW aus<sup>59</sup>. KWK- Anlagen sollten aufgrund der Peripheriekosten, wie Fernwärmeanschluss- und Überwachungseinrichtungen jedenfalls höhere Kosten aufweisen. Aus diesem Grund wird angenommen, dass die Kostenfunktion nach oben korrigiert werden muss. Die Kurve wird so nach oben verschoben, sodass die Investitionskosten einer 800 MW<sub>el</sub> - KWK 3 % höher sind als ein konventionelles GuD- Kraftwerk gleicher Leistungsklasse. Dies ist in der Kostenfunktion zu sehen, wo die spezifischen Investitionskosten bei 800 MW etwas unter 1.000 €/kW<sub>el</sub> liegen.

Man kann erkennen, dass die spezifischen Anlagenkosten mit steigenden Leistungen sinken. Die zwei Kurven sind im Verlauf sehr ähnlich und nehmen bei sehr kleinen Leistungen sehr hohe Werte an. Tabelle 3 zeigt die zugehörigen Parameter für die Kostenfunktionen.

Tabelle 3: Parameter der spez. Anlagenkosten von GuD- Anlagen

Literaturstelle	Zuordnung	a	b
Matthes F.C.; Ziesing H.J. (2011)	Neubau max.	1.998	-0,112
Umweltbundesamt (Hrsg) (2007)	Neubau min	1.115	-0,111
Erdmann G.; Dittmar L. (2010)	Spitzenlastkessel	207,23	-0,127

<sup>59</sup> Vgl. EWI (Hrsg.) (2012), S.25

Diese ersten beiden Kostenfunktionen werden später zur Berechnung der modernisierten oder neu zugebauten KWK- Anlagen verwendet. Da sich die beiden Kostenfunktionen in der Höhe unterscheiden kann man damit minimale und maximale Kosten berechnen.

Zusätzlich zu den Investitionskosten für die KWK- Anlagen müssen auch die spezifischen Investitionskosten für den Spitzenlastkessel bzw. die zugehörige redundante Einheit bekannt sein. Die Parameter der Kostenfunktion sind zusätzlich in obiger Tabelle zu sehen und wurden aus den Literaturangaben von Erdmann und Dittmar mittels der Regressionsfunktion generiert.<sup>60</sup> Da die Literaturangabe beide Anlagentypen beinhaltet, wird diese Kostenfunktion zur Berechnung der Spitzenlastkessel sowohl für die GuD- Anlagen als auch für die BHKW verwendet.

Damit ist die Ermittlung der spezifischen Investitionskosten für GuD abgeschlossen. Im nächsten Schritt werden jene der BHKW ermittelt.

Wiederum wurde hier eine ausführliche Recherche der Literatur durchgeführt und zwei relevante Literaturangaben zur Bestimmung der spezifischen Investitionskosten ermittelt. Abbildung 17 zeigt die Ergebnisse.

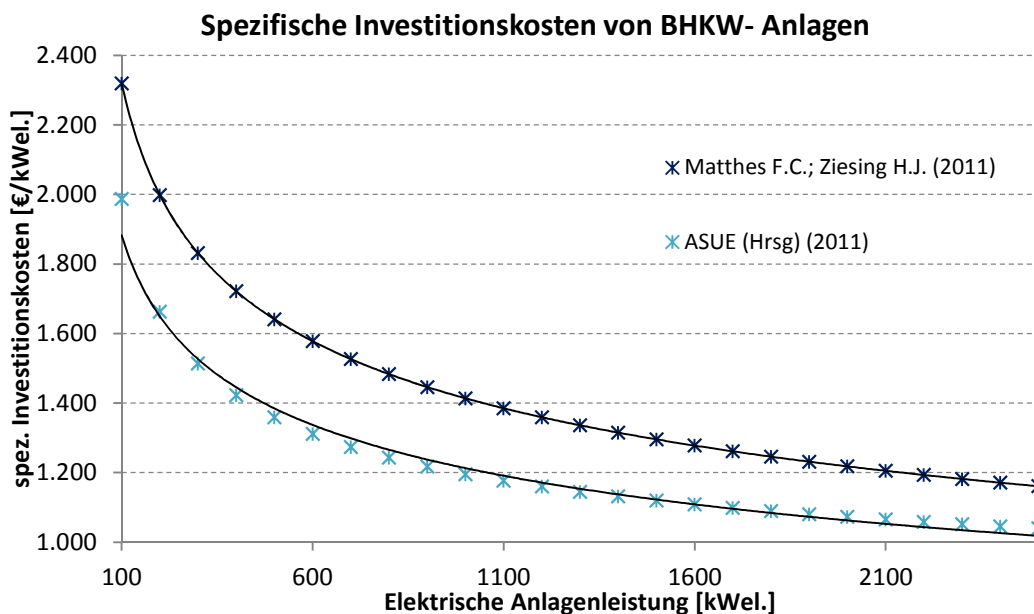


Abbildung 17: Spezifische Investitionskosten von BHKW- Anlagen<sup>61</sup>

Wie schon zuvor bei den GuD- Anlagen, weisen Matthes und Ziesing (2011) auch hier die höchsten Kosten aus. Interessant sind hier vor allem die Daten die von ASUE im Rahmen der BHKW- Kenndaten herausgegeben wurden. Sie wurden auf Basis von Marktstudien erstellt und sollten somit den BHKW- Markt am besten abbilden. Zwar sind sie im Verlauf etwas unterschiedlich, jedoch weichen die Kosten nicht sehr stark voneinander ab.

Die Kostenfunktionen wurden grundsätzlich gleich wie bei den GuD- Anlagen bestimmt, indem ausgehend von den ausgewiesenen Werten eine Regressionskurve erstellt und diese dann für alle Werte extrapoliert wurde. Die Kostenfunktion aus den BHKW- Kenndaten setzt sich aus den Investitionskosten und der Kosten für die Generalüberholung zusammen. Dabei wird angenommen, dass inkl. der Generalüberholung die BHKW- Laufzeit 20

<sup>60</sup> Quelle: Erdmann G.; Dittmar L. (2010), S.43

<sup>61</sup> Quelle: Matthes F.C.; Ziesing H.J. (2011) Band 3 S.31; ASUE (Hrsg) (2011), S.12f

Jahre beträgt. Die Generalüberholung wird zur Vereinfachung jedoch den Investitionskosten von Beginn an hinzugerechnet.

Im Gegensatz zu den Kostenfunktionen der GuD ist nun jedoch zu beachten, dass die elektrischen Anlagenleistungen hier im Kilowattbereich und nicht wie zuvor im Megawattbereich liegen. Tabelle 4 zeigt die zugehörigen Parameter der Kostenfunktionen für die BHKW- Anlagen.

Tabelle 4: Parameter der spez. Anlagenkosten von BHKW- Anlagen

Literaturstelle	Zuordnung	a	b
Matthes F.C.; Ziesing H.J. (2011)	Neubau max.	6.243	-0,215
ASUE (Hrsg) (2011)	Neubau min.	4.536	-0,191

Auch für die BHKW- Anlagen können nun wieder minimale und maximale Kosten berechnet werden. Diese sollen wie oben eine Pro- und Contra- KWK Variante abbilden.

Als letzten Punkt soll noch auf den BHKW- Anlagenpark eingegangen werden. Ein BHKW- Anlagenpark wird in der Kraftwerkseinsatzplanung nicht abgebildet. Die gesamte Leistung wird durch eine aggregierte Anlage simuliert. Zur exakten Bestimmung der Investitionskosten für BHKW- Anlagen sollten jedoch die Leistungsklassen differenziert vorhanden sein, da sie maßgeblich für die spezifischen Kosten sind. Die Studie von ASUE gibt dazu eine Häufigkeitsverteilung der untersuchten Leistungsklassen an.

Da die BHKW- Kenndaten auf Basis aktueller Marktstudien beruhen, sollten hier die angegebenen Anteile unterschiedlicher BHKW- Leistungsklassen, den tatsächlichen Anlagenpark in Deutschland weitestgehend abbilden. Die angegebene Verteilung wurde daher übernommen und ist in Abbildung 18 zu sehen.

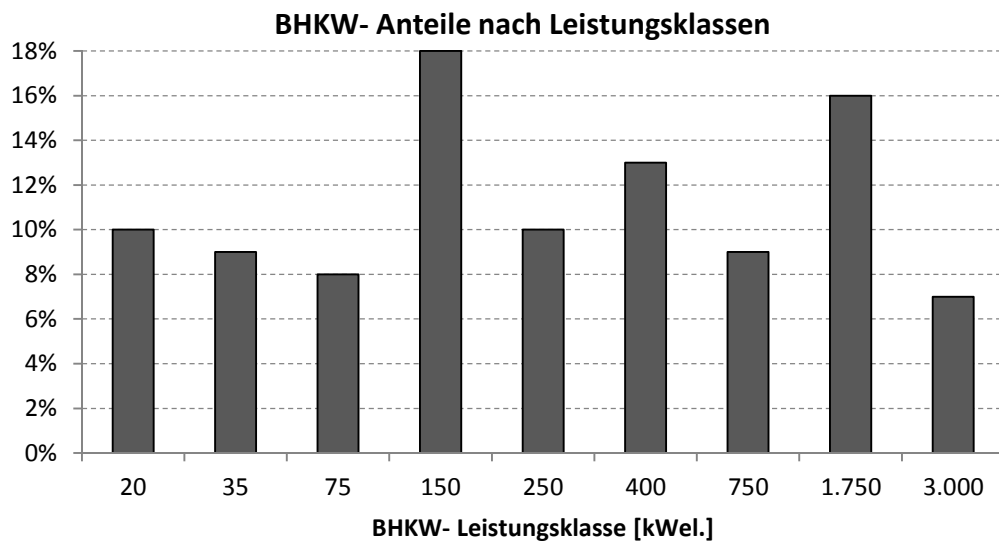


Abbildung 18: BHKW- Anteile nach Leistungsklassen<sup>62</sup>

Die Einführung in die KWK- Technologie sowie die Bestimmung der techno- ökonomische Parameter ist damit abgeschlossen. Im nächsten Kapitel werden die aktuellen Entwicklungen im Strom- und Wärmemarkt erarbeitet.

<sup>62</sup> Quelle: Vgl. ASUE (Hrsg) (2011), S. 8



## 3 Entwicklungen des Energiemarktes und Energiewende

Das derzeitige Energiesystem ist aufgrund der schon beschriebenen Klimaproblematik und der daraus resultierenden Energieziele in Zukunft einem großen Wandel unterlaufen. Die Internationale Energieagentur (IEA) geht von einer deutlichen Steigerung des weltweiten Endenergieverbrauchs um ca. 40 % bis 2035 aus.<sup>63</sup> Um die europäischen Zielsetzungen zur Bekämpfung des Klimawandels effizient erreichen zu können, ist es notwendig, alternative Energietechnologien auszubauen und in die Energieversorgung zu integrieren. Damit ist nicht nur die Förderung klassischer Erneuerbaren Energien, wie Windkraft oder Solarenergie, gemeint, vielmehr muss die gesamte Energiebereitstellung, auf all ihren Ebenen, anders verstanden werden. Moderne Konzepte wie die Kraft-Wärme-Kopplung aber auch Wärmepumpen, geothermische Energie und neuartige Energiespeicherkonzepte müssen in das Energiesystem integriert werden. Dieses zukünftige Energiesystem wird aus unterschiedlichen Energieerzeugungs- und Umwandlungstechnologien bestehen müssen, die für verschiedene Anwendungen, sei es Wärmebedarf, Bedarf an mechanischer Arbeit oder Mobilität, Energie mit hoher Effizienz, einer niedrigen Umweltbelastung und zu leistbaren Kosten für die Kunden bereitstellt.

Diese Visionen wurde im Rahmen des Fraunhofer IWES, DLR und IfnE in der BMU Leitstudie entwickelt und herausgegeben, wobei die Anforderungen an das Energiesystem der Zukunft untersucht wurden. Die Leitstudie dient nun als Basis für die Ausarbeitung der aktuellen sowie zukünftigen Bedarfsstruktur im Bereich des Wärme- und Strommarktes und wird daher nur bei Übernahme von Abbildungen explizit zitiert.

In diesem Kapitel werden zunächst die Entwicklungen des Wärmesektors und des Stromsektors; konkret der Bedarf sowie die aktuelle Bereitstellung ermittelt, da diese die Anforderungen für den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung beeinflussen. Auf Basis dieser zukünftigen Entwicklungen im Wärme- und Strommarkt werden dann die Auswirkungen auf den Einsatz der KWK untersucht. Die geänderten Anforderungen und ihre Auswirkungen werden in Abschnitt 3.3 im Detail dargestellt, die in weiterer Folge als Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung und den Ausbau der KWK dienen.

### 3.1 Zukünftige Entwicklungen im Wärmesektor

In Deutschland entfallen ca. 35 % des gesamten Endenergieverbrauchs im Gebäudebereich auf Beleuchtung sowie die Erzeugung von Wärme für Brauchwarmwasser und Raumwärme. Zählt man deutschlandweit die Prozesswärme hinzu, ergibt sich ein noch höherer Wert von ca. 57 %, wobei die restlichen 43 % auf mechanische Energie entfallen.<sup>64</sup> Der Gesamtwärmebedarf macht somit 54 % des gesamten Endenergiebedarfs Deutschlands aus, der sich auf drei Bereiche aufteilt:

- Haushalt
- Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)
- Industrie

---

<sup>63</sup> Vgl. IEA (2011)

<sup>64</sup> Vgl. Kohler S. (2011), S.11

Brauchwarmwasser, Raumwärme und Prozesswärme haben unterschiedlich hohe Anteile an diesen drei Sektoren, wobei die einzelnen Reduktionspotentiale in der BMU- Leitstudie ermittelt wurden. Die Leitstudie geht grundsätzlich von einer Reduktion des Gesamtwärmebedarfes von 4870 PJ im Jahr 2009 auf 2790 PJ im Jahr 2050 aus. Das entspricht einer Reduktion von ca. 43 % des Gesamtendenergiebedarfs an Wärme. Abbildung 19 zeigt diese Reduktion des Endenergieverbrauchs an Wärme bis 2050.

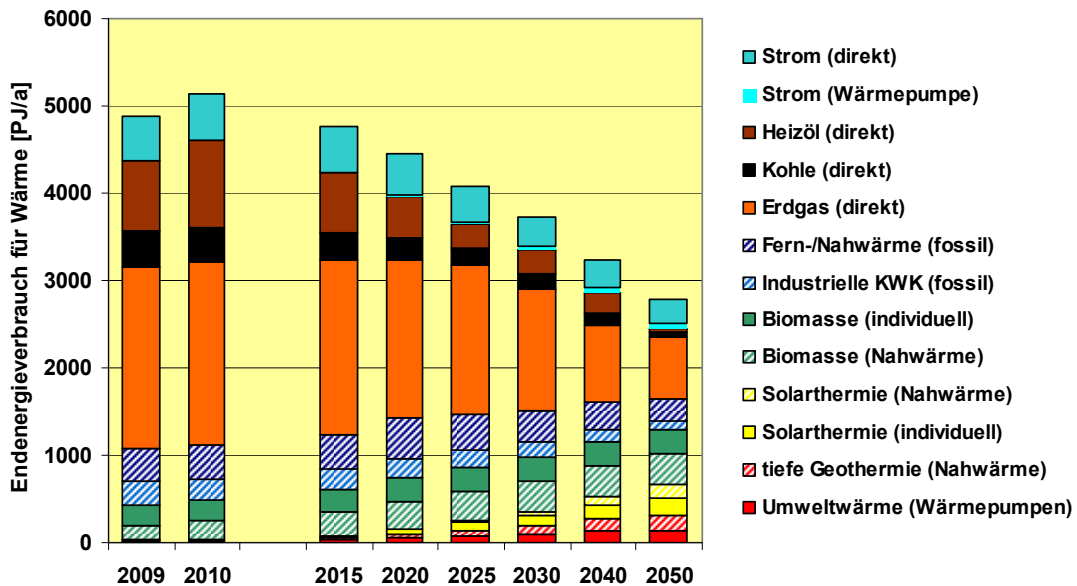


Abbildung 19: Verlauf des Endenergieverbrauchs für Wärme bis 2050<sup>65</sup>

Man kann erkennen, dass der Wärmebedarf von 2010 bis 2050 kontinuierlich sinken wird. Dies ist vor allem aufgrund des sinkenden spezifischen Energieverbrauchs der Bestandsbauten aber auch der Neubauten zu erwarten. Zusätzlich sind die unterschiedlichen Erzeugungsarten dargestellt. Die Erzeugung der Endenergie wird sich, von einer überwiegend direkten Erzeugung im Bestandsobjekt heute, hin zu einer externen Versorgung durch zentrale und dezentrale Anlagen, wandeln. Laut AGFW- Hauptbericht 2009 liegt die Summe der Wärmeeinspeisung aus Wasser- und Dampfnetzen bei ca. 285 PJ im Jahr 2009, was nur rund ein halbes Prozent des Gesamtendenergieverbrauchs ist. Ein Großteil der erzeugten Endenergie für Wärme erfolgt durch die direkte Erzeugung vor Ort, wobei fossile Brennstoffe, wie Kohle, Heizöl und Erdgas den Großteil der eingesetzten Primärenergie ausmachen. Im Bereich der Haushalte beträgt der Anteil an fossil befeuerten Anlagen mehr als 94 %. 64 % dieser Anlagen sind erdgasbefeuerte Kessel, 36 % werden mit Heizöl betrieben.<sup>66</sup> Dies zeigt eindrücklich den hohen Anteil an fossil befeuerten Einzelanlagen, speziell im Bereich der Haushalte.

Für die netzgebundene Kraft-Wärme-Kopplung, die Bestandsobjekte über Fernwärmeleitungen mit Wärme versorgt, ist die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs in den verschiedenen Sektoren von großer Bedeutung. Dass der Gesamtendenergiebedarf in der Wärmeversorgung bis 2050 sinkt, sagt noch nichts über die Entwicklungen der, für die KWK- Anlagen relevanten, Bereiche aus. Diese jeweiligen Reduktionspotentiale wurden in der BMU- Leitstudie ermittelt, wobei die Wärmebedarfsstruktur in Tabelle 5 zu sehen ist. Der Gesamtwärmebedarf teilt sich demnach in die drei Sektoren, Haushalt, GHD und In-

<sup>65</sup> Quelle: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.124

<sup>66</sup> Vgl. Adolf J.; Bräuninger M. (2012), S.187

dustrie auf, die gewisse Anteile an Warmwasser, Raumwärme und Prozesswärme aufweisen.

Tabelle 5: Wärmebedarfsstruktur 2009 - 2050<sup>67</sup>

		Bedarf (2009)	Bedarf (2050)	Reduktion	Reduktion
		[PJ]	[PJ]	[PJ]	[PJ]
<b>Warmwasser</b>	Haushalt	320	234	86	26,9
	GHD	65	50	15	23,1
	Industrie	25	12	13	52,0
Summe		410	296	114	27,8
<b>Raumwärme</b>	Haushalt	1.779	850	929	52,2
	GHD	692	180	512	74,0
	Industrie	195	114	81	41,5
Summe		2.660	1.144	1.522	57,1
<b>Prozesswärme</b>	Haushalt	140	100	40	28,6
	GHD	140	100	40	28,6
	Industrie	1.520	1.150	370	24,3
Summe		1.800	1.350	450	25,0
<b>Gesamt</b>		<b>4.870</b>	<b>2.790</b>	<b>2.080</b>	<b>42,7</b>

Die größten Einsparungspotentiale liegen im Bereich des Raumwärmebedarfs der Haushalte und GHD sowie bei der industriellen Prozesswärme. Betrachtet man das Reduktionspotential ohne Prozesswärme, ergibt sich ein Einsparpotential von über ca. 74 % des Gesamtpotentials im Bereich der Raumwärme und des Brauchwarmwassers. Gründe für diesen prognostizierten Rückgang des Wärmebedarfs sind einerseits die energetische Sanierung von Bestandsbauten und andererseits die zukünftige Reduzierung des spezifischen Energiebedarfs von Neubauten; von derzeit 150 auf ca. 40 kWh/m<sup>2</sup> im Jahr. Der spezifische Endenergieverbrauch wird sich daher bis 2050 im Mittel von 150 auf 63 kWh/m<sup>2</sup>a reduzieren.<sup>68</sup> Die Reduzierung des spezifischen Energiebedarfs ist stark vom Umweltbewusstsein der Verbraucher abhängig. Eine empirische Studie des Bremer Instituts, bei der Personen nach ihren Energiesparmaßnahmen befragt wurden, hat ergeben, dass über 60 % dieser Personen Investitionen zur Energieeinsparung in den Jahren 1997 bis 2006 durchgeführt haben. Dabei wurden vordergründig Maßnahmen zur Senkung des Brennstoffbedarfs, durch den Einbau neuer Heizkessel aber auch des Wärmebedarfs durch Wärmedämmung an Dachböden, Außenwänden und Erneuerung der Fenster, getroffen.<sup>69</sup>

Betrachtet man nun den, für die netzgebunden Kraft-Wärme-Kopplung relevanten, Wärmebedarf, daher Brauchwarmwasser und Heizwärme ausgenommen des Industriesektors, sinkt der derzeitige Wärmebedarf von 2.856 PJ auf 1.314 PJ bis zum Jahr 2050. Das entspricht einer Reduktion von 1.542 PJ, und damit über 73 % des gesamten Reduktionspotentials. Das bedeutet, dass genau jener Wärmebedarf das größte Reduktionspotential aufweist, der als Wärmesenke für die netzgebundene KWK gebraucht wird. Laut BMU-Leitstudie werden daher die Wärmesenken für die netzgebundenen KWK deutlich sinken, was im ersten Augenblick dem zukünftigen Ausbau stark entgegenwirkt.

<sup>67</sup> Quelle: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.123ff

<sup>68</sup> Vgl. DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.125

<sup>69</sup> Vgl. Clausnitzer K.D. (2007), S.33

Wie schon zuvor erwähnt, spielen bei der derzeitigen Abdeckung des Raumwärme- und Brauchwarmwasserbedarfs vor allem fossil befeuerte Einzelanlagen eine große Rolle. Dennoch ist aufgrund der Klimaschutzproblematik und des Feinstaubproblems in großen Städten in Deutschland sowie in Österreich, der Ausbau der Fernwärme in den letzten Jahren kontinuierlich vorangetrieben worden. Im europäischen Vergleich befindet sich Deutschland auf der Skala des Fernwärmeanteils jedoch relativ weit zurück. Im Durchschnitt werden ca. 14 % des Wärmebedarfs durch Fernwärme gedeckt, wobei der europäische Durchschnitt bei ca. 20 % liegt. Länder wie Island, Schweden oder Dänemark erreichen Fernwärmeanteile von 50 % und darüber.<sup>70</sup> Obwohl ein abnehmender Wärmebedarf für die nächsten Jahrzehnte prognostiziert ist, wird die Entwicklung des Fernwärmepotentials positiv, im Sinne einer Steigerung des relativen Anteils am Gesamtwärmebedarf, bewertet. Abbildung 20 zeigt exemplarisch die Entwicklung des Fernwärmepotentials für die einzelnen Wärmesektoren bis 2050.

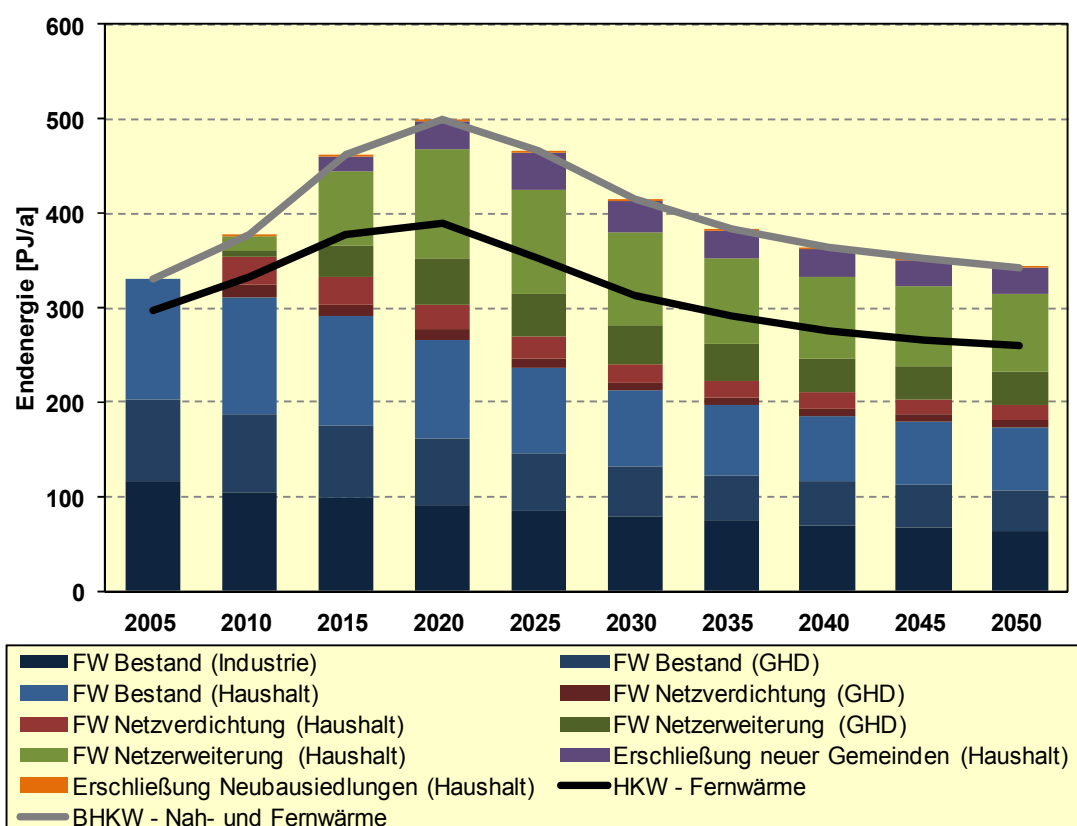


Abbildung 20: Entwicklung des Fernwärmepotentials bis 2050<sup>71</sup>

Bis zum Jahr 2020 steigt das Fernwärmepotential insgesamt kontinuierlich an, bis 2050 ist dann mit einem Rückgang, aufgrund des sinkenden Wärmebedarfs, zu rechnen. Grund für den starken Anstieg ist vor allem das Potential der Netzerweiterung der bestehenden Fernwärmenetze für die Haushalte als Wärmesenke, von derzeit ca. 14,1 PJ auf 115,4 PJ im Jahr 2020. Die Potentiale für den Sektor GHD fallen insgesamt etwas geringer aus. Der Fernwärmeausbau zur Erschließung von neuen Gemeinden weist zwischen 2015 und 2025 ebenso ein steigendes Potential auf; im Gegensatz zur Netzverdichtung, bei der mit einer Abschwächung des Potenzials zu rechnen ist. Die großen Potentiale der Netzerweiterung

<sup>70</sup> Vgl. Wichert U. (2011), S.6

<sup>71</sup> Quelle: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.78

sind vor allem durch die Erweiterung der bestehenden Netze in Ballungsräumen zu realisieren.

Die Entwicklung der Fernwärmepotentiale zeigt nun zwei wichtige Aspekte auf. Erstens ist das gesamte Fernwärmepotential auch bei verringertem Wärmebedarf, aufgrund des niedrigeren spezifischen Energieverbrauchs der Bestandsbauten, bis 2050 durchaus gegeben. Zweitens scheint es sinnvoll, vor allem im Bereich der Netzerweiterung die steigenden Fernwärmepotentiale bis 2020 zu nützen.

Die Erneuerbaren Energien trugen mit 10,4 % im Jahr 2010 nur einen sehr geringen Anteil am Endenergieverbrauch von Wärme bei. Dies ist auf die dominierende Rolle der fossil befeuerten Einzelanlagen zurückzuführen. Biomasse hat mit über 90 % den größten Anteil an EE- Wärme. Die Energieziele verlangen jedoch auch am Wärmemarkt einen hohen Anteil an Erneuerbaren Energien, wobei diese Steigerung jedenfalls nicht durch den Einsatz der Biomasse alleine, aufgrund der limitierten Ressourcen, bewerkstelligt werden kann. Um einen EE- Anteil an der Wärmebereitstellung von über 50 %, laut Szenario A der Leitstudie, zu erreichen, müssen die Solarthermie sowie die Nutzung der Umweltwärme durch Wärmepumpen weiter ausgebaut werden. Vor allem die Solarthermie mit integrierten Langzeitwärmespeichern könnte hier einen erheblichen Beitrag zur EE- Wärmeerzeugung leisten.<sup>72</sup>

Zusammengefasst kann man festhalten, dass die potentiellen Wärmesenken für die KWK durch folgende Veränderungen im Wärmesektor bis 2050 vermindert werden:

- Sanierungsmaßnahmen an Bestandsbauten und Verringerung des spezifischen Endenergieverbrauchs von Neubauten
- Sinkende Fernwärmepotentiale ab 2020 aufgrund des sinkenden Wärmebedarfs
- Ausbau der Erneuerbaren Energien (z.B. Solarthermie) als Einzelanlagen in den Bestandsobjekten
- Sinkender KWK- Anteil an der Fernwärme aufgrund der Einspeisung von Solarthermie

Im nächsten Kapitel wird nun auf den zweiten wichtigen Markt der Kraft-Wärme-Kopplung, den Strommarkt, eingegangen und die zukünftigen Entwicklungen besprochen.

## 3.2 Zukünftige Entwicklungen im Stromsektor

Die deutsche Bundesregierung hat sich im Energiekonzept zum Ziel gesetzt, den Endenergieverbrauch an Strom um 25 % bezogen auf das Jahr 2008 zu reduzieren; was gleichzeitig einer Verringerung der Stromintensität von 43 % entspricht. Die Stromintensität stellt dabei das Verhältnis von Stromverbrauch zu Bruttoinlandsprodukt dar und ist somit ein wesentlicher Indikator für die Höhe des Energieverbrauches einer Volkswirtschaft. In der BMU- Leitstudie sind unterschiedliche Szenarien der zukünftigen Stromversorgung entwickelt worden, wobei Szenario A das Basisszenario ist auf dem die Anderen aufbauen. Auf Basis des Szenario A werden hier auch die zukünftigen Entwicklungen im Stromsektor dargestellt.

---

<sup>72</sup> Vgl. Schmidt T.; et.al. (2004)

Der Endenergieverbrauch an elektrischer Energie in Form von Strom ist, mit einer Ausnahme, seit dem Jahr 2000 um insgesamt 6 % bis 2010 angestiegen. Im Jahr 2009 ist als einzige Ausnahme, der Verbrauch aufgrund der Wirtschaftskrise gesunken. Seit 2010 steigt der Endenergieverbrauch wieder kontinuierlich an, wobei die Stromintensität insgesamt um 4 % gesunken ist. Diese Entwicklungen des Energieverbrauchs im Stromsektor sind in Abbildung 21 dargestellt.

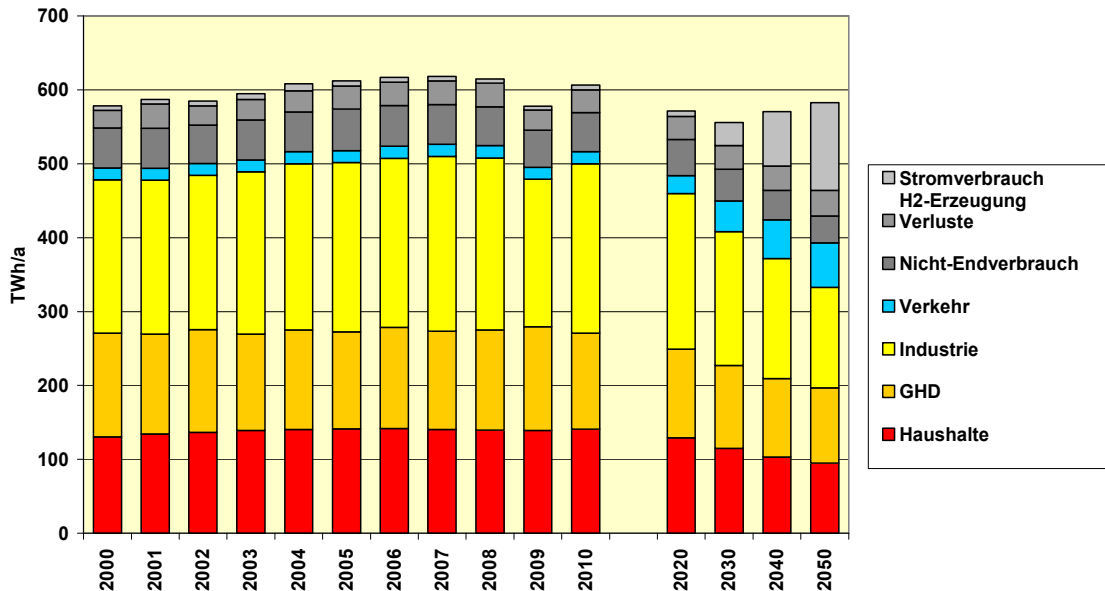


Abbildung 21: Endenergieverbrauch im Stromsektor 2000 - 2050<sup>73</sup>

Man kann erkennen, dass der gesamte Energieverbrauch wieder in unterschiedliche Sektoren eingeteilt ist. Im Gegensatz zum vorigen Abschnitt kommt hier noch der Sektor Verkehr hinzu, der durch die Elektromobilität eine wichtige Rolle am zukünftigen Strommarkt spielen wird. Zusätzlich zu den vier Sektoren, die hier farblich dargestellt sind, zeigen die grauen Balken die Gesamtverluste zwischen Energieerzeugung- und Verbrauch, sowie jenen Anteil, der nicht als Endenergie, sondern in anderen Umwandlungssektoren wie den Kokereien, Raffinerien etc. oder als Kraftwerkseigenbedarf, verbraucht wird. Weiters ist der Stromverbrauch zur Erzeugung von Wasserstoff, speziell in den Jahren ab 2020, dargestellt. Die Summe der einzelnen Balken ergibt somit den Bruttostromverbrauch der Jahre 2000 bis 2050, der im Jahr 2010 um 90 TWh grösser ist als der Endenergieverbrauch und bis 2050 aufgrund der Wasserstoffherzeugung weiter zunimmt. Im Gegensatz zu einer deutlichen Reduktion des Endenergieverbrauchs bis 2050, sinkt der Bruttostromverbrauch jedoch nur geringfügig, was durch die Entkopplung von Brutto- zum Endenergiestromverbrauch bedingt ist. Es ist daher wichtig diese zwei Verbräuche korrekt zu unterscheiden.

Im Bereich der Haushalte sinkt der Endenergieverbrauch um 32 % auf 95 TWh im Jahr 2050, was vor allem auf den erwarteten Bevölkerungsrückgang in Deutschland zurückzuführen ist. Um die gewünschte Reduktion des Energieverbrauchs bis 2050 zu erreichen ist es aber auch notwendig, den spezifischen Endenergieverbrauch pro Person, also den Pro-Kopf- Stromverbrauch, zu reduzieren.

Im Industriesektor geht man von einer Steigerung der Bruttowertschöpfung von 34 % bis 2050 aus, was mit der prognostizierten Minderung des Endenergieverbrauchs von 38 %, zu

<sup>73</sup> Quelle: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.109

einer Reduktion der Stromintensität von über 50 % führt. Eine Entkopplung des Energieverbrauchs von der Wirtschaftsleistung ist daher zwingend notwendig und zeigt deutlich, wie wichtig zukünftige Energieeffizienzmaßnahmen und alternative Energietechnologien im Bereich der Industrie sein werden.

Der GHD- Sektor verzeichnet mit einer Reduktion des Verbrauchs von 140 auf 102 TWh im Jahr 2050 eine Reduktion von ca. 27 %. Da auch im GHD- Sektor eine Steigerung der Bruttowertschöpfung zu erwarten ist, geht man von einer Reduktion der Stromintensität von 1,5 % pro Jahr bis 2050 aus.

Im Gegensatz zu den anderen drei Sektoren, kommt es beim Verkehr zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs, der hauptsächlich auf den vermehrten Einsatz von Elektrofahrzeugen zurückzuführen ist. Dabei ist von einer Steigerung von 50 % auszugehen, was zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 44 TWh führt.

Die Erzeugung der elektrischen Energie wird in Zukunft immer mehr von Erneuerbaren Energien übernommen werden. Zu diesen Erneuerbaren Energien zählen im Wesentlichen Wasserkraft, Onshore- sowie Offshore- Windkraft, Photovoltaik, geothermische Energie sowie Biomasse und Biogas. Die größten Zuwachsraten an installierter elektrischer Leistung werden bei der Photovoltaik und der Windkraft erwartet. Markant dabei ist, dass, aufgrund vor allem politischer Fördermaßnahmen, die jährliche Zuwachsrate der Photovoltaik in den Jahren 2010 und 2011 gegenüber den Vorjahren um jeweils ca. 7,5 GW sprunghaft angestiegen ist. Die finanziellen Mittel für diese Förderungen wurden über die EEG- Umlage von den Verbrauchern eingehoben. Um die weitere Akzeptanz des Ausbaus der EE, speziell der Photovoltaik, nicht zu gefährden, wird eine geringere Steigerung von nur 4 GW im Jahr 2012 angenommen, die sich bis 2020 auf 3 GW pro Jahr abschwächen wird. Vor allem im Bereich der Offshore- Windkraft sind aufgrund technologischer Entwicklungen kontinuierlich steigende Wachstumsraten zu erwarten, die jedoch ab 2020 konstant bleiben werden. Auch der jährliche Zuwachs an Biomasse bleibt wegen der limitierten Menge an Primärenergie weitgehend konstant; der Zuwachs an geothermischer Energie und Energie aus dem europäischen Verbundnetz wird erst ab 2018 eine, wenngleich geringe, Rolle spielen. Insgesamt stellt sich für die gesamten EE eine jährliche Zuwachsrate von ca. 8 GW/a bis 2050 ein.

Die installierte elektrische Leistung der Erneuerbaren Energien wird damit bis 2020 auf 117 GWel. ansteigen, wobei der Anteil der Photovoltaik 46 %, und der aus Windkraft ca. 43 % ausmacht. Der Ausbau der EE führt zu einem massiven Anstieg der erzeugten Strommengen, was in Abbildung 22 zu sehen ist.

Die produzierte elektrische Energiemenge aus EE steigt von 103 TWh im Jahr 2010 auf 235 TWh im Jahr 2020 und auf über 490 TWh bis 2050. Aufgrund des zuvor beschriebenen sinkenden Strombedarfs werden die EE im Jahr 2024 50 % und bis zum Jahr 2050, 85 % der Bruttostromerzeugung übernehmen. Die Photovoltaik sowie die Windkraft speisen dabei schwer vorhersagbare hohe Energiemengen in das Stromnetz, wobei bei einer Windflaute oder bei niedriger Solareinstrahlung auch keine oder eine nur sehr geringe Einspeisung erfolgt. Diese in Zeitpunkt und Höhe schwer vorhersagbare Einspeisung bezeichnet man als fluktuierende Einspeisung. Diese entsteht einerseits durch den Prognosefehler und andererseits durch den Gradienten der tatsächlichen Einspeisung. Damit werden aber auch die Residuallasten, also die Differenz aus aktueller Stromproduktion zum Stromverbrauch, immer volatiler. Dieser Effekt ist in Abbildung 23 und Abbildung 24 für 2020 und 2050 zu sehen.

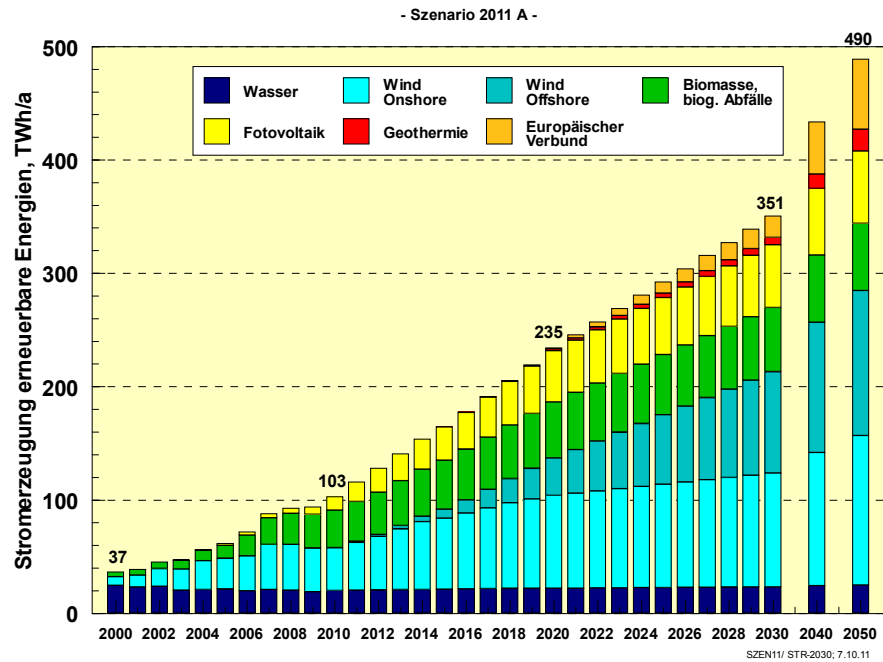


Abbildung 22: Stromerzeugung der EE 2000 - 2050<sup>74</sup>

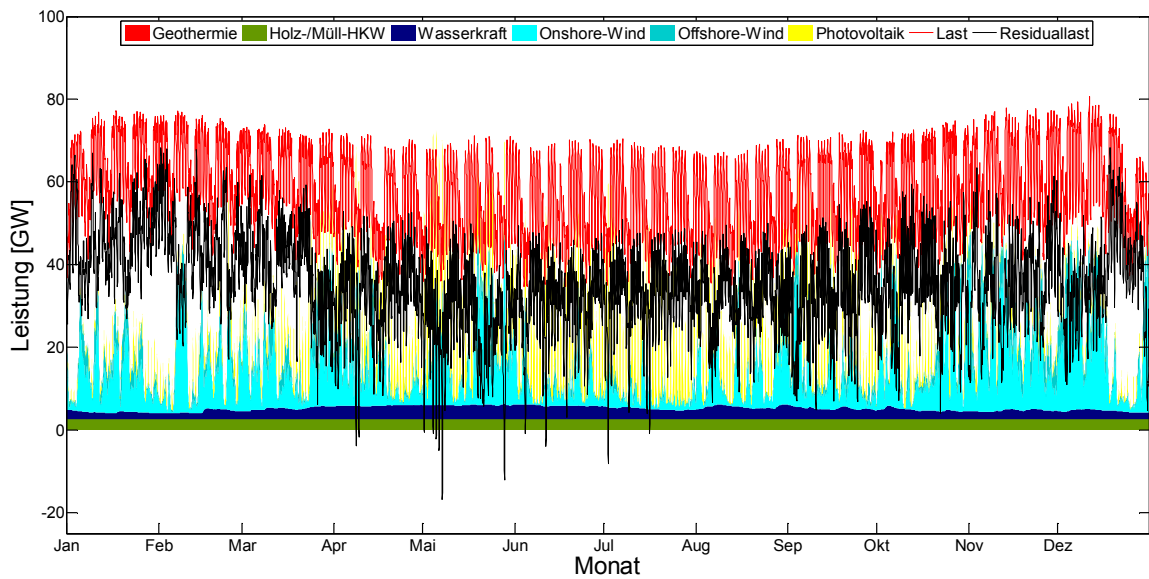


Abbildung 23: Jahresverlauf der EE- Einspeisung 2020 inkl. Residuallast<sup>75</sup>

In Abbildung 23 ist der Verlauf der Einspeiseleistungen der EE und die verbleibende Residuallast im Jahr 2020 zu sehen. Grundsätzlich wird für die Zukunft innerhalb Deutschlands ein idealer Netzausbau unterstellt, der keine Netzengpässe verursacht. Die fluktuierende Einspeisung, insbesondere der Windkraft sowie der Photovoltaik, ist hier deutlich zu erkennen. Die Differenz aus Einspeisung der EE und der aktuellen Last, hier rot dargestellt, ist die verbleibende Residuallast, die durch konventionelle Kraftwerke abgedeckt werden muss. Generell ist diese Residuallast 2020 noch weitgehend positiv. Es kommt jedoch auch an einigen Tagen zu einem Überschuss aus EE- Energie und damit zu negativer Residual-

<sup>74</sup> Quelle: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.114

<sup>75</sup> Quelle: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.190



last. Durch den hohen EE- Anteil ist 2050 dagegen vermehrt mit negativen Residuallasten zu rechnen. Dies ist in Abbildung 24 zu sehen.

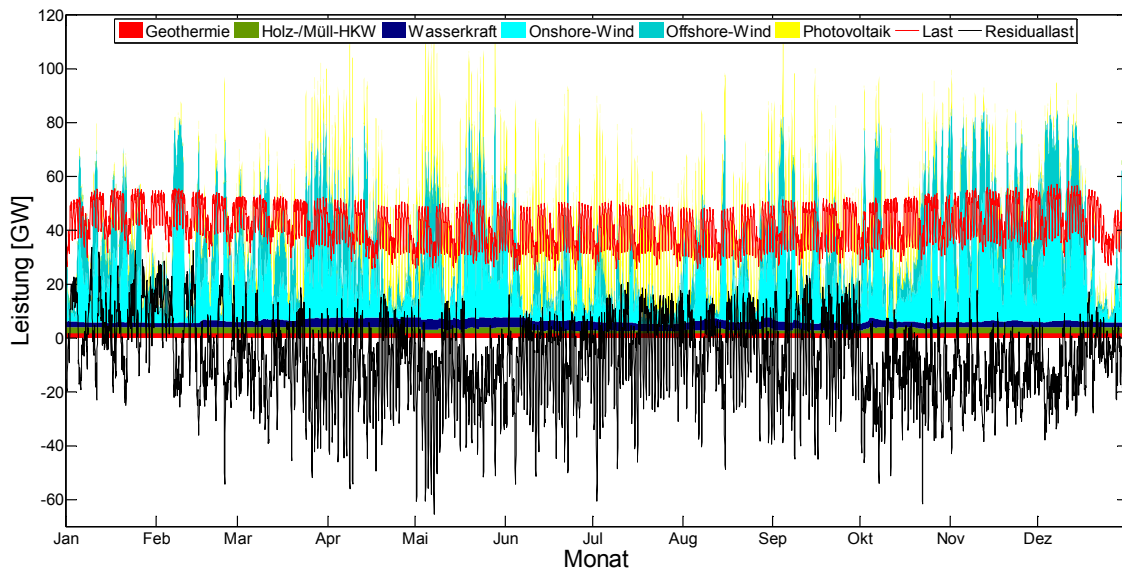


Abbildung 24: Jahresverlauf der EE-Einspeisung 2050 inkl. Residuallast<sup>76</sup>

Die Höhe der auftretenden Residuallast ist dabei entscheidend für die Preisbildung am Strommarkt. Je größer sie ist, desto höher ist auch der Strompreis, da der Bedarf das aktuelle Angebot übersteigt. Im Falle einer negativen Residuallast, hervorgerufen durch eine sehr hohe Einspeisung der EE, kann es zu Preisen von null oder sogar negativen Strompreisen kommen. Zu dieser Situation ist es auch heute schon gekommen, hervorgerufen durch eine Kombination aus hoher Windeneinspeisung, niedrigem Bedarf und dem Einsatz von konventionellen must-run-units.

Die Versorgungssicherheit wird heute vordergründig durch konventionelle Kraftwerke, sogenannte must-run-units sichergestellt.<sup>77</sup> Must-run-units sind Kraftwerke welche aufgrund der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität derzeit nicht durch die Erneuerbaren Energien aus dem Strommarkt gedrängt werden. In Folge dessen werden daher bei zu hoher Einspeisung die Erneuerbaren Energien selbst abgeregelt. Diese Abregelung der EE ist unerwünscht aber aufgrund der derzeitigen Versorgungsstruktur notwendig.

Der Schluss liegt daher nahe, dass das zukünftige Versorgungssystem ohne diese must-run-units auskommen muss, wenn der erfolgreiche Ausbau und die Integration der Erneuerbaren Energien gelingen sollen.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Kombination mit einer geringeren Durchschnittslast führt dabei 2050 zu einer noch volatileren Residuallast, die nun aber im Gegensatz zu 2020 hauptsächlich im negativen Bereich liegt. Dies zieht zwei Effekte nach sich. Erstens ist ein Grundlastband, das heute durch Grundlastkraftwerke gedeckt wird, praktisch nicht mehr vorhanden, da die Produktion von EE- Strom an den meisten Tagen den Bedarf, nicht nur zur Gänze deckt, sondern sogar übersteigt. Die zweite Auswirkung ist, dass diese überschüssigen Strommengen in geeignete Energiespeicher zur zeitlichen Entkopplung gespeichert, oder z.B. zur Wasserstoffproduktion eingesetzt werden.

<sup>76</sup> Quelle: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S.191

<sup>77</sup> Vgl. ISET e.V.; et.al. (2009), S.14

Die Stromproduktion des zukünftigen Energieversorgungssystems wird daher, bei dominierenden EE, weniger berechenbar und führt zu einer Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Trotzdem muss jedoch die Versorgungssicherheit sowie die Stabilität der Energienetze sichergestellt werden, was den Ausgleich der Einspeisung der EE bedingt. Ein zu hohes Stromangebot im Netz muss daher aus dem Netz genommen, und mittels diverser Speichertechnologien zwischengespeichert werden. Bei einem zu niedrigen Stromangebot, müssen andere Kraftwerke die geforderte Ausgleichsenergie, rasch und in geeigneter Höhe bereitstellen können.

### 3.3 Auswirkungen und Anforderungen an die KWK

Wie in Abschnitt 3.1 gezeigt worden ist, wird sich der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser, aufgrund der umfangreichen Sanierungsmaßnahmen bis 2050, vor allem bei den Haushalten sowie den GHD stark reduzieren. Demgegenüber steht ein wachsendes Fernwärmepotential bis 2020, das sich bis 2050 wieder abschwächt. Weiterhin ist es möglich, dass EE- Wärme wie Solarthermie, einen stärkeren Anteil an der Versorgung des Wärmebedarfs haben wird. Die Wärmesenken sind daher für einen Ausbau der KWK durchaus gegeben, und verlangen aufgrund der Potentialentwicklung einen raschen Ausbau bis 2020. Mittelfristig kann die Solarthermie in Kombination mit Langzeitwärmespeichern größere Anteile am Wärmebedarf decken; langfristig werden bis zu 85 % des Wärmebedarfs durch Geothermie, Elektroheizer und Wärmepumpen, gespeist durch Erneuerbare Energien, gedeckt werden. Diese geänderte Situation hat auch Einfluss auf das Fernwärmesystem der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die größten Fernwärmepotentiale sind durch die Netzerweiterung, bevorzugt im städtischen Bereich, gegeben. Durch Sanierungsmaßnahmen in diesen Bestandsbauten kommt es zu einem sinkenden Gesamtwärmebedarf, da Sanierungsmaßnahmen die thermischen Verluste reduzieren. Das hohe Temperaturniveau und die Wärmeleistung bleiben jedoch gleich. Für das Fernwärmenetz bedeutet das, dass die Vorlauftemperatur hoch gehalten werden muss, obwohl weniger Wärmebedarf gegeben ist. Die dem Wärmebedarf zugrundeliegende Jahresdauerlinie verläuft dadurch flacher, die maximale Wärmeleistung bleibt jedoch fast konstant. Diese Situation hat weitreichende Konsequenzen für die Auslegung der KWK. Die Auslastung der KWK sinkt aufgrund der flacheren Jahresdauerlinie, die maximale Engpassleistung jedoch muss unverändert hoch bleiben. Bei unflexibler Auslegung würde dies praktisch ein Verschwinden der Basislast für die KWK- Anlage bedeuten, was zur Folge hätte, dass sich entweder die Vollaststunden erheblich reduzieren würde oder die KWK- Anlage die meiste Zeit in Teillast gefahren werden müsste.

Die Entwicklungen im Stromsektor zeigen eindeutig, dass durch die vermehrte Einspeisung von EE- Strom, immer weniger konventioneller Strombedarf bis 2050 gegeben ist. Dennoch ist die benötigte Ausgleichsenergie immer volatiler, was die Lastdeckung durch KWK erschwert. Die Integration der EE kann jedoch nur gelingen, wenn diese unabhängig vom Energieverbrauch betrieben werden können. Konventionellen must-run-units müssen daher durch flexiblere Kraftwerke ersetzt werden. Zusammengefasst ergeben sich unterschiedliche Aspekte die den Einsatz der KWK zur Versorgung von Fernwärmenetzen positiv und negativ beeinflussen. Zu den positiven Faktoren zählen:

- Das Auslaufen der Laufzeiten von Kernkraftwerken bis 2022
- Die Residuallastdeckung durch die KWK zu hohen Strompreisen
- Zwischenspeicherung von überschüssigem Strom zu niedrigen Preisen
- Großes Fernwärmepotential bis 2020

Negative Einflüsse betreffen vor allem:

- Den allgemein sinkende Wärmebedarf der Sektoren Haushalt und GHD
- Die mögliche Einspeisung von Solarthermie in die Fernwärmenetze
- Höhere Investitionskosten für die Flexibilisierung
- Die Ambivalenz zwischen höheren Engpassleistungen bei sinkender Auslastung der KWK am Strom- und Wärmemarkt

Die Anforderungen für einen zukünftigen Einsatz sind nun definiert. Im nächsten Kapitel geht es nun darum, verschiedenen Szenarien für den Einsatz der KWK- Technologie zu entwickeln und mit der Kraftwerkseinsatzplanung zu simulieren. Die Szenarien werden dabei so definiert, dass sowohl der Ausbau als auch die Flexibilisierung der KWK getrennt bewertet werden kann.

## 4 Szenarioentwicklung und Flexibilisierung

In diesem Kapitel werden die für die spätere Bewertung notwendigen Szenarien entwickelt. Wie auch die BMU- Leitstudie, geht diese Arbeit von unterschiedlichen Szenarien aus, um den zukünftigen KWK- Einsatz bewerten zu können. Es werden dabei zwei Szenarien definiert, bei denen sich die Erschließung der Wärmesenken für den KWK- Einsatz unterscheiden. Diese beiden Szenarien bilden eine konservative sowie eine progressive zukünftige Ausbaustrategie ab. Verglichen werden diese Beiden mit einem Referenzszenario, das keinen Ausbau der Fernwärme und ein Auslaufen der bestehenden KWK- Anlagen abbildet.

Die Bewertung erfolgt danach anhand der Kostenberechnung und den Simulationsergebnissen für die Stützjahre 2020 und 2050. Es ist daher notwendig, bei Definition der Szenarien, die Vergleichbarkeit mit dem Referenzszenario sicherzustellen. Auf Basis dieser Szenarien wird danach der bestehende Anlagenpark adaptiert. Dabei müssen sowohl die benötigten Leistungen berechnet, sowie Flexibilisierungsvarianten definiert werden.

Nach der Definition der Szenarien werden die notwendigen Investitionskosten für den Fernwärmeausbau bzw. der benötigten Brennwärmeerzeuger erarbeitet. Anschließend wird auf die Flexibilisierungsmöglichkeiten, die Auswirkungen auf den KWK- Betrieb sowie auf die zugehörigen Kosten eingegangen.

### 4.1 Definition des Referenzszenarios

Um eine relative Bewertung der Ausbauszenarien machen zu können, muss ein Referenzszenario bestimmt werden. Es hat sich bei anderen Studien, die schon zuvor den KWK- Einsatz untersucht haben, gezeigt, dass bei unsachgemäßer Wahl der Vergleichsvarianten eine Bewertung der KWK nicht durchgeführt werden kann. Grund dafür sind drei Effekte, die Einfluss auf die Bewertung haben:<sup>78</sup>

- Brennstoff- Effekt
- Technologie- Effekt
- KWK- Effekt

In der Studie von Erdmann und Dittmar können z.B. durch den Einsatz der KWK, CO<sub>2</sub>-Einsparungen von 59 % gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme erreicht werden. Diese Einsparungen sind jedoch eine Komposition der obigen Effekte, und lassen keinen Schluss darüber zu, welche CO<sub>2</sub>- Ersparnis durch den KWK- Einsatz selbst, also die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme, tatsächlich erreicht wurde.

Der Brennstoff und der Technologieeffekt beschreiben den Einfluss unterschiedlicher Technologien und eingesetzten Brennstoffe auf die Bewertung. Diese können zusammen bis zu 70 % des gesamten Effektes betragen. Die berechnete CO<sub>2</sub>- Ersparnis kann daher nur zu 30 % den KWK- Vorteilen zugerechnet werden, was die Bewertung der KWK relative zur getrennten Energiebereitstellung falsch darstellt. Bei der Wahl der Szenarien ist daher darauf zu achten, diese beiden Effekte auszuschließen, was dadurch gelingt, dass erstens dieselben Brennstoffe und zweitens gleiche Technologiestandards verglichen werden.

---

<sup>78</sup> Vgl. Erdmann G.; Dittmar L. (2010), S.32

Die Entwicklungen des Stromsektors werden für die Szenarien nicht variiert sondern direkt aus der BMU- Leitstudie übernommen. Das konservative sowie das progressive Szenario versuchen die verschiedenen Entwicklungen im Wärmemarkt abzubilden.

Vor allem die Erschließung neuer Wärmesenken durch den Fernwärmeausbau ist für den Einsatz der flexiblen KWK interessant, wobei die Fernwärmepotentiale in drei Gruppen eingeteilt werden können:

- Fernwärmebestand
- Fernwärmeverdichtung
- Fernwärmeerweiterung

Im Gegensatz zur Verdichtung, hat die Fernwärmeerweiterung bis 2020 ein großes Potential, dass von der KWK erschlossen werden könnte. Eine Fernwärmeerweiterung, die z.B. neue Stadtbezirke durch neue Infrastruktur erschließt, ist aufwendiger und kostenintensiver als die reine Verdichtung in einem bestehenden Fernwärmenetz. Das Verdichtungspotential ist generell deutlich geringer als das Erweiterungspotential. Bei allen drei Gruppen wird jedoch, aufgrund der sinkenden Wärmenachfrage, das Erschließungspotential bis 2050 immer geringer. Den größten Erfolg verspricht daher ein verstärkter KWK- Ausbau bis 2020.

Da die Netzverdichtung heute schon vorangetrieben wird, wird für das Referenzszenario unterstellt, dass das Verdichtungspotential zur Gänze durch die KWK- Anlagen bis 2020 erschlossen wird. Das Erweiterungspotential wird zur Gänze nicht genutzt. Der restliche Wärmebedarf, also der gesamte Wärmebedarf der nicht durch Fernwärme versorgt wird, wird durch getrennte dezentrale Brennwertkessel in den Bestandsbauten bereitgestellt.

Der Fernwärmebestand inkl. der Fernwärmeverdichtung wird durch den bestehenden Anlagenpark versorgt. Diese Anlagen werden aus dem aktuellen Bestand übernommen und werden weder ausgebaut, noch am Ende ihrer Laufzeit ersetzt. Das bedeutet, dass die installierte KWK- Leistung bis 2050 immer weiter zurückgeht. An ihre Stelle treten Brennwertkessel, die den entstehenden Wärmebedarf abdecken. Durch diese Annahmen wird versucht die aktuelle Situation des Wärmesektors abzubilden, wobei der zukünftige Einsatz der KWK in den anderen beiden Szenarien relativ dazu bewertet werden kann. Abbildung 25 zeigt das Referenzszenario anhand eines Systemschaubilds.

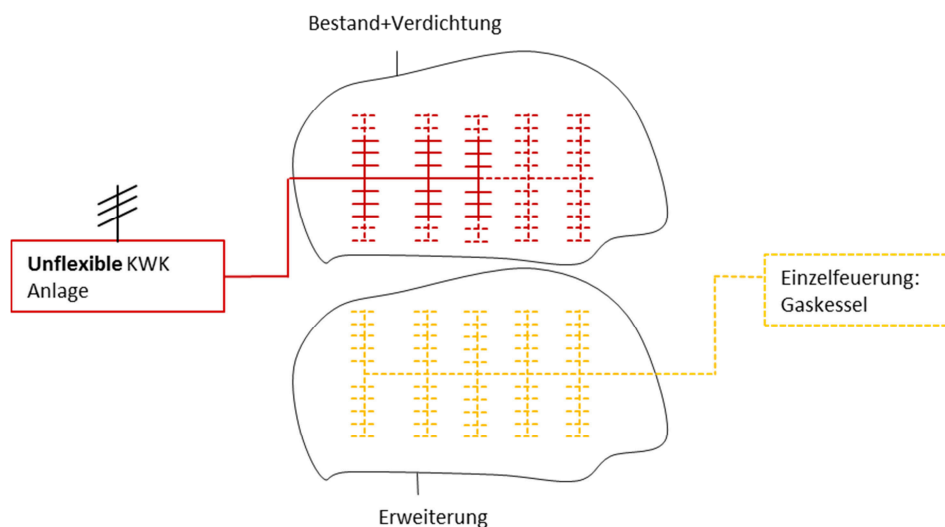


Abbildung 25: Systemschaubild des Referenzszenarios

Das Fernwärmepotential teilt sich in die zwei Bereiche Bestand inkl. Verdichtung und Erweiterung, dargestellt als zwei Bereiche in Abbildung 25, auf. Der Fernwärmebestand und die Verdichtung werden durch unflexible KWK Anlagen durch den aktuellen Anlagenpark gedeckt. Es erfolgt keine Erschließung des Erweiterungspotentials; daher muss der verbleibende Wärmebedarf durch Gaskessel abgedeckt werden. Die roten Linien stellen die Versorgung durch Fernwärme, die gelben Linien die Versorgung durch Gaskessel dar. Für die beiden Fernwärmepotentiale können zwei Jahresdauerlinien angegeben werden, die die Wärmelastgänge für die beiden Bereiche abbilden. Diese sind in Abbildung 26 zu sehen.

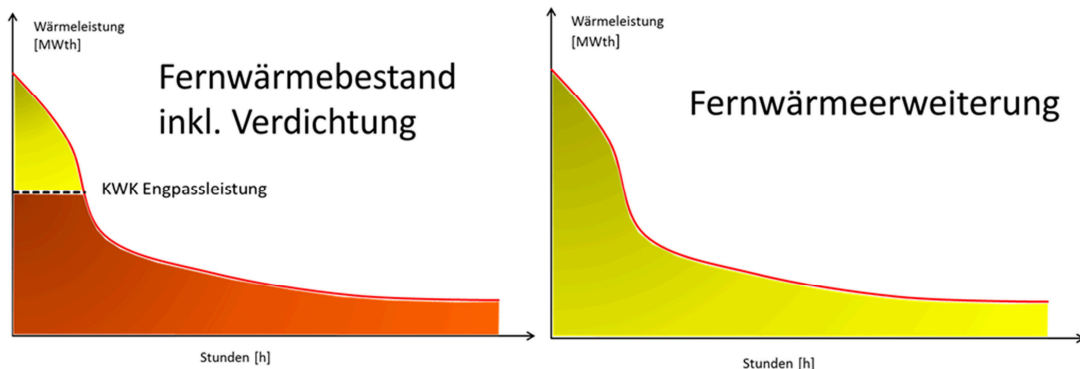


Abbildung 26: Jahresdauerlinien (exemplarisch) des Referenzszenarios

Der rote Bereich unter der linken Jahresdauerlinie stellt die gesamte KWK- Wärmemenge für ein Jahr dar; der gelbe Bereich stellt den Anteil des Spitzenlastkessels der KWK- Anlage dar. Die gelbe Einfärbung des Bereiches bedeutet, dass diese Wärmemengen aus direkter Erdasfeuerung stammen und nicht durch eine gekoppelte Erzeugung entstanden sind. Die gelbe Farbe auf der linken sowie auf der rechten Abbildung weist daher eine höheren spezifischen Primärenergieeinsatz und damit höhere CO<sub>2</sub>- Emissionen auf. Der rote Bereich ist jener Bereich, der durch gekoppelte Wärme versorgt wird. Es ist daher wünschenswert, diesen Anteil so groß wie möglich zu machen; also den Wärmedeckungsanteil der KWK zu maximieren.

Für die nicht erschlossenen Wärmemengen des Erweiterungspotentials werden konventionelle Brennwertkessel verwendet, die ebenfalls mit Erdgas betrieben werden. Dies ist zu sehen an der vollständigen gelben Einfärbung der rechten Jahresdauerlinie. Insgesamt wird der Großteil der benötigten Wärmemengen durch eine direkte Feuerung aus Erdgas bereitgestellt, womit versucht wird die derzeitige Situation am Wärmemarkt der Haushalte und GHD abzubilden, bzw. ein Referenzmodell zu schaffen, in dem die KWK- Technologie und der Fernwärmeausbau nicht weiter forciert werden. Wie schon zuvor erwähnt, wird beim Referenzszenario weder Ausbau noch Ersatz der KWK- Anlagen durchgeführt; sie werden am Ende ihrer Laufzeit abgeschaltet. Die Laufzeiten für KWK- Anlagen werden für das Referenz Szenario mit 45 Jahren gewählt.

Die Jahresdauerlinien die hier dargestellt sind sollen nur dem Verständnis der Annahmen der Szenarien dienen und spiegeln nicht den wahren Verlauf mit korrekten Zahlenwerten wider. Die Jahresdauerlinien die der Simulation zugrunde liegen werden später in Kapitel 5 dargestellt.

## 4.2 Szenarien der KWK- Ausbaustrategie

### 4.2.1 Szenario A: Konservativer Fernwärmeausbau

Dieses Szenario soll den konservativen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung abbilden. Dabei werden gleich wie beim Referenzszenario, der Bestand und das Verdichtungspotential in den bestehenden Fernwärmenetzen genutzt und als Wärmesenken der KWK zur Verfügung gestellt. Zusätzlich wird eine Flexibilitätsvariante definiert. Dies ist im Systemschaubild in Abbildung 27 zu sehen. Die Flexibilisierung ist durch das Symbol für einen Wärmespeicher angedeutet.

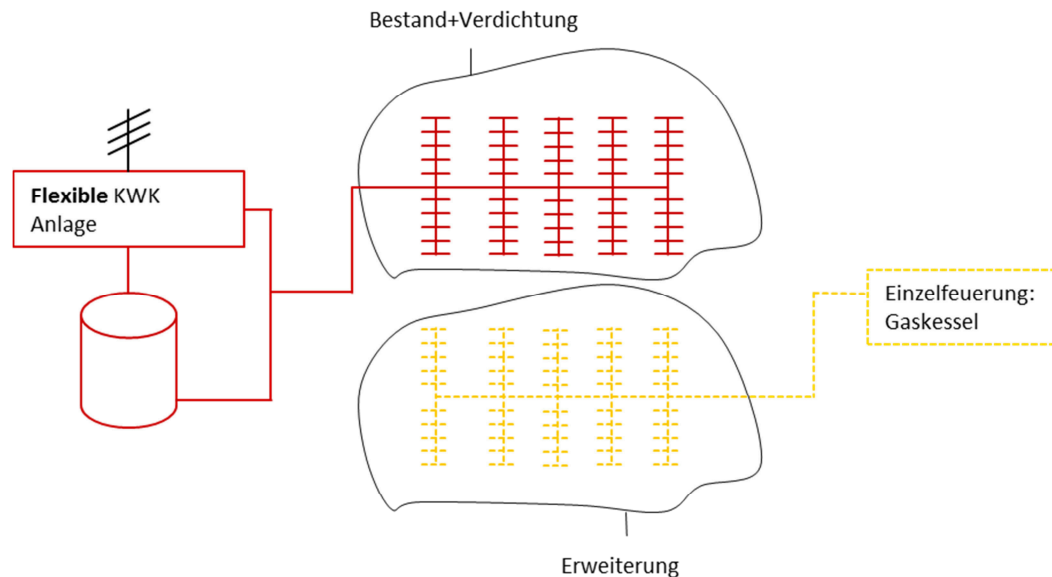


Abbildung 27: Systemschaubild Szenario A

Die flexiblen KWK- Anlagen versorgen nun gänzlich das bestehende Fernwärmenetz, wobei neue Wärmesenken durch die Verdichtung erschlossen werden. Das Erweiterungspotential wird nicht genutzt, sondern immer noch vollständig durch dezentrale Brennwärmeabnehmer abgedeckt. Grundsätzlich werden die Maßnahmen beim Fernwärmeausbau sowie die Investitionen in Flexibilisierung bis zum 2020 durchgeführt. Wie schon zuvor erwähnt, werden die Szenarien für unterschiedliche Stützjahre, 2020, 2030 und 2050 berechnet. Dabei ist vor allem die zukünftige Entwicklung des Anlagenparks interessant, denn in den Jahren 2030 bis 2050 wird die KWK- Leistung des Anlagenparks relativ zum Wärmeleistungsbedarf steigen. Dieser Effekt tritt ab dem Jahr 2030 auf und zeigt dann eine höhere KWK- Engpassleistung des Anlagenparks. Abbildung 28 zeigt die zugehörigen Jahresdauerlinien.

Die linke Jahresdauerlinie zeigt nun eine höhere KWK- Engpassleistung. Streng genommen ist dies jedoch erst ab dem Jahr 2030 bzw. 2050 durch den sinkenden Wärmebedarf korrekt. Die Laufzeit der Kraftwerke in diesem Szenario liegt bei 30 Jahren. Dabei erhält jede neue Anlage exakt die gleiche thermische Leistung wie die Ursprüngliche. Folgende Abbildung zeigt die zugehörigen Jahresdauerlinien der Szenarien.

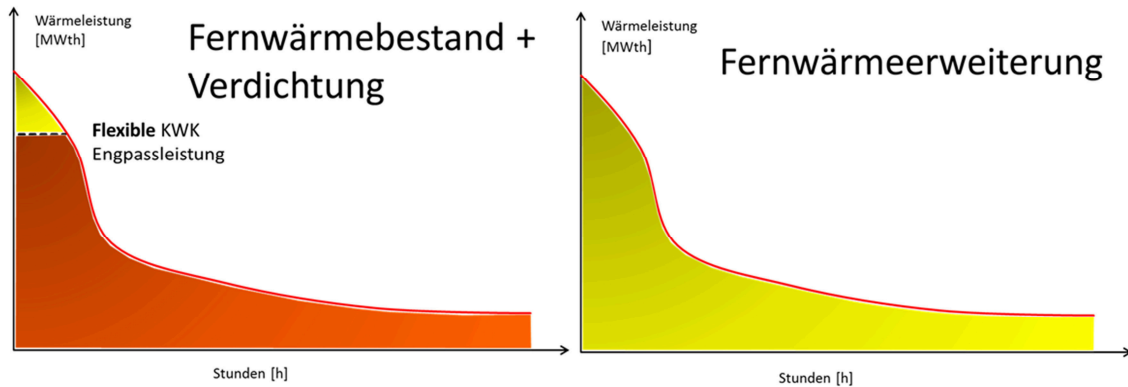


Abbildung 28: Jahresdauerlinie (exemplarisch) Szenario A

Die thermischen Anlagenleistungen bleiben bis 2050 konstant. Bei einem sinkenden Wärmebedarf führt das zu höheren KWK- Engpassleistungen und sinkenden Volllaststunden. Diese höhere Engpassleistung vermindert auch den Anteil an Wärmeleistung des Spitzenlastkessels, was sich positiv auf den Primärenergieeinsatz auswirkt. Die Flexibilität des Anlagenparks wird durch die höhere KWK- Engpassleistung erhöht.

In der konservativen Ausbaustrategie wird das Erweiterungspotential durch die KWK weiterhin nicht erschlossen. Die Deckung des übrigen Wärmebedarfs übernehmen weiterhin die dezentralen Gaskessel, zu sehen an der gelben Einfärbung der rechten Jahresdauerlinie in Abbildung 28.

#### 4.2.2 Szenario B: Progressiver Fernwärmeausbau

Szenario B stellt das progressive Szenario für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung dar. In diesem Szenario wird das gesamte Fernwärmepotential, also sowohl das Verdichtungs- als auch das Erweiterungspotential durch die KWK erschlossen. Laut BMU- Leitstudie kommt es dabei zu einer Umsetzung des Erweiterungspotentials von 50 %, was ausreicht um das Energieziel von 25 % KWK- Stromanteil zu erreichen. Dies führt zu einer starken Erhöhung der Wärmesenken für die KWK- Anlagen und ermöglicht es ihr damit bis 2020 zusätzliche Leistung zu installieren. Die höheren Wärmesenken stellen sicher, dass bei Ausbau des KWK- Anlagenparks, die erzeugte KWK- Wärme auch abgesetzt werden kann. Abbildung 29 zeigt das zugehörige Systemschaubild.

Sowohl Bestand und Verdichtung, als auch der gesamte Wärmebedarf der Erweiterung werden nun durch die netzgebundene KWK mit Fernwärme versorgt. Die Bereitstellung von Wärme aus Brennwärtekessel fällt zu Gänze weg.

Durch diesen Ausbau der Wärmenetze werden zusätzliche Kapazitäten für den Ausbau der KWK- Anlagen möglich. In diesem Szenario werden deshalb KWK- Anlagen bis 2020 neu zugebaut und in den Folgejahren, wie zuvor, am Ende ihrer Laufzeit kontinuierlich ersetzt. Auch hier betragen die Laufzeiten der Kraftwerke 30 Jahre. Der Ausbau der KWK- Anlagen wird so gewählt, dass die KWK- Engpassleistung mit der KWK- Engpassleistung aus Szenario A und dem Referenzszenario übereinstimmt.

Die zugehörigen Jahresdauerlinien sind in Abbildung 30 dargestellt, wobei man erkennen kann, dass nun beide Bereiche durch die KWK- Anlage abgedeckt werden. Die beiden Leistungen addieren sich demnach für die KWK- Anlagen. Eindeutig zu sehen ist auch, dass bei diesem Szenario ein geringer Anteil der Wärme aus der direkten Erzeugung durch den Spitzenlastkessel der KWK erfolgt. Der Großteil der Wärme wird durch den gekoppelten Betrieb der KWK bereitgestellt.



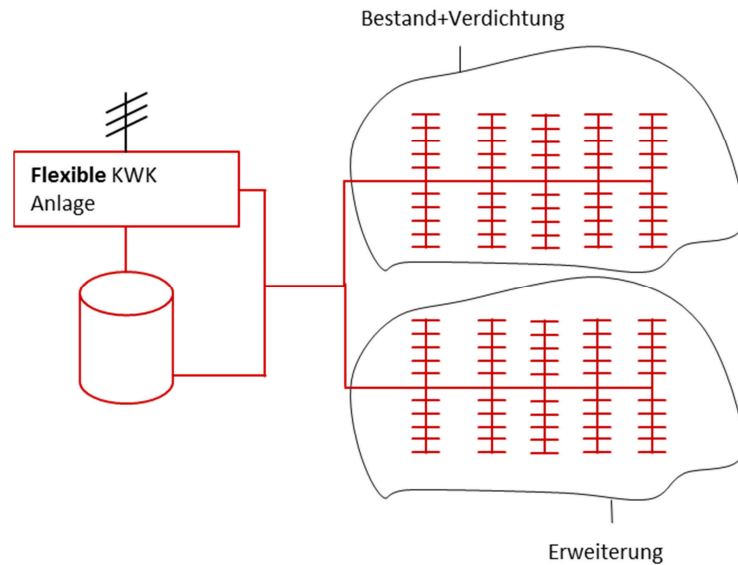


Abbildung 29: Systemschaubild Szenario B

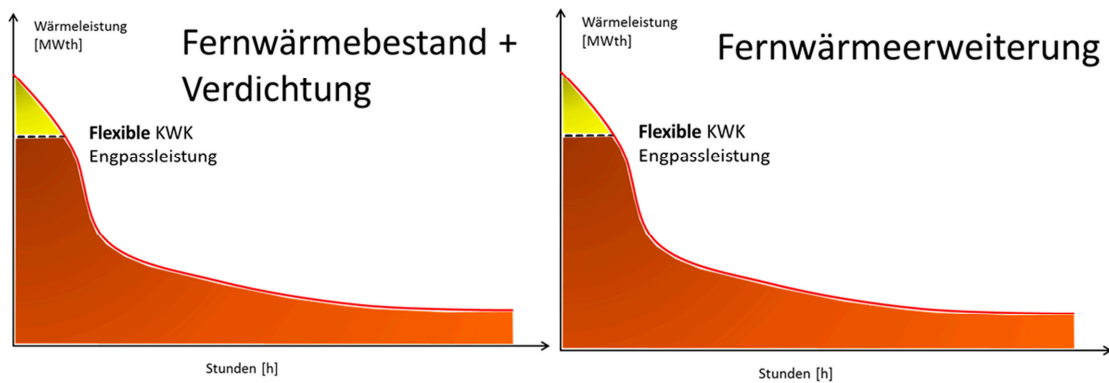


Abbildung 30: Jahresdauerlinien (exemplarisch) Szenario B

Wärmespeicher und Elektroheizer werden auch in diesem Szenario zur Flexibilisierung verwendet. Nachfolgende Tabelle gibt nun abschließend einen Überblick, welche Annahmen den einzelnen Szenarien zugrunde liegen.

Tabelle 6: Annahmen der untersuchten Szenarien

		Referenzszenario	Szenario A	Szenario B
Fernwärmeversorgung	Bestand	X	X	X
	Verdichtung	X	X	X
	Erweiterung			X
KWK- Anlagenpark	Auslaufen (45J.)	X		
	Ersatz (30J.)		X	X
	Zubau (bis 2020)			X
Flexibilisierungsmaßnahme	Wärmespeicher		X	X
	Elektroheizer		X	X

### 4.3 Fernwärmenetz- und Brennwertkesselkosten

Aufgrund der Definition der Szenarien wird das Fernwärmepotential unterschiedlich stark genutzt. Es werden jedoch in allen Szenarien Wärmesenken erschlossen, die einen Fernwärmeausbau zur Folge haben. In diesem Abschnitt geht es nun darum die zugehörigen Kosten des Netzausbaus zu ermitteln, der mit der Erschließung der Wärmesenken einhergeht. Dabei geht es um die Bestimmung der Investitionskosten für die Erschließung des Verdichtung- bzw. des Erweiterungspotentials.

Zuvor waren jeweils die Jahresdauerlinien der jeweiligen Szenarien dargestellt. Sie geben an wie hoch die maximale Wärmeleistung des gesamten Netzes ist. Diese Wärmeleistung muss natürlich durch das Fernwärmenetz übertragen werden und determiniert damit die Größe des Netzes. Daher ist die spätere Bestimmung der Fernwärmeleistung entscheidend für die Berechnung der Investitionskosten.

Es gilt nun zunächst zu klären, wie die Wärmenetzkosten berechnet werden. Die Fernwärmepotentiale lassen sich wie zuvor beschrieben in Bestand, Verdichtung und Erweiterung einteilen. Dabei ist der Bestand natürlich jener Teil des Netzes der schon gebaut wurde und damit keine Investitionskosten verursacht. Im Gegensatz dazu müssen bei der Verdichtung bzw. Erweiterung neue Netze gebaut werden. Die Fernwärmeverdichtung ist vor allem im dichter bebauten Gebiet interessant, da hier auch genügend Wärmeabnehmer vorhanden sind. Fernwärmeerweiterung bezeichnet den Ausbau der Wärmenetze in neue Stadtviertel aber auch neuen Gemeinden und daher Gebiete, die eine geringere Bebauungsdichte aufweisen. Daher werden im Folgenden für die Abbildung der Verdichtung bzw. der Erweiterung zwei Siedlungstypen mit verschiedener Bebauungsdichte verwendet. Diese zwei Siedlungstypen sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Siedlungstypen der Fernwärmepotentiale<sup>79</sup>

	<b>ST III a</b>	<b>ST III b</b>
Wärmesenke	Netzerweiterung	Netzverdichtung
Einheit	[Geb./ha]	[Geb./ha]
EFH und ZFH	2,83	0,37
Kleine MFH	2,42	5,80
Große MFH	1,35	5,18
Kleine NWG	2,20	4,08
Mittlere NWG	0,25	0,35
Große NWG	0,17	0,25
<b>Bebauungsdichte</b>	<b>9,22</b>	<b>16,03</b>

Siedlungstyp III a beinhaltet vor allem Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH und ZFH), Mehrfamilienhäuser (MFW) sowie einen kleineren Anteil von Nichtwohngebäuden (NWG) mit einer durchschnittlichen Dichte von insgesamt 9,22 Gebäuden pro Hektar. Typ III b weist eine höhere Bebauungsdichte von ca. 16 Gebäuden pro Hektar auf. Die Netzerweiterung, die eher den weniger dichten Bereich abbilden soll, wird daher dem Siedlungstyp III a zugewiesen. Die Netzverdichtung wird dem Typ mit der größeren Bebauungsdichte, Typ III b zugewiesen. Durch diese Trennung ist es möglich unterschiedliche Investitionskosten der Wärmenetze für Verdichtung und Erweiterung anzusetzen. Tabelle 8 zeigt die zugehörigen spezifischen Netzkosten pro Gebäude für die zwei Siedlungstypen.

<sup>79</sup> Quelle: Wolff D.; Jagnow K. (2011), S. 24

Tabelle 8: Spezifische Netzkosten von Verdichtung und Erweiterung<sup>80</sup>

	Einheit	ST IIIa	ST IIIb
Leitungskosten	[€/ha]	64.090	95.420
Bebauungsdichte	[Geb./ha]	9,22	16,03
Fixkosten	[€/Geb.]	4.163	4.290
Leitungskosten	[€/Geb.]	6.951	5.953
<b>spez. Netzkosten</b>	<b>[€/Geb.]</b>	<b>11.114</b>	<b>10.243</b>

Die Leitungskosten sowie die Fixkosten pro Gebäude wurden aus der Literatur übernommen. Mithilfe der berechneten durchschnittlichen Bebauungsdichten können die Leitungskosten pro Gebäude des jeweiligen Siedlungstyps berechnet werden. Die Summe aus Leitungs- und Fixkosten ergibt die gesamten spezifischen Netzkosten pro Gebäude ( $k_{\text{Netz}}$ ); jeweils für die zwei Fernwärmepotentiale. Die Netzkosten für die Netzerweiterung sind um ca. 10 % größer, als die der Netzverdichtung, was durchaus realistisch ist, da bei einer gleichen Anschlussleistung der beiden Siedlungstypen, die Netzgröße in weniger dichtem Gebiet grösser sein muss als jene in dichterem Gebiet.

Bis jetzt sind erst die Kosten pro Gebäude für den jeweiligen Typ bekannt. Um jedoch die Netzkosten auf Basis der gegebenen Fernwärmeleistungen berechnen zu können, müssen die spezifischen Kosten pro Leistungseinheit bekannt sein. Es ist also notwendig die Kosten pro Gebäude auf Kosten pro Fernwärmeleistung ( $\dot{Q}_{FW}$ ) umzurechnen. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die gegebene Fernwärmeleistung des KWK- Anlagenparks ausschlaggebend für die Auslegung der Fernwärmenetze und damit ihrer Kosten ist.

Mithilfe der mittleren Wärmeanschlussleistung eines Gebäudes können die Netzkosten umgerechnet werden. Sie beschreibt die mittlere Anschlussleistung für jedes Gebäude in einem Fernwärmenetz. Ausgehend von einer bestimmten Fernwärmeleistung kann dann die mittlere Anzahl der Gebäude dieses Wärmenetzes und durch Multiplikation mit den spezifischen Kosten, die Kosten pro Fernwärmeleistung berechnet werden.

Im AGFW- Hauptbericht wurden einige wichtige Parameter von Fernwärmenetzen in Deutschland ausgewertet. Darunter befinden sich auch die mittleren Anschlussleistungen pro Bundesland für die einzelnen Wärmenetze. Für diese Arbeit genügt es jedoch einen mittleren Anschlusswert zu berechnen, da ohnedies alle weiteren Berechnungen für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die Anschlussleistung wird daher für Deutschland gemittelt und ergibt 173,5 kWth. pro Gebäude.<sup>81</sup>

Diese Anschlussleistung gilt jedoch nur für ein durchschnittliches Gebäude. Um jedoch der unterschiedlichen Bebauungsdichten der Siedlungstypen Rechnung zu tragen, soll dem Typ mit der höheren Bebauungsdichte auch eine höhere Wärmeanschlussleistung zugewiesen werden, und umgekehrt. Da jedoch keine Wärmeanschlussleistungen für die einzelnen Gebäude in der Literatur aufscheinen, wird sie nun im Verhältnis der Bebauungsdichten der Siedlungstypen angepasst.

Das Verhältnis zwischen den Bebauungsdichten beträgt 1,73. Die Wärmeanschlussleistungen für die Siedlungstypen sollen im gleichen Verhältnis stehen, wobei der durchschnittliche Wert von 173,5 kWth pro Gebäude gleich bleiben muss. Aus diesen Annahmen ergibt sich damit für Typ IIIa eine Anschlussleistung von 127 kWth pro Gebäude und für Typ

<sup>80</sup> Quelle: Wolff D.; Jagnow K. (2011), S. 24

<sup>81</sup> Vgl. AGFW (Hrsg) (2011), S. 30

IIIb 220 kWth pro Gebäude. Die Gebäude in der Netzverdichtung weisen dadurch höhere Anschlusswerte auf als die Gebäude der Netzerweiterung.

Die spezifischen Netzkosten pro Gebäude können nun in spezifischen Netzkosten pro Fernwärmeleistung umgerechnet werden. Die Ergebnisse dieser Berechnung zeigt nachfolgende Tabelle.

Tabelle 9: Spezifische Investitionskosten für Fernwärmenetze

	Netzerweiterung	Netzverdichtung
Spez. Investitionskosten [€/MWth.]	87.513	46.557

Die spezifischen Investitionskosten ( $k_{\text{Netz},P}$ ) sind bei der Netzerweiterung um ca. 1,8mal höher als bei der Netzverdichtung. Die gesamten Wärmenetzkosten können dann bei Kenntnis der gesamten Fernwärmeleistung nach folgender Formel bestimmt werden.

Formel 8: Berechnung der gesamten Wärmenetzkosten

$$K_{\text{Netz}} = k_{\text{Netz},P} \cdot \dot{Q}_{FW}$$

Die Wärmemenge, die nicht durch die Fernwärme erschlossen wird, muss durch Brennwertkessel in den Bestandsbauten erzeugt werden. Daher müssen diese Kosten auch bekannt sein. Die Kosten für Brennwertkessel pro Gebäude werden zunächst aus der Literatur übernommen.<sup>82</sup> Tabelle 10 zeigt die verwendeten Werte.

Die Kosten für Brennwertkessel unterschiedlicher Gebäudetypen sind in Spalte 1 abgebildet. Im Unterschied zu den Wärmenetzen sind hier keine spezifischen Kosten pro Siedlungstyp ausgewiesen. Um dennoch eine gewisse Unterscheidbarkeit zu gewährleisten, werden gewichtete Durchschnittskosten für die beiden Typen berechnet. Dazu werden die Gebäudekosten anhand der verwendeten Siedlungstypen gewichtet. Die Prozentwerte der Siedlungstypen geben den Anteil der einzelnen Bestandsbauten wieder und wurden aus Tabelle 7 berechnet. Diese werden dann mit den Brennwertkesselkosten multipliziert und für jeden Typ aufsummiert. Dadurch erhält man die Brennwertkesselkosten pro Gebäude für den jeweiligen Siedlungstyp. Zu Letzt werden diese beiden Werte mit den jeweiligen Wärmeanschlussleistungen, die zuvor für die jeweiligen Siedlungstypen berechnet wurden, multipliziert.

Tabelle 10: Berechnung der Brennwertkesselkosten

	Kosten Gaskessel	ST IIIa	ST IIIb	ST IIIa	ST IIIb
	[€/Geb.]	[%]	[%]	[€/Geb.]	[€/Geb.]
EFH und ZFH	6.207	0,31	0,02	1.905	143
Kleine MFH	8.966	0,26	0,36	2.353	3.244
Große MFH	10.647	0,15	0,32	1.559	3.441
Kleine NWG	11.500	0,24	0,25	2.744	2.927
Mittlere NWG	19.500	0,03	0,02	529	426
Große NWG	34.500	0,02	0,02	636	538
Kosten pro Gebäude				9.726	10.719
<b>Kosten pro Wärmeleistung</b> <b>[€/MW]</b>				<b>76.585</b>	<b>48.721</b>

<sup>82</sup> Quelle: WI; DLR; IE-Leipzig (2006), S. 144

Die Kosten für Brennwertkessel für die Fernwärmeverdichtung (Typ IIIb) liegen somit bei 48.721 Euro pro MW Wärmeleistung. Bei der Fernwärmeerweiterung (Typ IIIa) sind die Kosten etwas höher und betragen 76.585 Euro pro MW. Es zeigt sich somit, dass die Brennwertkesselkosten bei der Verdichtung deutlich geringer sind als bei der Erweiterung. Die gesamten Brennwertleistungen der Szenarien werden später auf Basis der nicht-erschlossenen Potentiale berechnet. Mit den spezifischen Kosten aus Tabelle 10 können dann die Gesamtkosten bestimmt werden.

Bevor nun in Kapitel 5 die Fernwärmemengen für die Szenarien sowie die Auslegung der Anlagenparks durchgeführt wird, muss zuvor noch etwas genauer auf die Flexibilisierung der Anlagen eingegangen werden. In Abschnitt 4.4 wird daher gezeigt welche Flexibilisierungsmaßnahmen getroffen werden und wie diese die KWK- Anlagen beeinflussen.

## 4.4 Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Frage der Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Es wurde schon in den vorigen Kapiteln ansatzweise beschrieben, warum die Flexibilisierung ein wichtiger Bestandteil im zukünftigen Einsatz der KWK ist. Sie ermöglicht es, den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems gerecht zu werden. Ein Ausbau der KWK scheint damit nur in Kombination mit einer Flexibilisierung sinnvoll. Diverse Studien haben KWK- Anlagen im zukünftigen Energieversorgungssystem untersucht. Merkel E. et.al. untersuchten die Möglichkeiten des Einsatzes der Mini- KWK und Wärmepumpen in Haushalten bis 2050.<sup>83</sup> Beer M. untersuchten eine flexibilisierte KWK- Anlage, deren Ergebnisse eindeutig die Wirtschaftlichkeit bestätigte.<sup>84</sup> Im Gegensatz zu diesen Vorstudien, bei denen einzelne Anlagen untersucht wurden, handelt diese Arbeit ausschließlich vom Einsatz der netzgebundenen KWK für ganz Deutschland. Der Versuch den Ausbau und die Flexibilisierung des gesamten Kraftwerksparks für ganz Deutschland zu bewerten, ist daher ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal.

Vor diesem Hintergrund wird nun in Abschnitt 4.4.1 die grundlegenden Überlegungen zur Flexibilisierung gezeigt. Daraus wird sich ableiten, dass zur Flexibilisierung der KWK Wärmespeicher sowie der Einsatz von Komponenten der Strom-Wärme-Wandlung, wie Elektroheizer notwendig sein werden. Hauptaugenmerk liegt dabei immer auf die wichtigen Parameter für die spätere Definition des Anlagenparks.

### 4.4.1 Modellbildung und Systembeschreibung

Zu Beginn muss geklärt werden was Flexibilisierung für den KWK- Einsatz bedeutet. Dies wird anhand eines Modells beschrieben, das die Anforderungen an die Flexibilität der KWK darstellt. Die KWK ist mit ihren Produkten Strom und Wärme am Strom- und Wärmemarkt aktiv. Der Bedarf dieser beiden Märkte drückt sich in den Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs und der Residuallast des Strommarktes aus. In Abbildung 24 ist klar zu erkennen, dass Bedarf und Erzeugung von Strom bis 2050 zu immer unterschiedlicheren Zeiten erfolgt. Um eine KWK- Anlage im optimalen Punkt betreiben zu können, ist es daher notwendig, die Wärme- und Stromerzeugung weitestgehend zu entkoppeln um die Marktpreise optimal ausnutzen zu können.

Abbildung 31 zeigt das KWK- Systemmodell für eine unflexible Anlagenauslegung. Die KWK- Anlage bezieht Brennstoffenergie ( $\dot{H}_{Bs}$ ) aus Erdgas und muss diese durch den

<sup>83</sup> Siehe: Merkel E.; et.al. (2012)

<sup>84</sup> Siehe: Beer M.; et.al. (2010)

KWK- Prozess in Strom ( $\dot{W}_{el}$ ) und Wärme ( $\dot{Q}_{th}$ ) umwandeln. Die Indizes bedeuten, dass zum Zeitpunkt ( $t$ ) die Leistungsmenge ( $m$ ) aufgenommen bzw. abgegeben wird. Da jedoch der Strom- und Wärmebedarf nicht immer zeitgleich anfällt, muss die KWK- Anlage in der Lage sein, die Wärmemenge auch zu einem späteren Zeitpunkt ( $t + \Delta t$ ) an das Wärmenetz abzugeben.

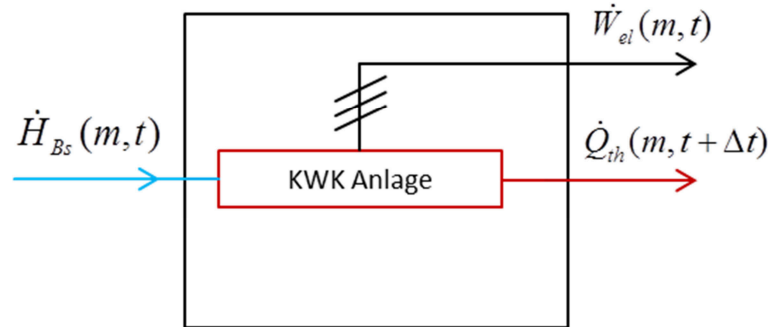


Abbildung 31: KWK- Systemmodell

Da die erzeugte Wärmemenge jedoch immer gekoppelt mit der Stromerzeugung ist, muss diese Energiemenge zwischengespeichert werden. Dies gelingt über die Möglichkeit von thermischen Speichern, worauf sich damit der Freiheitsgrad der Anlage erhöht. In dieser Arbeit werden daher Fernwärmespeicher zur Flexibilisierung bzw. Entkopplung eingesetzt. Die technologischen und ökonomischen Parameter werden in Abschnitt 4.5.1 beschrieben.

Zusätzlich zu den Wärmespeichern, die den KWK- Anlagen einen zusätzliche Freiheitsgrad bringen, ist es möglich den Anlagen noch einen weiteren Freiheitsgrad hinzuzufügen. Bis jetzt wurde unterstellt, dass die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung ausschließlich über die Brennstoffenergie erfolgt. Es ist aber auch möglich mit sogenannten „power-to-heat“ Technologien die Wärmenachfrage zu decken. Solche Technologien sind unter anderem elektrische Heizelemente und Großwärmepumpen, die Strom in Wärme umwandeln können. Der Einsatz dieser Technologien erhöht die Freiheitsgrade der KWK zusätzlich, da es ihr ermöglicht, in günstigen Situation wie z.B. niedrigen oder sogar negativen Strompreisen, die Wärmenachfrage auch ohne den Einsatz der KWK- Anlage zu decken. Diese Betriebsweise stellt somit auch eine Art Stromspeicher für das gesamte Energiesystem dar, da bei hoher Photovoltaik und Windeinspeisung, der überschüssige Strom zwischengespeichert und zur Wärmedeckung verwendet werden kann. Dies resultiert in einem geringeren Erdgasverbrauch, höheren EE- Anteilen am Endenergieverbrauch und damit niedrigeren CO<sub>2</sub>- Emissionen. Die nächste Abbildung zeigt diese beiden flexibilisierten KWK- Anlagen jeweils mit einem (links), und mit zwei Freiheitsgraden (rechts).

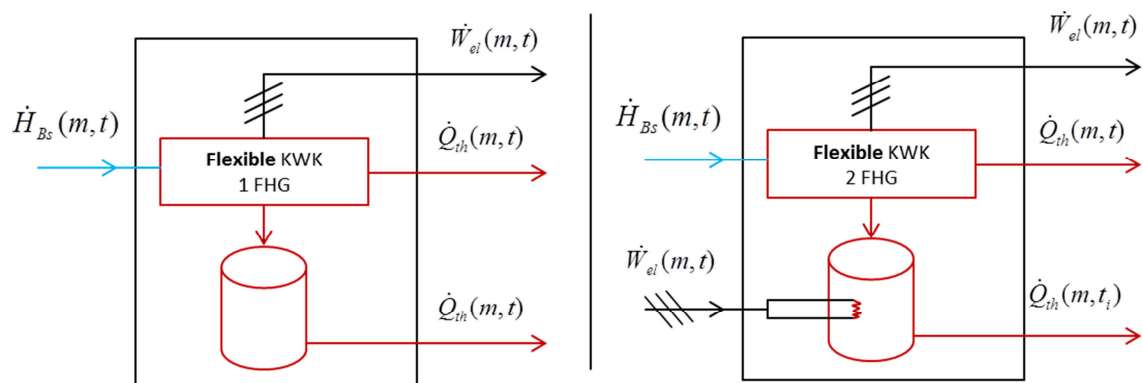


Abbildung 32: Flexible KWK- Anlagen mit 1 bzw. 2 Freiheitsgraden

Die linke Abbildung zeigt die flexibilisierte KWK- Anlage mit einem Freiheitsgrad. Der Wärmespeicher entkoppelt die Bereitstellung von Wärme und Strom. Die rechte Abbildung zeigt die flexible KWK mit 2 Freiheitsgraden. Hier ist symbolisch ein Elektroheizer im thermischen Speicher dargestellt, der es ermöglicht elektrische Energie aus dem Netz in Wärme umzuwandeln.

Je höher die Anzahl der Freiheitsgrade desto höher ist die Flexibilisierungstiefe und damit die Komplexität der möglichen Anlagenbetriebsweisen. Je mehr zusätzliche Komponenten die KWK- Anlagen aufweisen desto teurer werden sie jedoch auch. Diese Aufwendungen müssen daher durch den Betrieb wieder als Erträge erwirtschaftet werden. Die Vorteile, die man durch die Möglichkeiten einer optimalen Betriebsweise erhält, sollten jedoch den Nachteil der höheren Investitionskosten zumindest aufwiegen, wenn nicht übertreffen. Genau diese Diskrepanz wird in dieser Arbeit untersucht, wobei die Arbeitshypothese annimmt, dass die Vorteile überwiegen und die Flexibilisierung des KWK- Anlagenparks in Deutschland volkswirtschaftlich Sinn macht.

Bei dieser Darstellung wurde unterstellt, dass die Wärme- und Stromerzeugung immer gekoppelt und in einem festen Verhältnis steht. Diese ist zwar für BHKW und GuD- Anlagen mit Gegendruckdampfturbinen der Fall, Entnahmekondensationsanlagen verfügen jedoch auch ohne Wärmespeicher über einen Freiheitsgrad, da sie in der Lage sind, die Dampfenntnahmemengen zu regeln und damit das Strom- Wärmeverhältnis zu verändern. Dies ist zwar für das gesamte Energiesystem relevant, jedoch nicht für die Bewertung der KWK in dieser Arbeit.

#### 4.4.2 Betriebsweisen einer flexibilisierten KWK- Anlage

Durch den zeitlich unterschiedlichen Bedarf an Wärme und Strom stehen diese zwei Größen zu jedem Zeitpunkt in einem individuellen Verhältnis. Abbildung 33 zeigt den Wärme- und Strombedarf für die KWK- Anlagen im Jahr 2030 auf Basis des Leitstudien szenarios. Der Wärmebedarf ist dabei die normierte Fernwärmeleistung, der Strombedarf ist die normierte Residuallast des Stromnetzes im Jahr 2030.

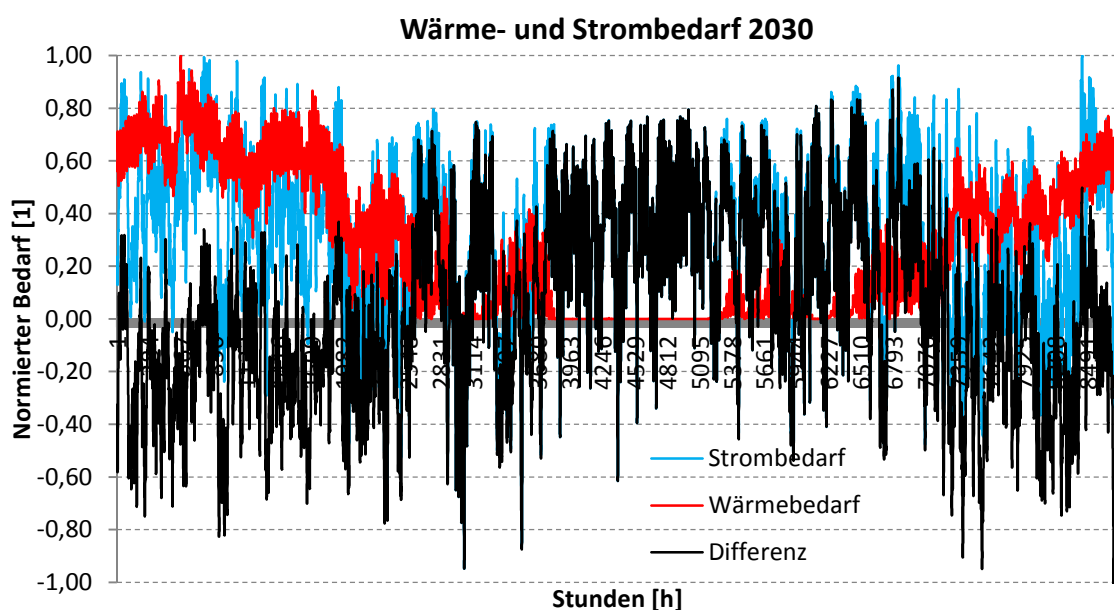


Abbildung 33: Wärme- und Strombedarf der flexiblen KWK 2030

Durch die Normierung der beiden Verläufe lässt sich gut erkennen, dass Strom- und Wärmebedarf nicht zur gleichen Zeit auftreten. Die schwarze Linie gibt die Differenz zwischen

Strom- und Wärmebedarf an. In den Wintermonaten ist die Differenz tendenziell negativ, was bedeutet, dass die Stromnachfrage die Wärmenachfrage unterschreitet. Im Gegensatz dazu ist in den Sommermonaten der Strombedarf um einiges höher als der Wärmebedarf. In beiden Fällen muss daher eine Entkopplung von Wärme- und Stromerzeugung für die KWK-Anlagen sichergestellt sein. Unabhängig von diesem groben Trend, gibt es sehr viele kurzzeitige Schwankungen die auf die volatile Stromerzeugung der EE zurückzuführen sind.

Diese beiden Lastprofile ergeben die Nachfrage, die die KWK bereitstellen kann bzw. soll. Es wurde schon gesagt, dass Wärmespeicher und Elektroheizer bzw. Großwärmepumpen als Zusatzkomponenten dies ermöglichen. Für die Simulation der flexiblen KWK-Auslegung in der Kraftwerkseinsatzplanung wird es notwendig sein, einen konkreten Kraftwerkspark für alle Szenarien zu definieren und dabei alle Komponenten in Abhängigkeit des Bedarfs auszuliegen. Im Weiteren wird auf die verschiedenen Betriebsweisen der flexiblen KWK eingegangen.

Durch die Flexibilisierung kommt es zu einer komplexeren Betriebsweise, die sich je nach aktuellem Bedarf optimal an die Marktsituation anpasst. Es gibt unzählige Betriebsweisen die sich nun durch die zusätzlichen Komponenten ergeben, jedoch können insgesamt vier Grenzfälle unterschieden werden; siehe Abbildung 34.

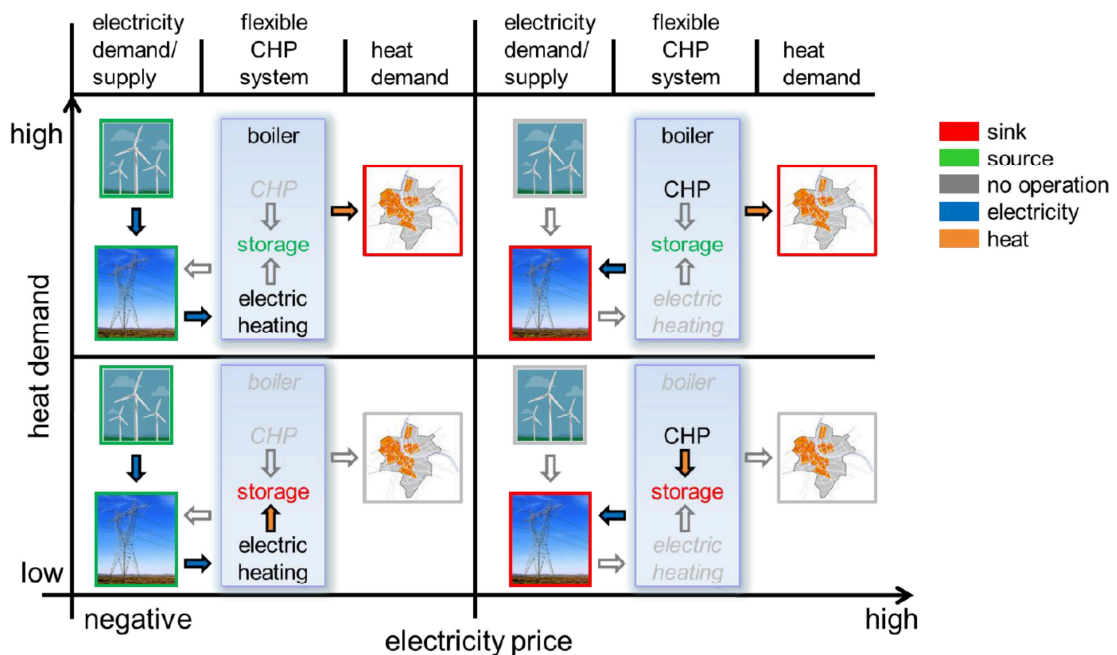


Abbildung 34: Betriebsportfolio einer flexiblen KWK-Anlage<sup>85</sup>

Die beiden Dimensionen zeigen die Wärmenachfrage auf der y-Achse und die Stromnachfrage und damit den Strompreis auf der x-Achse. Ein geringer Wärmebedarf ist grundsätzlich in den Sommermonaten zu erwarten, da der Heizwärmebedarf gänzlich wegfällt und nur Wärmeenergie für Brauchwarmwasser benötigt wird. Hoher Wärmebedarf hingegen ist in den Wintermonaten gegeben. Der Strompreis ist indirekt an die Residuallast gekoppelt; eine hohe Residuallast bedeutet vereinfacht einen hohen Strompreis und umgekehrt. Aufgrund des volatilen Bedarfs ist nun auch der Strompreis volatil und muss von der flexiblen KWK-Anlage optimal ausgenutzt werden.

<sup>85</sup> Quelle: Beer M.; et.al. (2010), S.7



Das flexible KWK- System besteht demnach aus dem KWK- Modul, also der GuD- Anlage oder einem BHKW, einem Spitzenlastkessel, im Englischen „boiler“, dem thermischen Energiespeicher und der „power-to-heat“ Einheit, die hier als Elektroheizer ausgeführt ist.

Tabelle 11 zeigt nun die vier Betriebsweisen, die sich aus den obigen Grenzfällen ergeben.

Tabelle 11: Betriebsweisen der flexiblen KWK- Anlage

<b>Energiebedarf</b>				
Strombedarf	<b>Hoch</b>		<b>Negativ</b>	
Wärmebedarf	<b>Hoch</b>	<b>Gering</b>	<b>Hoch</b>	<b>Gering</b>
<b>Betriebsweise</b>	<b>Fall 1</b>	<b>Fall 2</b>	<b>Fall 3</b>	<b>Fall 4</b>
KWK Modul	Vollastbetrieb	Vollastbetrieb	Kein Betrieb	Kein Betrieb
Spitzenlastkessel	Betrieb	Kein Betrieb	Betrieb	Kein Betrieb
Wärmespeicher	Entladen	Laden	Entladen	Laden
Elektroheizer	Kein Betrieb	Kein Betrieb	Betrieb	Betrieb

Fall 1 zeigt die Betriebsweise der KWK bei hohem Wärme- sowie Strombedarf. Dies entspricht dem ersten Quadranten in Abbildung 34. Diese Situation tritt z.B. an einem Wintertag mit hohem Heizbedarf bei Ausbleiben von Wind- und Photovoltaikleistung auf. Die Residuallast und damit der Strompreis sind hoch. Die KWK wird daher auf Vollast laut Auslegung betrieben, die fehlende Wärmemenge wird entweder vom Speicher entnommen, oder wenn dieser Leer ist, durch den Spitzenlastkessel bereitgestellt.

Die Bereitstellung der Wärme aus einer power-to-heat- Anlage, wie einem Elektroheizer ist aufgrund der sehr hohen Strompreise denkbar ungeeignet. Im Fall 2, zu sehen rechts unten in Abbildung 34, ist die Residuallast ebenfalls hoch, der Wärmebedarf jedoch niedrig. Durch den hohen Strompreis ist es sinnvoll die KWK- Anlage auf Vollast zu betreiben die überschüssige Wärme wird in den thermischen Speicher gespeichert. Sowohl Spitzenlastkessel als auch ein Elektroheizer kommen nicht zum Einsatz. Wäre der thermische Speicher nicht vorhanden, könnte die Anlage nicht- oder zumindest nicht in Vollast, betrieben werden und könnte damit weder die günstige Situation am Strommarkt, nämlich einen hohen Strompreis, ausnützen, noch einen Beitrag zur Residuallastdeckung leisten. Der Vorteil des Speichereinsatzes ist hier klar ersichtlich.

Fall 3 und Fall 4 stellen die Betriebsweisen bei niedrigen oder im Extremfall sogar negativen Strompreisen, bei hohem EE- Überschuss, dar. Es ist daher unwirtschaftlich die KWK- Anlage zu betreiben, jedoch muss die Wärmeleistung jedenfalls bereitgestellt werden. Bei einem hohen Wärmebedarf wird die Wärmemenge daher wenn möglich zur Gänze aus dem Speicher entnommen. Die KWK wird nicht mehr in Betrieb genommen, sondern abgeschaltet. Sollte die Speicherkapazität nicht ausreichen muss die fehlende Wärmemenge über den Elektroheizer bzw. den Spitzenlastkessel bereitgestellt werden. In welchen Verhältnissen diese beiden Komponenten die Wärme produzieren ist natürlich immer von den tatsächlichen Preisen bzw. dem wirtschaftlichen Optimum abhängig. Fall 4 stellt nun jenes Szenario dar, indem die KWK- Anlage als Stromspeicher für das Energieversorgungsnetz dient. Dabei wird überschüssiger Strom aus dem Netz über den Elektroheizer in Wärme umgewandelt und im Speicher gespeichert. Der restliche Wärmebedarf kann über den Speicher oder direkt durch den E- Heizer bereitgestellt werden. Sowohl das KWK- Modul als auch der Spitzenlastkessel sind außer Betrieb.

Die vier Betriebsweisen stellen extrem Grenzfälle für den Anlagenbetrieb dar; bei normaler Marktsituation wird das wirtschaftliche Optimum aus eine Mischung dieser Betriebsfälle

bestehen, die durch die zukünftige Simulation in der Kraftwerkseinsatzplanung abgebildet werden kann.

## 4.5 Komponenten zur Flexibilisierung

### 4.5.1 Wärmespeicher

In diesem Kapitel wird auf die Wärmespeicher, die zur späteren Flexibilisierung verwendet werden, eingegangen. Es wurde schon zuvor erwähnt, dass Wärmespeicher eine Entkopplung des Strom- und Wärmebedarfs ermöglichen. Dadurch können auch in Zeiten niedrigen Wärmebedarfs, Stromspitzen durch die KWK abgefahren werden, wobei die gekoppelte Wärme in den Wärmespeichern zwischengespeichert wird.

Wärmespeicher lassen sich grundsätzlich nach verschiedenen Gesichtspunkten einteilen. Man unterscheidet zwischen thermischen- und chemischen Wärmespeichern.<sup>86</sup> Fernwärmespeicher sind derzeit in der Regel als thermische Wärmespeicher ausgeführt, die die anfallende Energie als sensible Wärme in einem Wärmeträgermedium speichern. Sensible Wärme bedeutet, dass die Energiespeicherung über eine Erhöhung der Temperatur des Wärmeträgermediums erfolgt.<sup>87</sup> Die Energiedichte solcher Speicher liegt bei ca. 60 kWh pro m<sup>3</sup> Inhalt. Im Gegensatz dazu weisen Latentwärmespeicher, also Speicher die einen Phasenwechsel zur Speicherung von Energie ausnützen, bzw. allgemein thermo- chemische Speicher weit höhere Energiedichten auf.<sup>88</sup> Diese Speicherkonzepte sind jedoch bislang weitestgehend nur im Labormaßstab oder als Prototypen verwirklicht und nicht im industriellen Maßstab zur Fernwärmeversorgung eingesetzt.

In dieser Arbeit werden zur Flexibilisierung der KWK- Anlagen ausschließlich diese sensiblen Wärmespeicher mit dem Wärmeträgermedium Wasser verwendet. Diese können in drucklose und druckbehaftete Wärmespeicher bzw. in Puffer- Kurzzeit- und Langzeitwärmespeicher eingeteilt werden. Pufferspeicher sind dabei jene Speicher die vorwiegend zur Lastglättung und weniger zur Energiespeicherung eingesetzt werden. Kurzzeitwärmespeicher sind Speicher die über mehrere Tage, Wärmemengen zwischenspeichern. Diese Speicher werden in der Regel bei der Fernwärmeversorgung eingesetzt. Langzeitwärmespeicher, besser bekannt unter dem englischen Begriff „seasonal heat storage“ sind Wärmespeicher die über eine sehr lange Zeit Wärme zwischenspeichern, wobei der Fokus auf die Überbrückung von verschiedenen Jahreszeiten liegt. Solche Speicher finden vereinzelt Einsatz im Bereich der Solarthermie, wo sie große Wärmemengen in den heißen Sommermonaten einspeichern um sie in den Wintermonaten wieder auszuspeichern.<sup>89</sup>

Für die Flexibilisierung der KWK- Anlagen sind nun die technologischen Parameter dieser Wärmespeicher relevant. Dabei soll hier nur auf die Wichtigsten eingegangen werden. Es gibt vier wichtige Parameter, die den Wärmespeicher für die Simulation charakterisieren:

- Wärmespeicherinhalt ( $Q_{Sp}$ )
- Be- und Entladeleistungen ( $\dot{Q}_{Sp, ein}; \dot{Q}_{Sp, aus}$ )
- Wärmeverluste ( $\dot{Q}_{Sp, V}$ )

<sup>86</sup> Vgl. Sharma A.; et.al. (2009)

<sup>87</sup> Vgl. Fisch N.; et.al. (2005), S.11ff

<sup>88</sup> Vgl. IKZ-Fachplaner (2007), S.18

<sup>89</sup> Siehe: Schmidt T.; et.al. (2004); Solites (2007)

Diese vier Parameter müssen bei der Simulation als Kenngrößen für die Wärmespeicher angegeben werden. Der Wärmespeicherinhalt gibt die Energiemenge an, die maximal im Wärmespeicher gespeichert werden kann. Er ist natürlich in erster Linie von der Größe der zugehörigen KWK-Anlage abhängig. Wenn der Wärmespeicher z.B. insgesamt die doppelte Leistung der KWK-Anlage speichern kann, spricht man von einem 2-Stunden-Speicher, da er zwei Stunden lang die volle Leistung der KWK auf- bzw. abgeben kann. Dies führt zu den nächsten Parametern, der Be- bzw. Entladeleistung. Diese müssen nach der thermischen Leistung der KWK-Anlage ausgelegt werden, wobei in jedem Fall die gesamte Wärmeleistung der KWK aufgenommen werden muss. Bei ausreichend großer Dimensionierung des Wärmespeichers, abhängig von der Anlagenleistung, ist das bei großen GuD-Anlagen sichergestellt. Einzig bei kleinen Anlagen bzw. BHKW können Be- und Entladeleistungen kleiner sein als die Wärmeleistung der Anlage. Der Speicher könnte dann nicht die volle Leistung aufnehmen, was sich negativ auf die Flexibilität des gesamten Systems auswirken würde.

Die genaue Berechnung der Wärmespeicherkapazitäten sowie der Be- und Entladeleistungen erfolgt in Abschnitt 5.2.2.

Der vierte Parameter sind die Wärmeverluste. Aufgrund einer nicht idealen Dämmung solcher Speicher kommt es zu einer kontinuierlichen Verlustleistung, die über die Wände und den Untergrund an die Umgebung abgegeben wird. Neben dieser konstanten Verlustleistung entstehen Wärmeverluste jedoch auch beim Be- und Entladen des Wärmespeichers. Die Verluste werden in der Fachliteratur in innere und äußere Verluste eingeteilt.<sup>90</sup> Die konstante Verlustleistung über die Außenwände zählt zu den äußeren Verlusten, wohingegen Verluste durch Temperatúrausgleich, Be- oder Entladen der Speicher bzw. der Wärmetauscher zu den inneren Verlusten gezählt werden. In der Simulation werden die Wärmespeicherverluste jedoch nur durch eine konstante Verlustleistung abgebildet. Auf eine genaue thermodynamische Abbildung der Verlustleistungen, insbesondere der inneren Verluste, wird daher verzichtet. Obwohl die Verlustleistung für eine Anlage als konstant angenommen wird, ist sie dennoch von der Wärmespeichergröße abhängig. Sievers J. (2010) untersuchte insbesondere Fernwärmespeicher aus Dänemark und gibt dafür Verluste in Abhängigkeit der Speichergröße an.<sup>91</sup> Diese Daten wurden verwendet um die Verlustmengen bezogen auf die Speichergröße zu berechnen. Ein potentieller Verlauf wurde als Ansatz verwendet und folgende Gleichung für die Berechnung der Speicherverluste in Prozent pro Stunde daraus generiert:

Formel 9: Gleichung für die Wärmeverlustleistung

$$\dot{Q}_{Sp,V} = 0,1003 \cdot Q_{Sp}^{-0,329}$$

Der letzte wichtige Punkt betrifft die Investitionskosten solcher Wärmespeicher. Die Angaben in der Literatur sind wiederum recht unterschiedlich. Sievers J. (2010) gibt in seiner Dissertation ebenfalls spezifische Kosten für Fernwärmespeicher an. Zusätzliche Literatur wurde recherchiert, in der unterschiedliche Wärmespeicherarten, wie z.B. Betonspeicher, Kieswasserspeicher oder Ähnliches vorhanden waren. Diese Arbeit konzentriert sich jedoch auf drucklose Speicher in Stahlbauweise.

Von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) wurden auf Anfrage Kostendaten zu realisierten Fernwärmespeichern übermittelt. Diese wurden ausgewertet und als Kosten-

<sup>90</sup> Vgl. Huhn R. (2006), S.16

<sup>91</sup> Vgl. Sievers J. (2010), S. 35ff

funktion dargestellt. Abbildung 35 zeigt diese zwei Kostenfunktionen von Sievers J. und FFE.

Die Kostenfunktionen wurden mittels Regressionskurven ermittelt. Dabei wurde eine Potenzfunktion als Ansatz verwendet. Man kann erkennen, dass diese zwei Kostenangaben im Verlauf sehr ähnlich sind, sich jedoch um einen konstanten Betrag unterscheiden. Beide beziehen sich auf Fernwärmespeicher in Stahlbauweise, wobei die Vergleichbarkeit daher grundsätzlich gegeben sein sollte.

Formel 10: Ansatz für Investitionskosten von Wärmespeichern

$$k_{Sp} = a \cdot Q_{Sp}^b$$

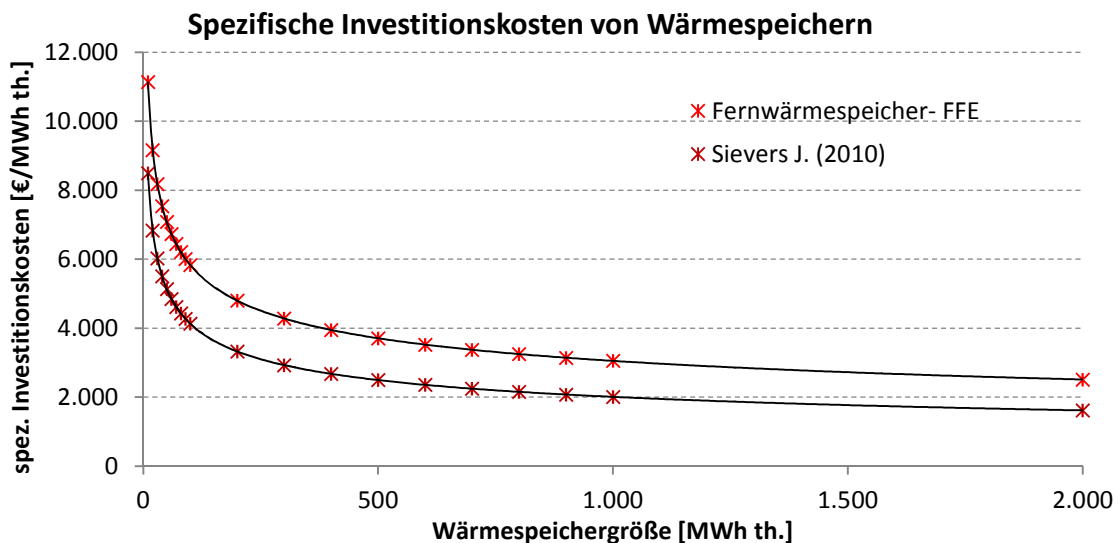


Abbildung 35: Spezifische Investitionskosten von Wärmespeichern<sup>92</sup>

Tabelle 12 zeigt die Parameter für die beiden Kostenfunktionen.

Tabelle 12: Parameter der spez. Investitionskosten für Wärmespeicher

Literaturstelle	Zuordnung	a	b
Sievers J. (2010)	HKW und BHKW max.	21.270	-0,281
Fernwärmespeicher- FFE	HKW und BHKW min.	17.466	-0,313

Diese Kostenfunktionen werden zur Berechnung der HKW- Anlagen sowie der BHKW- Anlagen verwendet. Für die BHKW- Anlagen wird der Anlagenpark aus Abbildung 18 verwendet. Der Gültigkeitsbereich dieser Kostenfunktionen geht jedoch nur bis ca. 2.000 MWh da größere Speicher nicht gebaut werden. Sollte die Wärmespeichergröße einer Anlage 2.000 MWh übersteigen so muss diese Kapazität aufgeteilt und extra berechnet werden, da sich ansonsten falsche spezifische Kosten ergeben würden.

<sup>92</sup> Quelle: Sievers J. (2010), S. 41f; Daten übermittelt von FFE e.V.

### 4.5.2 Elektroheizer

Der Einsatz von E- Heizern dient zwar nicht unmittelbar der Flexibilisierung der KWK jedoch bringt der Einsatz zwei große Vorteile mit sich:<sup>93</sup>

- Nutzung von Stromspitzen aus EE zur Wärmeerzeugung
- Integration der EE in das Energieversorgungssystem

E- Heizer können entweder als externe Elektroheizkessel oder integriert im Wärmespeicher ausgeführt werden. Der Elektroheizkessel ist eine selbständige Einheit, wohingegen ein integrierter E- Heizer ein zusätzliches Aggregat des Wärmespeichers darstellt. Auf die technischen Unterschiede soll hier jedoch nicht eingegangen werden.

Diese Technologie erlaubt es bei niedrigen Strompreisen, günstige Wärme, entweder zur direkten Abnahme, oder zur späteren Verwendung, zu erzeugen. Abhängig vom jeweiligen Betriebszustand der Anlage, siehe Tabelle 11, wird die erzeugte Wärme entweder direkt in das Fernwärmenetz oder in den Wärmespeicher geleitet.

Der zweite Punkt betrifft die Einbindung von EE. Das bedeutet, dass Elektroheizer als sogenannte Stromspeicher dienen können, mit denen man überschüssigen Strom sehr einfach in Wärme umwandeln und dadurch einen Ausgleich zur fluktuierenden Einspeisung der EE schaffen kann.

Der einzige Parameter der für die weitere Auslegung in der Simulation relevant ist, ist die elektrische Heizleistung. Sie gibt an, welche maximale Leistung durch den E- Heizer aufgenommen werden kann; vorausgesetzt der Betriebszustand erlaubt es. Ist der Wärmespeicher voll und kein Wärmebedarf vorhanden, kann auch der E- Heizer keine Leistung aufnehmen. Die E- Heizleistung wird auf 100 % der KWK- Wärmeleistung ausgelegt um Restriktionen bei der Stromaufnahme, speziell 2050, zu vermeiden. Der Umwandlungswirkungsgrad wird auf 99 % gesetzt.

Angaben zu Investitionskosten sind in der Literatur leider sehr mangelhaft, man kann jedoch von spezifischen Kosten, je nach Leistungsklasse, zwischen 75 und 50 €/kWel. ausgehen. Dabei liegt ein linearer Ansatz zugrunde.

Formel 11: Minimale Investitionskosten für Elektroheizer

$$K_{EH,\min} = 50 \cdot \dot{W}_{el,EH}$$

Formel 12: Maximale Investitionskosten für Elektroheizer

$$K_{EH,\max} = 75 \cdot \dot{W}_{el,EH}$$

Die Kosten sind dabei abhängig von der jeweiligen elektrischen Leistung des Elektroheizers und werden sowohl für HKW als auch für BHKW nach diesen Gleichungen berechnet.

Kapitel 4 ist nun abgeschlossen. Im nächsten Kapitel werden die Kraftwerksparks für die Simulation erstellt und simuliert. Mit den Ergebnisse der Simulation sowie den berechneten Investitionskosten können dann die verschiedenen Szenarien bewertet werden.

<sup>93</sup> Vgl. Hille M. (2011), S.24

## 5 Simulation der Anlagenparks und Kostenberechnung

In diesem Kapitel werden die Anlagenparks für die Simulation der Kraftwerkseinsatzplanung bestimmt und simuliert. Anschließend werden für alle Szenarien die zugehörigen fixen und variablen Kosten berechnet. Ausgehend von den Szenarien, die in Kapitel 4 definiert wurden, müssen zunächst die Wärmepotentiale ermittelt werden. Die korrekte Bestimmung dieser Wärmemengen ist maßgeblich für den Ausbau und die Dimensionierung der KWK- Anlagen bzw. des gesamten Kraftwerksparks. Anschließend wird gezeigt, wie die Anlagenparks erstellt wurden. Die Szenarien unterscheiden sich in einigen Punkten, wobei die Grundmethodik für alle die Gleiche ist.

Sämtliche Daten stammen, wenn nicht anders zitiert, aus der BMU- Leitstudie bzw. den internen Informationen des Fraunhofer IWES.

### 5.1 Bestimmung des Fernwärmebedarfs

Für den Einsatz und die Auslegung von KWK- Anlagen bzw. des gesamten Kraftwerksparks ist zunächst die Bestimmung der zugrundeliegenden Wärmemengen erforderlich. Die Höhe der Wärmemengen definieren die Wärmesenken, die zum Betrieb der KWK- Anlagen notwendig sind. In der BMU- Leitstudie wurden die Fernwärmepotentiale schon zuvor für Deutschland erarbeitet; siehe Abbildung 20. Diese Daten dienen als Grundlage für die weitere Berechnung und sind in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Fernwärmepotentiale 2020 - 2050 in [PJ]

	2020	2030	2050	Umsetzung
<b>Fernwärme-Entwicklung Haushalte</b>				
FW Bestand	104,80	79,90	66,10	100 %
FW Netzverdichtung	26,20	20,00	16,50	100 %
FW Netzerweiterung	115,40	97,50	81,90	50 %
Erschließung neuer Gemeinden	29,20	34,10	27,70	50 %
Erschließung Neubausiedlungen	2,30	2,00	0,80	50 %
<b>Fernwärme-Entwicklung GHD</b>				
FW Bestand	69,87	53,27	44,07	100 %
FW Netzverdichtung	11,23	8,57	7,07	100 %
FW Netzerweiterung	49,46	41,79	35,10	50 %

Vor allem im Bereich der Netzerweiterung der Fernwärme sind sowohl für den Haushaltssektor als auch für die GHD hohe Potentiale ausgewiesen. Dieses Potential ist damit deutlich höher als jenes der Netzverdichtung. Die Erschließung neuer Gemeinden bzw. Neubausiedlungen im Haushaltssektor werden in dieser Arbeit der Netzerweiterung hinzugerechnet. Mit Ausnahme der Erschließung neuer Gemeinden, sinken alle Potentiale bis 2050 ab. Gründe dafür wurden schon in Abschnitt 3.1 genannt. Diese ausgewiesenen Potentiale stehen für die KWK grundsätzlich als Wärmesenken zur Verfügung. In der BMU- Leitstudie wurde die wahrscheinliche Umsetzung der Fernwärmeerschließung ermittelt. Im Bereich des Netzbestandes bzw. der Verdichtung ist sowohl für die Haushalte als auch für die GHD eine Umsetzung von 100 % zu erwarten. Im Gegensatz dazu, wird die Netzerweiterung nur zu 50 % umgesetzt. Das bedeutet, dass für das Szenario B, wo das Erweiterungspotential genutzt wird, nur 50 % der möglichen Wärmemengen tatsächlich als Wär-

mesenken zur Verfügung stehen. Der Grund für diese Annahme ist, dass eine 50 %- Erschließung der Erweiterungspotentiale laut BMU- Leitstudie ausreicht, um das Energieziel von 25 % KWK- Stromanteil im Jahr 2020 zu erreichen.

Es müssen nun im nächsten Schritt die Wärmepotentiale für die einzelnen Szenarien errechnet werden. Das Referenzszenario und das Szenario A beinhalten beide den Fernwärmebestand sowie die Fernwärmeverdichtung der Haushalte und GHD. Alleine das Szenario B schließt die Erweiterungspotentiale mit ein. Addiert man die Anteile der einzelnen Wärmesektoren für die Szenarien, erhält man die Wärmemengen für 2020 bis 2050. Die Ergebnisse dieser Berechnung zeigt Tabelle 14.

Tabelle 14: Fernwärmepotentiale der Szenarien 2020 - 2050 in PJ

	2020	2030	2050
<b>Referenzszenario</b>	207	145	116
<b>Szenario A</b>	207	145	116
<b>Szenario B</b>	304	224	179

Wie in Abschnitt 3.1 besprochen, wird die Solarthermie in Zukunft eine größere Rolle im Wärmemarkt spielen und es werden daher die Anteile der Wärmedeckung aus Solarthermie weiter zunehmen. Diese Anteile wurden in Übereinstimmung mit der BMU- Leitstudie vom Gesamtpotential subtrahiert, um wirklich jenes Potential abzubilden, das tatsächlich für die netzgebundene Versorgung durch KWK zur Verfügung steht.

Für die weitere Berechnung der Anlagenparks sind aber nicht nur die absoluten Wärmemengen wichtig, vielmehr müssen auch die Wärmeleistungen, bzw. die Wärmelastgänge für jedes Szenario bekannt sein. Beispiele für diese Wärmelastgänge wurden schon zuvor im Kapitel der Szenarioentwicklung exemplarisch dargestellt. Hier ist es nun notwendig, diese quantitativ, auf Basis der Fernwärmepotentiale, zu bestimmen. Zu diesem Zweck wird eine normierte Jahresdauerlinie der BMU- Leitstudie verwendet. Sie umfasst sechs unterschiedliche Jahresdauerlinien, die für sechs Regionen Deutschlands ausgewiesen wurden. Die normierten Jahresdauerlinien geben den Verlauf der Wärmeleistungen für die einzelnen Regionen in prozentualen Anteilen wider. Für diese Arbeit wurde aus den Jahresdauerlinien der einzelnen Regionen, eine Jahresdauerlinie für ganz Deutschland errechnet, die dann den Wärmelastgang für die KWK- Anlagen abbildet. Diese aggregierte Jahresdauerlinie ergibt sich als Durchschnitt. Abbildung 36 veranschaulicht diese Jahresdauerlinie für die Jahre 2020 bis 2050, die auf dem Wetterjahr 2006 basiert.

Auf der x- Achse des Diagramms sind die Stunden des betreffenden Jahres aufgetragen. Auf der y- Achse ist der prozentuale Anteil der Wärmeleistung dargestellt. Während 2020 noch ca. 10 % der maximalen Wärmeleistung in den Sommermonaten gebraucht wird, ist dies 2050 nicht mehr der Fall. Das ist wiederum auf den vermehrten Einsatz von Solarthermie zurückzuführen. Des Weiteren kann man erkennen, dass der Verlauf zwar grundsätzlich gleich bleibt, die Wärmelasten während der warmen Monate jedoch zurückgehen.

Ausgehend von den normierten Lastgängen ist es nun möglich die tatsächlichen Wärmelastgänge in Abhängigkeit der Wärmemenge zu berechnen. Dazu wird die normierte Jahresdauerlinie für das betreffende Jahr mit der betreffenden Wärmemenge skaliert. Es muss dabei die, von der Kurve eingeschlossenen, Fläche genau der betreffenden Wärmemenge entsprechen. Damit ergibt sich die Wärmehöchstlast genau dort, wo die normierte Jahresdauerlinie 1 ist. Je höher die Wärmemenge, desto höher ist auch die Wärmehöchstlast, da der Verlauf jedenfalls konstant bleibt.

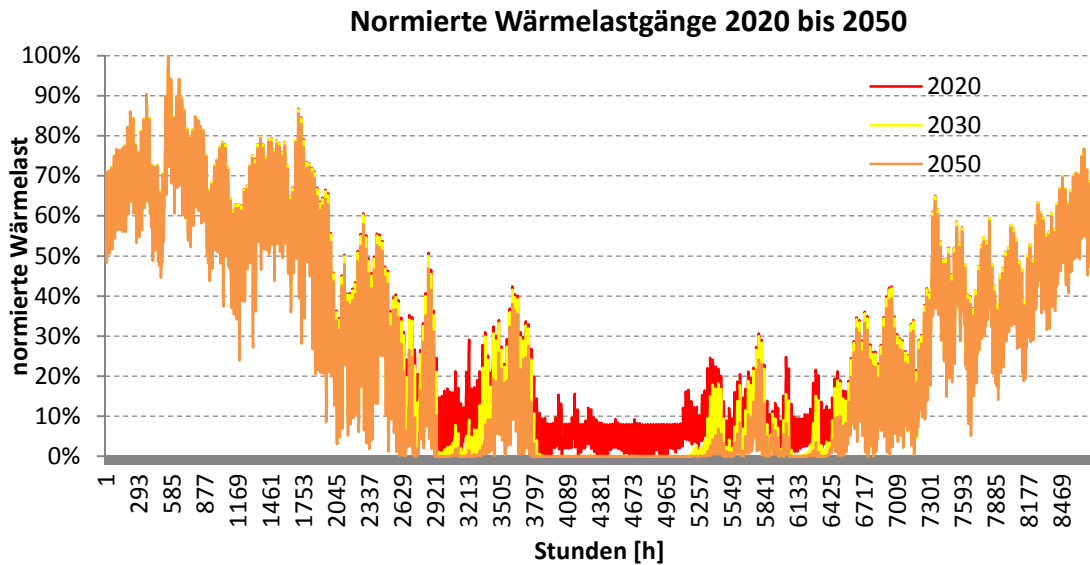


Abbildung 36: Normierte Wärmelastgänge 2020 - 2050

Damit wird erreicht, dass die Wärmelasten über die Zeit korrekt abgebildet werden. Dies wird für alle Szenarien und Stützjahre durchgeführt. Die berechneten Wärmelastgänge bilden dann die Basis für die Auslegung bzw. die weitere Berechnung des Kraftwerksparks. Abbildung 37 zeigt die so generierten Jahresdauerlinien.

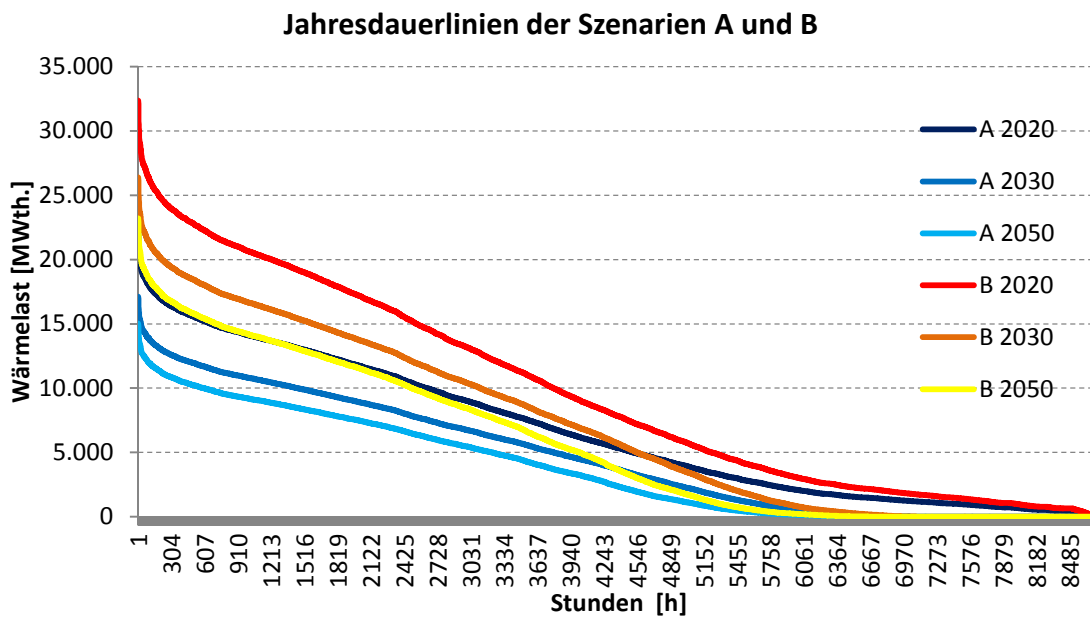


Abbildung 37: Jahresdauerlinien der Szenarien A und B

Die rötlich- gelben Linien stellen die Jahresdauerlinien für Szenario B, die blauen, die für Szenario A dar. Auf das Referenzszenario wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet; im übrigen sind die Wärmelastgänge für das Referenz gleich mit denen des Szenario A im Jahr 2020. Die höheren Fernwärmepotentiale des Szenarios B aus Tabelle 14 sind deutlich in den Wärmelastgängen zu erkennen. Die Jahresdauerlinie von Szenario B im Jahr 2050 zeigt ungefähr die gleiche Wärmehöchstlast, wie die der Jahresdauerlinie von Szenario A im Jahr 2020, und das obwohl die Wärmelasten von 2020 bis zum Jahr 2050 stark absinken. Dies zeigt einmal mehr den großen Unterschied in den Annahmen des zukünftigen Wärmepotentials für die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung. Die



maximalen Wärmeleistungen sind in den Jahresdauerlinien auf der linken Seite als Schnittpunkt mit der y- Achse zu sehen. Diese Maximalleistungen definieren den Kraftwerkspark und die benötigten Fernwärmenetze die diese Wärmeleistung bereitstellen bzw. übertragen müssen.

Die Wärmemengen sowie die Wärmelasten bzw. die geordneten Jahresdauerlinien sind nun für alle Szenarien von 2020 bis 2050 bekannt. Im nächsten Schritt müssen nun die Kraftwerksparks an diesen Wärmebedarf und den Annahmen der Szenarien aus Tabelle 6 angepasst werden. Dazu wird im nächsten Kapitel zu Beginn die Grundmethodik der Auslegung erklärt. Da jedes Szenario diverse Unterschiede aufweist, werden diese in den drei Abschnitten im Detail dargestellt.

## 5.2 Bestimmung und Auslegung der Anlagenparks

In diesem Teil der Arbeit werden die Anlagen auf Basis der Szenarien bzw. der Wärmehöchstlasten ausgelegt. Der aktuelle Anlagenbestand Deutschlands ist in der Kraftwerksdatenbank des Fraunhofer IWES vorhanden. Da diese Datenbank Kraftwerke zur Fernwärme als auch KWK- Anlagen zur industriellen Versorgung enthält, müssen zunächst alle Anlagen die der öffentlichen Versorgung zuzurechnen sind herausgefiltert werden; denn nur diese werden aktiv verändert. Diese Kraftwerkslisten enthalten alle Entnahmekondensationsanlagen sowie Gegendruckanlagen der öffentlichen Versorgung. Außerdem müssen zusätzlich jene BHKW- Anlagen bestimmt werden, die ebenfalls zur Fernwärmeversorgung eingesetzt sind. BHKW- Anlagen sind in der Kraftwerksdatenbank aggregiert abgebildet; daher alle vorhandenen Anlagen in Deutschland werden in der Simulation durch eine aggregierte Anlage ersetzt. Entnahmekondensationsanlagen sowie Gegendruckanlagen werden im weiteren Verlauf unter dem Begriff HKW zusammengefasst. Die HKW- Anlagen umfassen sowohl neue GuD als auch ältere Stein- und Braunkohlekraftwerke die noch immer in Betrieb sind. Die BHKW sind ausschließlich erdgasbefeuert.

Die Grundmethodik zur Ermittlung der Kraftwerksparks ist wie folgt. Die Auslegung der Kraftwerksparks erfolgt grundsätzlich bis zum Jahr 2020. Die weiteren Jahre werden danach, auf Basis der Szenarien und deren Annahmen angepasst. Zu Beginn wird die thermische Leistung des Kraftwerksparks bestimmt, mit der, in Verbindung mit der zugehörigen maximalen Fernwärmelast, der Wärmeskalierungsfaktor bestimmt wird. Dieser Faktor verknüpft Fernwärmelast und Kraftwerkspark miteinander und wird später noch genauer definiert. Mit Kenntnis der Stromkennzahlen und Stromverlustkennzahlen jeder Anlage können danach die elektrischen Leistungen, die elektrische KWK- Leistung sowie die Kondensationsleistung bestimmt werden. Bei Neubau bzw. Ersatz ausgelaufener Kraftwerke werden diese durch eine moderne Referenzanlage ersetzt. Stromkennzahlen und Wirkungsgrade werden dementsprechend angepasst

Tabelle 15 zeigt die einzelnen Anteile der Kraftwerkstypen an der Gesamtwärmeversorgung. Dabei entfallen 90 % des Bestandes inkl. Verdichtung auf die HKW und jeweils 10 % auf die BHKW. Bei der Erweiterung, die für Szenario B wichtig ist, entfallen nur mehr zwei Drittel auf die HKW und ein Drittel auf BHKW. Grund dafür ist ein vermehrter Einsatz dezentraler BHKW in den Wärmenetzen, der bei der Fernwärmeerweiterung unterstellt wird.

Tabelle 15: Prozentuale Anteile der Kraftwerkstypen an der Fernwärmeversorgung

	HKW	BHKW
<b>Fernwärmebestand</b>	90 %	10 %
<b>Fernwärmeverdichtung</b>	90 %	10 %
<b>Fernwärmeerweiterung</b>	67 %	33 %

Diese Anteile müssen daher bei der Bestimmung der thermischen Leistungen der HKW und BHKW- Anlagen immer berücksichtigt werden.

Die wichtigsten Parameter des Anlagenparks für die Auslegung sind:

- KWK- Wärmeleistung ( $\dot{Q}_{KWK}$ ) sowie elektrische KWK- Leistung ( $\dot{W}_{KWK}$ )
- Maximale elektrische Leistung, bzw. Kondensationsleistung ( $\dot{W}_{Kond}$ )
- Wärmelastskalierungsfaktor ( $\lambda$ ); damit verbunden KWK- Engpassleistung ( $\mu$ )
- Theoretische Vollbenutzungsstunden

Diese stellen die charakteristischen Parameter zur Auslegung der Anlagenparks der Szenarien dar und werden für alle Stützjahre berechnet.

Ein weiterer Parameter, der unabhängig vom jeweiligen Szenario immer gleich berechnet wird, ist die Auslegungsleistung des Spitzenlastkessels. Dieser dient einerseits zur Abdeckung der Spitzenlasten, die die KWK- Anlage aufgrund ihrer Auslegung nicht bereitstellen kann und andererseits als redundante Einheit bei Ausfall der Anlage, um auch dann die benötigte Wärmeleistung bereitstellen zu können. Bei genauer Betrachtung der Jahresdauerlinien in Kapitel 4 ist zu erkennen, dass je niedriger die KWK- Leistung gewählt wird, desto höher ist die Leistung des Spitzenlastkessels. Die Gesamtleistung des Spitzenlastkessels setzt sich aus der Spitzenleistung und einem Anteil an redundanter Leistung zusammen. Die Spitzenleistung ist die Differenz der Fernwärme- zur KWK- Wärmeleistung, die redundante Leistung ist die Größere aus Spitzenleistung und KWK- Wärmeleistung. Nach folgender Formel wird die Leistung des Spitzenlastkessels berechnet.

Formel 13: Leistungsberechnung Spitzenlastkessel

$$\dot{Q}_{SpK} = \dot{Q}_{KWK} (\lambda - 1) + \max[\dot{Q}_{KWK}; \dot{Q}_{KWK} (\lambda - 1)]$$

Der Zusammenhang zwischen Fernwärmeleistung und KWK- Wärmeleistung ist in Formel 14 zu sehen; daher kann obige Formel mithilfe des Wärmelastskalierungsfaktors geschrieben werden.

Des Weiteren werden für die Szenarien A und B eine flexible Auslegung untersucht, die den Einsatz bzw. die Auslegung der Wärmespeicher und Elektroheizer betreffen. Dies wird jedoch genauer in den einzelnen Abschnitten beschrieben.

Alle anderen Parameter, die nicht verändert werden sollen, werden direkt aus der Kraftwerksdatenbank übernommen. Die nächsten drei Abschnitte beschreiben nun die Vorgehensweise zur Bestimmung der Kraftwerksparks der einzelnen Szenarien etwas detaillierter.

### 5.2.1 Anlagenpark Referenzszenario

Im Referenzszenario findet grundsätzlich kein Ausbau bzw. Ersatz von KWK- Anlagen am Ende ihrer Laufzeit statt. In Folge dessen nehmen die installierten KWK- Leistungen über die Zeit bis 2050 ab. Einzige Ausnahme bilden zwei Anlagen, die 2017 bzw. 2019 auslaufen. Sie werden durch neue Anlagen mit den gleichen Leistungswerten ersetzt. Die thermische Leistung der Kraftwerke bleibt zwar konstant, die Stromkennzahl sowie Wirkungsgrade in Voll- sowie Teillastbetrieb der zwei Anlagen werden jedoch an den neuesten Stand angepasst. Große Auswirkung auf die Leistung des Kraftwerksparks hat vor allem die Stromkennzahl. Neu gebaute Anlagen bekommen die Stromkennzahl 1,2 zugewiesen, da die meisten Anlagen in diesem Bereich liegen, siehe Abbildung 7. Die Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis von KWK- Wärmeleistung zu elektrischer KWK- Leistung. Eine höhere Stromkennzahl bewirkt also eine Erhöhung der relativen Stromerzeugung und erhöht damit auch die elektrische Leistung des gesamten Kraftwerksparks.

Der zweite wichtige Parameter der für neue Anlagen definiert werden muss ist die Stromverlustkennzahl. Sie wurde schon im Einführungskapitel erläutert und wird bei neu gebauten bzw. modernisierten Kraftwerken auf 0,1 gesetzt. Dies ist ein sehr niedriger Wert und von modernen Anlagen heute durchaus erreichbar.<sup>94</sup>

Insgesamt sind bei den HKW ca. 7,6 GW und bei den BHKW 1,4 GW thermische Leistung im Jahr 2020 bei der Fernwärme- KWK installiert. Die Laufzeiten der Anlagen werden für das Referenzszenario mit 45 Jahren gewählt. Dies entspricht einer leicht überdurchschnittlichen Laufzeit, die bei GuD- Anlagen normalerweise bei ca. 30 bis 35 Jahren liegt.<sup>95</sup> Grund dafür ist die Annahme, dass Anlagen die nicht modernisiert bzw. ersetzt werden, zumindest bis zum Letzt möglichen Zeitpunkt genutzt werden. Damit laufen die Anlagen im Referenzszenario Schritt für Schritt aus, was eine Verringerung der KWK- Leistungen bis zum Jahr 2050 zur Folge hat.

Für die beiden Stützjahre 2030 und 2050 müssen jeweils die Kraftwerksparks neu bestimmt werden. Jene Kraftwerke die vor dem jeweiligen Jahr das Laufzeitende erreicht haben, werden aus der Kraftwerksliste gelöscht. Damit ergibt sich jedoch das Problem, dass durch Wegfall der Kraftwerke das Verhältnis zwischen Wärmepotential und installierter thermischer Leistung verschoben wird und dadurch der eigentliche wichtige Einfluss, nämlich das sinkende Fernwärmepotential, überlagert wird. Das Fernwärmepotential ist durch den sogenannten Wärmeskalierungsfaktor mit der thermischen Leistung der Kraftwerke verknüpft. Der Wärmelastskalierungsfaktor ist gleichzeitig der Kehrwert der KWK- Engpassleistung. Um eine Verzerrung zu vermeiden, muss das Wärmepotential der ausgelaufenen Kraftwerke ermittelt und vom ursprünglichen Potential abgezogen werden. Danach kann die korrekte Berechnung des Wärmelastskalierungsfaktors erfolgen und es ist gewährleistet, dass das Verhältnis von sinkender Anlagenleistung und sinkendem Wärmebedarf korrekt abgebildet ist.

Dies wird für 2030 sowie für 2050 äquivalent durchgeführt. Ganz entscheidend bei der Auslegung der Kraftwerksparks ist dieser Wärmeskalierungsfaktor. Er wird durch die gesamte thermische Leistung sowie der maximalen Wärmelast ermittelt. Folgende Gleichung verdeutlicht den Zusammenhang:

<sup>94</sup> Vgl. Kail C.; Habersberger G. (2001), S.4

<sup>95</sup> Vgl. Markewitz P.; Stein G. (Hrsg.) (2003), S.61

Formel 14: Bestimmung des Wärmelastskalierungsfaktors

$$\lambda = \frac{1}{\mu} = \frac{\dot{Q}_{FW}}{\sum_{i=1}^n \dot{Q}_{KWK,i}}$$

Die Summe im Nenner von Formel 14 ist die Summe aller Leistungen der Kraftwerke im Kraftwerkspark; also die KWK- Wärmeleistung des Parks. Der Zähler ist die maximale Fernwärmeleistung, berechnet aus der zugehörigen Jahresdauerlinie aus Abbildung 37. Der Wärmelastskalierungsfaktor muss für alle Kraftwerke im Kraftwerkspark sowohl für die HKW als auch für die BHKW identisch sein, um sicherzustellen, dass der Anlagenpark auch tatsächlich das gewünschte Verhältnis zur Wärmelast abbildet. Da der Wärmeskalierungsfaktor der Kehrwert der KWK- Engpassleistung ist, spiegelt er auch die Flexibilität des Anlagenparks wider. Ein hoher Wärmeskalierungsfaktor bedeutet eine niedrige KWK- Engpassleistung und damit eine geringe Flexibilität. Ist er 1 oder sogar kleiner 1, ist der Anlagenpark sogar in der Lage eine gleich hohe bzw. höhere thermische Leistung als benötigt zur Verfügung zu stellen. Dies wird jedoch in dieser Arbeit nicht vorkommen, vielmehr wird die thermische Leistung der KWK- Anlagen nicht ausreichen um die gesamte Wärmenachfrage zu bedienen, da wie zuvor erwähnt das wirtschaftliche Optimum meistens zwischen 60 bis 80 % liegt. Ein Spitzenlastkessel wird daher immer nötig sein um Leistungsspitzen bereitzustellen.

Ein wichtiger Punkt bei der Bestimmung des Wärmelastskalierungsfaktors ist der Anteil an HKW und BHKW am gesamten Wärmebedarf aus Tabelle 15. Um die Parameter fehlerfrei bestimmen zu können wird nun folgendermaßen vorgegangen. Der Wärmelastskalierungsfaktor wird nach Formel 14 berechnet, mit dem Unterschied, dass diesmal nur die HKW- Anlagen miteinbezogen werden. Daher wird die Summe der thermischen Leistungen nur für die HKW gebildet. Bei der maximalen Fernwärmeleistung muss nun ebenfalls der Anteil der BHKW verschwinden. Dazu wird die maximale Fernwärmeleistung ohne BHKW Anteil, über einen verminderten Wärmebedarf berechnet. Über dieses Verfahren ist es möglich den Wärmelastskalierungsfaktor ohne die Leistungen der BHKW zu berechnen. Dieser wird für den gesamten Kraftwerkspark übernommen und daher auch den BHKW zugewiesen. Da jedoch die Fernwärmeleistung vom Anteil der Wärmeleistung der BHKW abhängig ist, muss nun die thermische Leistung der BHKW berechnet werden. Dies geschieht wiederum durch umformen von Formel 14. Wie zuvor erwähnt, wird durch dieses Verfahren der BHKW- Anteil, der nur aggregiert vorkommt, jeweils an den Ausbau der HKW gekoppelt. Jedenfalls wird so sichergestellt, dass der Wärmelastskalierungsfaktor konsistent und richtig für beide Anlagentypen berechnet wird.

Mit Kenntnis des Wärmelastskalierungsfaktors ist der Kraftwerkspark eindeutig über die thermische Leistung bestimmt. Die zugehörige elektrische Leistung wird über die Stromkennzahl der betreffenden Anlage über Formel 5 bestimmt. Damit ist auch die elektrische KWK- Leistung festgelegt. Ein weiterer wichtiger Faktor, vor allem für die spätere ökonomische Bewertung, ist die maximale elektrische Leistung oder Kondensationsleistung der einzelnen Anlagen. Sie gibt an welche elektrische Leistung von der KWK maximal bereitgestellt werden kann und ist für die Kostenberechnung ganz entscheidend, da die spezifischen Investitionskosten von der Kondensationsleistung abhängig sind. Bei Gegendruckanlagen sowie BHKW sind maximale elektrische Leistung und KWK- Leistung gleich groß; bei Entnahmekondensationsanlagen ist die Kondensationsleistung in der Regel jedoch deutlich höher als die elektrische KWK- Leistung. Grund dafür ist die unterschiedliche Betriebsweise, zwischen KWK- und Entnahmekondensationsbetrieb, die nur bei Entnah-

mekondensationsanlagen vorkommt. Die Berechnung der Kondensationsleistungen erfolgt mithilfe der Stromkennzahl über folgende Formel:

Formel 15: Berechnung der Kondensationsleistung

$$\dot{W}_{Kond} = \dot{W}_{KWK} + \beta \cdot \dot{Q}_{KWK}$$

Diese Neuberechnung ist dann notwendig, wenn Anlagen neu errichtet bzw. modernisiert werden, da sich danach die Stromverlustkennzahl sowie die Stromkennzahl und damit die elektrische KWK- Leistung ändert. Im Referenzszenario tritt dieser Fall jedoch nur für zwei Anlagen bis zum Jahr 2020 auf, für die Ausbauszenarien A und B sind diese Berechnungen jedenfalls in allen Kraftwerkspark notwendig.

Als letzten Parameter wird die Spitzenlastkesselleistung nach Formel 13 berechnet. Die restlichen Anlagenparameter werden unverändert aus der Kraftwerksdatenbank für jede Anlage übernommen. Die Berechnung der wichtigsten Parameter erfolgt im Referenzszenario pro Stützjahr. Tabelle 16 zeigt die Ergebnisse der berechneten Auslegungswerte.

Tabelle 16: Auslegungsparameter Referenzszenario 2020 - 2050

	Einheit	2020	2030	2050
KWK- Wärmeleistung	[GWth.]	8,47	7,87	3,84
elektrische KWK- Leistung	[GWel.]	7,80	7,40	3,82
Wärmeskalierungsfaktor	[1]	2,61	2,02	1,91
th. Vollbenutzungsstunden	[h]	5.177	4.161	3.708

Mit dem Auslaufen der Anlagen ist ein deutlicher Rückgang der Wärmeleistung sowie der elektrische Leistung bis 2050 verbunden. Wenn der Einfluss des Wegfalls dieser Anlagen nicht in der Berechnung berücksichtigt worden wäre, wäre eine starke Erhöhung des Wärmeskalierungsfaktors die Folge gewesen. Durch die zuvor beschriebene Vorgehensweise wurde dies jedoch verhindert. Damit ist eine Erniedrigung des Wärmeskalierungsfaktors bis 2050 erkennbar, die auf einen verminderten Wärmebedarf hindeutet. Hier sind zusätzlich noch die theoretischen Vollbenutzungsstunden dargestellt. Bei den Zahlenwerten handelt es sich jedoch nur um eine erste Abschätzung der möglichen Vollbenutzungsstunden. Diese Werte wurden anhand der Jahresdauerlinien sowie der KWK- Engpassleistung ermittelt und geben die maximal erreichbaren Vollbenutzungsstunden an, die vom Kraftwerkspark erreicht werden können. Die Berechnung der VBS erfolgt über:

Formel 16: Berechnung der theoretischen Vollbenutzungsstunden

$$VBS = \frac{Q_{KWK}}{\dot{Q}_{KWK}}$$

Dabei ist  $(Q_{KWK})$  die Wärmeenergie die durch den Anlagenpark als Fernwärme in einem Jahr maximal abgesetzt werden kann und  $(\dot{Q}_{KWK})$  ist die zugehörige KWK- Wärmeleistung, also die Summe aller thermischen Leistungen des Kraftwerkspark. Da jedoch die tatsächlich erzeugte Wärmemenge erst nach der Simulation bekannt ist, können die tatsächlichen Werte erst am Ende der Simulation durch die Kraftwerkseinsatzplanung bestimmt werden. Als erste Abschätzung sind sie jedoch gut geeignet um die gesamte Anlagenauslegung konsistent zur BMU- Leitstudie durchzuführen.

Die Bestimmung des Kraftwerkspark für die Stützjahre des Referenzszenarios ist nun abgeschlossen. Einige der genannten Berechnungsmethoden werden für die beiden folgenden

Szenarien unverändert übernommen, jene die eine unterschiedliche Berechnungsweise erfordern, werden gesondert genannt.

### 5.2.2 Anlagenpark Szenario A

Die Bestimmung der Anlagenparks für das Szenario A unterscheidet sich in einigen Punkten von der des Referenzszenarios. Zum einen werden erstmals flexible Anlagenkonfigurationen definiert, das bedeutet, dass z.B. Wärmespeicher zum Einsatz kommen, zum anderen werden Anlagen nach 30 Jahren, nicht wie beim Referenzszenario einfach entfernt, sondern nach bestimmten Gesichtspunkten neu zugebaut bzw. modernisiert. Der Wärmebedarf, also das Fernwärmepotential für die KWK- Anlagen, ist gleich hoch wie der des Referenzszenarios, da sowohl Bestand als auch Verdichtung als Fernwärmepotential durch die KWK erschlossen wird.

In diesem Szenario kommt es zwar noch zu keinem massiven Ausbau der KWK- Anlagen bis 2020, jedoch werden aufgrund kürzerer Laufzeiten mehr Anlagen als zuvor neu ersetzt. Die Laufzeiten werden sowohl für dieses, als auch für das Szenario B mit 30 Jahren angenommen. Der Ersatz von auslaufenden Anlagen bis 2020 wirkt sich positiv auf die Höhe der elektrischen Leistungen aus, da die neuen Anlagen höhere Stromkennzahlen bzw. niedrigerer Stromverlustkennzahlen aufweisen. Die KWK- Wärmeleistungen bleiben jedoch konstant. Um die Szenarien untereinander vergleichbar zu machen, bzw. den Einfluss des sinkenden Wärmebedarfs gut darstellen zu können, werden die KWK- Engpassleistungen für jedes Szenario im Auslegungsjahr 2020 konstant gehalten. Dies hat nun keinen großen Einfluss auf die weitere Berechnung in Szenario A, sondern wird später im Szenario B eine Rolle spielen.

Abschnitt 4.2.1 zeigt in der Jahresdauerlinie eine höhere Auslegung der flexiblen KWK- Engpassleistung als zuvor beim Referenzszenario. Dies ist streng genommen jedoch nur ab dem Jahr 2020 richtig, denn im Jahr 2020 soll dieser Parameter unabhängig vom Szenario konstant sein. Dies wurde deshalb so dargestellt um zu verdeutlichen, dass dieses Szenario der Untersuchung einer Erhöhung der KWK- Engpassleistung ab 2020 dient.

Die Definition der Anlagenparks erfolgt nun äquivalent zum vorigen Abschnitt. Zuerst werden die auslaufenden Kraftwerke ersetzt, die thermischen Leistungen, die Wärmeskalierungsfaktoren sowie die Vollbenutzungsstunden berechnet. Die neuen Kraftwerke erhalten jeweils die definierten Werte sowie eine Laufzeit von 30 Jahren. Für die Jahre 2030 und 2050 werden die auslaufenden Anlagen ebenfalls nachgebaut. Der große Unterschied zum Referenzszenario ist nun, dass der Anlagenbestand nicht abnimmt, sondern die KWK- Wärmeleistung bis 2050 konstant gehalten wird. In Kombination mit dem sinkenden Wärmebedarf ergibt sich somit eine erhöhte Flexibilität des KWK- Parks.

Zusätzlich wird noch das Szenariojahr 2050\* mit einer höheren KWK- Wärmeleistung berechnet. Dazu werden die Kraftwerke zwischen 2030 und 2050 modernisiert und mit höheren Leistungen ausgestattet um den Einfluss einer höheren KWK- Wärmeleistung bei niedrigerem Fernwärmeausbau bis 2050 zu untersuchen. Die Auslegung wurde so gewählt, dass die elektrische KWK- Leistung für 2050 gleich hoch ist wie bei Szenario B.

Tabelle 17 zeigt die verwendeten Parameter im Szenario A.

Tabelle 17: Auslegungsparameter Szenario A 2020 - 2050

	Einheit	2020	2030	2050	2050*
KWK- Wärmeleistung	[GW <sub>th</sub> ]	8,47	8,47	8,47	12,27
elektrische KWK- Leistung	[GW <sub>el</sub> ]	8,13	9,47	9,98	14,53
Wärmeskalierungsfaktor	[1]	2,61	2,02	1,77	1,22
th. Vollbenutzungsstunden	[h]	5.177	4.161	3.561	2628

Die KWK- Wärmeleistung bleibt von 2020 bis 2050 konstant, jedoch steigt die elektrische Leistung geringfügig an. Dies ist auf den Ersatz von modernen GuD- Anlagen bzw.- auf das teilweise Ausscheiden der alten Stein- und Braunkohlekraftwerke zurückzuführen. Die Wärmeskalierungsfaktoren sind in den Jahren 2020 und 2030 gleich wie beim Referenzszenario; erst 2050 zeigt sich ein deutlicher Rückgang des Wertes. Die Vollbenutzungsstunden liefern hier zwar keine neuen Aussagen, sie sind jedoch erforderlich um die Auslegung der Kraftwerke mit der BMU- Leitstudie vergleichen zu können. Diese sollten sich ungefähr im gleichen Rahmen bewegen, was auch durchgehend sichergestellt ist.

Zusätzlich wurde für das Jahr ein Anlagenpark mit erhöhter KWK- Leistung definiert. Dabei sinkt der Wärmeskalierungsfaktor stark ab, da sich die Wärmelast nicht erhöht. Die Folge ist eine erhöhte Flexibilität des Anlagenparks der in dieser Arbeit zusätzlich untersucht wird.

Der nächste Punkt betrifft nun die Flexibilität der KWK- Anlagen in den einzelnen Stützjahren. Dazu wird eine Flexibilitätsvariante definiert, die sowohl Wärmespeicher als auch Elektroheizer beinhaltet.

- Flexibilität 0: Kein Einsatz von Wärmespeichern
- Flexibilität 1: Einsatz von 12- Stunden Wärmespeicher und Elektroheizer

Beim ersten Punkt werden keine Wärmespeicher definiert um den Einfluss der Flexibilität innerhalb des Szenarios vergleichen zu können. Danach werden die Kraftwerke in Szenario A mit 12- Stunden Speichern ausgerüstet. Dies ist gängige Praxis in der Industrie und wurde auch schon in anderen Studien verwendet. Die Berechnung des Wärmehalts und damit auch des Volumens des Wärmespeichers werden über folgende Formel berechnet:

Formel 17: Berechnung der Wärmespeichergroße

$$Q_{Sp} = x \cdot \dot{Q}_{KWK}$$

$$x = \{0;12\}$$

Der Energieinhalt des Wärmespeichers ist somit ein Vielfaches der KWK- Wärmeleistung. Nicht nur der Energieinhalt der Wärmespeicher muss definiert werden, zusätzlich gibt es zwei weitere technologische Parameter die bestimmt werden müssen. Diese sind die maximale Wärmespeicherleistung und der Wärmeverlust. Diese Parameter wurden schon in Abschnitt 4.5.1 erklärt. Wärmespeicher können in der Industrie so ausgelegt werden, dass sie in der Lage sind die maximale Wärmeleistung einer KWK aufnehmen bzw. abgeben können. Das bedeutet, dass es beim Ein- bzw. Ausspeichern zu keinen Restriktionen bei der Leistungsübertragung kommt. Dies wurde auch in Gesprächen mit Vertretern aus der Industrie bestätigt. Die Einspeise- und Ausspeiseleistungen der Speicher werden somit mit der KWK- Wärmeleistung gleichgesetzt.

Formel 18: Definition der Wärmespeicherleistungen

$$\dot{Q}_{Sp,ein} = \dot{Q}_{Sp,aus} = \dot{Q}_{KWK}$$

Die Wärmeverluste werden anhand von Formel 9 für jeden Wärmespeicher berechnet. Diese Berechnungsmethodik wird jedoch nur für die HKW- Anlagen angewandt. Aufgrund der aggregierten Darstellung der BHKW- Anlagen, würde diese Berechnung, wegen der hohen Leistungen, sehr niedrige Verluste ergeben. Das würde vor allem bei den BHKW, die kleinere Leistungen und damit kleine Speicher haben, fälschlicherweise zu sehr niedrigen Verlusten führen. Daher werden für die BHKW- Anlagen eine konstante Verlustleistung von 0,05 % pro Stunde angesetzt.

Der letzte Punkt auf den bei der Definition des Szenarios A eingegangen wird, betrifft die Auslegung der Elektroheizer. Diese dienen nicht unmittelbar der Flexibilität der KWK- Anlagen sondern ermöglichen eine Integration von EE- Strom bzw. können sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirken.

Der Einsatz von E- Heizern für KWK- Anlagen wurde schon zuvor in der BMU Leitstudie durchgeführt. Um keine Restriktionen beim Einsatz der Elektroheizer zu haben wird ihre Leistung auf 100 % der maximalen KWK- Wärmeleistung gesetzt.

Formel 19: Berechnung der Elektroheizleistung

$$\dot{Q}_{EHZ} = \dot{Q}_{KWK}$$

Alle anderen Parameter werden analog zum vorigen Abschnitt definiert, bzw. unverändert aus der Kraftwerksdatenbank übernommen.

### 5.2.3 Anlagenpark Szenario B

Dieses Szenario stellt den progressiven Ausbau der KWK dar, bei der Kraftwerke bis 2020 neu zugebaut werden. Aus Tabelle 14 ist ersichtlich, dass sich das zugrundeliegende Wärmepotential sehr stark erhöht, was auf die Netzerweiterung zurückzuführen ist. Aufgrund der Prämisse, dass alle Szenarien im Jahr 2020 den gleichen Wärmeskalierungsfaktor aufweisen sollen, muss nun der Kraftwerkspark dahingehend angepasst werden. Dazu muss zunächst ermittelt werden, wie hoch die Zubauleistungen der Anlagen sein müssen um denselben Wärmeskalierungsfaktor der anderen Szenarien zu erreichen.

Die maximale Wärmelast im Jahr 2020, die aus dem Wärmelastgang berechnet wurde, beträgt 26,77 GW thermische Leistung für die HKW- Anlagen. Um einen Wärmeskalierungsfaktor von 2,61 zu erreichen, muss der Kraftwerkspark demnach 10,25 GW KWK- Wärmeleistung beinhalten. Der bestehende Kraftwerkspark enthält jedoch lediglich 7,6 GW Leistung ohne BHKW. Das bedeutet dass eine Zubauleistungen von ca. 2,6 GW der HKW- Anlagen bis 2020 erforderlich ist. Diese Leistung muss nun durch den Zubau von neuen Anlagen erreicht werden. Dazu wird die durchschnittliche Anlagenleistung des ursprünglichen Parks berechnet und dieser Wert danach für die Neuanlagen verwendet. Ausgehend von den 7,6 GW aufgeteilt auf die 45 bestehenden Kraftwerke ergibt sich eine durchschnittliche thermische Anlagenleistung von ca. 170 MWth. Zur Deckung der Differenzleistung von 2,6 GW sind dementsprechend ca. 15 Neuanlagen, die alle als GuD- Anlagen gebaut werden, notwendig. Die genaue Berechnung ergibt damit einen Zubau von 15 Neuanlagen, wiederum mit Laufzeiten von 30 Jahren, mit thermischen Leistungen von ca. 170 MWth.

Die BHKW- Anlagen werden wie zuvor an die verbleibende Wärmeleistung angepasst. In den Jahren 2030 bzw. 2050 werden die auslaufenden Anlagen durch modernisierte Anlagen



mit gleicher thermischer Leistung ersetzt. Die Methodik zur Berechnung der übrigen Parameter bleibt gleich. Dies führt zu den Ergebnissen aus Tabelle 18.

Tabelle 18: Auslegungsparameter Szenario B 2020-2050

	Einheit	2020	2030	2050
KWK- Wärmeleistung	[GW <sub>th.</sub> ]	12,38	12,51	12,51
elektrische KWK- Leistung	[GW <sub>el.</sub> ]	12,57	13,72	14,54
Wärmeskalierungsfaktor	[1]	2,61	2,11	1,85
th. Vollbenutzungsstunden	[h]	5.177	4.241	3.651

Die Erhöhung der elektrischen- als auch der thermischen Leistung um ca. 50 % im Gegensatz zu Szenario A ist deutlich zu erkennen. Der Wärmeskalierungsfaktor nimmt jedoch etwas weniger stark ab als bei Szenario A. Das liegt daran, dass hier beim Szenario B das Erweiterungspotential erschlossen wird, dieses jedoch weniger stark abnimmt als das Verdichtungspotential. Der Wärmebedarf bleibt dadurch relativ zum Szenario A etwas höher.

Die Variation der Wärmespeichergößen sowie der Einsatz der E- Heizer werden gleich wie beim Szenario A, auf 12 Stunden für die Speichergröße bzw. die Elektroheizleistung auf 100 % der KWK- Wärmeleistung ausgelegt. Alle übrigen Parameter werden nach den vorher beschriebenen Formeln berechnet bzw. direkt aus der Kraftwerksdatenbank übernommen.

In Abbildung 38 und Abbildung 39 sind jeweils die Jahresdauerlinien des Referenzszenarios und der Ausbauszenarien dargestellt. Die Skalierung der y-Achse wurde konstant gewählt, um die unterschiedlich hohen Wärmeleistungen der Szenarien untereinander darzustellen. Man kann erkennen, dass im Referenzszenario der Wärmebedarf rapide abnimmt. Bei den Szenarien A und B ist das Absinken durch die Fernwärmeerschließung weniger stark.

Der hellgraue Bereich zeigt den KWK- Wärmeanteil an, also jener Anteil, der durch die KWK gedeckt werden kann. Der Übergang zwischen dem hell- und dunkelgrauen Bereich stellt die Auslegung, also die KWK- Engpassleistung des Gesamtparks dar. Der dunkelgraue Bereich stellt jene Leistungen dar, die nicht von den Anlagen gedeckt werden können. Dieser Bereich wird durch die Spitzenlastkessel bereitgestellt.

Wie zuvor erwähnt, nehmen die Wärmeskalierungsfaktoren über die Jahre ab, was bedeutet, dass die KWK- Engpassleistung immer weiter zunimmt. Diese Zunahme ist hier bei den Jahresdauerlinien deutlich erkennbar, da sich der dunkelgraue Bereich immer weiter nach oben verschiebt. Die KWK- Anlagenparks werden daher bis 2050 immer flexibler.

## 5 Definition der Anlagenparks und Kostenberechnung

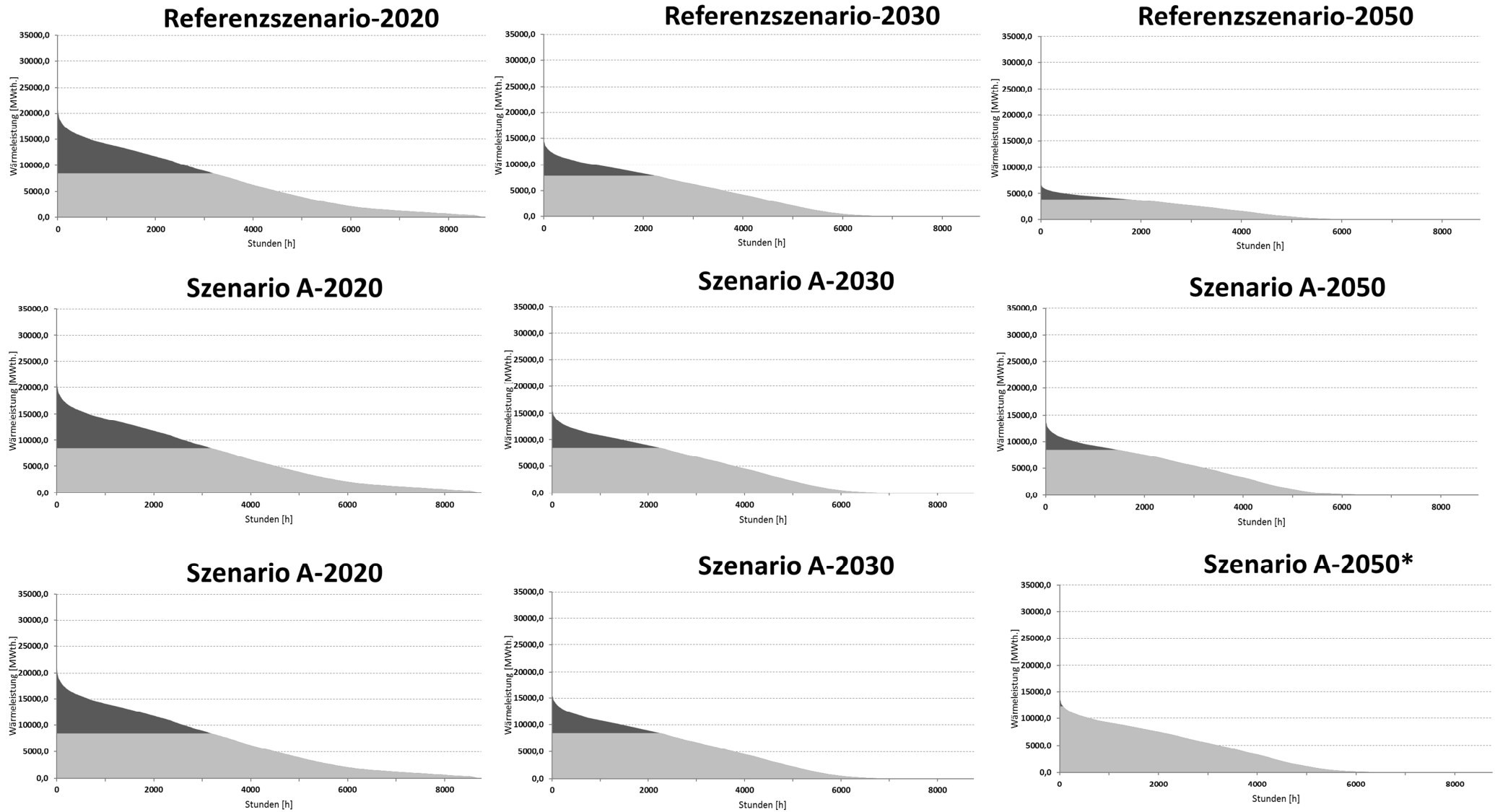


Abbildung 38: Übersicht der Jahresdauerlinien von Szenario A von 2020 bis 2050 bzw. 2050\*

## 5 Definition der Anlagenparks und Kostenberechnung

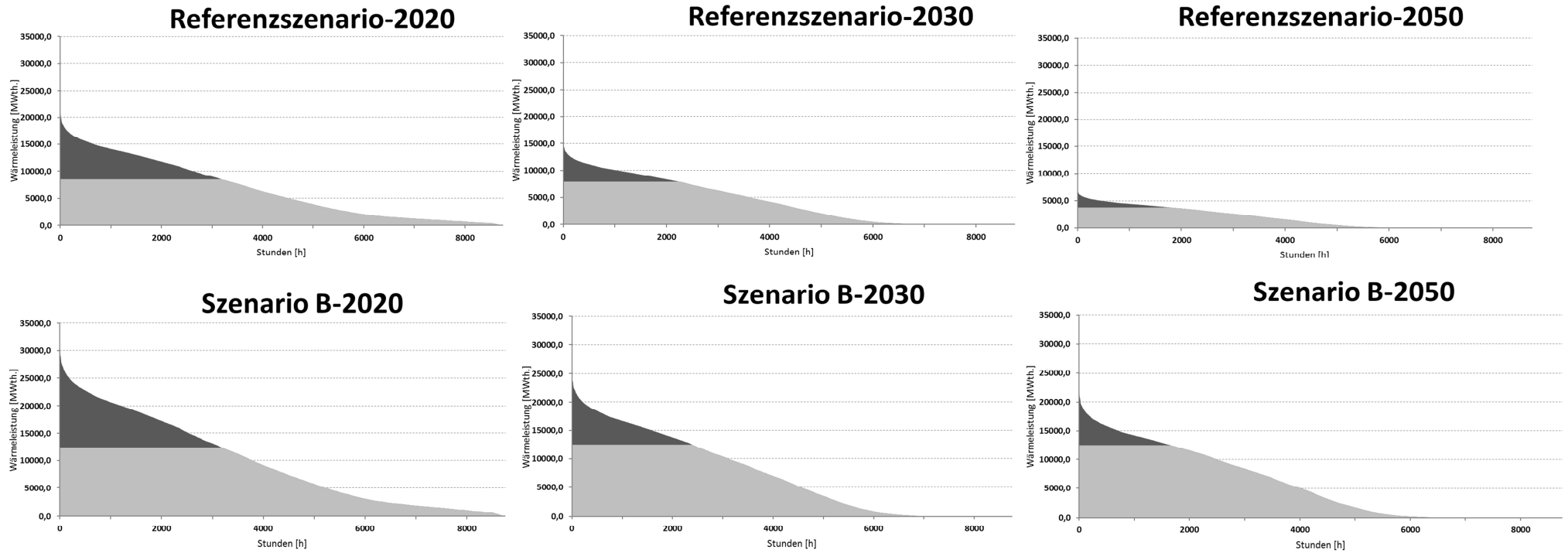


Abbildung 39: Übersicht der Jahresdauerlinien von Szenario B von 2020 bis 2050

## 5.3 Simulation in der Kraftwerkseinsatzplanung<sup>96</sup>

### 5.3.1 Theorie der Simulationsumgebung

Die Kraftwerksparks und die zugehörigen Jahresdauerlinien werden durch die Kraftwerkseinsatzplanung simuliert. Die Kraftwerkseinsatzplanung wurde am Fraunhofer IWES erstellt und auch bei der BMU- Leitstudie eingesetzt.<sup>97</sup> Sie basiert auf Methoden der linearen Optimierung und ermöglicht es in seiner nationalen Version, die auch für die BMU-Leitstudie eingesetzt wurde, den Kraftwerksverbund Deutschlands blockscharf abzubilden und über die Zeit dynamisch zu simulieren. Folgendes Modell liegt der Kraftwerkseinsatzplanung zugrunde.

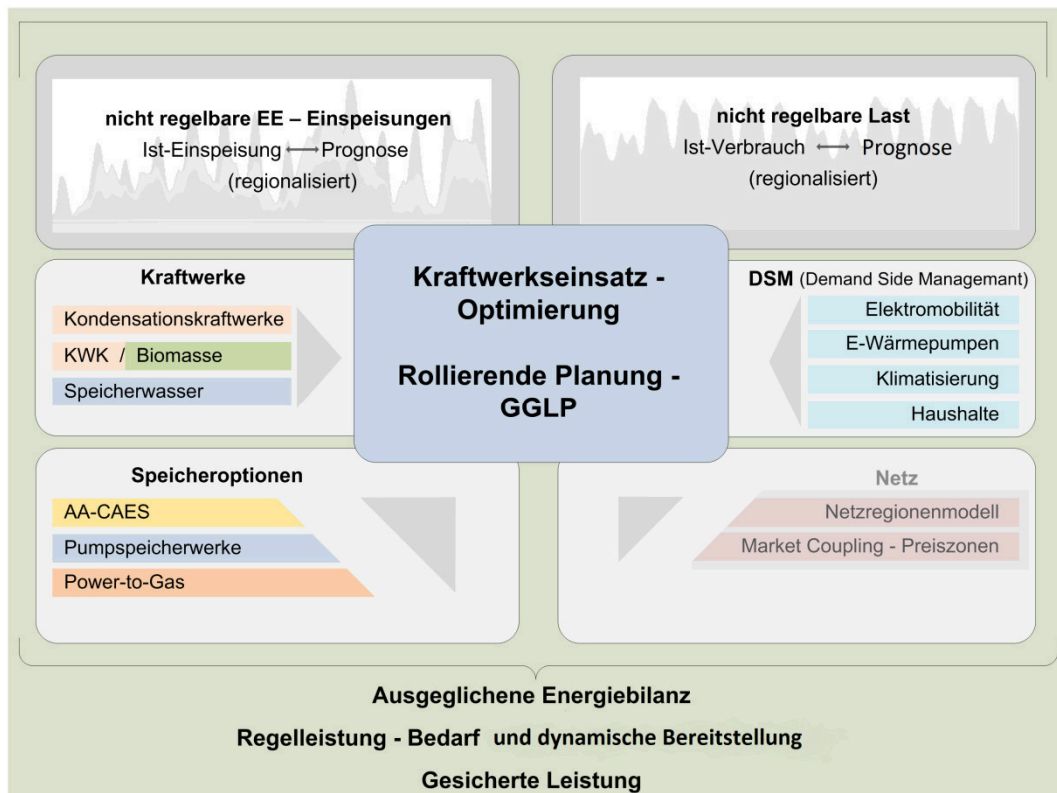


Abbildung 40: Modell der Kraftwerkseinsatzplanung<sup>98</sup>

Angebot (linke Seite) und Nachfrage (rechte Seite) werden durch eine rollierende, kostenminimierende Kraftwerkseinsatzplanung in stündlicher Auflösung simuliert. Kostenminimierend bedeutet, dass jene Kraftwerke zum Einsatz kommen, die aufgrund der gegebenen Situation die günstigsten Grenzkosten zur Erzeugung des Stroms haben. Die nicht regelbaren EE werden vorrangig zur Lastdeckung eingesetzt, die konventionellen Kraftwerke dann entsprechend des Einsatzplanes auf Basis der Merit-Order.

Mithilfe der Simulation ist es möglich, wesentliche Erkenntnisse über den Einsatz und die Flexibilität der KWK zu generieren. Die Ergebnisse tragen damit einen wesentlichen Teil zur Beantwortung der Forschungsfrage bei. Vor allem die tatsächlich abgesetzten Energiemengen sowie der Brennstoffbedarf und die CO<sub>2</sub>-Emissionen spielen eine wichtige Rolle

<sup>96</sup> Vgl. DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S. 177ff

<sup>97</sup> Siehe: V. Oehsen A. (2012)

<sup>98</sup> Quelle: DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012), S. 178

zur Beantwortung der Arbeitshypothese. Die Kraftwerksparks und alle notwendigen Parameter der Anlagen wurden in dieser Arbeit ermittelt und werden in die Simulation eingelesen und berechnet. Dies wird vom Fraunhofer IWES durchgeführt.

Folgende Ergebnisse werden aus der Simulation ausgewertet.

- Brennstoff- und Energiemengen aufgelöst nach Kraftwerkstypen und Brennstoffen
- Anfahrzeiten, und Anfahrkosten
- Gesamtbilanz der Kraftwerke und Wärmespeicher

Damit später der Ausbau der KWK sowie der Einsatz der Flexibilisierung absolut gegenüber dem Referenzszenario bzw. relativ innerhalb eines Szenarios verglichen werden kann werden nun ausgewählte Szenariovarianten definiert, die mit der Kraftwerkseinsatzplanung simuliert werden. Tabelle 19 zeigt nun die Szenariovarianten für die Simulation.

Tabelle 19: Szenariovarianten für die Simulation

Szenariovariante	Kraftwerkspark	Speichereinsatz	E- Heizereinsatz
<b>Ref</b>	Auslaufen		
<b>A0</b>	Ersatz		
<b>A0*</b>	Ersatz und Zubau ab 2030		
<b>A12</b>	Ersatz	X	X
<b>A12*</b>	Ersatz und Zubau ab 2030	X	X
<b>B0</b>	Ersatz und Zubau bis 2020		
<b>B12</b>	Ersatz und Zubau bis 2020	X	X

Auf Basis der Annahmen aus Tabelle 6 werden für die Simulation das Referenzszenario (Ref), eine unflexible (A0) und ein flexible Variante (A12) aus Szenario A und Szenario B (B0, B12) simuliert. Um den Einfluss eines höhere KWK- Zubaus ab 2030 ohne Fernwärmeerweiterung bestimmen zu können, wird zusätzlich das Szenario A0\* bzw. A12\* definiert. Die Kraftwerksparks werden für die unflexiblen Szenarien für 2020, 2030 und 2050 berechnet. Um den Rechenaufwand in Grenzen zu halten werden die flexiblen Varianten nur für 2020 und 2050 simuliert.

Die Simulationen wurden vom Fraunhofer IWES durchgeführt und die Ergebnisse in Form von Excel- Dateien bereitgestellt. Die Ergebnisse dieser Simulation sind nun im nächsten Abschnitt dargestellt.

### 5.3.2 Ergebnisse der Simulation - Energiebilanzen

Die Ergebnisse bestehen aus Wärme- und Strombilanzen der simulierten KWK- Kraftwerksparks auf Basis der einzelnen Szenariovarianten. Die entsprechenden Werte wurden für alle Brennstoffarten und Kraftwerkstypen bestimmt, wobei für diese Arbeit vor allem die Gesamtbilanz der KWK interessant ist. Daher wurden die Werte über alle Kraftwerkstypen und Brennstoffarten summiert um die Gesamtbilanz für jedes Szenario zu erstellen. Tabelle 20 zeigt exemplarisch die Energiebilanz für das Referenzszenario, die als Ergebnis aus der Simulation generiert wurde, wobei jedoch für jede Szenariovariante aus Tabelle 19 solch eine Energiebilanz ermittelt wird.

Es sind dabei die gekoppelte Stromproduktion sowie die KWK- Wärmeproduktion zu sehen. Zusätzlich sind die Energiemengen aus dem Spitzenlastkessel sowie, Wärmespeicher und Elektroheizer abgebildet. Die Elektroheizer sowie die Wärmespeicher weisen im Referenzszenario keine Werte auf. Diese Bilanz gilt für den gesamten KWK- Kraftwerkspark

sowohl den HKW als auch BHKW- Anlagen. Zuletzt ist noch die gesamte CO<sub>2</sub>- Produktion sowie der Gesamtbrennstoffverbrauch aufgelistet.

Tabelle 20: Energiebilanz des Referenzszenarios

<b>Energiebilanz [TWh]</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
KWK-Strom	37,28	24,30	6,67
KWK-Wärme	40,42	25,40	6,99
Wärme-Spitzenlastkessel	17,67	12,52	8,73
Wärme-Heizstab	---	---	---
Speicherwärme	---	---	---
Speicherverluste	---	---	---
CO <sub>2</sub> -Produktion [1000t]	60.243	42.853	18.260
Brennstoffverbrauch	215,55	158,39	71,23

So sehen die Energiebilanzen aus, die als Ergebnisse aus den Simulationsrechnungen generiert werden. Hier wurde nur beispielhaft die Energiebilanz des Referenzszenarios dargestellt, selbstverständlich wird aus jeder Szenariovariante solch eine Energiebilanz generiert, mit der dann die Bewertungskriterien berechnet werden können.

Hier muss man noch anmerken, dass sich die ausgewiesenen CO<sub>2</sub>- Emissionen sowie der Brennstoffverbrauch nur auf den Kraftwerkspark beziehen und die Verbräuche für die Brennwertkessel, die zusätzlich zur Fernwärmeversorgung eingesetzt werden, nicht miteinberechnet sind. Diese müssen für die Bewertung addiert werden.

Die Bewertung und Darstellung der Ergebnisse wird in Kapitel 6 durchgeführt, wo auch die Kosten der einzelnen Szenarien verglichen werden sollen. Dazu müssen noch zunächst die zugehörigen Investitionskosten jedes Szenarios bestimmt werden.

## 5.4 Bestimmung der Investitionskosten

Die Gesamtkosten für die Bewertung teilen sich in fixe und variable Kosten auf. Die variablen Kosten sind dabei jene Kosten, die vom Verbrauch der eingesetzten Brennstoffmengen und gegebenenfalls der CO<sub>2</sub>- Emissionen abhängig sind. Zu den fixen Kosten zählen daher:

- Investitionskosten bzw. Annuitäten für Anlagen, Komponenten und Wärmenetze
- Fixe jährliche Betriebskosten
- Anfahrkosten der einzelnen Kraftwerke

Zu den variablen oder verbrauchsabhängigen Kosten zählen:

- Brennstoffkosten der Kraftwerke und Brennwertkessel
- Kosten für CO<sub>2</sub>- Zertifikate der Kraftwerke

Die Summe aus fixen und variablen Kosten ergibt die Gesamtkosten nach denen die Szenarien verglichen und bewertet werden können. Die Investitionskosten werden auf Basis der zuvor erstellten Kraftwerksparks bestimmt. Die Daten für die Anfahrkosten sowie die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>- Zertifikatskosten müssen aus den Bilanzen der Simulationsergebnisse berechnet werden.

### 5.4.1 Investitionskosten der Kraftwerksparks

Die Investitionskosten der KWK- Anlagen, die in den einzelnen Szenarien neu zugebaut bzw. modernisiert wurden, müssen nun berechnet werden. Die Anlagenkosten teilen sich in Kosten für die GuD- Anlage inkl. Spitzenlastkessel, die Wärmespeicher sowie die Elektroheizener auf. Diese Kosten müssen für alle Szenarien und Stützjahre berechnet werden.

Die Gesamtkosten der GuD- Anlagen werden auf Basis der Kondensationsleistungen, also den maximalen elektrischen Leistungen der Anlagen, aus den zugehörigen Anlagenparks berechnet. Diese Leistungen werden jeweils mit den verschiedenen Kostenansätzen aus Tabelle 3 multipliziert und aufsummiert. Dabei werden jeweils minimale und maximale Kosten berechnet. Für die Spitzenlastkessel inkl. redundanter Leistung wird die in Tabelle 3 dargestellte Kostenfunktion verwendet. Bei den HKW werden nur jene Kosten berücksichtigt, die sich aus Zubau oder Modernisierung ergeben. Bei BHKW- Anlagen wird eine Laufzeit von 20 Jahren unterstellt. Nach diesen 20 Jahren müssen die BHKW- Anlagen neu gebaut werden, wobei dadurch wieder die ursprünglichen Investitionskosten in voller Höhe anfallen. Da die Kostenfunktionen von den elektrischen Leistungen abhängig sind, wird zur korrekten Berechnung der BHKW- Anlagenpark aus Abbildung 18 unterstellt. Folgende Abbildung zeigt die gesamten Investitionskosten für die KWK- Anlagen.

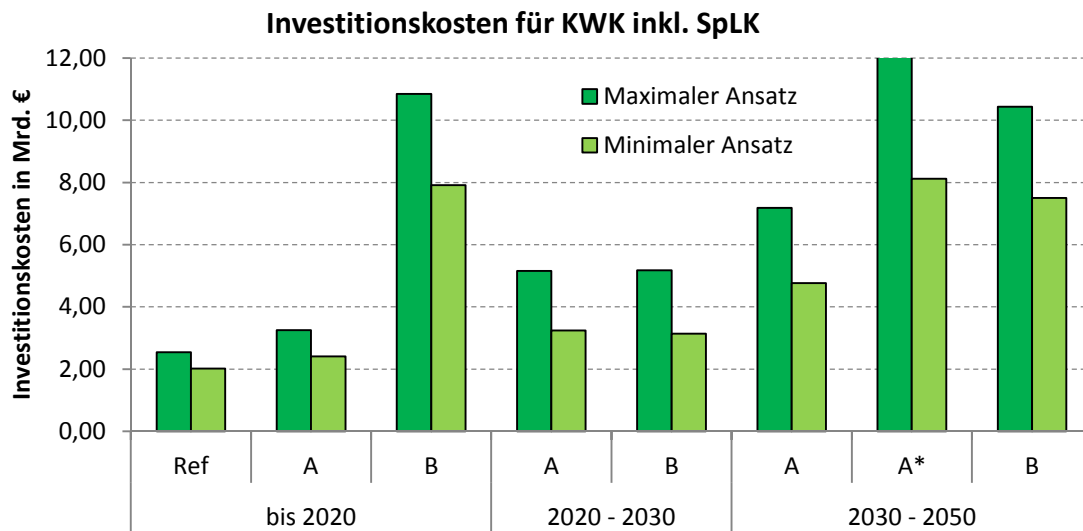


Abbildung 41: Investitionskosten für KWK- Anlagen inkl. SpLK

Die Abbildung zeigt die Investitionskosten der KWK- Anlagen inkl. der Spitzenlastkessel (SpLK) für die Szenarien von 2020 bis 2050. Beim Referenzszenario kommt es nur bis 2020 zu Investitionen in Anlagen, da hier ab 2020 die Anlagen sukzessive auslaufen. Im Szenario A steigen die Investitionskosten kontinuierlich an. Grund dafür ist die durchgehende Modernisierung der Anlagen. Das Szenario A\* bezeichnet hier den zusätzlichen Ausbau der KWK im Szenario A zwischen 2030 und 2050, was an den sehr hohen Investitionskosten zu sehen ist. Einzig im Szenario B zeigen sich sehr hohen Investitionskosten schon im Jahr 2020. Grund dafür ist der Ausbau bis 2020, der durch die Netzerweiterung ermöglicht wurde.

Da beim Referenzszenario die KWK- Anlagen kontinuierlich auslaufen, müssen hier die fehlenden elektrischen Leistungen von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden. Die nicht entstandenen Kosten für diese konventionellen Kraftwerke in den Szenarien A und B müssen in den Ausbauszenarien daher gutgeschrieben werden.

Im besten Fall ersetzen die KWK- Anlagen konventionelle GuD- Kraftwerke, im schlechteren Fall wird angenommen, dass sie konventionelle Gasturbinenkraftwerke ersetzen.

Gasturbinenkraftwerke sind günstiger als GuD- Anlagen weisen jedoch auch schlechtere Wirkungsgrade auf. Wenn beim Referenzszenario daher statt eines KWK- Ausbaus, Gasturbinen- Kraftwerke die fehlenden Leistungen ersetzen, sind diese Investitionskosten niedriger als wenn sie durch GuD- Anlagen ersetzt würden. Die Gutschrift ist daher bei der Annahme, dass GT- Anlagen gebaut würden viel geringer als bei der Annahme, dass GuD- Anlagen die fehlenden Leistungen ersetzen. Um eine Pro- und Contra- Variante abzubilden wird daher angenommen, dass einmal Gasturbinen und einmal GuD- Anlagen durch die KWK- Anlagen substituiert werden.

Es wurde schon in Abschnitt 2.4 angesprochen, dass man auf Basis der EWI- Studie von Investitionskosten von 900 €/kWel. für GuD- Anlagen und 400 €/kWel. für GT- Anlagen ausgehen kann.<sup>99</sup> Die Anlagenleistungen die im Szenario A und B gutgeschrieben werden, müssen aus den Differenzen der elektrischen KWK- Leistungen berechnet werden. Tabelle 21 zeigt die elektrischen KWK- Leistungen der Szenarien sowie die berechneten Gutschriften.

Tabelle 21: Leistungen und Gutschriften der Szenarien in MW bzw. Mio. €

	2020	2030	2050	2050 (*)
Referenzszenario	7.803	7.396	3.823	
Szenario A	8.134	9.471	9.981	14.536
Sznenario B	12.566	13.718	14.536	
Gutschrift Szenario A	331	1.744	4.083	8.638
Gutschrift Szenario B	4.763	1.560	4.391	

Die Gutschrift für das jeweilige Szenario ergibt sich aus der Differenz der elektrischen Leistung zwischen dem Szenario und dem Referenzszenario. Die Leistung für die Gutschrift im Szenario A ist 2020 noch sehr gering und nimmt bis 2050 stark zu. Bei Szenario B muss schon durch den Ausbau bis 2020 eine hohe Gutschrift miteinberechnet werden, da die zugebauten Anlagen statt der KWK als Kondensationskraftwerke gebaut werden müssten.

Die Differenzen stellen damit die notwendigen Kondensationsleistungen für die konventionellem Kraftwerke dar. Es werden die entsprechenden Leistungen mit den Kosten für GuD, bei der Pro- Variante und GT- Kraftwerken, bei der Contra- Variante multipliziert um die Gesamtgutschrift zu erhalten. Diese wird danach von den ursprünglichen Investitionskosten der KWK abgezogen. Abbildung 42 zeigt die Investitionskosten der Szenarien abzüglich der Gutschriften.

Die Investitionskosten sind nun deutlich niedriger als zuvor. Beim Referenzszenario gibt es natürlich keine Gutschrift. Die maximalen Kosten spiegeln hier die Contra- Variante, die minimalen Kosten die Pro- Variante wider. Durch die Gutschrift erhöht sich der Unterschied zwischen diesen beiden Ansätzen weiter. Grund dafür ist, dass die Investitionskosten in GuD- Anlagen nicht sehr viel grösser sind als die Investitionskosten der KWK- Anlagen bei Verwendung der niedrigeren Kostenfunktion. Besonders stark wirkt sich dieser Effekt im Szenario A\* zwischen 2030 und 2050 aus, da hier zusätzlich zum Zubau von Kraftwerksleistung, die KWK- Anlagen des Referenzszenarios im gleichen Zeitraum auslaufen und damit die Gutschrift weiter erhöhen.

<sup>99</sup> Vgl. EWI (Hrsg.) (2012), S.25



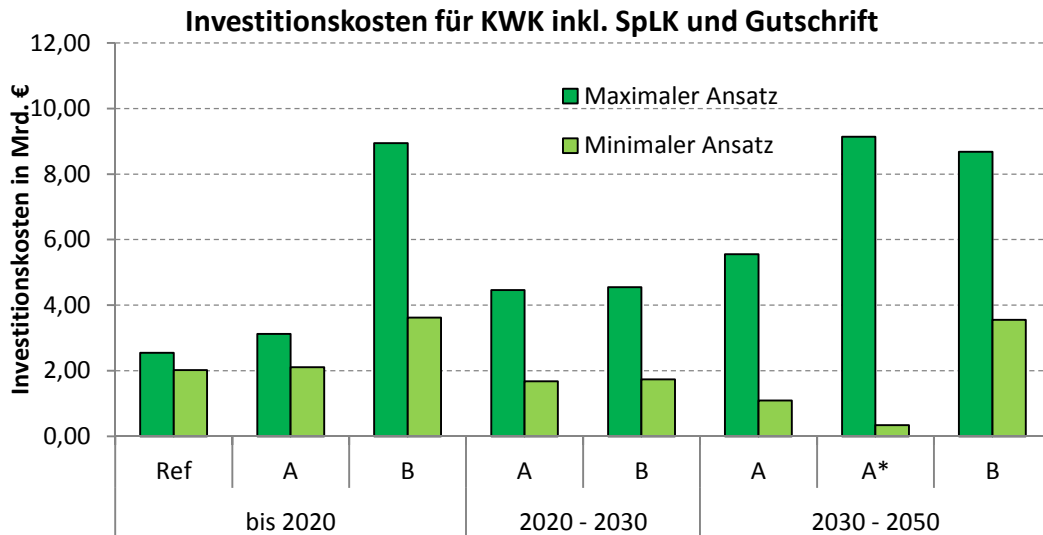


Abbildung 42: Investitionskosten für KWK- Anlagen inkl. SpLK und Gutschrift

Durch die Berechnung einer Gutschrift der substituierten Anlagenleistungen ist es nun möglich, die Szenarien untereinander zu vergleichen. Würde man keine Gutschrift unterstellen, würde das bedeuten, dass im Referenzszenario keine Investitionskosten durch den Wegfall der KWK- Anlagen entstehen. Da jedoch die fehlenden elektrischen Leistungen ersetzt werden müssen sind Investitionskosten jedenfalls erforderlich.

Der nächste Punkt betrifft die Berechnung der Wärmespeicherkosten. Die Investitionskosten für Wärmespeicher sind nach Abbildung 35 abhängig von der Wärmespeichergroße. Die Wärmespeicher der Anlagenparks sind im Bereich von 1.500 MWh und höher installiert. Um die Berechnung der Kosten nicht zu verfälschen wird nun angenommen, dass die maximale Speicherkapazität bei 2.000 MWh liegt. Würde man diese Grenze nicht setzen, würden KWK- Anlagen mit größeren Leistungen und einem 12h- Speicher, aufgrund der stark degressiven Kostenfunktion, sehr geringe Wärmespeicherkosten aufweisen. Einer KWK- Anlage mit einem 3.000 MWh Wärmespeicher wird daher unterstellt, dass zwei Wärmespeicher mit 2.000 und 1.000 MWh gebaut werden müssen. Mithilfe Tabelle 12 können die Gesamtkosten der Speicher für jede Anlage berechnet und aufsummiert werden. Dies wird für alle Anlagen der Anlagenparks, sowohl den bestehenden HKW- Anlagen als auch den BHKW für das Jahr 2020 durchgeführt. Da Wärmespeicher sehr lange Laufzeiten von 40 bis 60 Jahren aufweisen müssen keine weiteren Kosten bis 2050 berücksichtigt werden. Grundsätzlich fallen damit Wärmespeicherkosten nur bis 2020 an. Eine Ausnahme bilden die Wärmespeicher für die Flexibilisierung des KWK- Ausbaus von Szenario A\*.

Zuletzt werden noch die Kosten für die Elektroheizer berechnet. Diese werden äquivalent zu den Wärmespeichern berechnet. Es wird dabei angenommen, dass auch E- Heizer sehr lange Laufzeiten ähnlich wie Speicher aufweisen. Die Elektroheizer wurden auf 100 % der KWK- Wärmeleistung ausgelegt um bei der Simulation keine Restriktionen bei der Nutzung von überschüssigem Strom zu bekommen. Eine wirtschaftlich sinnvolle Anlagenauslegung war im Vorhinein nicht möglich festzustellen. Es wird daher angenommen, dass nur 50 % der tatsächlich installierten Elektroheizleistung auch wirklich gebaut werden würden, da Alternativen wie Großwärmepumpen eine höhere Effizienz aufweisen und damit wahrscheinlich auch weiter ausgebaut werden.

Abbildung 43 zeigt die Ergebnisse für die Wärmespeicher bzw. E- Heizer, wobei aus Gründen der Übersichtlichkeit, nur die maximalen Kosten dargestellt sind. Die Kosten für

die Flexibilisierung durch Wärmespeicher und E-Heizer treten vordergründig bis 2020 auf. Nur bei A\* kommt es zu Investitionskosten zwischen 2030 und 2050.

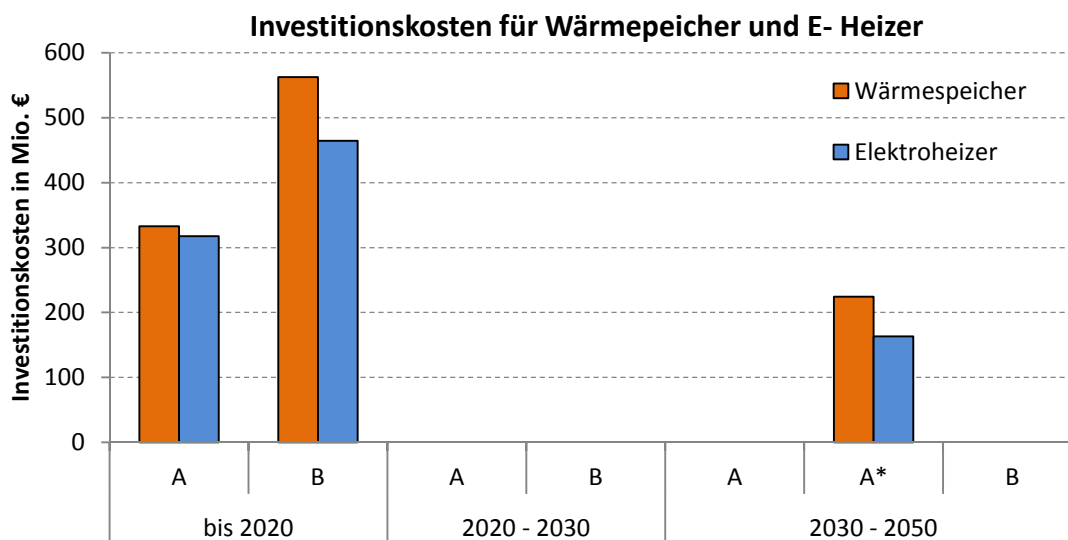


Abbildung 43: Investitionskosten für Wärmespeicher und E-Heizer

#### 5.4.2 Investitionskosten für Wärmenetze und dezentrale Brennwärme

Nicht nur die Flexibilisierung und der Ausbau der Anlagen, sondern auch die Erschließung der benötigten Fernwärmepotentiale verursacht Investitionskosten. Um diese zu bestimmen, müssen die Kosten der Wärmenetze für die Verdichtung bzw. Erweiterung berechnet werden. Dazu wurden schon zuvor in Abschnitt 4.3 die spezifischen Netzkosten pro Fernwärmeleistung für das jeweilige Fernwärmepotential ermittelt. Diese werden nun mit der Fernwärmeleistung des jeweiligen Szenarios multipliziert um die Gesamtkosten zu erhalten. Fernwärmepotentiale werden in den Szenarien in verschiedener Höhe erschlossen. Zunächst müssen nun jene Leistungen identifiziert werden, die für die Berechnung der Wärmenetze relevant sind. Die Investitionskosten der Fernwärmenetze werden nur für den Ausbau bis 2020 berechnet.

Im Referenzszenario sowie im Szenario A sind die Anteile der Fernwärmeverdichtung 18 % des gesamten Fernwärmebedarfs. Im Szenario B teilen sich die Anteile in Verdichtung und Erweiterung auf. Die benötigten Leistungen werden auf Basis der Fernwärmepotentiale aus Tabelle 13 berechnet. Die Anteile werden dazu verwendet die Fernwärmeleistungen für Verdichtung und Erweiterung zu berechnen. Die gesamte Fernwärmeleistung eines Kraftwerksparks ist durch den Wärmelastskalierungsfaktor und die KWK- Wärmeleistung bestimmt; siehe Formel 14. Da die gesamte Fernwärmeleistung bekannt ist, wird diese für jedes Szenario mit den zugehörigen Anteilen multipliziert. Dies ergibt somit die Verdichtungs- und Erweiterungsleistungen, die sich durch die Erschließung der Wärmesenken ergeben. Anschließend werden sie mit den zugehörigen spezifischen Kosten aus Tabelle 9 multipliziert, wodurch man die Gesamtkosten für die einzelnen Fernwärmenetze erhält. Tabelle 22 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnungen.

Tabelle 22: Fernwärmenetzkosten in Mio. €

	bis 2020
Referenzszenario	181,79
Szenario A	181,79
Szenario B	1.078,13

Die Netzkosten im Referenzszenario sind gleich hoch wie beim Szenario A, da bei beiden das Verdichtungspotential erschlossen. Im Gegensatz dazu zeigt Szenario B mehr als fünf Mal höhere Kosten aufgrund der Erschließung der Fernwärmeerweiterung.

Jene Wärmemengen, die nicht durch den Fernwärmeausbau erschlossen werden, müssen durch dezentrale Brennwertkessel erzeugt werden. Es müssen daher auch diese Kosten berücksichtigt werden. In Tabelle 10 wurden schon die spezifischen Kosten für Brennwertkessel für Verdichtung und Erweiterung bestimmt. Um die Kosten für die Brennwertkessel berechnen zu können müssen zuvor die notwendigen Leistungen bekannt sein. Mithilfe der gesamten Potentiale aus Tabelle 13 abzüglich der erschlossenen Fernwärmepotentiale können diese Wärmemengen berechnet werden. Zusätzlich kann beim Referenzszenario zwischen nicht-erschlossener Wärmemenge und Wärmerückgang durch Auslaufen der KWK-Anlagen unterschieden werden; beide Wärmemengen müssen zusätzlich durch Brennwertkessel ersetzt werden und sind in der Zeile „Potential ungenützt“ zusammengefasst. Tabelle 23 zeigt die Ergebnisse.

Tabelle 23: Berechnung der Brennwertkesselkosten

Referenzszenario	Einheit	2020	2030	2050	2050*
Potential ungenützt	[PJ]	98,18	11,36	68,6	
Kesselleistung gesamt	[GW]	10,45	1,33	8,85	
Gesamtkosten	[Mio. €]	801,46	65,04	1.022	
<b>Szenario A</b>					
Potential ungenützt	[PJ]	98,18	0	0	0
Kesselleistung	[GW]	10,45	0	0	0
Gesamtkosten	[Mio. €]	801,46	0	400,73	400,73

Um Gesamtkosten berechnen zu können müssen zunächst die Leistungen bekannt sein. Dazu wird der normierte Wärmelastgang aus Abbildung 36 verwendet, der die Wärmemenge eines Jahres mit den zugehörigen Wärmeleistungen verknüpft. Damit ist es möglich die maximale Leistung bei gegebener Wärmemenge zu berechnen, die dann die benötigte Brennwertkesselleistung darstellt. Man kann erkennen, das im Jahr 2020 die Brennwertkesselleistung des Referenzszenarios sowie des Szenarios A bei 10,45 GW liegt. Im Jahr 2030 und 2050 kommt es nur im Referenzszenario zu zusätzlichen Leistungen für Brennwertkessel, die sich durch den Auslauf der KWK-Anlagen ergeben.

Als letzten Schritt werden die Leistungen mit den spezifischen Kosten aus Tabelle 10 multipliziert um die Gesamtkosten der eingesetzten Brennwertkessel zu berechnen. Im Szenario A betragen die Kosten für Brennwertkessel gleich viel wie beim Referenzszenario, jedoch sind bei Szenario A keine zusätzlichen Brennwertkessel später notwendig. Sowohl beim Referenzszenario als auch beim Szenario A müssen jedoch die Brennwertkessel nach 20 Jahren generalüberholt werden. Dabei wird angenommen, dass die Modernisierung der Brennwertkessel 50 % der ursprünglichen Investitionskosten ausmacht. Im Szenario B sind keine Brennwertkessel nötig, da hier das gesamte Fernwärmepotential erschlossen wird.

Abbildung 44 veranschaulicht die Ergebnisse für die Wärmenetz- und Brennwertkesselkosten.

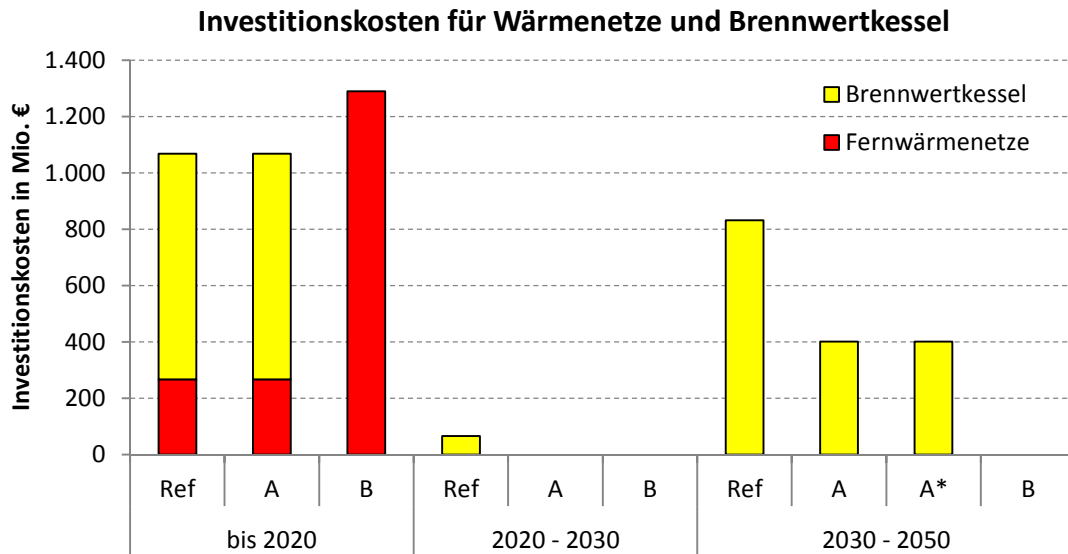


Abbildung 44: Investitionskosten für Wärmenetze und Brennwertkessel

Die Kosten in Szenario A verhalten sich aufgrund der gleichen Annahmen in der Potentialerschließung 2020 gleich wie beim Referenzszenario. Der größte Anteil entfällt dabei auf die Brennwertkessel. In Szenario B sind die gesamten Kosten der Infrastruktur für Fernwärmenetze zwar 2020 höher, dafür fallen jedoch von 2030 bis 2050 keine Investitionskosten mehr an.

Die Ermittlung der Investitionskosten die mit der Erstellung der Anlagenparks verknüpft sind ist damit abgeschlossen. Um die die Kosten für die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 vergleichen zu können, werden im nächsten Abschnitt die Gesamtkosten sowie die annuitätischen Kosten berechnet.

## 5.5 Ermittlung der Gesamtkosten und Annuitäten

Um die Kosten für die Bewertung vergleichbar zu machen, werden die einzelnen Kostenblöcke den Szenariovarianten aus Tabelle 19 zugeordnet und die Gesamtkosten berechnet. Diese Gesamtkosten müssen danach in Annuitäten umgerechnet werden, damit die Kosten in den Stützjahren vergleichbar sind. Die Berechnung der Annuitäten ist deshalb notwendig da die Investitionskosten nicht von Beginn an aufgewendet, sondern über die Laufzeit abgeschrieben werden müssen.

Abbildung 45 zeigt nun die maximalen Gesamtkosten inkl. Gutschrift der einzelnen Varianten. Es sind hier nur die maximalen Kosten dargestellt. Die Kostenbalken bei 2020 bedeuten, dass diese Investitionen bis 2020 getätigt werden und damit im Zeitraum von 2015 bis 2020 anfallen. Danach fallen jeweils auch Kosten im Zeitraum von 2020 bis 2030 und 2030 bis 2050 an.

Die Kosten für das Referenzszenario bestehen, bis auf 2020, nur aus Netzkosten und Kosten für Brennwertkessel. Im Jahr 2020 kommt zusätzlich ein Teil an Anlagenkosten hinzu, der sich aus der Modernisierung von zwei Anlagen ergibt. Die Kosten für das Szenario A sind deutlich höher und beinhalten vor allem die Modernisierung der KWK- Anlagen sowie, abhängig von der jeweiligen Szenariovariante, den Einsatz von Wärmespeicher und E-Heizern. Szenario B zeigt sehr hohe Kosten bis 2020, was auf den Ausbau der KWK- Anlagen zurückzuführen ist.

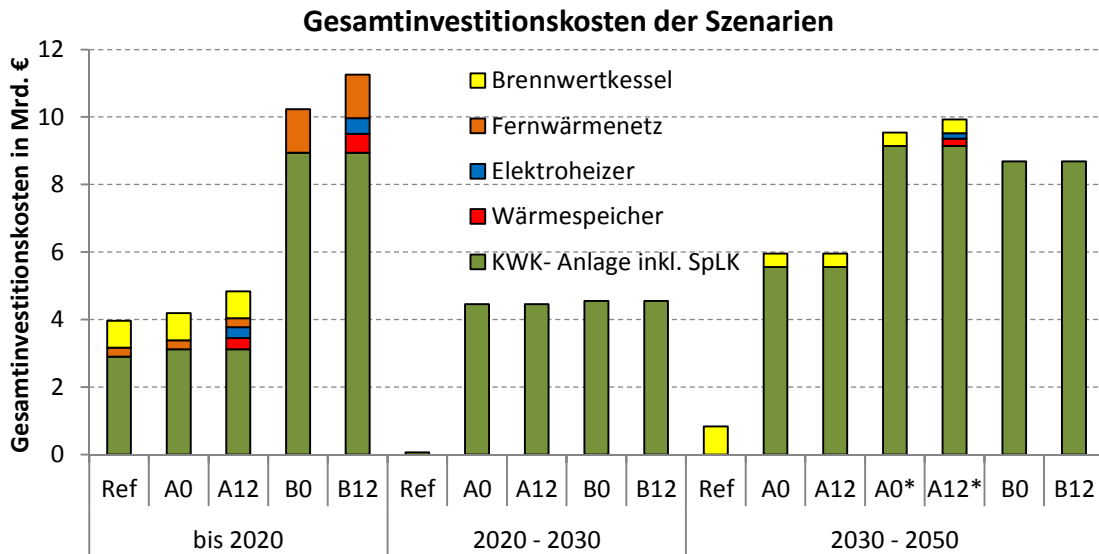


Abbildung 45: Gesamtinvestitionskosten der Szenariovarianten

Des Weiteren können die Investitionskosten für den Ausbau der KWK sowie der Flexibilisierung unterschieden werden. Zu den Kosten des Ausbaus zählen die Anlagenkosten sowie die Kosten für Netze und Brennwärmenetz. Die Flexibilisierungskosten umfassen die Kosten für Wärmespeicher und Elektroheizer. Abbildung 46 zeigt die jeweiligen Anteile der Flexibilisierungskosten an den Gesamtkosten.

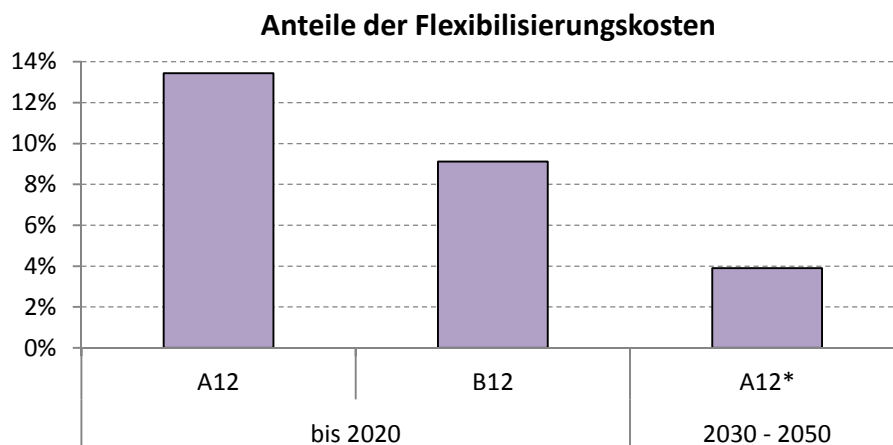


Abbildung 46: Anteile der Flexibilisierungskosten an den Gesamtkosten

Es zeigt sich dass die Kostenanteile der Flexibilisierung relativ gering sind und bei Szenario A bei ca. 13% bei der 12h- Speichervariante inkl. Elektroheizer liegen. Im Szenario B ist durch den Ausbau der KWK- Anlagen, die sehr viel höheren Kosten verursacht, der Anteil der Flexibilisierungskosten etwas geringer. Der Anteil der Flexibilisierung des zusätzlichen Ausbaus in 2050 bei A12\* liegt bei lediglich 4 %.

Um die verschiedenen Kosten der Szenarien miteinander vergleichen zu können, müssen die jährlichen Kosten der Investitionen berechnet werden. Die Annahme dabei ist, dass die Abschreibungsdauer und die Laufzeit der Kraftwerke übereinstimmen. Um die laufenden Kosten zu bestimmen wird eine Methode der dynamischen Investitionsrechnung, die Annuitätenmethoden, verwendet. Zusätzlich zur Abschreibungsdauer wird eine Verzinsung von 6 % angenommen. Es werden also die Gesamtkosten der Anlagen über die Laufzeit von 30 Jahren in Annuitäten umgerechnet. Dabei wird folgendermaßen vorgegangen.

Die Investitionskosten die innerhalb eines Zeitraums anfallen, werden auf den jeweiligen Zeitraum mit je gleichen Anteilen aufgeteilt. Im unflexiblen Szenario B0 kommt es z.B. bis 2020 zu Investitionskosten von ca. 10 Mrd. €. Diese Kosten werden daher auf fünf Jahre aufgeteilt und danach auf 30 Jahre abgeschrieben. Die folgenden Formeln dienen zur Berechnung der Annuitäten.<sup>100</sup>

Formel 20: Bestimmung der Annuität

$$A_i = I_i \cdot f_a$$

Formel 21: Bestimmung des Annuitätenfaktors

$$f_a = \frac{(1+z)^n \cdot z}{(1+z)^n - 1}$$

Die Annuität ( $A_i$ ) entspricht der Investition ( $I_i$ ), in diesem Beispiel 2 Mrd. €, multipliziert mit dem Annuitätenfaktor ( $f_a$ ). Dieser ist abhängig von der Abschreibungsdauer ( $n$ ) und der Verzinsung ( $z$ ). Die Abschreibungsdauer wird für Szenario B auf 30 Jahre, die Verzinsung mit 6 % gewählt. Damit ergibt sich eine jährliche Annuität von ca. 150 Mio. €. Diese Annuität gilt nun für ein Jahr, daher müssen diese für alle Jahre berechnet und danach für jedes Jahr aufsummiert werden. Dadurch erhält man dann die Gesamtannuität im betreffenden Jahr. Für die Bewertung der Szenarien sind am Schluss die Annuitäten der Stützjahre 2020, 2030 und 2050 notwendig.

Zusätzlich zu den Annuitäten fallen jährlich fixe Betriebskosten an. Die fixen Betriebskosten werden auf Basis der ursprünglichen Investitionskosten bestimmt. Sie betragen in dieser Arbeit 3 % der Investitionskosten der KWK- Anlagen. Die Betriebskosten werden danach zu den Annuitäten hinzugerechnet und man erhält abschließend die gesamten fixen Kapitalkosten der Szenarien. Abbildung 47 zeigt die Ergebnisse der Annuitätenberechnung.

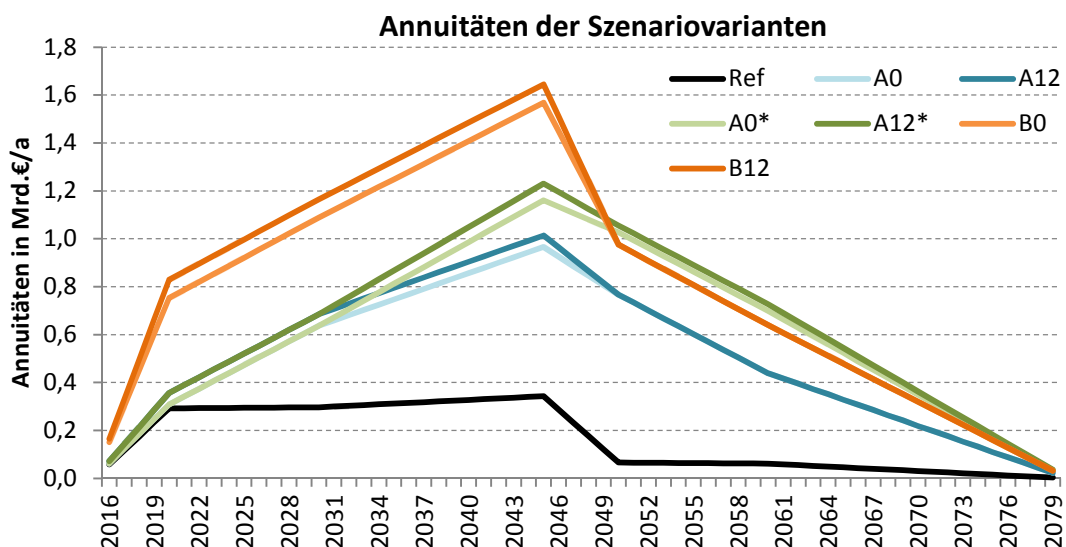


Abbildung 47: Annuitäten der Szenariovarianten

<sup>100</sup> Vgl. Götze U.; Bloech J. (1995), S.88

Abbildung 47 zeigt nur die maximalen Kosten abzüglich Gutschrift und fixen Betriebskosten. Die Kapitalkosten steigen ab 2016 kontinuierlich an und erreichen bei den Ausbauszenarien A und B im Jahr 2046 einen Höhepunkt. Ab diesem Zeitpunkt sinken die Annuitäten kontinuierlich ab, wobei die Kosten bei den Szenarien A und B deutlich über dem Referenzszenario liegen. Im Szenario B sind mit Abstand die höchsten Kosten zu erwarten. Interessant ist vor allem der Unterschied zwischen den normalen Szenarien A und den Szenarien A\* bei denen ab 2030 KWK- Anlagen zugebaut werden. Man sieht dass sich die Annuitätenkurve ab 2030 spaltet. Die obere Kurve veranschaulicht die Kosten bei zusätzlichem Zubau.

Es wurde bei der Berechnung der Annuitäten die Annahme getroffen, dass die Kosten für den Ausbau bzw. Modernisierung ab 2016 schlagend werden. Da jedoch die Kraftwerkssimulationen für das Jahr 2050 durchgeführt werden, und sich nach dieser Berechnung der Annuitäten das Maximum bei 2046 befindet, werden für die spätere Bewertung die maximalen Annuitäten des Jahres 2046 für 2050 verwendet. Dies ist zulässig, da sich die Simulationsergebnisse zwischen 2046 und 2050 nicht erheblich voneinander unterscheiden und die Bewertung jedenfalls mit den maximalen Annuitäten durchgeführt werden sollte.

Der letzte Punkt der fixen Kapitalkosten betrifft nun noch die Anfahrtkosten die jedes Jahr beim Betrieb des KWK- Parks anfallen. Diese werden nun nicht mehr gesondert ausgewiesen, sondern werden zu den Gesamtkosten bei der Bewertung mit ein berechnet. Die Werte werden aus den Bilanzen der Kraftwerksimulation entnommen.

## 5.6 Bestimmung der verbrauchsabhängigen Kosten

Die Bestimmung der verbrauchsabhängigen Kosten ist notwendig um die gesamten Energieerzeugungskosten berechnen und untereinander vergleichen zu können. Die verbrauchsabhängigen Kosten setzen sich zusammen aus.

- Brennstoffkosten
- Kosten für CO<sub>2</sub>- Zertifikate

Dabei beinhalten die Brennstoffkosten jene Kosten die durch den Einsatz der Primärenergieträger verursacht werden. Da die Kraftwerksparks auch zum Teil aus alten Braun- und Steinkohlekraftwerken bestehen, müssen deshalb für die einzelnen Primärenergieträger die zugehörigen Kosten bekannt sein. . Folgende Tabelle zeigt nun die verwendeten Brennstoffkosten, die aus der BMU- Leitstudie entnommen wurden.

Tabelle 24: Brennstoff- und CO<sub>2</sub>- Kosten in €/MWh

	2020	2030	2050
Erdgas	27,36	32,90	41,90
Steinkohle	14,90	18,12	23,59
Braunkohle	4,70	5,08	5,77
CO <sub>2</sub> [€/1000t]	30.000	35.000	45.000

Bei den Brennstoffkosten dürfen nicht nur die Brennstoffkosten der KWK- Anlagen, sondern müssen auch die der Brennwertkessel mit berücksichtigt werden. Die Brennwertkessel verbrauchen dabei auch Erdgas. Des Weiteren zeigt Tabelle 24 die CO<sub>2</sub>- Kosten, die für die Berechnung der Zertifikate verwendet werden. Damit können nun alle variablen Kostenanteile und damit die Gesamtkosten jeder Szenariovariante bestimmt werden. Dies ist notwendig um bei der Bewertung die Energieerzeugungskosten zu berechnen und gegenüberstellen zu können.

## 6 Darstellung und Bewertung der Ergebnisse

Zur Beantwortung der Frage ob der Ausbau bzw. die Flexibilisierung der KWK auch bis 2050 wirtschaftlich und ökologisch darstellbar ist, müssen nun zunächst die Bewertungskriterien definiert werden, anhand deren die Szenarien verglichen werden können. Die Szenarien werden schlussendlich innerhalb zwei Portfolios dargestellt, um Aussagen über die Bestätigung oder Widerlegung der Forschungsfrage machen zu können. Die Bewertung erfolgt dabei in drei Schritten. Erstens werden die Bewertungskriterien für die unflexiblen Szenariovarianten berechnet, um den Ausbau der KWK vergleichen zu können. Danach wird innerhalb der Szenarien der Einfluss der Flexibilität untersucht. Als Gesamtbewertung werden danach die Szenarien absolut mit dem Referenzszenario verglichen, um für das Jahr 2020 bzw. 2050 die beste Ausbau- und Flexibilisierungsstrategie feststellen zu können.

### 6.1 Definition der Bewertungskriterien

Die Motivation der Arbeit ist herauszufinden, ob Mithilfe des Ausbaus bzw. der Flexibilisierung die Energieziele 2020 bzw. die Wirtschaftlichkeit auch bis 2050 gegeben ist. Ein wichtiges Kriterium stellt dabei der Anteil an KWK- Strom an der Nettostromerzeugung dar. Dieser soll für jedes Szenario verglichen werden. Es stellt sich dabei die Frage, ob das Energieziel von 25 % erreicht werden kann.

Das zweite Kriterium betrifft die Wirtschaftlichkeit der Varianten. Ein Szenario ist dann wirtschaftlicher als ein anderes, wenn seine spezifischen Energieerzeugungskosten verglichen dazu niedriger sind. Die Energieerzeugungskosten werden für das Gesamtsystem, also Kraftwerkspark und Fernwärmenetze inkl. Brennwertkessel, berechnet. Folgende Formeln verdeutlichen die Berechnungsmethode:

Formel 22: Berechnung der Systemkosten für Szenario  $i$

$$K_{System,i} = A_i + K_{Anf.} + K_{Bs,KWK} + K_{CO2} + K_{Bs,BwK}$$

Die Gesamtkosten des Szenarios ( $i$ ) ist dabei die Summe aus Annuität ( $A_i$ ), Anfahrkosten ( $K_{Anf.}$ ), Kosten für CO<sub>2</sub>- Zertifikate der Anlagen ( $K_{CO2}$ ) sowie Brennstoffkosten der Anlagen ( $K_{Bs,KWK}$ ) und Brennwertkessel ( $K_{Bs,BwK}$ ). Diese Gesamtkosten bezogen auf die erzeugte Energiemenge, also die Summe aus KWK- Strommenge und Nettogesamtwärmeerzeugung, ergeben die spezifischen Energieerzeugungskosten.

Formel 23: Berechnung der spezifischen Energieerzeugungskosten für Szenario  $i$

$$k_i = \frac{K_{System,i}}{Q_{KWK} + W_{KWK}}$$

Es wird keine klassische Wirtschaftlichkeit, Erlöse bezogen auf Kosten berechnet, sondern es werden die Systemkosten der Strom- und Wärmebereitstellung verglichen. Die Gesamtenergie ist dabei die Summe aus KWK- Wärmemenge und KWK- Strommenge im jeweiligen Jahr.

Als drittes Kriterium sind die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen von Bedeutung. Ein Ausbau der KWK ist nur dann sinnvoll, wenn gleichzeitig der spezifische CO<sub>2</sub>- Ausstoß gesenkt werden kann.



Formel 24: Berechnung der spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen

$$m_{CO_2} = \frac{M_{CO_2,KWK} + M_{CO_2,BwK}}{Q_{KWK} + W_{KWK}}$$

Neben diesen Bewertungskriterien soll zusätzlich festgestellt werden ob die Energieziele bis 2020 erreicht werden. Dazu werden bei den Szenarien die erzeugten KWK- Strommengen dem Nettostromverbrauch im jeweiligen Jahr gegenübergestellt. Für das Jahr 2050 ist vor allem der Anteil der erzeugten KWK- Strommengen an den Deckungslücken der Residuallast interessant. Die potentiellen Deckungslücken ergeben sich durch den Residuallastverlauf im betreffenden Jahr; vergleiche Abbildung 24. Die positiven Beiträge der Residuallast stehen dabei für die KWK- Anlagen zur Verfügung, wobei bei dieser Kennzahl wie auch beim Nettostromanteil die gesamte KWK- Strommenge, also sowohl jene aus den öffentlichen sowie industriellen Anlagen als auch jene der Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen verwendet werden.

## 6.2 Bewertung des KWK- Einsatzes

In diesem Abschnitt werden nun der Einsatz bzw. die Modernisierung und der Ausbau der KWK bis 2050 bewertet. Dazu werden die Szenarien A und B jeweils mit dem Referenzszenario verglichen.

Tabelle 25: Szenariovergleich KWK- Ersatz und KWK- Ausbau

Bewertung	Szenario	Referenz
KWK- Ersatz/Modernisierung	A0, A0*	Ref
KWK- Ausbau	B0	Ref

Zunächst wird zum Vergleich der Wärmeproduktion die gesamte Wärmebilanz der Szenarien betrachtet. Die Wärme des Gesamtsystems teilt sich auf in die Wärme der KWK- Anlagen, den Anteil des Spitzenlastkessels und den Anteil der dezentralen Brennwärtekessel. Da bei diesen Szenarien keine Flexibilisierung durchgeführt wurde, entfallen keine Wärmemengen auf Wärmespeicher oder E- Heizer. Damit ist die Summe der produzierten Wärmemenge der KWK- Anlagen gleich der Bruttowärmeerzeugung bzw. abzüglich der Fernwärmeverluste die Nettowärmeerzeugung. Addiert man die Wärmemengen der Brennwärtekessel hinzu ergibt sich die Nettowärmemenge des Gesamtsystems, die bei allen Szenarien gleich hoch sein muss. Folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Wärmeseite der drei Szenarien.

Tabelle 26: Unflexible Wärmebilanz 2020 – 2050 in TWh

Szenario	2020			2030			2050			
	Ref	A0	B0	Ref	A0	B0	Ref	A0	A0*	B0
KWK- Wärme	40,42	40,67	58,29	25,40	29,50	43,15	6,99	15,29	16,30	20,48
Spitzenlastkessel	17,67	17,50	26,31	12,52	10,86	22,17	8,73	16,96	15,95	29,29
Bruttowärmeerzeugung	58,09	58,18	84,61	37,92	40,36	65,31	15,72	32,24	32,25	49,76
Fernwärmeverluste	6,79	6,98	10,15	4,55	4,84	7,84	1,89	3,87	3,87	5,97
Nettowärmeerzeugung	51,12	51,20	74,46	33,37	35,72	57,48	13,83	28,37	28,38	43,79
Brennwärtekessel	23,34	23,26	0,00	24,11	21,96	0,00	29,96	15,42	15,41	0,00
Nettowärmeerzeugung ges.	74,46	74,46	74,46	57,48	57,48	57,48	43,79	43,79	43,79	43,79

Man kann erkennen dass die Bruttowärmeerzeugung mit der Höhe der installierten Wärmeleistungen korreliert und das in jedem Szenariojahr. Dementsprechend zeigt Szenario B die höchste Bruttowärmeerzeugung in den jeweiligen Stützjahren. Die Fernwärmeverluste sind proportional zu den Bruttowärmemengen und steigen damit ebenso mit steigenden KWK- Leistungen. Zieht man die Fernwärmeverluste von der Bruttowärmeerzeugung ab ergibt sich die Nettowärmeerzeugung der KWK- Anlagen. Summiert man die Brennwertkessel hinzu erhält man die Nettogesamtwärme. Diese ist vor allem für die Berechnung der spezifischen Energieerzeugungskosten relevant. Man beachte dass die Summe aus Nettowärmeerzeugung und Brennwertkessel in jedem Szenariojahr gleich hoch ist.

Des Weiteren ist zu erkennen dass die Nettowärmeerzeugung im Szenario A nur sehr gering über jener des Referenzszenario liegt. Im Gegensatz dazu zeigt Szenario B eine deutlich höhere Wärmemenge.

Abbildung 48 zeigt eine Gegenüberstellung der Wärmemengen des Referenzszenarios mit Szenario A.

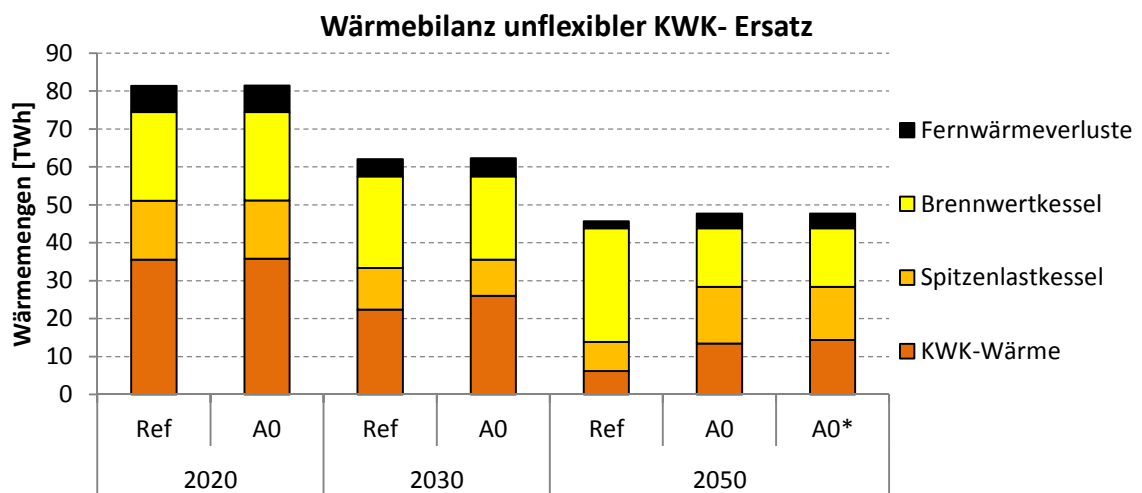


Abbildung 48: Wärmebilanz unflexibler KWK- Ersatz

Der sinkende Wärmebedarf von 2020 bis 2050 ist deutlich zu erkennen. Im Referenzszenario 2050 stellen die Brennwertkessel immer mehr Wärme zur Verfügung, die Nettowärmeerzeugung sinkt auf 13,83 TWh ab. Im Szenario A liegt die Erzeugung dagegen bei 28,37 TWh wobei der Anteil des Spitzenlastkessels der KWK- Anlagen leicht abnimmt. Szenario A0\* in dem eine höhere KWK- Leistung installiert ist, zeigt keine wesentlichen Verbesserungen, lediglich das Verhältnis von KWK- Wärme und Spitzenlastkessel verschiebt sich um 1 TWh zugunsten der KWK- Wärme. Da die Fernwärmeverluste 12 % der Bruttowärmeerzeugung ausmachen, wurden in den Diagrammen für die Wärmebilanzen diese Wärmemenge von der KWK- Wärme sowie der Spitzenlastkessel abgezogen. Die Nettogesamtwärmeerzeugung ist dadurch in den Diagrammen jeweils gleich hoch erkennbar.

Abbildung 49 vergleicht nun die Wärmemengen des Referenzszenarios mit dem Ausbauszenario B.

Hier zeigt sich durch den Ausbau bis 2050 eine Erhöhung der KWK- Wärme im Szenario B und damit auch eine Erhöhung der der Nettowärmeerzeugung. Wärme aus Brennwertkesseln fällt zur Gänze weg, der Anteil aus Spitzenlastkesseln steigt leicht an. Im Jahr 2050 kommt es zu einem hohen Anteil an KWK- Wärme der durch die hohen Leistungen verursacht wird.

Erstaunlich ist, dass A0\* keine gleiche hohe oder höhere KWK- Wärme aufweist als B0 im Jahr 2050 und dass obwohl die elektrischen Leistungen der beiden Szenarien gleich hoch sind. Die höhere KWK- Engpassleitung ohne zusätzliche Flexibilität führt damit nicht zu einer Steigerung der KWK- Wärme im Szenario A.

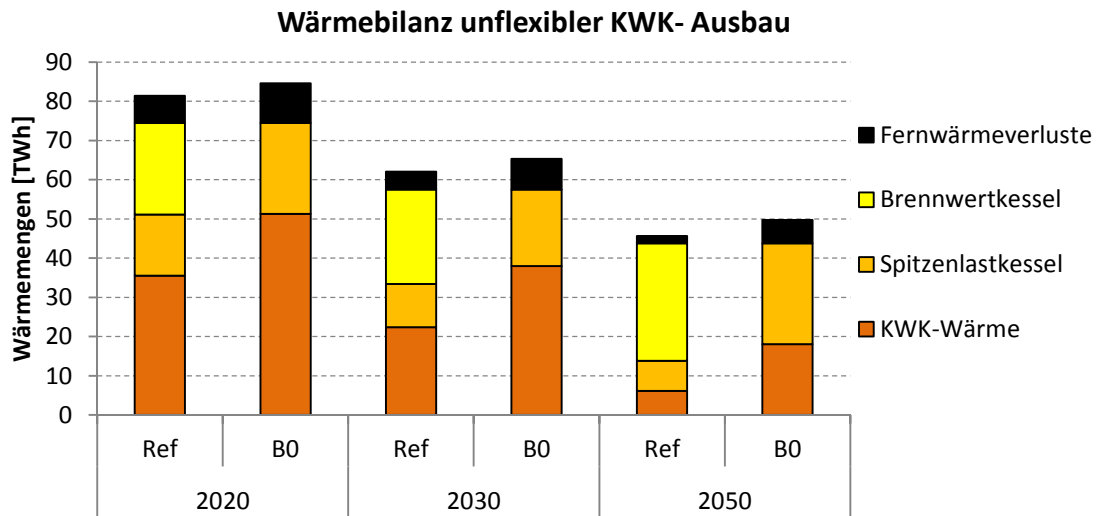


Abbildung 49: Wärmebilanz unflexibler KWK – Ausbau

Als nächstes Kriterium werden nun die KWK- Stromanteile bzw. die Residuallastdeckung miteinander verglichen. Tabelle 27 zeigt die Strombilanz der Szenarien.

Tabelle 27: Unflexible KWK- Strombilanz 2020 – 2050 in TWh

	2020			2030			2050			
	Ref	A0	B0	Ref	A0	B0	Ref	A0	A0*	B0
Nettostromerzeugung	526	526	526	500	500	500	590	590	590	590
Positive Residuallast	303	303	303	173	173	173	76	76	76	76
Öffentlicher Strom	37,28	38,94	59,88	24,30	32,78	47,16	6,76	18,13	19,38	22,08
Industrie- KWK Strom	55,99	51,16	51,13	42,40	42,35	38,79	26,39	23,43	23,69	24,25
KWK- Stromerzeugung	99,97	101,80	122,71	78,60	87,03	97,85	43,43	51,84	53,35	56,61

Die erste Zeile zeigt die Nettostromerzeugung für ganz Deutschland im jeweiligen Jahr, darunter befinden sich die Residuallastmengen, die durch die KWK gedeckt werden können. Sie besteht aus der Gesamtlast eines Jahres abzüglich der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Die gesamte KWK- Strommenge setzt sich nun aus den Ergebnissen der Strombilanz der öffentlichen sowie der Industrie- KWK- Anlagen zusammen. Zusätzlich kommen noch die Strommengen für Biomasse und Müllverbrennungsanlagen mit 11,70 TWh im Jahr 2020, 11,90 TWh im Jahr 2030 und 10,28 TWh 2050 dazu. Diese Strommengen werden bei allen Szenarien zur KWK- Stromerzeugung hinzugezählt.

Es zeigt sich bei allen Szenariojahren eine Erhöhung der KWK- Strommengen mit zunehmenden Leistungen. Im Referenzszenario nehmen die KWK- Strommengen stark ab. Szenario B zeigt dabei die höchsten Strommengen.

Bezieht man nun die gesamte KWK- Stromerzeugung auf die Nettostromerzeugung kann der gesamte KWK- Stromanteil bestimmt werden. Im Jahr 2050 ist vor allem der Anteil interessant, der durch die KWK- Anlagen an der Residuallast gedeckt wird. Diese zwei Verhältnisse werden in Abbildung 50 dargestellt.

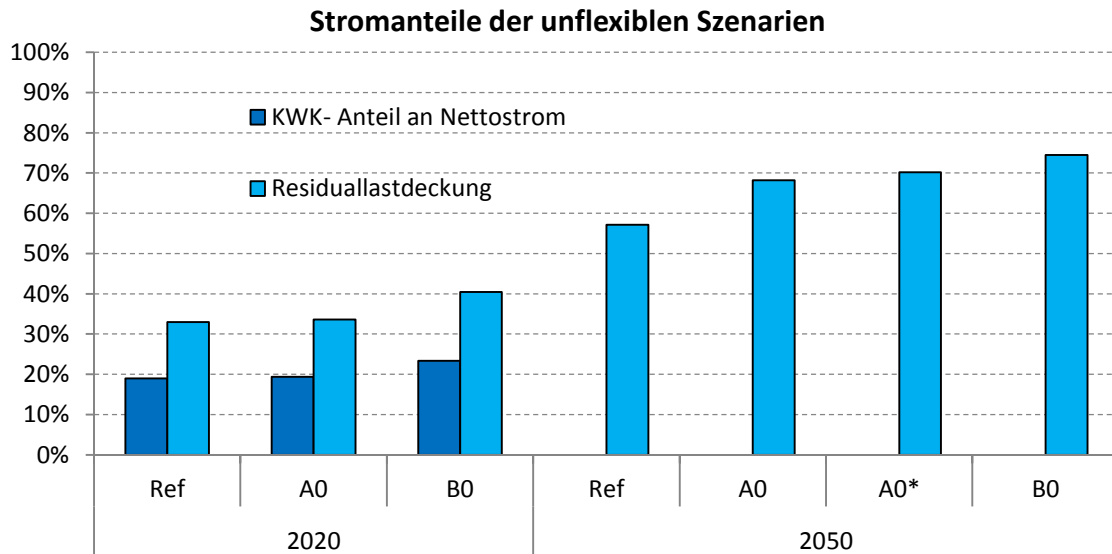


Abbildung 50: KWK- Stromanteile 2020 bis 2050

Durch den Ausbau im Szenario B kommt es bis 2020 zu einer Steigerung des gesamten KWK- Stromanteils auf ca. 23,3 %. Im Vergleich zum Referenzszenario steigt damit der KWK- Stromanteil um 4,3%. Das Energieziel von 25 % KWK- Strom kann daher durch den unflexiblen Ausbau der öffentlichen KWK in Szenario B beinahe erreicht werden. Die Modernisierung der alten Anlagen in Szenario A alleine reicht jedoch nicht aus, das Energieziel zu erreichen. Hier zeigt sich ein Anteil von 19,3 %. Da die Industrieanlagen wie erwähnt zwischen den Szenarien nicht verändert wurden, ist diese Steigerung aufgrund des Ausbaus der öffentlichen KWK- Anlagen erreicht worden.

Interessant sind vor allem die Anteile der Residuallastdeckung. Diese sind 2020 in etwa gleich hoch, zeigen jedoch 2050 sehr große Unterschiede. Szenario A0 zeigt einen Anteil von 68 % und liegt damit um 11 % höher als das Referenzszenario. Im Szenario A0\*, das die gleiche potentielle Residuallast aufweist wie Szenario A steigt die Residuallastdeckung um nur 2 % verglichen mit A0. Bei B0 ist die höchste Residuallastdeckung mit 74 % zu verzeichnen. Die Höhe der installierten Leistung der Kraftwerksparks in den Szenarien korreliert damit mit der Höhe der Residuallastdeckung.

Als letzte Bewertungskriterien werden nun die Energieerzeugungskosten sowie die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen der verschiedenen Varianten miteinander verglichen. Tabelle 28 zeigt die zugehörige Kostenbilanz der unflexiblen Szenarien.

Die Energiemengen sind in TWh, die Kosten wie gewohnt in Mio. € angegeben. Die Annuitäten wurden aus den Berechnungen aus Abschnitt 5.5 entnommen, wobei sie auf Basis der maximalen und minimalen spezifischen Kosten berechnet wurden. Die Brennstoff und CO<sub>2</sub>- Kosten wurden durch Multiplikation der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>- Mengen mit den spezifischen Preisen aus Abschnitt 5.6 berechnet. Dabei beinhalten die Brennstoffkosten sowohl jene der öffentlichen KWK- Anlagen als auch jene der Brennwärtekessel.

Tabelle 28: Energieerzeugung und Kostenbilanz des unflexiblen KWK- Einsatzes

	2020			2030			2050			
	Ref	A0	B0	Ref	A0	B0	Ref	A0	A0*	B0
KWK- Strom	37,28	38,94	59,88	24,30	32,78	47,16	6,76	18,13	19,38	22,08
Nettowärmeerzeugung ges.	74,46	74,46	74,46	57,48	57,48	57,48	43,79	43,79	43,79	43,79
Annuitäten max.	292	308	753	297	637	1.088	343	966	1.161	1.568
Annuitäten min.	254	205	367	258	361	498	304	447	406	698
Anfahrkosten	52	52	47	75	75	74	55	58	57	60
Brennstoffkosten	5.907	5.961	6.429	5.546	5.846	6.000	4.012	4.166	4.293	3.944
CO2 Kosten	1.807	1.747	1.955	1.500	1.515	1.700	822	861	927	952
Gesamtkosten max.	8.058	8.069	9.185	7.418	8.073	8.863	5.231	6.051	6.439	6.524
Gesamtkosten min.	8.020	7.995	8.799	7.379	7.797	8.272	5.192	5.533	5.684	5.655
Euro/MWh max.	72,12	71,15	68,37	90,71	89,44	84,70	103,4	97,71	101,9	99,04
Euro/MWh min.	71,77	70,51	65,50	90,24	86,38	79,05	102,7	89,34	89,97	85,84

Die maximalen Energieerzeugungskosten steigen im Referenzszenario kontinuierlich von 72,12 auf 103,4 €/MWh im Jahr 2050 an. Auch die Energieerzeugungskosten von Szenario A und B steigen bis 2050 an.

Der relative Vergleich zeigt jedoch dass die Kosten bei Szenario A in jedem Jahr geringer sind als jene des Referenzszenarios. Auch Szenario B 2050 liegt unter den Energieerzeugungskosten des Referenzszenarios, jedoch bei maximalem Ansatz 2050 etwas über A0.

Nach der Contra- Variante, die zu höheren annuitätischen Kosten führt (Annuitäten max.), sind die spezifischen Erzeugungskosten immer geringer als beim Referenzszenario. Diese Kosten sind direkt vergleichbar, da durch die Berechnung der Gutschrift bei den Investitionskosten dafür gesorgt wurde, dass die Kosten für zusätzliche Kondensationskraftwerke beim Referenzszenario mit berücksichtigt wurden. Der Einfluss der annuitätischen Kosten bzw. der verwendeten Kostenansätze sind bei B0 im Jahr 2050 sehr gut zu erkennen. Berechnet man hohe Investitionskosten liegt man mit den spezifischen Energieerzeugungskosten bei 99,04 €/MWh und damit um ca. 2,3 €/MWh höher als bei Szenario A. Bei Verwendung des niedrigeren Kostenansatzes liegt man jedoch um ca. 3,5 €/MWh darunter. Dies zeigt dass die Annahmen der Investitionskosten einen großen Einfluss auf das Bewertungsergebnis haben.

Die niedrigsten Energieerzeugungskosten zeigt damit B0-2050 min. Szenario A0\* zeigt keine Verbesserung, da die zusätzliche Energieerzeugung nicht ausreicht um die erhöhten Investitionskosten des Zubaus auszugleichen. Sie liegen über jenen von A0.

Damit kann bestätigt werden, dass die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeerschließung auch unter etwas konservativeren Annahmen, wie höheren Investitionskosten, gegeben ist.

Als letztes Kriterium werden in Tabelle 29 die CO<sub>2</sub>- Emissionen der unflexiblen Szenarien verglichen.

Die spezifischen CO<sub>2</sub>- Kosten in der letzten Zeile sind in [kg/MWh] angegeben. Die gesamten Emissionen nehmen für Szenario A als auch für Szenario B bis 2050 ab. Grund dafür ist vor allem die insgesamt verminderte Energieproduktion. Szenario B zeigt 2050 die niedrigsten CO<sub>2</sub>- Emissionen, jedoch liegen sie 2030 noch über jenen des Referenzszenarios. Die absoluten Zahlen lassen jedoch keinen Schluss darüber zu, wie groß die Umweltauswirkungen tatsächlich sind. Daher muss man die CO<sub>2</sub>- Emissionen bezogen auf die erzeugte Energiemenge vergleichen.

Tabelle 29: Vergleich der CO<sub>2</sub>- Emissionen der unflexiblen Szenarien in 1000 Tonnen

	2020			2030			2050			
	Ref	A0	B0	Ref	A0	B0	Ref	A0	A0*	B0
KWK	60.243	58.221	65.152	42.853	43.273	48.561	18.260	19.134	20.610	21.157
BwK	4.445	4.430	0,00	4.592	4.183	0,00	5.707	2.937	2.936	0,00
CO <sub>2</sub> ges.	64.688	62.651	65.152	47.445	47.456	48.561	23.966	22.071	23.547	21.157
CO <sub>2</sub> spez.	578,92	552,50	485,00	580,20	525,76	464,07	474,12	356,41	372,71	321,18

Alle spezifischen CO<sub>2</sub>- Kosten der Ausbauszenarien nehmen bis 2050 ab. Der spezifische CO<sub>2</sub>- Ausstoß kann im Szenario A im Jahr 2020 um ca. 4,5 % im Jahr 2030 um 9,3 % und im Jahr 2050 sogar um 24,8 % bzw. für A0\* um 21,3 % verglichen mit dem Referenzszenario verringert werden. Bei Szenario B ist schon 2020 eine Reduktion von 16,2 %, 2030 um 20 % erreicht worden. Bis 2050 sinkt der spezifische CO<sub>2</sub>- Ausstoß noch einmal stark ab und liegt dann um 32,2 % niedriger als beim Referenzszenario. Die Belastung verringert sich dabei um knapp 153 kg/MWh. Szenario A0\* zeigt keine Verbesserung der spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass das Ausbauszenario B, bei dem das gesamte Fernwärmepotential zum Ausbau der Wärmesenken genützt wird, im Jahr 2050 die höchste Residuallastdeckung sowie die niedrigsten CO<sub>2</sub>- Emissionen zeigt. Der Stromanteil liegt bei ca. 23 % im Jahr 2020, die Residuallastdeckung im Jahr 2050 bei über 74 %. Bei den Energieerzeugungskosten schneidet bei konservativen Annahmen A0, bei progressiven Annahmen B0 am besten ab und zeigt mit 85,84 €/MWh. die niedrigsten Erzeugungskosten. Die Höhe der annuitätischen Kosten hat direkt Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen sinken durch den Ausbau der Fernwärme in den Szenarien A und B, wobei Szenario B in allen Jahren die Niedrigsten aufweist.

### 6.3 Bewertung der Flexibilisierung

In diesem Kapitel werden die flexiblen Varianten der Ausbauszenarien den unflexiblen Varianten gegenübergestellt, um den Einfluss der Wärmespeicher und Elektroheizer auf die einzelnen Kriterien zu untersuchen.

#### 6.3.1 Bewertung der Flexibilität im Szenario A

In diesem Abschnitt wird die Flexibilisierung im Szenario A bewertet. Dazu wird die Flexibilitätsvariante A12 bzw. A12\* mit dem unflexiblen Szenario A0 bzw. A0\* gegenübergestellt. Als Vergleich kommen wiederum dieselben Bewertungskriterien wie zuvor zum Einsatz. Der erste Punkt betrifft nun die Wärmebilanz der Szenarien in Tabelle 30.

Die erste Spalte beinhaltet die KWK- Wärme inkl. der Wärme die durch die Wärmespeicher bereitgestellt wird. Die Wärmespeicher werden dabei entweder von der KWK- Anlage selbst oder von den Elektroheizern gespeist. Die Spalte „Elektroheizer“ zeigt die Wärmemengen die direkt vom Elektroheizer in das Fernwärmenetz gespeist werden. Die Summe aus diesen ist wiederum die Bruttowärmeerzeugung. Zieht man die Fernwärme- und Speicherverluste davon ab erhält man die Nettowärmeerzeugung. Mit den Brennwertkesseln ergibt sich die Gesamtnettowärme.

Durch den Einsatz der Wärmespeicher erhöht sich die KWK- Wärme von 40,67 auf 44,08 TWh im Jahr 2020 und von 15,29 auf 15,96 TWh im Jahr 2050. Bei Szenario A\* kommt es ebenfalls zu einer Erhöhung von 16,30 auf 16,44 TWh. Interessant dabei ist, dass sich das Verhältnis zwischen KWK- Wärme und Spitzenlastkessel verbessert. Beträgt das Verhältnis

im Jahr 2020 bei A0 noch 2,32 sind es durch die Flexibilisierung in A12 schon 3,04. 2050 erhöht sich das Verhältnis von 0,9 auf 1,67 und bei A\* von 1,02 auf 1,77.

Tabelle 30: Wärmebilanz der flexiblen Szenarien A in TWh

Szenario	2020		2050			
	A0	A12	A0	A0*	A12	A12*
KWK- Wärme	40,67	44,08	15,29	16,30	15,96	16,44
Spitzenlastkessel	17,50	14,49	16,96	15,95	9,52	9,24
Elektroheizer	0,00	0,00	0,00	0,00	7,15	7,04
Bruttowärmeerzeugung	58,18	58,57	32,24	32,25	32,63	32,72
Speicherverluste	0,00	0,20	0,00	0,00	0,12	0,17
Fernwärmeverluste	6,98	7,00	3,87	3,87	3,90	3,91
Nettowärmeerzeugung	51,20	51,37	28,37	28,38	28,61	28,65
Brennwertkessel	23,26	23,09	15,42	15,41	15,19	15,14
Gesamtnettowärmeerzeugung	74,46	74,46	43,79	43,79	43,79	43,79

Das zeigt, dass die Flexibilisierung den Anteil an Wärme aus den Spitzenlastkesseln reduziert und dass hier vor allem 2050 ein großer Anteil an Leistung der Spitzenlastkessel substituiert werden kann.

Die Elektroheizer tragen erst 2050 nennenswert zur Wärmebereitstellung bei. Diese liegt bei A12 und A12\* bei ca. 7 TWh. Es wird dadurch ein großer Anteil an negativer Residuallast aufgenommen und zur Fernwärmeversorgung genützt.

Die Fernwärmeverluste sind wiederum proportional zur Bruttowärmeerzeugung, die Speicherverluste gering bei 0,12 bis 0,17 TWh im Jahr 2050 bzw. 0,2 im Jahr 2020. Im Jahr 2020 wird mit 6 TWh mehr über den Speicher ausgespeichert als bei A12 2050 mit 2,81 TWh. Dies legt den Schluss nahe, dass die Wärmespeicher vermehrt im Jahr 2020 eingesetzt wurden, der Elektroheizer jedoch 2050 attraktiver ist.

Abbildung 51 zeigt die Ergebnisse als Balkendiagramm.

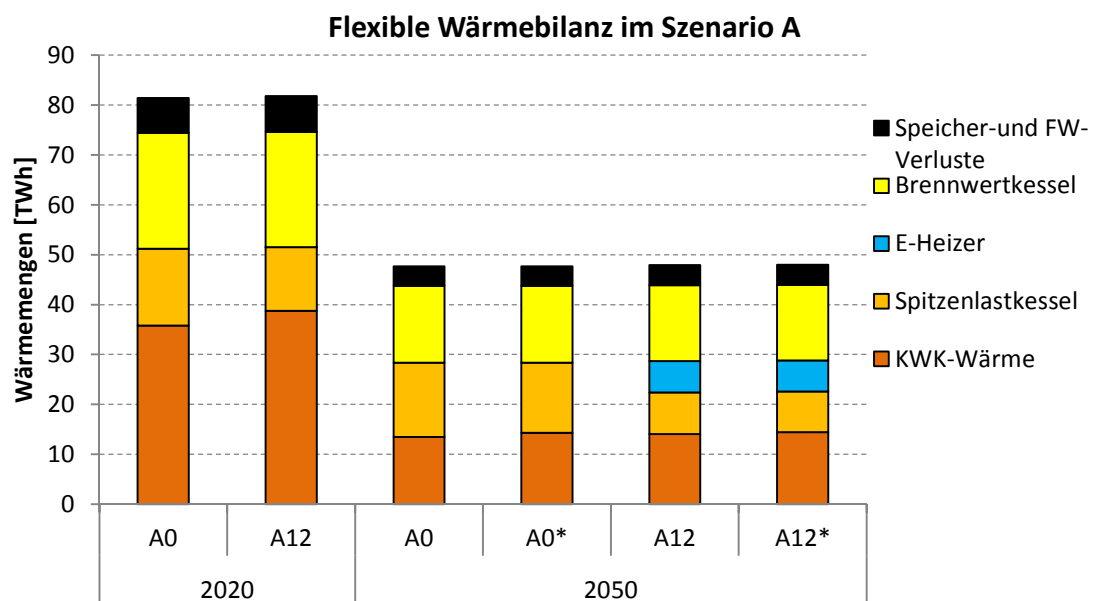


Abbildung 51: Flexible Wärmebilanz im Szenario A

Man sieht hier, dass durch die Flexibilisierung der Anteil des Spitzenlastkessels deutlich zurückgeht. Die Elektroheizer tragen vor allem 2050 zur Wärmebereitstellung bei.

Das nächste Kriterium betrifft die Veränderung der Stromanteile. Es stellt sich nun die Frage ob durch den Einsatz der Wärmespeicher und Elektroheizer eine Erhöhung der gekoppelten Stromanteile zu erreichen ist.

Tabelle 31: Strombilanz im Szenario A in TWh

	2020		2050			
	A0	12	A0	A0*	A12	A12*
Nettostromerzeugung	526	526	590	590	590	590
Positive Residuallast	303	303	76	76	76	76
Öffentlicher Strom	38,94	41,77	18,13	19,38	18,76	19,30
Industrie KWK- Strom	51,16	51,29	23,43	23,69	23,43	23,69
KWK- Stromerzeugung	101,80	104,76	51,83	53,34	52,45	53,27

Im Jahr 2020 zeigt sich eine Erhöhung der öffentlichen KWK- Strommenge von ca. 3 TWh. Im Jahr 2050 kommt es zu einer leichten Erhöhung der Strommenge durch den Einsatz der Wärmespeicher und Elektroheizer. Bei den Szenarien A\* zeigt sich eine Erhöhung der öffentlichen Strommengen von ca. 1,2 TWh durch die Flexibilisierung. Die Gesamtstrommenge steigt damit im Szenario A durch die Flexibilisierung nicht nur 2020 sondern auch 2050 an.

Abbildung 52 zeigt die Stromanteile an der Nettostromversorgung bzw. die Anteile von KWK- Strom an der Residuallast.

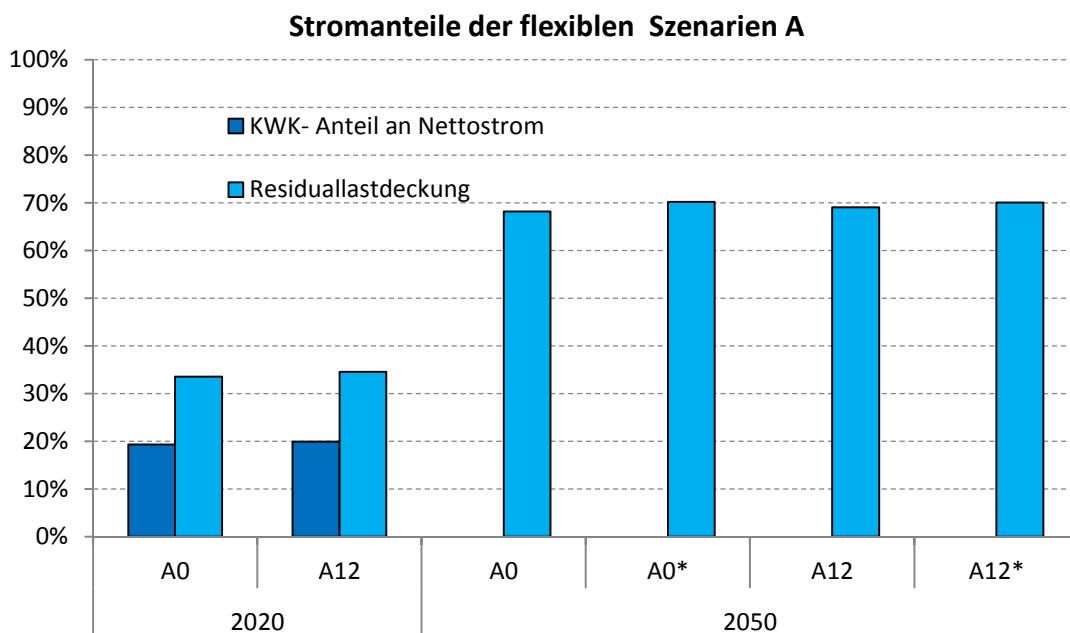


Abbildung 52: Stromanteile im Szenario A

Im Jahr 2020 kommt es durch die Flexibilisierung zu einer Erhöhung des Stromanteils am Nettostrom von 19 auf 20 %. Die Residuallastdeckung steigt geringfügig von 34 auf 35 %. Ein hoher Einfluss der Flexibilisierung ist 2020 damit nicht zu verzeichnen. 2050 steigt die Residuallastdeckung auch nur um 1% im Szenario A bzw. um 0,3 % im Szenario A\*. Die Flexibilisierung hat also auf die Höhe der Residuallastdeckung einen eher geringen Einfluss.



Interessant ist nun vor allem der Einfluss auf die Energieerzeugungskosten und die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen. Zunächst ist in Tabelle 32 die gesamte Kostenbilanz in TWh bzw. Mio. € für die flexiblen Szenarien A dargestellt.

Tabelle 32: Energieerzeugung und Gesamtkosten des flexiblen KWK- Einsatzes in Szenario A

	2020		2050			
	A0	A12	A0	A0*	A12	A12*
KWK- Strom	38,94	41,77	18,13	19,38	18,76	19,30
Gesamtnettowärmeerzeugung	74,46	74,46	43,79	43,79	43,79	43,79
Annuitäten max.	308	356,36	966	1.161	1.013	1.208
Annuitäten min.	205	267,49	447	406	479	438
Anfahrkosten	52	64	58	57	77	98
Brennstoffkosten	5.961	6.129	4.166	4.293	3.998	3.900
CO <sub>2</sub> Kosten	1.747	1.740	861	927	812	809
Gesamtkosten max.	8.069	8.290	6.051	6.439	5.900	6.016
Gesamtkosten min.	7.995	8.201	5.533	5.684	5.366	5.246
Energieerzeugungskosten max. [€/MWh]	71,15	71,33	97,71	101,91	94,31	95,34
Energieerzeugungskosten min. [€/MWh]	70,51	70,56	89,34	89,97	85,78	83,14

Die Energieerzeugungskosten von A12 liegen 2020 noch leicht über jenen des unflexiblen Szenarios und das sowohl für die pro- als auch für die contra- Variante. 2050 ändert sich das dann, die maximalen Kosten bei A12 liegen ca. 3,5 €/MWh niedriger als bei A0 bzw. bei A12\* um ca. 6,5 €/MWh. Durch die Flexibilisierung sinken also die spezifischen Energieerzeugungskosten ab obwohl sich die annuitätischen Kosten erhöhen. Dies wird jedoch durch den Vorteil der höheren KWK- Energieerzeugung und der damit verbundenen höheren Effizienz wettgemacht. Man sieht, dass sowohl die Brennstoffkosten als auch die CO<sub>2</sub>- Kosten in den flexiblen Varianten 2050 niedriger sind. Die Flexibilisierungsmaßnahmen sind damit sowohl bei progressiven als auch bei konservativen Annahmen wirtschaftlich.

Folgende Tabelle vergleicht zum Abschluss die CO<sub>2</sub>- Emissionen der flexiblen und unflexiblen Szenarien.

Tabelle 33: Vergleich der CO<sub>2</sub>- Emissionen der flexiblen Szenarien A in 1000 Tonnen

	2020		2050			
	A0	A12	A0	A0*	A12	A12*
KWK	58.221	58.010	19.134	20.610	18.038	17.989
Brennwertkessel	4.430	4.397	2.937	2.936	2.893	2.885
CO <sub>2</sub> ges.	62.651	62.407	22.071	23.547	20.931	20.873
CO <sub>2</sub> spez. [kg/MWh]	552,49	536,92	356,40	372,71	334,60	330,80

Durch die Flexibilisierung lassen sich die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen sowohl 2020 als auch 2050 senken. Dies ist durch die höhere Energieerzeugung bei gleichzeitiger Reduktion der absoluten CO<sub>2</sub>- Emissionen möglich. Die Flexibilisierung senkt hier die Umweltauswirkung im Jahr 2020 um ca. 15 kg/MWh und 2050 um 21 bzw. 43 kg/MWh. Bei Szenario A\*, wo eine erhöhte KWK- Leistung installiert ist, sinken daher die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen durch die Flexibilisierung etwas mehr verglichen mit A0 und A12.

Durch die Flexibilisierung geht einerseits eine Erhöhung des KWK- Wärmeanteils als auch eine Verringerung der Spitzenlastkesselwärme einher. Die Nettostromanteile erhöhen sich 2020 deutlich, der Anteil an der Residuallast steigt geringfügig an. Die Energieerzeugungskosten lassen sich durch die Flexibilisierung deutlich senken, und das, unabhängig von den verwendeten Investitionskostenansätzen. Die CO<sub>2</sub>- Emissionen sinken durch die Flexibilisierung sowohl 2020 als auch 2050 ab.

### 6.3.2 Bewertung der Flexibilität im Szenario B

Jetzt stellt sich die Frage ob die Flexibilität bei Ausbau der KWK- Kraftwerke einen höheren Einfluss auf die Bewertungskriterien hat. Dazu werden nun äquivalent mit dem Szenario A die Flexibilitätsvariante von Szenario B, B12 mit dem zugehörigen unflexiblen Szenario B0 verglichen.

Als erstes werden wieder die Wärmemengen miteinander verglichen. Dazu sind in Tabelle 34 die Ergebnisse aus den Simulationen dargestellt.

Tabelle 34: Wärmebilanz der flexiblen Szenarien B in TWh

Szenario	2020		2050	
	B0	B12	B0	B12
KWK- Wärme	58,29	62,16	20,48	21,65
Spitzenlastkessel	26,31	22,95	29,29	17,98
Elektroheizer	0,00	0,00	0,00	10,73
Bruttowärmeerzeugung	84,61	85,10	49,76	50,37
Speicherverluste	0,00	0,25	0,00	0,20
Fernwärmeverluste	10,15	10,18	5,97	6,02
Nettowärmeerzeugung	74,46	74,67	43,79	44,15
Brennwärtekessel	0,00	0,00	0,00	0,00
Gesamtnettowärmeerzeugung	74,46	74,67	43,79	44,15

Die KWK- Wärme steigt 2020 um ca. 4 TWh durch die Flexibilisierung an, 2050 kommt es ebenfalls zu einer leichten Steigerung um ca. 1 TWh. 2050 tragen vor allem wieder die Elektroheizer mit 10,73 TWh einen großen Anteil an der Wärmeversorgung bei. Wiederum sinkt der Anteil des Spitzenlastkessels bei der Bereitstellung der Fernwärme. Im Jahr 2050 nimmt er z.B. um mehr als 10 TWh ab. Aufgrund der hohen Wärmemengen ergeben sich 2020 jedoch auch hohe Fernwärmeverluste um 10 TWh. Brennwärtekessel kommen hier nicht zum Einsatz, da das gesamte Fernwärmepotential erschlossen wurde.

Abbildung 53 veranschaulicht die einzelnen Anteile.

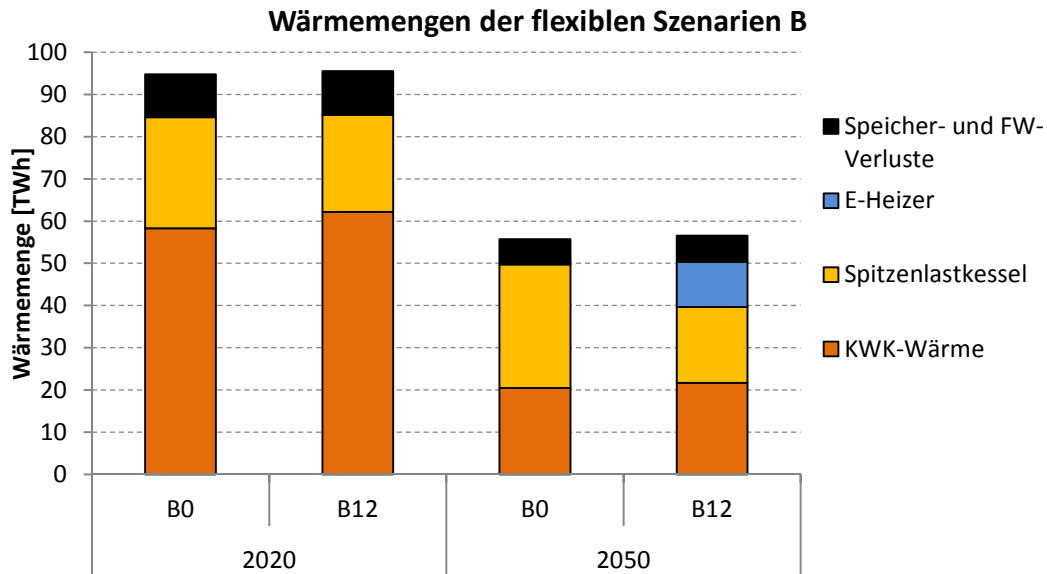


Abbildung 53: Flexible Wärmebilanz im Szenario B

Der Rückgang des Spitzenlastkessels durch die Flexibilisierung ist eindeutig zu sehen. Die Elektroheizer kommen vermehrt im Jahr 2050 zum Einsatz. Auch hier kann durch die Elektroheizer und Wärmespeicher die KWK- Wärme erhöht und Anteile des Spitzenlastkessels durch die Elektroheizer substituiert werden. Die Wärmespeicherverluste sind mit 0,2 bis 0,25 TWh gering.

Als nächsten werden die Stromanteile der flexiblen Szenarien untersucht. Tabelle 35 zeigt die Ergebnisse der Simulation.

Tabelle 35: Flexible Strombilanz im Szenario B in TWh

	2020		2050	
	B0	B12	B0	B12
Nettostromerzeugung	526	526	590	590
Positive Residuallast	303	303	76	76
Öffentlicher Strom	59,88	63,24	22,08	25,22
Industrie KWK-Strom	51,13	50,76	24,25	24,25
KWK- Stromerzeugung	122,71	125,70	56,61	59,75

Im Szenario B12 steigen die öffentlichen KWK- Strommengen deutlich an. 2020 um ca. 4,5 TWh und 2050 um ca. 3,1 TWh. Die gesamte Strommenge steigt im Jahr 2020 auch um etwa 3 TWh. 2050 kommt es durch die Flexibilisierung zu einer Erhöhung der öffentlichen KWK- Strommenge von ca. 3 TWh, was in Verbindung mit den Industriekraftwerken sowie den Biomasse und Müllverbrennungsanlagen insgesamt eine KWK- Strommenge von 59,75 TWh ergibt.

Abbildung 54 zeigt die Anteile an der Nettostromerzeugung bzw. der Residuallast.

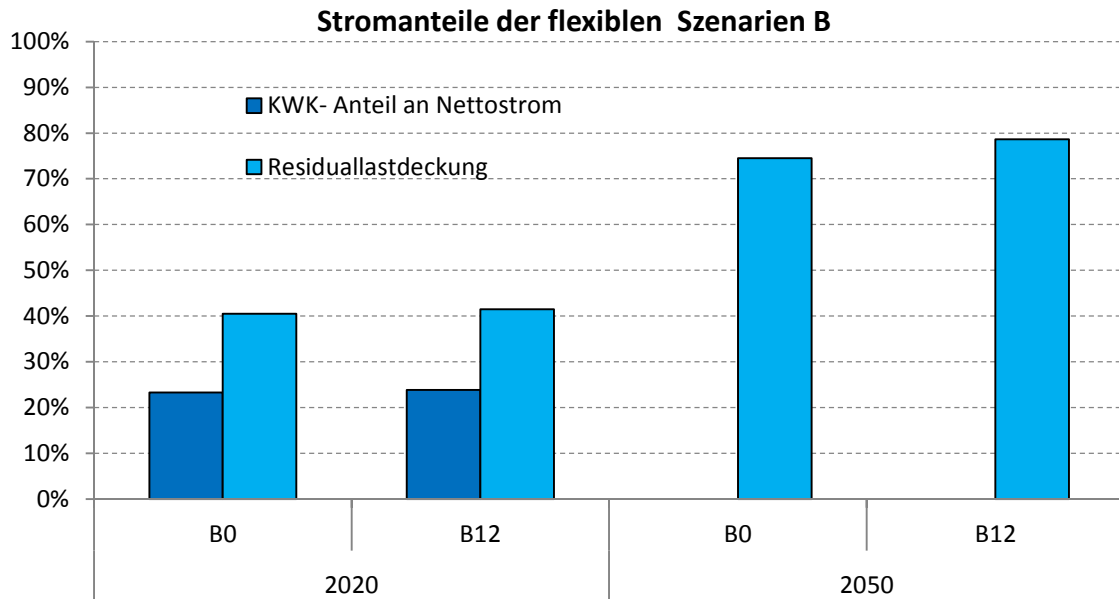


Abbildung 54: KWK- Stromanteile der flexiblen Szenarien B

Der Stromanteil liegt bei der flexiblen Variante B12 bei ca. 24 % im Jahr 2020, und damit nur um 1 % höher als bei B0. Damit kann das Energieziel 2020 von 25 % beinahe erreicht werden. Die Residuallastdeckung steigt im Jahr 2050 durch die Flexibilität von 74 auf 79 %. Das bedeutet dass 79 % des abzudeckenden Stroms aus den KWK- Anlagen bereitgestellt werden kann.

Die letzten zwei Punkte betreffen die Energieerzeugungskosten sowie die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen. Es stellt sich die Frage welchen Einfluss die Flexibilisierung auf diese beiden Bewertungskriterien hat. Tabelle 36 zeigt die Kosten- und Energiebilanz der Szenarien B.

Tabelle 36: Energieerzeugung und Gesamtkosten des flexiblen KWK- Ausbaus in Szenario B

	2020		2050	
	B0	B12	B0	B12
KWK- Strom	59,88	63,24	22,08	25,22
Gesamtnettowärmeerzeugung	74,46	74,67	43,79	44,15
Annuitäten max	753	829	1.568	1.645
Annuitäten min.	367	419	698	751
Anfahrkosten	47	85	60	79
Brennstoffkosten	6.429	6.588	3.944	3.827
CO <sub>2</sub> Kosten	1.955	1.926	952	914
Gesamtkosten max.	9.185	9.427	6.524	6.464
Gesamtkosten min.	8.799	9.017	5.655	5.570
Energieerzeugungskosten [€/MWh] max.	68,37	68,35	99,04	93,18
Energieerzeugungskosten [€/MWh] min.	65,50	65,38	85,84	80,30

Die spezifischen Energieerzeugungskosten sinken nur geringfügig 2020; 2050 ist jedoch eine Senkung von ca. 5 €/MWh erreicht worden. Obwohl hier wiederum die annuitätischen Kosten durch die Flexibilisierung höher sind, können durch die niedrigeren Brennstoff- und CO<sub>2</sub>- Kosten die Energieerzeugungskosten abgesenkt werden. Die Flexibilisie-

rung ist daher sowohl bei progressiveren als auch bei konservativeren Investitionskostenannahmen wirtschaftlich.

Der letzte Punkt betrifft die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen in 1000 Tonnen; siehe Tabelle 37.

Tabelle 37: Vergleich der CO<sub>2</sub>- Emissionen der flexiblen Szenarien B

	2020		2050	
	B0	B12	B0	B12
KWK	65.152	64.185	21.157	20.321
Brennwertkessel	0,00	0,00	0,00	0,00
CO <sub>2</sub> ges.	65.152	64.185	21.157	20.321
CO <sub>2</sub> spez. [kg/MWh]	484,99	465,38	321,18	292,92

Da hier keine Brennwertkessel zum Einsatz kommen, sind die CO<sub>2</sub>- Emissionen der KWK- Anlagen gleich den Gesamtemissionen. Diese sinken mit zunehmender Flexibilität ab. Die spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen sinken durch die Flexibilisierung im Jahr 2020 um ca. 20 kg/MWh und im Jahr 2050 um ca. 30 kg/MWh. Damit trägt die Flexibilisierung zur Senkung der CO<sub>2</sub>- Emissionen bei.

Die Flexibilisierung bewirkt damit eine Erhöhung der KWK- Wärme sowie eine Verminderung von Wärme aus Spitzenlastkessel durch den Einsatz der Wärmespeicher und Elektroheizer. Das Energieziel von 25 % wird im Szenario B12 im Jahr 2020 beinahe erreicht. Die Energieerzeugungskosten sowie die CO<sub>2</sub>- Emissionen werden durch die Flexibilisierung eindeutig gesenkt.

Als letztes sollen nun die gewonnen Ergebnisse im Vergleich zum Referenzszenario bewertet werden. Dazu werden im nächsten Kapitel die Bewertungskriterien relativ zum Referenzszenario berechnet und die Veränderungen in einem Portfolio dargestellt.

## 6.4 Gesamtbewertung

Um die Szenarien absolut gegenüber dem Referenzszenario bewerten zu können, werden diese nun anhand der folgenden fünf Kriterien gegenübergestellt. Dabei wird die relative Veränderung des Kriteriums zum Referenzszenario berechnet und anhand zwei Portfolios für die Stützjahre 2020 und 2050 veranschaulicht. Folgende fünf Bewertungskriterien werden verwendet:

- Änderung der Energieerzeugungskosten
- Änderung der spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen
- Änderung des KWK- Nettostromanteils
- Änderung der Residuallastdeckung
- Änderung der Vollbenutzungsstunden

Es wurde schon bei den einzelnen Vergleichen der Energieerzeugungskosten festgestellt, dass abhängig vom gewählten Szenario, ein Einfluss der Kostenansätze auf die Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Um jedoch die Übersichtlichkeit zu bewahren werden im Folgenden die mittleren spezifischen Energieerzeugungskosten, daher die Mittelwerte der beiden Werte, miteinander verglichen. Für das Jahr 2020 soll insbesondere der Anteil des KWK-Stroms an der Nettostromerzeugung untersucht werden, da hier die Erhöhung des Stro-

manteils im Vordergrund steht. 2050 ist nicht der Nettostromanteil sondern vielmehr der KWK- Stromanteil an der Residuallast interessant. Daher werden für 2020 und 2050 in den Darstellungen zwei verschiedene Stromanteile verglichen. Die genaue Definition der Kriterien findet sich in Abschnitt 6.1.

Zunächst werden die Bewertungskriterien für das Szenariojahr 2020 miteinander verglichen. Die einzelnen Dimensionen zeigen jeweils die relativen Veränderungen zum Referenzszenario. Abbildung 55 zeigt die Veränderungen an der Nettostromerzeugung und den Vollbenutzungsstunden.

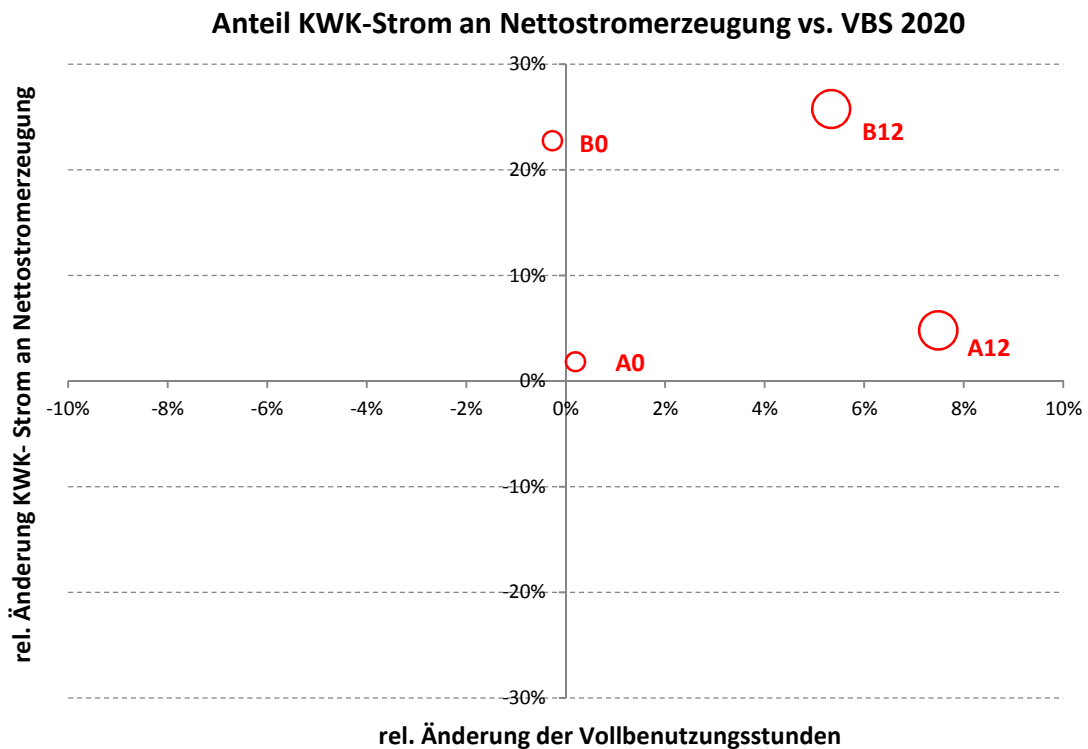


Abbildung 55: Nettostromanteil vs. VBS 2020 in Relation zum Referenzszenario

Die kleinen Kreise stehen dabei für die Unflexiblen, die großen Kreise für die flexiblen Szenariovarianten. Durch die Fernwärmeverdichtung kann 2020 der Nettostromanteil nur geringfügig erhöht werden. Durch den Ausbau der Kraftwerke und Erschließung der Fernwärmeerweiterungspotentiale ist es jedoch möglich die Anteile an der Nettostromerzeugung um ca. 23 % relativ zum Referenzszenario zu erhöhen. Dabei sinken die Vollbenutzungsstunden im Gegensatz zu A0 leicht ab. Die höhere installierte Leistung führt daher zu einem leichten Rückgang der Vollbenutzungsstunden.

Betrachtet man die flexiblen Szenarien von A und B zeigen sich für beide Szenarien Vorteile, sowohl was die Vollbenutzungsstunden aber auch die Nettostromanteile angeht. Durch die Flexibilisierung steigen die Vollbenutzungsstunden um 7,5 %. Dabei erhöht sich der Anteil der Nettostromerzeugung um 4,8 %. Durch die Flexibilisierung in Szenario B ist es weiter möglich die Nettostromerzeugung zu erhöhen, jedoch steigen durch die höhere Leistung die Vollbenutzungsstunden weniger stark. Die Flexibilisierung des ausgebauten Kraftwerksparks resultiert dennoch in einer Erhöhung des Nettostromanteils von 25,7 % und der Vollbenutzungsstunden um 5,3 %.

Als nächstes werden die Änderungen der spezifischen Energieerzeugungskosten sowie die Änderung der CO<sub>2</sub>- Reduktionen zum Referenzszenario untersucht. Abbildung 56 veranschaulicht diese Bewertungskriterien.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind hier die Mittelwerte der Energieerzeugungskosten dargestellt. Es wird jedoch noch einmal darauf hingewiesen, dass die Wirtschaftlichkeit bis zu einem gewissen Grad von der Annahme der Investitionskosten abhängt und dass bei sehr konservativen Annahmen die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben sein kann; siehe Tabelle 28.

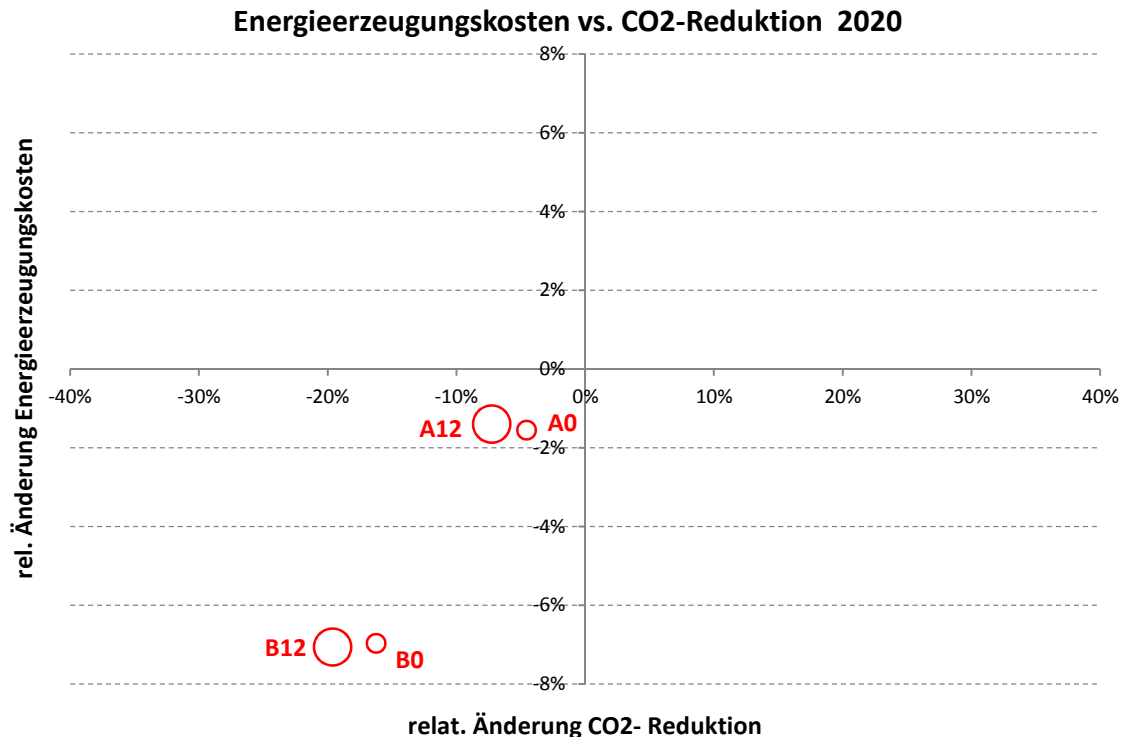


Abbildung 56: Energieerzeugungskosten vs. CO<sub>2</sub>- Reduktion 2020 in Relation zum Referenzszenario

Die Erhöhung der Nettostromanteile geht eindeutig mit einem Rückgang der spezifischen CO<sub>2</sub>- Emissionen einher. Im Szenario A ist eine Reduktion von 4,5 %, in Szenario B von 16,2 % erreicht worden. Damit sinken die CO<sub>2</sub>- Emissionen bei gleichzeitiger Erhöhung des Nettostromanteils. Des Weiteren werden nicht nur die Umweltauswirkungen gesenkt, vielmehr können diese Maßnahmen auch wirtschaftlich dargestellt werden. Die Energieerzeugungskosten sinken in Szenario A um 1,5 %, im Szenario B sogar um 6,9 %.

Durch die Flexibilisierung kommt es in Szenario A zu keiner weiteren Reduktion der Energieerzeugungskosten, dennoch können die CO<sub>2</sub>- Emissionen um 7,2 % gesenkt werden. Auch wenn keine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit relativ zur unflexiblen Auslegung erreicht wurde, ist durch die weitere Erhöhung der Nettostromanteile und der in etwa gleich hohen Kostenreduktion, die Maßnahme wirtschaftlich. Durch die Flexibilisierung in Szenario B kommt es ebenfalls zu einer höheren Reduktion der CO<sub>2</sub>- Emissionen von 19,6 % wobei hier auch die Reduktion der Energieerzeugungskosten mit 7 % etwas höher ausfällt.

Durch die Flexibilisierung steigen bei beiden Szenarien A und B die Nettostromanteile im Jahr 2020. Gleichzeitig werden die Energieerzeugungskosten sowie die CO<sub>2</sub>- Emissionen gesenkt. Die Maßnahmen erhöhen damit die Wirtschaftlichkeit senken die Umweltauswirkung und tragen zur Erreichung der Energieziele bei.

Im nächsten Schritt werden die Bewertungskriterien der Szenarien im Jahr 2050 untersucht. Zu Beginn werden diesmal statt der Änderung des Nettostromanteils der KWK- Anlagen, die Residuallastdeckung untersucht. Die Residuallastdeckung hat 2050 mehr Aussagekraft als die Nettostromanteile, da 2050 mehr wenige Leistungsspitzen zur Verfügung stehen.

Abbildung 57 zeigt die Residuallastdeckung und Vollbenutzungsstunden der Szenarien 2050.

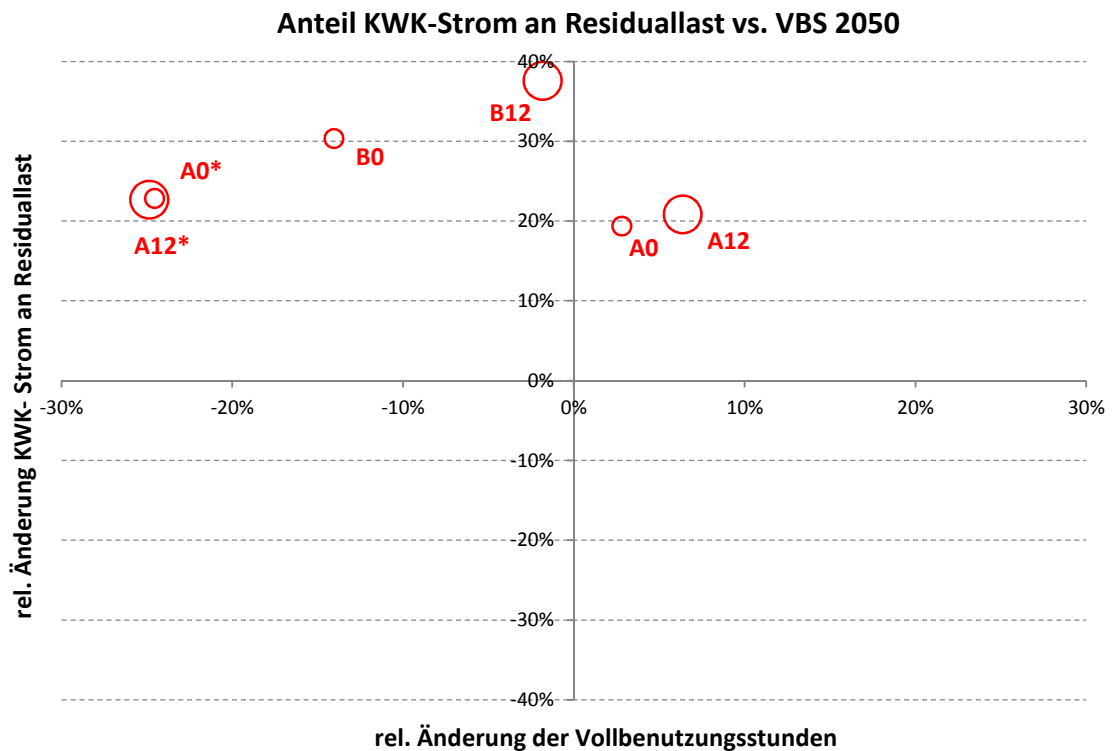


Abbildung 57: Residuallastdeckung vs. VBS 2050 in Relation zum Referenzszenario

Im Szenario A steigen die Vollbenutzungsstunden um 2,8 % bzw. durch die Flexibilisierung um 6,4 % relativ zum Referenzszenario. Im Szenario B kommt es aufgrund der hohen Leistungen zu einer Abnahme der Vollbenutzungsstunden sowohl im flexiblen als auch im unflexiblen Fall von 14 % bzw. 1,8 %. Durch die Flexibilisierung in Szenario B sinken jedoch die Vollbenutzungsstunden weniger stark. Dies macht deutlich dass die Flexibilisierung sowohl in Szenario A als auch in Szenario B einen positiven Einfluss hat; daher eine Erhöhung der Vollbenutzungsstunden ermöglicht.

Die Residuallastdeckungen steigen durch die Flexibilisierung in Szenario A von 19,3 % auf 20,8 % bzw. in Szenario B von 30,4 % auf 37,6 %. Die Flexibilisierung erhöht damit in beiden Szenarien die Residuallastdeckung wobei ihr Vorteil vor allem bei höheren Leistungen, also in Szenario B voll zur Geltung kommt. In Szenario A\* sind keine wesentlichen Unterschiede zwischen der unflexiblen und der flexiblen Variante zu verzeichnen. Die Vollbenutzungsstunden reduzieren sich jedoch hier am stärksten um 24,5 % bzw. um 24,8 %. Die Residuallastdeckung steigt nicht wie in den anderen beiden Szenariovarianten durch die Flexibilität an. Die Residuallastdeckungen liegen bei 22,8 % und 22,6 % und damit faktisch gleich hoch.

Damit ist bestätigt dass die Flexibilisierung eine Erhöhung der Residuallastdeckung ermöglicht, und dies umso besser je höher die Leistung des Kraftwerksparks ist. Szenario A\* ist jedoch daraus ausgenommen. Das flexible Szenario B zeigt damit die größte Erhöhung der Residuallastdeckung relativ zum Referenzszenario von 37,6 %.

Im letzten Schritt werden die relativen Änderungen der Energieerzeugungskosten und der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Szenarien im Jahr 2050 gegenübergestellt.



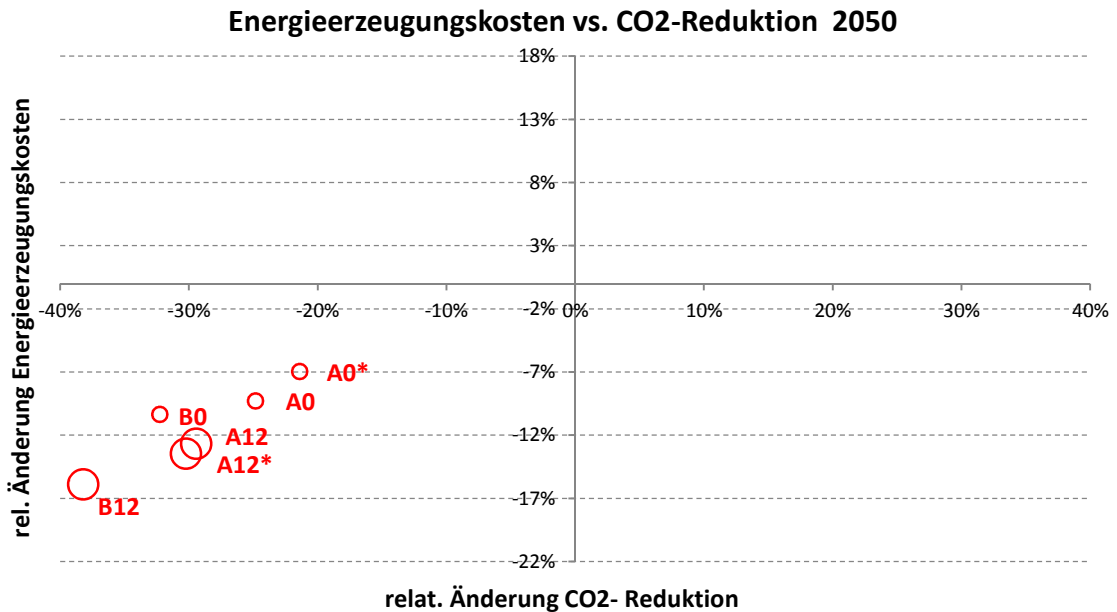


Abbildung 58: Energieerzeugungskosten vs. CO<sub>2</sub>-Reduktion 2050 in Relation zum Referenzszenario

Die beiden unflexiblen Szenarien A0 und B0 weisen mit 9,3 % und 10,4 % Verringerung der Energieerzeugungskosten in etwa die gleiche Höhe auf. Die CO<sub>2</sub>-Reduktion ist bei Szenario B mit 32,2 % dennoch deutlich höher als bei Szenario A mit 24,8 %. Durch die Flexibilisierung verringern sich für beide Szenarien sowohl die CO<sub>2</sub>-Emissionen als auch die Energieerzeugungskosten. Im Szenario A bewirkt die Flexibilität eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 29,4 % und der Energieerzeugungskosten von 12,7 %. Im Szenario B ist der Vorteil der Flexibilität noch deutlicher. Hier betragen die CO<sub>2</sub>-Reduktionen 38,2 % und die Verringerung der Energieerzeugungskosten sogar 15,9 %. Der unflexible Ausbau im Szenario A schneidet dabei schlechter ab und liegt mit einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 21,4 % bzw. einer Reduktion der Energieerzeugungskosten von 7 % am niedrigsten. Durch die Flexibilisierung werden jedoch die Vorteile der hohen installierten Leistungen und der damit großen Flexibilität des Anlagenparks ausgenutzt. A12\* liegt 2050 mit Reduktionen von 30,2 % bzw. 13,5 % leicht besser als Szenario A12. Die Flexibilität erhöht damit beide Kriterien umso mehr, je höher die Leistung des Kraftwerksparks des jeweiligen Szenarios ist.

Zusammenfassend kann man folgendes festhalten. Im Szenario A kommt es aufgrund der Flexibilisierung zu einer Zunahme der Nettostromerzeugung sowie der Vollbenutzungsstunden. Da die Leistungen des Kraftwerksparks 2020 nur gering erhöht wurden, wird die vorhandene Kapazität damit besser genutzt. Im Jahr 2050 lassen sich aufgrund der Flexibilität die Anteile an der Residuallast weiter erhöhen, wobei hier jedoch schon aufgrund der konstanten Leistung im Jahr 2050 die Residuallastdeckung höher ist als im Referenzszenario. Die Flexibilität bringt damit nur einen eher geringen Vorteil bei der Erhöhung des Stromanteils bzw. der Residuallastdeckung im Szenario A.

Durch die Flexibilisierung lassen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020 nur geringfügig reduzieren, die spezifischen Energieerzeugungskosten liegen jedoch höher als im unflexiblen Fall. Der Vorteil der Flexibilisierung ist vor allem 2050 zu erkennen. Hier lassen sich sowohl die CO<sub>2</sub>-Emissionen als auch die Energieerzeugungskosten deutlich verringern.

Szenario B zeigt eine ähnliche Charakteristik, wobei hier jedoch 2020 die Stromanteile durch den Ausbau der KWK-Anlagen stark ansteigen. Die Stromanteile liegen damit weit höher als im Szenario A. Auch 2050 zeigt Szenario B weit höhere Anteile an der Residual-

lastdeckung als Szenario A, wobei aufgrund der hohen Leistungen, die Vollbenutzungsstunden absinken. Die Flexibilisierung erhöht den KWK- Stromanteil an der Residuallast im Szenario B um einiges mehr als im Szenario A. Die Energieerzeugungskosten sowie die CO<sub>2</sub>- Emissionen sinken durch die Flexibilisierung eindeutig ab. Im Gegensatz zum Szenario A ist hier schon 2020 eine Reduktion der Energieerzeugungskosten möglich. 2050 ist der Vorteil der Flexibilität noch deutlicher ersichtlich. Hier reduzieren sich die Energieerzeugungskosten sowie die CO<sub>2</sub>- Emissionen weiter.

Durch den Ausbau im Szenario A ab 2030 reduzieren sich die Vollbenutzungsstunden sehr stark und dabei sogar unter den Wert von Szenario B. Die Residuallastdeckung liegt zwar relativ dazu etwas höher, die Flexibilisierung kann jedoch die Residuallastdeckung nicht erhöhen. 2050 ist der Vorteil einer höheren Leistung auf die Flexibilisierung wieder zu erkennen. Die Flexibilität senkt sowohl CO<sub>2</sub>- Emissionen als auch Energieerzeugungskosten und das höher als im Szenario A ohne zusätzlichen Ausbau.

## 6.5 Schlussfolgerungen und Fazit

In dieser Arbeit wurden zwei Ausbauszenarien der KWK- Anlagen mit unterschiedlicher Fernwärmeerschließung mit einem Referenzfall verglichen. Der Referenzfall bildet dabei jenes Szenario ab, bei dem die KWK- Anlagen am Ende ihrer Laufzeit auslaufen und der verbleibende Wärmebedarf durch dezentrale Brennwärkessel gedeckt wird. Im Szenario A wurden die Verdichtungspotentiale, im Szenario B sowohl die Verdichtungspotentiale als auch die Erweiterungspotentiale für die KWK- Anlagen erschlossen. Im Szenario A wird der Kraftwerkspark bis 2050 durchgehend modernisiert, die Leistung bleibt damit konstant. Durch die Verminderung des Fernwärmebedarfs kommt es jedoch zu einer Erhöhung der KWK- Engpassleistung. Um im Szenario A eine höhere Flexibilität zu untersuchen wurde das Szenario A\* definiert in dem ab 2030 zusätzlich KWK- Leistung zugebaut wird. Durch diesen Zubau bei sinkendem Wärmebedarf kommt es zu einer Erhöhung der KWK- Engpassleistung und damit der Flexibilität.

Im Szenario B werden die KWK- Anlagen bis 2020 ausgebaut und verfügen damit schon ab diesem Jahr über eine höhere Flexibilität. Zusätzlich wurden die Kraftwerksparks mit Wärmespeichern und Elektroheizern ausgestattet, um eine Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung zu erreichen und die Vorteile dieser Entkopplung zu untersuchen.

Der Ausbau der KWK- Technologie hat sich sowohl im Szenario A als auch im Szenario B als wirtschaftlich erwiesen. Die Energieerzeugungskosten liegen für das Gesamtsystem dabei immer niedriger als im Referenzfall und das unabhängig von der Höhe der Investitionskosten. Eine Ausnahme bildet dabei Szenario B. Dieses ist nur unter dem niedrigeren Kostenansatz wirtschaftlich. Des Weiteren lassen sich durch die Erschließung der Fernwärmepotentiale die Anteile an der Nettostromerzeugung 2020 sowie die Residuallastdeckung deutlich erhöhen. Das Energieziel von 25 % Nettostromanteil 2020 wird jedoch knapp verfehlt. Durch den Ausbau der Fernwärme sinken die CO<sub>2</sub>- Emissionen relativ zum Referenzszenario ebenfalls ab. Szenario B zeigt insgesamt bei Annahme von etwas niedrigeren Investitionskosten die niedrigsten Energieerzeugungskosten sowie die niedrigsten CO<sub>2</sub>- Emissionen und das bei den höchsten Strom- und Residuallastanteilen. Dies ist vor allem auf die größeren Wärmesenken durch die Erschließung des Erweiterungspotentials zurückzuführen.

Durch die Flexibilisierung der KWK- Anlagen erhöhen sich die Investitionskosten in Szenario B um ca. 9 % und im Szenario A um ca. 14 %. Obwohl die Flexibilisierung erhöhte Investitionskosten verursacht, reduzieren sich die Energieerzeugungskosten. Die Flexibilität bewirkt damit eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit. Auch werden durch sie die CO<sub>2</sub>-

Emissionen weiter gesenkt sowie der Anteil an der Nettostromerzeugung und Residuallastdeckung erhöht. Das Energieziel von 25 % kann im Szenario B durch die Flexibilisierung mit 24 % beinahe erreicht werden. Die Flexibilisierung durch Wärmespeicher und Elektroheizer bewirkt auch eine Verringerung der Umweltauswirkung.

Durch die Erhöhung der KWK- Engpassleistung im Szenario A und B bis 2050 kommt es zu einer Erhöhung der Flexibilität. Vergleicht man die flexiblen Szenarien für 2050 miteinander kann man erkennen, dass durch die Flexibilisierung mit Wärmespeichern und Elektroheizern die Steigerung der Residuallastdeckung bei höherer KWK- Engpassleistung höher ist. Das bedeutet, dass der Vorteil der Flexibilisierung bei höheren Leistungen größer wird. Dies gilt jedoch nicht für Szenario A\* bei dem die Residuallastdeckung zwar durch die erhöhte KWK- Engpassleistung zunimmt, die Flexibilisierung jedoch keine Erhöhung der Residuallastdeckung zeigt. Einzig bei den Energieerzeugungskosten und den CO<sub>2</sub>- Emissionen kommt es zu starken Reduktionen.

Obwohl die Flexibilisierung bei höheren Leistungen auch eine relativ höhere Verbesserung der Kriterien bewirkt, wurden die Erwartungen an sie nicht erfüllt. Die Steigerungen bei den KWK- Wärmemengen bzw. Wärmemengen die in die Wärmespeicher geladen wurden blieben unter den Erwartungen. Die Wärmespeicher waren vor allem 2020 vermehrt im Einsatz wobei jedoch 2050 die Elektroheizer einen Großteil der Last bereitgestellt haben. Aufgrund der hohen Anteile an negativer Residuallast kommen die Elektroheizer damit öfter zum Einsatz und verdrängen die Möglichkeit KWK- Wärme in den Speicher zu laden.

Auch muss erwähnt werden, dass die Kraftwerkseinsatzplanung in einem Zeithorizont von vier Tagen vorausplant und danach den Einsatz optimiert. Das führt dazu, dass Wärme die aufgrund der Residuallast länger als vier Tage im Speicher gespeichert werden müsste, deswegen eben nicht gespeichert wird und stattdessen entweder der Elektroheizer oder der Spitzenlastkessel zum Einsatz kommen. Da jedoch aufgrund der stark schwankenden Residuallast diese Situation 2050 sehr oft auftritt stellt sich die Frage, ob die Kraftwerkseinsatzplanung daher einen weiteren Zeithorizont haben müsste, um die Optimierung des Wärmespeichereinsatzes zu garantieren. Im besten Fall wäre dies eine Jahresplanung.

Grundsätzlich ist die Flexibilität der Wärmespeicher nur auf die Übergangszeit beschränkt, da im Winter die KWK- Anlagen ohnehin in Volllast betrieben werden, um die Wärmefachfrage zu decken. Daher können sie die Speicher in diesem Zeitraum auch nicht beladen. In den Sommermonaten ist aufgrund der unterstellten Einspeisung der Solarthermie 2050 keine Wärmefachfrage mehr vorhanden. Wenn es in Deutschland nicht großflächig zu Einspeisung von Wärme aus Solarthermieanlagen in Fernwärmenetze kommen sollte, könnte das die Potenziale der Wärmespeicher für die KWK vergrößern.

Die Flexibilisierung blieb damit unter den Erwartungen. Die Simulation mit der verwendeten Kraftwerkseinsatzplanung war nicht optimal geeignet um den Wärmespeichereinsatz im Jahr 2050 zu optimieren. Dennoch erwiesen sich der Ausbau und die Flexibilisierung der KWK als wirtschaftlich, wobei eine spezifische CO<sub>2</sub>- Reduktion sowie eine Erhöhung der Nettostromanteile und der Residuallastdeckung erreicht worden sind. Das Energieziel von 25 % wurde mit 24 % knapp verfehlt. Da jedoch bei Szenario B eine Umsetzung der Fernwärmenetzerweiterung von 50 % unterstellt wurde, kann durch eine Erhöhung der Umsetzung das Energieziel von 25 % erreicht werden.

Offen bleibt die Frage inwieweit die Annahme der Substitution von Brennwertkessel durch die Fernwärme gerechtfertigt ist. Geht man nämlich langfristig von einer hohen Durchdringung von dezentralen Wärmepumpen in den Bestandsbauten aus, könnten sich daraus andere Bewertungsergebnisse ergeben.

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wird der Einsatz und die Flexibilisierung der netzgebundenen öffentlichen KWK- Technologie im zukünftigen Energiesystem Deutschlands untersucht. Da sich das Energieversorgungssystem durch die Energiewende zukünftig wandeln wird, besteht für die KWK- Technologie die Möglichkeit den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu unterstützen bzw. einen Großteil der Residuallast sowie den Fernwärmebedarf abzudecken. Dazu müssen die KWK- Anlagen so rasch wie möglich ausgebaut werden, wobei jedoch die dafür notwendigen Wärmesenken aufgrund eines verminderten Wärmebedarfs im Bereich der Fernwärme bis 2050 abnehmen.

Aus diesem Spannungsfeld zwischen volatiler Strombereitstellung mit hoher Leistung und verminderten Fernwärmebedarf stellt sich die Frage, ob es möglich ist durch den Ausbau der Fernwärmenetze die notwendigen Wärmesenken für einen Ausbau der KWK- Anlagen zur Verfügung zu stellen, um dann die Stromlücken des Energiesystems wirtschaftlich decken zu können. Dabei ist es erforderlich die Flexibilität der KWK- Anlagen durch die Entkopplung der Strom- und Wärmebereitstellung zu erhöhen.

Um diese Fragen beantworten zu können, werden im ersten Schritt die techno- ökonomischen Parameter der KWK- Technologie sowie der Flexibilisierungsmöglichkeiten erarbeitet. Als nächstes werden die geänderten Anforderungen und Einflussfaktoren auf die KWK auf Basis der BMU- Leitstudie identifiziert, wobei die Ergebnisse dieser Studie als Rahmenbedingungen für diese Arbeit verwendet werden. Um den Einfluss verschiedener Fernwärmeausbaustrategien abzubilden, werden anschließend zwei Szenarien mit unterschiedlicher Potentialerschließung entwickelt. Um eine Bewertung vornehmen zu können wird ein Referenzszenario definiert in dem die Fernwärme nicht erschlossen wird und die schon vorhandenen KWK- Anlagen sukzessive auslaufen.

Die Anlagenparks werden mithilfe der Simulationsumgebung des Fraunhofer- IWES von 2020 bis 2050 simuliert und ausgewertet. Hauptaugenmerk liegt dabei auf die Strom- und Wärmeerzeugung der verschiedenen Szenarien. Zusätzlich werden die Gesamtkosten der Szenarien berechnet und gegenübergestellt. Im letzten Schritt werden die Ergebnisse der zuvor definierten Bewertungskriterien gegenübergestellt.

Dabei zeigte sich, dass beide Szenariovarianten wirtschaftlich sind und dabei sowohl die Energieerzeugungskosten als auch die CO<sub>2</sub>- Emissionen gesenkt werden können. Die Nettostromanteile der KWK- Strommengen 2020 sowie die Residuallastdeckung 2050 kann durch den Ausbau der KWK erhöht werden. Durch die Flexibilisierung der KWK- Anlagen konnten jene Kennzahlen weiter erhöht werden, wobei der Vorteil der Flexibilisierung mit höheren elektrischen Leistungen der Kraftwerksparks ansteigt. Die Maßnahmen zur Flexibilisierung erhöhen damit die Wirtschaftlichkeit und senken die Kosten und CO<sub>2</sub>- Emissionen ab. Das Energieziel 2020 von 25 % Nettostromanteil wird dabei im Szenario B beinahe erreicht.

Daraus folgt dass der Ausbau sowie die Flexibilisierung unter den definierten Rahmenbedingungen wirtschaftlich sind. Durch sie werden Kosten und CO<sub>2</sub>- Emissionen gesenkt und die erzeugte KWK- Strommenge erhöht. Die Steigerungen blieben jedoch unter den Erwartungen. Es hat sich gezeigt dass die Wärmespeicher vor allem 2020 eingesetzt werden, wohingegen 2050 die Elektroheizer vermehrt zum Einsatz kommen. Da die Simulationsumgebung nur über einen begrenzten Zeithorizont für die Optimierung verfügt, werden die Wärmespeicher aufgrund der sehr volatilen Residuallasten 2050 sehr wenig eingesetzt.

Durch eine Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung bzw. die Erweiterung des Optimierungshorizontes könnte es damit möglich sein die Flexibilität der Wärmespeicher besser zu untersuchen. Dadurch wäre es weiter möglich auch saisonale Wärmespeicher zu untersuchen.

Der Elektroheizer ist langfristig dominant wobei sich hier die Frage stellt, ob anstatt der Elektroheizer Großwärmepumpen eingesetzt werden könnten, die eine höchst effiziente Alternative darstellen würden und damit die Anteile der Spitzenlastkessel aus der Wärmebereitstellung komplett verdrängen.

Goßwärmepumpen könnten ihrerseits als dezentrale Anlagen die Fernwärmeversorgung gänzlich übernehmen und daher statt den KWK- Anlagen gebaut werden. Die Frage stellt sich hier ob z.B. im Jahr 2050 genügend überschüssiger Strom für die Bereitstellung der Fernwärme aus Goßwärmepumpen zur Verfügung steht.

Die Beantwortung dieser Fragen sollte Ziel in weiteren Forschungstätigkeiten sein.

## Literaturverzeichnis

Adolf J.; Bräuninger M. (2012): Energiewende im Wohnungssektor-Fakten, Trends und Realisierungsmöglichkeiten. In: Wirtschaftsdienst 92, S.185-192

AGFW (Hrsg) (2010): Hauptbericht 2009. AGFW-Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. Frankfurt am Main 2010

AGFW (Hrsg) (2011): Hauptbericht 2010. AGFW-Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. Frankfurt am Main 2011

ASUE (Hrsg) (2011): BHKW-Kenndaten-Tabellen 2011. Arbeitsgemeinschaft für sparsame und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. Essen: Energiedruck Verlag. Essen 2011

Baehr H.D.; Kabelac S. (2009): Thermodynamik, 14. Auflage. Berlin [u.a.]: Springer Verlag. ISBN 978-642-00555-8

Bayer W. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung 2003 bis 2008. In: Auszug aus Wirtschaft und Statistik. Statistisches Bundesamt (Hrsg). Wiesbaden 2010

Beer M.; et.al. (2010): Flexible operation of cogeneration plants – Chances for the Integration of renewables. Research Institute of Energy Economy. München 2010

BHKW-Forum e.V. (2012): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Vergleichende Arbeitsausgabe des BHKW-Forum e.V. zur KWKG-Novelle 2012. Neuendorf 2012

BMvit (Hrsg) (2010): Technologie Portrait Kraft-Wärme-Kopplung. Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik, TU Graz. NachhaltigWirtschaften-Berichte aus Energie- und Umweltforschung. Wien 2002

BMWi (Hrsg); BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin 2010

Clausnitzer K.D. (2007): Bericht-Entwicklung des Energieverbrauchs für Heizung und Warmwasser bei Einfamilienhäusern. Bremer Energie Institut (Hrsg). Bremen 2007

Colpier U. C.; Cornland D. (2002): The economics of the combined cycle gas turbine - an experience curve analysis. In: Energy Policy Vol. 30, S. 309-316

DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146.

Erdmann G.; Dittmar L. (2010): Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von KWK in Deutschland. Fachgebiet Energiesysteme-TU Berlin. Berlin 2010

EWI (Hrsg.) (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign- Endbericht. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Im Auftrag des BMWI. Köln 2012

- FfE e.V. (2004): Endbericht-Analyse des Bestandes von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Bayern. Forschungsstelle für Energiewirtschaft im Auftrag von BStmWIVT. München 2004
- Fisch N.; et.al. (2005): Wärmespeicher. BINE-Informationspaket. 4. Auflage. Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg). TÜV-Verlag 2005. ISBN 3-8249-0853-0
- Götze U.; Bloech J. (1995): Investitionsrechnung. Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 2.Auflage. Berlin [u.a.]: Springer Verlag. ISBN 3-540-60000-0
- Hille M. (2011): Perspektiven einer nachhaltigen Zukunftsstrategie für KWK und Fernwärme. Fachtagung: Chancen und Potentiale der (Fern-)Wärmeversorgung. Halle 2011
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2007): Ermittlung der Potentiale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten. DIW Berlin, Öko-Institut Berlin und VIK Essen im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau 2007
- Huhn R. (2006): Beitrag zur thermodynamischen Analyse und Bewertung von Wasserwärmespeichern in Energieumwandlungsketten. Dissertation. Technische Universität Dresden 2006
- Hundt M.; et.al. (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Technische und ökonomische Aspekte. Universität Stuttgart IER im Auftrag von EON Energie AG. Stuttgart 2009
- IEA (2011): World Energy Outlook
- IKZ-Fachplaner (2007): Langfristige Wärmespeicherung. Funktion, Markt und Wirtschaftlichkeit von thermochemischen- und Latent-Wärmespeicher- Technologien. Heft 1/2007
- ISET e.V.; et.al. (2009): Abschlussbericht - Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009. Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. im Auftrag des BMU. Kassel 2009
- Kail C.; Habersberger G. (2001): Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. In: VDI-Berichte Nr. 1594, S.99-112
- Kohler S. (2011): Energieeffizienz in Gebäuden-Präsentation. Deutsche Energie-Agentur. Am 25.11. 2011
- Leprih U.; et.al. (2010): Analyse eines Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken. IZES gGmbH im Auftrag der Versorgungs-und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken mbH. Saarbrücken 2010
- Loesoenen P. (2010): Combined Heat and Power (CHP) in the EU, Turkey, and Norway – 2008 data. Eurostat. Extracted on 22.2.2010. ISSN 1977-0340
- Markewitz P.; Stein G. (Hrsg.) (2003): Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland. Band 39. Forschungszentrum Jülich GmbH. ISBN 3-89336-333-5. Jülich 2003

Matthes F.C.; Ziesing H.J. (2011): Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Band 1-3. Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU). Berlin 2011

Merkel E.; et.al. (2012): Analyse der Wärme- und Elektrizitätsversorgung des deutschen Wohnungssektors in einem optimierenden Energiesystemmodell. Karlsruher Institut für Technologie. 12. Symposium Energieinnovation. Graz 2012

v. Oehsen A. (2012): Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation. Universität Kassel 2012

Panos K. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Auflage. Berlin [u.a.]: Springer Verlag. ISBN 978-3-540-78591-0

Pehnt M. (Hrsg); Schneider J. (2010): Energieeffizienz. Ein Lehr- und Handbuch. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag. ISBN 978-3-642-14251-2

Schmidt T.; et.al. (2004): Central solar heating plants with seasonal storage in Germany. In: Solar Energy Vol. 76, S. 165-174

Schmitz K.W.; Schaumann G. (Hrsg) (2005): Kraft-Wärme-Kopplung, 3. Auflage. Berlin [u.a.]: Springer Verlag. ISBN 3-540-20903-4

Sharma A.; et.al. (2009): Review on thermal energy storage with phase change materials and applications. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol. 13, S. 318-345

Sievers J. (2010): Dieselmotor-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Kontext der Integration Erneuerbarer Energien in die Energieversorgung. Dissertation. Universität Kassel 2010

Solites (2007): Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Wissenschaftlich- technische Programmbegleitung für Solarthermie2000Plus. Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme. Stuttgart 2005-2007

Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats des VGB PowerTech e.V. (2010): Kraftwerke (KW) 2020+. Kraftwerksoptionen für die Zukunft und der damit verbundene Forschungsbedarf. Essen 2010

Strauss K. (2006): Kraftwerkstechnik. Zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. 5. Auflage. Berlin [u.a.]: Springer Verlag. ISBN 9783540296669

Westner G.; Madlener R. (2011): Development of cogeneration in Germany: A mean-variance portfolio analysis of individual technology's prospects in view of the new regulatory framework. In: Energy Vol. 36, S. 5301-5313

WI; DLR; IE-Leipzig (2006): Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020-Endbericht. Im Auftrag des Umweltbundesamtes 2006

Wichert U. (2011): KWK- Potenziale in NRW und ihre Bedeutung für ganz Deutschland. Präsentation. AGFW 2011



Wolff D.; Jagnow K. (2011): Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung-Endbericht. Wolfenbüttel/Braunschweig nur online unter [www.delta-q.de](http://www.delta-q.de)

Wünsch M.; et.al. (2011): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien- Studie im Auftrag von AGFW. Prognos AG. Berlin 2011

**Internetreferenzen:**

<http://scrippsco2.ucsd.edu>  
am 12.11.2012 11:32

<http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2848>  
am 12.11.2012 11:34

<http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2844>  
am 12.11.2012 11:40