



**Abschlussbericht zum Verbundprojekt**

**Transfer4.0@KWK.NRW**  
Im Rahmen des Virtuellen Instituts | KWK.NRW

Aktenz.: 64.65.69 – PRO - 0065 A



Gefördert durch:

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt,  
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz  
des Landes Nordrhein-Westfalen



Diese Veröffentlichung ist wie folgt zu zitieren:

N. Lucke, C. Spitta, V. Vrangos (Hrsg.): *Transfer4.0@KWK.NRW – Im Rahmen des Virtuellen Instituts | KWK.NRW*; Abschlussbericht zum Verbundprojekt; Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik der Universität Duisburg-Essen, ZBT - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH (2017).

Die Inhalte der Teilkapitel liegen in der Verantwortung der jeweiligen Institute und beziehen sich auf den Sachstand im Juni 2017, sofern nicht anders gekennzeichnet.

## **Autoren**

### **Gas- und Wärme-Institut Essen (GWI)**

Nadine Lucke  
Frederic Frankenhoff  
Prof. Dr. Klaus Görner

### **Universität Duisburg-Essen**

#### **Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik (LUAT)**

Dr. Vassilios Vrangos  
Dr. Gerd Oeljeklaus  
Prof. Dr. Klaus Görner

### **ZBT - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH**

Dr. Christian Spitta  
Steffen Rademacher  
Prof. Angelika Heinzl

Essen, November 2017

# Management Summary

## Motivation und Hintergrund

In Nordrhein-Westfalen (NRW) wird etwa ein Drittel der deutschen Treibhausgase emittiert. Damit ist NRW als Bundesland mit dem größten Industrie- und Bevölkerungsanteil für die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele von höchster Bedeutung.

Die Kraft-Wärme-Kopplung, kurz KWK, hat eine zentrale Rolle bei der Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Gegenüber der getrennten Erzeugung werden durch die gekoppelte Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte Primärenergie und somit CO<sub>2</sub> eingespart. Darüber hinaus bieten KWK-Systeme die Option, durch flexible Betriebsweisen auf externe Lastanforderungen zu reagieren. Innovative KWK-Konzepte ermöglichen so die Kopplung der Energiesektoren Gas, Strom und Wärme und tragen zur Flexibilisierung des Energieversorgungssystems und zur Versorgungssicherheit bei. Durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien werden diese technologischen Optionen zunehmend benötigt.

KWK ist im Klimaschutzplan des Landes NRW ein wesentliches Instrument des energetischen Strukturwandels. Um das NRW-Ziel zu erreichen, den KWK-Stromanteil bis 2020 auf mindestens 25 % der Nettostromerzeugung zu erhöhen, wurden vom Land Förderbausteine entwickelt und das Forschungscluster „Virtuelles Institut | KWK.NRW“ initiiert.

## Ziele des Projekts

Das Projekt Transfer4.0@KWK.NRW baut auf den Ergebnissen und Erfahrungen aus dem Initialprojekt des Virtuellen Instituts | KWK.NRW, der roadmap | KWK.NRW, auf. Im Rahmen der Studie werden die Anwendungspotenziale von KWK-Systemen im Kontext des NRW-Klimaschutzplans untersucht. Ziel ist die Identifikation und qualitative Bewertung von Randbedingungen und Einflussfaktoren auf Strategien und Maßnahmen im Handlungsfeld Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung.

Im Fokus der technisch-wissenschaftlichen Untersuchungen stehen Gasmotoren als flexible KWK-Einheiten, Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC) zur dezentralen Energieversorgung und hochinnovative Triple Combined Cycle Systeme (TCC). Letztere stellen die Kombination einer Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) mit einem Gas- und Dampfturbinen-Prozess dar. Durch die detaillierte Analyse innovativer KWK-Konzepte im mittleren Leistungsbereich werden KWK-Potenziale im zukünftigen Energiesystem aufgezeigt.

Zur Verstetigung des Virtuellen Instituts | KWK.NRW sowie zur Steigerung der Öffentlichkeitswahrnehmung und als Verbindungen zu den anderen virtuellen Landesinstituten wurden ein Corporate Design und eine eigene Homepage umgesetzt.

In Workshops zum Leitthema „KWK - Effizienter Partner der Energiewende“ wurde das Meinungsbild unterschiedlicher Stakeholder abgebildet. Der intensive Dialog von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik und die wissenschaftlich-technische Nachbereitung durch die Partner des Virtuellen Instituts | KWK.NRW trägt zur zukunftsfähigen Ausrichtung der KWK in NRW bei.

### Methodisches Vorgehen

Für die Bewertung der KWK-Potenziale in NRW wurden allgemeine Randbedingungen identifiziert und bezüglich des qualitativen Einflusses beschrieben. Die Analyse ausgewählter Maßnahmen des NRW-Klimaschutzplans wurde für die Bereiche „Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)“ und „Industrie“ durchgeführt. Bewertungskriterien und Einflussfaktoren wurden erarbeitet und ihre Wirksamkeit qualitativ bewertet.

Zur Bewertung von Gasmotoren als flexible KWK-Einheit wurden Gasmotoren, Gasturbinen und Dampfturbinen in Bezug auf Flexibilität systematisch dargestellt und analysiert. Allgemeine Kriterien führen in Kombination mit der Effizienz der Anlagen zu einer ersten Aussage über die Flexibilität. Am Beispiel der Fernwärmeversorgung wurden anschließend Szenarien für die KWK-Technologien mit der Software energyPRO [1] simuliert. Anhand von Wärmebedarfsprofilen im Stundentakt-Modus erfolgte die stundenweise Berechnung der Wärmeerzeugung nach verschiedenen Betriebsstrategien. Dazu wurden Daten eines mittelgroßen Fernwärmenetzes für das Jahr 2016 zugrunde gelegt. Drei unterschiedlich große Netze wurden untersucht ( $Q_{FW,max}=250$  MW;  $Q_{FW,max}=125$  MW;  $Q_{FW,max}=25$  MW). Markante Flexibilitätskriterien für die Szenarien wurden beschrieben und bewertet. Die Effizienz, CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Wirtschaftlichkeit für die Szenarien wurden ermittelt. Darauf basierend erfolgte die Gesamtbewertung der betrachteten KWK-Technologien im Hinblick auf ihre Flexibilität.

Basis der Betriebsevaluation der 100 kW PAFC-Anlage von Fuji-N2telligence am ZBT waren Realdaten aus dem Jahr 2016. Die 10-Minuten-Messdaten wurden in Stundenmittelwerte umgerechnet, über das Jahr 2016 bilanziert und nachfolgend die Nutzungsgrade berechnet. Da es sich um eine stromgeführte Anlage handelt, wurde wärmeseitig zwischen der in die ZBT-Gebäude eingebundenen Wärme und der von der Anlage produzierten Wärme unterschieden. Anhand der Daten wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen gegenüber einem Referenzsystem für den realen Betrieb am ZBT und mit vollständiger Wärmeeinbindung ermittelt. Grundlage der ökologischen und wirtschaftlichen Potenzialanalyse für zukünftige weitere Installationen waren die Anlagen-Spezifikationen inkl. der maximalen Wärmeauskopplung der PAFC-Anlage.

Die technische und betriebswirtschaftliche Analyse von Triple Combined Cycle Systemen basiert auf einer Simulation mit der Software Epsilon® Professional 12. Es wurde ein TCC-System mit einer elektrischen Leistung von 350 kW modelliert und iterativ bezüglich der Zielgrößen elektrische Leistung und elektrischer Wirkungsgrad optimiert. Auf Basis der Simulation wurde eine energetische und exergetische Bewertung des Systems durchgeführt. Die ökologische Analyse erfolgte mittels der Strom-Restwert-Methode und wurde durch den Vergleich mit einem Referenz-Blockheizkraftwerk (BHKW) ergänzt. Die wirtschaftliche Analyse basiert auf einer Kosten-Nutzen-Rechnung, bei der Investitionskosten, Betriebskosten, Erlöse, Annuitäten und Amortisationszeiten des TCC-Systems und des Referenz-BHKW verglichen wurden.

Ergänzend wurden weitere technische und regulatorische Fragestellungen in zwei Expertenworkshops bearbeitet. Der erste Workshop befasste sich mit „zukünftigen Brennstoffen für KWK“, der zweite Workshop thematisierte das „KWK-Potenzial in (Niedertemperatur-)Wärmenetzen“. Es wurde ein Fragebogen erarbeitet, anhand dessen die branchenspezifische Bewertung zur Entwicklung der KWK in NRW abgeleitet werden kann.

## Ergebnisse und Kernaussagen

Wesentlichen Einfluss auf den Einsatz von KWK haben die Entwicklung der Energiepreise und der regulatorische Rahmen. Das KWK-Potenzial der Energieversorgung von Haushalten und GHD wird durch folgende Faktoren beeinflusst: Modernisierung/Neubau von Objekten/Quartieren, Entwicklung von Wärme- und Strombedarf und der Objekt-Stromkennzahl, verfügbare Brennstoffe und Technologien, Kosten- und Erlösstruktur. Für die KWK-Potenziale der Industrie sind folgende Faktoren entscheidend: Preisentwicklung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, Entwicklung des Wärmebedarfs, verfügbare Brennstoffe und Technologien, Art der Wirtschaftlichkeitsrechnung, Abwärmenutzung, Produkte und Produktionsverfahren und firmenspezifische Entwicklungen im Rahmen des Klimaschutzes.

Aufgrund der technischen Merkmale sind Gasmotoren als die flexibleren KWK-Anlagen einzustufen. Wegen des Temperaturniveaus bei der Wärmeauskopplung sind sie in der Industrie jedoch von untergeordneter Relevanz. Bei der Bewertung der Flexibilität über längere Zeiträume sind ergänzend auch der Stromanteil, die Primärenergieeinsparung und die Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. KWK-Anlagen mit Gasmotoren können höhere Primärenergieeinsparungen und niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen bei niedrigeren Stromanteilen/Stromkennzahlen erreichen. Dabei führen sie bei den momentanen Energiepreisen zu den besseren wirtschaftlichen Ergebnissen. Durch den Einsatz von thermischen Speichern kann allerdings die Effizienz der GuD-KWK-Anlagen erhöht werden. Aufgrund der variablen einstellbaren Stromanteile bei der elektrischen Energieerzeugung erreichen GuD-KWK-Anlagen auch eine „andere Qualität“ in puncto Flexibilität. Da auch die Größe des Fernwärmenetzes einen signifikanten Einfluss auf die Eignung einer Technologie im Hinblick auf die Flexibilität hat, sind nach Größe der Anlage die Flexibilitätsanforderungen eines Konzeptes detailliert zu untersuchen. Aufgrund der unterschiedlichen Bedarfe der Ballungsgebiete und der Siedlungen/Quartiere in NRW ist dieses Ergebnis bei der Auswahl der richtigen Technologie besonders wichtig.

Die realdatenbasierte Betriebsevaluation der 100 kW PAFC-Anlage von Fuji-N<sub>2</sub>-telligence am ZBT zeigen folgende Ergebnisse: Aufgrund langjähriger und umfangreicher Erfahrungen von Fuji zeichnet sich dieser Anlagentyp durch einen stabilen Betrieb aus. Eine Degradation konnte bis dato nicht festgestellt werden. Der Vorteil dieser Anlage ist die Erzeugung „sauerstoffarmer“ Abgase, welche als Produkt vermarktet werden. Daher werden diese Anlagen an Standorten aufgestellt, an denen dieses Produkt zum Brandschutz bzw. zur Inertisierung kontinuierlich eingespeist und Strom sowie Wärme/Kälte vollständig im Objekt genutzt werden können. Bei der Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Wirtschaftlichkeit kann somit von einem Volllastbetrieb mit einer vollständigen Nutzung aller Produkte ausgegangen werden. Der Betrieb der Anlage am ZBT führte im Jahr 2016 zu einer CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparung von 15,7 % bzw. 41,9 % gegenüber dem Referenzsystem (Bund/NRW). Im Falle der vollständigen Wärmeeinbindung ließe sich diese auf 24,7 % bzw. 46,3 % (Bund/NRW) steigern. Die Potenzialanalyse führte zu folgenden Ergebnissen: In der maximalen Ausbaustufe der Fuji-N<sub>2</sub>-telligence 100 kW KWK-Anlage können die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 37,8 % bzw. 54,0 % (Bund/NRW) reduziert werden. Die wirtschaftliche Jahresbilanz fällt aufgrund der derzeit noch hohen Investi-

tionskosten auch beim Dauerbetrieb bei Vollast unter Berücksichtigung der vollständigen Nutzung von Strom und Wärme negativ aus. Werden die Investitions- und Betriebskosten alternativer Brandschutztechniken bzw. die Kosten von Löscharbeiten in die Analyse einbezogen, kann ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage bei hohen Vollastbetriebsstunden möglich sein.

Mit Hilfe der Simulation wurden für das TCC-System ein elektrischer Wirkungsgrad von 59,6 % und ein Gesamtwirkungsgrad von 93,3 % nachgewiesen. Das simulierte System weist im Vergleich zum Referenz-BHKW 20 % weniger stromspezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen auf. TCC-Konzepte können bei sinkenden Investitionskosten in Zukunft wirtschaftlich sein. Die dezentrale Energiebereitstellung für Quartiere und die Erweiterung bestehender GuD-Kraftwerke um eine Brennstoffzelle weisen hohes Anwendungspotenzial für diese Technologie auf.

Im ersten Workshop wurden folgende Kernaussagen identifiziert: KWK ist ein notwendiger Teil der Energiewende, da zukünftige Brennstoffe hocheffizient umgesetzt und Strom und Wärme flexibel bereitgestellt werden. Die Nutzung des Erdgasnetzes ist essenziell, da zukünftige Brennstoffe (teilweise) eingespeist werden und KWK-Potenziale somit leicht realisierbar sind. Für den Fortschritt und den Ausbau CO<sub>2</sub>-neutraler Brennstoffe und KWK-Konzepte sind ein überzeugter politischer Rahmen sowie Förderungen notwendig. Folgende Maßnahmen wurden im zweiten Workshop für die Hebung von KWK-Potenzialen in Wärmenetzen identifiziert: Die Ertüchtigung von Bestandsnetzen, die Einbindung von KWK als dezentrale Stützstelle und KWK-basierte Sekundärnetze. Handlungsbedarfe liegen insbesondere im verstärkten Erfahrungsaustausch und bei den energiepolitischen Rahmenbedingungen, da sie maßgeblich die Planungssicherheit beeinflussen.

Ein Corporate Design und eine Homepage für das VI | KWK.NRW wurden erfolgreich umgesetzt. Die Homepage ist unter [www.vi-kwk.nrw](http://www.vi-kwk.nrw) verfügbar und stellt Informationen zu den Partnern und Schnittstellen, den Zielen sowie zu aktuellen Forschungsthemen des VI | KWK.NRW zur Verfügung.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>MOTIVATION UND HINTERGRUND .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>KWK-THEMEN AUS DEM NRW-KLIMASCHUTZPLAN .....</b>	<b>3</b>
2.1	Status Quo der Energieversorgung .....	3
2.1.1	Haushalte und GHD .....	3
2.1.2	Industrie.....	5
2.2	Allgemeine Randbedingungen.....	7
2.3	Faktoren und Parameter zur Ermittlung von Potenzialen der vorgesehenen Maßnahmen des Klimaschutzplans.....	10
2.3.1	Versorgung von Haushalten und GHD .....	10
2.3.2	Industrie.....	13
<b>3</b>	<b>GAS MOTOREN ALS FLEXIBLE KWK-EINHEIT IM MITTLEREN LEISTUNGSBEREICH ...</b>	<b>17</b>
3.1	Einleitung.....	17
3.2	Flexibilitätsanforderungen und Stand der Technik.....	17
3.2.1	Fernwärme-Netze .....	18
3.2.2	Industrie.....	22
3.2.3	Stand der Technik bei der Erzeugung von Strom und Wärme (KWK) .....	25
3.2.4	Regelenergie und KWK .....	29
3.3	Untersuchte Szenarien .....	31
3.3.1	FW-Netz mit einer max. FW-Leistung von 250 MW (Szenario A).....	33
3.3.2	FW-Netz mit einer max. FW-Leistung von 125 MW (Szenario B).....	33
3.3.3	FW-Netz mit einer max. FW-Leistung von 25 MW (Szenario C).....	34
3.3.4	Variation der Szenarien und allgemeine Annahmen.....	34
3.4	Ergebnisse .....	35
3.4.1	Allgemeine Bemerkungen und Bewertungskriterien .....	35
3.4.2	Flexibilitätskriterien .....	36
3.4.3	Effizienz der Szenarien und CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	38
3.4.4	Wirtschaftlichkeit .....	40
3.5	Schlussfolgerungen .....	44
<b>4</b>	<b>PHOSPHORSÄURE-BRENNSTOFFZELLE ZUR DEZENTRALEN ENERGIEVERSORGUNG ...</b>	<b>47</b>
4.1	Fuji-N <sub>2</sub> -telligence – 100 kW PAFC-Anlage .....	47
4.1.1	QuattroGeneration-Anlage .....	48
4.2	Anlagenkonfiguration am ZBT.....	51
4.2.1	Motivation der Installation.....	51

4.3	Bilanzierung der Anlage am ZBT .....	52
4.3.1	Energetische Bilanzierung .....	52
4.3.2	Ökologische Bilanzierung .....	54
4.4	Potenzialanalyse für weitere Installationen .....	55
4.4.1	Ökologische Bilanzierung .....	55
4.4.2	Wirtschaftliche Analyse .....	56
4.5	Fazit .....	58
<b>5</b>	<b>TRIPLE COMBINED CYCLE SYSTEME .....</b>	<b>59</b>
5.1	Stand der Technik .....	59
5.2	Technische Auslegung einer Versuchsanlage .....	60
5.2.1	Auslegung der Einzelkomponenten .....	60
5.2.2	Aufbau des Systems .....	62
5.2.3	Festlegung der Systemparameter .....	63
5.3	Simulationsergebnisse .....	64
5.3.1	Prozessparameter .....	64
5.3.2	Leistung und Wirkungsgrade .....	66
5.4	Energetische, exergetische und ökologische Analyse .....	67
5.4.1	Energetische Analyse .....	68
5.4.2	Exergetische Analyse .....	70
5.4.3	Ökologische Analyse .....	73
5.5	Wirtschaftliche Analyse .....	76
5.5.1	Investitionskosten .....	77
5.5.2	Betriebskosten und Erlöse .....	79
5.5.3	Annuität und Amortisation .....	82
5.6	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	83
5.7	Entwicklungsperspektiven und Umsetzungspotenzial .....	83
<b>6</b>	<b>VIRTUELLES INSTITUT   KWK.NRW .....</b>	<b>87</b>
6.1	Workshops zu aktuellen Fragestellungen .....	87
6.2	Verstetigung des Virtuellen Instituts   KWK.NRW .....	88
<b>7</b>	<b>AUSBLICK .....</b>	<b>91</b>
<b>8</b>	<b>VERZEICHNISSE .....</b>	<b>93</b>
<b>9</b>	<b>ANHANG .....</b>	<b>103</b>



# 1 Motivation und Hintergrund

*Autoren: Allgemein → GWI; Industrie → LUAT; Haushalte, GHD → ZBT*

Die Transformation des bestehenden Energieversorgungssystems zu einer klimafreundlichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung ist eine wesentliche Herausforderung der Energiewende in Deutschland. Dabei hat das Land Nordrhein-Westfalen (NRW) als Wirtschaftszentrum in Deutschland eine Schlüsselrolle. Rund ein Drittel der deutschen Energieproduktion ist derzeit in NRW lokalisiert, wobei als Energieträger Braun- und Steinkohle dominieren. Dementsprechend verursacht NRW einen Großteil der deutschen Treibhausgasemissionen, siehe Abbildung 1. Die Rolle des Landes für die Erreichung der Klimaschutzziele ist damit von höchstem Stellenwert.

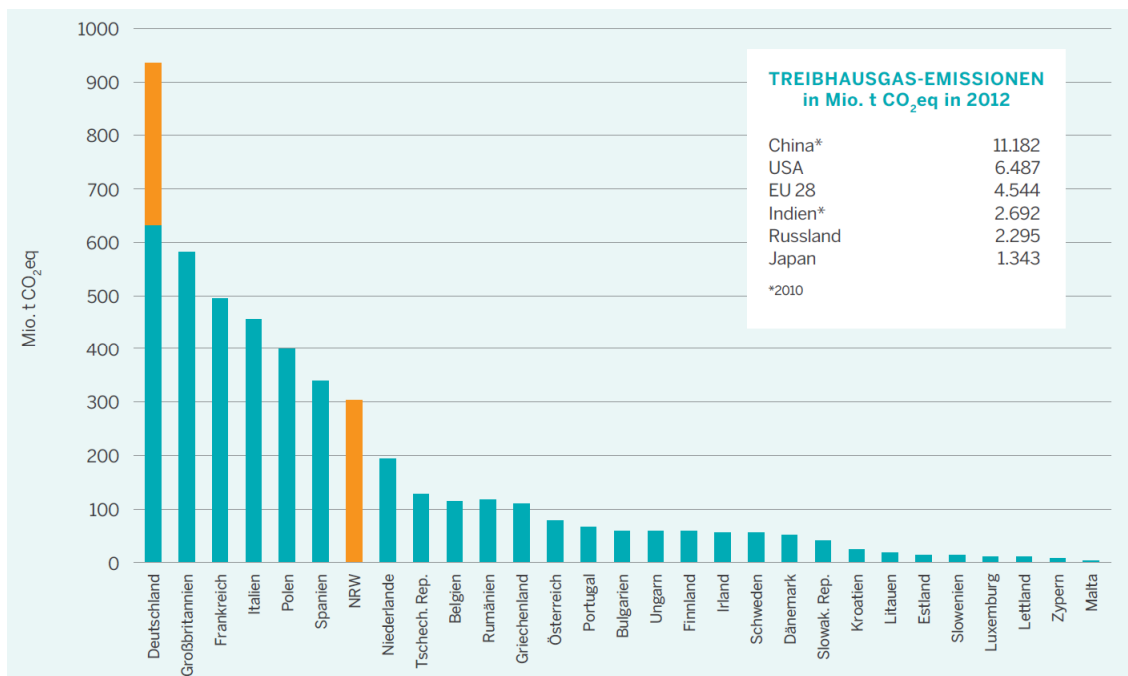


Abbildung 1: Treibhausgasemissionen der Europäischen Union (EU 28), Nordrhein-Westfalens und ausgewählter Länder im Jahr 2012 [2]

In den Sektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) stehen Effizienz und Innovation im Mittelpunkt des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Die Industrie war im Jahr 2013 mit 188 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten für knapp 20 % der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich. Darin enthalten sind die Emissionen aus industriellen Verbrennungsprozessen, aus der Eigenstromversorgung des produzierenden Gewerbes sowie aus gewerblichen und industriellen Prozessen (Produktion und Produktverwendung). Auf den Sektor GHD entfielen 2013 rund 42 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente, wobei etwa die Hälfte des Endenergieverbrauchs dazu dient, Raumwärme zu erzeugen und somit zur Gebäudeenergieversorgung dient. Aktuell bestehen in den Bereichen Industrie, GHD aber auch Haushalte noch erhebliche technisch-wirtschaftliche CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale [3].

Im Rahmen des Klimaschutzplans für NRW vom Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz (MKULNV) werden Handlungsfelder, Strategien und Maßnahmen für die Sektoren Energieumwandlung, Industrie und produzierendes Gewerbe, Gebäude und GHD beschrieben. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Sektoren teilen sich in NRW wie in Abbildung 2 dargestellt auf.

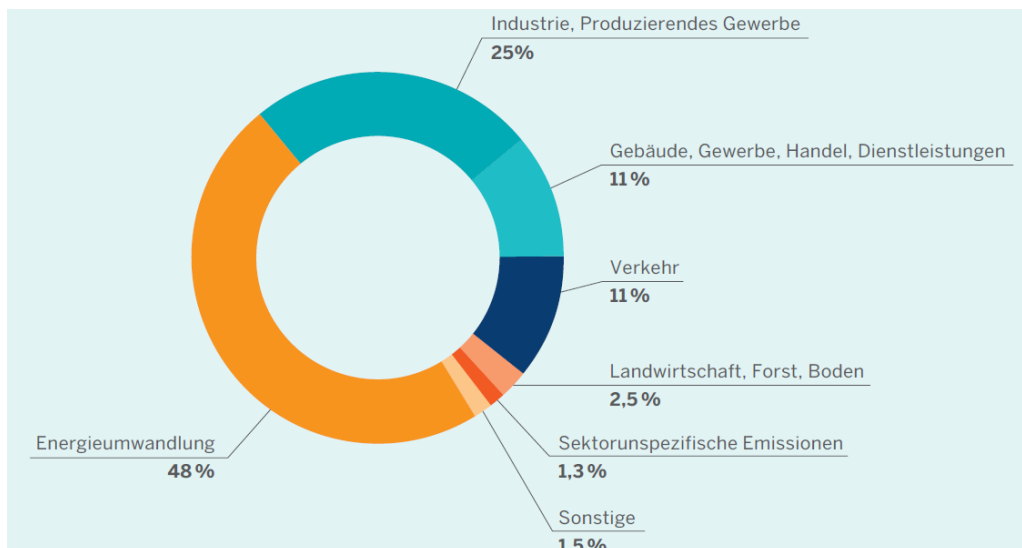


Abbildung 2: Verteilung der Gesamtemissionen in NRW nach Sektoren des Klimaschutzplans NRW im Jahr 2012 [2]

Kraft-Wärme-(Kälte-)Kopplung, kurz KW(K)K, ist im Klimaschutzplan des Landes NRW ein wesentliches Instrument des energetischen Strukturwandels. Um das NRW-Ziel zu erreichen, den KWK-Stromanteil bis 2020 auf mindestens 25 % der Nettostromerzeugung zu erhöhen, wurden das Handlungsfeld KWK im Sektor Energieumwandlung definiert. Die Strategien für den Sektor Gebäude und GHD umfassen ebenfalls Maßnahmen zum Ausbau der KWK.

KWK-Konzepte sind von zentraler Bedeutung für die Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte werden durch die gekoppelte Bereitstellung Primärenergie und somit CO<sub>2</sub> eingespart. Darüber hinaus können KWK-Systeme in Kombination mit Energiespeichern durch flexible Betriebsweisen auf externe Lastanforderungen reagieren. Innovative KWK-Konzepte ermöglichen so die Kopplung der Energiesektoren Gas, Strom und Wärme und tragen zur Flexibilisierung des Energiesystems und zur Versorgungssicherheit bei. Diese technischen Optionen werden durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (bei der Strombereitstellung) zunehmend benötigt.

Das Forschungscluster „Virtuelles Institut | KWK.NRW“ fokussiert die landesweit verfügbaren Kompetenzen, um Entwicklungen im Bereich KWK zu beschleunigen. Die Ziele der vorliegenden Studie sind die Identifikation und qualitative Bewertung von regulatorischen, infrastrukturellen und ressourcenbedingten Einflüssen auf den KWK-Einsatz in NRW sowie die Charakterisierung und Bewertung von innovativen KWK-Konzepten. Die Erkenntnisse sichern den Fortschritt der KWK im Rahmen der sich verändernden Energieversorgung in NRW.

## 2 KWK-Themen aus dem NRW-Klimaschutzplan

Autoren: Industrie → LUAT; Haushalte, GHD → ZBT

### 2.1 Status Quo der Energieversorgung

#### 2.1.1 Haushalte und GHD

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bereiche Haushalte und GHD haben bundesweit seit 1990 um 39 % abgenommen und befinden sich somit auf dem Zielkorridor zur Reduktion dieser Treibhausgasemissionen im Jahre 2030 auf 77 bis 83 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente, siehe Abbildung 3.

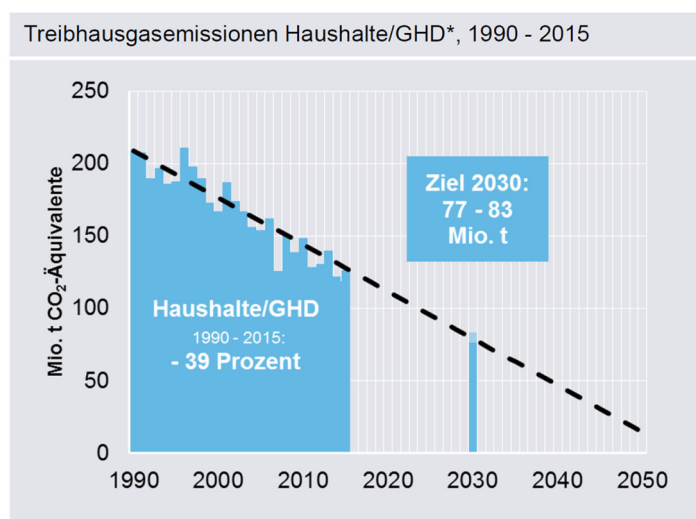


Abbildung 3: Treibhausgasemissionen Haushalte und GHD in Deutschland [4]

Der Anteil des Gebäudebereichs am bundesweiten Endenergieverbrauch betrug im Jahre 2013 gut 40 %. Davon fielen 85 % auf Raumwärme und Trinkwassererwärmung, siehe Abbildung 4.

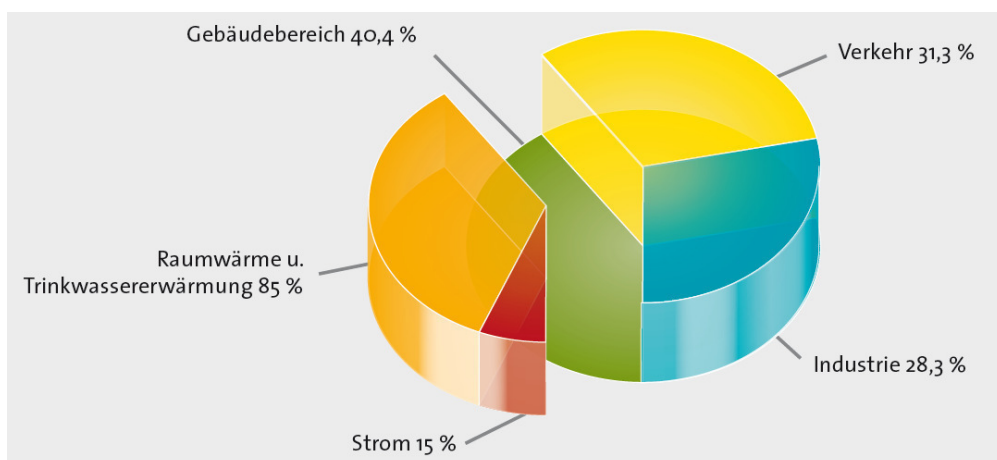


Abbildung 4: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland in 2013 [5]

Zur weiteren Reduzierung der Treibhausgasemissionen und des Endenergieverbrauchs sind weitere Maßnahmen notwendig. Auf EU- und Bundesebene sind hierzu verschiedene Richtlinien und Gesetze verabschiedet worden, u. a. die Energieeinsparverordnung (EnEV) und die Ecodesign-Richtlinie (ErP). Beide Maßnahmen zielen auf mehr Energieeffizienz zur Gebäudeenergieversorgung bzw. bei Wärmeerzeugern sowie elektrischen Geräten.

Auf NRW-Ebene wurden im Jahr 2012 im Sektor Gebäude und GHD etwa 32 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente ausgestoßen [2]. Hinsichtlich der Reduktion der Treibhausgasemissionen sowie des Endenergieverbrauchs von Haushalten und GHD zeigt sich gegenüber dem Bund ein abweichender Trend. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen nehmen seit 1991 tendenziell ab, eine Ausnahme ist lediglich der Zeitraum von 2005 bis 2009. Jedoch zeigt sich zum Jahr 2012 ein leichter Anstieg, siehe Abbildung 5.

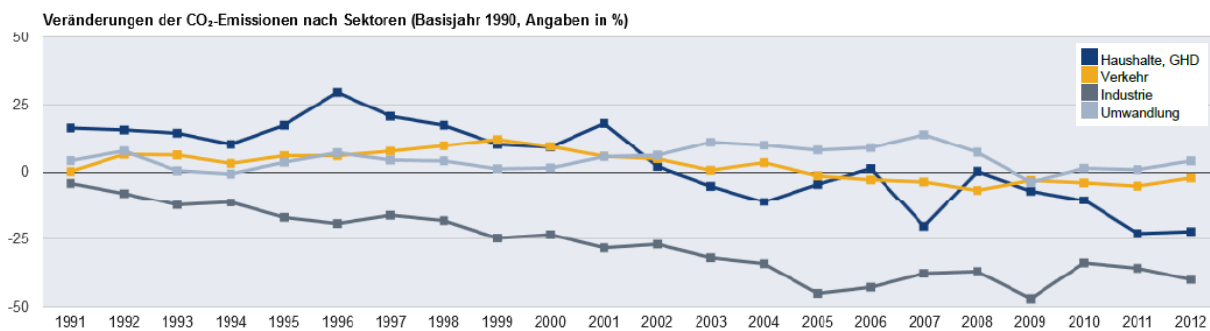


Abbildung 5: Veränderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in NRW nach Sektoren [6]

Deutlich wird die Entwicklung bei der Betrachtung des Endenergieverbrauchs für die Bereiche GHD und Haushalte seit 1990. Während der gesamte Endenergieverbrauch aufgrund der starken Einsparungen im Industriesektor rückläufig ist stagniert die Reduzierung im GHD- bzw. Haushaltsbereich, siehe Abbildung 6.

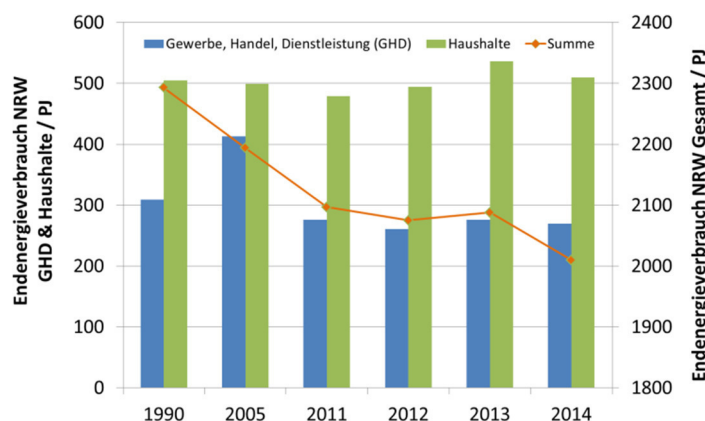


Abbildung 6: Endenergieverbrauch in NRW von Haushalten und GHD [6]

Auf Landesebene wird im Rahmen des Klimaschutzplans für NRW die Minderungen der Treibhausgasemissionen als Ziel für den Sektor Wohn- und Gewerbeimmobilien wie folgt definiert: bis 2020 ca. 30 % (Vergleich mit 1990), bis 2050 mindestens 81 % (Vergleich mit 1990).

## 2.1.2 Industrie

Seit 1990 sind die Treibhausgasemissionen in der Industrie um 95 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente (33 %) gesunken. Abgesehen von konjunkturbedingten Schwankungen hat sich dieser Stand seit 2002 nicht geändert.

In Abbildung 7 sind für NRW der Endenergieverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Bereich Industrie für die Jahre 2000 bis 2014 dargestellt. Grundsätzlich ist eine Abnahme sowohl am Endenergieverbrauch als auch an CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erkennen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen nahmen jedoch stärker als der Endenergiebedarf ab. Nach der Wirtschaftskrise von 2008/2009 sind zunächst eine Zunahme und dann eine Abnahme beider Größen zu erkennen.

Endenergieverbrauch und CO<sub>2</sub> Emissionen von 2000 bis 2014  
für den Bereich Industrie-NRW in %

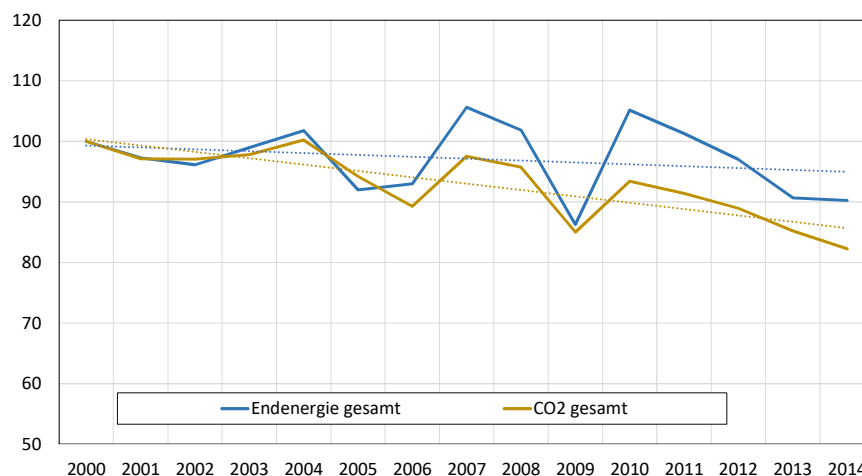


Abbildung 7: Verlauf des Endenergieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Bereich Industrie für die Jahre 2000 bis 2014 in NRW (Werte für 2014 auf der Basis von Daten des BMWi für BRD geschätzt). [7]

Die strombedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Sektors Industrie für die Jahre 1995 bis 2014 in NRW weisen eine stärker fallende Tendenz im Vergleich zu den übrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Industrie auf, welche hauptsächlich durch fossile Brennstoffe verursacht werden, siehe Abbildung 8. Dabei ist festzustellen, dass sich die Wirtschaftskrise 2008/2009 erheblich auf diese Emissionen ausgewirkt hat. In den Jahren 2010 bis 2014 liegt dagegen eine Stagnation vor. Der Grund dafür könnten die Produktionsschwankungen in den unterschiedlichen Industriebranchen sein, die unterschiedliche Endenergieformen in Anspruch nehmen. Vergleicht man z. B. die chemische Industrie mit der Stahlindustrie, dann sind unterschiedliche Verteilungen der Endenergieverbräuche festzustellen. Aber auch der Rückgang des Einsatzes von Steinkohle und Mineralöl

trägt zu dieser Entwicklung bei. Dabei sind die absoluten Werte für die Emissionen aus den Industrie-KWK-Anlagen mit ca. 30 Mio. t CO<sub>2</sub> fast konstant geblieben.

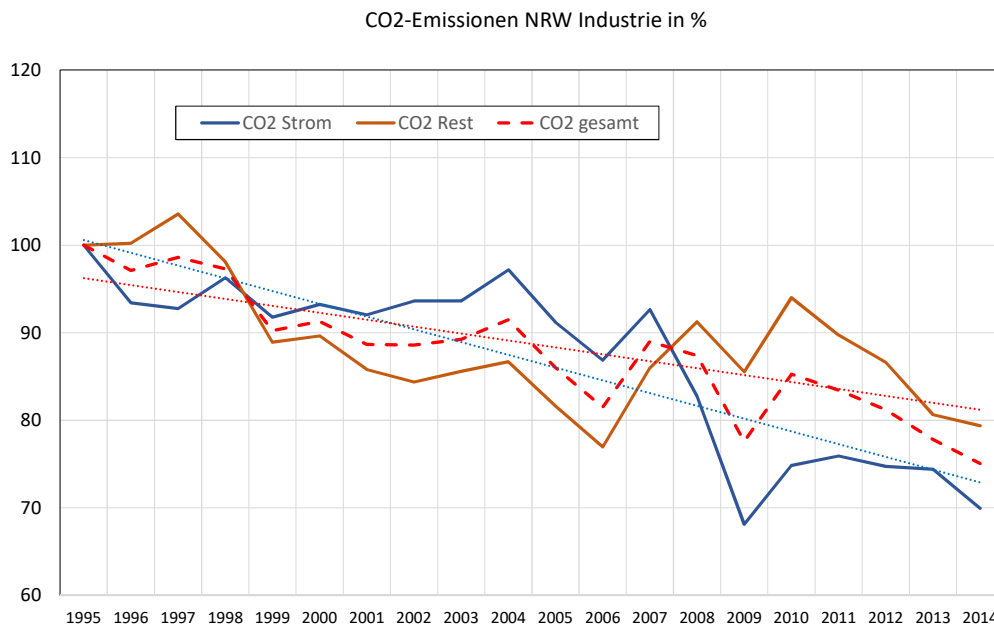


Abbildung 8: Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Bereich Industrie für die Jahre 1995 bis 2014 in NRW (Werte für 2014 auf der Basis von Daten des BMWi für BRD geschätzt). [7]

Insgesamt lag die CO<sub>2</sub>-Emission im Jahr 2014 bedingt durch den Endenergieverbrauch der Industrie bei ca. 75 % bezogen auf das Jahr 1995. Damit sich diese positive Entwicklung weiter fortsetzt, sind vom MKULNV verschiedene Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzplans vorgesehen. Damit diese umgesetzt werden können, ist für jede Industriebranche eine Analyse der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Verbindung mit den nötigen bzw. geeigneten Randbedingungen, Parametern und Faktoren erforderlich. Auf diese Weise können die Potenziale für die im Klimaschutzplan vorgesehenen Maßnahmen ermittelt werden. In Abbildung 9 sind dazu die Emissionen verschiedener Industriebranchen für das Jahr 2011 schematisch dargestellt.

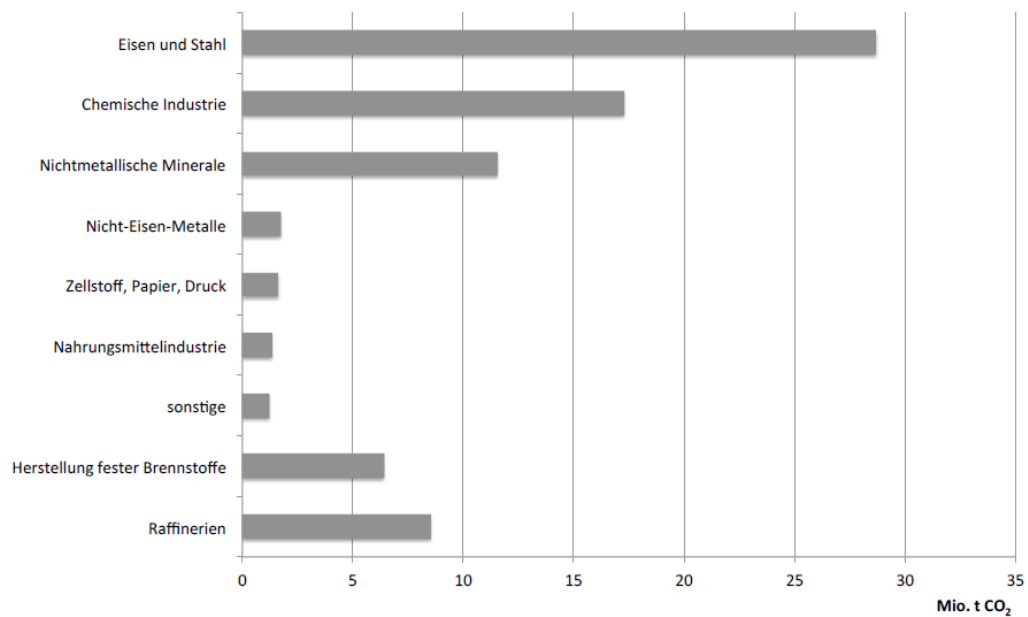


Abbildung 9: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industriebranchen in NRW in 2011 [8]

## 2.2 Allgemeine Randbedingungen

Im Folgenden werden allgemeine Randbedingungen beschrieben, welche einen maßgeblichen Einfluss auf das Umsetzungspotenzial von KWK-Konzepten haben. Die Einflussfaktoren werden bezüglich der qualitativen Auswirkung auf die Anwendungspotenziale von KWK-Systemen in NRW bewertet.

### A. Gesetz zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG-Novelle 2016)

Durch die Einführung der KWKG-Novelle (Januar 2016) und deren Anpassung nach der Genehmigung der EU-Kommission (Januar 2017) ist eine neue gesetzliche Plattform für die KWK-Landschaft entstanden.

Die wichtigsten Änderungen für **industrielle KWK-Anlagen** sind:

- Gefördert werden neue Anlagen nur auf Basis von gasförmigen Brennstoffen.
- Die Zuschläge für den Eigenverbrauch sind grundsätzlich niedriger als die für den eingespeisten Strom.
- Für Anlagen mit einer elektrischen Leistung > 100 kW gelten die Zuschläge nur in geschlossenen Verteilnetzen bei gleichzeitiger Entrichtung von 100 % der EEG-Umlage.
- Die Zuschläge für Anlagen zwischen 1 und 50 MW werden durch ein Ausschreibungsverfahren ermittelt. Dabei wird der Eigenstromverbrauch nicht gefördert.
- Anlagen mit einer elektrischen Leistung > 50 MW werden ohne Ausschreibung gefördert.

Im Folgenden sind die wichtigsten Änderungen für die KWK-Anlagen zur Versorgung von **Haushalten und GHD** gelistet:

- Die Zuschläge für den Eigenverbrauch sind grundsätzlich niedriger als die für den eingespeisten Strom.
- Für Anlagen mit einer elektrischen Leistung > 100 kW gelten diese nur in geschlossenen Verteilnetzen bei gleichzeitiger Entrichtung der 100 % EEG-Umlage.
- Die Zuschläge werden auf die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Marktpreis limitiert.
- Für Anlagen mit einer elektrischen Leistung ≤ 50 kW wurde die Dauer der Zuschlagszahlung von 10 Jahre auf 60.000 Betriebsstunden geändert.

### B. Entwicklung der Energiepreise (Öl und Gas) auf dem Weltmarkt

Eine maßgebliche Randbedingung für den Betrieb von KWK-Systemen ist die Entwicklung der Preise für Öl und Gas. Dies gilt insbesondere für die Industrie. Seit 2012 war eine kontinuierliche Abnahme der Preise bis 2015/2016 zu verzeichnen, siehe Abbildung 10. Es stellt sich daher die Frage, ob und wie lange sich diese niedrige Preise in den nächsten Jahren halten.

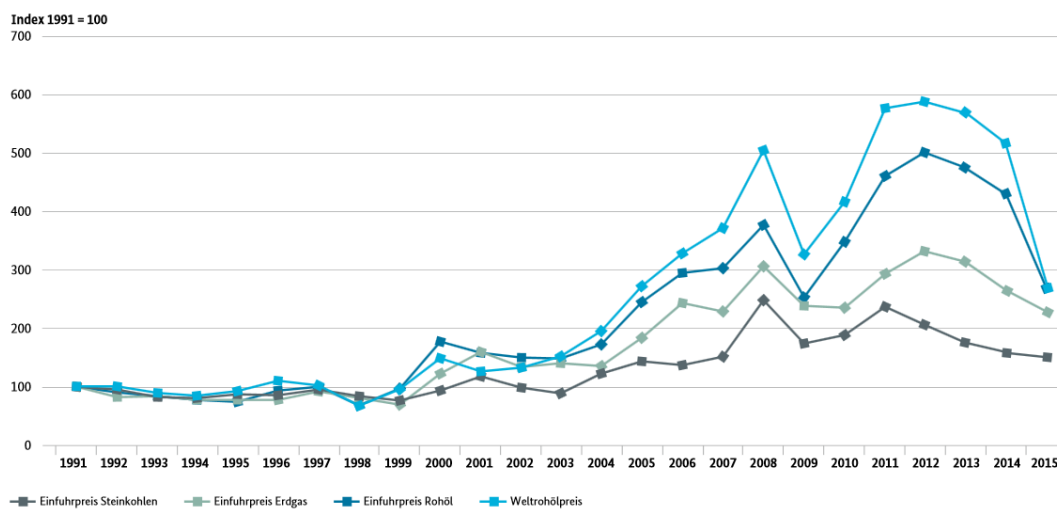


Abbildung 10: Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland [9]



### C. Entwicklung der Strompreise

Die Entwicklung der Strompreise – insbesondere für die Industrie – ist ebenfalls eine entscheidende Randbedingung. Der Verfall der Erzeugerpreise an der Strombörse (Abbildung 11) spiegelt sich zwar nicht wider, jedoch variiert der Strompreis für Sondervertragskunden (SV) deutlich anders als bei Haushaltskunden, siehe Abbildung 12. Solche Entwicklungen beeinflussen erheblich die dynamische Entwicklung der Kosten und somit die Entscheidungen über Klimaschutzmaßnahmen.

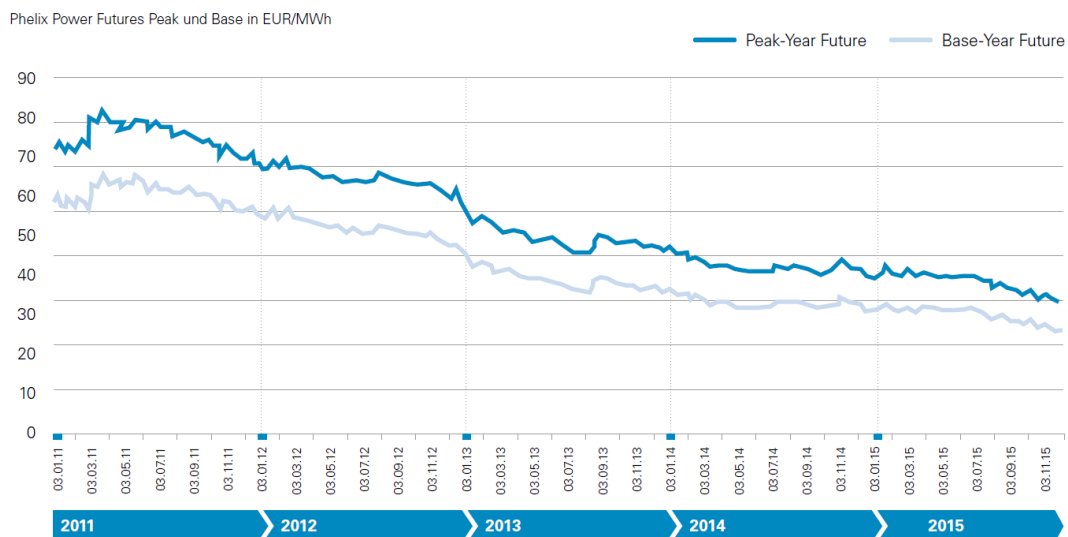


Abbildung 11: EEX-Futures für Strom von 2011 bis 2015 für die Lieferperiode Januar 2017 [9]

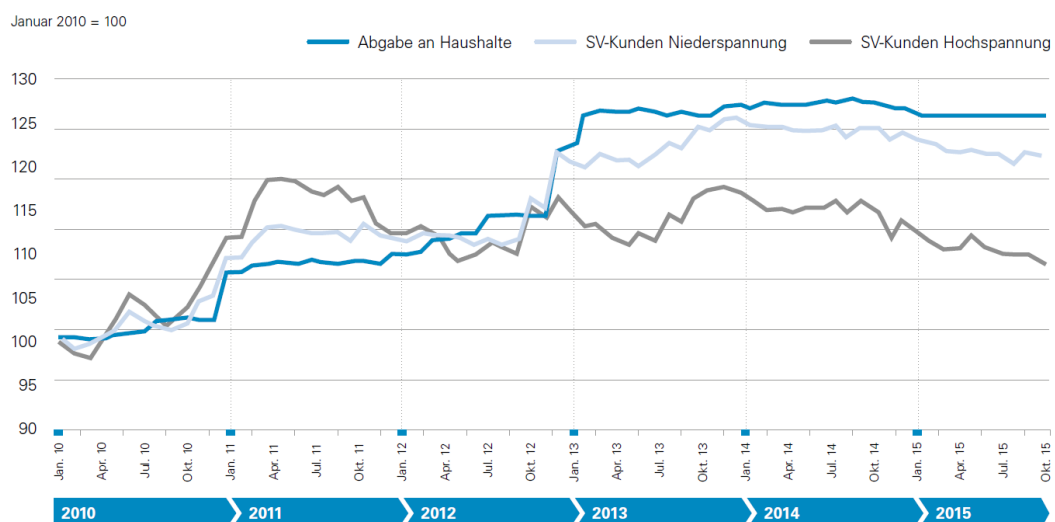


Abbildung 12: Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2010 bis 2015 [9]

## **2.3 Faktoren und Parameter zur Ermittlung von Potenzialen der vorgesehenen Maßnahmen des Klimaschutzplans**

### **2.3.1 Versorgung von Haushalten und GHD**

Mit Fokus auf den Einsatz von KWK auf Basis u. a. fossiler und biogener Brennstoffe, erneuerbarer Energien (EE), aber auch Siedlungsabfälle in den Bereichen GHD und Haushalte sind folgende Strategien und Maßnahmen im NRW-Klimaschutzplan angegeben [2]:

- A. Ausbau der klimaverträglichen und energieeffizienten KWK (LR-KS3-M37)
- B. Maßnahmenpaket zur Etablierung von Mini- und Mikro-KWK (LR-KS6-M134)
- C. Infrastrukturoptimierung und -anpassung / Nutzungsoptimierung / Interkommunale Zusammenarbeit (LR-KS3-S20)
- D. Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Nah-/Fernwärme- und Abwärmenutzung (LR-KS6-S45)

#### **A. Ausbau KWK**

Das Land verfolgt Informations- und Qualifizierungsmaßnahmen und ggf. weitere Förderprogramme für den vermehrten Einsatz von KWK. Darüber hinaus werden Energieversorger aufgefordert, vereinfachte Abrechnungsmodelle (Mieterstrom etc.) zu entwickeln und anzubieten.

#### **B. Mikro- bzw. Mini-KWK**

Durch den Einsatz von Mikro- bzw. Mini-KWK-Anlagen in Haushalten und GHD lassen sich erhebliche Mengen an CO<sub>2</sub>-Emissionen einsparen. Verfügbare Technologien sind insbesondere motorische Blockheizkraftwerke (BHKW) aber auch hocheffiziente Brennstoffzellenheizgeräte (BZHG). Im Rahmen des „progres.nrw“-Förderprogramms wurden bereits BZHG gefördert.

#### **C. Quartiere**

Die Versorgung von Quartieren, Wohnsiedlungen aber auch Gewerbeparks mittels KW(K)K-Technologien in Kombination mit Nahwärmenetzen und Wärme- bzw. Kältespeichern führt zu einer hocheffizienten und im Vergleich zu Einzelanlagen in den Gebäuden zu einer kostengünstigen Energieversorgung. Weiterhin führt der Zusammenschluss mehrerer Verbraucher zu einer Vergleichmäßigung der Verbrauchsprofile sowohl auf der Wärme- als auch auf der Stromseite, was wiederum KWK-Technologien bevorteilt. Dies gilt insbesondere dann, wenn neben der Wärme auch der Strom vor Ort selbst verbraucht wird. Darüber hinaus können in diese Nahwärmenetze industrielle oder gewerbliche Abwärme oder erneuerbare Energien (z. B. Solarthermie) eingebunden werden.

## **D. Nah- und Fernwärme**

Analog zu den oben beschriebenen Quartieren mit den entsprechenden Nahwärmenetzen bieten Fernwärmenetze durch die Einbindung von KWK-Wärme (u. a. auf Basis hocheffizienter GuD-Anlagen bzw. Gasmotoren), industrieller oder gewerblicher Abwärme oder erneuerbarer Energien die Option zu signifikanten Primärenergieeinsparungen und CO<sub>2</sub>-Einsparungen in der Objektversorgung.

### **Ergänzung: Energiespeicher**

Darüber hinaus wird unabhängig vom Einsatz von KWK die Bedeutung von Speichern (thermisch, elektrisch und chemisch) für die Einsparung an Primärenergie sowie Treibhausgasemissionen in verschiedenen Strategien und Maßnahmen adressiert.

## **Faktoren und Parameter**

Die Potenziale von KWK zur Energieversorgung in Haushalten und GHD sowie die Umsetzung der genannten Strategien und Maßnahmen hängen neben den allgemeinen Randbedingungen (siehe Kapitel 2.2) auch von weiteren Faktoren und Parametern ab, welche im Folgenden beleuchtet werden.

### **1. Modernisierung/Neubau Einzelobjekt**

Bei einer Modernisierung bzw. einem Neubau eines Einzelobjekts (Wohn- bzw. Nichtwohngebäude) in einer vorhandenen Infrastruktur ohne Wärmenetzanschluss kann der Einbau von Mikro- bzw. Mini-KWK-Anlagen ggf. in Kombination mit erneuerbaren Energien zu einer signifikanten Einsparung an Primärenergie sowie Treibhausgasemissionen bzw. einer hocheffizienten Primärenergienutzung führen. Sofern ein Wärmenetzanschluss vorhanden ist, sollte diese Wärmequelle aufgrund ihrer oben beschriebenen Eigenschaften ggf. ergänzend mit Photovoltaik genutzt werden.

### **2. Modernisierung/Neubau Quartier**

Handelt es sich um eine Modernisierung bzw. einen Neubau einer Wohnsiedlung mit einem möglichen Anschluss an ein Fernwärmenetz bietet diese Wärmequelle wiederum ggf. in Kombination mit erneuerbaren Energien aus den genannten Gründen eine Option einer hocheffizienten Primärenergienutzung sowie geringer Treibhausgasemissionen. Ohne möglichen Anschluss an ein Fernwärmenetz kann die Implementierung eines Nahwärmenetzes inkl. KWK ggf. ebenfalls ergänzt um erneuerbare Energien zu einem geringen Primärenergieverbrauch sowie Treibhausgasemissionen führen.

### 3. Bedarf (Wärme/Strom)

Wesentlichen Einfluss auf den möglichen bzw. sinnvollen Einsatz von KWK in Einzelobjekten haben der Wärme- und der Strombedarf. Relevant sind dabei sowohl der absolute Jahresbedarf, die Profile und Jahresdauerlinien als auch die Objekt-Stromkennzahl. Durch eine Kombination mit Wärme- und Stromspeichern und ggf. Power-to-Heat-Technologien sowie entsprechende Anlagenfahrweisen kann eine kurzzeitige Entkopplung des Wärme- bzw. Strombedarfs realisiert werden [10].

### 4. Verfügbare Brennstoffe

Kurzfristig stehen für den KWK-Einsatz sowohl Erd- und Flüssiggas als auch Biogas bzw. -masse zur Verfügung. Entscheidend für den mittel- und insbesondere langfristig ökologisch sinnvollen Einsatz von KWK-Technologien in Haushalten und GHD ist aber die Verfügbarkeit von synthetischen Brennstoffen (SNG, H<sub>2</sub>, Methanol etc. auf Basis von Power-to-X-Technologien) bzw. biogenen Brennstoffen (Biomasse, Biogas).

### 5. KWK-Technologie

Abhängig von der Leistungsgröße und den Bedarfsstrukturen stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung. In erster Linie sind hier motorische BHKW zu nennen. Darüber hinaus sind Brennstoffzellenanlagen (im Wesentlichen auf den Mikro-KWK-Bereich beschränkt), Stirling-Motoren und Mikrogasturbinen verfügbar. Die höchste elektrische Effizienz weisen dabei Brennstoffzellensysteme auf.

### 6. Wirtschaftlichkeit

Während bei Nah- und Fernwärmenetzen faktisch die objektspezifische Wärmeversorgung unabhängig vom Strombedarf realisiert wird, ist das Zusammenspiel des Wärme- und Strombedarfs mit einer möglichen Integration von Speichern bei Einzelobjektlösungen entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb. Bei Quartieren ist dies abhängig davon, wer der Betreiber der Energieversorgungsanlage ist bzw. wie die Abnehmer vertraglich eingebunden sind.

Weiterhin hängt die Wirtschaftlichkeit auch von der Art der KWK-Technologie, der jeweiligen Kostenstruktur (Investitions- und Wartungskosten) ab.

Darüber hinaus beeinflussen weitere Faktoren den wirtschaftlichen Einsatz von KWK. Hier sind mögliche Vergütungen u. a. durch netzdienlichen Betrieb und das Bereitstellen von Regelleistung (im Verbund als virtuelle Kraftwerke bzw. Smart Grids) sowie Flexibilitätsoptionen durch Ergänzung mit Power-to-Heat-Anlagen zu nennen

Im Gebäudebestand sollten beim Vergleich zwischen einer möglichen Sanierung (→ Dämmmaßnahmen) und Modernisierung (→ Austausch Heizungsanlage) sowohl die Einsparpotenziale als auch die Kosten objektspezifisch verglichen werden.

### 2.3.2 Industrie

Im Handlungsfeld 2 „Kraft-Wärme-(Kälte-)Kopplung“ des NRW-Klimaschutzplans werden unter anderem folgende Maßnahmen beschrieben:

- A. Förderung des abgestimmten Ausbaus beziehungsweise der Verdichtung der Fern- und Nahwärme sowie der Objektversorgung (LR-KS1-M9)
- B. Nutzung von Niedertemperaturwärme (LR-KS1-M11)
- C. Abwärmenutzung bei thermischen Abfallbehandlungs- und Industrieanlagen (LR-KS1-M12)

Auf die Maßnahmen LR-KS1-M10 und LR-KS1-M13, die sich auf Informationskampagnen bzw. Erstellung eines Wärme- und Kältekatasters beziehen, wird hier nicht weiter eingegangen.

#### A. Fern- und Nahwärme

Überschüssige Produktionswärme oder von Industrieprozessen nicht nutzbare Abwärme kann in ein Fernwärmenetz (FW-Netz) eingespeist werden, wenn dies die örtlichen Gegebenheiten erlauben. Teilweise wird diese Vorgehensweise bereits realisiert. Ein Ausbau von FW-Netzen in der Nähe von Industrieanlagen mit hohem Abwärmepotenzial könnte zu neuen Potenzialen dieser Maßnahme und somit zu signifikanten Primärenergieeinsparung und CO<sub>2</sub>-Einsparung führen. In Verbindung mit einer parallelen Einspeisung von Wärme auf Basis von Solarthermie könnte ein weiteres Potenzial für CO<sub>2</sub>-arme Wärmenetze entstehen.

#### B. Niedertemperaturwärme

Diese Thematik ist für die Industrie von geringer Bedeutung. Die Maßnahme richtet sich hauptsächlich an die Energieversorgungsunternehmen und deren zur Verfügung stehenden Niedertemperaturwärme, die z. B. in der Landwirtschaft Anwendung finden kann.

#### C. Abwärmenutzung

Die Abwärmenutzung oder Wärmerückgewinnung ist eine in der Industrie schon seit längerer Zeit genutzte Methode zur Energieeinsparung. Dies gilt insbesondere für Industrien mit hohem Energieverbrauch. Ein Teil der Emissionen, die in Abbildung 8 dargestellt sind, könnte durch den Ausbau der Verfahren zur Abwärmenutzung vermieden werden.

Wie unter A beschrieben, kann in geeigneten Fällen Industrieabwärme (Temperaturniveau von 80 bis 120 °C) in Fernwärmenetze eingespeist werden, wenn die erforderliche Infrastruktur vorhanden ist oder betriebswirtschaftlich sinnvoll aufgebaut werden kann.

Abwärme bei höherer Temperatur von 300 bis 500 °C kann in weiteren Teilprozessen des Betriebes wiedergenutzt werden. Dies wird schon in vielen Fällen praktiziert. In der Chemie-, Stahl- oder Papierindustrie sind solche Verfahren schon lange im Einsatz. Trotzdem sollten Betreiber regelmäßig den Einsatz solcher oder auch neuer Verfahren (wie z. B. Hochtemperaturwärmepumpen, ORC-Anlagen) prüfen, da sich die Kostenstrukturen aufgrund von Umweltauflagen verschieben können.

### **Faktoren und Parameter**

Um solche Maßnahmen umsetzen zu können, spielen neben den obengenannten allgemeinen Randbedingungen (Kapitel 2.2), weitere Faktoren und Parameter eine wichtige Rolle. Diese sollten bei der Ermittlung von den entsprechenden Potenzialen für die Industrie in NRW berücksichtigt werden. Im Folgenden werden die wichtigsten Faktoren und Parameter aufgelistet und bewertet.

#### **1. Entwicklung der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate**

Die Entwicklung der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate könnte das Potenzial verschiedener Maßnahmen und deren Umsetzung signifikant beeinflussen. Die Tendenz in den letzten Jahren ist zwar leicht steigend, jedoch ist das Niveau mit Preisen unter 10 EUR pro t CO<sub>2</sub> nicht attraktiv genug, um entsprechend umweltfreundliche Maßnahmen in vielen Fällen umzusetzen. Im Jahr 2016 sind die Zertifikatspreise für CO<sub>2</sub> deutlich gefallen und liegen unter 5 EUR pro t CO<sub>2</sub> (Stand: Dezember 2016).

#### **2. Entwicklung des Wärmebedarfs in der Industrie**

Die Entwicklung des Wärmebedarfs in der Industrie – insbesondere bei Temperaturen bis 300 °C – stellt in den nächsten 10 bis 20 Jahren eine weitere Randbedingung dar. In der Studie „roadmap | KWK.NRW“ [10] wurde dieser Bedarf basierend auf Daten von PROGNOSE anhand der jährlichen Wachstumsrate der verschiedenen Industriebranchen ermittelt. Demnach ist in einigen Branchen wie z. B. in der chemischen Industrie aber auch in der Papierindustrie und im Fahrzeugbau ein Wachstum des Bedarfs an Wärme zu erwarten. In diesen Branchen ist somit auch ein erhöhtes Potenzial an Klimaschutzmaßnahmen zu erwarten.

#### **3. Art der eingesetzten Brennstoffe**

Unternehmen der Industrie benutzen vielfältige Arten an Brennstoffen (Öl, Kohle, Gas, Biomasse, Sonstiges). Viele Versorgungsstrukturen sind historisch gewachsen und haben sich wirtschaftlich etabliert. In Fällen, in denen „weniger“ umweltfreundliche Brennstoffe benutzt werden, ist das Potenzial der zu erwartenden Maßnahmen folglich am größten.

#### 4. KWK-Technologien

Je nach KWK-Technologie ergeben sich für den gleichen Nutzen unterschiedliche Primärenergie- und Endenergieverbräuche der Anlagen. Dies beeinflusst signifikant die Initiierung von Maßnahmen. Dabei sind folgende Punkte zu klären:

- Wie hoch sind die Kapazitäten der eigenen Energieerzeugung (Strom und Wärme) im Vergleich zu den Endenergieverbräuchen?
- Existieren energetisch verwertbare Abfallstoffe?
- Ist der Einsatz von Speichern sinnvoll?
- Ist der Einsatz von Wärmepumpen oder Hochtemperatur-Wärmepumpen sinnvoll?
- Ist der Einsatz von ORC-Anlagen sinnvoll?
- Ist die Einbindung von überschüssigem EE-Strom als Power-to-Heat oder Power-to-Chemicals sinnvoll?

#### 5. Art der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Üblicherweise werden Maßnahmen nach den klassischen Regeln der Wirtschaftlichkeit berechnet. Investitionen und Betriebskosten der neuen „umweltfreundlicheren Variante“ sollten unterhalb der vergleichbaren Kosten der „konventionellen Variante“ liegen oder die Neu- oder Zusatzinvestitionen sollten sich durch die niedrigeren Betriebskosten innerhalb einer vorgegebenen Zeit amortisieren. Dies ist allerdings nicht immer der Fall, insbesondere, wenn kurze Amortisationszeiten (< 5 Jahre) aus unternehmerischer Sicht erwartet werden.

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele ist jedoch eine andere Sicht der Dinge angemessen. Dabei sollten in erster Linie die Betriebskosten der neuen „umweltfreundlicheren Variante“ unterhalb der Betriebskosten der „konventionellen Variante“ liegen. Der Aufwand von umweltfreundlichen Investitionen sollte dem „Umwelt-Prestige“ des Produktes gegenübergestellt werden. Dabei sind der „Mehrwert“ des Produktes und dessen Absatz unternehmerisch zu bewerten. Anhand dieses Ansatzes können dann – je nach Industriebranche – weitere Potenziale zur Anwendung der Klimaschutzmaßnahmen in der Industrie ermittelt werden.

#### 6. Abwärme als Wärmequelle von Fernwärmenetzen

Die Abwärmenutzung steht zunehmend im Mittelpunkt der angedachten Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzes. Dabei sind folgende Punkte zu klären:

- Wie groß ist die Entfernung vom Fernwärmeanschlusspunkt?
- Kann eine Kontinuität der Wärmeinspeisung – ggf. auch bei variierender Produktionsrate – ins FW-Netz gewährleistet werden?
- Beeinflusst die Einspeisung der Abwärme evtl. die Produktion?
- Existiert für den Wärmehaushalt eine Pinch-Analyse?
- Wie hoch ist der Nutzungsgrad von Abwärme innerhalb des Werkes?

## **7. Produkte und Produktionsverfahren**

Auch die Frage nach neuen Produktionsverfahren sollte in die Überlegungen von Klimaschutzmaßnahmen eingebunden werden. Dabei sind folgende Punkte zu klären:

- Ist eine Kopplung von Produktionsverfahren möglich?
- Sind Cross-industrielle Kooperationen (Gesamtoptimierung unterschiedlicher Industriebranche z. B. Stahlindustrie - Chemieindustrie)
  - innerhalb eines Standortes möglich? (teilweise schon vorhanden)
  - zwischen verschiedenen Standorten unterschiedlicher Industriebranchen denkbar?

## **8. Firmenspezifische Entwicklungen und geplante Investitionen im Rahmen des Klimaschutzes**

Schließlich bestimmt die strategische Ausrichtung des Unternehmens jegliche Entscheidung hinsichtlich der Einführung von Klimaschutzmaßnahmen. Diese hängt bei größeren Unternehmen auch von der Entwicklung des Weltmarktes im Hinblick auf die Produkte des Unternehmens ab. Auch solche Faktoren müssten bei den geplanten Maßnahmen berücksichtigt werden.



## 3 Gasmotoren als flexible KWK-Einheit im mittleren Leistungsbereich

*Autor: LUAT*

### 3.1 Einleitung

Gaskraftwerke zur reinen Stromproduktion sind heute aus der Sicht der Wirtschaftlichkeit wegen der hohen Stromerzeugungskosten unrentabel. Weiterhin führen die niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise dazu, dass der Brennstoffvorteil dieser Technologie – in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen – kostenmäßig nicht zum Tragen kommt. Nur als KWK-Anlagen werden sie wirtschaftlich interessant. Dabei kommen moderne GuD-Heizkraftwerke oder Verbundkraftwerke auf der Basis hocheffizienter Gasmotoren in Frage.

Während GuD-Anlagen hinsichtlich der Effektivität hohe elektrische Wirkungsgrade aufweisen, besitzen Verbundkraftwerke mit Gasmotoren eine hohe Flexibilität im Hinblick auf Lastschwankungen. Im Rahmen einer Studie am Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik (LUAT) der Universität Duisburg/Essen wurden Gasmotoren und Gasturbinen am Beispiel eines typischen öffentlichen Wärmeversorgungsnetzes miteinander verglichen [11]. Es zeigt sich für den untersuchten Lastfall, dass die Anpassung an das vorgegebene Wärmelastprofil mit einer KWK-Anlage auf der Basis von Gasmotoren zu einer höheren mittleren jährlichen Effizienz führt als mit einer KWK-GuD-Anlage. Der Brennstoffausnutzungsgrad der Gasmotor-KWK-Anlage erreicht den Wert von 86,2 %. Im Gegensatz dazu erreicht die GuD-Anlage den Wert von 83,3 %. Die entsprechende Stromkennzahl beläuft sich auf 1,12 bzw. 1,07. [11]

Auf Basis der Erkenntnisse dieser Studie und des Standes der Technik für Gasmotoren und Gas- und Dampfturbinen werden zunächst die verschiedenen Technologien systematisch dargestellt und analysiert. Weiterhin werden typische Lastprofile und Lastwechselprofile für Wärme sowohl in der allgemeinen Versorgung (Heizkraftwerke auf KWK-Basis) als auch in der Industrie betrachtet und analysiert. Somit können die Anforderungen des Elektrizitätsmarktes und des Wärmemarktes im Hinblick auf Flexibilität und Effizienz an verschiedenen Varianten von KWK-Anlagen untersucht werden.

### 3.2 Flexibilitätsanforderungen und Stand der Technik

Die Erzeugung von elektrischer Energie wird durch den steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien volatiler. Somit wachsen zunehmend die Flexibilitätsansprüche an den Strommarkt und noch spezieller an die Regelenergie und deren verfügbaren Technologien. KWK-Anlagen können sehr gut flexibel betrieben werden. Ihr Betriebsverhalten und ihre Charakteristik sind jedoch stark abhängig von der jeweiligen Technologie.

Da die KWK-Anlagen zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt werden und über ein sehr breites Leistungszentrum verfügbar sind, gelten für den flexiblen Einsatz dieser Systeme keine pauschalen Regeln. Im Folgenden wird eine systematische Analyse durchgeführt, um die Zusammenhänge der unterschiedlichen Anwendungen herauszustellen. Untersucht werden Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer als 1 MW, deren Einsatzgebiet sowohl die verschiedenen Industriebranchen als auch die Energieversorgung (Fernwärmeversorgung) sein kann.

### 3.2.1 Fernwärme-Netze

Bei den Fernwärme-Netzen ist grundsätzlich der Wärmebedarf des FW-Netzes und somit die Wärmeerzeugung ausschlaggebend für die Fahrweise der Anlage, vergleiche Abbildung 13.

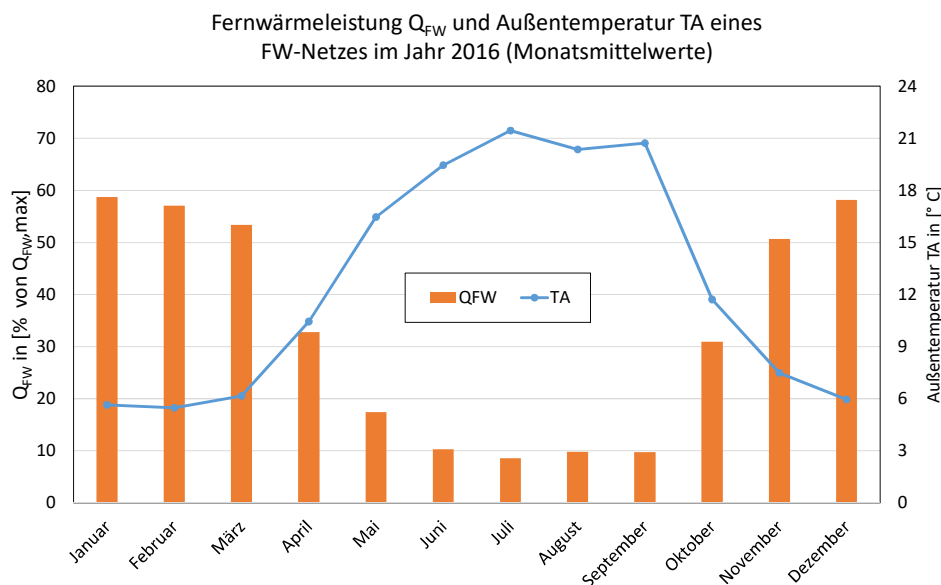


Abbildung 13: Mittlere Fernwärmeleistung  $Q_{FW}$  auf monatlicher Basis eines typischen Fernwärmenetzes in % der maximalen Fernwärmeleistung und Monatsmittelwerte der Außenlufttemperatur für 2016 (Quelle: DVV<sup>1</sup>).

Der erzeugte Strom wird in das elektrische Netz zu den jeweils geltenden Konditionen eingespeist. Die Anlage wird zwar innerhalb eines Zeitraums wärmegeführt betrieben, jedoch bestimmen bei vielen Anlagen die stundenweise variierenden Strommarktkonditionen den Erzeugungsbetrieb. Hinzu kommen die Trägheitseffekte der Aufheizung und Abkühlung des FW-Netzes, die eine Art Tages-Charakteristik bestimmen. Somit kann die Erzeugung von dem aktuellen Wärmebedarfsprofil zumindest stundenweise abweichen. Es entsteht eine gemischte Fahrweise, die einerseits den Wärmebedarf des Netzes abdeckt und andererseits möglichst optimal den Strommarkt ausnutzt.

<sup>1</sup> DVV: Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH

Die folgenden Abbildungen verdeutlichen die beschriebenen Zusammenhänge. Abbildung 14 zeigt den Verlauf der eingespeisten FW-Leistung und der dazugehörigen Außentemperatur desselben FW-Netzes.

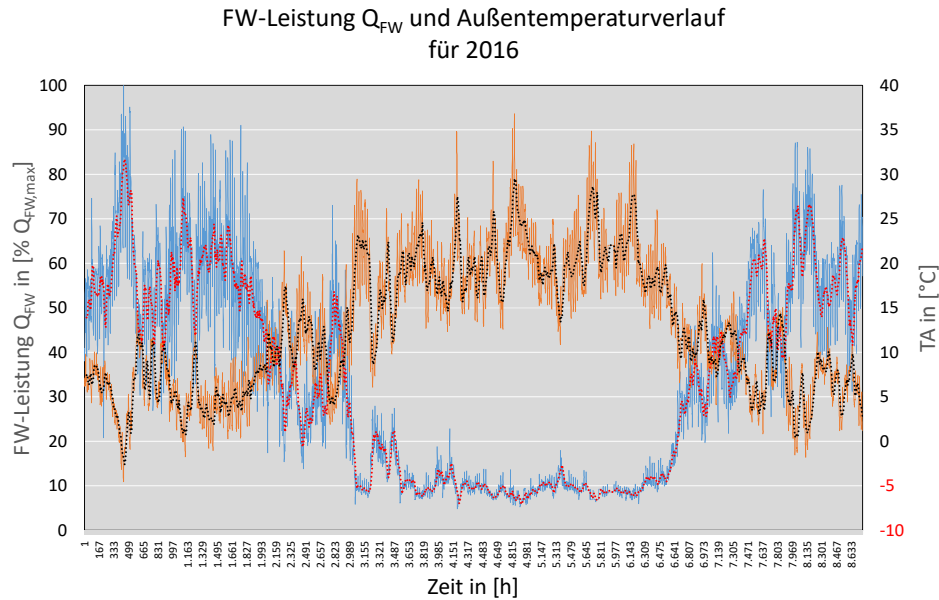


Abbildung 14: Jahresverlauf im Stundentakt der eingespeisten Fernwärmeleistung  $Q_{FW}$  (blau) und der dazugehörigen Außenlufttemperatur  $T_A$  (orange) im Jahr 2016 (gestrichelt: gleitender 24h-Mittelwert; Quelle: DVV-2016)

Betrachtet man die stündliche Änderung der eingespeisten Fernwärmeleistung, dann ergibt sich Abbildung 15. Es ist zu erkennen, dass sich stündlich die Wärmeleistung bis zu 20 % der maximalen Wärmeleistung ändert. Bei einer Anlage mit einer maximalen thermischen Leistung von z. B. 300 MW handelt es sich um Änderungen von 60 MW/Stunde.

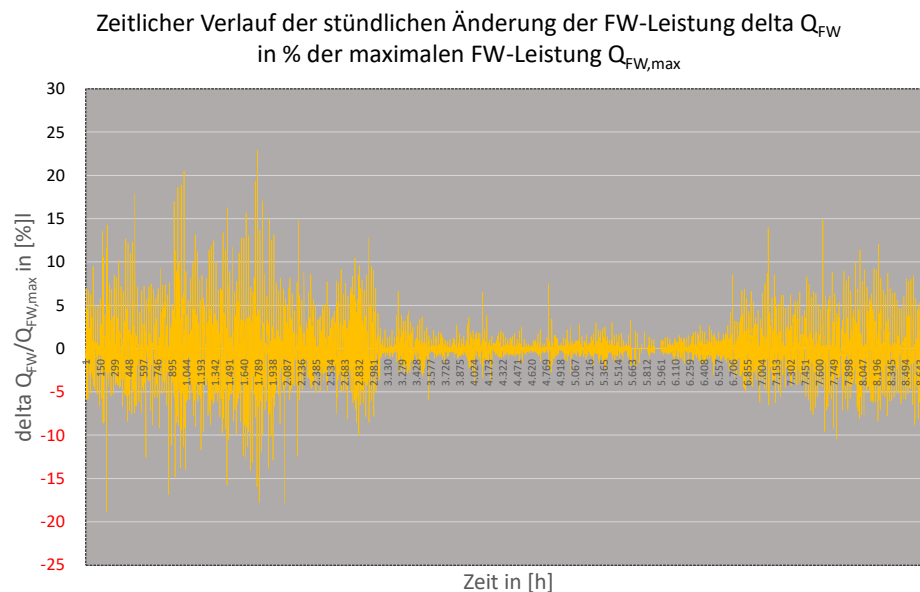


Abbildung 15: Stündliche Änderung der eingespeisten Fernwärmeleistung pro Stunde ( $\Delta Q_{FW}$ ) in % der maximal eingespeisten Wärmeleistung  $Q_{FW,max}$  im Jahr 2016

Die nächsten Abbildungen stellen den Verlauf für jeweils zwei Tage (2 x 24 Stunden) hintereinander dar. Ausgewählt wurden zwei (jeweils hintereinander folgende) Januar-, zwei Februar- und zwei April-Tage aus demselben Datensatz für 2016. Die Auswertung von Abbildung 16 bis Abbildung 18 zeigt, dass keine eindeutige Korrelation zwischen der eingespeisten Wärme und der Außentemperatur auch innerhalb der gleichen Tageszeiten existiert.

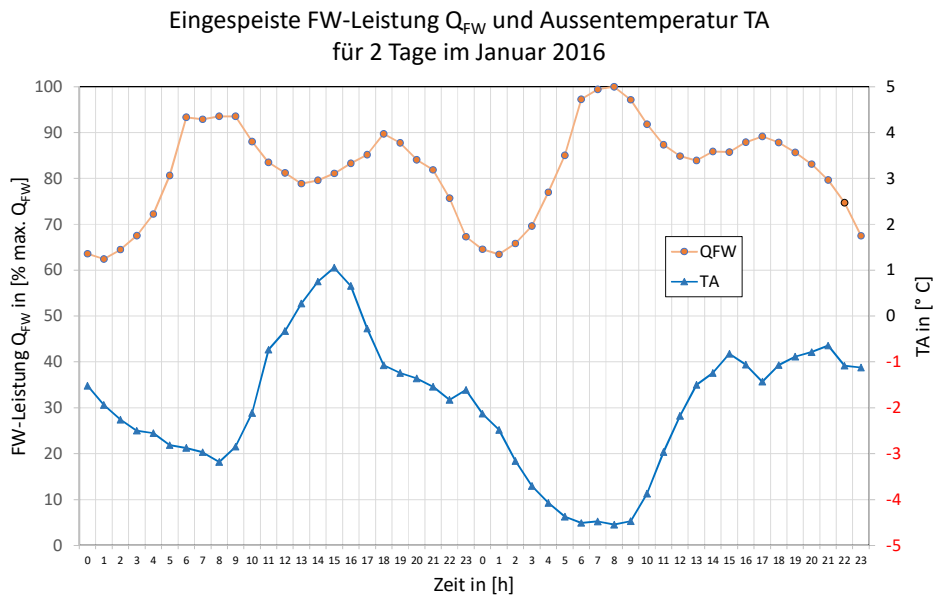


Abbildung 16: Eingespeiste FW-Leistung und Außentemperaturverlauf für 2 Tage im Januar 2016

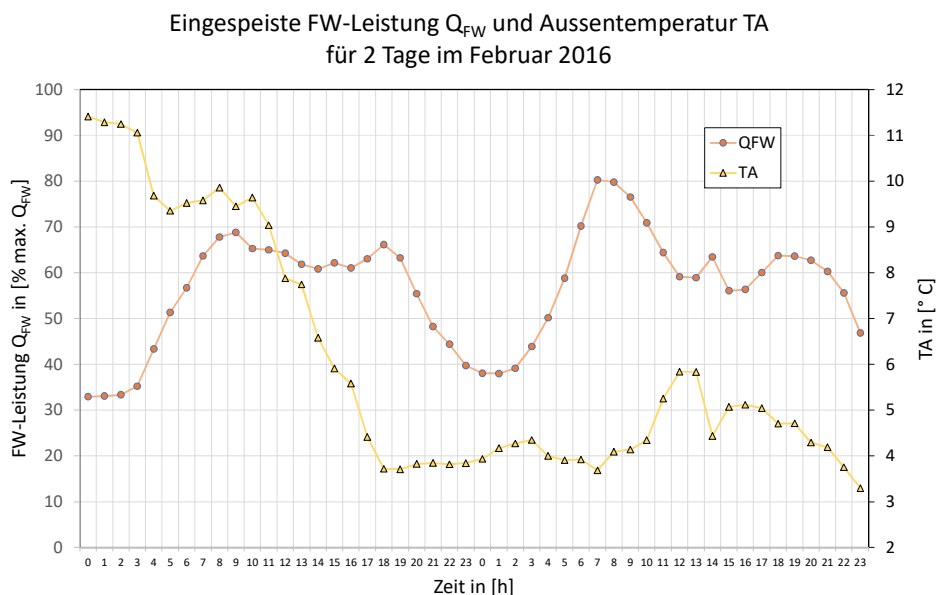


Abbildung 17: Eingespeiste FW-Leistung und Außentemperaturverlauf für 2 Tage im Februar 2016

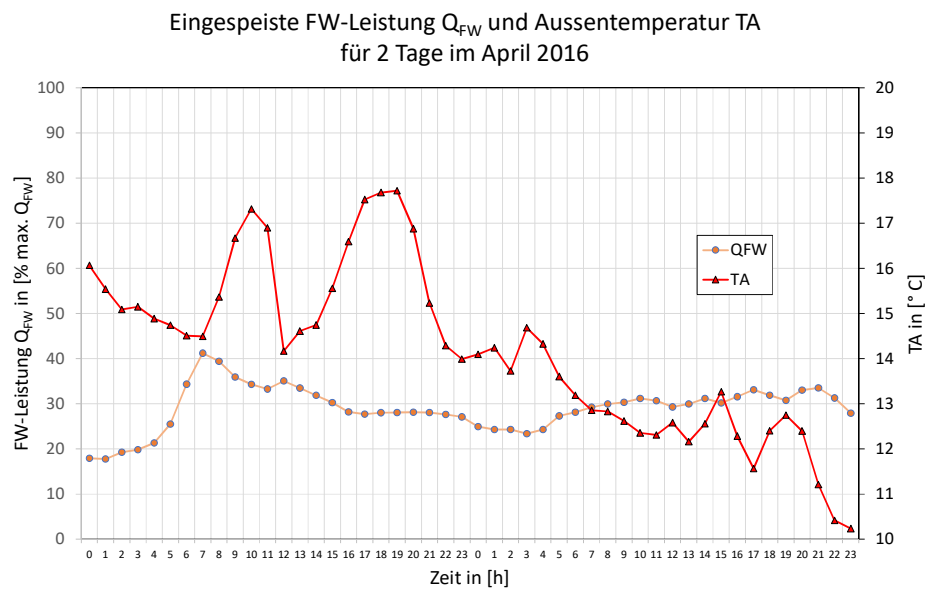


Abbildung 18: Eingespeiste FW-Leistung und Außentemperaturverlauf für 2 Tage im April 2016

Sowohl die jährliche Betrachtung der Volatilität als auch die detaillierte Tagesbetrachtung lassen auf eine oder mehrere weitere Parameter und Faktoren schließen, die die Fahrweise der Anlage beeinflussen und bestimmen.

Die bisherigen Darstellungen sind als exemplarische Beispiele zu verstehen. Untersucht wurden die Betriebsdaten des Fernwärme-Netzes mehrerer Jahre, um ein Bild über die Fahrweise der Anlage zu erhalten. Teilweise entspricht die zeitliche Änderung der Wärmeleistung nicht der Änderung des Wärmebedarfes. Sie ergibt sich auch aufgrund der stromseitig optimierten Fahrweise der Anlage.

Dieser Zusammenhang wird durch die folgende Betrachtung bestätigt. Dabei wurden die gemittelten, täglichen Verläufe der eingespeisten FW-Leistung (aus dem obigen Beispiel) für den Winter (Oktober bis April) und den Sommer (Mai bis September) des Jahres 2016 gebildet und mit dem entsprechenden mittleren Strompreis für denselben Zeitraum nach EPEX 2016 verglichen, siehe Abbildung 19. Die Werte wurden auf den jeweiligen maximalen Wert im entsprechenden Zeitraum bezogen und somit normiert in der Abbildung dargestellt. Der 100 % Wert für die Winterperiode ist dabei deutlich höher als der 100 % Wert für die Sommerperiode.

Alle Größen korrelieren für die Zeit von 0 bis 15 Uhr. Ab 16 Uhr ist zwischen der mittleren Wärmeleistung  $Q_{FW}$  (durchgezogene Linien) und dem Strompreis nach EPEX (gestrichelte Linien) auch noch eine gute aber schwächere Korrelation zu erkennen.

Da das Fernwärmenetz einen weiträumigen Wärmespeicher in sich darstellt, sind solche Fahrweisen möglich ohne den Wärmebedarf der Kunden zu gefährden. Jedoch unabhängig vom Grund der Volatilität ergibt sich für die Anlagen der jeweiligen KWK-Systeme eine **Herausforderung in puncto Wechsellast bei unterschiedlicher saisonaler Last**. Ein Teil dieser Volatilität kann über entsprechende Warmwasserspeicher auf der Erzeugerseite ausgeglichen werden. Die Herausforderung bleibt grundsätzlich bestehen.

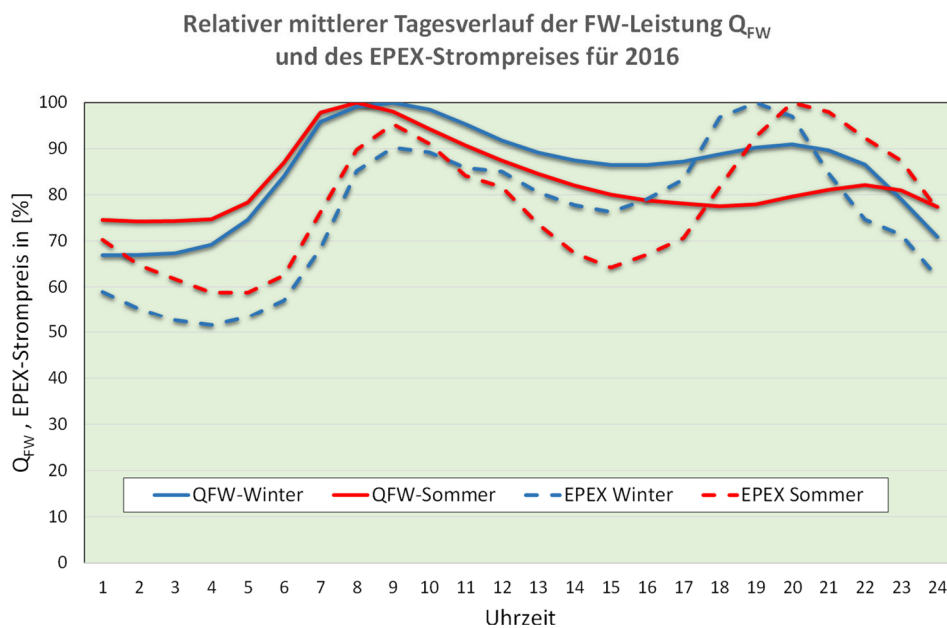


Abbildung 19: Relativer mittlerer Tagesverlauf der Fernwärmeleistung  $Q_{FW}$  und des Strompreises nach EPEX für Winter und Sommer 2016

### 3.2.2 Industrie

In der Industrie sind der Wärmebedarf (meistens Dampf) und der Strombedarf grundsätzlich von der Produktion abhängig. In den meisten Industriebranchen mit hohem Bedarf an Wärme und Strom, wie z. B. die Chemische Industrie oder die Papierindustrie, sind die Bedarfe für größere Zeiträume konstant. Außerdem werden die meisten Stromerzeugungsanlagen für den Eigenbedarf an Strom genutzt und nehmen in der Regel nicht am Strommarkt teil. Die Fortführung der Produktion hat in diesen Fällen in der Regel Vorrang. Eine Volatilität, die sich auf die Flexibilität der Maschine auswirken würde, ist bedingt gegeben.

Weiterhin ist zu bemerken, dass der Dampfbedarf bei Betriebsdrücken von wenigen bar (3 bar-Dampfnetze) bis hin zu 30 oder 60 bar variiert. Dies entspricht Sattdampftemperaturen von ca. 133 °C (3 bar) bis 275 °C (60 bar). In diesen Fällen wird die Auswahl der Anlage eher durch das Temperaturniveau als durch die Flexibilität der Maschine bestimmt.

Dennoch gibt es Produktionen im Batch-Betrieb, z. B. in der Chemischen Industrie, bei denen der Bedarf zeitlich schwankt, siehe Abbildung 20.

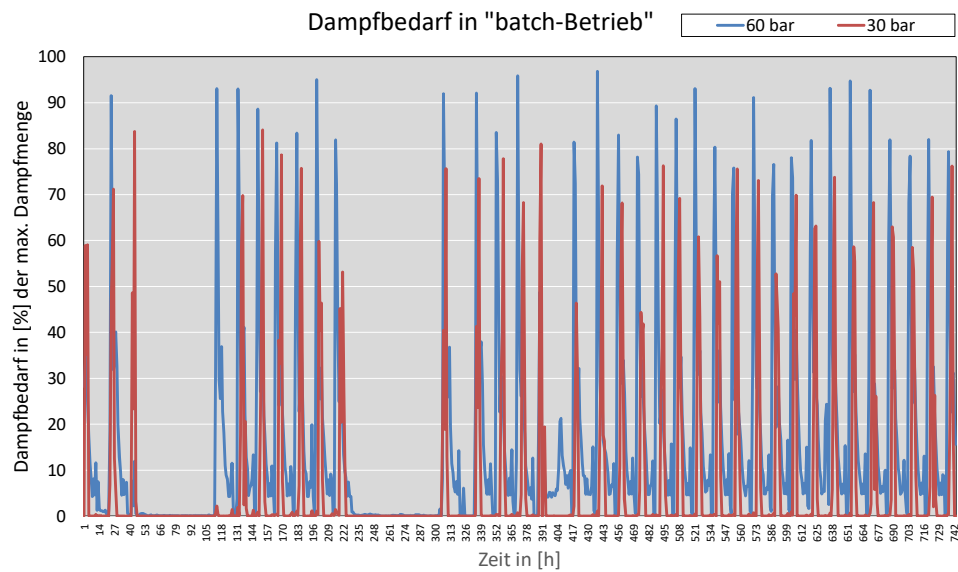


Abbildung 20: Zeitlicher Verlauf (1 Monat) des Dampfbedarfes in einer chemischen Produktion<sup>2</sup>

Ein weiteres Beispiel stammt aus der Papierindustrie. Hier schwankt der Wärmebedarf in Form von Dampf bei Drücken von 16 bis 20 bar, wie aus der Dampferzeugung zu sehen ist (Abbildung 21). Abgesehen von einer Betriebsstörung in der Mitte des Jahres, schwankt die Dampferzeugung signifikant wie auch aus der stündlichen Änderung (Abbildung 22) zu entnehmen ist. Eine saisonale Volatilität ist nicht zu erkennen. Der 24h-Mittelwert liegt mit einer geringen Streuung bei ca. 70 % des maximalen Wertes.

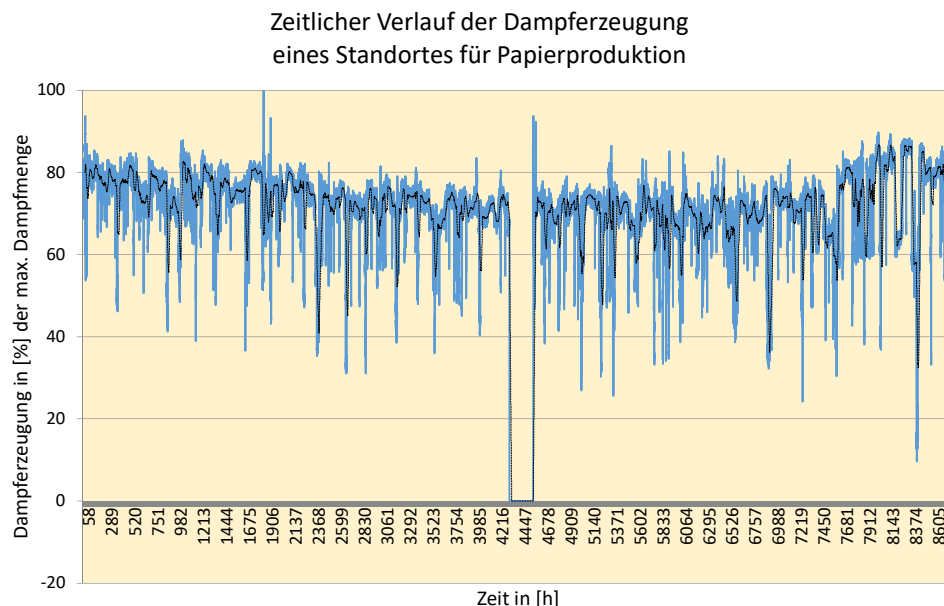


Abbildung 21: Zeitlicher Verlauf des Dampfbedarfes in einer Papierproduktion<sup>3</sup> (gestrichelt: gleitender 24h-Mittelwert)

<sup>2</sup> Daten OXEA GmbH, Oberhausen

<sup>3</sup> Daten Metsä Tissue Corporation, Kreuzau

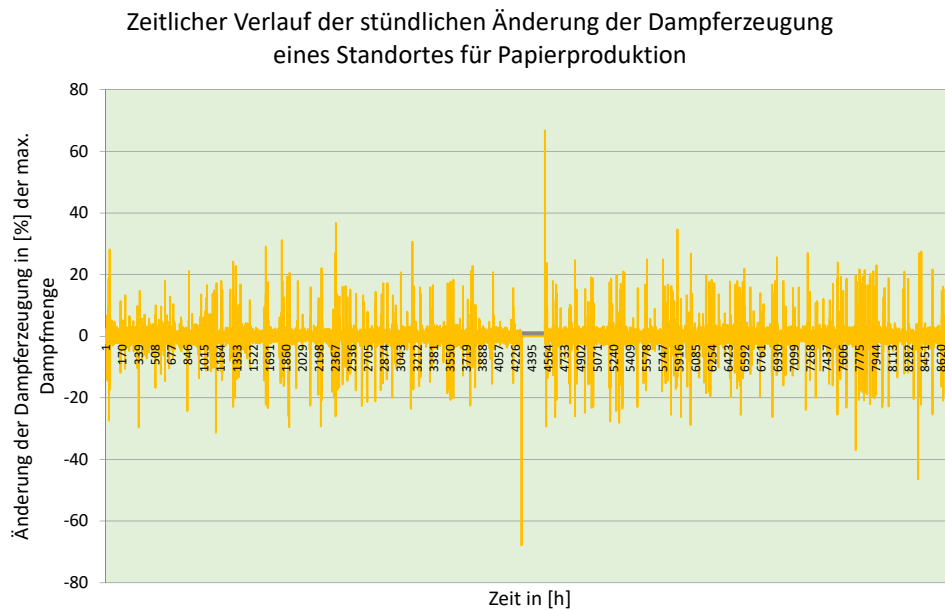


Abbildung 22: Zeitlicher Verlauf der stündlichen Änderung des Dampfbedarfes der Papierproduktion (wie in Abbildung 21)

Abschließend lässt sich sagen, dass die Volatilität in der Wärmeerzeugung bei der Industrie eher eine untergeordnete Rolle spielt, wobei es Ausnahmefälle gibt. Inzwischen sind auch volatile Fahrweisen im Sinne der Residuallastregelegung möglich. Für die hiesige Betrachtung spielt das Temperaturniveau jedoch die wichtigere Rolle. Aufgrund der deutlich höheren Temperaturen als in der Fernwärmeversorgung sind die Dampfturbinen und die Gasturbinen und nicht die Gasmotoren prädestiniert. Hinzu kommt die Tatsache, dass die klassischen Gasturbinen und Dampfturbinen durch technische Raffinessen immer flexibler betrieben werden können.

Im Rahmen dieser Studie wird auf den Einsatz von Gasmotoren und Gas- und Dampfturbinen für den Bereich der Fernwärmeversorgung fokussiert.



### 3.2.3 Stand der Technik bei der Erzeugung von Strom und Wärme (KWK)

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die üblichen KWK-Technologien im mittleren und höheren Leistungsbereich (Quelle: [12], [13], [14], [10], [15] (Steckbriefe), eigene Bewertungen).

Tabelle 1: Charakteristische Kennzahlen und indikative Kosten verschiedener KWK-Technologien

KWK-Technologie	Einheit	Gas-Motor	Gas-turbine	Dampf-turbine (Gegendruck)	Dampf-turbine (Entnahme-Kondensation)	GuD 1 (Entnahme-Kondensation)	GuD 2 (Entnahme-Kondensation)
el. Leistungsbereich	MW	1 - 10	10 - 50	10 - 50	10 - 50	50 - 200	200 - 600
elektrischer Wirkungsgrad <sup>1)</sup>	%	42 - 48	30 - 40	20 - 28	30 - 33	48 - 52	52 - 55
Brennstoff-Ausnutzungsgrad <sup>1)</sup>	%	84 - 88	84 - 85	75 - 90	63 - 70	77 - 90	76 - 88
Stromkennzahl	-	0,8 - 1,1	0,4 - 0,8	0,3 - 0,6	1,0 - 1,5	0,7 - 1,5	0,7 - 1,8
Freiheitsgrade	-	1	1	1	2	2	2
Mindestlast	%	< 10	30 - 40	40 - 50	40 - 50	30 - 50	30 - 50
Temperaturniveau der Wärmenutzung	°C	Wasser/Öl 100/130, Abgas < 600	Abgas < 600	< 250	< 250	Abgas < 600, DT < 250	Abgas < 600, DT < 250
Heißstart (< 8 h) von 0 - 100 %	min	< 5	<10	80 - 120	80 - 120	40 - 60	40 - 60
Kaltstart (> 48 h) von 0 - 100 %	min	<10	5-10	400	400	180	180
Lastgradient <sup>2)</sup>	%/min	15 - 20	8 - 15	1 - 5	1 - 5	2 - 8	2 - 8
Investitionen	€/kW <sub>el</sub>	700 - 800	800 - 900	850 - 950	900 - 1.100	1.000 - 1.200	850 - 1.000

<sup>1)</sup> KWK-Betrieb bei maximaler Wärmeauskopplung

<sup>2)</sup> in % der el. Nennlast

Ausgehend von der Fähigkeit der Anlagen in Bezug auf die Anfahrtszeiten ergibt sich in Bezug auf Flexibilität folgende Reihenfolge: Gasmotoren/Gasturbinen/GuD/Dampfturbinen.

Eine Bewertung der Technologien anhand **aller** Kennzahlen ist nicht ohne weiteres möglich. Je nach Technologie ergeben sich unterschiedliche Vor- und Nachteile, die im jeweiligen Fall bewertet werden müssen. Bei der Bewertung sind sowohl das Teillastverhalten als auch die Wirkungsgrade und Brennstoffausnutzungsgrade in Verbindung mit den Anfahrtszeiten und den Lastgradienten zu berücksichtigen. Ein modular aufgebautes Gasmotorenheizkraftwerk (GHKW) erreicht fast immer seinen maximalen Wirkungsgrad, da die Teillast durch Ein- bzw. Ausschalten von Motoreinheiten realisiert werden kann. Somit sind optimale Fahrweisen auch für Anlagen von 100 bis 300 MW thermischer Leistung problemlos darstellbar. Eine GuD-

Anlage derselben Größe, die zwischen Teillast und Volllast fahren muss, erleidet Einbuße in Bezug auf den elektrischen Wirkungsgrad, siehe Abbildung 23. Das trifft generell für alle Dampfturbinen und Gasturbinen-Anlagen zu. Größere Gasturbinen-KWK-Anlagen bestehen allerdings meistens aus mehr als einer Maschine, sodass es durch das Zuschalten der weiteren Gasturbine zu einem höheren Gesamtwirkungsgrad (bei Teillast) als bei der einzelnen Gasturbine kommen kann, siehe Abbildung 23.

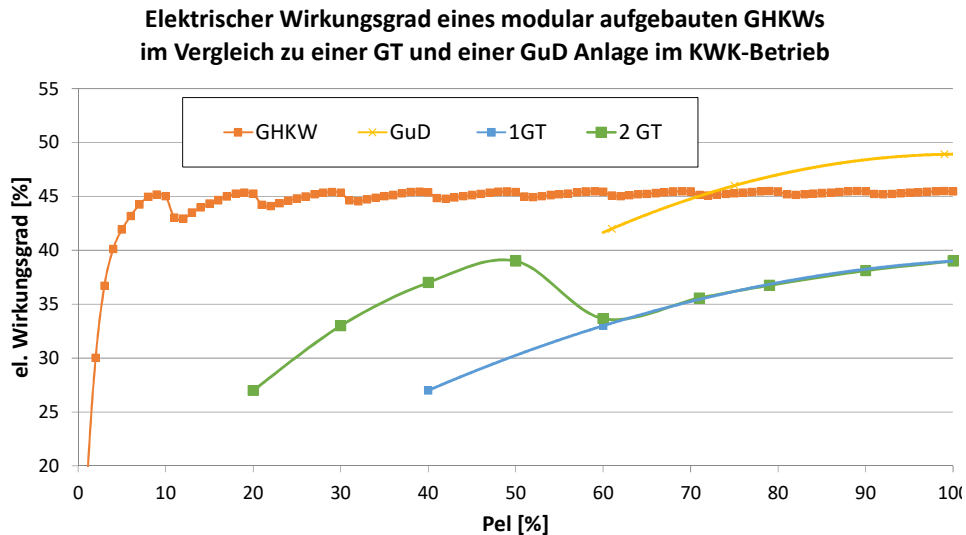


Abbildung 23: Elektrischer Wirkungsgrad eines Gasmotoren-HKWs (GHKW) im Vergleich zu einer Gasturbine (GT) und einer GuD-Anlage im KWK-Betrieb (GuD) in Abhängigkeit von der elektrischen Last

Ein großer Vorteil der modernen größeren GuD-Anlagen ist die Tatsache, dass die Anlagen auf verschiedene Teillastlinien zwischen ca. 60 % und 100 % Last gefahren werden können und bei Auskopplung von relativ hohen Wärmeleistungen fast dieselbe elektrische Leistung wie im Kondensationsbetrieb erzeugen. Diese Eigenschaft bedingt durch die zwei Freiheitsgrade des GuD-Prinzips stellt auch eine nicht zu vernachlässigende Flexibilität der Maschine dar. Bei der GuD-Anlage kann demnach **dieselbe Wärmemenge bei unterschiedlicher elektrischer Leistung oder dieselbe elektrische Leistung bei unterschiedlicher Wärmemenge** erzeugt werden (s. Abbildung 24). Somit erhöht sich die Flexibilität der Maschine in einem volatilen Strommarkt, ohne die Erzeugung des Wärmebedarfes zu beeinflussen.

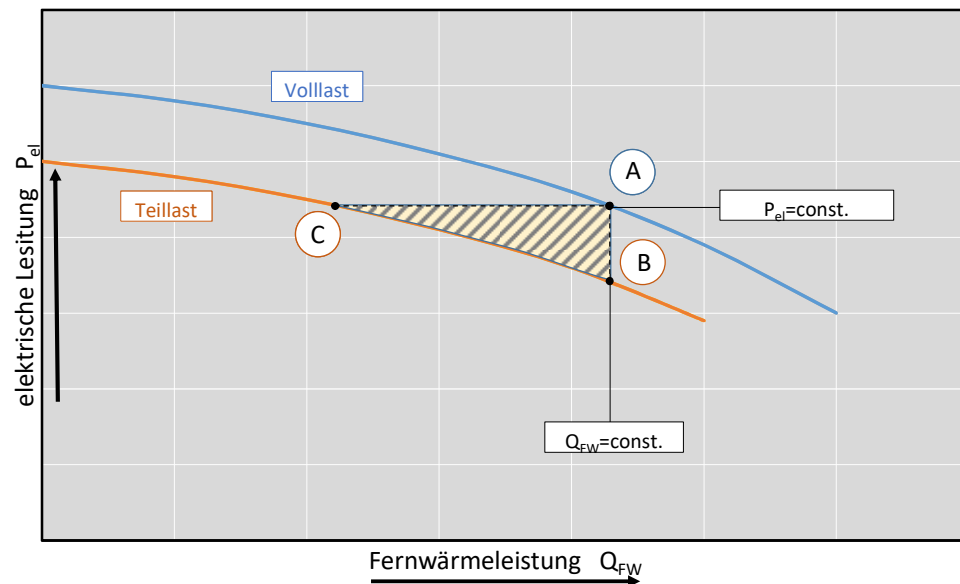


Abbildung 24: Möglichkeiten zur Fahrweise einer GuD-KWK-Anlage anhand der Kennlinie

Zur Bewertung unterschiedlicher KWK-Konzepte ist es zielführend, die Wirkungsgrade für verschiedene Wärmeleistungen und elektrische Leistungen zu betrachten und somit diese Kennzahlen in Abhängigkeit von  $Q_{FW}/P_{el}$  darzustellen. Die Größe  $Q_{FW}/P_{el}$  ist eine Art „Wärme Kennzahl“. Bei dem reinen KWK-Betrieb entspricht sie der leistungsbezogenen Wärme Kennzahl  $Q_N/P_{el}$ , welche gleich dem Kehrwert der leistungsbezogenen Strom Kennzahl  $\sigma = P_{el}/Q_N$  ist. Dabei ist  $Q_N$  die Nutzwärmeleistung und  $P_{el}$  die abgegebene elektrische Leistung. Bei den Motoren, Gasturbinen und Gegendruckdampf turbinen sind beide Kennzahlen auf Basis von  $P_{el}$  und  $Q_N = Q_{FW}$  ( $Q_{FW}$ : Fernwärmeleistung) zu berechnen. Bei den GuD-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine muss vorher der KWK-Brennstoffanteil der Anlage bestimmt werden, damit diese Kennzahlen berechnet werden können (s. AGFW Arbeitsblatt FW 308 „Bestimmung des KWK-Anteils“ [16]).

In der nächsten beiden Graphiken (Abbildung 25 und Abbildung 26) sind die elektrischen Wirkungsgrade und die Brennstoffausnutzungsgrade verschiedener KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Verhältnis der Nutzwärmeleistung zur elektrischen Leistung  $Q_{FW}/P_{el}$  dargestellt.

Dabei wurden folgende KWK-Anlagen betrachtet:

1. Eine moderne GuD-Anlage im Volllast- und Teillast-Betrieb (GuD) <sup>4</sup>
2. Ein klassisches Dampfturbinen-Kraftwerk mit Entnahme-Kondensationsturbine (DT) <sup>5</sup>
3. Gasmotorenkraftwerke (modulare Bauweise) bestehend aus Motoren im elektrischen Leistungsbereich von 10 MW (Motoren-KW)

<sup>4</sup> Kennlinie entspricht der GuD Anlage „FORTUNA“ in Lausward-Düsseldorf [19]

<sup>5</sup> Literatur [72]

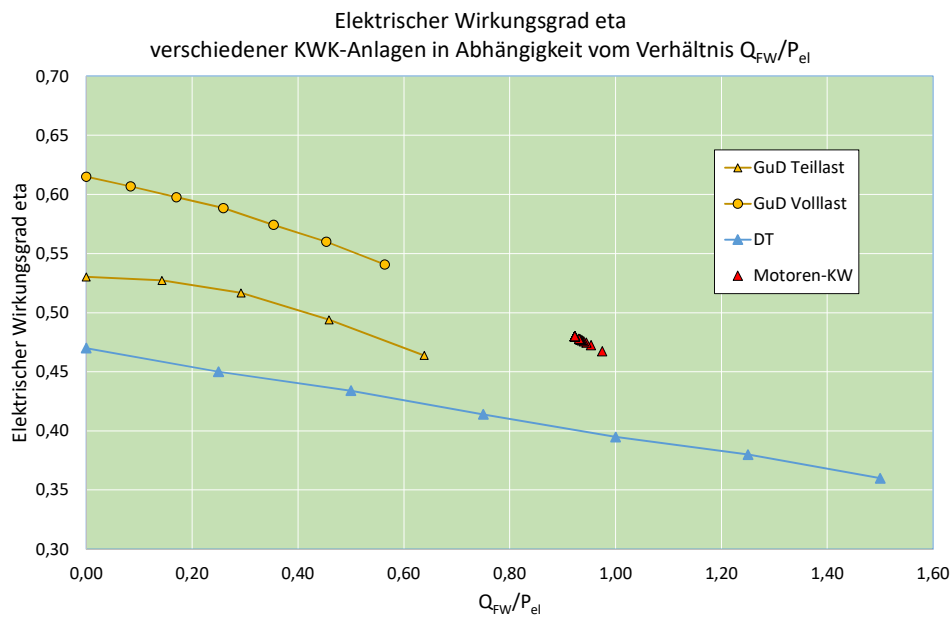


Abbildung 25: Elektrische Wirkungsgrade bestimmter KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Verhältnis der Nutzwärmeleistung (Fernwärmeleistung)  $Q_{FW}$  zur elektrischen Leistung  $P_{el}$

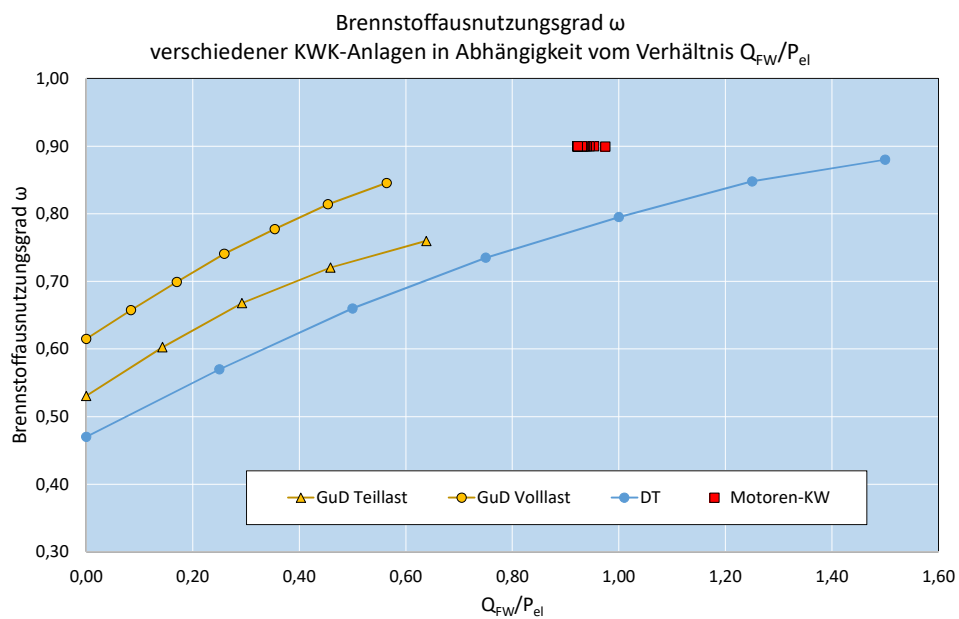


Abbildung 26: Brennstoffausnutzungsgrade bestimmter KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Verhältnis der Nutzwärmeleistung (Fernwärmeleistung)  $Q_{FW}$  zur elektrischen Leistung  $P_{el}$

Aus den beiden Diagrammen geht Folgendes hervor:

- Der elektrische Wirkungsgrad und der Brennstoffausnutzungsgrad von Gasmotoren-KWK-Anlagen sind fast konstant. Das liegt an der modularen Bauweise dieser Art von Heizkraftwerken (siehe Abbildung 23). Weiterhin variieren beide Kennzahlen sehr wenig im Vergleich zu denen der Turbinenanlagen. Auch das Verhältnis  $Q_{FW}/P_{el}$  bleibt fast konstant.
- Moderne GuD-Anlagen erreichen bei reinem KWK-Betrieb hohe elektrische Wirkungsgrade bei relativ hohen Brennstoffausnutzungsgraden. Solche Anlagen produzieren Strom und Wärme in einem Verhältnis  $Q_{FW}/P_{el}$ , welches in der Regel deutlich niedriger liegt als bei den Gasmotoren. Dies bedeutet hohe Stromkennzahlen, die mit den Gasmotoren nicht erreicht werden können.
- Je nach Last ergeben sich Fahrweisen, bei denen eine Mischung aus KWK- und Kondensationsbetrieb stattfindet. In diesen Fällen steigt zwar der elektrische Wirkungsgrad, aber es werden niedrigere Brennstoffausnutzungsgrade und somit niedrigere Primärenergieeinsparungen als bei den Gasmotoren erreicht.
- Reine Dampfturbinenanlagen haben in der Regel niedrigere elektrische Wirkungsgrade und Brennstoffausnutzungsgrade als die anderen KWK-Technologien. Sie sind trotzdem in der Industrie von Bedeutung, wenn es um preiswerte Dampferzeugung im Fall von z. B. verfügbaren restlichen brennbaren Gasen geht.

Es ist ersichtlich, dass die Wahl einer KWK-Technologie einen Einfluss auf die Nutzungsgrade der KWK-Anlage hat und deswegen bei der Bewertung der Flexibilität berücksichtigt werden sollte. Dabei sollte sowohl der Wärmebedarf als auch die Produktion der elektrischen Energie betrachtet werden.

Bekanntlich werden immer mehr Wärmespeicher (meistens als Warmwasserspeicher) in Fernwärmenetzen eingebaut. Diese relativ einfachen und preiswerten Vorrichtungen ermöglichen den KWK-Anlagen solche Fahrweisen, die dem Strommarkt optimal angepasst werden können. Dabei wird die Deckung des Wärmebedarfs nicht beeinträchtigt.

### 3.2.4 Regelenergie und KWK

Die Bedeutung der Regelenergie hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Aufgrund der dazugehörigen Marktanreize können immer mehr KWK-Anlagen am Regelenergiemarkt teilnehmen. Sowohl die Primärenergieregulierung PRL als auch die Sekundärregelung SRL und die Minutenreserve MRL sind Herausforderungen für flexible KWK-Anlagen. Dabei kommt es auf den Schnellstart der Maschinen und deren Reaktionsvermögen bei geforderten Lastschwankungen an.

In den beiden nachfolgenden Abbildungen sind einerseits die Anfahrcharakteristik verschiedener KWK-Anlagen sowie das kurzzeitige (im Sekundenbereich) Reaktionsvermögen dargestellt.

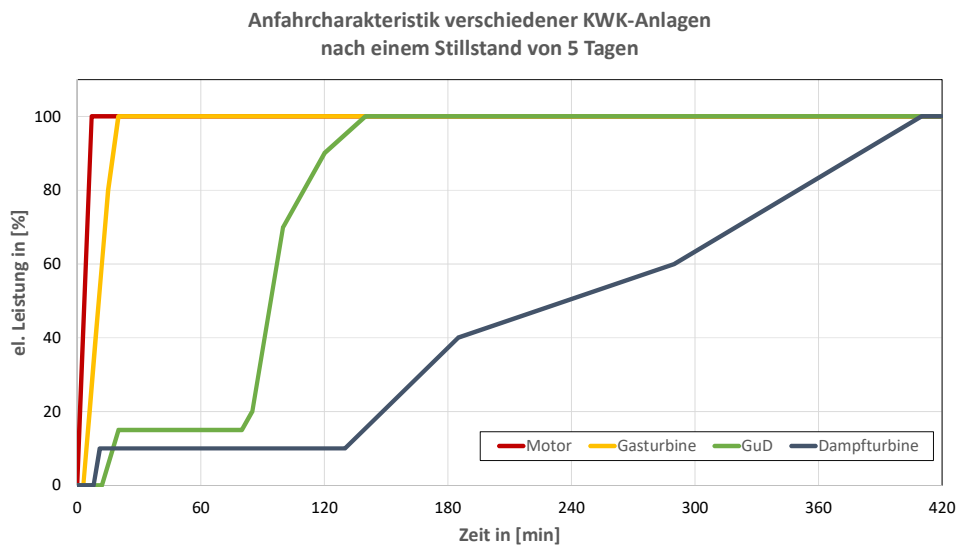


Abbildung 27: Anfahrcharakteristik verschiedener KWK-Anlagen ([17] und eigene Berechnungen)

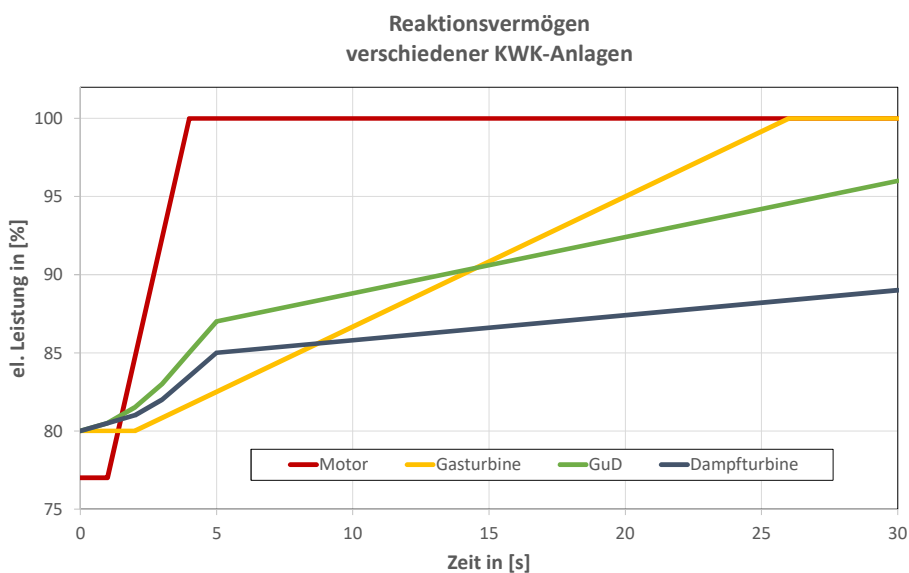


Abbildung 28: Reaktionsvermögen verschiedener KWK-Anlagen im Hinblick auf Primärenergieerzeugung (PRL) [18]

Aus beiden Abbildungen resultiert ein eindeutiger Vorteil für die Motorenkraftwerke aufgrund ihrer kurzen Anfahrzeit und ihres schnellen Reaktionsvermögens.

An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass der Vorteil der GuD-Anlagen aufgrund der zwei Freiheitsgrade relevant ist. Demnach kann eine positive/negative Regelenergie durch unterschiedliche Änderung der Wärmeerzeugung erreicht werden, siehe Abbildung 24.

### 3.3 Untersuchte Szenarien

In dem vorherigen Kapitel wurden die unterschiedlichen Merkmale bestimmter Technologien in Bezug auf Effizienz und Flexibilität dargestellt.

Um einen weiteren Vergleich der erzeugenden KWK-Anlagen hinsichtlich Effizienz und Flexibilität zu ermöglichen, wurden verschiedene KWK-Anlagen in diversen Erzeugungsszenarien zur Abdeckung des Wärmebedarfs einer vorgegebener Fernwärmeversorgung simuliert und gerechnet. Dabei wurden Kombinationen von GuD-Anlagen, GT-Anlagen und Gasmotorenkraftwerken (Gasmotoren im Verbund) teilweise in Kombination mit Heizkesseln und Warmwasserspeichern betrachtet. Dabei handelt es sich um einen Wärmebedarf in einem Temperaturbereich von 80 bis 120 °C.

Ziel der Simulation ist eine energetische und wirtschaftliche Betrachtung idealisierter Fahrweise von verschiedenen KWK-Anlagen – teilweise in Kombination, um den Einfluss des Teillastverhaltens aufgrund der flexiblen angepassten Fahrweise zu bestimmen. Auch erforderliche Starts und Stopps der Anlagen wurden simuliert.

Die Simulation der Szenarien erfolgte mit der Software „energyPRO“ [1]. Dabei wurden die verschiedenen KWK-Anlagen mit dieser Software abgebildet. Die Software ermöglicht nach verschiedenen Betriebsstrategien die stundenweise Berechnung von Wärme anhand vorgegebener Wärmebedarfsprofile im Stundentakt-Modus. Hierzu wurden Daten eines typischen mittelgroßen Fernwärmenetzes (DVV<sup>6</sup>) über die Einspeisung von Wärme in das Fernwärme-Netz für das Jahr 2016 zugrunde gelegt. Die daraus resultierende relative Verteilung der Wärmelast im Jahr 2016 (Abbildung 14) wurde auf drei fiktive Fernwärmenetze angewandt. Dabei wurden ein mittelgroßes Netz ( $Q_{FW,max} = 250 \text{ MW}_{th}$ ), ein mittleres ( $Q_{FW,max} = 125 \text{ MW}_{th}$ ) und ein kleines Netz ( $Q_{FW,max} = 25 \text{ MW}_{th}$ ) betrachtet. Für alle drei Netze wurde dieselbe relative Verteilung der Wärmelast benutzt. Diese Simulation dient der Untersuchung unterschiedlich großer FW-Netze, die mit unterschiedlichen KWK-Technologien ausgestattet werden. Bei der Simulation wird angenommen, dass auch die verschiedenen Technologie-Kombinationen diesem vorher erwähnten Lastgang der Wärmeeinspeisung folgen können.

Zur Auswahl der Größe der KWK-Anlagen wurden die Jahresdauerlinien für die Jahre 2007 bis 2016 desselben mittelgroßen Fernwärmenetzes zugrunde gelegt. Betrachtet man den Zeitraum von 2007 bis 2016 als einen Zeitraum, dann ergibt sich eine mittlere Jahresdauerlinie (JDL). Demnach deckt eine Wärmeleistung, die im Mittel 73 % der maximalen Fernwärmelast entspricht, den Bedarf des Netzes für 8.322 Stunden (95 %) im Jahr ab, siehe Abbildung 29.

---

<sup>6</sup> DVV: Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH

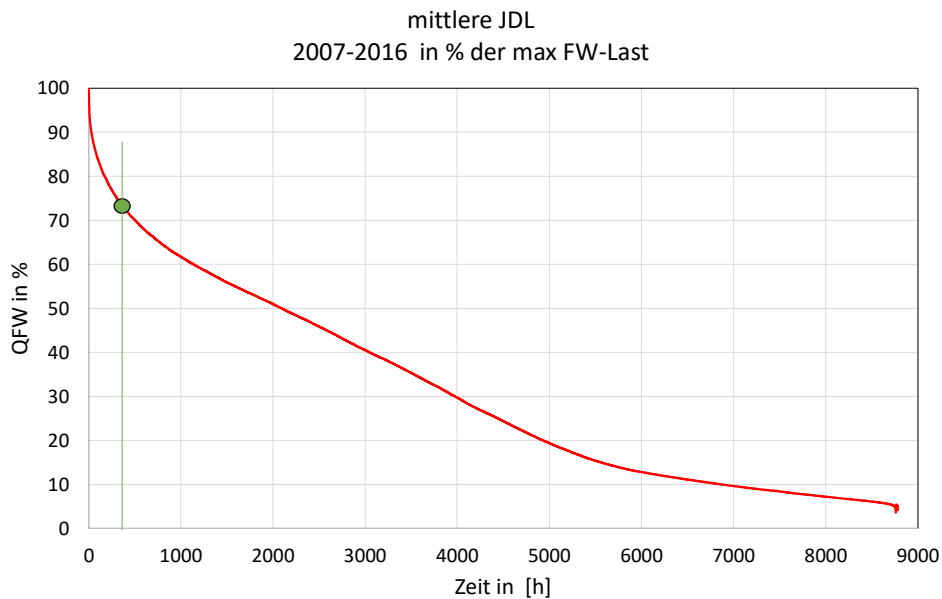


Abbildung 29: Mittlere Jahresdauerlinie (10 Jahre) eines typischen mittelgroßen FW-Netzes

Bei der Simulation wird für alle FW-Netze eine „ideal-flexible“ Anpassung der Wärmeerzeugung an den Wärmebedarf vorausgesetzt. Hierzu ist die Analyse der absoluten Beträge der Änderung des Wärmebedarfs pro Stunde  $|\Delta(Q_{FW})|$  bezogen auf den maximalen Fernwärmebedarf hilfreich, siehe Abbildung 15 und Tabelle 2.

Tabelle 2: Häufigkeit der Änderung des Fernwärmebedarfes bezogen auf den maximalen Fernwärmebedarf in Stunden des untersuchten Jahreslastgangs/Referenzlastgangs

	$10\% <  \Delta(Q_{FW}) /Q_{FW,max} < 15\%$	$15\% <  \Delta(Q_{FW}) /Q_{FW,max} < 20\%$	$20\% <  \Delta(Q_{FW}) /Q_{FW,max}$
<b>Anzahl Stunden</b>	69	14	2

Selbst bei einem Lastgradienten des Wärmebedarfes von ca. 2 bis 5 % des Maximalwertes pro Minute sollten die Anforderungen nach Tabelle 2 erfüllt werden können. Laut Tabelle sind insgesamt in nur 85 Stunden Änderungen von mehr als  $\pm 10\%$ , in 16 Stunden von mehr als  $\pm 15\%$ , und in nur 2 Stunden von mehr als  $\pm 20\%$  der maximalen Wärmeleistung pro Stunde zu erwarten.

Es wird angenommen, dass eine flexible Fahrweise der KWK-Anlagen sich der obigen JDL und den angegebenen Schwankungen anpassen kann. Bei der Wahl der Szenarien stehen die Demonstration der technischen Möglichkeiten und deren Einfluss auf Flexibilität und Effizienz im Fokus.

Geht man davon aus, dass der erforderliche Wärmebedarf jeweils mit einer KWK-Anlage und evtl. einem Spitzenlast-Heizkessel gedeckt werden soll, dann ergeben sich folgende drei Gruppen von Szenarien.



### 3.3.1 FW-Netz mit einer max. FW-Leistung von 250 MW (Szenario A)

Bei der Szenarientwicklung wurden unterschiedliche Kombinationen von KWK-Anlagen berücksichtigt, die die Wärme in das FW-Netz einspeisen können. Die nominellen Leistungsgrößen der Anlagen sind nach dem Wärmebedarf klassifiziert.

Tabelle 3: Szenarien mit einer max. FW-Leistung von 250 MW

KWK-Typ	Einheit	Szenario (thermische Leistung)				
		A1	A2	A3	A4	A5
GuD	MW	250 <sup>1)</sup>	180 <sup>2)</sup>	-	-	-
GT	MW	-	-	80	-	-
Motoren	MW	-	-	99	180	252
Kessel	MW	-	70	70	70	-
<b>Q<sub>max</sub></b>	<b>MW</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>249</b>	<b>250</b>	<b>252</b>

<sup>1)</sup> moderne GuD Anlage mit einer Kennlinie analog FORTUNA-LAUSWARD [19] im Volllastbetrieb und mit einer maximalen elektrischen Leistung von 250 MW

<sup>2)</sup> GuD Anlage mit einer Kennlinie analog FORTUNA-LAUSWARD im Teillastbetrieb und mit einer maximalen elektrischen Leistung von 180 MW

Gasturbine 2x, Gasmotoren und Kessel entsprechend dem Stand der Technik (s. Tabelle 6)

Die Fälle A1 und A5 sind Grenzszenarien und dienen dem besseren Vergleich der Szenarien untereinander. Sie sind als „akademische Grenzfälle“ zu betrachten. Realistische Szenarien sind solche mit einem Spitzenlastkessel wie A2 bis A4. Bei den Szenarien A1 und A2 werden die GuD-Anlagen so betrieben, dass sich der Betriebspunkt auf der jeweiligen Kennlinie befindet. Die maximale elektrische Leistung wird im Kondensationsbetrieb, d.h.  $Q_{FW} = 0$  MW, generiert.

### 3.3.2 FW-Netz mit einer max. FW-Leistung von 125 MW (Szenario B)

In diesem Szenario wurden unterschiedliche Kombinationen von KWK-Anlagen berücksichtigt, die die Wärme in das FW-Netz einspeisen können. Eine GuD-Anlage mit einer Kennlinie analog FORTUNA-LAUSWARD im Teillastbetrieb wurde hier (Szenario B) nicht betrachtet, da rechnerisch für die halbe maximale thermische Last (im Vergleich zu Szenario A) mit derselben Charakteristik und demselben Lastgang das gleiche Ergebnis wie in A zu erwarten ist. Lediglich bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ergäbe sich eine Änderung.

Tabelle 4: Szenarien mit einer max. FW-Leistung von 125 MW

KWK-Typ	Einheit	Szenario (thermische Leistung)				
		B1	B2	B3	B4	B5
GuD	MW	125 <sup>1)</sup>	90 <sup>1)</sup>	-	-	-
GT	MW	-	-	40	-	-
Motoren	MW	-	-	45	90	126
Kessel	MW	-	35	35	35	-
<b>Q<sub>max</sub></b>	<b>MW</b>	<b>125</b>	<b>125</b>	<b>120</b>	<b>125</b>	<b>126</b>

<sup>1)</sup> GuD Anlage mit einer Kennlinie einer typischen Industrie-GuD  
 Gasturbine, Gasmotoren und Kessel entsprechend dem Stand der Technik (s. Tabelle 6)

### 3.3.3 FW-Netz mit einer max. FW-Leistung von 25 MW (Szenario C)

Auch für dieses Szenario wurden unterschiedliche Kombinationen von KWK-Anlagen berücksichtigt, die die Wärme in das FW-Netz einspeisen können.

Tabelle 5: Szenarien mit einer max. FW-Leistung von 25 MW

KWK-Typ	Einheit	Szenario (thermische Leistung)			
		C1	C2	C3	C4
GuD	MW	-	-	-	-
GT	MW	10	-	-	-
Motoren	MW	2x4	2x9	7x4	2x9+4+2+1
Kessel	MW	7	7	-	-
$Q_{max}$	MW	25	25	28	25

Gasturbine, Gasmotoren und Kessel entsprechend dem Stand der Technik (s. Tabelle 6)

### 3.3.4 Variation der Szenarien und allgemeine Annahmen

Neben den Grundszenarien wurden auch Szenarien mit folgenden Variationen betrachtet:

Der Index „S“ steht für Speicher. Dabei wurde das jeweilige Szenario mit einem thermischen Speicher ausgestattet, damit Schwankungen im Wärmebedarf geglättet werden können. Dabei wird der Speicher bis auf 5 % automatisch entladen und wenn möglich automatisch beladen. Eine spezifische Steuerung des Speicherverhaltens wurde nicht simuliert. Die Größe des Speichers entspricht empirischen Erfahrungswerten. Der Bezeichnung „10S“ signalisiert die 10-fache Größe eines Speichers im Vergleich zu dem sonst gleichen Szenario (z. B. A1XS-A1X10S).

Der Index „X“ steht dabei für eine Fahrweise der GuD-Anlage nur bei maximalen KWK-Betrieb zwischen Volllast und Teillast (GT-Last ca. 60 %). Dies bedeutet, dass bei zunehmender Wärmelast die Brennstoffzufuhr und somit die Wärmeerzeugung und die erzeugte elektrische Energie steigen. Diese Fahrweise ist eher unwahrscheinlich in der Praxis. Sie dient der akademischen „Grenzbetrachtung“ und wurde nur für Szenario A untersucht.

Der Index „a“ steht für eine differenzierte Fahrweise des Kessels. Unterhalb einer bestimmten Wärmelast im FW-Netz übernimmt der Kessel die Einspeisung der Fernwärme und die GuD-Anlage läuft im Kondensationsbetrieb bei maximalen elektrischen Wirkungsgrad.

Der Index „b“ steht für eine weitere differenzierte Fahrweise des Kessels. Unterhalb einer bestimmten Wärmelast im FW-Netz übernimmt der Kessel die Einspeisung der Fernwärme und die GuD-Anlage ist nicht im Betrieb.

Alle Tage des Jahres wurden als gleichwertig betrachtet. Die Anlage läuft am Wochenende wie unter der Woche. Diese Annahme entspricht nicht dem Realbetrieb von manchen KWK-Anlagen, ist aber für die vergleichende Darstellung der Szenarien irrelevant.

Tabelle 6 enthält eine Übersicht der Leistungsdaten der bei der Simulation eingesetzten KWK-Anlagen. Die Daten entsprechen dem Stand der Technik, stammen aber nicht aus bestimmten Modellen, die auf dem Markt verfügbar sind.

Tabelle 6: Kenndaten der bei der Simulation eingesetzten KWK-Anlagen

Anlage	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW	elektrischer Wirkungsgrad in %	Brennstoffausnutzungsgrad in %
<b>GuD-A1</b>				
Kond. Betrieb	504	0	61,0	61,0
KWK-Betrieb	443	<b>250</b>	54,0	85,0
<b>GuD-A2</b>				
Kond. Betrieb	332	0	54,4	54,4
KWK-Betrieb	282	<b>180</b>	46,1	75,5
<b>GuD-B1</b>				
Kond. Betrieb	165	0	53,0	53,0
KWK-Betrieb	125	125	40,0	80,0
<b>GuD-B2</b>				
Kond. Betrieb	119	0	53,0	53,0
KWK-Betrieb	90	90	40,0	80,0
<b>GT-A3/B3 100 %</b>	33,9	<b>40,0</b>	38,0	83,0
<b>GT-A3/B3 40 %</b>	9,6	19,6	27,0	82,0
<b>GT-C1 100 %</b>	6,4	<b>10,0</b>	32,0	82,0
<b>GT-C1 40 %</b>	2,0	4,4	25,0	80,0
<b>Motor 1 MW</b>	0,9	<b>1,0</b>	39,1	82,6
<b>Motor 2 MW</b>	2,1	<b>2,0</b>	44,7	87,2
<b>Motor 4 MW</b>	4,2	<b>4,0</b>	44,7	87,2
<b>Motor 9 MW</b>	10,3	<b>9,0</b>	48,1	90,2
<b>Kessel</b>	---	<b>70 / 35 / 7</b>	---	92,0

## 3.4 Ergebnisse

### 3.4.1 Allgemeine Bemerkungen und Bewertungskriterien

Grundsätzlich ist es schwierig, ein eindeutiges Maß für die Flexibilität einer KWK-Anlage zu definieren. Diese Eigenschaft setzt sich aus mehreren Kriterien zusammen (s. Tabelle 1), die teilweise je nach Bedarf bewertet werden. Es stellt sich generell die Frage, ob die flexible Fahrweise solcher Anlagen Einbuße in der Effizienz zur Folge hat. Hinzu kommt die Tatsache, dass die Anlagen bei unterschiedlichen Stromanteilen bzw. Stromkennzahlen betrieben werden.

Eine Flexibilitätsbewertung ist aufgrund der vielfältigen Einflussgrößen und ihrer divergenten Wirksamkeit sehr komplex. Daher werden als Flexibilitätskriterien für alle Szenarien die Anzahl der Starts pro Anlage, die Freiheitsgrade, die Mindestlast, der Lastgradient, der Warmstart und das Reaktionsvermögen auf die Primärregelenergie berücksichtigt und bewertet. Auch der Einsatz eines Speichers wird als Flexibilitätskriterium angesehen.

Mittlerer elektrischer Wirkungsgrad, mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad und mittlere Stromkennzahl variieren je nach Jahresverteilung der thermischen Last und je nach eingesetzter Technologie. Die dabei erzielte Primärenergieeinsparung und Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen – im Vergleich zu der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme – wird für alle Szenarien bestimmt. Der sich dabei einstellende Stromanteil wird ergänzend dargestellt.

Zur ökonomischen Beurteilung und zum Vergleich der Szenarien wird im Abschluss eine klassische Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt.

### 3.4.2 Flexibilitätskriterien

Folgende Kriterien werden als Flexibilitätskriterien zur Bewertung der Szenarien benutzt:

#### Anzahl der Starts pro Maschine und Jahr

Für die verschiedenen Szenarien wurden die Lastgänge der eingespeisten Wärme simuliert. Daraus ergaben sich die nötigen Starts der Maschinen, siehe Abbildung 30. Diese Anzahl der Starts der Anlagen pro Jahr stellt einen Indikator für die Flexibilität dar. Flexible Anlagen können sich den Lastanforderungen anpassen, ein Abschalten ist nicht erforderlich. Benutzt man jedoch einen Speicher oder Kombinationen von verschiedenen Anlagen, um die Effizienz zu steigern, dann erhöht sich die Anzahl der Starts pro Maschine und Jahr teilweise erheblich. Dies ist je nach Technologie zu prüfen, ob es technisch erwünscht wird.

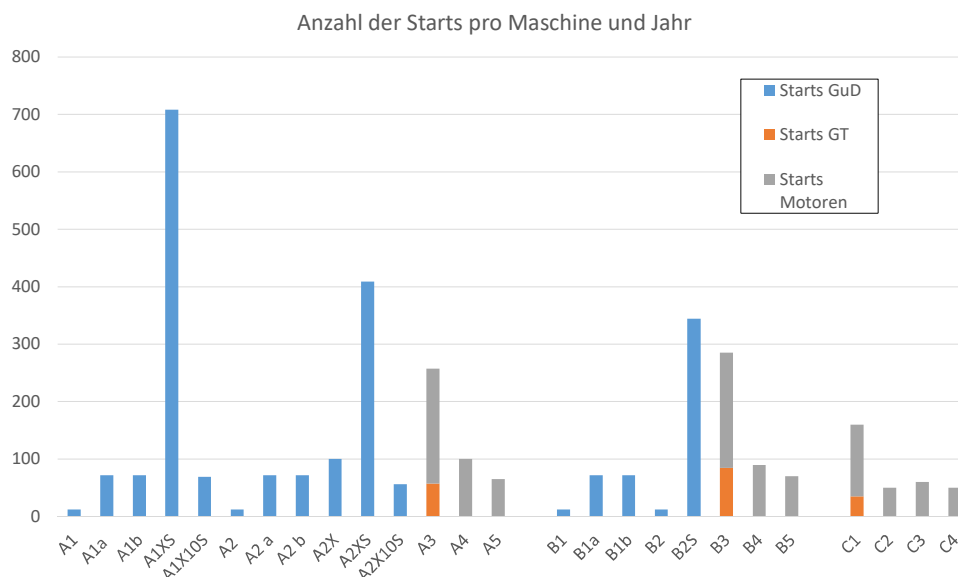


Abbildung 30: Anzahl der Starts pro Maschine und Jahr für die untersuchten Szenarien

#### Freiheitsgrade, Mindestlast (elektrisch), Lastgradient (elektrisch) und Warmstart

Diese Parameter sind in Tabelle 1 (Kapitel 3.2.3) aufgelistet. Sie wurden hier bei der Bewertung der Szenarien hinsichtlich der Flexibilität herangezogen.

#### Reaktionsvermögen bei der Primärregelung (PRL)

Dieser Parameter ist in Kapitel 3.2.4 anhand Abbildung 28 erläutert.

## Benutzung eines thermischen Speichers

Der Einsatz eines Speichers stellt auch eine Möglichkeit zur Flexibilisierung dar, da sich zeitweise die Erzeugung vom Bedarf entkoppeln lässt. Auch dieses Kriterium wurde bei der Bewertung der Szenarien hinsichtlich der Flexibilität benutzt.

Tabelle 7 enthält alle bewerteten Flexibilitätskriterien für die Szenarien. Als Gesamtflexibilität wird der arithmetische Mittelwert der Bewertungen für das jeweilige Szenario definiert.

Tabelle 7: Bewertung verschiedener Kriterien/Parameter in Bezug auf die Flexibilität der Anlage (5 = sehr positiv, 4 = positiv, 3 = mittel, 2 = negativ, 1 = sehr negativ)

Szenario	Anzahl starts	Freiheitsgrade	Mindestlast elektrisch	Lastgradient	Warmstart	Reaktionsvermögen (PRL)	Speicher	Flexibilität
A1	5	5	2	5	3	3	2	3,6
A1a	4	5	2	5	3	3	2	3,4
A1b	4	5	2	5	3	3	2	3,4
A1XS	1	5	3	5	3	3	4	3,4
A1X10S	4	5	4	5	3	3	5	4,1
A2	5	5	2	5	3	3	2	3,6
A2a	4	5	2	5	3	3	2	3,4
A2b	4	5	2	5	3	3	2	3,4
A2X	4	5	2	5	3	3	2	3,4
A2XS	2	5	3	5	3	3	4	3,6
A2X10S	4	5	4	5	3	3	5	4,1
A3	4	3	4	5	4	4	2	3,7
A4	5	3	5	5	5	5	2	4,3
A5	5	3	5	5	5	5	2	4,3
B1	5	5	2	5	3	3	2	3,6
B1a	4	5	2	5	3	3	2	3,4
B1b	4	5	2	5	3	3	2	3,4
B2	5	5	2	5	3	3	2	3,6
B2S	2	5	3	5	3	3	4	3,6
B3	4	3	4	5	4	4	2	3,7
B4	5	3	5	5	5	5	2	4,3
B5	5	3	5	5	5	5	2	4,3
C1	5	3	4	5	4	4	2	3,9
C2	5	3	5	5	5	5	2	4,3
C3	5	3	5	5	5	5	2	4,3
C4	5	3	5	5	5	5	2	4,3

Die Auswertung der Tabelle ergibt, dass die KWK-Anlagen mit Motoren die höchste Flexibilität vorweisen können. Parallel zeigt sich, dass Anlagen mit großem Speicher (A1X10S, A2X10S) auch eine gute Bewertung in puncto Flexibilität erreichen. Kleine Speicher führen allerdings bei großen Anlagen dazu, dass viele Starts pro Maschine und Jahr erforderlich sind. Dies führt wiederum zu niedriger Bewertung hinsichtlich der Flexibilität.

### 3.4.3 Effizienz der Szenarien und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Mittlerer elektrischer Wirkungsgrad, mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad und mittlere Stromkennzahl variieren je nach Jahresverteilung der thermischen Last und je nach eingesetzte Technologie. Die dabei erzielte Primärenergieeinsparung (PEE) im Vergleich zu der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme wurde für alle Szenarien bestimmt. Der sich dabei einstellende Stromanteil wurde begleitend dargestellt. Hier wurde der **Stromanteil** und nicht die **Stromkennzahl** zur Bewertung gewählt, da die Stromkennzahl einer GuD-Anlage – nach der Definition – nur den erzeugten Strom des sogenannten „KWK-Anteils“ berücksichtigt und somit eher eine Kennzahl der Maschine und nicht des jeweiligen Szenarios darstellt.

Die PEE wurde im Vergleich zur getrennten Erzeugung nach EU-Richtlinie 2012/27/EU, Anhang II, gerechnet. Dazu wurden die harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte der EU benutzt. Für die elektrische Strommix-Erzeugung gilt der elektrische Wirkungsgrad  $\eta_{el,ref} = 53\%$  und für den Kesselwirkungsgrad  $\eta_{K,ref} = 92\%$ . Es gilt:

$$PEE = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{el,KWK}}{\eta_{el,ref}} + \frac{\eta_{th,KWK}}{\eta_{K,ref}}}$$

mit  $\eta_{el,KWK}$ : mittlerer elektrischer Wirkungsgrad KWK-Anlage (Jahresmittelwert)

$\eta_{th,KWK}$ : mittlerer thermischer Wirkungsgrad KWK-Anlage (Jahresmittelwert)

Der Stromanteil als Jahresmittelwert berechnet sich nach der Formel:

$$s = \frac{E_{el}}{E_{el} + E_{th}}$$

mit  $E_{el}$ : Erzeugte elektrische Energie in 2016

$E_{th}$ : Erzeugte Nutzwärme in 2016

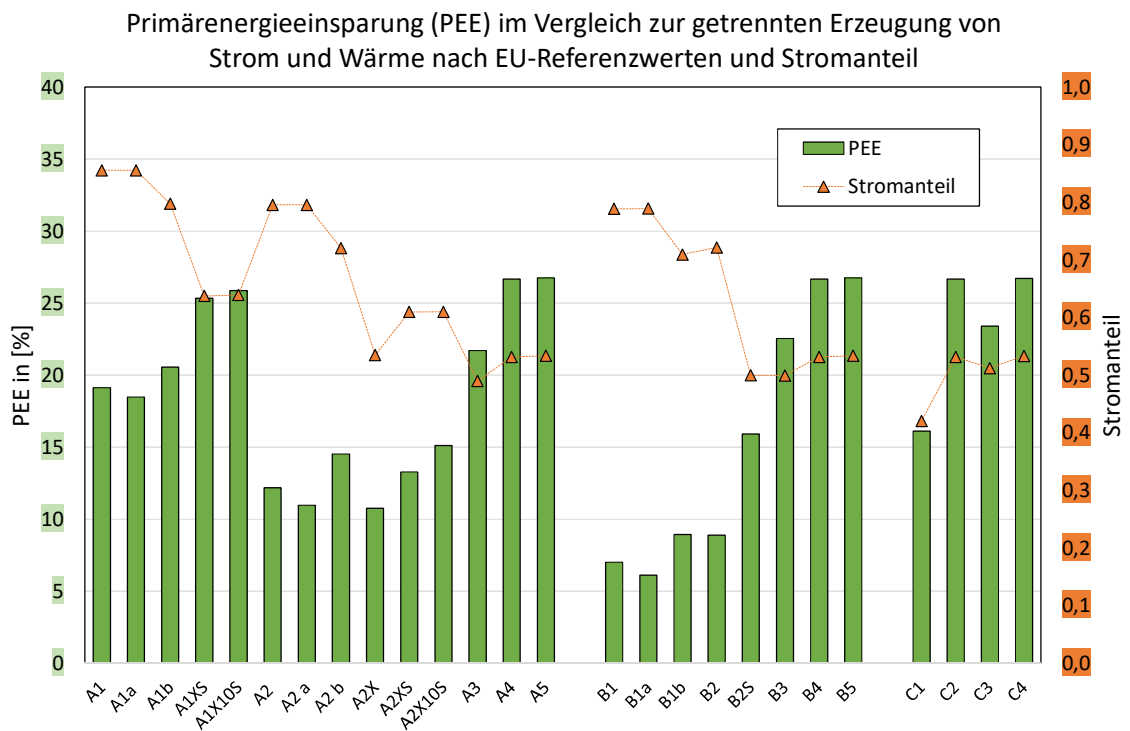


Abbildung 31: Primärenergieeinsparung PEE im Vergleich zur getrennten Erzeugung und Stromanteil

Die Szenarien mit Motoren (A4-A6, B4-B5) erreichen die höchsten PEE-Werte aufgrund der konstanten hohen Brennstoffausnutzungsgrade dieser Maschinen. Der Einsatz von Speichern führt auch zur Erhöhung der PEE wie an den Beispielen [A1-A1XS, A1X10S] oder [A2, A2X-A2XS, A2X10S] oder [B2-B2S] zu erkennen ist. Gleichzeitig wird der Stromanteil in diesen Fällen niedriger. Teilweise sind diese Szenarien jedoch aufgrund der hohen Anzahl von Starts der Maschinen nicht ausführbar, wie im vorherigen Kapitel gezeigt wurde. Nur die Szenarien mit sehr großem Speicher sind systemtechnisch zielführend, da in diesen Fällen die Anzahl der Starts deutlich niedriger wird. A3 und B3 (Kombinationen aus Gasturbine(n) und Motoren) erreichen mittlere PEE-Werte bei akzeptabler Flexibilitätsbewertung, liegen aber unter den Szenarien mit Motoren. Bei dem kleinen FW-Netz (25 MW) ist der Unterschied zu den Motoren deutlich größer als bei den Szenarien A und B.

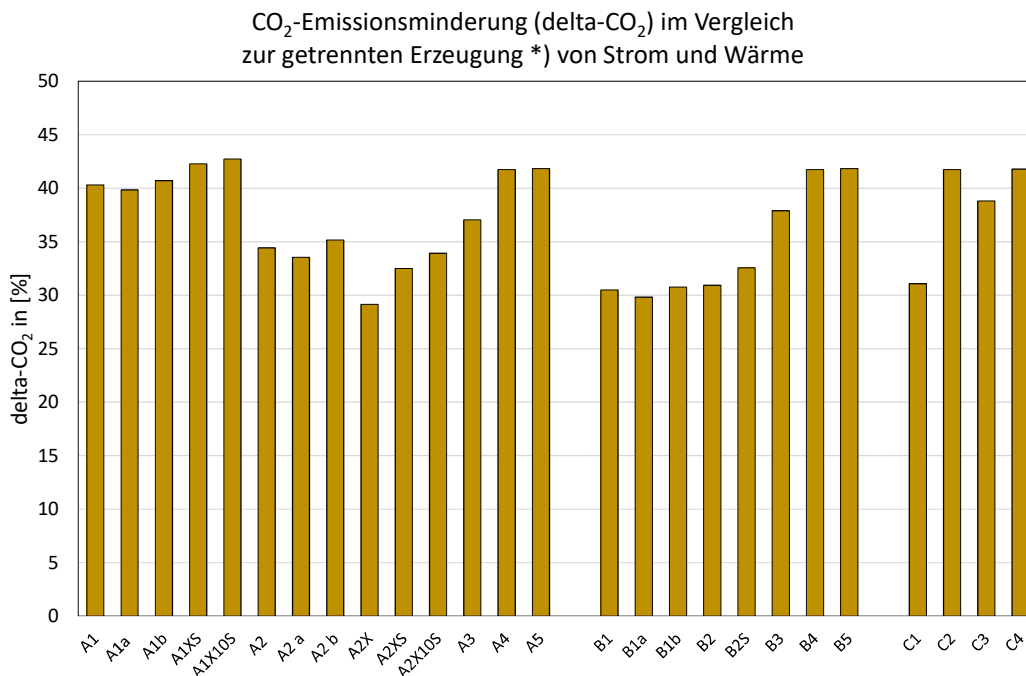
Vergleicht man die Varianten A1-A1X10S (hocheffiziente GuD-Anlage ohne Kessel) mit den Varianten A2-A2X10S („mitteleffiziente“ GuD-Anlage plus Kessel), dann stellt man fest, dass die hocheffiziente Anlage bei allen Szenarien zu höheren PEE-Werten führt.

Die Fahrweise „b“ führt im Vergleich zur Fahrweise „a“ generell zu höheren PEE-Werten.

Vergleicht man schließlich die C-Szenarien untereinander, dann stellt man fest, dass die Kombination mit der Gasturbine (C1) deutlich niedrigere PEE-Werte vorweist. Weiterhin zeigt sich, dass die ideale Kombination hinsichtlich des Leistungsspektrums der Gasmotoren (C4) genau so gut wie die Kombination aus Motoren und Kessel (C2) ist.

### CO<sub>2</sub>-Emissionen

Zur Berechnung der Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber der getrennten Erzeugung wurden für den erzeugten Strom die Emissionen des deutschen Strommixes für 2016 [20] und für die Wärmeerzeugung ein Erdgas-Kesselwirkungsgrad von 92% (EU-Referenzwert) eingesetzt.



\*) Strommix 2016, EU-Referenz-Wert für Erdgas-Kesselwirkungsgrad

Abbildung 32: CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung im Vergleich zur getrennten Erzeugung

### 3.4.4 Wirtschaftlichkeit

Für einen relativen Wirtschaftlichkeitsvergleich wurden folgende Annahmen getroffen.

Tabelle 8: Annahmen und Parameter zur Wirtschaftlichkeitsberechnung - Investitionen

Investitionen	
GuD-Anlage	900 €/kW <sub>el</sub>
kleine GT-Anlage (ca. 10 MW <sub>el</sub> )	800 €/kW <sub>el</sub>
große GT-Anlage (ca. 40 MW <sub>el</sub> )	900 €/kW <sub>el</sub>
Gasmotor	750 €/kW <sub>el</sub>
Kessel	80 €/kW <sub>el</sub>
Speicher	300 €/m <sup>3</sup>
Kapitalrücklaufzeit	20 Jahre
Zinssatz für Kapitalverzinsung	3 %



Tabelle 9: Annahmen und Parameter zur Wirtschaftlichkeitsberechnung - Betriebskosten und Einnahmen

Betriebskosten		
Personalkosten	30 PJ/a * 15 PJ/a *	30 Personen für Szenario A, B 15 Personen für Szenario C
Wartungskosten	1,5 %/a	bezogen auf Investition
Brennstoffkosten (Erdgas)	20 €/MWh <sub>Br</sub>	konstant
CO <sub>2</sub> -Kosten	5 €/t CO <sub>2</sub>	konstant
Einnahmen		
Einnahmen durch Strom	EPEX 2016	konstant
Einnahmen durch Wärme	60 €/MWh <sub>th</sub>	konstant
KWKG-Zuschlag **	34 €/MWh <sub>el,KWK</sub>	berechnet für 30.000 Stunden und gleichmäßig verteilt auf 20 Jahre. Bei den GuD-Anlagen wurde der KWK-Stromanteil abgeschätzt
Regelenergie	---	wurde nicht berücksichtigt

\* PJ: Personaleinsatz in Personenjahren

\*\* Laut KWKG 2016/2017 ist für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 bis 50 MW eine Ausschreibung erforderlich. Somit ergäbe sich real ein variabler – eher niedrigerer – KWKG-Zuschlag.

Mit den obengenannten Parametern wird der Gewinn bzw. Verlust für alle Szenarien berechnet. Es wird angenommen, dass die Einheitspreise für Erdgas, Strom und Wärme in der Berechnung konstant sind. Etwaige Steuervorteile jeglicher Art sind bei diesen Berechnungen nicht berücksichtigt. Auch die Erlöse aus der Teilnahme an der Regelenergie sind nicht berücksichtigt, da alle Anlagen etwa vergleichbare Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenergiemarkt haben. Diese Wirtschaftlichkeitsrechnung ist indikativ und ergänzt die technologische Bewertung der KWK-Konzepte hinsichtlich Flexibilität und Effizienz.

**Dabei gilt: Gewinn/Verlust = Einnahmen - Betriebskosten - Kapitalkosten (pro Jahr)**

Da es sich um Anlagen unterschiedlicher Größe handelt und sowohl Strom als auch Wärme produziert werden, wird der Gewinn bzw. Verlust auf die Brennstoffenergie, d.h. auf die eingesetzte Brennstoffmenge, bezogen. Somit erhält man einen spezifischen Wert für den Gewinn bzw. Verlust in €/MWh<sub>Br</sub>. Bezieht man den jeweiligen spezifischen Wert auf den maximalen Wert für das jeweilige Szenario, ergibt sich ein relativer Wert. Der Wert 100 % entspricht dem maximalen Gewinn/Verlust für das jeweilige Szenario (A, B oder C, siehe Abbildung 33).

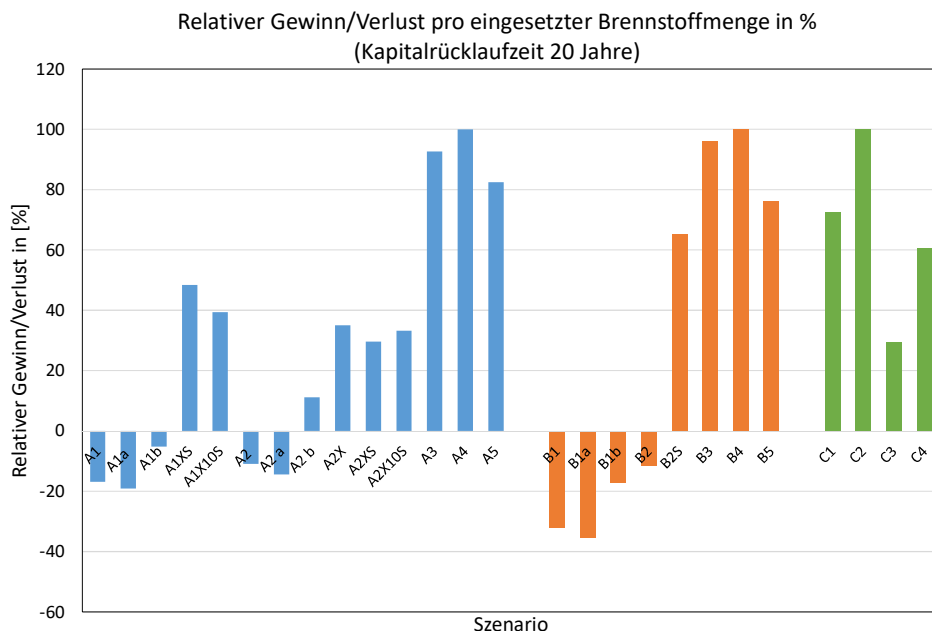


Abbildung 33: Relativer Gewinn bzw. Verlust pro eingesetzter Brennstoffmenge für die verschiedenen Szenarien bezogen auf den Maximalwert des jeweiligen Szenarios

Bezieht man den jeweiligen spezifischen Wert auf den Maximalwert aller Szenarien, dann ergibt sich Abbildung 34.

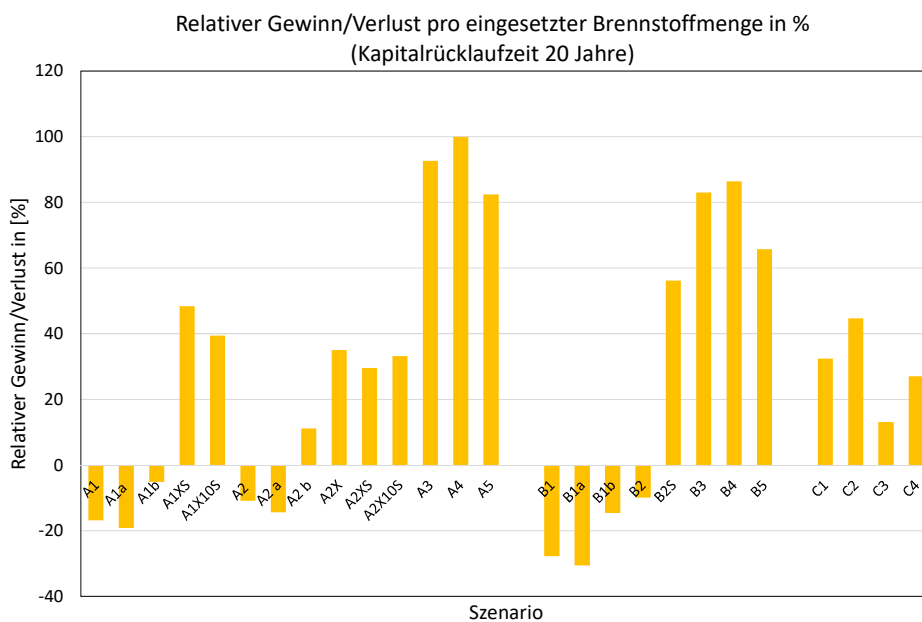


Abbildung 34: Relativer Gewinn bzw. Verlust pro eingesetzter Brennstoffmenge für die verschiedenen Szenarien bezogen auf den Maximalwert aller Szenarien

Negative Werte bedeuten Verluste, welche hauptsächlich durch die niedrigen Strompreise verursacht werden. Da es hier allerdings um relative Betrachtung der Szenarien in erster Linie geht, ist diese Tatsache zunächst von untergeordneter Bedeutung. Wichtiger ist die Differenz der Gewinne und Verluste im Vergleich der einzelnen Szenarien.

Auch in puncto Wirtschaftlichkeit schneiden die Szenarien mit Motoren am besten ab. Auch die Kombinationen von GT mit Motoren stellen eine interessante Variante dar. Szenarien mit Speichern wie A1XS, A1X10S, A2XS, A2X10S führen ebenfalls zu deutlichen Gewinnen und somit auch wirtschaftlich zu einer denkbaren Variante. Die dazugehörigen A- und B-Szenarien ohne Speicher führen zumindest bei den zurzeit (2016) geltenden Strompreisen an der Börse zu einem schlechten wirtschaftlichen Ergebnis.

Eine Variation der Preise für Strom, Wärme und Erdgas sowie CO<sub>2</sub> ändert das obige Ergebnis signifikant. Szenarien mit sehr hohen Stromanteilen würden von höheren Strompreisen und niedrigeren Erdgaspreisen profitieren. Auch aufgrund einer erhöhten Teilnahme an der Regenergie würden diese Szenarien profitieren, sodass deren Ergebnisse weniger schlecht ausfallen würden. Die Preise für die Wärme beeinflussen das Ergebnis weniger. Allerdings zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass die Rangordnung der Szenarien fast unverändert bleibt. Somit ändert sich die relative Aussage kaum.

Es wird hier nochmal betont, dass diese Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur den Anspruch einer relativen Bewertung in Kombination mit der Flexibilität und der Primärenergieeinsparung als Ziel hat.

### 3.5 Schlussfolgerungen

In der nachfolgenden Tabelle 10 sind die charakteristischen Ergebnisgrößen für alle Szenarien zusammengefasst.

Tabelle 10: Tabellarische Zusammenfassung der charakteristischen Ergebnisgrößen für alle Szenarien

Szenario	Flexibilität	Stromanteil	PEE	CO2-Reduzierung	Gewinn /Verlust
A1	3,57	0,86	19,1	40,3	-16,9
A1a	3,43	0,86	18,5	39,8	-19,2
A1b	3,43	0,80	20,6	40,7	-5,2
A1XS	3,43	0,64	25,3	42,3	48,4
A1X10S	4,14	0,64	25,9	42,7	39,4
A2	3,57	0,80	12,2	34,4	-10,9
A2a	3,43	0,80	11,0	33,5	-14,4
A2b	3,43	0,72	14,5	35,2	11,1
A2X	3,43	0,53	10,8	29,1	35,1
A2XS	3,57	0,61	13,3	32,5	29,6
A2X10S	4,14	0,61	15,1	33,9	33,2
A4	3,71	0,49	21,7	37,0	92,6
A5	4,29	0,53	26,7	41,7	100,0
A6	4,29	0,53	26,8	41,8	82,5
B1	3,57	0,79	7,0	30,5	-32,1
B1a	3,43	0,79	6,1	29,8	-35,4
B1b	3,43	0,71	8,9	30,8	-16,9
B2	3,57	0,72	8,9	30,9	-11,4
B2S	3,57	0,50	15,9	32,6	65,1
B3	3,71	0,50	22,6	37,9	96,0
B4	4,29	0,53	26,7	41,7	100,0
B5	4,29	0,53	26,8	41,8	76,0
C1	3,86	0,42	16,1	31,1	72,5
C2	4,29	0,53	26,7	41,7	100,0
C3	4,29	0,51	23,4	38,8	29,3
C4	4,29	0,53	26,7	41,8	60,4

- Flexibilität: Bewertungsnote 1 - 5 (1=schlecht, 5=sehr gut)
- Stromanteil: Definition in Kapitel 3.4.3 und Kapitel 3.4.3
- PEE: Primärenergieeinsparung gegenüber der getrennten Erzeugung in %
- CO<sub>2</sub>-Minderung gegenüber der getrennten Erzeugung in %
- Gewinn bzw. Verlust in % des maximalen Gewinns  
(maximaler Gewinn = 100 % jeweils für Szenario A, B oder C)

Ausgehend von den Eigenschaften der KWK-Anlagen – wie im Kapitel 3.2 beschrieben – und von den Ergebnissen der obigen Tabelle können folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden.

- Aufgrund des Temperaturniveaus der Wärmeauskopplung sind Gasmotoren hauptsächlich bei der Fern- und Nahwärme als flexible KWK-Einheiten zu berücksichtigen. Sie sind für den Bereich der Industrie von untergeordneter Relevanz.
- Aufgrund der Mindestlast, der Anfahrzeit und des Lastgradienten sind KWK-Anlagen auf Basis von Gasmotoren zunächst als die flexibleren KWK-Anlagen einzustufen.
- Im Betrieb sind die unterschiedlichen Technologien in puncto Flexibilität nicht pauschal zu bewerten. Ergänzend zu der Flexibilitätseigenschaft sind Stromanteil oder Stromkennzahl, Primärenergieeinsparung und Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen und zu bewerten.
- Aufgrund der zwei Freiheitsgrade und in Verbindung mit höheren erreichbaren Stromkennzahlen weisen GuD-Anlagen eine „andere Qualität“ in puncto Flexibilität, da ein variables Verhältnis von Strom und Wärme eingestellt werden kann. Dies kann bei der Bereitstellung von Regelleistung (SRL und MRL) von großer Bedeutung sein. Die Primärenergieeinsparung wird dabei allerdings negativ beeinflusst, da nicht immer hohe Brennstoffausnutzungsgrade erreicht werden können. Thermische Speicher können diesen Effekt positiv beeinflussen. Sie erhöhen den Brennstoffausnutzungsgrad und somit die Primärenergieeinsparung. Dabei sollte allerdings auf die Anzahl der Starts und Stopps der Maschinen geachtet werden.
- Bei der Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wirkt sich die Produktion von Strom bei hohem elektrischem Wirkungsgrad sehr positiv aus. Somit ergeben sich bei den A1-Szenarien entsprechend hohe Emissionseinsparungen, wie bei den Varianten A4 und A5.
- Flexible GuD-Anlagen mit hohem Stromanteil sind auf Grundlage der untersuchten Lastprofile und der zurzeit (2016) geltenden Strompreise nicht rentabel. Nur die Kombination mit großen thermischen Speichern ermöglicht einen rentablen Betrieb.
- Die Kombination von Gasmotoren mit kleinen stationären Gasturbinen stellt eine interessante Alternative dar, auch wenn der Brennstoffausnutzungsgrad nicht das Optimum erreicht. Nicht zuletzt ermöglicht der Abhitzekegel von Gasturbinen-Anlagen die Wärmeauskopplung bei höheren Temperaturen als bei den Gasmotorenkraftwerken.
- Durch die unterschiedliche Größe der Ballungsgebiete sowie der Siedlungen und Quartiere in NRW sind FW-Netze unterschiedlicher Größen denkbar und auch möglich. Kleinere Netze können in einem größeren Netz zusammengefasst und mit derselben Erzeugungsquelle versorgt werden. In jedem Fall ist die Eignung der Kombination und Größe der KWK-Anlage zu prüfen. Da in modernen Konzepten auch Wärmepumpen, Windenergieanlagen, solare Wärmeeinspeisung etc. eingesetzt werden, sollten die Vorteile der jeweiligen Technologie im Hinblick auf die Flexibilitätsanforderungen im Strommarkt detailliert untersucht werden.



## 4 Phosphorsäure-Brennstoffzelle zur dezentralen Energieversorgung

*Autor: ZBT*

### 4.1 Fuji-N<sub>2</sub>-telligence – 100 kW PAFC-Anlage

Die Fuji-N<sub>2</sub>-telligence GmbH, eine Tochtergesellschaft der Fuji Electrics GmbH, bietet zwei Typen von Brennstoffzellen-Anlagen an. Zum einen die TriGeneration-Anlage, zum anderen die QuattroGeneration-Anlage. Basis der Anlagen ist jeweils eine Phosphorsäure-Brennstoffzelle bzw. Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC).

Detaillierte Informationen zu den Eigenschaften von PAFC können dem Abschlussbericht des Verbundprojektes „roadmap | KWK.NRW Einsatz von KWK-Technologien in NRW – Detailfragestellungen und Forschungsagenda“ entnommen werden [10]. Unterschieden werden die beiden Anlagen-Typen in zwei Gesichtspunkten:

- Die QuattroGeneration-Anlage besitzt, im Gegensatz zur TriGeneration-Anlage, die Möglichkeit sauerstoff-abgereicherte Luft auf der Kathodenseite bereitzustellen. Diese O<sub>2</sub>-arme Kathodenabluft kann zur Brandprävention in Logistik- oder Computerzentren eingesetzt werden und erspart die Installation von Brandschutzanlagen mit hohen Investitions- und Betriebskosten, insbesondere bei Luftzerlegungsanlagen. Die medizinische Nutzung der O<sub>2</sub>-armen Luft zur therapeutischen Anwendung befindet sich noch in der Entwicklung.
- Weiteres Unterscheidungsmerkmal ist die Konfiguration der Wärmeauskopplung aus der Abwärme der Reaktion. Die TriGeneration-Anlage wird standardmäßig mit Wärmetauschern auf Seiten der Anoden- und Kathodenabluft und einem zusätzlichen Wärmetauschermodul ausgeliefert. Die QuattroGeneration-Anlage wird lediglich mit den Standard-Wärmetauschern auf Anoden- und Kathodenseite geliefert, das Wärmetauschermodul kann als Zusatz installiert werden [21].

Im Folgenden wird die QuattroGeneration-Anlage in ihren Ausbau- und Modifikationsstufen erläutert und die verschiedenen Ausbaustufen auf thermischer Seite beschrieben.

### 4.1.1 QuattroGeneration-Anlage

Bei der QuattroGeneration handelt es sich um eine 100 kW PAFC-Brennstoffzellenanlage, die als stromgeführte KWK-Anlage Strom und Wärme bzw. Kälte zur Verfügung stellt. Die Anlage wird mit Erdgas aus dem städtischen Gasversorgungsnetz versorgt, welches im ersten Schritt vorentschwefelt und im Anschluss zu Synthesegas mit einem hohen H<sub>2</sub>-Anteil, welcher als Brennstoff für die PAFC dient, reformiert wird. Bei der Reaktion von Luftsauerstoff mit dem generierten Synthesegas innerhalb der PAFC entsteht neben Strom und Wärme kathodenseitig „sauerstoffarme“ Luft, welche für industrielle oder medizinische Zwecke genutzt werden kann. Abbildung 35 zeigt das Funktionsprinzip der Anlage.

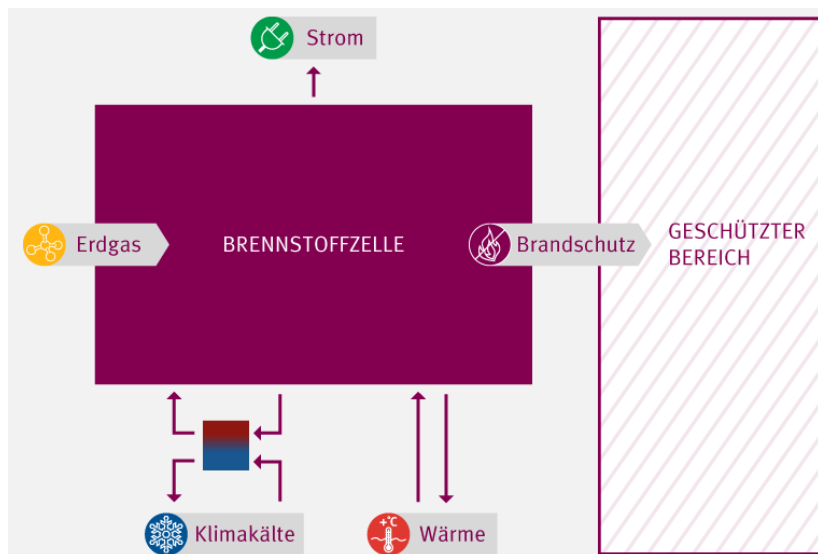


Abbildung 35: Funktionsprinzip der QuattroGeneration-Anlage [22]

Bei Nennlast wird eine elektrische Leistung von 105 kW, mit einer Spannung von 400 V und einer Frequenz von 50 Hz am Stack erzeugt, siehe Abbildung 36. Diese Leistung steht dem Abnehmer allerdings nicht vollständig zur Verfügung, da durch die interne Versorgung, von Pumpen, Sensoren etc. ein Verlust von ca. 10 % zustande kommt. Dies bedeutet eine Nettoleistung zwischen 93 bis 95 kW im Nennlast-Betrieb. Der angegebene elektrische Wirkungsgrad, bei Nennlast, von 42 % muss daher, nach Abzug der internen Versorgung, auf einen elektrischen Wirkungsgrad (netto) von 40 % korrigiert werden.

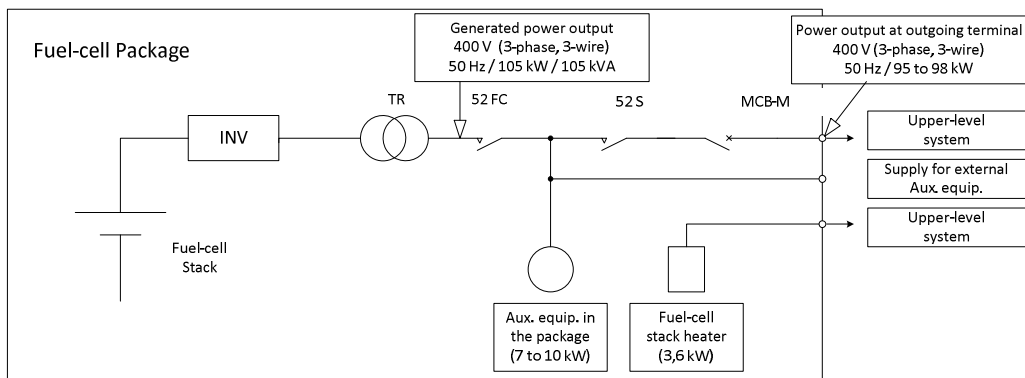


Abbildung 36: Systemfließbild der PAFC [23]



Zur genauen Betrachtung der elektrischen und thermischen Wirkungsgradverläufe über verschiedene Lastzustände der Anlage und zur späteren Bewertung, stellt der Hersteller das in Abbildung 37 dargestellte Wirkungsgrad-Diagramm einer TriGeneration-Anlage, welche in ihrer Konfiguration baugleich zu einer QuattroGeneration-Anlage in der Ausbaustufe mit dem zusätzlichen Wärmetauschermodul ist, zur Verfügung.

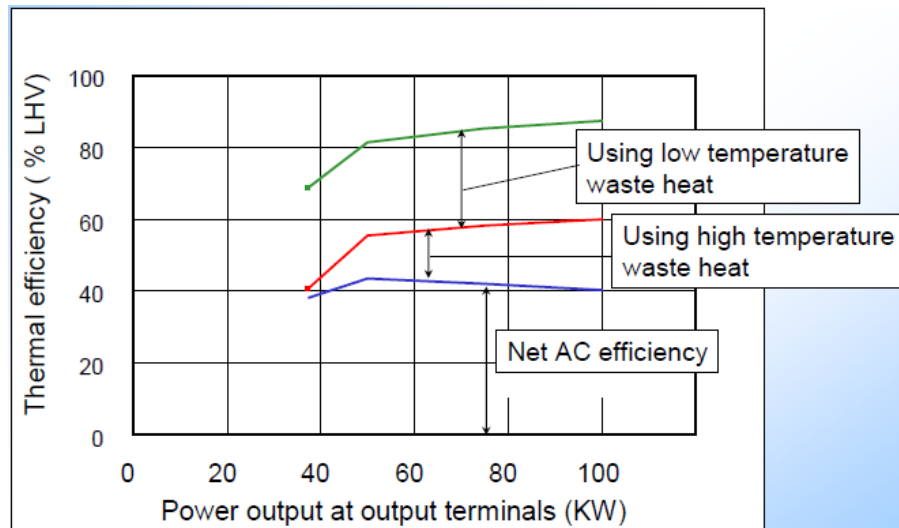


Abbildung 37: Fuji-N<sub>2</sub>-telligence Wirkungsgrad-Diagramm [21]

Aus diesem Diagramm wurden die Wirkungsgrad-Diagramme, für die im Folgenden beschriebenen Ausbaustufen und Konfigurationen abgeleitet.

In der Standard-Konfiguration erzeugt die QuattroGeneration, bei Nennlast, eine maximale Wärmeauskopplung von 88,3 kW. Diese entspricht einer Wärmeauskopplung auf der Hochtemperatur-Seite (HT) von 45,0 kW mit einem Wirkungsgrad von 18 % (basierend auf einer eingehenden Kühlwassertemperatur von 80 °C und einer Ausgangstemperatur von 90 °C), und der Wärmeauskopplung aus dem Niedertemperatur-Strang (NT) mit 43,3 kW, was einem Wirkungsgrad von 17 % entspricht (basierend auf einer eingehenden Kühlwassertemperatur von 30 °C und einer Ausgangstemperatur von 48 °C). Somit erreicht die Anlage einen thermischen Gesamt-Wirkungsgrad von 35 %. Summiert ergeben elektrischer und thermischer Wirkungsgrad einen Systemwirkungsgrad der QuattroGeneration-Anlage von 75 % in der Standard Ausbaustufe [23], siehe Abbildung 38.

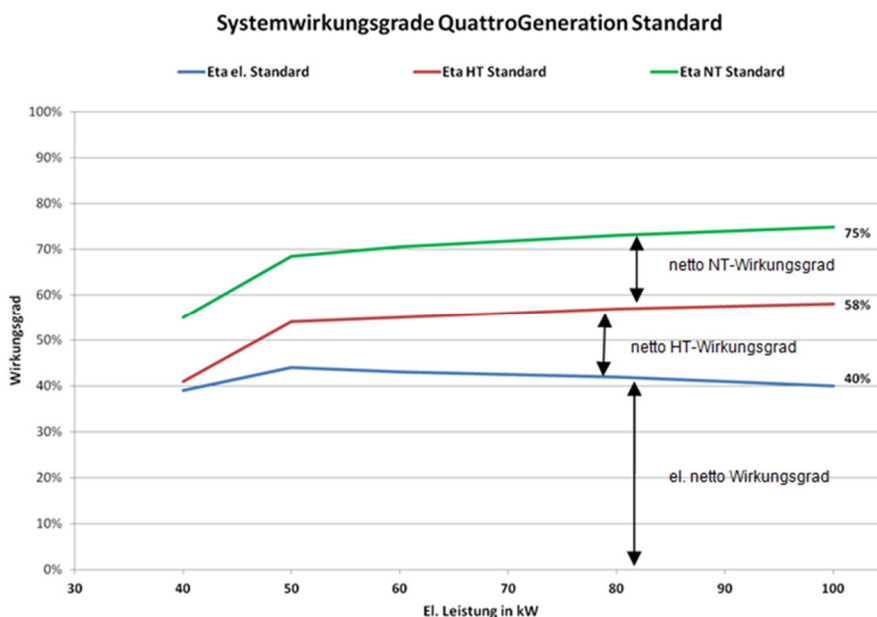


Abbildung 38: Darstellung der Wirkungsgrad-Verläufe in der Standard-Modifikation

Durch Modifikation und Ausbau der Anlage kann der thermische Wirkungsgrad in verschiedenen Stufen auf HT- und NT-Seite gesteigert werden, wodurch der Systemwirkungsgrad der QuattroGeneration sich stufenweise erhöhen lässt.

Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Wärmetauschermoduls sowie einer Absenkung der Kühlwasservorlauftemperatur auf Niedertemperatur-Seite von 30 °C auf 15 °C bietet die QuattroGeneration-Anlage einen thermischen Wirkungsgrad von 52 %. Die entsprechende Wärmeauskopplung beträgt auf der HT-Seite 54,2 kW und auf der NT-Seite 75,3 kW. Die QuattroGeneration-Anlage erreicht somit in dieser Ausbaustufe, bei Nennlast einen Systemwirkungsgrad von 92 % [23, 24], siehe Abbildung 39.

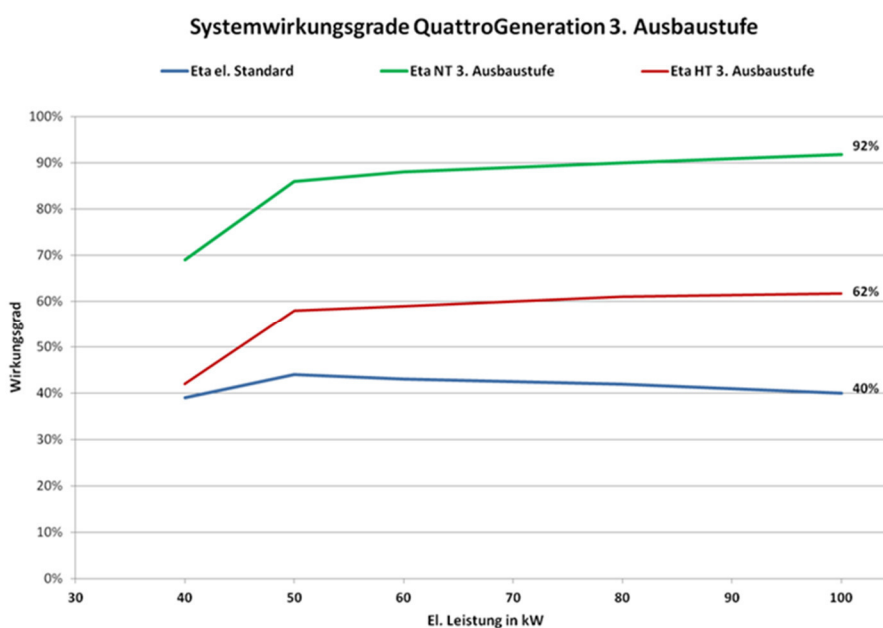


Abbildung 39: Darstellung der Wirkungsgrad-Verläufe in der max. Ausbaustufe

## 4.2 Anlagenkonfiguration am ZBT

Am 19. Mai 2015 wurde am Zentrum für Brennstoffzellentechnik GmbH - Duisburg die PAFC-Brennstoffzelle in Betrieb genommen, siehe Abbildung 40. Bei der Installation handelt es sich um eine stromgeführte Anlage des Typs QuattroGeneration in der Standardkonfiguration. Das bedeutet, dass bei einer elektrischen Nennlast von 93 bis 95 kW eine Wärmeeinbindung von bis zu 88,3 kW in die Gebäude am ZBT möglich ist.



Abbildung 40: QuattroGeneration-Anlage am ZBT Duisburg

Die Hochtemperaturwärme (90 °C) wird in das ZBT-Gebäude eingespeist und bewirkt dort eine Anhebung der Rücklauftemperatur des Heizwassers, welches die Heizkörper, die Vorwärmung der Lüftungsanlage und den Schichtspeicher speist. Die Niedertemperaturwärme (54 °C) wird in das Test- und Assemblierungszentrum (TAZ) am ZBT über mehrere dezentrale Heizregister eingeführt, welche das Compound-Technikum, die Maschinen- und die Robotikhalle versorgen.

Die „sauerstoffarme“ Luft wird am ZBT nur zu Forschungs- und Demonstrationszwecken genutzt, da ein ständiger Bedarf nicht vorhanden ist. Diese Option findet daher in der Analyse und Bilanzierung der Anlage am ZBT keine Berücksichtigung.

### 4.2.1 Motivation der Installation

Die Motivation zur Installation der QuattroGeneration am ZBT beruht auf mehreren Aspekten. In erster Linie soll die Anlage die elektrische Grundlast am ZBT decken. Diese betrug zum Zeitpunkt der Beschaffung der Anlage ca. 90 kW und die bis dato ermittelte Spitzenlast lag bei 250 kW. Hieraus ergibt sich auch die Wahl der Anlage, da eine 100 kW-Anlage den geforderten Grundlastbereich optimal abdeckt. Des Weiteren bietet die Verwendung der Brennstoffzelle als KWK-Anlage die Möglichkeit zur Heizungsunterstützung und somit zur Kostenersparnis durch die Einbindung von HT- und NT-Abwärme der Anlage.

Zusätzliche Motivation stellt die enge Zusammenarbeit mit der Fuji-N<sub>2</sub>-elligence GmbH dar. Dies bietet die Möglichkeit zur Ermittlung des Potenzials der Anlage vor Ort und bei möglichen Neuinstallationen, sowie zur Kooperation mit Blick auf technische Optimierungen.

### 4.3 Bilanzierung der Anlage am ZBT

Die Basis für die Bewertung der Energieeinbindung in die Gebäude stellen die aus den aufgezeichneten Messdaten generierten Stundenmittelwerte für das Jahr 2016 dar. In diesem festgelegten Zeitraum wurde die KWK-Anlage kontinuierlich betrieben, um das Institut mit Strom und Wärme zu versorgen.

Es werden hier kurz die auf den Messdaten basierenden Kenndaten für die energetische Gebäudeeinbindung der Anlage am ZBT dargestellt.

Tabelle 11: Kenndaten der Anlage am ZBT, als Bilanzierungsgrundlage

Parameter	Messdaten
Erzeugte elektrische Energie	654 MWh
Eingebundene Nutzwärme	301 MWh
Eingesetzte Gasmenge	1.730 MWh

#### 4.3.1 Energetische Bilanzierung

Zur energetischen Bilanzierung der KWK-Anlage wird der Nutzungsgrad  $\eta$  (elektrisch und thermisch) über den Bilanzzeitraum genutzt, um die Energieeffizienz des Systems zu beschreiben. Aufgrund der stromgeführten Anlagenfahrweise konnten Teile der produzierten Wärme nicht in das Gebäude eingebunden werden. Daher wird bei der Wärmebilanzierung zwischen dem Anlagen- und dem Gebäudeeinbindungswirkungsgrad unterschieden. Es ergeben sich folgender elektrischer Nutzungsgrad bzw. thermischer Gebäudeeinbindungsnutzungsgrad:

$$\eta_{el,Nutz.}(Anlage) = \frac{654 \text{ MWh}}{1.730 \text{ MWh}} = 0,378 \triangleq 37,8 \%$$

$$\eta_{th,Nutz.}(Gebäudeeinbindung) = \frac{301 \text{ MWh}}{1.730 \text{ MWh}} = 0,174 \triangleq 17,4 \%$$

Der thermische Gebäudeeinbindungs-Nutzungsgrad teilt sich wie folgt auf die HT- und NT-Seite auf:

$$\eta_{th,Nutz.}(HT - Gebäudeeinbindung) = \frac{208 \text{ MWh}}{1.730 \text{ MWh}} = 0,120 \triangleq 12,0 \%$$

$$\eta_{th,Nutz.}(NT - Gebäudeeinbindung) = \frac{92 \text{ MWh}}{1.730 \text{ MWh}} = 0,053 \triangleq 5,3 \%$$

Die im Vergleich zur N<sub>2</sub>-Spezifikation niedrigen Jahresnutzungsgrad der Anlage sind u. a. auf den Betrieb in Teillast zurückzuführen. Auf der Wärmeseite ergibt sich die Differenz im Wesentlichen aufgrund des geringen Wärmebedarfs der Gebäude und einer noch nicht optimalen Einbindung in die Gebäudeversorgung.

Um das eigentliche Potenzial der KWK-Anlage am ZBT darzustellen, wurden aus den vorhandenen Datensätzen Zeiträume mit vollständiger Wärmeeinbindung extrahiert. Die entsprechenden thermischen Wirkungsgrade entsprechen den Anlagen-Spezifikationen in der Standard-Modifikation, siehe Abbildung 41.

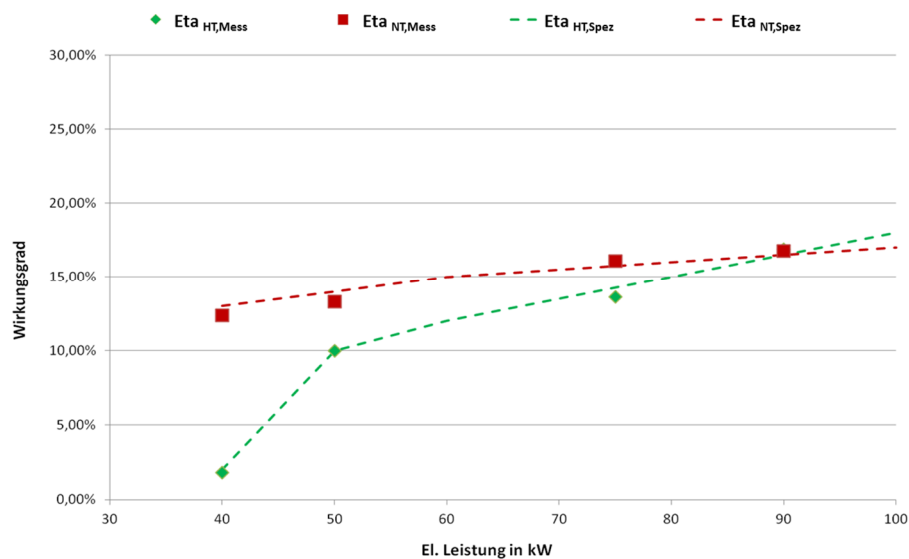


Abbildung 41: Vergleich ermittelter thermischer Wirkungsgrade bei vollständiger Einbindung mit den Anlagenspezifikationen

Auf Basis des gefahrenen Lastprofils in 2016 konnten somit die thermischen Anlagennutzungsgrade für eine vollständige Wärmeeinbindung wie folgt bestimmt werden:

$$\eta_{th,Nutz.}(Anlage) = \frac{417,6 \text{ MWh}}{1.730 \text{ MWh}} = 0,2409 \hat{=} 24,1 \%$$

$$\eta_{th,Nutz.}(HT - Anlage) = \frac{193,0 \text{ MWh}}{1.730 \text{ MWh}} = 0,112 \hat{=} 11,2 \%$$

$$\eta_{th,Nutz.}(NT - Anlage) = \frac{224,6 \text{ MWh}}{1.730 \text{ MWh}} = 0,129 \hat{=} 12,9 \%$$

Die Differenz der Anlagen- und der Gebäudeeinbindungsnutzungsgrade zeigt einerseits den geringen Wärmebedarf insbesondere in den Sommermonaten aber auch das Potenzial einer optimierten Wärmeeinbindung in die Gebäude.

### 4.3.2 Ökologische Bilanzierung

Die potenziellen Einsparungen an CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber einem Referenzsystem sind primär von den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der verschiedenen Energieträger abhängig. Der zur Bewertung notwendige spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionswert von Erdgas beträgt 0,202 kg CO<sub>2</sub>/kWh [10]. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der als Referenzen dienenden Strom-Mixe betragen 0,820 kg CO<sub>2</sub>/kWh [25] für NRW und 0,535 kg CO<sub>2</sub>/kWh [26] für den Bund.

Als Referenzsystem zur Wärmebereitstellung dient ein Niedertemperaturkessel, welcher mit einem Nutzungsgrad von 95% angesetzt wird. Die Referenz zur elektrischen Versorgung wird durch die Strom-Mixe NRW bzw. Bund dargestellt. Die Unterscheidung ist sinnvoll, da aufgrund der unterschiedlichen Stromerzeugungsmatrizen ein deutlicher Unterschied zwischen den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen vorhanden ist. Der Faktor von 1,53, um den die CO<sub>2</sub>-Emissionen in NRW größer sind, lässt sich auf einen größeren Anteil von fossilen Brennstoffen, insbesondere Kohle, zur Strombereitstellung zurückführen.

Zur Bilanzierung müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionswerte des Referenzsystems und der KWK-Anlage am ZBT über ihre Nutzungsgrade bzw. Gebäudeeinbindungsnutzungsgrade bestimmt werden. Hierzu wird der Quotient aus der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission des Energieträgers und dem Nutzungsgrad ermittelt.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen  $c$  ergeben sich wie folgt:

$$c_{\text{Referenzkessel}} = \frac{0,202 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}}{0,95} = 0,212 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$$

$$c_{\text{KWK-Anlage}} = \frac{0,202 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}}{0,356} = 0,566 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$$

Für die produzierte Strommenge, die real eingebundene Wärmemenge und die maximal mögliche eingebundene Wärmemenge (entspricht der produzierten Wärmemenge KWK-Anlage) im Vergleich zum Referenzsystem ergeben sich die in Abbildung 42 dargestellten CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen für das Jahr 2016.

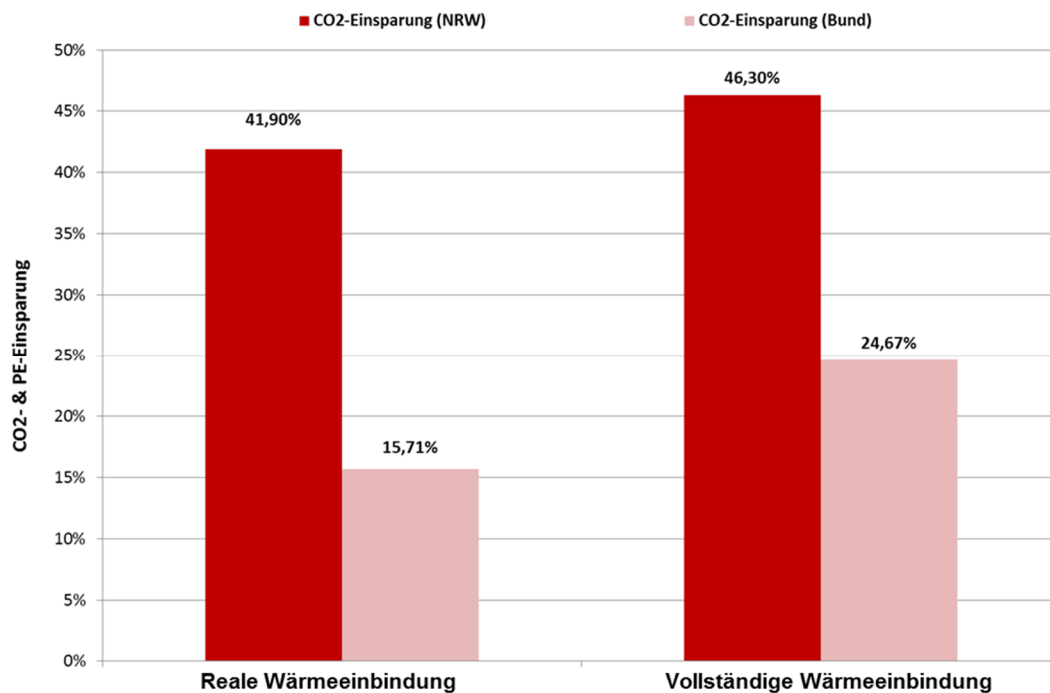


Abbildung 42: CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen für das Bilanzjahr 2016

Bei der realen Wärmeinbindung ergeben sich gegenüber dem Referenzsystem CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen in Höhe von 15,71 % (Vergleich Bund) bzw. 41,9 % (Vergleich NRW). Bei theoretischer Betrachtung einer vollständigen Wärmeinbindung in die Gebäude ergeben sich CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen in Höhe von 24,67 % (Vergleich Bund) bzw. 46,3 % (Vergleich NRW).

## 4.4 Potenzialanalyse für weitere Installationen

Das primäre Produkt und Alleinstellungsmerkmal dieser Anlage ist die Inertisierung bzw. der Brandschutz. Für die Potenzialanalyse weiterer möglicher Installationen wird davon ausgegangen, dass die Anlage nur bei Volllast betrieben wird. Diese Strategie verfolgen auch der Anlaghersteller Fuji-N<sub>2</sub>-telligence. In diesem Kapitel soll die ökologische und wirtschaftliche Bewertung für weitere Applikationen einer Fuji-N<sub>2</sub>-telligence Anlage dargestellt werden. Grundlage für die Bewertung stellen die Leistungsdaten für eine QuattroGeneration-Anlage mit der maximalen Ausbaustufe dar, siehe Kapitel 0.

### 4.4.1 Ökologische Bilanzierung

Für die QuattroGeneration-Anlage mit der maximalen Ausbaustufe ergeben sich CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen in Höhe von 37,8 % (Vergleich Bund) bzw. 54,0 % (Vergleich NRW), siehe Abbildung 43.

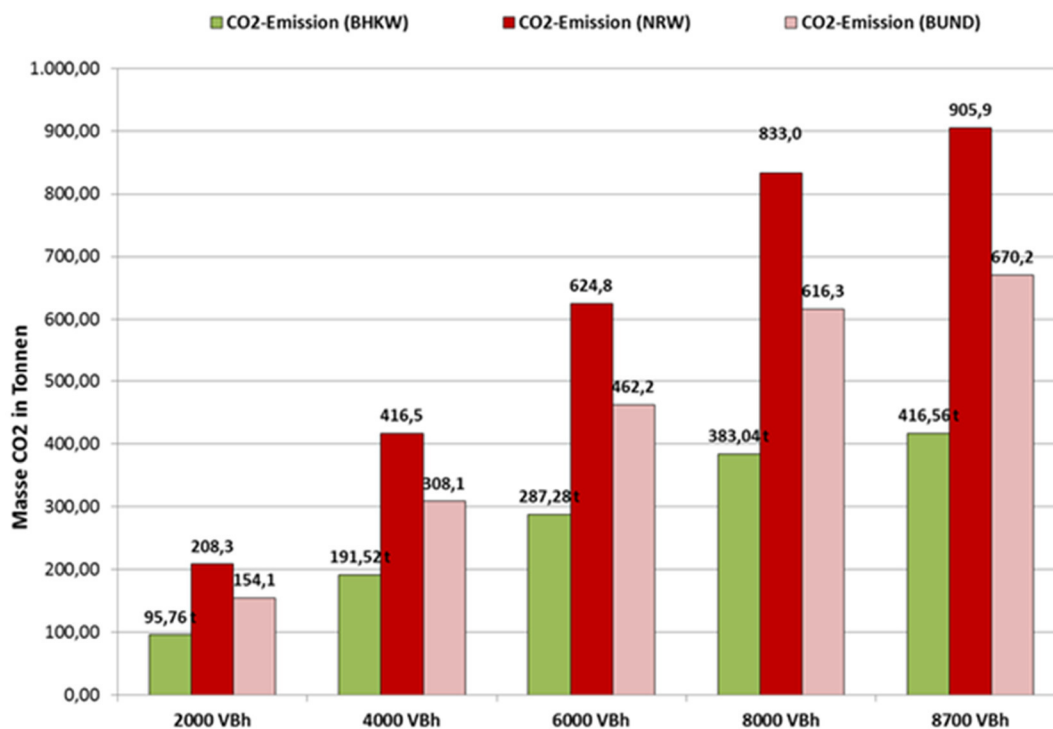


Abbildung 43: CO<sub>2</sub>-Emission weiterer Installationen über steigende VBh

### 4.4.2 Wirtschaftliche Analyse

Die wirtschaftliche Bilanzierung für weitere Installationen basiert auf der Berechnung der Betriebskostensparnis durch die Nutzung der KWK-Anlage im Gegensatz zum Referenzsystem mit allgemeiner Stromversorgung und der Wärmebereitstellung durch einen Niedertemperatur-Heizkessel. Die Kostenrechnung für die steigenden VBh ist in Abbildung 44 dargestellt. Die wirtschaftliche Nutzung der „sauerstoffarmen“ Luft ist hier noch nicht berücksichtigt.

Die Investitionskosten für die QuattroGeneration inkl. des zusätzlichen Wärmetauschermoduls wurden mit 940.000 € angesetzt. Bei einem Annuitätsdarlehen mit einem Zinssatz von 5 % und einer Laufzeit von 10 Jahren ergibt sich eine Annuität 121.734,30 €. Weitere Annahmen sind

- ein Gaspreis von 4,7 ct/kWh,
- ein Umrechnungsfaktor von Heizwert/Brennwert von 0,903,
- ein Strompreis von 19 ct/kWh,
- ein KWK-Zuschlag von 3 ct/kWh,
- eine Erdgassteuer von 0,55 ct/kWh,
- Netznutzungsentgelt von 0,51 ct/kWh sowie
- eine EEG-Umlage für selbstgenutzten Strom in Höhe von 2,75 ct/kWh (40 % der EEG-Umlage 2017 von 6,88 ct/kWh). Es wird eine vollständige Eigennutzung des produzierten Stroms angenommen.



6000 VBh		8000 VBh		8700 VBh	
Kenndaten BHKW		Kenndaten BHKW		Kenndaten BHKW	
Gasverbrauch	1.425,0 MWh	Gasverbrauch	1.900,0 MWh	Gasverbrauch	2.066,3 MWh
Stromproduktion	570,0 MWh	Stromproduktion	760,0 MWh	Stromproduktion	826,5 MWh
Wärmeproduktion	741,0 MWh	Wärmeproduktion	988,0 MWh	Wärmeproduktion	1.074,5 MWh
Annuität	-121.734,30 €	Annuität	-121.734,30 €	Annuität	-121.734,30 €
jährl. Betriebskosten BHKW		jährl. Betriebskosten BHKW		jährl. Betriebskosten BHKW	
Gaskosten	-73.696,01 €	Gaskosten	-98.261,35 €	Gaskosten	-106.859,22 €
Wartung	-10.000,00 €	Wartung	-10.000,00 €	Wartung	-10.000,00 €
EEG-Umlage	-15.686,40 €	EEG-Umlage	-20.915,20 €	EEG-Umlage	-22.745,28 €
KWK-Zuschlag	17.100,00 €	KWK-Zuschlag	22.800,00 €	KWK-Zuschlag	24.795,00 €
Energiesteuererstattung	7.837,50 €	Energiesteuererstattung	10.450,00 €	Energiesteuererstattung	11.364,38 €
Netznutzungs-Ersparnis	2.907,00 €	Netznutzungs-Ersparnis	3.876,00 €	Netznutzungs-Ersparnis	4.215,15 €
Betriebskosten BHKW	-71.537,91 €	Betriebskosten BHKW	-92.050,55 €	Betriebskosten BHKW	-99.229,97 €
jährl. Betriebskosten Referenz		jährl. Betriebskosten Referenz		jährl. Betriebskosten Referenz	
Gaskosten (Kessel)	-38.321,93 €	Gaskosten (Kessel)	-51.095,90 €	Gaskosten (Kessel)	-55.566,79 €
Stromkosten	-108.300,00 €	Stromkosten	-144.400,00 €	Stromkosten	-157.035,00 €
jährl. Wartung	-1.000,00 €	jährl. Wartung	-1.000,00 €	jährl. Wartung	-1.000,00 €
Betriebskosten Referenz	-147.621,93 €	Betriebskosten Referenz	-196.495,90 €	Betriebskosten Referenz	-213.601,79 €
Betriebskosten-Ersparnis ohne Annuität:	76.084,01 €	Betriebskosten-Ersparnis ohne Annuität:	104.445,35 €	Betriebskosten-Ersparnis ohne Annuität:	114.371,82 €

Abbildung 44: Betriebskostenvergleich für weitere Installationen gegenüber dem Referenzsystem über steigende VBh

Gemäß dieser Kostenanalyse und unter Berücksichtigung der Finanzierungskosten erreicht die Anlage selbst im Dauerbetrieb bei Volllast und bei vollständiger Nutzung des produzierten Stroms bzw. der erzeugten Wärme eine keine positive Jahresbilanz. Unter der Prämisse der Nutzung der „sauerstoffarmen“ Luft als Produkt zum Brandschutz bzw. zur Inertisierung kann ggf. ein positives Jahresergebnis erzielt werden. Diese Analyse ist jeweils standortspezifisch durchzuführen und abhängig von den Kosten für alternativ einzusetzende Brandprävention bzw. von den im Brandfall durch Löscharbeiten entstehenden Kosten (insbesondere Vernichtung von Produkten in den Lägern bzw. von Rechnern in Datacentern).

## 4.5 Fazit

Der Betrieb der 100 kW PAFC-Anlage von Fuji-N<sub>2</sub>-telligence am ZBT, die Aus- und Bewertung der Messdaten sowie die Potenzialabschätzungen für weitere Installationen führen zu folgenden Ergebnissen:

- Aufgrund der langjährigen und umfangreichen Erfahrung von Fuji mit diesem Anlagentyp zeichnet sich dieser durch einen stabilen Betrieb aus. Eine Degradation konnte bis dato nicht festgestellt werden.
- Im Gegensatz zu konventionellen (z. B. motorischen) KWK-Anlagen liegt der große Vorteil dieser Anlage in der zusätzlichen Erzeugung von „sauerstoffarmer“ Luft. Diese wird von Anlagenhersteller als primäres Produkt vermarktet. Entsprechend werden Aufstellungen dieser Anlage an Standorten adressiert, an denen dieses Produkt zum Brandschutz bzw. zur Inertisierung kontinuierlich eingespeist und darüber hinaus der Strom und die erzeugte Wärme/Kälte vollständig im Objekt aufgenommen werden können. Somit ist es sowohl bei der Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen als auch der Wirtschaftlichkeit zulässig von einem reinen Volllastbetrieb mit einer vollständigen Nutzung aller Produkte auszugehen.
- Der Betrieb der Anlage am ZBT führte im Jahr 2016 zu einer CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparung von 15,71 % bzw. 41,9 % gegenüber dem Referenzsystem (Bund/NRW). Für den Fall der vollständigen Wärmeeinbindung ließe sich diese auf 24,67 % bzw. 46,3 % (Bund/NRW) steigern.
- In der maximalen Ausbaustufe der Fuji-N<sub>2</sub>-telligence 100 kW KWK-Anlage konnte gezeigt werden, dass unter dieser Voraussetzung die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 37,8 % bzw. 54,0 % (Bund / NRW) reduziert werden können.
- Bei Betrachtung der Wirtschaftlichkeit zeigt sich, dass aufgrund der derzeit noch hohen Investitionskosten auch beim Dauerbetrieb bei Volllast unter Berücksichtigung der vollständigen Nutzung des produzierten Stroms bzw. der erzeugten Wärme die Jahresbilanz negativ ausfällt. Werden die Investitions- und Betriebskosten alternativer Brandschutztechniken für Lager oder Datacentren durch präventive Maßnahmen, wie Luftzerlegungsanlagen etc., bzw. die Kosten von Löscharbeiten (insbesondere Zerstörung der Produkte/Computer etc.) mit in die Analyse einbezogen, kann ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage bei hohen Volllastbetriebsstunden möglich sein.

## 5 Triple Combined Cycle Systeme

Autor: GWI

### 5.1 Stand der Technik

Triple Combined Cycle (TCC) Systeme basieren weitgehend auf bekannten GuD- oder Combined Cycle Kraftwerken. Zu der Kombination aus Gas- und nachgeschalteter Dampfturbine kommt mit der Brennstoffzelle ein weiteres Bauteil zur Strom- und Wärmebereitstellung hinzu, siehe Abbildung 45.

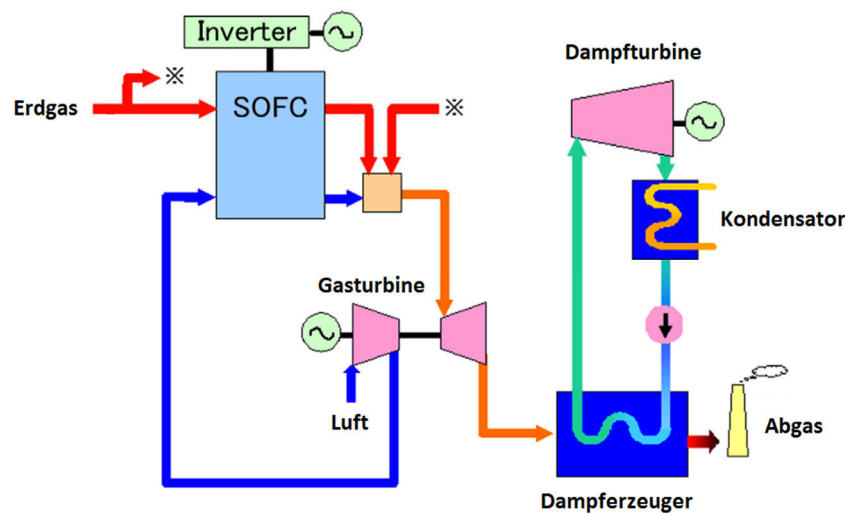


Abbildung 45: Schema eines Triple Combined Cycle Kraftwerks nach [27]

Die TCC-Technologie befindet sich aktuell in der Entwicklungsphase. Als bis dato einziger Hersteller arbeitet Mitsubishi Heavy Industries in Japan seit 2004 an ersten Versuchsanlagen für TCC-Systeme. Diese Anlagen bilden bislang keinen vollständigen Triple Combined Cycle Prozess, sondern bestehen aus dem Verbund einer Brennstoffzelle (solid oxide fuel cell, SOFC) mit einer Mikrogasturbine, Gasturbine Combined Cycle (GTCC) genannt. Der im Jahr 2007 fertiggestellte Versuchsaufbau hat eine elektrische Leistung von rund 200 kW und erreicht in dieser Konfiguration einen maximalen elektrischen Wirkungsgrad von 52,1 % [27].

Zum Februar 2014 wurde die Forschungsarbeit an TCC-Kraftwerken an die Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd (MHPS) übergeben [28]. Bis 2016 konnte die Baugröße des Brennstoffzellenteils um 70 % gegenüber der ersten Version von 2007 verkleinert werden. Neue Technologien beim Bau der röhrenförmigen Brennstoffzellen erlauben ein engeres Stapeln der Stacks innerhalb der Druckkammer.

In Zukunft soll die Anlagenkombination mit einer Dampfturbine vervollständigt werden. Dazu wird die bestehende Versuchsanlage um eine Mikrodampfturbine erweitert. Wie die bislang verwendeten Komponenten, wird auch diese speziell auf die Anforderungen einer TCC-Anlage

im mittleren Leistungsbereich abgestimmt werden müssen. Insbesondere röhrenförmige Festoxidbrennstoffzellen und Dampfturbinen in derart niedrigen Leistungsklassen sind am Markt praktisch nicht verfügbar. Daher werden selbstentwickelte Einzelanfertigungen genutzt.

Derzeit werden TCC-Systeme in der mittleren Leistungsklasse als Versuchsanlagen betrieben, um die technische Umsetzbarkeit und die erreichbare Effizienz zu validieren. Demnach liegen noch keine Erfahrungen zu den Bau- und Betriebskosten vor. Zukünftig müssen sich TCC-Systeme am Markt gegenüber anderen Methoden zur Strom- und Wärmeerzeugung durchsetzen, um einen Beitrag zur effizienteren Energiebereitstellung leisten zu können.

## 5.2 Technische Auslegung einer Versuchsanlage

Die folgenden Analysen bezieht sich auf einen elektrischen Leistungsbereich um 350 kW. Die Untersuchung eines TCC im mittleren Leistungsbereich erfolgt aufgrund des gestiegenen Interesses an der dezentralen Energieversorgung und dem derzeitigen Entwicklungsstatus des TCC.

Die Auslegung des Demonstrationssystems wird mit der Software Ebsilon® Professional 12 von der Firma STEAG durchgeführt [29]. Über eine graphische Oberfläche lassen sich per „Drag & Drop“ einzelne Komponenten miteinander verbinden, welche im Anschluss anhand technischer Parameter dimensioniert werden.

### 5.2.1 Auslegung der Einzelkomponenten

Die benötigten Komponenten für die Simulation des TCC in Ebsilon® Professional 12 finden sich in der Bauteilbibliothek des Programms. Brennstoffzellen, Turbinen, Generatoren, Motoren, Verdichter, Pumpen, Brennkammern, Wärmeübertrager und Kondensatoren sind mit Angaben zu Wirkungsgraden, Kennlinien und physikalischen Grenzbedingungen versehen. Da der Ursprung des Programms im Großkraftwerksbau liegt sind viele Komponenten auf den optimalen Betrieb bei großen Leistungen und damit hohen Temperaturen, Drücken und Massenströmen ausgelegt. Für Pumpen, Verdichter, Motoren und Generatoren werden die für diese Größenordnung üblichen Wirkungsgrade angenommen. Wärmeübertrager und Kondensator werden durch das Programm automatisch anhand der Massenströme ausgelegt und benötigen keine manuelle Anpassung. Kennlinien und Wirkungsgrade der Brennstoffzelle und Turbinen müssen jedoch angepasst werden.

Brennstoffzellen sind in der Regel leicht skalierbar. Die Temperaturen, Drücke und Massenströme sind in jedem Stack gleich hoch, sodass zur Simulation lediglich die Zu- und Ableitungen angepasst werden müssen. Dies erfordert eine Modifizierung der Brennstoffzelle, da zwar Festoxidbrennstoffzellen in der Bauteilbibliothek verfügbar sind, die spezielle Bauform der röhrenförmigen Stacks mit interner Reformation jedoch nicht hinterlegt ist. Daher wird in den Simulationsaufbau vor die Brennstoffzelle ein Reformer gesetzt. Die Reaktionen im Reformer werden in Ebsilon® Professional 12 anhand des thermodynamischen Gleichgewichts berechnet. Die Berechnung erfolgt dabei auf Grundlage der Dampfreformation bzw. der Wassergas-Shift-Reaktion. Der Reformer nutzt nicht die Reaktionswärme der Brennstoffzelle, um das Erdgas zu reformieren, sondern einen Teil des erzeugten Stroms.

Die Auslegung der Turbinen erfordert ebenfalls die Anpassung der vorgegebenen Parameter. Wichtigste Parameter sind dabei die jeweiligen Ein- und Austrittstemperaturen sowie -drücke. Die Auslegung der Einzelkomponenten orientiert sich an den Parametern bereits erhältlicher Systeme. Für die Mikrogasturbine können Turbineneintrittstemperaturen bis 1.000 °C [30] und Drücke bis 8,5 bar [13] angenommen werden. Die Dampfturbine muss in der Lage sein die Abgase der Gasturbine zur Stromerzeugung nutzen zu können. Sie ist daher vergleichsweise klein zu dimensionieren. Als Orientierung für die Leistungsparameter können auch hier bestehende Dampfturbinen herangezogen werden. Am Markt verfügbare Dampfturbinen in kleinen Leistungsklassen können mit einem Frischdampfdruck von bis zu 40 bar und Temperaturen bis 400 °C betrieben werden [31].

Die Auslegung der Brennstoffzelle kann nicht anhand von bereits verfügbaren Systemen erfolgen. Zwar sind vereinzelt Anlagen mit Festoxidbrennstoffzellen erhältlich, die benötigte spezielle Bauform der röhrenförmigen Stacks mit interner Reformierung befindet sich jedoch noch im Forschungs- und Entwicklungsstatus. Die Betriebsparameter dieser Anlagen werden in einer Reihe von Veröffentlichungen beschrieben. Auf Basis dieser Daten kann die Brennstoffzelle des TCC mit einem Arbeitsdruck von 10 bis 20 bar und Temperaturen um 1.000 °C betrieben werden [32] [27]. Für die Simulation wird die Betriebstemperatur von 1.000 °C angenommen, der Betriebsdruck wird jedoch auf 8,5 bar begrenzt. So wird aus energetischer Sicht auf das Verdichten vor der Brennstoffzelle und das anschließend erforderliche Entspannen vor der Gasturbine verzichtet.

Anhand der ermittelten Parameter werden die Erzeugereinheiten des Systems modellieren. Die übrigen Komponenten, wie Pumpen, Verdichter, Kondensatoren und Wärmeübertrager, werden vom Programm an die gewünschten Auslegungsparameter angepasst und bedürfen keiner manuellen Auslegung. Dabei werden die physikalischen Grenzen, wie thermische Belastbarkeit, Druckfestigkeit, maximale Durchflussmengen und Wirkungsgrade berücksichtigt.

Um das System bei den gewünschten Leistungsdaten zu simulieren, werden iterativ Parameter verändert und das System auf die gewünschte Leistung dimensioniert. Da die maximalen Temperaturen und Drücke in der Auslegung festgelegt wurden, erfolgt die Dimensionierung hauptsächlich anhand der Massenströme. Hohe Temperaturen und Drücke erlauben höhere Wirkungsgrade, wodurch eine Anpassung dieser Parameter nur dann erfolgt, wenn der Massenstrom nicht weiter angepasst werden kann. Zuletzt werden die Komponenten anhand der Wirkungsgrade und Kennlinien auf eine möglichst hohe Eigeneffizienz optimiert, wobei vor allem die thermischen Grenzen zu berücksichtigen sind.

### 5.2.2 Aufbau des Systems

Da ein TCC-System vergleichsweise komplex ist, werden die drei Erzeugungsbereiche zunächst einzeln modelliert. Das Brennstoffzellensystem setzt sich dabei aus der Brennstoffzelle selbst und dem vorgeschalteten Reformer zusammen. Um das für die Reformation benötigte Wasser auf den vorgegebenen Betriebsdruck der Brennstoffzelle zu verdichten ist zudem eine Pumpeneinheit verbaut. Der Gasturbinenteil umfasst eine Brennkammer, in der die noch brennbaren Abgase der Brennstoffzelle bei Bedarf mit zusätzlichem Erdgas verfeuert werden, die Gasturbine selbst, die Verdichtereinheit, die auch die Luft für die Brennstoffzelle liefert, und den Generator zur Stromerzeugung. Der Dampfturbinenteil beginnt mit einem Wärmetauscher, über den die heißen Abgase der Gasturbine Wasser für den Antrieb der Dampfturbine verdampfen. Es folgt die Dampfturbine mit angeflanschem Generator, ein Kondensator zur Rückverflüssigung des Dampfes und eine Pumpe, um den nötigen Betriebsdruck zu erreichen.

Die Einzelprozesse werden, wie in Abbildung 46 dargestellt, zusammenschaltet. Das Erdgas (pink) wird über einen Verdichter dem System zugeführt und im Reformer unter der Zugabe von Wasser (blau) und Energie (pink/dünn) zu Wasserstoff (pink) reformiert.

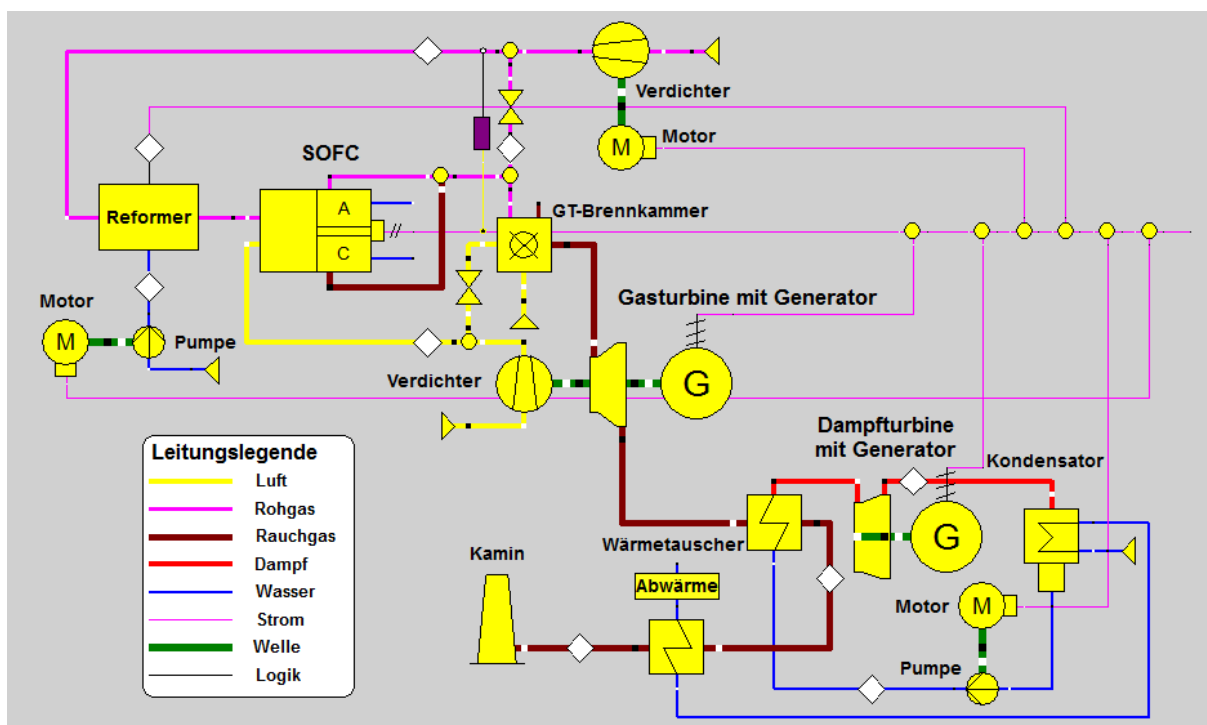


Abbildung 46: Aufbau des TCC-Systems in Epsilon® Professional 12 [33]

Die Brennstoffzelle bezieht über den Verdichter der Gasturbine die für die elektrochemische Reaktion notwendige Luft (gelb). Die Abgase der Brennstoffzelle werden in die Brennkammer geleitet. Das Abgas der Anode (pink) enthält Anteile unverbrannten Wasserstoffs und stellt den Großteil des Brennstoffs für die Gasturbine. Der Abgasteil der Kathode (braun) enthält keine Brennstoffanteile, ist jedoch aufgrund der exothermen Reaktion sehr heiß und begünstigt die Wärmeentwicklung in der Brennkammer.

Über die Ventile der Gas- und Luftzufuhr wird der Brennkammer so viel Erdgas zugeführt wie benötigt wird, um die Gasturbine im optimalen Temperaturbereich zu betreiben. Die zugeführte Luft (gelb) sorgt für eine vollständige Verbrennung.

Mit der Energie der heißen Abgase der Gasturbine wird Wasser verdampft. Der Wärmeübertrager fungiert in der Simulation als Vorwärmer, Verdampfer und Überhitzer. Um die Komplexität des Systems zu verringern, wurden diese, üblicherweise getrennt voneinander agierenden Elemente, zu einem einzigen zusammengefasst. Die physikalischen Vorgänge der Einzelkomponenten werden dabei jedoch berücksichtigt. Der erzeugte Dampf (rot) durchströmt die Dampfturbine und wird im Anschluss im Kondensator verflüssigt (blau). Mittels einer Speisepumpe wird der nötige Druck aufgebaut und das Wasser zum Verdampfer zurückgeführt.

Nach dem Passieren des Verdampfers besitzen die Abgase (braun) der Gasturbine noch einen nutzbaren Anteil an Wärme. Diese kann über einen Wärmeübertrager entnommen und beispielsweise als Fern- oder Prozesswärme genutzt werden. Die abgekühlten Abgase werden zuletzt über einen Kamin an die Umwelt abgegeben.

Das TCC-System soll zu Demonstrationszwecken eine elektrische Gesamtleistung von etwa 350 kW aufweisen. Dazu werden Brennstoffzelle, Gas- und Dampfturbine iterativ dimensioniert. Gasverdichter, Speisepumpe und Reformier benötigen Antriebsenergie und verringern damit die Ausgangsleistung. Alle Stromverbraucher und -produzenten des TCC-Systems werden auf eine gemeinsame Stromschiene geschaltet. Am Ende der Schiene sollen die in der Simulation geforderten 350 kW elektrischer Leistung anliegen.

### 5.2.3 Festlegung der Systemparameter

Die Leistung des Systems wird im Wesentlichen über die festgelegten Ein- und Austrittsparameter der einzelnen Komponenten bestimmt. Der Brennstoffmassenstrom ist dabei die wichtigste Stellgröße. Bei hohen Massenströmen werden die Bauteile von der Software zunächst so ausgelegt, dass die Leistung optimal umgesetzt wird. Die Leistungen von Turbinen und Brennstoffzelle werden daher den Massenströmen angepasst.

Zur Dimensionierung des TCC-Systems wird die Leistung der Brennstoffzelle festgelegt. Diese soll viel Strom bereitstellen und muss auf die prozesstechnischen Anforderungen der Gasturbine abgestimmt sein. Ein zu geringer Abgasmassenstrom der Brennstoffzelle erfordert die Zufuhr von Erdgas in die Gasturbinenbrennkammer und führt zu einer Verringerung des Wirkungsgrads. Idealerweise liefert die Brennstoffzelle den gesamten Brennstoff für die Gasturbine.

Bei der Simulation werden viele der Systemparameter von der Software ausgelegt. Grenzbedingungen, wie Vorgaben zu Temperaturen und Drücken, müssen jedoch vorgegeben werden, um die Leistungsklasse der gewünschten Einzelkomponenten einzuhalten. In der nachfolgenden Tabelle 12 sind die Vorgaben für die einzelnen Stoffströme und Grenzparameter aufgelistet, welche als Randwerte benötigt werden.

Tabelle 12: Vorgegebene Systemparameter für die Simulation des TCC-Systems

<b>Von außen in das System eingebrachte Stoffströme:</b>	
Erdgastemperatur (Anschluss)	15,0 °C
Erdgasdruck (Anschluss)	0,5 bar (Mitteldruck)
Lufttemperatur (Umgebung)	15,0 °C
Luftdruck (Umgebung)	1,0 bar
Wassertemperatur (Anschluss)	10,0 °C
Wasserdruck (Anschluss)	4,0 bar
<b>Parameter für die Einzelkomponenten:</b>	
Erdgasdruck (Arbeitsdruck nach Verdichtung)	8,6 bar
Luftdruck (Arbeitsdruck nach Verdichtung)	8,6 bar
Massenstrom der Reaktionsluft der Brennstoffzelle (Regelung der GT-Brennkammertemperatur und des Abgasmassenstroms)	81,0 g/s
Abgasdruck nach Gasturbine	1,02 bar
Dampfdruck vor Dampfturbine (nach Speisewasserpumpe)	40,0 bar
Dampfdruck nach Dampfturbine (entspannter Dampf)	0,1 bar
Abgastemperatur (Abwärmenutzung; Brennwertnutzung)	59,0 °C
<b>Anpassung der Systemleistung:</b>	
Zielgröße für Regler des Gasmassenstroms zur Brennstoffzelle (elektrische Leistung)	255,00 kW

Da die Komponenten des TCC verglichen mit der Kraftwerkstechnik klein sind, wird den Grenzwerten, insbesondere Temperaturen und Drücke, die Leistung angepasst. Die eigentliche Regelung der Leistung geschieht über die Leistungsregelung der Brennstoffzelle. Dazu wird ein Regler (lila Box zwischen Gaszufuhr und Stromleitung) genutzt. Dem Regler kann eine gewünschte elektrische Leistung vorgegeben werden, welche dann durch die Einstellung des Erdgasmassenstroms zur Brennstoffzelle erreicht wird. Durch die Regelung des Erdgasmassenstroms wird der Abgasmassenstrom der Brennstoffzelle geregelt. Dieser ist wiederum die Stellgröße für die Leistungen der Gas- und Dampfturbine. Die elektrische Systemleistung von rund 350 kW wird daher hauptsächlich durch das iterative Anpassen der Brennstoffzellenleistung erreicht.

## 5.3 Simulationsergebnisse

### 5.3.1 Prozessparameter

Beim Modellieren des Systems wurden die variablen Systemparameter, wie Massenströme und Einzelleistungen, nach jedem Durchlauf der Simulation angepasst, um letztendlich die beschriebenen Werte zu erreichen. Iterativ konnten so die höchsten Wirkungsgrade erzielt werden. Abbildung 47 zeigt die wesentlichen Systemparameter des stationär simulierten TCC-Systems. Zur Bereitstellung der elektrischen Leistung von 351,3 kW wird ein Erdgasmassenstrom von 11,8 g/s benötigt.



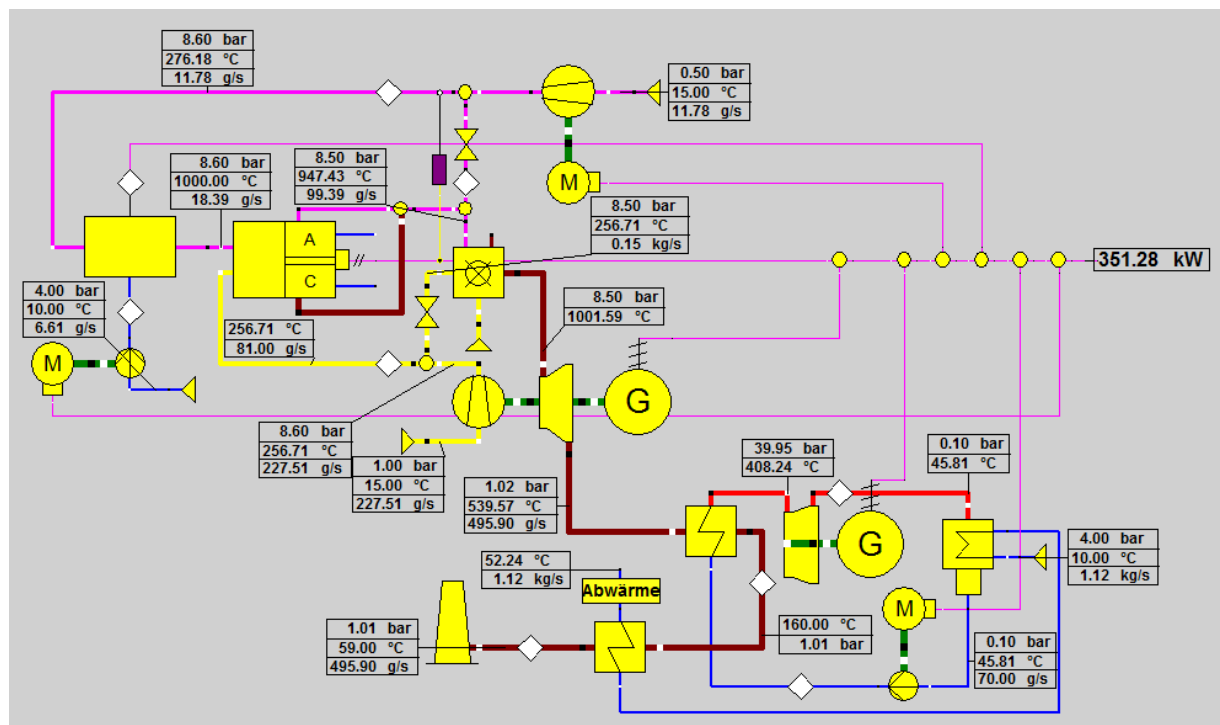


Abbildung 47: Simulation des TCC mit Systemparametern (Epsilon® Professional, 2017)

Das Erdgas wird zunächst auf den Betriebsdruck von 8,6 bar verdichtet und anschließend über einen Verteiler an die Brennstoffzelle und die Gasturbine geleitet. Ein Ergebnis der Simulation ist, dass im stationären Vollastbetrieb über die zusätzliche Erdgaszuführung an der Brennstoffzelle vorbei kein Gas bezogen wird, da die Brennstoffzelle ausreichend vorgeheizte Brenngase liefert. Beim Anfahren eines solchen Systems wird jedoch als erstes die Gasturbine gestartet. Sie liefert die verdichtete Verbrennungsluft für die Brennstoffzelle. Außerdem verläuft der Startvorgang der Brennstoffzelle sehr träge. Im Verlauf des Startvorganges wird ein immer größerer Teil des Brennstoffbedarfs durch die Abgase der Brennstoffzelle gedeckt. Erreicht die Brennstoffzelle ihre Nennleistung, wird der Brennstoffbedarf der Gasturbine vollständig durch die unverbrannten Brenngasreste des SOFC Abgases gedeckt.

Das gemischte Abgas der Brennstoffzelle weist eine Temperatur von rund 947 °C auf und wird in der nachgeschalteten Brennkammer verbrannt. Das Abgas der Brennkammer wird bei 8,5 bar und 1.001,6 °C in die Gasturbine geleitet. Dort wird es auf etwa 1,0 bar entspannt und mit einer Temperatur von 539,6 °C in das Verdampfermodul geleitet. Das 45,8 °C warme Speisewasser verdampft und wird bei 40,0 bar und 408,2 °C in der Dampfturbine entspannt. Über den Kondensator wird dem Dampf Energie entzogen, sodass er kondensiert und über die Pumpe wieder dem Verdampfer zugeführt wird.

Ein Teil der Restwärme im 160,0 °C heißen Abgas der Gasturbine kann dazu genutzt werden, Wasser auf knapp 52,0 °C zu erwärmen. Nach der Abwärmennutzung wird das Rauchgas bei einer Temperatur von 59,0 °C an die Umwelt abgegeben.

### 5.3.2 Leistung und Wirkungsgrade

Das simulierte TCC-System hat eine elektrische Leistung von 351,3 kW. Insgesamt werden vom System 514,4 kW Strom bereitgestellt. Die angeschlossenen Verbraucher benötigen für die Verdichtung, die Reformation und den Speisewassertransport insgesamt 163,1 kW, siehe Abbildung 48.

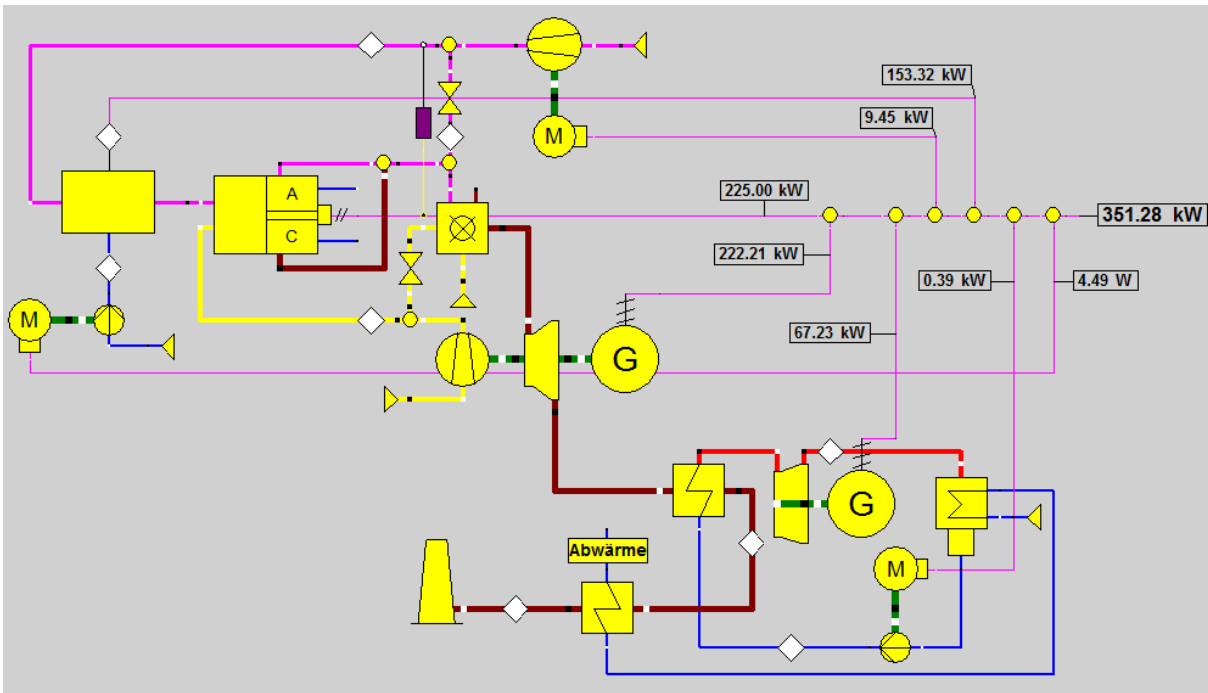


Abbildung 48: Elektrische Leistung von Erzeugern und Verbrauchern [33]

Die elektrischen Leistungen der Erzeugereinheiten und die internen Verbräuche des simulierten TCC teilt sich wie folgt auf.

Tabelle 13: elektrische Leistung der Erzeuger und internen Verbräuche

Komponente	Leistung
<b>Erzeuger</b>	<b>514,4 kW</b>
Brennstoffzelle	225,0 kW
Gasturbine	222,2 kW
Dampfturbine	67,2 kW
<b>Verbraucher*</b>	<b>163,1 kW</b>
Reformer	153,3 kW
Erdgasverdichter	9,5 kW
Speisewasserpumpe	0,4 kW
Verdichter Wasser (Reformer)	0,0045 kW
<b>Nutzbare elektrische Leistung</b>	<b>351,3 kW</b>

\* Abweichung aufgrund von Rundung der Einzelwerte

Die Wirkungsgrade der Einzelkomponenten bestimmen den Wirkungsgrad des gesamten Systems. In Epsilon® Professional 12 wird die Effizienz von Brennstoffzelle und Motoren wird den elektrischen Wirkungsgrad (ETAEN) angegeben. Pumpen, Verdichter, Motoren und Turbinen besitzen einen mechanischen Wirkungsgrad (ETAMN) und für Generatoren wird ein Generatorwirkungsgrad (ETAGN) angegeben. Einige der Bauteile lassen außerdem die Darstellung des isentropen Wirkungsgrades (ETAEN) zu. Die jeweiligen Wirkungsgrade der Einzelkomponenten zeigt Abbildung 49.

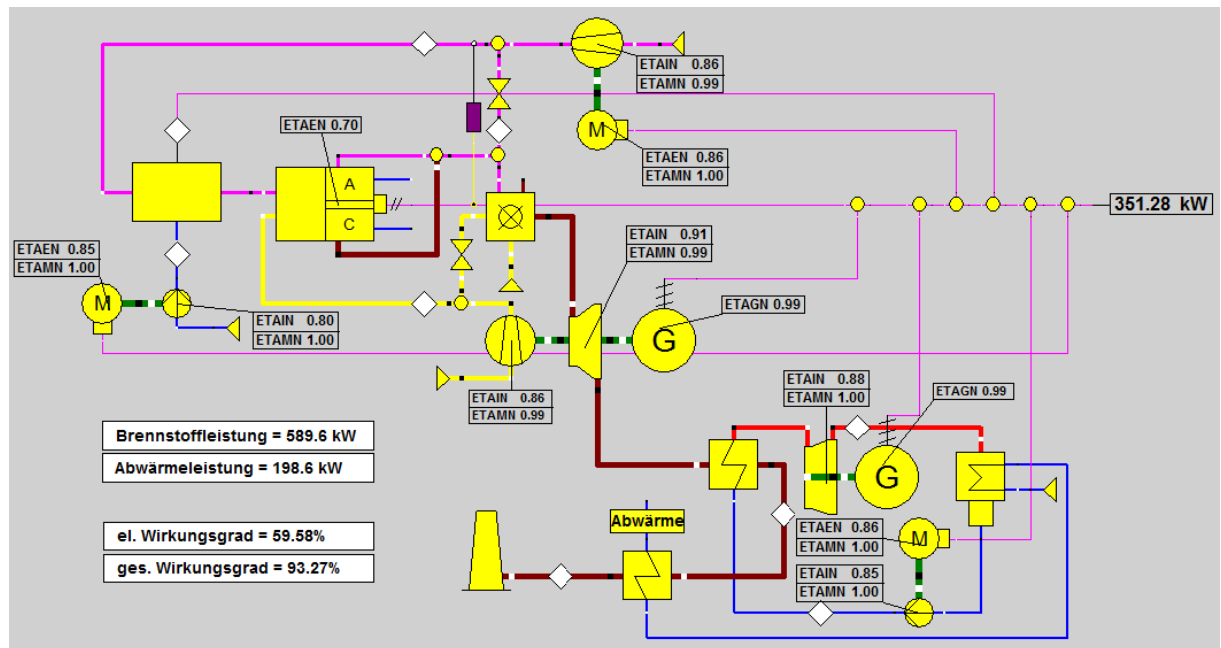


Abbildung 49: Komponenten- und Systemwirkungsgrade des Systems [33]

Der elektrische Wirkungsgrad des gesamten simulierten Triple Combined Cycle Systems setzt sich aus dem Verhältnis von nutzbarem Strom zu eingesetztem Brennstoff zusammen. Bezieht man die Abwärmenutzung mit ein wird das Verhältnis von Strom plus nutzbare Abwärme im Verhältnis zur eingebrachten Brennstoffenergie betrachtet. Das untersuchte System erreicht mit den angegebenen Einzelwirkungsgraden einen elektrischen Wirkungsgrad von 59,6 %. Wird die Abwärmenutzung mitberücksichtigt beträgt der Gesamtwirkungsgrad 93,3 %.

## 5.4 Energetische, exergetische und ökologische Analyse

Zur weiterführenden Analyse des Systems und zur Identifikation von Optimierungspotenzialen wird eine energetische und exergetische Betrachtung der simulierten Anlage durchgeführt. Die energetische Analyse zeigt die Energieverteilung im System mit den einzelnen Energieströmen und -verlusten auf. Die exergetische Betrachtung stellt dar, wie viel von der ins System eingebrachten Energie in Form von Arbeit nutzbar ist. Zuletzt wird eine ökologische Betrachtung zur Darstellung der Emissionen durchgeführt, um einen Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien ziehen zu können.

### 5.4.1 Energetische Analyse

Das Sankey-Diagramm in Abbildung 50 wurde mit Hilfe der Software e!Sankey® 3 erstellt und zeigt detailliert die Energieströme innerhalb des betrachteten Systems. Die im Brennstoff enthaltene chemische Energie macht den Großteil der von außen eingebrachten Energie aus, ein kleiner Teil wird in Form von thermischer Energie im Brenngas und in der benötigten Luft eingebracht. Beim Durchlaufen der einzelnen Prozesse wird die chemische Energie zu thermischer und elektrischer Energie gewandelt. Dabei fallen umwandlungsbedingte Verluste und ein nicht nutzbarer Teil als Abgas an.

Die Energie der einzelnen Ströme wird in Kilowattstunden angegeben und setzt sich aus der Summe der Einzelenergien zusammen. Diese werden von Epsilon® Professional 12 für die einzelnen Leitungen ausgegeben und gegebenenfalls aufsummiert. Dem System werden pro Stunde insgesamt 596,8 kWh Energie zugeführt. Davon entfallen 589,6 kWh auf das Erdgas ( $E_{Br}$ ) und 7,2 kWh auf die für die elektrochemische Reaktion und die Verbrennung nötige Luft. Beide Gase werden dem System mit einer Temperatur von 15 °C zugeführt. Die Energie der Luft und ein verhältnismäßig kleiner Teil der Energie im Erdgas sind demnach thermische Energien. Aus der Summe der thermischen und chemischen Eintrittsenergien werden beim Durchlaufen des TCC-Systems 351,3 kWh Strom ( $E_{el}$ ) und 198,6 kWh nutzbare Abwärme ( $E_{th}$ ) gewonnen. Der nicht nutzbare Anteil setzt sich aus 31,0 kWh Abgas und 16,0 kWh Umwandlungs- und Leitungsverlusten zusammen. Anhand der Ein- und Austrittsenergiemengen können die Wirkungsgrade der Anlage bestimmt werden:

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_{Br}} ; \eta_{ges} = \frac{E_{el} + E_{th}}{E_{Br}}$$
$$\eta_{el} = \frac{351,3 \text{ kWh}}{589,6 \text{ kWh}} * 100\% = 59,58\% ; \eta_{ges} = \frac{351,3 \text{ kWh} + 198,6 \text{ kWh}}{589,6 \text{ kWh}} * 100\% = 93,27\%$$

Der elektrische Wirkungsgrad setzt sich aus dem Verhältnis des nutzbaren Stroms zum eingebrachten Brennstoff zusammen und erreicht 59,6 %. Der Gesamtwirkungsgrad, in den die Abwärmenutzung mit einbezogen wird, liegt bei 93,3 %.

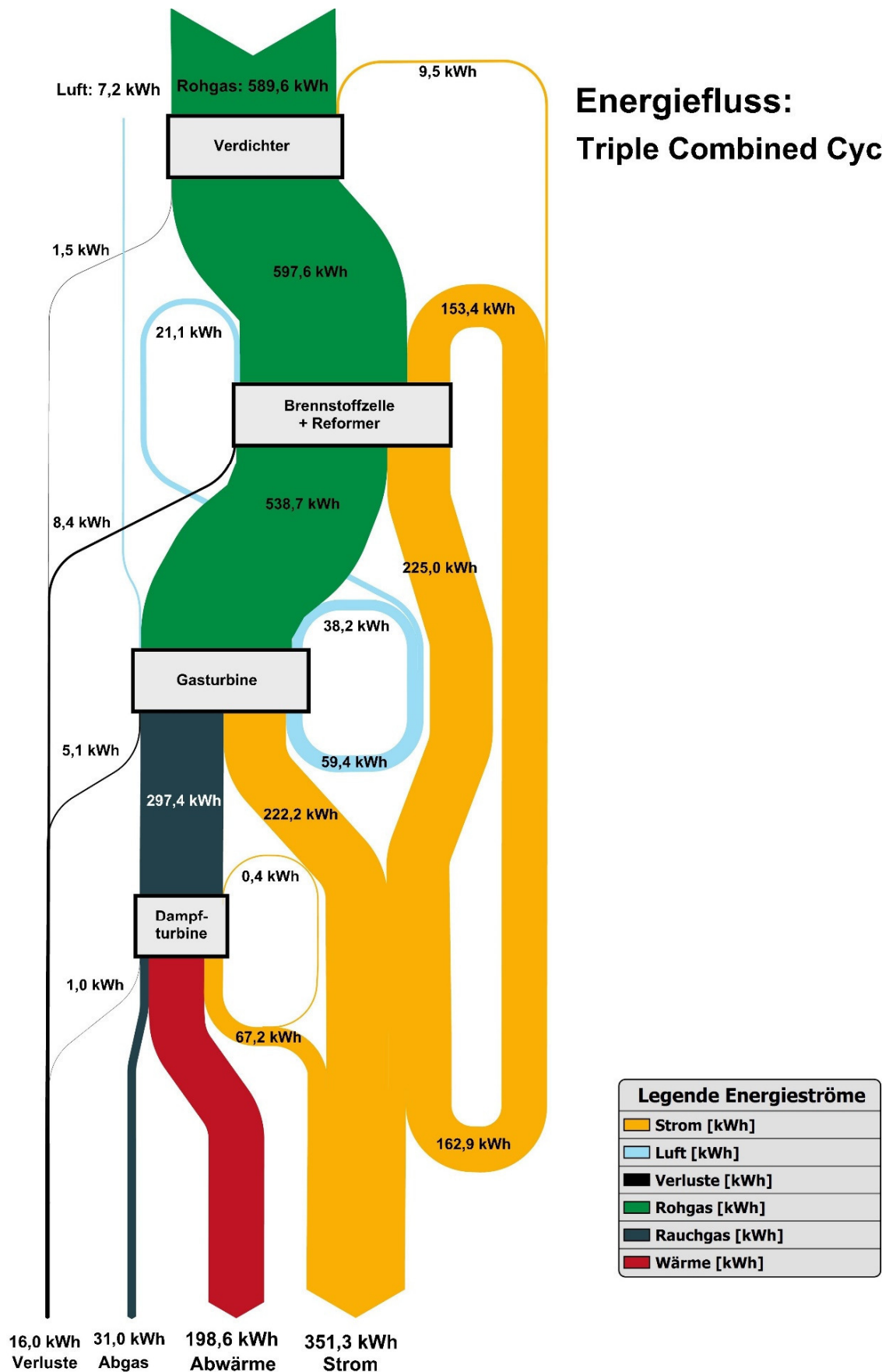


Abbildung 50: Sankey Diagramm zu den Energieströmen des simulierten Systems [34]

Das Rohgas wird beim Eintritt in das System verdichtet. Dazu werden 9,5 kWh Strom benötigt. Der chemische Anteil der Energie bleibt unverändert, durch den Temperaturanstieg erhöht sich jedoch der thermische Anteil. Beim Verdichten fallen Verluste in Form von Wärme- und Reibungsverlusten von 1,5 kWh an. Bilanzuell liegt vor und nach jedem Prozessschritt die gleiche Energiemenge vor, lediglich die Form unterscheidet sich abhängig vom durchlaufenen Prozess.

Das verdichtete Rohgas (597,8 kWh) wird in die Brennstoffzelle geleitet. Die für die elektrochemische Reaktion der Brennstoffzelle benötigte Luft wird vom Verdichter der Gasturbine geliefert. Für die Reformierung wird zudem Strom bezogen. Dieser wird von dem produzierten Strom des Systems zurückgeführt. Die Energie, die die Brennstoffzelle verlässt (538,7 kWh), besteht hauptsächlich aus dem thermischen Abgaszweig mit Resten unverbranntem Wasserstoffs und dem bereitgestellten Strom. Prozessbedingt treten Verluste von 8,4 kWh auf, die im System nicht weiter genutzt werden können. Die heißen Abgase der Brennstoffzelle bestehen etwa zu drei Vierteln aus chemischer und einem Viertel aus thermischer Energie. Sie werden der Gasturbine zugeführt. Das Rauchgas (297,4 kWh), der von der Gasturbine produzierte Strom (222,2 kWh), die verdichtete Luft (59,4 kWh) und die Verluste des Prozesses (5,1 kWh) sind die Produkte des Gasturbinenprozesses.

Das Rauchgas wird dem Dampfturbinenprozess zugeführt. Die dadurch zugeführte Energie wird in Strom (67,2 kWh), nicht weiter verwertbare Abgase (31,0 kWh) und Verluste (1,0 kWh) gewandelt. Zusätzlich fällt Wärme (198,6 kWh) an, die zwar nicht weiter in den Dampfprozess eingebracht wird, jedoch für Anwendungen in Niedertemperatursystemen genutzt werden kann. Für den Dampfturbinenprozess wird neben der Abwärme der Gasturbine auch Strom (0,4 kWh) benötigt, welcher die Speisewasserpumpe antreibt.

Zusammengefasst wird die Energie des Brennstoffs von der Brennstoffzelle, der Gasturbine und der Dampfturbine in Strom (351,3 kWh), nutzbare Abwärme (198,6 kWh), einen nicht nutzbaren Teil der Abwärme (31,0 kWh) in Form von Abgasen und in Verluste bei den Einzelprozessen (16,0 kWh) umgewandelt.

### 5.4.2 Exergetische Analyse

Die exergetische Analyse gibt den Teil der Energie an, welcher in Arbeit umgewandelt werden kann. Energie, die nicht mehr in Arbeit umgewandelt werden kann, wird Anergie genannt. Die Summe aus Exergie und Anergie bildet die Energie. Beide Zustandsgrößen lassen sich nur unter der Berücksichtigung der Umgebung bestimmen. Der dafür relevante Parameter ist, für den Fall des simulierten TCC-Systems, die Umgebungstemperatur.

Die Exergiemengen lassen sich mit Hilfe der jeweiligen Energiemengen berechnen. Die im Brennstoff gebundene chemische Exergie wird über die Verbrennung (Oxidation) mit Sauerstoff nutzbar gemacht. Dabei fällt ein kleiner Teil an Anergie an. Vereinfacht kann der Exergieanteil im Brennstoff ( $e_{ch}$ ) über den Brennwert ( $H_s$ ) mit folgender Formel berechnet werden:

$$e_{ch} = 0,95 * H_s \quad [35]$$

Dieser Wert deckt sich mit anderen Angaben aus der Literatur von etwa 95 % [36]. Für einen bei Erdgas-H üblichen Brennwert von 50 MJ/kg [37] ergibt sich eine spezifische Exergie von 47,5 MJ/kg. Bezogen auf den Brennstoffmassenstrom des Systems ergeben sich aus 589,6 kWh eingebrachter Energie 560,1 kWh Exergie im Brenn- bzw. Rauchgas. Die daraus gewonnene Exergiemenge an Strom liegt bei 351,3 kWh. Da Strom zu 100 % aus Exergie besteht entspricht der Wert dem der Energiemenge.

Für die Abwärme des Systems wird eine Energiemenge ( $\dot{Q}$ ) von 198,6 kWh angegeben. Der als Arbeit nutzbare Anteil beträgt jedoch nur 22,7 kWh. Er wird anhand der Energiemenge und der Temperaturniveaus über:

$$E_Q = \left(1 - \left(\frac{T_U}{T_Q}\right)\right) * \dot{Q} \quad [38]$$

berechnet. Die Temperatur der Abwärme ( $T_Q$ ) wurde aus der Simulation mit 52,2 °C, die Umgebungstemperatur ( $T_U$ ) mit 15 °C angenommen. Eine höhere Außentemperatur führt zu einer geringeren Exergiemenge.

Abbildung 51 zeigt die Energie- und Exergieströme innerhalb des TCC-Systems. Die Energiemengen für die Darstellung wurden dem Sankey-Diagramm aus Kapitel 5.4.1 entnommen.

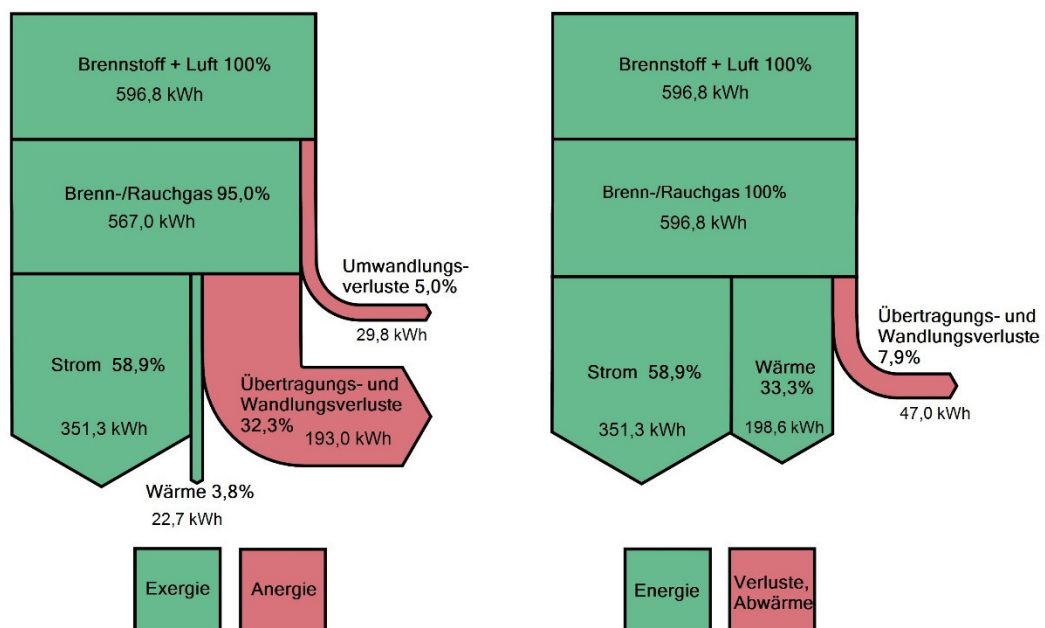


Abbildung 51: Exergie- und Energiefluss im simulierten TCC-System [34]

Der Vergleich zwischen der exergetischen und energetischen Verteilung kann weitergeführt werden. Das untersuchte System stellt neben Strom auch Wärme bereit. Die Bereitstellung beider Produkte muss nicht zwangsläufig miteinander verbunden sein. Auf dem Energiemarkt werden Strom und Wärme in den meisten Fällen getrennt voneinander erzeugt und verteilt. Aus

diesem Grund ist ein Vergleich der beiden Versorgungsvarianten sinnvoll, um die energetischen und exergetischen Unterschiede bei der gekoppelten bzw. getrennten Erzeugung zu verdeutlichen.

Für die gekoppelte Erzeugung kann auf das Schema aus Abbildung 51 zurückgegriffen werden. Die getrennte Erzeugung muss anhand von systemüblichen Wirkungsgraden berechnet werden. Für die Stromerzeugung kann ein Wirkungsgrad von etwa 40 % angenommen werden [39]. Dieser Wert liegt etwa auf dem Niveau modernen Gaskraftwerke und ist verglichen mit anderen Kraftwerkstypen und dem gesamtdeutschen Kraftwerkspark als relativ hoch und somit konservativ einzustufen. Die Bereitstellung von Wärme wird anhand eines Heizkessels berechnet. Diese weisen Jahresnutzungsgrade von rund 90 % auf. Der Vergleich der beiden Erzeugungsvarianten in Abbildung 52 basiert auf den Daten der VDI Richtlinie 4608, in der ein ähnlicher Vergleich durchgeführt wird [40]. Die Bezugsgröße des Systemvergleichs ist der Energiebedarf von 596,8 kWh des modellierten TCC-Systems, welcher als 100 % angenommen wird.

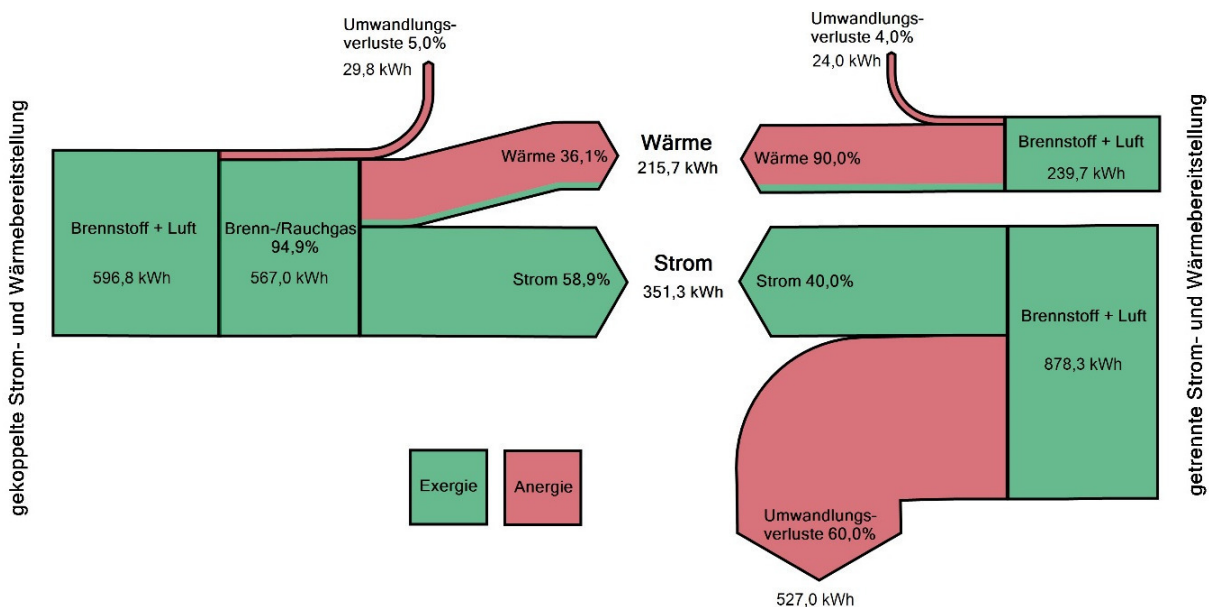


Abbildung 52: Exergie- und Energieflüsse für gekoppelte (links) bzw. getrennte (rechts) Strom- und Wärmebereitstellung

Der Vergleich der beiden Varianten zeigt, dass die getrennte Erzeugung deutlich mehr Energie benötigt. Für die Bereitstellung der Wärme müssen bei der getrennten Erzeugung 239,7 kWh oder rund 40 % des gesamten Brennstoffbedarfs der gekoppelten Erzeugung aufgewandt werden. Die einzelne Erzeugung von Strom bedarf 878,3 kWh oder 147 % des für die Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzten Brennstoffs. Insgesamt werden demnach für eine getrennte Erzeugung 187 % der für die gekoppelte Erzeugung eingesetzten Brennstoffmenge benötigt. Ausschlaggebend für diesen großen Unterschied sind die bei der Stromproduktion auftretenden Umwandlungs- bzw. Wärmeverluste. Das Beispiel zeigt, dass eine gekoppelte Erzeugung den Brennstoffbedarf der Strom- und Wärmeerzeugung mitunter deutlich senken kann, was ebenfalls eine Verringerung der Emissionen nach sich zieht.



### 5.4.3 Ökologische Analyse

Ebsilon® Professional 12 bietet die Möglichkeit, die chemische Zusammensetzung der einzelnen Stoffströme auszugeben. Die Abgase des simulierten Systems setzen sich aus 72,73 % Stickstoff, 12,81 % Sauerstoff, 6,56 % Kohlendioxid, 1,24 % Argon und 6,67 % Wasserdampf zusammen, siehe Abbildung 53. Der Abgasmassenstrom beträgt 495,90 g/s.

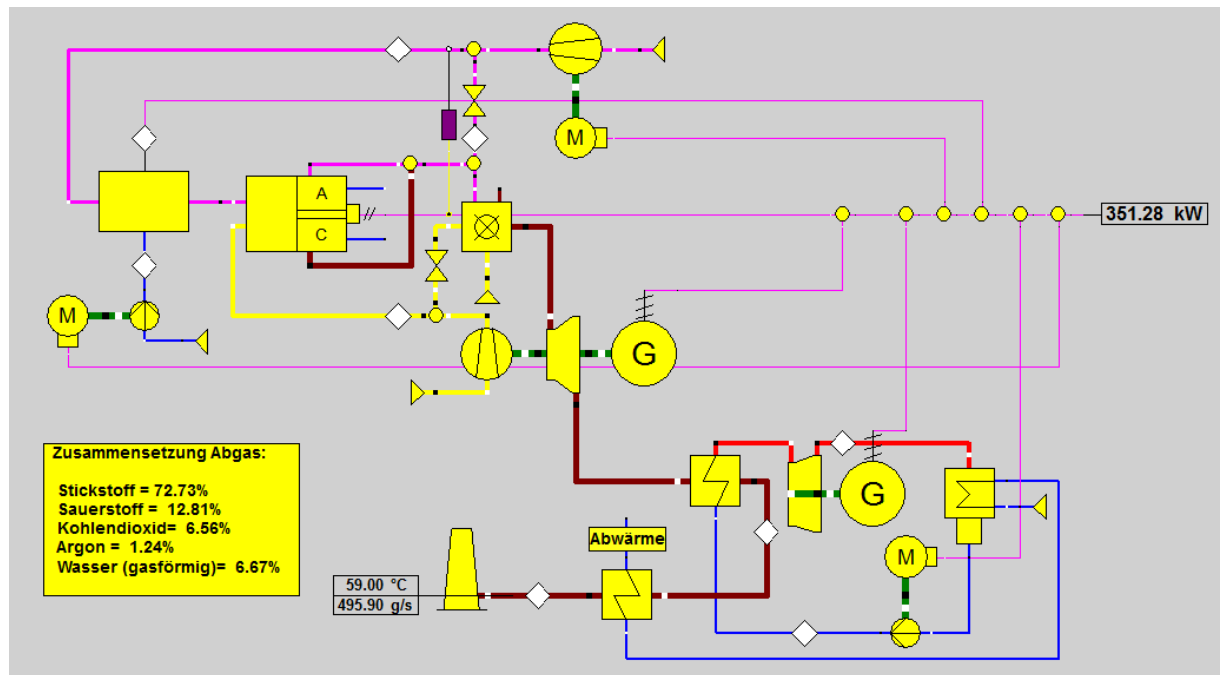


Abbildung 53: Abgaszusammensetzung des simulierten TCC-Systems [33]

Die Abgaszusammensetzung gibt Aufschluss über den Ausstoß an klima- und gesundheitsschädigenden Verbindungen. Dazu gehören bei feuerungstechnischen Anlagen Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Schwefel- und Stickoxide sowie Staub, Ruß, Chlor, Flur und Phosphat [41]. Die Menge einiger Inhaltsstoffe ist vom verwendeten Brennstoff, der Verbrennungstemperatur und dem Luftverhältnis abhängig. Erdgas wird nach der Förderung von Wasser und Schwefelverbindungen gereinigt. Chlor, Flur und Phosphat finden sich in der Regel nicht im Erdgas, ebenso wie Ruß und Staub [42]. Die Bildung von Kohlenmonoxid kann durch eine ausreichende Menge an Verbrennungsluft unterbunden werden. Da die Turbineneintrittstemperatur durch zusätzlich eingebrachte Sekundärluft geregelt wird, steht eine ausreichende Menge Luft zur Verfügung. Stickoxide bilden sich bei Temperaturen über 1.000 °C. Das simulierte TCC-System erreicht in der Gasturbinenbrennkammer eine maximale Temperatur von 1.000 °C, wodurch die thermische Bildung von Stickoxiden unterbunden wird.

Für eine Bilanzierung der Emissionen ist daher nur das Kohlendioxid zu betrachten. Die übrigen Inhaltsstoffe im Abgas werden durch die zugeführte Reaktionsluft ins System eingebracht und stellen kein Risiko für Mensch und Umwelt dar.

Die Berechnung der spezifischen Menge an CO<sub>2</sub> je produzierter Kilowattstunde Strom soll den Vergleich zu anderen Energieerzeugungsanlagen ermöglichen. Dabei ist zu berücksichtigen,

dass andere Systeme zur Strombereitstellung häufig keine Wärme auskoppeln. Daher ist es für diese Fälle sinnvoll die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf den produzierten Strom umzulegen. Bei Anlagen, die neben Strom auch Wärme bereitstellen, entfällt auch ein Teil der Emissionen auf das Produkt Wärme. Somit sind die Emissionen je erzeugter Kilowattstunde Strom geringer.

Für die Zuordnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zum Stromanteil, gibt es keine einheitliche Regelung. Der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung empfiehlt die Anwendung der Strom-Restwert-Methode. Diese Methode sieht vor, dass von den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Systems der Teil gutgeschrieben wird, welcher auf die Wärmeerzeugung zurückzuführen ist. Dazu wird ermittelt, wie groß der CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines Heizkessels bei gleicher Wärmemenge wäre. [43]

Die Strom-Restwert-Methode erfolgt auf Basis der Parameter der durchgeführten Simulation. Die produzierte Menge an Strom und Wärme können über die Laufzeiten und die Leistungen des Systems berechnet werden. Für die jährliche Anlagenlaufzeit werden 8.424 Stunden angenommen, für die Wärmeabnahme 6.000 Stunden im Jahr (Erläuterung der Annahmen folgt in Kapitel 5.5.2). Die brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von Erdgas und der Jahresnutzungsgrad eines Referenzkessels, welcher entsprechend der Literatur angenommen wird [43], fließen ebenfalls ein. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Systems werden anhand der Abgaszusammensetzung berechnet. Der Abgasmassenstrom ( $\dot{m}_{Abgas}$ ) beträgt 495,90 g/s, siehe Abbildung 53. Der Anteil des CO<sub>2</sub> im Abgas (%<sub>CO2</sub>) beträgt dabei 6,67 %. Darüber lässt sich bei einer Laufzeit (t) von 8.424 Stunden der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß ( $m_{CO2}$ ) berechnen:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{Abgas} * \%_{CO2} &= \dot{m}_{CO2} \\ 495,90 \frac{g}{s} * 0,0667 &= 33,08 \frac{g}{s} \text{ bzw. } 119,08 \frac{kg}{h} \\ \dot{m}_{CO2} * t &= m_{CO2} \\ 119,08 \frac{kg}{h} * 8.424 \frac{h}{a} &\approx 1.003.092 \frac{kg}{a} \end{aligned}$$

Mit den gegebenen Werten werden die Emissionen je produzierter Kilowattstunde Strom berechnet. Tabelle 14 zeigt die gegebenen Parameter sowie die Berechnungen der spezifischen Emissionen nach der Strom-Restwert-Methode. Die spezifischen, auf den Strom bezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Triple Combined Cycle Systems belaufen sich auf 249 g/kWh.

Tabelle 14: Berechnung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des simulierten TCC-Systems

Z		gegebene Parameter:	
1	Menge produzierter Strom	2.959.183	kWh/a
2	Menge produzierte Wärme	1.191.600	kWh/a
3	spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen von Erdgas	0,202	kg/kWh
4	CO <sub>2</sub> -Emissionen des TCC-Systems	1.003.092	kg/a
5	Jahresnutzungsgrad Referenzkessel	90	%
Rechnung:			
6	Erdgasbezug für Wärme im Referenzkessel	(Z.2/Z.5)	1.324.000 kWh/a
7	CO <sub>2</sub> -Emissionen auf Wärme bezogen	(Z.6*Z.3)	267.448 kg/a
8	CO <sub>2</sub> -Emissionen auf Strom bezogen	(Z.4-Z.7)	735.644 kg/a
	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh Strom</b>	<b>(Z.8/Z.1)</b>	<b>249 g/kWh</b>

TCC-Systeme vereinen die Bereitstellung von Strom und Wärme und stehen daher mit am Markt verfügbaren BHKW in Konkurrenz. Zum Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen beider Systeme und aufgrund von unterschiedlichen Allokationsmethoden in der Literatur bei Anlagen mit kombinierter Strom- und Wärmebereitstellung wird ebenfalls der CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines BHKW mit der Strom-Restwert-Methode untersucht. Das BHKW soll die gleiche elektrische Leistung und die gleiche Laufzeit aufweisen. Damit bleibt die jährlich produzierte Menge an Strom für beide Systeme gleich. Da der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Systems nicht gemessen werden kann muss er über die Menge an eingesetztem Brennstoff bestimmt werden. Aus der Literatur lässt sich ein für diese Leistungsklasse typischer elektrischer Wirkungsgrad von 38,6 % entnehmen [44]. Anhand des Wirkungsgrades und der gewünschten elektrischen Leistung von 351,3 kW kann die Brennstoffleistung mit rund 910,1 kW errechnet werden. Bei einer Laufzeit von 8.424 Stunden benötigt das Referenz-BHKW daher 7.666.682 kWh Erdgas. Die auf die Wärmeproduktion anfallenden Emissionen werden bei der Strom-Restwert-Methode den Strom-Emissionen gutgeschrieben. Die jährlich bereitgestellte Wärmemenge unterscheidet sich aufgrund der geringeren Stromkennzahl von der des TCC-Systems. Die bereitgestellte Wärmemenge wird anhand des thermischen Wirkungsgrades eines BHKW berechnet. Dieser beträgt für ein BHKW dieser Leistungsklasse etwa 51,4 % [44], sodass die Heizleistung eines Referenz-BHKW rund 467,8 kW beträgt und bei einer jährlichen Wärmeabnahme von 6.000 Stunden 2.806.800 kWh Wärme bereitgestellt werden.

Mit Hilfe des berechneten Erdgasbezugs des Referenz-BHKW können über die Strom-Restwert-Methode, wie beim TCC-System, die CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt werden, siehe Tabelle 15.

Tabelle 15: Berechnung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Referenz-BHKW

Z	gegebene Parameter:			
1	Menge produzierter Strom		2.959.183	kWh/a
2	Menge produzierte Wärme		2.806.800	kWh/a
3	spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen von Erdgas		0,202	kg/kWh
4	Erdgasbezug		7.666.682	kWh/a
5	Jahresnutzungsgrad Referenzkessel		90	%
	<b>Rechnung:</b>			
6	CO <sub>2</sub> -Emissionen des BHKW	(Z.3*Z.4)	1.548.670	kg/a
7	Erdgasbezug für Wärme im Referenzkessel	(Z.2/Z.5)	3.118.667	kWh/a
8	CO <sub>2</sub> -Emissionen auf Wärme bezogen	(Z.7*Z.3)	629.971	kg/a
9	CO <sub>2</sub> -Emissionen auf Strom bezogen	(Z.6-Z.8)	918.699	kg/a
	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh Strom</b>	<b>(Z.9/Z.1)</b>	<b>310</b>	<b>g/kWh</b>

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Referenz-BHKW liegen bei 310 g/kWh. Das simulierte TCC-System emittiert 249 g/kWh und somit 61 g/kWh weniger als ein vergleichbares BHKW mit gleicher elektrischer Leistung.

In der folgenden Abbildung 54 sind die ermittelten Emissionswerte denen von bestehenden Kraftwerken gegenüber gestellt. Verglichen mit konventionellen Kraftwerken können für beide Systeme teils deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen abgelesen werden.

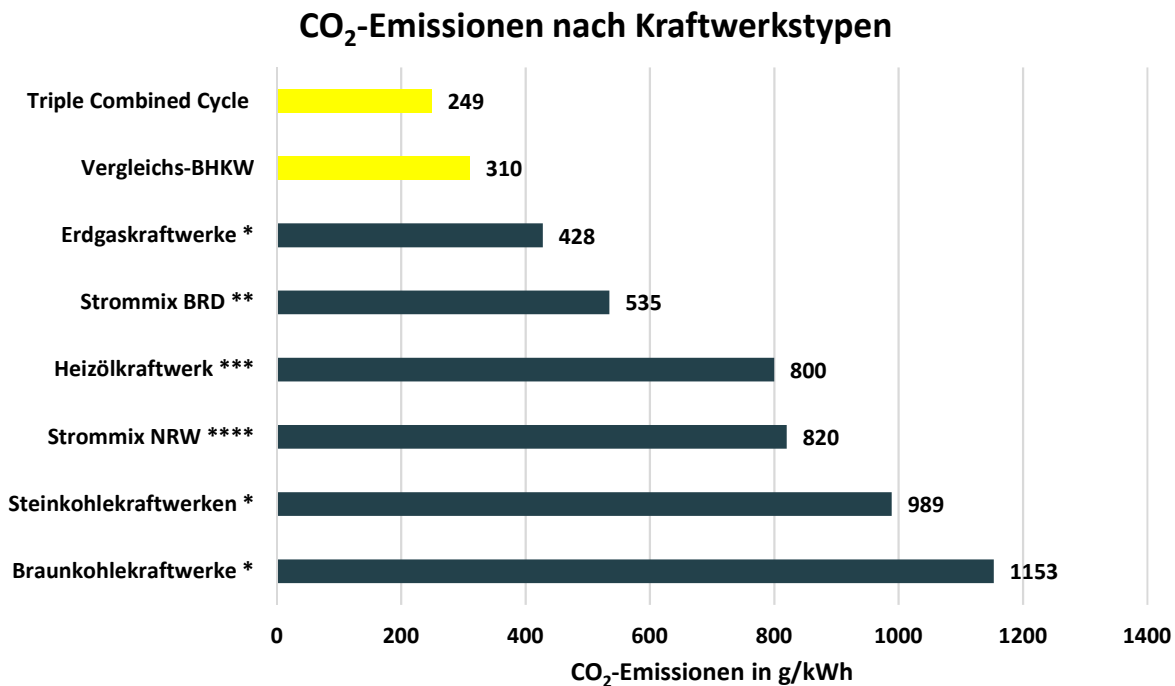


Abbildung 54: spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Art der Stromerzeugung (Quellen: \* [45] \*\* [26] \*\*\* [46] \*\*\*\* [25])

## 5.5 Wirtschaftliche Analyse

Die wirtschaftliche Betrachtung eines Systems im Forschungs- und Entwicklungsstadium ist stets mit einer gewissen Unsicherheit verbunden. Insbesondere für die Betrachtung des beschriebenen Triple Combined Cycle Systems können für einige Komponenten die Kosten nur grob abgeschätzt werden.

Die dezentrale Energieversorgung und die Förderung von KWK-Anlagen ermöglichen für eine Reihe von Anlagen einen wirtschaftlichen Betrieb trotz höherer Grenzkosten. Der Vorteil dezentraler Anlagen gegenüber konventionellen Großkraftwerken liegt in der Bereitstellung von Strom und Wärme direkt beim Verbraucher. Abwärme auf geringe Temperaturniveau kann nutzbar gemacht werden, da die Wege zum Verbraucher sehr kurz sind. Übertragungsverluste werden durch beide Effekte minimiert. Einige Anwendungen aus dem Bereich der Fernwärmenutzung sind bei niedrigen Temperaturen zwar nicht möglich, der Einsatz von zusätzlichen Wärmepumpen erlaubt jedoch auch die Anhebung auf ein höheres Temperaturniveau.

Der erzeugte Strom aus KWK-Anlagen mittlerer Leistungsklasse muss, wie bei Großkraftwerken, direkt an der Börse gehandelt werden [47]. Diese Direktvermarktung erbringt für den Anlagenbetreiber zunächst nur den Börsenwert des vermarkteten Stroms. Zusätzlich erhält der Betreiber für den mit seiner Anlage erzeugten Strom einen KWK-Zuschlag für eine begrenzte Laufzeit, sofern die Anlage nach dem KWK-Gesetz gefördert werden kann [47].

Die dezentrale Einbindung einer KWK-Anlage bietet den Vorteil, dass Strom und Wärme in der unmittelbaren Umgebung abgenommen werden können. In diesem Fall kann der Betreiber der Anlage für die vermiedene Nutzung des Stromnetzes ein vermiedenes Netznutzungsentgelt

vom jeweiligen Netzbetreiber erhalten [48]. Dieses wird für die Menge an Strom ausgezahlt, die innerhalb eines maximalen Radius von 4,5 Kilometern um die Anlage von Verbrauchern abgenommen wird [49]. Die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) ist jedoch nicht einheitlich geregelt, wodurch unter Umständen starke Differenzen bei unterschiedlichen Anlagen und Netzbetreibern auftreten können. Zudem sind die vNNE davon abhängig, in welche Spannungsebene der Strom eingespeist wird. Zuletzt kann der Betreiber einer förderfähigen KWK-Anlage eine Energiesteuerrückerstattung auf den genutzten Brennstoff für die Länge des Abschreibungszeitraums beantragen [50]. Die betrachtete TCC-Anlage muss nicht am Emissionshandel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten teilnehmen, da die Feuerungsleistung unter dem Grenzwert von 20 MW liegt [51].

### 5.5.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten einer TCC-Anlage setzen sich aus den Kosten der Einzelkomponenten – Brennstoffzelle, Gasturbine und Dampfturbine – zusammen. Zusätzlich fallen Kosten für die Verschaltung der Erzeuger, den Transport zum Aufstellungsort sowie für die Einbindung in das lokale Strom-, Wärme-, Wasser- und Gasnetz an.

Bei der Auslegung und Konzeptionierung des Systems werden die Erzeugereinheiten dem Gesamtsystem angepasst. Daher kann nicht bei allen Komponenten auf bereits am Markt erhältliche Produkte zurückgegriffen werden. Alle Komponenten können jedoch theoretisch nach aktuellem Stand der Technik gefertigt werden.

Die Brennstoffzelle stellt aufgrund der fehlenden Marktpräsenz die größte Unsicherheit dar. Im Jahr 2006 wurden die Kosten für tubulare Festoxidbrennstoffzellen mit rund 4.800 \$/kW beziffert [52]. Diese Summe bezieht sich auf die Kosten für ein funktionsfähiges Gesamtsystem. Andere Quellen sehen Systemkosten von 1.300 \$/kW [53] bzw. 1.000 \$/kW [54] als realistisch, sollte eine Produktion in größerer Stückzahl erfolgen. Eine weitere Quelle gibt die Kosten ebenfalls mit 1.000 bis 1.500 \$/kW an [55]. Unter der Annahme, dass eine Produktion in größerer Stückzahl erfolgt, können unter der Berücksichtigung neuer Materialien und verbesserter Produktionsverfahren Kosten von 1.500 €/kW als realistisch erachtet werden.

Die Mikrogasturbine stellt die geringste Kostenunsicherheit dar. Die simulierte Gasturbine ist in dieser Leistungsklasse bereits seit Jahren am Markt erhältlich und erprobt. Die spezifischen Kosten sind abhängig von der Leistung der Turbine und nehmen mit zunehmender Leistung ab. Für Mikrogasturbinen mit einer elektrischen Leistung bis 300 kW werden spezifische Kosten von 1.200 bis 1.700 €/kW [56] angegeben. Für eine Anlage mit 200 kW gibt [57] die Kosten mit 1.380 €/kW an. Da die Leistung dieser Anlage der Leistung der simulierten Gasturbine näherungsweise entspricht, werden die Kosten für die Mikrogasturbine übernommen.

Die Dampfturbine ist mit einer elektrischen Leistung von rund 65 kW sehr klein dimensioniert. In größeren Stückzahlen sind Dampfturbinen ab einer elektrischen Leistung von 75 bis 100 kW erhältlich. Technisch sind auch kleinere Dampfturbinen realisierbar, sie sind jedoch weniger effizient und finden nur vereinzelt Anwendung. Anhand einer Kostenfunktion des Fraunhofer

Instituts für Solare Energiesysteme werden die Kosten für eine Dampfturbine dieser Leistungs-kategorie mit 1.500 bis 2.000 €/kW abschätzen [58]. Da eine Einzelfertigung in der Regel aufwendiger ist, können für die Dampfturbine konservativ 2.000 €/kW angenommen werden.

Da das System eine hohe Komplexität aufweist, müssen zusätzlich Kosten für die Verschaltung der Einzelsysteme angenommen werden. Diese können anhand der Kosten für die Verschaltung von vergleichbaren BHKW abgeschätzt werden. Je nach Anlagengröße, Einsatzgebiet und Standort können dafür etwa 6.000 €/kW [59] bis 20.000 €/kW [60] angenommen werden. Für die Investitionsrechnung werden aufgrund der Komplexität und Neuheit des Systems 20.000 €/kW angenommen.

Zuletzt bleiben die Kosten für den Transport und die Einbindung des Systems. Die dafür veranschlagten Kosten entsprechen in etwa denen eines BHKW gleicher Leistungs-kategorie. Die Einbindung bezieht sich in diesem Fall auf die Verbindung der Anlage mit dem jeweiligen Energie- bzw. Wassernetz. Als Kosten werden 11.862 € für den Transport und 88.962 € für die Einbindung angenommen [61].

Die spezifischen Kosten, die daraus resultierenden Kosten für die jeweiligen Komponenten sowie die sonstigen Kosten können Tabelle 16 entnommen werden. Aufsummiert ergeben sich für das TCC-System Investitionskosten von 879.434 €.

Tabelle 16: Investitionskosten eines TCC-Systems mit 351 kW elektrischer Leistung

Investitionskosten:		
<b>Brennstoffzelle</b>	Leistung	225,00 kW
	spez. Kosten	1.500 €/kW
	Kosten	337.500 €
<b>Mikrogasturbine</b>	Leistung	222,21 kW
	spez. Kosten	1.380 €/kW
	Kosten	306.650 €
<b>Dampfturbine</b>	Leistung	67,23 kW
	spez. Kosten	2.000 €/kW
	Kosten	134.460 €
<b>Zwischensumme</b>		778.610 €
<b>Sonstiges</b>	Zusammenschaltung	20.000 €
	Kosten für Transport	11.862 €
	Kosten für Einbindung	88.962 €
<b>Investitionskosten TCC 351 kW</b>		<b>879.434 €</b>

Eine TCC-Anlage für die dezentrale Energieversorgung im elektrischen Leistungsbereich um 350 kW steht in direkter Konkurrenz zu Blockheizkraftwerken, die bereits am Markt erhältlich sind. Zwar bieten Erdgas-BHKW mit Kolbenmotor oder Gasturbine ähnliche Leistungen, der elektrische Wirkungsgrad dieser Systeme erreicht jedoch nicht die Werte eines TCC-Systems. Dafür sind diese KWK-Anlagen am Markt erhältlich und in der Anschaffung deutlich günstiger.

Die Aufstellung der Investitionskosten für ein Otto-motorisches Erdgas-BHKW ist Tabelle 17 zu entnehmen. Die spezifischen Kosten für das BHKW betragen etwa 659 €/kW [61]. Da es

sich um ein schlüsselfertiges System mit allen technischen Einrichtungen und Verschaltungen handelt, sind keine weiteren Kostengruppen zu benennen. Lediglich die Kosten für den Transport und die Einbindung am Standort müssen berücksichtigt werden. Diese liegen wie beim TCC-System bei 11.862 € für den Transport und 88.962 € für die Einbindung [61]. Die Investitionskosten des Referenz-BHKW betragen demnach 332.310 €.

**Tabelle 17: Investitionskosten eines Otto-motorischen BHKW mit 351 kW elektrischer Leistung**

<b>Investitionskosten:</b>			
<b>Erdgas-BHKW</b>	Leistung	351,28	kW
	spez. Kosten	658,98	€/kW
	Kosten	231.486	€
<b>Zwischensumme</b>		231.486	€
<b>Sonstiges</b>	Kosten für Transport	11.862	€
	Kosten für Einbindung	88.962	€
<b>Investitionskosten BHKW 351 kW</b>		<b>332.310</b>	<b>€</b>

## 5.5.2 Betriebskosten und Erlöse

Die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage wird neben den Investitionskosten durch die Betriebskosten und die Erlöse aus dem Betrieb bestimmt. Daher wird im Folgenden eine detaillierte Kosten-Nutzen-Rechnung für den Betrieb einer TCC-Anlage durchgeführt. Sie basiert auf den Brennstoffkosten und den Kosten für Wartung und Instandhaltung auf der einen Seite sowie den Erlösen für Strom und Wärme, den Erstattungen der Energiesteuer und den vermiedenen Netznutzungsentgelten auf der anderen Seite.

Die Anlage wird auf eine jährliche Laufzeit von 8.424 Stunden ausgelegt. Damit werden insgesamt zwei Wochen im Jahr (336 Stunden) für Wartung und Reparaturen sowie mögliche Ausfälle des Systems berücksichtigt. Der in der Laufzeit produzierte Strom wird vollständig ins Netz eingespeist, soll jedoch im lokalen Umfeld der Anlage abgenommen werden, um die Möglichkeit der vermiedenen Netznutzungsentgelte ausnutzen zu können. Da die Wärme unter Umständen nicht das ganze Jahr über abgenommen wird, werden die Kosten für Wärme mit einer jährlichen Abnahmezeit von 6.000 Stunden angenommen. Dies entspricht in etwa der jährlichen Heizperiode von September bis Mai in Deutschland [62].

Das simulierte TCC-System kombiniert die Erzeugung von Strom und Wärme und wird daher nach dem KWK-Gesetz 2016 gefördert [47]. Für einen auf 30.000 Vollbetriebsstunden (VBh) begrenzten Zeitraum wird jede erzeugte Kilowattstunde Strom zusätzlich mit 4,4 ct vergütet [63]. Der produzierte Strom muss direkt vermarktet werden, wodurch die Erlöse an den Börsenpreis geknüpft sind. Die Erlöse für den Strom setzen sich daher aus dem Verkauf des Stroms an der Börse und dem KWK-Zuschlag zusammen. Die produzierte Wärme kann in ein Fernwärmenetz eingespeist oder zu ähnlichen Konditionen an Direktabnehmer verkauft werden.

Auf der Kostenseite stehen Kosten für Wartung und Instandhaltung und die Bezugskosten für Erdgas. Letztere richten sich nach den Erdgaspreisen für Industriekunden und können über die

Preisentwicklung der vergangenen Jahre abgeschätzt werden. Abbildung 55 zeigt die Entwicklung des Erdgaspreises für Industriekunden. Die gestrichelte Trendlinie zeigt einen leichten Anstieg der Preise im Verlauf der Zeit. In den letzten drei Jahren ist der Preis jedoch wieder gesunken. Für die Kostenaufstellung wird ein Erdgaspreis von 3,1 ct/kWh gewählt.

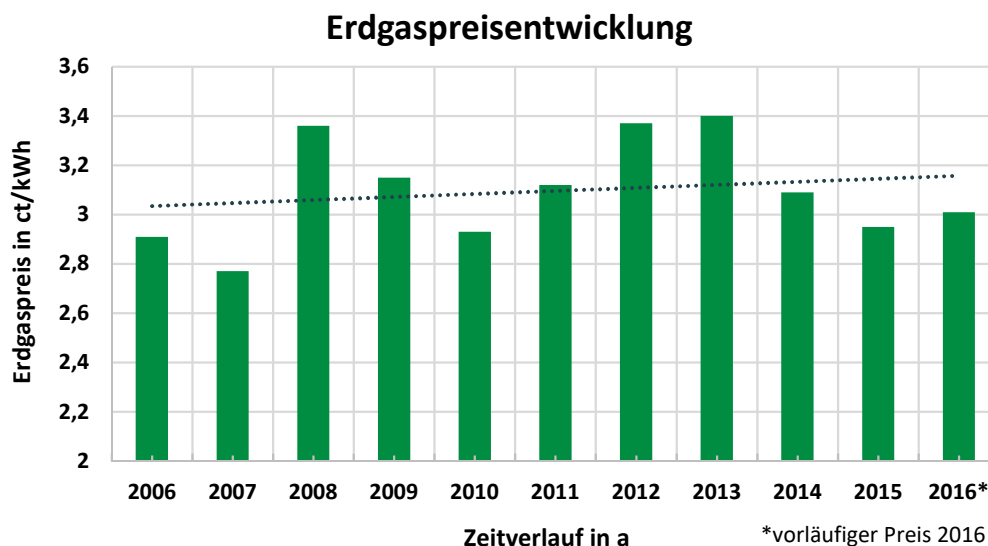


Abbildung 55: Erdgaspreisentwicklung der letzten zehn Jahre [64]

Die Kosten-Nutzen-Rechnung des TCC-Systems basiert auf den oben festgelegten Laufzeiten und den aus der Simulation bestimmten Leistungen von 351,3 kW für Strom und 198,6 kW für Wärme. Der Gasbezug beträgt 589,6 kW. Der Börsenpreis für Strom entspricht dem aktuellen Börsenpreis von Mai 2017 und wird mit 4,1 ct/kWh angenommen [65]. Die Erlöse aus dem Verkauf der Wärme werden, den Fernwärmepreisen eines lokalen Energieversorgers entsprechend, mit 4,1 ct/kWh angesetzt [66]. Die Erstattung der Energiesteuer für den Zeitraum der Abschreibung beläuft sich auf 5,50 €/MWh [67]. Die Erlöse aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten sind nicht einheitlich geregelt und werden gemäß [68] mit 1 ct/kWh angenommen. Die Kosten von Wartung und Instandhaltung liegen in etwa gleichauf mit denen eines vergleichbaren BHKW und können aus der Literatur entnommen und mit 1,25 ct/kWh angegeben werden [10], [61].

Die ermittelten Kennzahlen fließen in die Kosten-Nutzen-Rechnung ein. Zu beachten ist, dass die Erlöse nach Zeiträumen gestaffelt sind. Nötig ist eine Unterteilung, da die Erlöse vom KWK-Zuschlag abhängig sind und dieser nach 30.000 VBh bzw. 3,56 Jahren entfällt. Auf der folgenden Seite ist die vollständige Rechnung in Tabelle 18 dargestellt. Zum Vergleich ist die Kosten-Nutzen-Rechnung des TCC-Systems einem BHKW gleicher Leistungsklasse gegenübergestellt. Die Dimensionierung des Referenz-BHKW wurde an einen für diese Bauart und Leistungsklasse üblichen elektrischen Wirkungsgrad von 38,6 % angelehnt [61]. Über die gewünschte elektrische Leistung und den Wirkungsgrad lässt sich der Brennstoffbedarf berechnen. Über den Brennstoffbedarf und einen für die Leistungsklasse üblichen thermischen Wirkungsgrad von etwa 51,4 % wird die produzierte Wärmemenge bestimmt [44].



Tabelle 18: Kosten-Nutzen-Rechnung mit Vergleich zwischen TCC und BHKW

Kosten-Nutzen-Rechnung			TCC	BHKW
Einspeisung Strom		h/a	8.424	8.424
Einspeisung Wärme		h/a	6.000	6.000
<b>Erzeugung:</b>				
Strom	Stündlich	kWh	351,3	351,3
	Jährlich	kWh/a	2.959.183	2.959.183
Wärme	Stündlich	kWh	198,6	467,8
	Jährlich	kWh/a	1.191.600	2.806.800
<b>Gasbezug:</b>				
	Stündlich	kWh	589,6	910,1
	Jährlich	kWh/a	4.966.790	7.666.682
<b>Brennstoffkosten:</b>				
Erdgas	durchschnittlich	€/kWh	0,031	0,031
	Jährlich	€/a	153.971	237.667
<b>Erlöse:</b>				
Strom	EEX-Preis	€/kWh	0,041	0,041
	KWK-Zuschlag	€/kWh	0,044	0,044
	Erlös bis 30.000 VBh	€/kWh	0,085	0,085
	Erlös ab 30.000 VBh	€/kWh	0,041	0,041
Wärme	Arbeitspreis	€/kWh	0,041	0,041
Erlöse Strom	Jahr 1-3	€/a	252.477	252.477
	Jahr 4*	€/a	195.351	195.351
	ab Jahr 5	€/a	122.273	122.273
Erlöse Wärme	Jährlich	€/a	48.736	114.798
<b>Energiesteuererstattung:</b>				
bis Ende Abschreibung	Spezifisch	€/MWh	5,50	5,50
	Jährlich	€/a	27.317	42.167
<b>vNNE:</b>				
	Spezifisch	€/kWh	0,010	0,010
	Jährlich	€/a	29.592	29.592
<b>Wartung/Instandhaltung:</b>				
	Spezifisch	€/kWh	0,0125	0,0125
	Jährlich	€	36.990	36.990
<b>Überschuss:</b>				
	Jahr 1-3	€/a	167.163	164.377
	Jahr 4*	€/a	110.036	107.251
	Jahr 5-10	€/a	36.959	34.173
	ab Jahr 10	€/a	9.641	-7.994
<b>Überschuss:</b>	<b>nach 10 Jahren</b>	<b>€</b>	<b>833.277</b>	<b>805.422</b>

\*Übergangsjahr: KWK-Zuschlag für 30.000 VBh oder 3,56 Jahre bei 8.424 VBh/a

Der Vergleich mit einem Otto-motorischen BHKW zeigt, dass aufgrund der höheren Effizienz die jährlichen Überschüsse des TCC-Systems größer ausfallen. Ausgehend von derselben elektrischen Leistung benötigt das BHKW zur Energiebereitstellung etwa 2.700 MWh mehr Erdgas pro Jahr als das TCC-System. Zwar werden auch rund 1.615 MWh/a mehr Wärme als beim TCC vertrieben, jedoch liegen die Kosten für das zusätzliche Erdgas höher als die Einnahmen durch den Verkauf der Wärme.

### 5.5.3 Annuität und Amortisation

Die Finanzierung eines TCC-Systems wird mit einer Annuitätenrechnung bewertet. Der ange-setzte Zinssatz basiert auf dem KfW-Energieeffizienzprogramm, das bei einer Ausfallwahr-scheinlichkeit von 0,4 % bis 1,2 % und einer werthaltigen Besicherung zwischen 40 % und 70 % einen Zinssatz von 2,2 % für die Förderung von KWK-Anlage angibt [69]. Die Laufzeit wird auf zehn Jahre angesetzt und die Investitionskosten aus Kapitel 5.5.1 übernommen. Auf Basis der Daten ergibt sich für die Annuität des TCC-Systems ein Wert von 98.931,63 €. Ein vergleichbares BHKW weißt aufgrund der geringeren Investitionskosten eine geringere Annu-ität auf. Bei Investitionskosten von 332.310 €, der gleichen Laufzeit von zehn Jahren und dem-selben Zinssatz ergibt sich für das Referenz-BHKW eine Annuität von 37.383,10 €. Bei einer Laufzeit von zehn Jahren ergeben sich über die gesamte Dauer der Zinsbindung Kosten von 989.316 € für das TCC-System sowie 373.831 € für ein vergleichbares BHKW.

Anhand der Investitionskosten ( $I_0$ ) und den über zehn Jahre gemittelten Erlösen ( $\emptyset R$ ) kann die statische Amortisationszeit bestimmt werden:

$$AZ_{TCC} = \frac{I_0}{\emptyset R} = \frac{989.316 \text{ €}}{83.327 \text{ €/a}} = 11,87 \text{ a}$$

$$AZ_{BHKW} = \frac{I_0}{\emptyset R} = \frac{373.831 \text{ €}}{80.542 \text{ €/a}} = 4,64 \text{ a}$$

Abbildung 56 zeigt den Vergleich der jährlichen Barwerte beider Anlagen. Neben der statischen Amortisationszeit wird auch die dynamische Amortisationszeit bei den über die Laufzeit variierenden Rückflüssen berechnet. Aufgrund des KWK-Zuschlags sind die Rückflüsse in den ersten 30.000 VBh höher als im späteren Verlauf, wodurch sich bei einer dynamischen Betrachtung eine frühere Amortisation des BHKW ergibt. Die Amortisationszeit des BHKW liegt, un-abhängig von der statischen oder dynamischen Betrachtung, deutlich niedriger als die der Triple Combined Cycle Anlage.

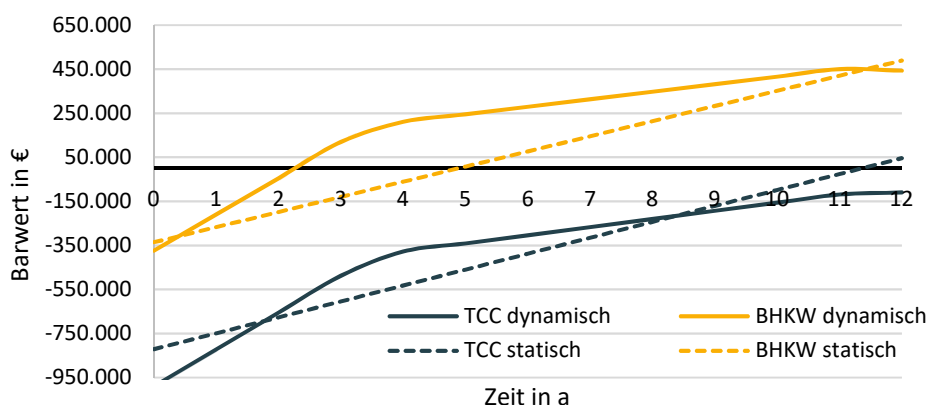


Abbildung 56: Vergleich der Amortisationszeiten von BHKW und TCC

## 5.6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die technische Analyse eines Triple Combined Cycle Systems zeigt, dass die Umsetzung und der Betrieb einer Anlage im mittleren elektrischen Leistungsbereich von 350 kW möglich sind. Die Realisierung eines TCC-Systems ist mit den derzeit vorherrschenden technologischen Möglichkeiten technisch umsetzbar. Die Einzelkomponenten existieren und müssen gegebenenfalls nur den Systemparametern angepasst werden.

Mit Hilfe der durchgeführten Simulation konnte ein elektrischer Systemwirkungsgrad von 59,6 % und ein Gesamtwirkungsgrad von gut 93,3 % nachgewiesen werden. Verglichen mit konventionellen Kraftwerken und unter Berücksichtigung des Skaleneffekts ist die Strom- und Wärmebereitstellung damit als sehr effizient zu bezeichnen. BHKW erreichen, in Abhängigkeit der Leistungsklasse, einen elektrischen Wirkungsgrad von 28 bis 38 % [70]. Vergleichbar ist der Wirkungsgrad mit GuD-Kraftwerken. Diese erreichen ähnlich hohe Wirkungsgrade aufgrund der meist deutlich höheren Leistungen und den damit verbundenen Skaleneffekten.

Die hohe Effizienz und der Einsatz von Erdgas als Brennstoff ermöglichen zudem geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen. Das simulierte TCC-System weist im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen die geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf. Der direkte Vergleich zu dem analysierten BHKW zeigt um rund 20 % geringere stromspezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die wirtschaftliche Analyse zeigt, dass ein TCC-System derzeit noch nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Ausschlaggebend dafür sind die hohen Investitionskosten für das System, welches sich noch im Entwicklungsstadium befindet. Hierbei trägt die Brennstoffzelle den größten Anteil. Die TCC-Anlage erwirtschaftet aufgrund der gesteigerten elektrischen Effizienz im Vergleich zu einem BHKW höhere Erlöse, diese reichen jedoch nicht aus, um die mehr als doppelt so hoch ausfallenden Investitionskosten zu decken. Ein Einsatz in der dezentralen Energieversorgung kann allerdings bei sinkenden Investitionskosten in naher Zukunft wirtschaftlich möglich sein.

## 5.7 Entwicklungsperspektiven und Umsetzungspotenzial

Das ökonomische Potenzial von TCC-Systemen ist in erster Linie von der Preisentwicklung der Einzelkomponenten, insbesondere der Brennstoffzelle, abhängig. Die übrigen Komponenten sind bereits seit Jahren am Markt verfügbar. Sie könnten durch Anpassungen an die jeweiligen Temperaturen, Drücke und Massenströme optimiert werden, wodurch weitere Wirkungsgradsteigerungen des Gesamtsystems möglich sind. Sinken die Kosten für TCC-Systeme stellen sie eine konkurrenzfähige Alternative zu BHKW in dieser Leistungsklasse dar und haben aufgrund der höheren elektrischen Effizienz die besseren Marktchancen.

Die Realisierung einer Versuchsanlage und eine Demonstrationsphase müssen zunächst bestätigen, dass trotz der gesteigerten Systemkomplexität im Vergleich zu anderen Anlagen, ein störungsfreier Betrieb möglich ist. Insbesondere der Teillastbetrieb kann für die Brennstoffzelle eine hohe Belastung darstellen und die Lebensdauer der Stacks negativ beeinflussen.

Zukünftig sind weitere Szenarien zum Betrieb eines Triple Combined Cycle denkbar. Um die Emissionen weiter zu reduzieren, kann ein TCC-System mit Wasserstoff oder Biogas betrieben werden. Zunehmende Relevanz hat dabei die Nutzung von Wasserstoff oder Synthesegasen aus Power-to-Gas Anwendungen. Stromüberschüsse aus Wind und Sonne können zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse genutzt werden. Bei Zeiten höheren Strombedarfs kann der gespeicherte Wasserstoff dann in TCC-Anlagen hocheffizient rückverstromt werden. Damit bietet sich die Möglichkeit einer potenziell emissionsfreien Energiespeicherung und -nutzung.

Unabhängig vom Brennstoff können kleine, dezentrale TCC-Anlagen in einem großen Anwendungsbereich eingesetzt werden. Aufgrund der geringeren Größe, dem verringerten baulichen Aufwand und den geringeren Emissionen dürfen dezentrale Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich näher an bestehender Bebauung platziert werden. Wohngebäude können beispielsweise zu Quartieren zusammengelegt und so dimensioniert werden, dass die gesamte elektrische Grundlast und ein Teil des Heizwärmebedarfs durch ein TCC-System gedeckt werden. Bei Neubauten oder energetisch optimierten Gebäuden kann der gesamte Heizwärmebedarf durch die Abwärme des Systems gedeckt werden. Die Anbindung an den GHD-Sektor bietet, abhängig von der Anwendung, die Möglichkeit der ganzjährigen Wärmeauskopplung. Durch kürzere Verteilwege reduzieren sich Übertragungsverluste, wodurch eine bessere Nahwärme- oder Prozessdampfnutzung sichergestellt werden kann. Der Verkauf zusätzlicher Wärme kann die Wirtschaftlichkeit des Systems erhöhen. Zusätzlich kommt es durch eine dezentrale Erzeugung zu einer gleichmäßigeren Verteilung der Last im Stromnetz, wodurch der benötigte Netzausbau unter Umständen verringert werden kann.

Zukünftig wird der Wärmebedarf (insbesondere Raumwärme) abnehmen. Prognosen des BMWi zeigen, dass der Bezug von Wärme in nahezu allen Sektoren zurückgehen wird [71]. Ein Grund dafür sind die gesteigerten energetischen Anforderungen an Neubauten und Sanierungsgebäude sowie die Substitution von Wärme durch Strom. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass der Bedarf nach Strom u. a. durch Elektromobilität steigt. Auch in diesem Fall bietet die TCC-Anlage aufgrund der elektrischen Effizienz bzw. der höheren Stromkennzahl gegenüber anderen Technologien einen Vorteil. Es kann mehr Strom bei gleichem Brennstoffbedarf bereitgestellt werden, wobei der Wärmeanteil geringer ausfällt als beispielsweise bei BHKW.

Das in einem relativ kleinen Maßstab simulierte TCC-System oder eine auf dieser Grundlage gebaute Versuchsanlage können die Basis für Großkraftwerke mit Triple Combined Cycle Technologie sein. In Deutschland werden Gaskraftwerke hauptsächlich zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt und haben als effiziente Gas- und Dampfkraftwerke nur einen geringen Anteil an der Grundlast. Der Merit-Order folgend werden sie von Kraftwerken mit niedrigeren Grenzkosten verdrängt, obwohl sie vergleichsweise geringe Emissionen aufweisen. Sollten Emissionen in Zukunft (höher) besteuert werden oder es erfolgt ein Ausstieg aus der Braun- bzw. Steinkohleverstromung, könnte der Bedarf nach effizienten, emissionsarmen Kraftwerken den Einsatz von Triple Combined Cycle Systemen fördern.

Wenn die Technik verlässlich ist und die Kosten aufgrund von größeren Produktionsmengen sinken, besteht für TCC-Systeme das Potenzial wirtschaftlicher betrieben werden zu können als vergleichbare Gas- und GuD-Kraftwerke. Eine kurzfristige und vergleichsweise kostengünstige Alternative zum Neubau einer TCC-Anlage ist die Ergänzung bestehender GuD-Kraftwerke um eine vorgeschaltete Brennstoffzelle.

Um die Erkenntnisse der theoretischen Analyse zu validieren, ist der Aufbau und Pilotbetrieb einer Demonstrationsanlage erforderlich. Aufgrund der hohen Komplexität und Investition ist dies ohne eine Förderung nicht möglich.



## 6 VIRTUELLES INSTITUT | KWK.NRW

*Autor: 6.1 → ALLE; 6.2 → GWI*

### 6.1 Workshops zu aktuellen Fragestellungen

Das Forschungscluster „Virtuelles Institut | KWK.NRW“ fokussiert die landesweit verfügbaren Kompetenzen, um Entwicklungen im Bereich KWK zu beschleunigen. Ziel der vorliegenden Studie ist die Identifikation von regulatorischen, infrastrukturellen und ressourcenbedingten Einflüssen auf den KWK-Einsatz in NRW. Im Hinblick auf eine zukunftsfähige Ausrichtung der KWK in NRW und um den Stakeholder-Gruppen Gelegenheit zur Mitgestaltung zu geben, wurde im Projektteam die Durchführung von zwei Expertenworkshops vereinbart. Anforderungen an die technischen und rechtlichen Voraussetzungen sowie ein aussagekräftiges Meinungsbild der Branche werde dabei abgeleitet.

Die Projektpartner haben die thematische Ausrichtung und die Ziele der ersten zwei Workshops erarbeitet. Der erste Workshop befasste sich mit „zukünftigen Brennstoffen für KWK“ und fand am 21. Februar 2017 am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. statt. Der Fokus lag dabei auf der Decarbonisierung der KWK-basierten Energiebereitstellung. Besonders der Einsatz biogener Energieträger und synthetischer Brennstoffe wurde in diesem Workshop diskutiert. Die Verfügbarkeit dieser Brennstoffe, ihre Potenziale beim Einsatz in der KWK sowie der Entwicklungsstand der erforderlichen Technologien standen im Fokus des Workshops. In diesem Zusammenhang wurden nach der Begrüßung der Teilnehmer und einer kurzen Vorstellung des Projekts zwei Initialvorträge zu den Themen „zukünftige Brennstoffe“ sowie „Power to fuel“ gehalten. In der anschließenden Gruppenarbeit wurden die Potenziale, Hemmnisse und Aufgabenfelder zukünftiger Brennstoffe für die Kraft-Wärme-Kopplung in zwei Arbeitsgruppen herausgearbeitet, diskutiert und zusammengefasst.

Im ersten Workshop wurden folgende Kernaussagen identifiziert:

- KWK ist ein notwendiger Teil der Energiewende, da zukünftige Brennstoffe hoch-effizient umgesetzt und Strom und Wärme flexibel bereitgestellt werden.
- Die Nutzung des Erdgasnetzes ist essenziell, da zukünftige Brennstoffe (teilweise) eingespeist werden und KWK-Potenziale somit leicht realisierbar sind.
- Für den Fortschritt und den Ausbau CO<sub>2</sub>-neutraler Brennstoffe und KWK-Konzepte sind ein überzeugter politischer Rahmen sowie Förderungen notwendig.

Im zweiten Workshop wurde das KWK-Potenzial in (Niedertemperatur-) Wärmenetzen thematisiert. Die Veranstaltung wurde am 09. Mai 2017 am Gas- und Wärme-Institut in Essen durchgeführt. Einleitend wurde ein Impulsvortrag zum Thema „KWK in Niedertemperatur-Wärmenetzen“ gehalten und die Teilnehmer konnten in einer kurzen Vorstellungsrunde ihren Bezug zum Thema erläutern. Der Workshop beschäftigte sich in der folgenden Diskussionsrunde mit den Potenzialen und der Perspektive für KWK in NT-Wärmenetzen. Im Fokus der Veranstal-

tung standen neben der Integration bewährter KWK-Systeme neue Technologien, wie Brennstoffzellen, Hochtemperatur-Wärmepumpen oder Power-to-X. Hinsichtlich der politisch angestrebten Steigerung der Anteile von Umweltwärme sowie industrieller und gewerblicher Abwärme in Wärmenetzen, wurde KWK als Flexibilisierungsoption diskutiert. Zudem wurde das Meinungsbild der Branchenexperten zu KWK-basierten „Nahwärme“-Lösungen in Quartieren und eine mögliche Reduktion thermischer Übertragungsverluste erarbeitet.

Folgende Maßnahmen wurden im zweiten Workshop für die Hebung von KWK-Potenzialen in Wärmenetzen identifiziert:

- Ertüchtigung von Bestandsnetzen (Substitution von Altanlagen durch hocheffiziente KWK)
- Einbindung von KWK als dezentrale Stützstelle
- KWK-basierte Sekundärnetze
- Handlungsbedarfe liegen insbesondere im verstärkten Erfahrungsaustausch und bei den energiepolitischen Rahmenbedingungen, da sie maßgeblich die Planungssicherheit beeinflussen.

Im Rahmen des Projektes wurde ein Fragebogen erarbeitet, anhand dessen die branchenspezifische Bewertung der zukünftigen Entwicklung der KWK in NRW abgeleitet werden konnte. Der Fragebogen wurde den Teilnehmern beider Workshops vorgelegt und insgesamt zwölfmal ausgefüllt. Dies entspricht bei einer summierten Teilnehmerzahl von 38 Personen einer Rücklaufquote von knapp 32 %. Die Protokolle und Kernaussagen der Workshops, der Fragebogen sowie die Auswertung des Fragebogens finden sich im Anhang.

## 6.2 Verstetigung des Virtuellen Instituts | KWK.NRW

Im Rahmen des Projektes wurden eine Homepage und diverse Corporate-Design-Maßnahmen zum Virtuellen Institut | KWK.NRW erstellt. Die EnergieAgentur.NRW wurde als Kooperationspartner für die Öffentlichkeitsarbeit im Virtuellen Institut | KWK.NRW bei der grafischen Gestaltung und Verknüpfung der Homepages einbezogen. Folgenden Medien wurden erstellt:


- Projekt-Homepage ([www.vi-kwk.nrw](http://www.vi-kwk.nrw))
- Präsentationsvorlage (MS Power Point)
- Flyer
- Poster

Auf der Projekthomepage sind Informationen zu den Zielen und aktuellen Forschungsthemen des VI | KWK.NRW sowie zu den Partnern und dem Netzwerk verfügbar.

Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick zu den Corporate Design Maßnahmen.



Projekthomepage: [www.vi-kwk.nrw](http://www.vi-kwk.nrw)



VI. KWK.NRW Home Partner & Schnittstellen Projekte & Ziele Aktuelles Kontakte Impressum

VIRTUELLES INSTITUT  
KWK.NRW

## Kraft-Wärme-Kopplung: Optionen für NRW

Konzepte zur kombinierten Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte gewinnen durch das gemeinsame Ziel von Politik, Wissenschaft und Industrie, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Energiebereitstellung zu reduzieren, immer mehr an Bedeutung. Denn gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme oder Kälte werden dadurch Primärenergie und somit CO<sub>2</sub> eingespart.

Präsentationsvorlage: Virtuelles Institut | KWK.NRW

BEISPIELSEITE – Text

VI KWK.NRW – Agenda 2017

1  
2  
3  
4  
5  
6

Strom  
Erneuerbare Energien  
Wärme Effizienz  
Förderung **KWK** Leistung  
Innovation Flexibilität  
Versorgungssicherheit

Kraft-Wärme-Kopplung:  
Optionen für NRW

Vorname Nachname M.Eng. | Düsseldorf, 6. Oktober 2017



The slide features a dark blue background with a grid pattern. At the top left is the KWK.NRW logo. At the top right are logos for LUAT, gwi, and ZBT. The main content is a circular diagram with three nodes: a lightbulb, a factory, and a flame. Text is arranged around these nodes. A vertical sidebar on the left contains a numbered list from 1 to 6. At the bottom, there is a footer with the title and date.

Projektflyer: Virtuelles Institut | KWK.NRW

### Die Rolle des Virtuellen Instituts

Das Virtuelle Institut | KWK.NRW bündelt die in NRW vorhandenen Kompetenzen, um die vielfältigen Aufgaben zum Thema KWK wissenschaftlich effizient zu bearbeiten.

**Virtuelles Institut | KWK.NRW**

- Technische und ökonomische Konsistenz
- Umsetzung des Impulsprogramms
- Unterstützung bei der Forschungsorganisation
- Identifikation und Definition von Projekten
- Fortschreibung der Forschungsagenda

**Landesregierung**

- Impulsprogramm und Klimaschutzplan
- Zielvorgaben
- Bereitstellung von Ressourcen

**EnergieAgentur.NRW**

- Beratung
- Öffentlichkeit
- Vernetzung



VIRTUELLES INSTITUT  
KWK.NRW

**Ansprechpartner**

NADINE LUCKE - KOORDINATION

GBS-1  
T: +49  
E: luck

OTHM  
Univ.-  
Lehrst:  
T: +49  
E: wert

DR. V.  
Univ.-  
Lehrst:  
und A:  
T: +49  
E: voss

DR. C.  
Zentr:  
T: +49  
E: csp

WW

---

### KWK: Das Prinzip

Die Grundidee der Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Nutzwärme aus der chemisch-gebundenen Energie eines Brennstoffes. Verglichen mit der getrennten Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie wird die Primärenergie dadurch effizienter genutzt. Durch Brennstoffnutzungsgrade von über 90 % werden der Primärenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen der Energieversorgung reduziert.

Zu den KWK-Technologien zählen:

- Verbrennungs-, Dampf- und Stirling-Motoren
- Gas- und Dampfturbinen
- Brennstoffzellen



Aufgrund der technologischen Vielfalt können unterschiedlichste Brennstoffe zur KWK eingesetzt werden. Dazu gehören Erdgas, Kohle, Heizöl, Flüssiggas, Klärgas, Deponiegas, Kokereisgas und Restgas aus Produktionsanlagen. Auch nachwachsende Rohstoffe, wie Biogas oder Biomasse, und synthetische Brennstoffe, die mit Hilfe von Wind- oder Solarstrom erzeugt werden, können in KWK genutzt werden.

### Motivation

Eine der großen Herausforderungen der Energiewende ist der Übergang von dem bestehenden Energieversorgungssystem zu einer klimafreundlichen, hocheffizienten und zugleich sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

Die Bevölkerungs- und Nutzungsstruktur in NRW ist durch den Ballungsraum Rhein-Ruhr im Zentrum des Landes und die vergleichsweise dünn besiedelten Regionen im Norden und Süden des Landes geprägt. Dem entsprechend liegen unterschiedliche Bedarfsprofile vor, die mit verschiedenen KWK-Systemen abgedeckt werden können. Möglichen Anwendungen sind:

- Mikro-KWK-Anlagen in Ein- und Mehrfamilienhäuser
- Blockheizkraftwerke für Gewerbe, Handel und Dienstleistung
- Blockheizkraftwerke für industrielle Prozesse
- KWK-Anlagen in kommunalen Wärmenetzen

In NRW besteht durch die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten ein erhebliches Potenzial, um mit hocheffizienten KWK-Systemen den Primärenergieeinsatz und CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren.



### Ziele des VI | KWK.NRW

Die Komplexität des Ausbaus der KWK auf allen Ebenen in NRW erfordert die Verdichtung der vorhandenen Kompetenzen in NRW. Um diesen Prozess effektiv zu fördern wurde das VI | KWK.NRW gegründet. Es bündelt die landesweit verfügbaren Kompetenzen, um Entwicklungen im Forschungsbereich KWK zu beschleunigen.

Die Kooperation von Forschungseinrichtungen, Instituten, Unternehmen und Projektträgern trägt wirkungsvoll zur Initiierung größerer strategischer Forschungsvorhaben und zur Etablierung neuer Forschungsk Kooperationen bei.



### Projekte des VI | KWK.NRW

Die Charakterisierung und Bewertung von Technologien und Systemlösungen stehen im Fokus der Projekte des VI | KWK.NRW. Dazu werden etablierte und innovative KWK-Technologien wie Gasmotoren, Phosphorsäurebrennstoffzellen und kombinierte Systeme aus Brennstoffzelle und Turbinen (Triple Combined Cycle) ökologisch und ökonomisch analysiert.

Die Bewertung neuer Betriebsstrategien zur Bereitstellung von Flexibilität bei gleichzeitiger Gewährung der Versorgungssicherheit, die Untersuchung von Speicherkonzepten und die Demonstration neuer Systeme ergänzen das Portfolio.

Infrastrukturelle und ressourcenbedingte Einflüsse auf den Einsatz von KWK in NRW und regionale Rahmenbedingungen werden bewertet. Der Dialog zwischen Wirtschaft, Wissenschaft und Politik wird u. a. durch Workshops zum Thema „KWK – Effizienter Partner der Energiewende“ unterstützt.

So wird der Fortschritt der KWK in der sich verändernden Energieversorgung in NRW kontinuierlich gesichert.

## 7 Ausblick

Um die klimapolitischen Ziele auf Bundes- und Landesebene zu erreichen, ist es erforderlich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiebereitstellung deutlich zu reduzieren. KWK-Technologien tragen zu diesem Prozess bei, da sie bereits heute die Bedingungen des energiepolitischen Dreiecks hinsichtlich Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit und klimapolitischen Zielen erfüllen. So kann KWK als Einzelanlage oder als ein Teil eines Versorgungssystems zeitnah einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion der energiebedingten Emissionen leisten. Dabei sind drei Merkmale der KWK von besonderer Bedeutung: zum einen die hocheffiziente, gekoppelte Bereitstellung von Strom und Wärme/Kälte, zum anderen die Erhöhung der Flexibilität der Energiebereitstellung und darüber hinaus die Substitution von Kohle durch Energieträger wie z. B. Erdgas, Biogas oder andere CO<sub>2</sub>-neutrale Brennstoffe. Kurzfristig können etablierte KWK-Systeme sowohl in der Objektversorgung als auch in der Industrie als Maßnahme zur effizienten und umweltfreundlichen Energieversorgung eingesetzt werden. Die Nutzung des Erdgasnetzes als bestehende Versorgungsinfrastruktur ist dabei von besonderer Bedeutung.

Im Rahmen der Arbeiten des Virtuellen Instituts | KWK.NRW werden darüber hinaus weitere mittel- bis langfristige Potenziale der KWK aufgezeigt. So können innovative KWK-Konzepte – wie Gasmotoren- und Gasturbinen-Kraftwerke im mittleren Leistungsbereich der Fernwärme in Kombination mit thermischen Speichern – durch flexible Betriebsweisen auf externe Lastanforderungen auf Strom- und Wärmeseite reagieren. Solche KWK-Anlagen ermöglichen die Kopplung der Sektoren Gas, Strom und Wärme und tragen zur Flexibilisierung des Energieversorgungssystems und zur Versorgungssicherheit bei. Durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien werden diese technologischen Optionen zunehmend benötigt.

Zudem ermöglicht das vielfältige KWK-Portfolio die Einbindung innovativer Technologien, wie der Brennstoffzelle oder des Triple Combined Cycles. Diese zeichnen sich durch eine vergleichsweise hohe elektrische Effizienz – insbesondere in kleinen Leistungsbereichen – aus. Sie eignen sich daher als Elemente des zukünftigen Energiesystems, in welchem mit einem steigenden Strombedarf aufgrund der Elektrifizierung zu rechnen ist. Sie sind – wie auch andere KWK-Technologien – für den Einsatz von Wasserstoff oder von synthetischen Brennstoffen geeignet. Dieser Pfad wird zukünftig an Bedeutung gewinnen, um Gase aus Power-to-Gas-Prozessen hocheffizient zu nutzen. KWK-Systeme sind damit auch für zukunftsfähige Versorgungsstrukturen geeignet.

Der Dialog mit den Stakeholder-Gruppen verdeutlicht, dass die Nutzung des Erdgasnetzes auch zukünftig essenziell ist, da synthetische und biogene Energieträger (teilweise) eingespeist werden können und KWK-Potenziale somit leicht realisierbar sind. Auch durch die Ertüchtigung der Fern- bzw. Nahwärmeversorgung mittels KWK können Effizienz- und CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale gehoben werden. Für den Fortschritt und den Ausbau CO<sub>2</sub>-neutraler Brennstoffe und KWK-Konzepte sind nach Meinung der Branche eine politische Überzeugung sowie geeignete Rahmenbedingungen notwendig.



## 8 Verzeichnisse

V 1	Literaturverzeichnis .....	94
V 2	Abbildungsverzeichnis .....	99
V 3	Tabellenverzeichnis .....	101

## V 1 Literaturverzeichnis

- [1] *EnergyPRO-Software Version 4.4.371*, Aalborg-Denmark: EMD International A/S, 2017.
- [2] Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, „Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen,“ Referat "Öffentlichkeitsarbeit, Reden, Veranstaltungen, Internet", Düsseldorf, Dezember 2015 (1. Auflage).
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „<http://www.klimaschutzplan2050.de/handlungsfelder/industrie-gewerbe-handel-dienstleistungen/>,“ [Online]. [Zugriff am 09. 11. 2016].
- [4] Agora, Energiepolitische Zielsetzungen des Bundes und Klimaschutzplan 2050, 2016.
- [5] Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie, Effiziente Systeme und erneuerbare Energien, Köln: Interessengemeinschaft Energie Umwelt Feuerungen GmbH, 2016.
- [6] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IRW), „[www.energiestatistik-nrw.de](http://www.energiestatistik-nrw.de/),“ [Online]. Available: <http://www.energiestatistik-nrw.de/>. [Zugriff am 16. 01. 2017].
- [7] „Statistische Berichte, Energiebilanz und CO<sub>2</sub>-Bilanz in Nordrhein-Westfalen 2013, E443 2013 00,“ Information und Technik Nordrhein-Westfalen, 2016.
- [8] D. Vallentin, M. Fishedick und andere, „Eine Industrieregion im Wandel, Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen, Strategien und Instrumente für NRW,“ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, 2016.
- [9] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015,“ Berlin, Köln, 2016.
- [10] Michael Schmidt, C. Spitta und V. Vrangos, „roadmap | KWK.NRW - Einsatz von KWK-Technologien in NRW - Detailfragestellungen und Forschungsagenda; Abschlussbericht zum Verbundprojekt,“ Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Lehrstuhl für Energietechnik und Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik der Universität Duisburg-Essen, 2015.
- [11] T. Vogel, G. Oeljeklaus, T. Poklas, C. Frekers und K. Görner, „Vergleichende Studie von Gasmotoren und Gasturbinen in der Kraft-Wärme-Kopplung am Beispiel eines typischen öffentlichen Wärmeversorgungsnetzwerkes,“ VGB PowerTech, pp. 48-55, 3 2016.
- [12] M. Blesl, Gas- und Dampfturbinen-KWK-Anlagen, Stuttgart: IER, Uni Stuttgart, 2014.
- [13] G. Schaumann und K. Schmitz, Kraft-Wärme-Kopplung, Springer, 2010.
- [14] K. Payrhuber, „Gasmotoren kombinieren Effizienz und Flexibilität,“ in VGB BHKW und virtuelle KW, Berlin, 2017.
- [15] A. Buttler, J. Hentschel, S. Kahlert und M. Angerer, „Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor,“ München, 2015.
- [16] AGFW-Arbeitsblatt FW 308, Frankfurt: AGFW Der Energieeffizientverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2011.
- [17] J. Klimstra und H. Markus, Smart Power Generation, Helsinki: Arkmedia Vaasa, 2014.
- [18] J. Klimstra, Power Supply Challenges, Helsinki: Arkmedia, Vaasa, 2014.

- [19] Stadtwerke Düsseldorf AG, „swd-ag.de,“ 2017. [Online]. Available: [https://www.swd-ag.de/ueber-uns/erzeugung/gaskraftwerk-gud-kraftwerk/#\\_sc](https://www.swd-ag.de/ueber-uns/erzeugung/gaskraftwerk-gud-kraftwerk/#_sc). [Zugriff am 10 Juli 2017].
- [20] Umweltbundesamt, [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen?sprungmarke=Strommix#Strommix>. [Zugriff am 10. 10. 2016].
- [21] Fuji N2-telligence GmbH, Persönliche Hersteller-Information zu den Wirkungsgraden in versch. Ausbaustufen der Anlagen, Duisburg, 2017.
- [22] Fuji N2telligence, „Funktionsprinzip QuattroGeneration,“ [Online]. Available: <http://www.n2telligence.com/de/produkte/quattrogeneration>. [Zugriff am 15. 05. 2017].
- [23] Fuji N2telligence GmbH, „Spezifikation Nr.4G013 für QuattroGeneration,“ -, Wismar, 2013.
- [24] Fuji N2telligence GmbH, „Spezifikation Wärmetauscher Modul WM009,“ -, Wismar, 2017.
- [25] Agentur für erneuerbare Energien, „foederal-erneuerbar.de,“ [Online]. Available: [https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/NRW/kategorie/strom/auswahl/733-spezifische\\_co2-emis/](https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/NRW/kategorie/strom/auswahl/733-spezifische_co2-emis/).
- [26] Umweltbundesamt, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015,“ 2016.
- [27] MHI Ltd, „Extremely High-efficiency Thermal Power System-Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Triple Combined-cycle System,“ Mitsubishi Heavy Industries (MHI), September 2011. [Online]. Available: <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e483/e483009.pdf>. [Zugriff am Februar 2017].
- [28] MHPS, „Mitsubishi Hitachi Power Systems,“ Oktober 2014. [Online]. Available: <http://www.mhps.com/en/company/history/index.html>. [Zugriff am Februar 2017].
- [29] STEAG Energy Services GmbH, Ebsilon® Professional 12, NRW, 2017.
- [30] DGLR, „Deutsche Gesellschaft für Luft- und Raumfahrt,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.dglr.de/publikationen/2015/370070.pdf>.
- [31] Siemens AG, „Siemens Dampfturbine SST-040,“ 2011. [Online]. Available: <https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/SST-040/Downloads/Siemens-Industrial-Steam-Turbine-SST-040-DE.pdf>.
- [32] S. C. Singhal, „Argonne National Laboratory,“ 2004. [Online]. Available: [https://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/49\\_2\\_Philadelphia\\_10-04\\_1013.pdf](https://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/49_2_Philadelphia_10-04_1013.pdf).
- [33] Ebsilon® Professional, Planung und Auslegung von energie- und kraftwerkstechnischen Anlagen, 2017.
- [34] e!Sankey®, Programm zum Erstellen von Sankey Diagramm, 2017.
- [35] VDI Energietechnik, Energietechnische Arbeitsmappe, Essen: Springer, 2000.
- [36] L. Kranzl, A. Müller, J. Matzenberger und M. Bayr, „LowEx – Das Konzept der Exergie in energieökonomischen Analysen,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, Oktober 2011.

- [37] G. Cerbe, Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung, Hanser, 2008.
- [38] S. Bargel, „Entwicklung eines exergiebasierten Analysemodells zum umfassenden Technologievergleich von Wärmeversorgungssystemen unter Berücksichtigung des Einflusses einer veränderlichen Außentemperatur,“ Bochum, 2010.
- [39] Kraftwerksforschung.info, „Kraftwerksforschung.info,“ 2015. [Online]. Available: <http://kraftwerkforschung.info/hoehere-temperaturen-in-turbinen/>. [Zugriff am April 2017].
- [40] Verein Deutscher Ingenieure, „Energiesysteme Kraft-Wärme-Kopplung,“ VDI, Düsseldorf, 2005.
- [41] Otto von Guericke Universität Magdeburg, „uni-magdeburg.de,“ 2009. [Online]. Available: [http://www.uni-magdeburg.de/isut/TV/Download/Kapitel\\_2\\_Verbrennung\\_WS0910.pdf](http://www.uni-magdeburg.de/isut/TV/Download/Kapitel_2_Verbrennung_WS0910.pdf). [Zugriff am März 2017].
- [42] gasuf, „Gasversorgung Unterfranken GmbH,“ 2016. [Online]. Available: <https://gasuf.de/erdgas-waerme/erdgas/warum-erdgas/>.
- [43] Bundesverband KWK e.V., „Hinweise und Empfehlungen zur Ermittlung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von aus KWK-Anlagen eingespeistem Strom im Rahmen der Stromkennzeichnungspflicht,“ 01. Dezember 2005. [Online]. Available: [http://www.bkww.de/fileadmin/users/bkww/aktuelles/technik/Hinweise\\_Stromkennzeichnung.pdf](http://www.bkww.de/fileadmin/users/bkww/aktuelles/technik/Hinweise_Stromkennzeichnung.pdf).
- [44] ASUE, „BHKW-Fibel,“ 2015. [Online]. Available: [http://www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2015/broschuren/asue\\_050315\\_bhkww\\_fibel.pdf](http://www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2015/broschuren/asue_050315_bhkww_fibel.pdf). [Zugriff am Mai 2017].
- [45] Öko-Institut, „Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Stromkraftwerke nach Kraftwerktyp (in Gramm pro Kilowattstunde),“ 2009. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38910/umfrage/hoehe-der-co2-emissionen-nach-kraftwerk/>. [Zugriff am April 2017].
- [46] GLIZIE GmbH, „www.bhkws.de,“ [Online]. Available: [http://www.bhkws.de/bhkww\\_co2.htm](http://www.bhkws.de/bhkww_co2.htm). [Zugriff am März 2017].
- [47] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz, „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG),“ 2017. [Online]. Available: [https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg\\_2016/](https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/).
- [48] Bundesnetzagentur, „Netzentgelt,“ Dezember 2016. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>.
- [49] StromStV, § 12b Steuerbefreiung für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW, 2016.
- [50] EnStG, § 53 Steuerentlastung für die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme, 2015.
- [51] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Kuzinfo Emissionshandel,“ März 2016. [Online]. Available: <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/emissionshandel/kurzinfo/>. [Zugriff am Mai 2017].



- [52] P. Kurzweil, Brennstoffzellentechnik, Bd. 3, Amberg: Springer, 2016.
- [53] R. George und N. Bessette, „Reducing the manufacturing cost of tubular solid oxide fuel cell technology,“ Journal of Power Sources, Bd. 71, Nr. 1-2, pp. 131-137, 15 March 1998.
- [54] W. Winkler, „Unterschiede und Synergieeffekte bei stationären und mobilen SOFC-GT Systemen,“ in Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung, Bochum, 2001.
- [55] S. Singhal und M. Dokiya, Solid Oxide Fuel Cells VIII, Richland: The Electrochemical Society, 2003.
- [56] T. Panne und A. Widenhorn, „Mikrogasturbine – Kraftwerk der Zukunft,“ top Biogas, 2010.
- [57] D. Stallinger, „Kosten Mikrogasturbinen für Universitäts-Projekt,“ 2015.
- [58] W. Platzer, J. Hagmann und A. Neuhäuser, „Medium and Small Scale Concentrated Solar Thermal Power Platform,“ 2008. [Online]. Available: <http://www.msscsp.info/documents/msscsp-1/w.-platzer-fraunhofer-ise-marktubersicht-zu-warmekraftmaschinen>.
- [59] WA Notstromtechnik GmbH, „Plaungsleitfaden Erdgas-Blockheizkraftwerke,“ 2013.
- [60] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., „Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern,“ Energieagentur NRW, Berlin, 2009.
- [61] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., „BHKW-Kenndaten 2014/2015,“ bhkw-infozentrum.de, Berlin, 2015.
- [62] B. Lüdemann, Auslegung, Energiebedarf und Komfort von Anlagen zur Heizung und Warmwasserbereitung im Niedrigenergiehaus bei Berücksichtigung des Nutzverhaltens, Hamburg: TU Hamburg-Harburg, 2002.
- [63] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „KWK-Anlagen über 50 kWel bis 2MWel,“ 2017. [Online]. Available: [http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft\\_Waerme\\_Kopplung/Stromverguetung/Stromverguetung\\_50\\_KW\\_bis\\_2\\_MW/stromverguetung\\_50\\_kw\\_bis\\_2\\_mw\\_no\\_de.html](http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/Stromverguetung/Stromverguetung_50_KW_bis_2_MW/stromverguetung_50_kw_bis_2_mw_no_de.html).
- [64] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Gasamtausgabe der Energiedaten,“ 5 Mai 2017. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html>.
- [65] European Energy Exchange AG, „KWK-Index Üblicher Strompreis gemäß KWK-Gesetz,“ Mai 2017. [Online]. Available: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/kwk-index>.
- [66] steag AG, „Preisregelung 2017,“ 1. Januar 2017. [Online]. Available: [https://www.steag-fernwaerme.de/fileadmin/user\\_upload/steag-fernwaerme.de/Service/downloads/12301\\_Verbund\\_01012017.pdf](https://www.steag-fernwaerme.de/fileadmin/user_upload/steag-fernwaerme.de/Service/downloads/12301_Verbund_01012017.pdf).
- [67] Industrie- und Handelskammer Lippe, „Energie- und Stromsteuer,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.detmold.ihk.de/de/innovation-und-umwelt/energie/energie-und-stromsteuer/150/211>.
- [68] PrimaGas, „Glossar PrimaGas,“ 2017. [Online]. Available: <http://gewerbe.primagas.de/wissenswertes/glossar.cfm?eventGlossary=glossary.Search&initial=V#>.

- [69] KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau, „Konditionenübersicht für Endkreditnehmer,“ Juni 2017. [Online]. Available: <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger>.
- [70] C. Schnatmann, „DWA,“ November 2011. [Online]. Available: [http://de.dwa.de/tl\\_files/\\_media/content/PDFs/Abteilung\\_BiZ/Energietage2011/Tag\\_3/pp-Schnatmann.pdf](http://de.dwa.de/tl_files/_media/content/PDFs/Abteilung_BiZ/Energietage2011/Tag_3/pp-Schnatmann.pdf). [Zugriff am April 2017].
- [71] M. Schlesinger, D. Lindenberger und C. Lutz, „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose,“ Juni 2014. [Online]. Available: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7).
- [72] C. Kail und G. Haberberger, „Technik und Kosten der Kraft-Wärme-Kopplung bei GuD und Dampfkraftwerken,“ VDI-Berichte, Bd. Nr. 1495, Nr. 1999, pp. 95-111, 1999.

## V 2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Treibhausgasemissionen der Europäischen Union (EU 28), Nordrhein-Westfalens und ausgewählter Länder im Jahr 2012 [2].....	1
Abbildung 2:	Verteilung der Gesamtemissionen in NRW nach Sektoren des Klimaschutzplans NRW im Jahr 2012 [2].....	2
Abbildung 3:	Treibhausgasemissionen Haushalte und GHD in Deutschland [4] .....	3
Abbildung 4:	Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland in 2013 [5] .....	3
Abbildung 5:	Veränderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in NRW nach Sektoren [6] .....	4
Abbildung 6:	Endenergieverbrauch in NRW von Haushalten und GHD [6] .....	4
Abbildung 7:	Verlauf des Endenergieverbrauchs und der CO <sub>2</sub> -Emissionen für den Bereich Industrie für die Jahre 2000 bis 2014 in NRW (Werte für 2014 auf der Basis von Daten des BMWi für BRD geschätzt). [7] .....	5
Abbildung 8:	Verlauf der CO <sub>2</sub> -Emissionen für den Bereich Industrie für die Jahre 1995 bis 2014 in NRW (Werte für 2014 auf der Basis von Daten des BMWi für BRD geschätzt). [7].....	6
Abbildung 9:	CO <sub>2</sub> -Emissionen der Industriebranchen in NRW in 2011 [8].....	7
Abbildung 10:	Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland [9].....	8
Abbildung 11:	EEX-Futures für Strom von 2011 bis 2015 für die Lieferperiode Januar 2017 [9].....	9
Abbildung 12:	Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2010 bis 2015 [9] .....	9
Abbildung 13:	Mittlere Fernwärmeleistung $Q_{FW}$ auf monatlicher Basis eines typischen Fernwärmenetzes in % der maximalen Fernwärmeleistung und Monatsmittelwerte der Außenlufttemperatur für 2016 (Quelle: DVV). .....	18
Abbildung 14:	Jahresverlauf im Studentakt der eingespeisten Fernwärmeleistung $Q_{FW}$ (blau) und der dazugehörigen Außenlufttemperatur $T_A$ (orange) im Jahr 2016 (gestrichelt: gleitender 24h-Mittelwert; Quelle: DVV-2016).....	19
Abbildung 15:	Stündliche Änderung der eingespeisten Fernwärmeleistung pro Stunde (delta $Q_{FW}$ ) in % der maximal eingespeisten Wärmeleistung $Q_{FW,max}$ im Jahr 2016 .....	19
Abbildung 16:	Eingespeiste FW-Leistung und Außentemperaturverlauf für 2 Tage im Januar 2016 .....	20
Abbildung 17:	Eingespeiste FW-Leistung und Außentemperaturverlauf für 2 Tage im Februar 2016 .....	20
Abbildung 18:	Eingespeiste FW-Leistung und Außentemperaturverlauf für 2 Tage im April 2016 .....	21
Abbildung 19:	Relativer mittlerer Tagesverlauf der Fernwärmeleistung $Q_{FW}$ und des Strompreises nach EPEX für Winter und Sommer 2016 .....	22
Abbildung 20:	Zeitlicher Verlauf (1 Monat) des Dampfbedarfes in einer chemischen Produktion.....	23
Abbildung 21:	Zeitlicher Verlauf des Dampfbedarfes in einer Papierproduktion (gestrichelt: gleitender 24h-Mittelwert) .....	23
Abbildung 22:	Zeitlicher Verlauf der stündlichen Änderung des Dampfbedarfes der Papierproduktion (wie in Abbildung 21).....	24
Abbildung 23:	Elektrischer Wirkungsgrad eines Gasmotoren-HKW's (GHKW) im Vergleich zu einer Gasturbine (GT) und einer GuD-Anlage im KWK-Betrieb (GuD) in Abhängigkeit von der elektrischen Last .....	26
Abbildung 24:	Möglichkeiten zur Fahrweise einer GuD-KWK-Anlage anhand der Kennlinie .....	27
Abbildung 25:	Elektrische Wirkungsgrade bestimmter KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Verhältnis der Nutzwärmeleistung (Fernwärmeleistung) $Q_{FW}$ zur elektrischen Leistung $P_{el}$ .....	28
Abbildung 26:	Brennstoffausnutzungsgrade bestimmter KWK-Anlagen in Abhängigkeit vom Verhältnis der Nutzwärmeleistung (Fernwärmeleistung) $Q_{FW}$ zur elektrischen Leistung $P_{el}$ .....	28
Abbildung 27:	Anfahrcharakteristik verschiedener KWK-Anlagen ([17] und eigene Berechnungen).....	30
Abbildung 28:	Reaktionsvermögen verschiedener KWK-Anlagen im Hinblick auf Primärenergieregulung (PRL) [18].....	30

Abbildung 29: Mittlere Jahresdauerlinie (10 Jahre) eines typischen mittelgroßen FW-Netzes.....	32
Abbildung 30: Anzahl der Starts pro Maschine und Jahr für die untersuchten Szenarien.....	36
Abbildung 31: Primärenergieeinsparung PEE im Vergleich zur getrennten Erzeugung und Stromanteil.....	39
Abbildung 32: CO <sub>2</sub> -Emissionsminderung im Vergleich zur getrennten Erzeugung.....	40
Abbildung 33: Relativer Gewinn bzw. Verlust pro eingesetzter Brennstoffmenge für die verschiedenen Szenarien bezogen auf den Maximalwert des jeweiligen Szenarios.....	42
Abbildung 34: Relativer Gewinn bzw. Verlust pro eingesetzter Brennstoffmenge für die verschiedenen Szenarien bezogen auf den Maximalwert aller Szenarien .....	42
Abbildung 35: Funktionsprinzip der QuattroGeneration-Anlage [22].....	48
Abbildung 36: Systemfließbild der PAFC [23] .....	48
Abbildung 37: Fuji-N <sub>2</sub> -telligence Wirkungsgrad-Diagramm [21].....	49
Abbildung 38: Darstellung der Wirkungsgrad-Verläufe in der Standard-Modifikation .....	50
Abbildung 39: Darstellung der Wirkungsgrad-Verläufe in der max. Ausbaustufe.....	50
Abbildung 40: QuattroGeneration-Anlage am ZBT Duisburg .....	51
Abbildung 41: Vergleich ermittelter thermischer Wirkungsgrade bei vollständiger Einbindung mit den Anlagenspezifikationen .....	53
Abbildung 42: CO <sub>2</sub> -Emissionseinsparungen für das Bilanzjahr 2016.....	55
Abbildung 43: CO <sub>2</sub> -Emission weiterer Installationen über steigende VBh .....	56
Abbildung 44: Betriebskostenvergleich für weitere Installationen gegenüber dem Referenzsystem über steigende VBh .....	57
Abbildung 45: Schema eines Triple Combined Cycle Kraftwerks nach [27].....	59
Abbildung 46: Aufbau des TCC Systems in Epsilon® Professional 12 [33] .....	62
Abbildung 47: Simulation des TCC mit Systemparametern (Epsilon® Professional, 2017) .....	65
Abbildung 48: Elektrische Leistung von Erzeugern und Verbrauchern [33].....	66
Abbildung 49: Komponenten- und Systemwirkungsgrade des Systems [33].....	67
Abbildung 50: Sankey Diagramm zu den Energieströmen des simulierten Systems [34].....	69
Abbildung 51: Exergie- und Energiefluss im simulierten TCC System [34] .....	71
Abbildung 52: Exergie- und Anergieflüsse für gekoppelte (links) bzw. getrennte (rechts) Strom- und Wärmebereitstellung.....	72
Abbildung 53: Abgaszusammensetzung des simulierten TCC Systems [33] .....	73
Abbildung 54: spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Art der Stromerzeugung (Quellen: * [45] ** [26] *** [46] **** [25]).....	76
Abbildung 55: Erdgaspreisentwicklung der letzten zehn Jahre [64].....	80
Abbildung 56: Vergleich der Amortisationszeiten von BHKW und TCC.....	82

## V 3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Charakteristische Kennzahlen und indikative Kosten verschiedener KWK-Technologien.....	25
Tabelle 2: Häufigkeit der Änderung des Fernwärmebedarfes bezogen auf den maximalen Fernwärmebedarf in Stunden des untersuchten Jahreslastgangs/Referenzlastgangs .....	32
Tabelle 3: Szenarien mit einer max. FW-Leistung von 250 MW .....	33
Tabelle 4: Szenarien mit einer max. FW-Leistung von 125 MW .....	33
Tabelle 5: Szenarien mit einer max. FW-Leistung von 25 MW .....	34
Tabelle 6: Kenndaten der bei der Simulation eingesetzten KWK-Anlagen .....	35
Tabelle 7: Bewertung verschiedener Kriterien/Parameter in Bezug auf die Flexibilität der Anlage.....	37
Tabelle 8: Annahmen und Parameter zur Wirtschaftlichkeitsberechnung - Investitionen.....	40
Tabelle 9: Annahmen und Parameter zur Wirtschaftlichkeitsberechnung - Betriebskosten und Einnahmen.....	41
Tabelle 10: Tabellarische Zusammenfassung der charakteristischen Ergebnisgrößen für alle Szenarien.....	44
Tabelle 11: Kenndaten der Anlage am ZBT, als Bilanzierungsgrundlage .....	52
Tabelle 12: Vorgegebene Systemparameter für die Simulation des TCC Systems .....	64
Tabelle 13: elektrische Leistung der Erzeuger und internen Verbräuche.....	66
Tabelle 14: Berechnung der spezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionen des simulierten TCC Systems .....	74
Tabelle 15: Berechnung der spezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionen eines Referenz-BHKW .....	75
Tabelle 16: Investitionskosten eines TCC Systems mit 351 kW elektrischer Leistung.....	78
Tabelle 17: Investitionskosten eines Otto-motorischen BHKW mit 351 kW elektrischer Leistung .....	79
Tabelle 18: Kosten-Nutzen-Rechnung mit Vergleich zwischen TCC und BHKW .....	81
Tabelle 19: Entwicklung des Brennstoffeinsatzes in den nächsten 30 Jahren .....	122



## 9 Anhang

<b>A1</b>	<b>Fragebogen zu den Workshops .....</b>	<b>104</b>
<b>A2</b>	<b>Auswertung der Fragebögen .....</b>	<b>108</b>
<b>A3</b>	<b>Protokoll des 1. Expertenworkshops .....</b>	<b>116</b>
<b>A4</b>	<b>Protokoll des 2. Expertenworkshops .....</b>	<b>127</b>





**FRAGEBOGEN ZUM 1. WORKSHOP**

4. Eingesetzter oder geplanter Brennstoff. | Bitte geben Sie die jeweilige Anzahl an.

- Erdgas
- Kohle
- Heizöl
- Biogas
- Biomasse
- Sonstiges

5. KWK-Technologie | Bitte geben Sie die jeweilige Anzahl an.

- Verbrennungsmotor
- Gas-Turbine
- Dampf-Turbine
- Stirling-Motor
- Brennstoffzelle
- Sonstiges

6. Wie wichtig sind Ihnen folgende Kriterien bei der Auswahl einer KWK-Anlage? (1 = unwichtig, 5 = sehr wichtig)

- Technik und Zuverlässigkeit
- Umweltfreundlichkeit
- Wirtschaftlichkeit

**C. Spezifische Daten, wenn Sie bereits eine KWK-Anlage betreiben (→ sonst weiter bei D)**

1. Nach welcher Gewichtung der folgenden Kriterien haben Sie sich in der Vergangenheit für eine KWK-Anlage entschieden? (1 = unwichtig, 5 = sehr wichtig)

- Technik und Zuverlässigkeit
- Umweltfreundlichkeit
- Wirtschaftlichkeit

2. Sind Sie mit der KWK-Anlage zufrieden? (1 = überhaupt nicht, 5 = sehr)

- weil, (kurze Erklärung):
- 
- 

3. Nach welcher Gewichtung der folgenden Kriterien würden Sie sich aktuell und nach den vorliegenden Erfahrungen für eine weitere KWK-Anlage entscheiden? (1 = unwichtig, 5 = sehr wichtig)

- Technik und Zuverlässigkeit
- Umweltfreundlichkeit
- Wirtschaftlichkeit

**FRAGEBOGEN ZUM 1. WORKSHOP**



**D. Rahmenbedingungen & Perspektiven in Deutschland**

1. Sind Sie mit dem neuen KWKG 2016 zufrieden? (1 = überhaupt nicht, 5 = sehr)

weil, (kurze Erklärung): \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Was sollte Ihrer Meinung nach anders sein? \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

2. Werden die neuen KWK-Ziele nach dem KWKG 2016 Ihrer Meinung nach erreicht?  
(1 = überhaupt nicht, 5 = sicher)

- 110 TWh KWK-Strom bis 2020
- 120 TWh KWK-Strom bis 2025

3. Unterstützt KWK in den nächsten 10 bis 15 Jahren den angestrebten Decarbonisierungsprozess?  
(1 = überhaupt nicht, 5 = sehr)

weil, (kurze Erklärung): \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

4. Welche Prognose trifft Ihrer Meinung nach bis 2030 zu?  
(1 = fallend, 2 = leicht fallend, 3 = stagnierend, 4 = leicht steigend, 5 = steigend)

- a) **Ausbau des KWK-Anteils bei der Stromerzeugung**
  - insgesamt                       allgemeine Versorgung
  - Industrieanlagen                       GHD                       Haushalte
- b) **Ausbau des KWK-Anteils bei der Wärmeerzeugung**
  - insgesamt                       allgemeine Versorgung
  - Industrieanlagen                       GHD                       Haushalte

5. Welche Rolle wird KWK ab 2030 bei der dezentralen Energieversorgung spielen?  
(1 = gar keine, 5 = eine wesentliche)

weil, (kurze Erklärung): \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_



## FRAGEBOGEN ZUM 1. WORKSHOP



6. Bewerten Sie die folgenden Maßnahmen und Technologien im Hinblick auf die Entwicklung der KWK in den nächsten 10 bis 15 Jahren. (1 = unwichtig, 5 = sehr wichtig)

- Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland
- Wärmespeicher
- Elektrospeicher
- Kombinierte Technologien (KWK plus PV, Wind, WP, Solarthermie, Abwärme, ...)
- Neue Technologien (Brennstoffzelle, Hochtemperatur-Wärmepumpe, ...)
- Konzepte zur Energieversorgung von Quartieren/Siedlungen
- Ausbau von Fernwärmenetzen
- Regulatorische Maßnahmen (KWKG, EEG, ...)
- Contracting Modelle
- Privatinitiative
- Versorgungssicherheit von Biogas und Biomasse
- Smart Grids, Virtuelle Kraftwerke
- Sonstiges \_\_\_\_\_

Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Der Abschlussbericht des Forschungsprojektes „Transfer4.0@KWK.NRW“ wird mit Ende des Projektes auf den jeweiligen Homepages der Partner zur Verfügung gestellt.

Gefördert durch: Ministerium für Klimaschutz, Umwelt,  
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz  
des Landes Nordrhein-Westfalen



### Ihre Ansprechpartner

Frau Nadine Lefort  
Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

T: +49 (0)201 3618-251  
E: lefort@gwi-essen.de

Herr Dr. Vassilios Vrangos  
Universität Duisburg-Essen, LUAT

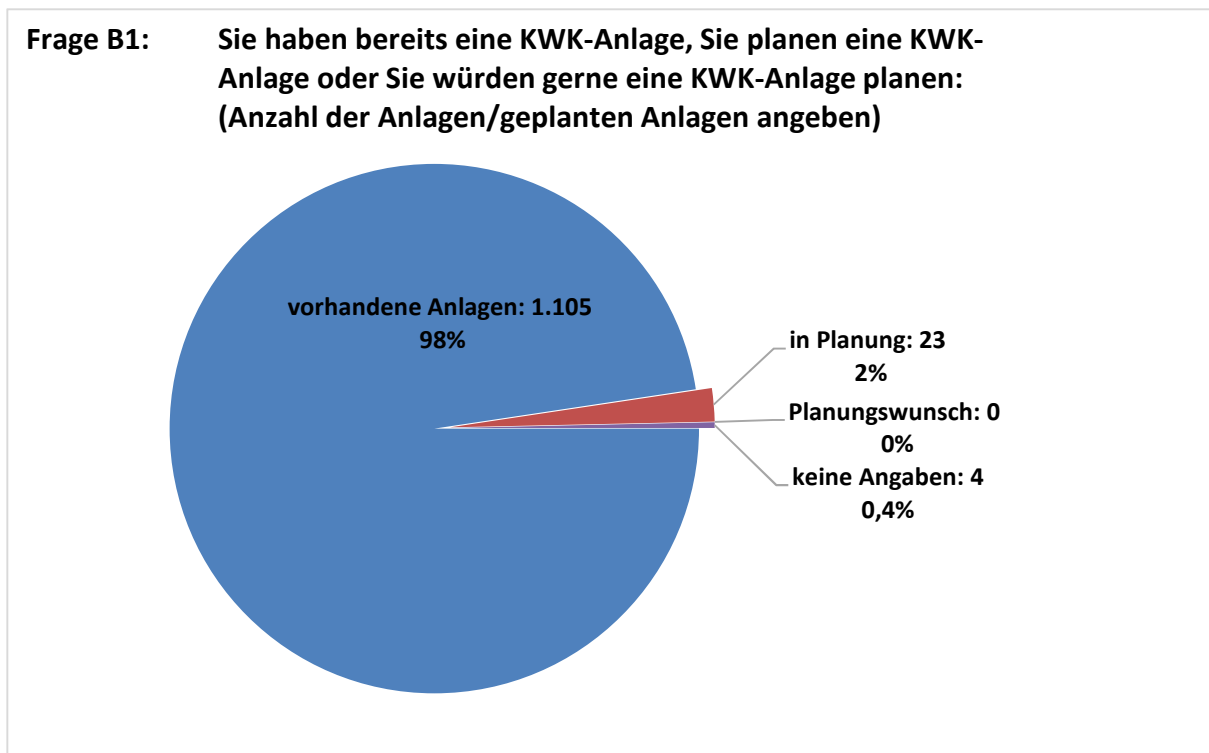
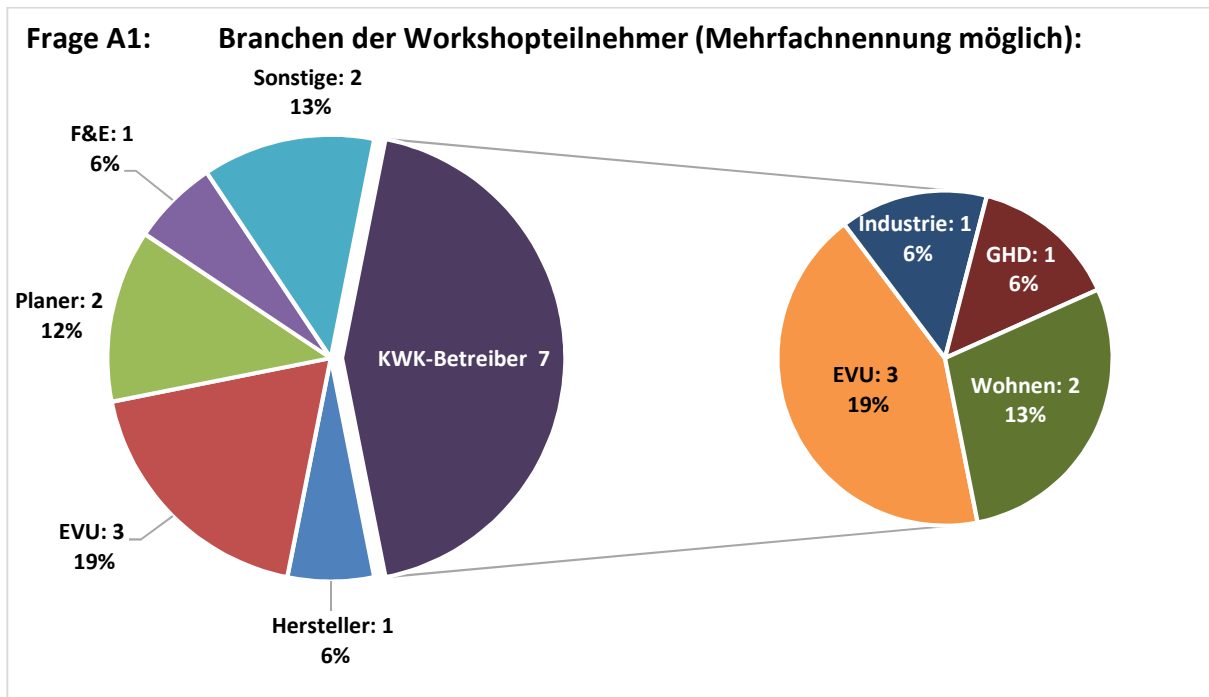
T: +49 (0)201 183 7544  
E: vassilios.vrangos@uni-due.de

Herr Dr. Christian Spitta  
Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH

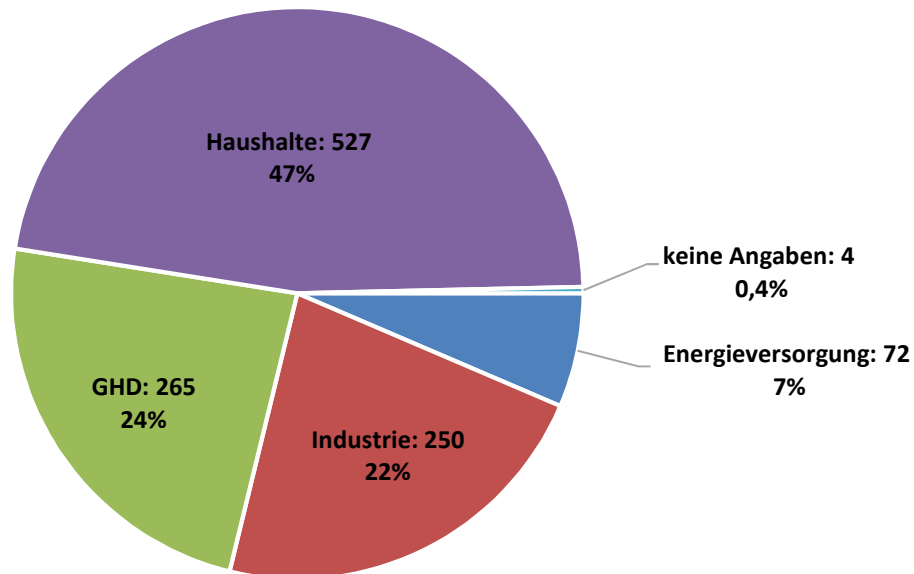
T: +49 203 7598-4277  
E: c.spitta@zbt-duisburg.de



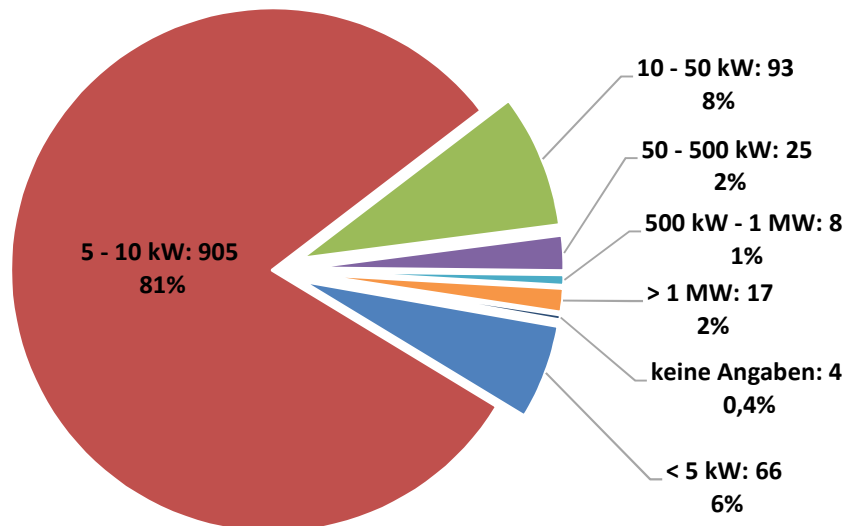
## A2 Auswertung der Fragebögen



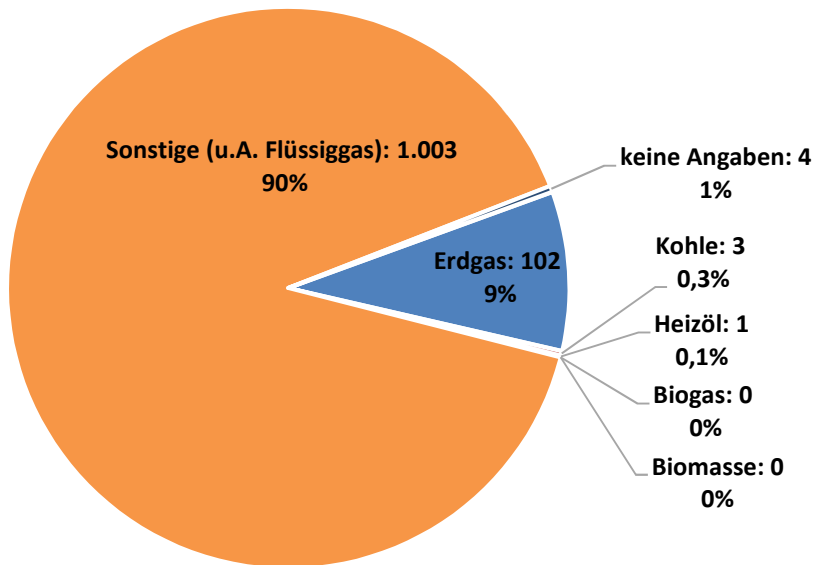
**Frage B2: Einsatzbereich der KWK-Anlage:  
(Anzahl der Anlagen/geplanten Anlagen angeben)**



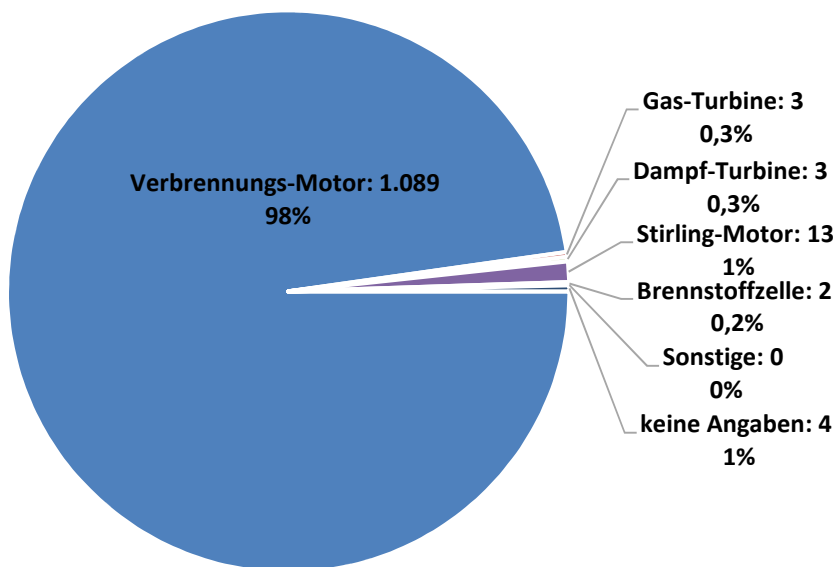
**Frage B3: Größe der KWK-Anlage (elektrische Leistung):  
(Anzahl der Anlagen/geplanten Anlagen angeben)**



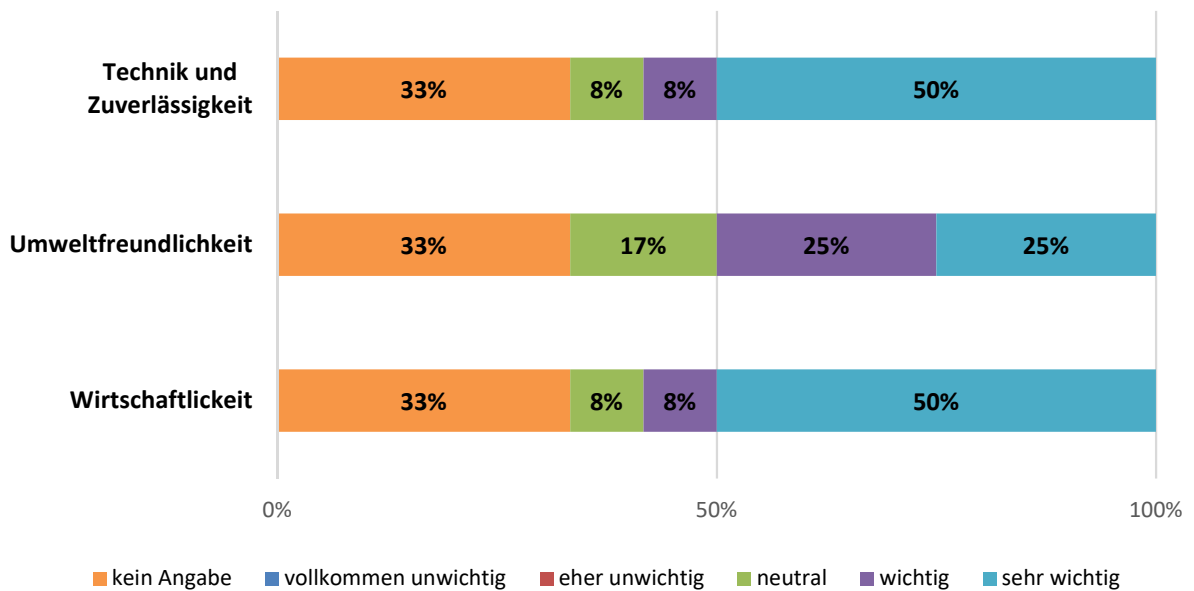
**Frage B4: Eingesetzter oder geplanter Brennstoff:**



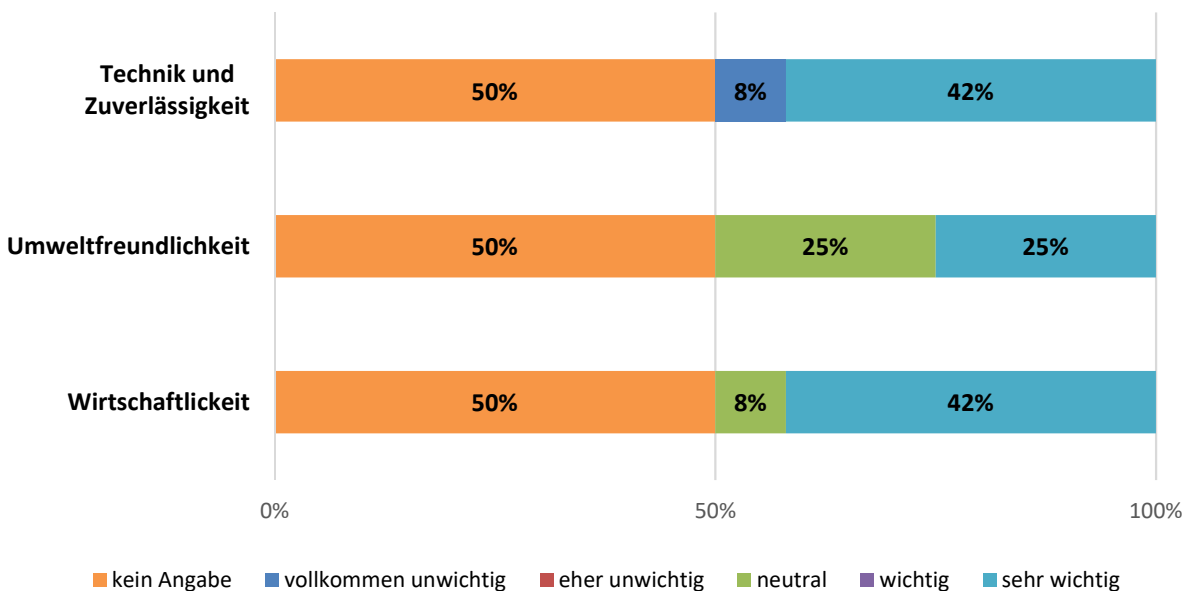
**Frage B5: KWK-Technologie der jeweiligen Anlage:**

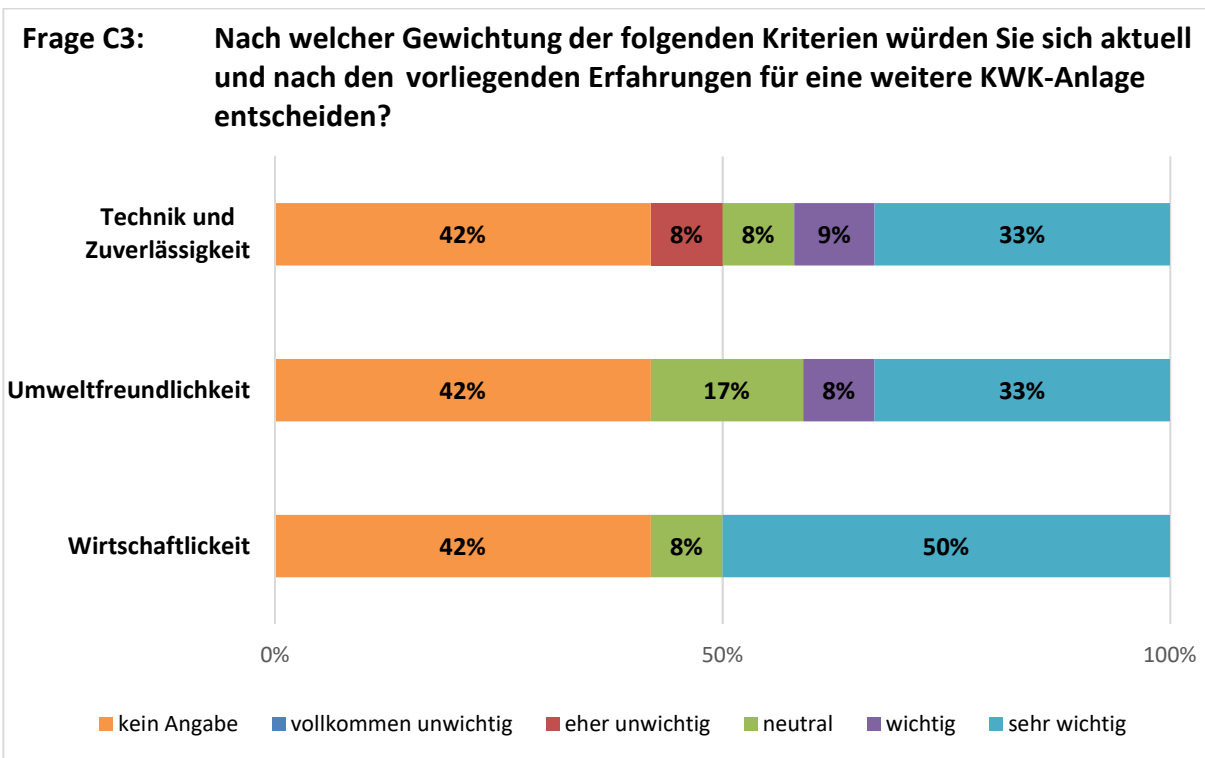
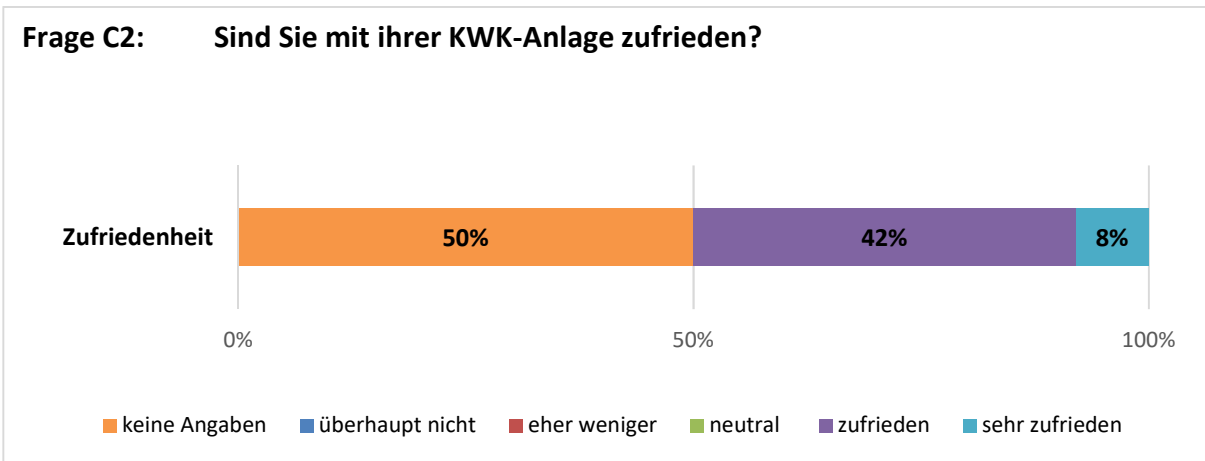


**Frage B6: Wie wichtig sind Ihnen folgende Kriterien bei der Auswahl einer KWK-Anlage?**



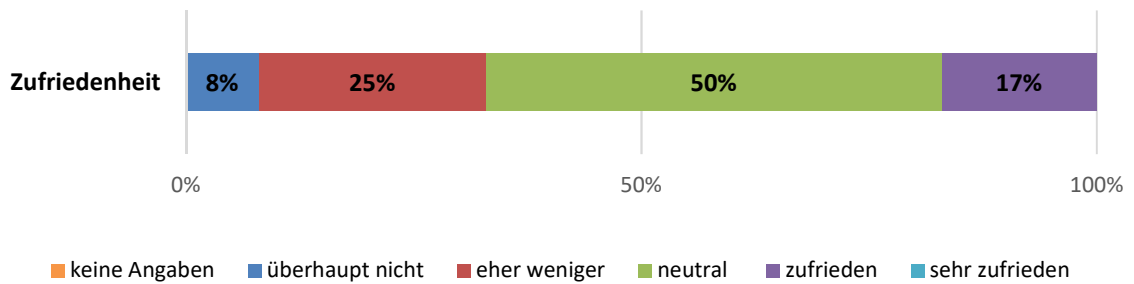
**Frage C1: Nach welcher Gewichtung der folgenden Kriterien haben Sie sich in der Vergangenheit für eine KWK-Anlage entschieden?**



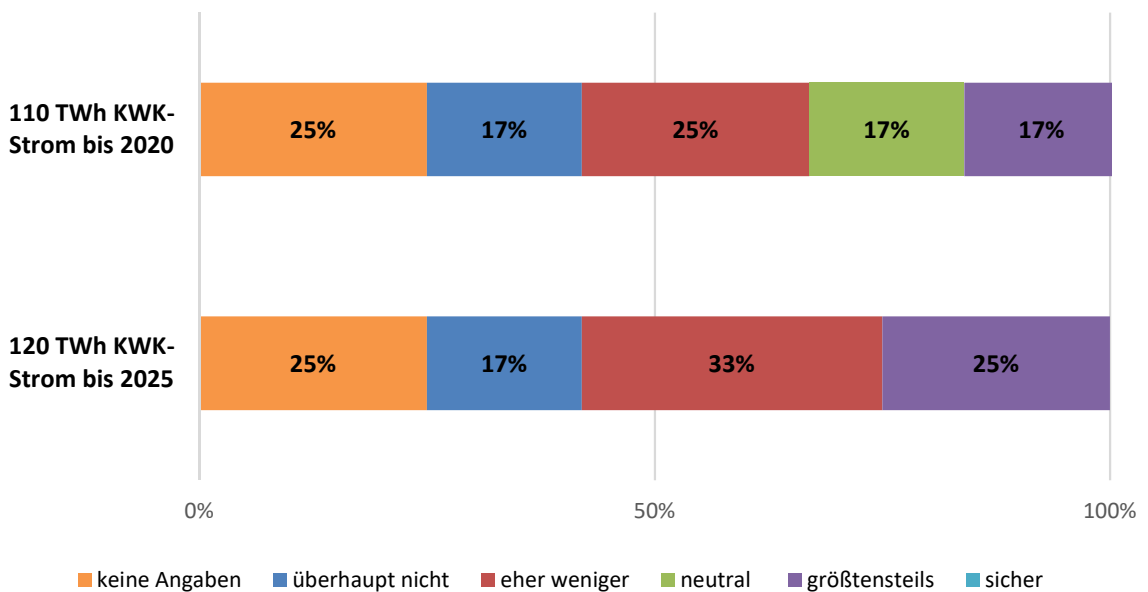




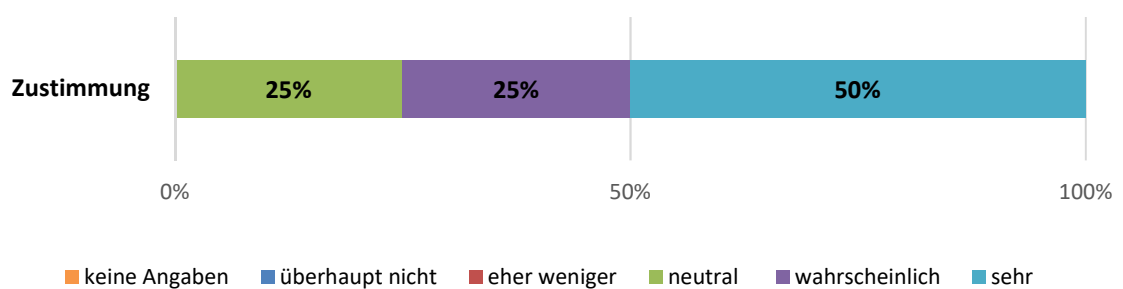
**Frage D1: Sind Sie mit dem neuen KWKG 2016 zufrieden?**

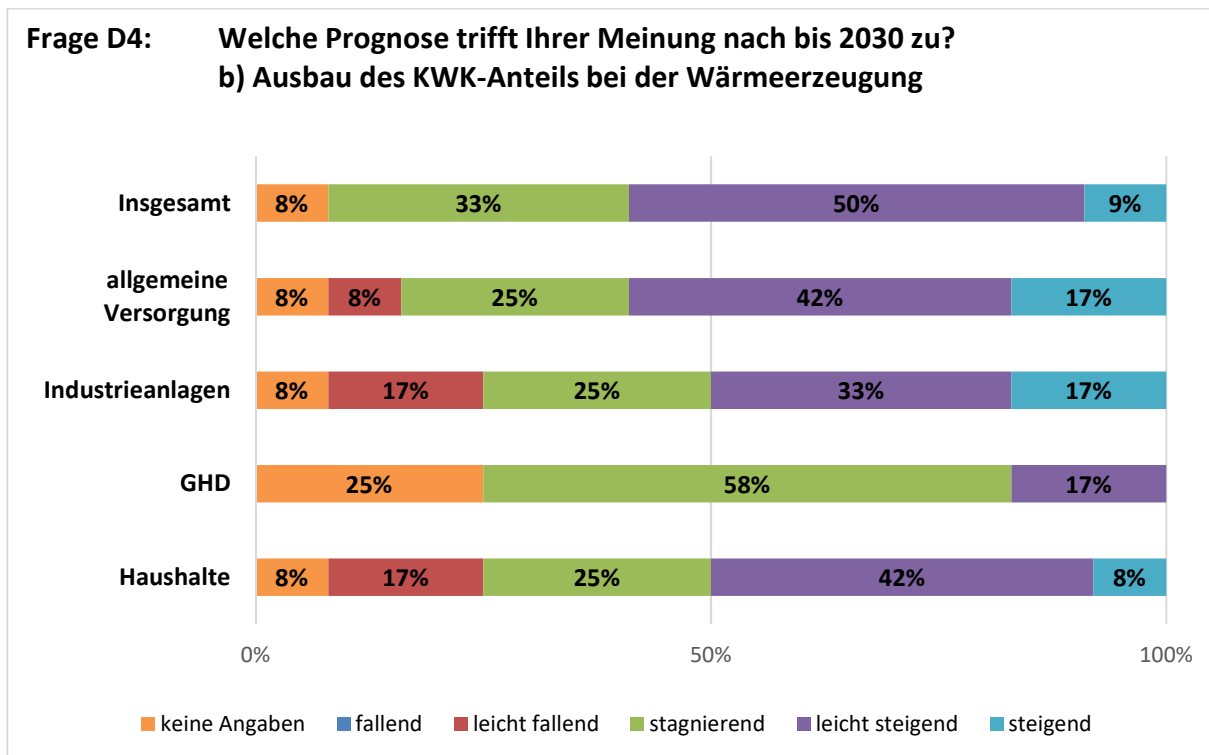
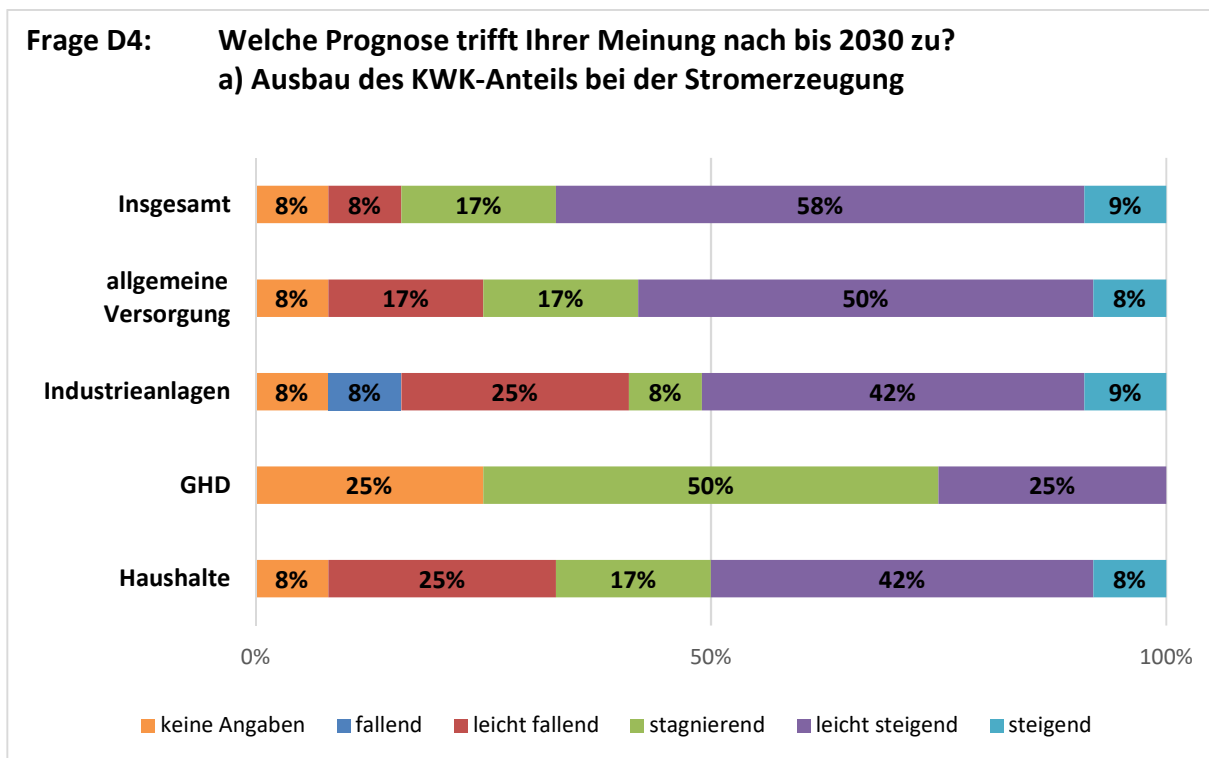


**Frage D2: Werden die neuen KWK-Ziele nach dem KWKG 2016 Ihrer Meinung nach erreicht?**

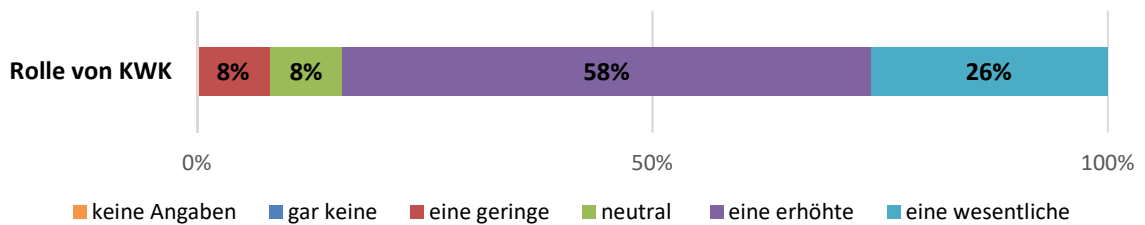


**Frage D3: Unterstützt KWK in den nächsten 10 bis 15 Jahren den angestrebten Decarbonisierungsprozess?**

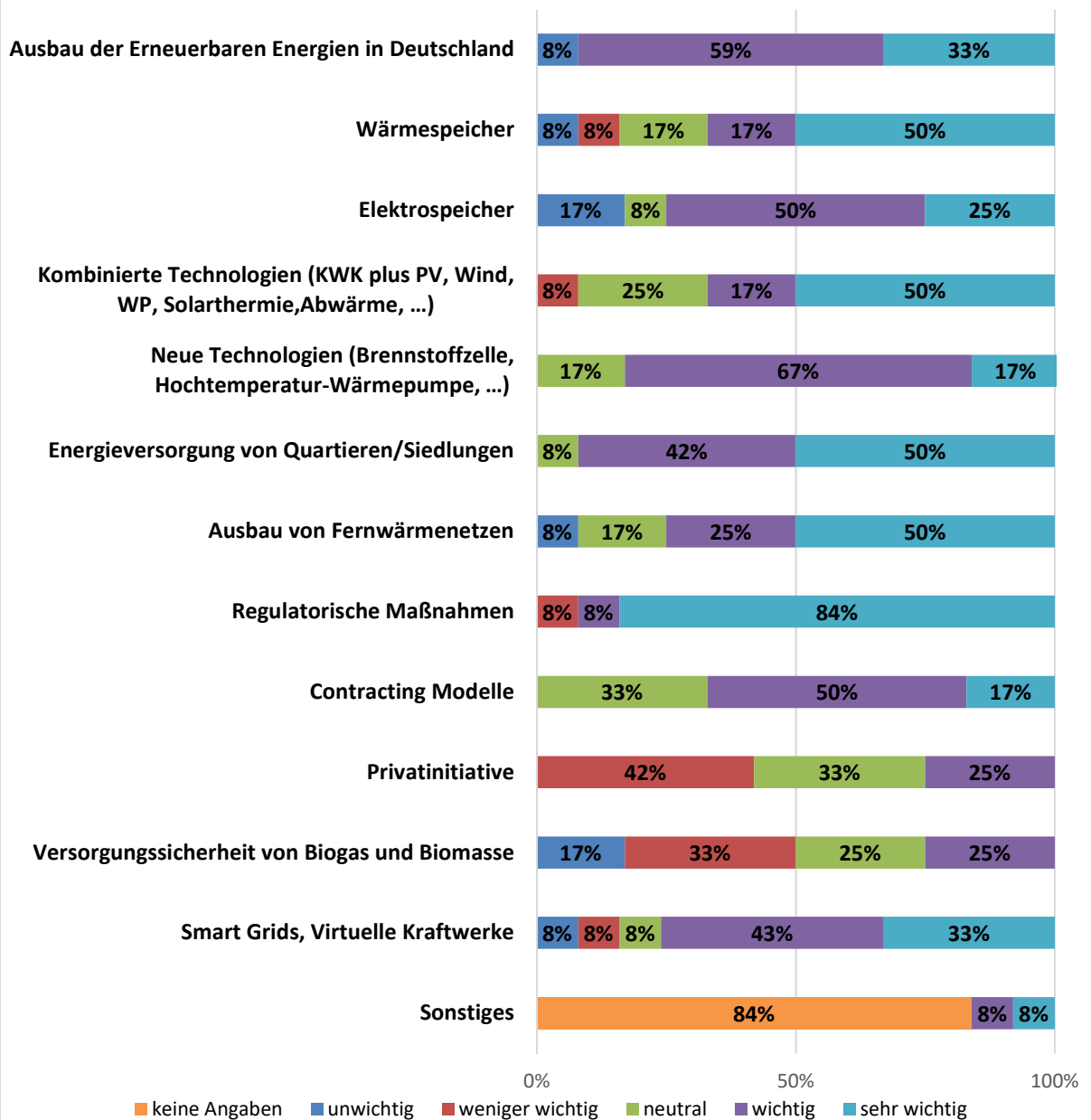




**Frage D5: Welche Rolle wird KWK ab 2030 bei der dezentralen Energieversorgung spielen?**



**Frage D6: Bewerten Sie die folgenden Maßnahmen und Technologien im Hinblick auf die Entwicklung der KWK in den nächsten 10 bis 15 Jahren?**



## A3 Protokoll des 1. Expertenworkshops



### **Protokoll des 1. Expertenworkshops „Zukünftige Brennstoffe für KWK“**

**Transfer4.0@ KWK.NRW**

Datum: 21.02.2017

Ort: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

**Partner:**



**Gefördert durch:**

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt,  
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz  
des Landes Nordrhein-Westfalen



## Protokoll

### Begrüßung

Nach der Begrüßung der Teilnehmer durch Frau Lucke (GWI) und Herrn Dr. Albus (GWI) wurde von Herrn Dr. Spitta (ZBT) das „Virtuelle Institut | KWK.NRW“ und das Projekt „Transfer4.0@KWK.NRW“ vorgestellt. In diesem Zusammenhang wurden die Ziele des 1. Workshops zur Formulierung einer Forschungsagenda erläutert.

### Impulsvorträge

Im Anschluss erfolgten zwei Impulsvorträge zum Thema „zukünftige Brennstoffe“, welche als Anhang an dieses Protokoll (per E-Mail im Format PDF) angefügt sind.

Impulsvortrag 1: Zukünftige Brennstoffe – Frank Burmeister

Impulsvortrag 2: Power-to-Fuel-(Power) – Dr. Arthur Heberle

### Gruppenarbeit

Für die folgende Gruppenarbeit wurden die Teilnehmer in zwei Gruppen von 13 Personen (Gruppe A) und 11 Personen (Gruppe B) aufgeteilt. In beiden Gruppen wurde zunächst eine Diskussion unter Moderation von Herrn Dr. Vrangos (Gruppe A) und Herrn Dr. Spitta (Gruppe B) durchgeführt. Anschließend wurden die Ergebnisse innerhalb der Gruppen priorisiert und zusammengefasst.

Die Gesprächsprotokolle und Teilnehmerlisten der zwei Gruppen sind den jeweiligen Anhängen dieses Protokolls zu entnehmen.

### Zusammenfassung

Die Moderatoren der Gruppenarbeiten, Herr Dr. Spitta (Gruppe B) und Herr Dr. Vrangos (Gruppe A), stellten die Ergebnisse der Gruppen in einer Zusammenfassung vor.

### Abschluss des Workshops

Nach der Zusammenfassung dankte Frau Lucke den Teilnehmern im Namen der Projektpartner für die Teilnahme und Mitarbeit am Workshop. Ergänzend wurde auf die Planung des 2. Workshops im Rahmen des Projektes „Transfer4.0@KWK.NRW“ hingewiesen.

## Zusammenfassung der Ergebnisse

### Ergebnisse Gruppe A

Folgende Ergebnisse wurden in der Gruppenarbeit erzielt:

- In den nächsten 5 bis 15 Jahren wird die erdgasbasierte KWK den KWK-Bereich dominieren. Die bestehende Erdgasinfrastruktur bleibt ein wichtiger Faktor auch im Hinblick auf weitere Investitionen. Die Beimischung neuer gasförmiger Brennstoffe ins Erdgasnetz, wie Biogase aus Biomasse und Müll sowie Wasserstoff aus Elektrolyse, wird in Zukunft an Bedeutung und Quantität gewinnen.
- Der Einfluss der Entwicklung zukünftiger Brennstoffe wird im Hinblick auf den Gesamtausbau von KWK eher irrelevant oder leicht positiv eingestuft. Die Entwicklung solcher Brennstoffe wird die fossilen Energieträger ersetzen, jedoch nicht zwangsläufig einen zusätzlichen Ausbau der KWK zur Folge haben.
- Wasserstoff und synthetische Brennstoffe werden kurzfristig kein, jedoch mittel- und langfristig ein wesentlicher Bestandteil des deutschen Brennstoffmix sein. Es wird eher ein langsamer Anstieg des Einsatzes dieser Brennstoffe erwartet. Biogene Brennstoffe werden im Einsatz bleiben, man erwartet jedoch keine signifikante Zunahme, eher eine Stagnation.
- Im Hinblick auf die deutsche Wirtschaft bleibt Kohle kurzfristig von zentraler Bedeutung für die Energieversorgung. Der Einsatz von Kohle wird jedoch zur Erreichung der Klimaschutzziele mittelfristig stark abgebaut.
- KWK ist keine Brückentechnologie, deren Einsatz durch die angestrebte Energiewende zeitlich begrenzt ist. Sie ist Bestandteil der Energiewende, insbesondere durch den Einsatz biogener und synthetischer Brennstoffe. Durch die angestrebte Änderung der klassischen wärmegeführten Betriebsweise hin zu einer strommarktorientierten, flexiblen Betriebsweise (Virtuelle Kraftwerke) kann KWK einen erheblichen Beitrag zum Ausgleich von Residuallasten erzielen.
- Für die weitere Entwicklung und Gewinnung von solchen Brennstoffen (synthetische und biogene) ist die gesellschaftliche Akzeptanz bei der Implementierung von neuen Erzeugungs- und Speichertechnologien sehr wichtig.
- Erzeugungstechnologien zukünftiger Brennstoffe sind heute bereits verfügbar. Sie müssen jedoch – nicht zuletzt wegen der Wirtschaftlichkeit – weiter optimiert werden. Dabei sollte verstärkt auf die Nachhaltigkeit der Biomassenutzung geachtet werden.
- Speichertechnologien und Speichermöglichkeiten für Erdgas, CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> müssen ausgebaut oder weiterentwickelt werden.

## Ergebnisse Gruppe B

Folgende Ergebnisse wurden in der Gruppenarbeit erzielt:

- Die Entwicklung der zukünftigen Brennstoffe wird maßgeblich durch die politischen Rahmenbedingungen beeinflusst.
- Die Notwendigkeit / Sinnhaftigkeit der Nutzung der vorhandenen Infrastruktur (Erdgasnetz) wurde klar herausgestellt.
- Eine Planungssicherheit in Bezug auf zukünftige Brennstoffe (z. B. Gaszusammensetzung im Erdgasnetz) ist für Technologieentwickler, Anlagenhersteller und –betreiber dringend erforderlich.
- Weitere Ergebnisse der Diskussion sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Brennstoffe (BS) für KWK	Aktuell	Kurzfristig (10 Jahre)	Mittelfristig (20 Jahre)	Langfristig (> 20 Jahre)
<b>Erdgasnetz (Zusammensetzung)</b>	≈ 100 % Erdgas (+ Biomethan)	≈ 100 % Erdgas (+ Biomethan)	x % Erdgas (+ Biomethan)  y % H <sub>2</sub> (y = Beimischung bis nennenswertem Anteil)	x % Erdgas (+ Biomethan)  y % H <sub>2</sub>  z % SNG (CO <sub>2</sub> -Quellen?)
<b>Zentrale Energieversorgung</b>	Kohle, Erdgas & Öl	Erdgas > Kohle	BS aus Erdgasnetz	BS aus Erdgasnetz
<b>Nicht biogene BS für</b> • räumliche Anbindung • individuelle Industrielösungen	Öl, LPG & LNG	LNG & LPG	LNG (Zusammensetzung, analog zum Erdgasnetz)  plus weitere (LPG etc.)	LNG (Zusammensetzung, analog zum Erdgasnetz)  plus weitere synthetische BS
<b>Biogene BS</b>	Biomasse, -Gas & -Methan	Biomasse, -Gas & -Methan	Biomasse, -Gas & -Methan (& CO <sub>2</sub> -Quelle)	Biomasse, -Gas & -Methan (& CO <sub>2</sub> -Quelle)
<b>H<sub>2</sub> (parallele Infrastruktur)</b>	-	-	Transportleitungen sowie Hubs (Nutzung überwiegend für Mobilität)	Transportleitungen sowie Hubs (Nutzung überwiegend für Mobilität)

## Kernaussagen des Workshops

Im Rahmen der Nachbereitung des Workshops wurden von den Projektpartnern folgende Kernaussagen identifiziert:

- KWK ist keine Brückentechnologie, sondern ein notwendiger Teil der Energiewende, da sie die potenziellen zukünftigen Brennstoffe hocheffizient umsetzen und flexibel Strom und Wärme bereitstellen kann.
- In diesem Zusammenhang ist die weitere Nutzung des Erdgasnetzes wichtig, da zukünftige Brennstoffe teilweise problemlos ins Erdgasnetz eingespeist werden und dadurch KWK-Effekte/Vorteile leicht realisiert werden können - auch in nicht dicht besiedelten Gebieten, wo keine FW-Netze vorhanden sind.
- Für den Fortschritt und den Ausbau CO<sub>2</sub>-neutraler Brennstoffe und KWK-Systeme sind aber auch ein überzeugter politischer Rahmen sowie Förderungen notwendig.

## Gruppenarbeit und Diskussion – Gruppe A

Dr. Vrangos begrüßte die Gruppe. 13 Personen sind Teilnehmer der Gruppe A.

Nach einer kurzen Vorstellungsrunde der Teilnehmer folgte eine 20-minütige Diskussion (Brainstorming) zum Thema „Zukünftige Brennstoffe für KWK“ ausgehend von folgenden drei Initialfragen:

1. Welche Brennstoffe gibt es in 5 (kurzfristig), 15 (mittelfristig) und 30 Jahren (langfristig)?
2. Welche Technologien und Infrastrukturen sind dafür erforderlich?
3. Welche KWK-Anwendungspotenziale haben die „zukünftigen Brennstoffe“?

Im weiteren Verlauf der Gruppenarbeit wurden die Teilnehmer aufgefordert, jeweils zwei **Schlagwörter** zu den Initialfragen zu nennen. Dabei sollte die Auswahl der Schlagwörter die Priorität von Fragen, Themen und Maßnahmen im Zusammenhang mit „Zukünftigen Brennstoffen“ wiedergeben.

Die Teilnehmer nannten folgende Schwerpunkte (in Klammer Anzahl der Teilnehmer):

- Erdgasinfrastruktur (5x)
- Beimischung (neuer gasförmiger Brennstoffe ins Erdgasnetz und bei Verbrennung in industriellen / gewerblichen Prozessen) (2x)
- Biomasse & Müll (2x)
- Elektrolyse & Wasserstoff (2x)
- Erzeugungstechnologien für neue Brennstoffe (1x)



- Smart Grids & Virtuelle Kraftwerke (1x)
- Standortanforderungen (Genehmigung, Sicherheit, Verfügbarkeit von „Quellen“) (1x)
- Förderung (rechtliche Rahmenbedingungen) (1x)
- Ressourcen & Quellen für neue Brennstoffe (1x)

Ausgehend von einer Neuausrichtung der KWK wegen

- Änderungen der klassischen wärmegeführten Betriebsweise hin zu einer strommarktorientierten, flexiblen Betriebsweise (Virtuelle Kraftwerke),
- Regelenergiekapazitäten zum Ausgleich fluktuierender EE-Stromerzeugung und
- Einsatz von KWK für NT-Wärmenetze in Verbindung mit Erneuerbaren Energien (z. B. Solarthermie)

ergab sich eine Diskussion, bei der folgende Anmerkungen der Teilnehmer gefallen sind:

- KWK bleibt kurzfristig primär Erdgas-basiert, da die Versorgungsstruktur bereits vorhanden ist.
- Auch mittelfristig wird überwiegend gasbasierte KWK genutzt, da aufgrund der bestehenden Infrastruktur Investitionen nur langfristig sinnvoll sind (Substitution des Erdgases durch CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> etc.). Dies gilt insbesondere für urbane Räume und Ballungsgelände (z. B. für Wohnungsbau und Stadtwerke).
- Rechtliche Rahmenbedingungen (Förderung) haben erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von KWK und können die Entscheidung für oder gegen eine Investition maßgeblich beeinflussen.
- KWK ist keine Brückentechnologie, deren Einsatz durch die angestrebte Energiewende zeitlich begrenzt ist. Sie ist Bestandteil der Energiewende, um biogene und synthetische Brennstoffe hocheffizient zu nutzen und Residuallasten auszugleichen.
- Mittel- bis langfristig wird KWK zur flexiblen Stromerzeugung eingesetzt.
- Aktuell besteht ein erhebliches, ungenutztes Potenzial zur Erzeugung von Biogas (Biomasse, Abfälle), dessen Erschließung ein Treiber für den KWK-Ausbau ist.
- Neben der Art der zukünftigen Brennstoffe ist die Menge der erforderlichen Ressourcen für deren Erzeugung ein wesentlicher Einflussparameter auf den zukünftigen Brennstoffmix.
- Die Eigenschaften „zukünftiger Brennstoffe“ sind neben ihrer Speicherbarkeit und Verteilung hinsichtlich der Eignung für KWK und Funktionalität zu prüfen.
- Die Sicherheitsanforderungen und Genehmigungsfragen für Erzeugungs- und Speicheranlagen für gasförmige Brennstoffe stellen wesentliche technische und gesellschaftliche Hemmnisse dar.
- Die Potenziale zukünftiger Brennstoffe (z. B. H<sub>2</sub>) sind von örtlichen Gegebenheiten und Standortfragen abhängig: z. B. lokale Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-Quellen und überschüssigem EE-Strom.
- Neue Technologien (z. B. Elektrolyse) sind kostenintensiv. Fördermittel oder CO<sub>2</sub>-Abgaben könnten dem entgegenwirken.

- Der Emissionshandel sollte umgestaltet werden: CO<sub>2</sub>-neutrale Energiebereitstellung sollte durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer/-Abgabe gefördert werden.
- KWK steht nicht in Konkurrenz zu Power-To-Heat sondern stellt eine systemdienliche Ergänzung dar. Die Eignung der Wärmebereitstellungssysteme ist von örtlichen Gegebenheiten/Standortfragen abhängig, z. B. vorhandene Erdgasinfrastruktur.

Im Hinblick auf die Frage „Welche Brennstoffe gibt es in 5, 15 und 30 Jahren?“ hat die Gruppe versucht, eine Matrix auszufüllen. Dabei sind 5, 15 und 30 als kurz-, mittel- und langfristig zu verstehen. Es wurde nach der **Änderung des Einsatzes** vom Brennstoff „X“ nach 5 Jahren, dann nach weiteren 10 Jahren und nach weiteren 15 Jahren gefragt.

Tabelle 19: Entwicklung des Brennstoffeinsatzes in den nächsten 30 Jahren

Brennstoffart	Kohle	Erdgas	Wasserstoff	Biogas, Biomasse	Synthetische Brennstoffe z.B. Methanol, Syngas
nach 5 Jahren (kurzfristig)	-	+	o	o	o
nach weiteren 10 J. (mittelfristig)	--	+	+	o	+
nach weiteren 15 J. (langfristig)	--	-	+	o	+

Dabei bedeuten:

- leichte Abnahme, -- kräftige Abnahme, o keine Änderung,
- + leichte Zunahme, ++ kräftige Zunahme jeweils für den betrachteten Zeitraum

Nach dieser Einschätzung werden Wasserstoff und synthetische Brennstoffe kurzfristig keine, jedoch mittel- und langfristig eine Rolle spielen. Die Gruppe erwartet allerdings eher einen langsamen Anstieg des Einsatzes dieser Brennstoffe. Die biogenen Brennstoffe werden zwar im Einsatz bleiben, man erwartet jedoch keine signifikante Zunahme, eher eine Stagnation. Die Kohle wird mittelfristig stark abgebaut, spielt aber kurzfristig immer noch eine Rolle. Diese Aussagen betreffen teilweise grundsätzlich die gesamte elektrische Energieerzeugung.

Während der Diskussion mit den Teilnehmern sind weiterhin folgende Anmerkungen gefallen:

- Aus Sicht von Stadtwerken und Energieversorgern werden Kohlekraftwerke in den nächsten 15 Jahren ihre Lebensdauer erreichen und anschließend abgeschaltet. Neue Investitionen fließen in Gaskraftwerke, da die Weiternutzung der bestehende Erdgasinfrastruktur Planungssicherheit gibt.
- Technisch ist die Bereitstellung CO<sub>2</sub>-armer bzw. CO<sub>2</sub>-neutraler Brenn-/Kraftstoffe möglich, wirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll.
- Für die Transformation des Brennstoffmixes ist eine Optimierung und ein Upscale der Erzeugungs-, Speicher- und Verteilungstechnologie erforderlich sowie die Anpassung des technischen Regelwerkes und der rechtlichen Rahmenbedingungen (Planungssicherheit).
- Der Markt für Brennstoffe muss sich zugunsten CO<sub>2</sub>-armer bzw. CO<sub>2</sub>-neutraler Brenn-/Kraftstoffe entwickeln, z. B. durch eine Anhebung des Erdgaspreises.
- Ballungsräume haben eine höhere Bedeutung hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Einsparung als ländliche Gebiete. In Ballungsräumen wird die Substitution von Erdgas durch synthetische Gase stärker sein, in ländlichen Gebieten haben Biomasse- und Biogas-BHKW großes Anwendungspotenzial.

Im zweiten Teil der Gruppenarbeit erfolgte eine Zusammenfassung des ersten Teils mit dem weiteren Ziel, die Zukunft der KWK auf der Basis von neuen, CO<sub>2</sub>-neutralen Brennstoffen zu beschreiben und somit Kernaussagen zu formulieren.

Auf die Frage, welchen Einfluss solche CO<sub>2</sub>-neutralen Brennstoffe auf die Entwicklung der KWK haben werden, wenn diese mittel- oder langfristig zur Verfügung stehen würden, tat man sich mit einer eindeutigen Aussage schwer. Dabei wird vorausgesetzt, dass Biomassepotenziale vorhanden sein werden und Überschussstrom aus Wind und Photovoltaik zur Erzeugung synthetischer Brenn-/Kraftstoffe eingesetzt wird.

Es haben sich insgesamt 10 Teilnehmer geäußert. Die Ergebnisse auf einer Skala von 0 bis 5 sind in der folgenden Tabelle dargestellt. 0 bedeutet bei der Bewertung, dass diese Entwicklung weder einen positiven noch einen negativen Einfluss haben wird, 1 einen leicht positiven Einfluss, 5 einen sehr stark positiven Einfluss.

Tabelle 2: Bewertung der Frage „Einfluss zukünftiger Brennstoffe auf den Ausbau von KWK“

Bewertung	0	1	2	3	4	5
Teilnehmer	3	-	4	1	1	1

Eindeutig war die Gruppenmeinung, dass der Einfluss der Entwicklung dieser Brennstoffe, als irrelevant oder leicht positiv für den Ausbau von KWK sein wird.

Dabei sind noch folgende Anmerkungen gefallen:

- Bei der KWK-Diskussion ist die Option der „Elektrifizierung“ der gesamten Energieversorgung zu berücksichtigen.
- KWK wird mittelfristig in der Gebäudeenergieversorgung eine Rolle spielen: Das GEG (Gebäudeenergiegesetz) sieht eine positive Bewertung von Biomethan in hocheffizienten KWK und KWK als Ersatzmaßnahme vor.
- Speichertechnologien (Langzeit) für Überschussstrom aus Wind und Photovoltaik sind zu bewerten: Batteriesysteme vs. Power-to-Gas und stoffliche Speicher (z. B. Erdgasnetz)
- Die Speicherkapazität für Wasserstoff im Erdgasnetz ist begrenzt. Hier besteht Forschungsbedarf.
- CO<sub>2</sub>-Quellen zur Bereitstellung synthetischer Gase müssen identifiziert, wirtschaftlich erschlossen und zeitlich mit der Elektrolyse auf Basis von Wind- und PV-Strom zusammengeführt werden. Hier besteht Forschungsbedarf.
- Prognose: Wenn Brennstoffpreise steigen, wird deren hocheffiziente Nutzung an Bedeutung gewinnen und KWK fördern.

Zusammenfassend im Hinblick auf die zukünftigen Brennstoffe kam die Gruppe zu den folgenden Aussagen:

- Für die weitere Entwicklung und Gewinnung von solchen Brennstoffen ist die Akzeptanz bei der Implementierung von neuen Brennstoff-Erzeugungstechnologien sehr wichtig.
- Erzeugungstechnologien zukünftiger Brennstoffe sind heute schon verfügbar. Sie müssen, jedoch nicht zuletzt wegen der Wirtschaftlichkeit, weiter optimiert werden.
- Es soll dabei auf die Nachhaltigkeit der Biomassenutzung geachtet werden.
- Speichertechnologien und Speichermöglichkeiten für Erdgas, CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> müssen ausgebaut oder weiterentwickelt werden.

## Gruppenarbeit und Diskussion – Gruppe B

Dr. Spitta begrüßte die Gruppe. 11 Personen sind Teilnehmer der Gruppe B.

Jeder Teilnehmer der Gruppe war angehalten sich kurz vorzustellen und seine Sichtweise zum Thema „Zukünftige Brennstoffe für KWK“ darzulegen. Anschließend wurde in der Gruppe gemeinsam über die einzelnen Ansichten diskutiert.

KWK-Technologien:

- GuD-Kraftwerke haben im Teillastbereich einen schlechten Wirkungsgrad  
→ Ermittlung der Vor- und Nachteile von GuD-Kraftwerken
- Fragestellung: Wäre ein Umstieg auf Motorenkraftwerke sinnvoll?
- Aufgrund der Fluktuation der EE können Gasmotoren als Stütze/Teil der Energiewende eingesetzt werden.

Infrastruktur:

- Fragestellung: Wird CO<sub>2</sub> zukünftig wirtschaftlich für die Methanisierung benötigt? Oder bietet sich eher die direkte Nutzung von H<sub>2</sub> an?
- Betrachtung einer vorhanden/möglichen Infrastruktur von H<sub>2</sub>/Methanol.
- Einsatz/Nutzung von H<sub>2</sub> möglichst Vor-Ort, um den Transport zu vermeiden.
- Beispielsweise Einsatz in öffentlichen Verkehrsmitteln anhand von Hubs.
- Möglichst bestehende Strukturen nutzen – Das Erdgasnetz wird daher an Bedeutung gewinnen.
- Infrastrukturprojekte sind notwendig – aber nicht darstellbar.
- Wie können neue Rahmenbedingungen für Börsenpreise geschaffen werden?  
→ Pilotprojekt zum Identifizieren von Hemmnissen
- Den Wärmesektor und die E-Mobilität über Strom zu versorgen, würde eine Steigerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien um den Faktor 5-6 bedeuten.
- Dementsprechend müsste auch der Stromnetzausbau erfolgen.
- Chemische Gasspeicher werden an Bedeutung gewinnen.
- Netzkapazität für Gas wird in Deutschland auf Grund der erhöhten Nachfrage der Länder Spanien und Frankreich zunehmen.
- Erwartung an synthetische Erzeugung über PtG.
- Fragestellung: Wie hoch wird die H<sub>2</sub>-Beimischungsrate im Erdgas sein? Wer darf wo, wann und wieviel einspeisen? Für welche Brennstoffe müssen die Motoren zukünftig ausgelegt werden (Aufladen/Luftverhältnis) – Brennstoffzusammensetzung muss bekannt sein.

### Planungssicherheit:

- Aufgrund der Unklarheit über den Brennstoffmix der Zukunft gibt es keine Planungssicherheit für Anlagenhersteller.
- Für die langfristige Planung muss die Frage der zukünftigen Brennstoffe zeitnah beantwortet werden – Anpassung der Anlagen/Motoren.
- Lebensdauer von Motoren ca. 30 Jahre – Vorlauf von 10 Jahren für die Entwicklung von Wasserstoffmotoren.
- Schwankungsbreite der Gaszusammensetzung – Gasqualität muss überwacht werden, wenn sich diese in Zukunft verstärkt ändert – Maßnahmen treffen und entwickeln, um reagieren zu können.
- Beachtung der Versorgungssicherheit im Gesundheitswesen.

### Sonstiges:

- Biogas und Biomethan soweit möglich einsetzen, jedoch Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion beachten (ein erweiterter Ausbau wird auf Grund dieses Konfliktes nicht gesehen).
- Berücksichtigung der TA Luft.
- LPG und LNG – Für die räumliche Anbindung und individuelle Industrielösungen.
- Keine vorhandenen Förderprogramme – Wie können hier weitere Maßnahmen geschaffen werden?

## A4 Protokoll des 2. Expertenworkshops



### Protokoll des 2. Expertenworkshops „KWK in Niedertemperaturwärmenetzen“

Transfer4.0@ KWK.NRW

Datum: 09.05.2017

Ort: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Partner:



Gefördert durch:

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt,  
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz  
des Landes Nordrhein-Westfalen



## Protokoll (Ablauf)

### Begrüßung

Nach der Begrüßung der Teilnehmer durch Frau Lucke (GWI) wurde von Herrn Dr. Vrangos (LUAT) das „Virtuelle Institut | KWK.NRW“ und das Projekt „Transfer4.0@KWK.NRW“ vorgestellt. In diesem Zusammenhang wurden die Ziele des 2. Workshops erläutert und die Impulsfragen zum Thema „KWK in Niedertemperatur-Wärmenetzen“ aufgezeigt.

Am 2. Workshop haben 17 Personen teilgenommen, zusammen mit den Projektpartnern des „Virtuelle Institut | KWK.NRW“ ergab sich eine Teilnehmerzahl von 20 Personen.

### Impulsvortrag

Im Anschluss erfolgte ein Impulsvortrag von Herrn Dr. Jens Kühne (AGFW) zum Thema „KWK in Niedertemperatur-Wärmenetzen“, welcher als Anhang an dieses Protokoll angefügt sind.

### Vorstellungsrunde

In der anschließenden Vorstellungsrunde haben die Teilnehmer kurz ihren Bezug zum Thema „KWK in NT-Wärmenetzen“ erläutert.

### Workshop mit der Gesamtgruppe

Die Diskussion wurde unter Moderation von Herrn Dr. Vrangos durchgeführt. Folgende Impulsfragen standen dabei im Fokus:

- Was bedeutet Niedertemperatur-Wärme?
- Welche Potenziale haben NT-Wärmenetze?
- Welches Potenzial hat KWK in NT-Wärmenetzen?
- Welche Entwicklungen sind in den nächsten 5, 15, 30 Jahren zu erwarten?  
(kurz-, mittel-, langfristig)

Die Ergebnisse des Workshops sind im Abschnitt „Gesprächsprotokoll“ zusammengefasst.

### Abschluss des Workshops

Nach der Zusammenfassung dankte Frau Lucke den Teilnehmern im Namen der Projektpartner für die Teilnahme und Mitarbeit am Workshop. Ergänzend wurde auf die Teilnahme an der Umfrage „KWK - Effizienter Partner der Energiewende“ im Rahmen des Projektes „Transfer4.0@KWK.NRW“ hingewiesen.



## Gesprächsprotokoll

Im Rahmen der Nachbereitung des Workshops wurden von den Projektpartnern folgende Kernaussagen identifiziert.

### A. WAS BEDEUTET NT-WÄRMENETZ, WAS SIND DIE TECHNISCHEN RESTRIKTIONEN?

---

- Grundsätzlich ist die Motivation zur Absenkung des Temperaturniveaus in Wärmenetzen die Reduzierung der Wärmeverluste. Eine reduzierte Rücklauftemperatur bietet darüber hinaus die Option der Einbindung von Umweltwärme (Solarthermie etc.), Abwärme und des effizienteren Betriebs von Erzeugungsanlagen (u. a. KWK).
- Bei der Diskussion um den Begriff „Niedertemperatur“ konnten die Teilnehmer aus verschiedenen technischen Gründen kein eindeutiges **Temperaturniveau** definieren.
- Zur Differenzierung der Temperaturniveaus wurden dann grundsätzlich vier verschiedene Netztypen definiert:
  - **Bestands- (Fern-) Wärmenetze** wurden mit einem Temperaturniveau von 130/60 ( $T_{VL}/T_{RL}$ ) angegeben, wobei die Vorlauftemperatur im Sommer bis auf ca. 70 °C absinken kann.
  - **NT-Wärmenetze** zur Versorgung von Neubausiedlungen bzw. Quartieren wurden mit einem Temperaturniveau von 60/40 ( $T_{VL}/T_{RL}$ ) herausgearbeitet.
  - **Ergänzende Sekundär-Wärmenetze** können zur weiteren Absenkung der Rücklauftemperatur von bestehenden Wärmenetzen genutzt werden. Wärmetechnisch werden diese in den Rücklauf von bestehenden Wärmenetzen eingebunden und haben ein Temperaturniveau von 60/40 ( $T_{VL}/T_{RL}$ ).
  - **Kalte Wärmenetze** mit einem Temperaturniveau von 40/20 ( $T_{VL}/T_{RL}$ ) sind spezielle Netze überwiegend zur Versorgung von Wärmepumpen.
- Restriktionen für die Vorlauftemperatur sind die Anforderungen der Kundenanlagen. Auch dem letzten Kunden an der Leitung muss eine ausreichend hohe Temperatur für seinen Bedarf zur Verfügung gestellt werden.
- Differenzierung: nur **Heizwärmeversorgung** vs. Heizwärme inkl. **Trinkwarmwasser**
  - Aufgrund der Legionellen-Problematik wird bei der Trinkwarmwasserbereitung die Absenkung der Vorlauftemperatur auf  $T_{VL} \geq 65$  °C begrenzt.
- Differenzierung: **Sommer vs. Winter**
  - Jahreszeitbedingte Unterschiede beeinflussen das Temperaturniveau.
  - Der Jahresmittelwert von  $T_{VL}$  ist zur Beschreibung von Wärmenetzen ungeeignet. Ein Maß für die Transportverluste stellt er jedoch dar.
  - Jahresdauerlinien sowie Min.- und Max-Werte sind zu berücksichtigen.

### B. POTENZIALE VON WÄRMENETZEN

---

- Der sanierungsbedingte Rückgang des Wärmebedarfs beträgt ca. 1% pro Jahr.
- Aufgrund der wechselnden Rahmenbedingungen beträgt der notwendige ROI für eine Investition bei Energieversorgern max. 5 Jahre.

#### a. Bestands-FW-Netzen

---

- Das **Potenzial** zur Einsparung von Primärenergie und CO<sub>2</sub>-Emissionen wird bei Bestands-FW-Netzen eher **mittel- bis langfristig** gesehen.
- **Nutzerverhalten** und **Kundenanlage** begrenzen die betriebstechnische und energetische Optimierung der netzgebundenen Wärmeversorgung.
  - Maßnahmen & Handlungsoptionen für Versorger, um Kunden (Wohnungsbau, Privat, GHD etc.) zu abnehmerseitigen Anpassung zu aktivieren.
- Die **Absenkung der Vorlauftemperatur um 10 °C** in Bestands-FW-Netzen (Heißwasser,  $T_{VL} > 110$  °C) ist theoretisch „immer“ möglich, jedoch muss die Versorgungssicherheit für Bestandskunden gewährleistet sein:
  - Die erforderliche Vorlauftemperatur wird durch das Heizsystem beim Kunden vorgegeben und kann bei heterogener Abnehmerstruktur (Wohnen, GHD, Industrie) großen Unterschieden unterliegen.
- Eine **zukünftige Absenkung der Vorlauftemperatur auf 100 °C** stellt folgende Anforderungen:
  - Weitere Energieeffizienzmaßnahmen beim Kunden
  - Weitere Ertüchtigung von Kundenanlagen
  - Ggf. die Einbindung dezentraler Stützstellen (z. B. kleine flexible KWK) im Netz
- **Wärmeverluste vs. Pumpenstrom**
  - Durch die Temperaturabsenkung und bei gleichzeitiger Verminderung der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf steigt der erforderliche Massenstrom zum Erhalt der Wärmeversorgung.
  - Die Energieeinsparung durch verminderte Übertragungsverluste steht dem höheren Energieaufwand für den Pumpenstrom gegenüber.

#### b. Sekundär-Wärmenetze

---

- Die **Kombination von Bestands-FW-Netzen mit Sekundär-Wärmenetzen** bietet ein kurz- bis mittelfristiges Potenzial zur Einsparung von Primärenergie und CO<sub>2</sub>
- In räumlicher Nähe zu dem Bestand-FW-Netz müssen entsprechende Kunden bzw. Wärmesenken (z. B. Quartiere und Siedlungen mit Niedertemperaturbedarf) vorhanden sein.
- Die CO<sub>2</sub>-Minderungskosten sind nach Meinung des Expertenkreises bei dieser Form des Ausbaus von NT-Wärmnetzen am geringsten. Entsprechende Maßnahmen haben demnach sowohl ein energetisches als auch wirtschaftliches Potenzial.

- Bestandnetze und deren Nutzungspotenzial können durch sekundäre Netze erhalten werden.

### c. NT-Wärmenetze

---

- NT-Wärmenetzen wird **eher mittelfristig das höchste Potenzial** zur Einsparung von Primärenergie und CO<sub>2</sub>-Emissionen zugesprochen.
- ABER: **aktuell besteht kein wirtschaftlicher Anreiz** für den Aufbau von NT- (Nah-) Wärmenetzen
- Der Aufwand zum Neubau von NT-Nahwärmenetzen und zum Anschluss von Neukunden ist durch lokale Besitzverhältnisse besonders hoch.
  - **Informations- und Kommunikationsbedarf**

### d. Kalte Wärmenetze

---

- Aufgrund des verstärkten Einsatzes von Wärmepumpen bieten kalte Wärmenetze als Wärmequellen für die Wärmepumpen hier ein Potenzial zur Einsparung von Primärenergie und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

## C. ZUKÜNFTIGE OPTIONEN FÜR KWK IN WÄRMNETZEN

---

### a. Bestands-FW-Netzen

---

- Das **Potenzial für KWK** in Bestands-FW-Netzen wird im besten Fall als **konstant** angesehen
- Die tendenziell sinkende Vorlauftemperatur begünstigt den Einsatz von KWK. Allerdings wird der Wärmebedarf zukünftig abnehmen (s.o.).
- Der verstärkte Einsatz von fluktuierender Umweltwärme und der mögliche Bedarf dezentraler Stützstellen im Netz begünstigen zukünftig eher den Einsatz kleinerer KWK-Anlagen, ggf. in Substitution großer Anlagen.
- Nicht nur die Netze, sondern auch die **Erzeuger** müssen höchsteffizient sein.
  - Steigerung der Wirkungsgrade: Höhere Ausnutzung der Abgase aus KWK (GuD) durch Absenkung der Rücklauftemperatur (max. Spreizung durch ergänzende Nutzung von NT-Wärme).
  - Ersatz / Substitution von Altanlagen durch hocheffiziente KWK.
- KWK als **Instrument für Residuallastmanagement**
  - Berücksichtigung der **Stromseite**: KWK in Wärmenetzen ist prädestiniert, um Residuallasten auszugleichen
  - KWK als Flexibilität, Wärmenetz als Speicher.

## b. Sekundär- und NT-Wärmenetze

---

- Ertüchtigung der **Quartiersversorgung** und Umrüstung auf NT-Wärmenetze.
  - KWK wird als **flexible Zentrale** eingesetzt.
  - NT-Wärme aus **Solarthermie** wird in den Rücklauf bzw. auf Abnehmerseite eingespeist.

## D. HERAUSFORDERUNGEN / HANDLUNGSBEDARFE

---

- **Erfahrungsaustausch** verstärken → Multiplikatoren!
  - Erfolge von Demonstrationen und Umsetzung quantifizieren.
  - Initiative seitens Stadtwerken und Kommunen verstärken.
- Klare **energiepolitische Rahmenbedingungen** sind erforderlich, da sie maßgeblich die Planungssicherheit beeinflussen.
  - Pflichten des Versorgers (energetische Ertüchtigung etc.) stehen der Wirtschaftlichkeit teilweise entgegen.
  - Energiepolitische Anforderungen können aufgrund der bestehenden Abnehmerstruktur (Bedarfe Bestandskunden) nicht immer realisiert werden.
  - Neue Geschäftsmodelle und günstige Preisstruktur als Anreiz für Neukunden erfordern Planungssicherheit und „langfristige“ Amortisationszeiten.
    - Differenzierung von Industrie und Stadtwerken/EVU erforderlich!
- KWK soll bei steigender Vielfalt der Wärmeeinspeisung (Solarthermie, Abwärme etc.) Voraussetzung für eine flexible und zuverlässige Wärmeversorgung sein.
- Regelungstechnik und Gebäude-Monitoring (Einzelobjekte) sind für die Betriebsoptimierung und das Speichermanagement zwingend erforderlich.