

WIFO

A-1103 WIEN, POSTFACH 91
TEL. 798 26 01 • FAX 798 93 86

**ÖSTERREICHISCHES INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG**



Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich

**Perspektiven für technologische
Innovationen und institutionelle Reformen
in Österreich und Europa**

**ARGE "KWK-Studie" unter der Federführung von
KWI Management Consultants & Auditors GmbH**

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Juni 2005

Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich

Perspektiven für technologische Innovationen und institutionelle Reformen in Österreich und Europa

ARGE "KWK-Studie" unter der Federführung von KWI Management Consultants & Auditors GmbH

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Studie im Auftrag der Wirtschaftskammer Österreich

Projektteam: Manfred Stockmayer (Projektleitung),
Gerald Dunkel, Karl Gruber, Daniela Kletzan, Angela Köppl,
Stefan Schleicher, Klaus Sehling, Gregor Thenius

Wissenschaftliche Assistenz: Alexandra Wegscheider

Juni 2005

Kraft-Wärmekopplung in Österreich

Österreichische und europäische Perspektiven für technologische Innovationen und institutionelle Reformen

Kurzfassung

Die kombinierte Transformation von Elektrizität, Wärme und neuerdings auch Kälte aus Primärenergie trägt unterschiedliche Bezeichnungen, wie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), aber auch Wärme-Kraft-Kopplung (WKK), Co-Generation und Tri-Generation.

Diese Unterschiede in der Bezeichnung der Technologien signalisieren die damit verbundene Zielsetzung:

- Die Technologie dient hauptsächlich der Erzeugung von Elektrizität und Wärme wird als Nebenprodukt angesehen.
- Die Technologie kann aber auch nach dem Wärmebedarf ausgelegt werden mit Elektrizität als Nebenprodukt.
- Schließlich kann eine gleichgewichtige enge Integration von Elektrizität und Wärme – und Kühlen – angestrebt werden.

Aus mehreren Gründen bekommen diese kombinierten Technologien für Kraft und Wärme eine besondere Aktualität:

- Die energiepolitische Zielsetzung eines Energiesystems mit hohen Wirkungsgraden und geringen CO₂-Emissionen benötigt den verstärkten Einsatz dieser Technologien.
- Neue technologische Entwicklungen und Unsicherheiten über den Preis für fossile Energie schaffen Anreize für neue effiziente Anwendungen für integrierte Transformations-Technologien.
- Die EU-Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärmekopplung greift diese Argumentation auf und verlangt eine entsprechende Umsetzung in den einzelnen Mitgliedsstaaten.

Die vorliegende Studie dokumentiert österreichische und europäische Perspektiven für technologische Innovationen und institutionelle Reformen im Zusammenhang mit der kombinierten Erzeugung von Kraft und Wärme. Die folgenden Themen werden dabei analysiert:

- Die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen in ausgewählten europäischen Staaten.
- Ein Überblick über die aktuell verfügbaren Technologien und die erwarteten Innovationen.

- Eine wirtschaftliche Bewertung dieser kombinierten Technologien gegenüber Stand-Alone-Technologien.
- Vorschläge zur Erreichung eines verstärkten Einsatzes dieser Technologien im Sinne der entsprechenden EU-Richtlinie.

Diese Analysen führen zu folgenden Aussagen über die aktuellen und künftigen Einsatzmöglichkeiten dieser kombinierten Technologien zur Erzeugung von Elektrizität, Wärme und Kühlbedarf:

- Die traditionellen Einsatzmöglichkeiten dieser Technologien im Bereich der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und im Bereich der städtischen Fernwärme werden zunehmend ergänzt durch dezentrale Technologien mit neuen Anwendungsbereichen, wie Einfamilienhäuser, Wohnsiedlungen, Geschäftszentren, Hotels und Spitäler.
- Nach einem einheitlichen Bewertungsschema wurden die Erzeugungskosten für Elektrizität und Wärme sowie die CO₂-Emissionen für die verschiedenen Technologien vergleichbar gemacht. Dabei kommt eine Schlüsselrolle der Analyse der Sensitivität von Entscheidungsparametern zu, wie der Entwicklung der Preise für Primärenergie und Elektrizität, dem Ausmaß von unterstützenden Maßnahmen bei Investition und Betrieb, sowie der Zuteilung von CO₂-Zertifikaten.
- Bei sorgfältiger Planung bringen eine Reihe dieser KWK-Technologien durchaus akzeptable Renditen. Bei Förderungen, beispielsweise durch Investitionszuschüsse, bewegen sich die dadurch erzielten Reduktionskosten für CO₂ in einer relativ günstigen Größenordnung. Eine zusätzliche Attraktivität bekommen diese kombinierten Kraft- und Wärmetechnologien wegen ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit und wegen ihres Potentials für technologische Entwicklungen zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit.
- Mit der Umsetzung der EU-Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung hat Österreich die Möglichkeit, eine energie- und technologiepolitische Weichenstellung zu setzen, die aufschließt zu den Umsetzungsintensitäten von Dänemark und den Niederlanden.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	1
2.	Rahmenbedingungen für Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich und ausgewählten europäischen Ländern	3
2.1	<i>Motivation</i>	3
2.2	<i>Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Koppelung im Energiebinnenmarkt.</i>	5
2.3	<i>Rahmenbedingungen in Österreich</i>	7
2.3.1	Das Österreichische Ökostromgesetz und KWK	7
2.3.2	Investitionsförderungen für KWK	11
2.4	<i>Das deutsche KWK-Gesetz Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)</i>	12
2.5	<i>Rahmenbedingungen in der Schweiz</i>	15
2.6	<i>Rahmenbedingungen in den Niederlanden</i>	18
2.7	<i>Rahmenbedingungen in Dänemark</i>	20
2.8	<i>Rahmenbedingungen im Vergleich</i>	23
2.9	<i>CO₂-Zertifikatsallokation in den Beispielländern</i>	25
2.9.1	Österreich	25
2.9.2	Deutschland	29
2.9.3	Niederlande	32
2.9.4	Dänemark	35
2.9.5	Schlussfolgerungen	37
3.	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Technologien	38
3.1	<i>Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung</i>	38
3.2	<i>Kraftwärmekopplungsanlagen - Konzepte</i>	39
3.3	<i>Zentrale Energiesysteme</i>	40
3.3.1	Dampfturbinenprozess	40
3.3.2	Gasturbinenprozess	42
3.3.3	Cheng Cycle-Prozess	43
3.3.4	Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD)	44
3.3.5	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)-Prozess	45
3.3.6	ORC-Prozess	47
3.4	<i>Dezentrale Erzeugungsanlagen - Mikro- /Mini-KWK-Technologien</i>	49
	Hubkolbenmotor	49
	Mikrogasturbinen	50
	Stirling Motor	52

Brennstoffzelle	55
3.5 Zusammenfassende Übersicht der KWK-Technologien	57
4. Wirtschaftliche Bewertung und Analyse der CO₂-Minderungskosten von KWK-Anlagen	60
4.1 Bewertung von unterschiedlichen Technologien	60
4.2 Methodik der Bewertung	61
4.2.1 Ausgangspunkt für die wirtschaftliche Bewertung von KWK-Anlagen	61
4.2.2 Bewertung der Rentabilität der Mehraufwendungen für KWK-Technologien	62
4.2.3 Berücksichtigung des Investitionsrisikos	62
4.2.4 Vergleich von KWK-Anlagen mit alternativen Anlagen zur getrennten Erzeugung von Wärme und Zukauf von Elektrizität	62
4.2.5 Einflussfaktoren auf die Rentabilität und die CO ₂ -Reduktionskosten	64
4.2.6 Grundannahmen im Bewertungsmodell	65
4.3 Analyse von fünf Referenzanlagen	68
4.4 Ergebnisse der Anlagenbewertung	68
4.4.1 Öffentliche KWK-Anlage groß	69
4.4.2 Öffentliche KWK-Anlage klein	74
4.4.3 Industrielle KWK-Anlage groß	78
4.4.4 Industrielle KWK-Anlage mittel	84
4.4.5 Mikrogasturbine	89
4.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	92
5. Förderliche Rahmenbedingungen für einen verstärkten Einsatz von KWK-Anlagen	102
5.1 Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen	103
5.2 Administrative Rahmenbedingungen	105
Anhang 1: Die KWK-Workshops in der WKÖ	107
Anhang 2: Inputdaten für Anlagen	109
Literaturverzeichnis	110

Übersichtsverzeichnis

Übersicht 1:	Höhe des KWK- Zuschlages und Dauer der Zahlung	14
Übersicht 2:	Die Ziele von Energie Schweiz.....	16
Übersicht 3:	Fördersätze von Abwärmenutzungsprojekten in der Schweiz	18
Übersicht 4:	Förderungswürdigkeit von KWK-Anlagen	24
Übersicht 5:	Ländervergleich	24
Übersicht 6:	Laut § 12 ZuV mögliches Emissionsband der Strom- und Wärmebenchmarks	32
Übersicht 7:	Effizienz- und Emissionsfaktoren	34
Übersicht 8:	Kennzahlen Dampfprozess	41
Übersicht 9:	Kennzahlen Gasturbinenprozess	43
Übersicht 10:	Kennzahlen Cheng Cycle Prozess	44
Übersicht 11:	Kennzahlen GuD-Prozess	45
Übersicht 12:	Kennzahlen ORC-Prozess	48
Übersicht 13:	Kennzahlen Hubkolbenmotoren	50
Übersicht 14:	Kennzahlen Mikrogasturbine	52
Übersicht 15:	Kennzahlen Stirlingmotor	55
Übersicht 16:	Einteilung der Brennstoffzellen nach Arbeitstemperatur	56
Übersicht 17:	Kennzahlen Brennstoffzelle	57
Übersicht 18a:	Zusammenfassende Übersicht der KWK-Technologien	58
Übersicht 19b:	Zusammenfassende Übersicht der KWK-Technologien	59
Übersicht 20:	Ausgangswerte und Veränderungsintervalle der Variablen	66
Übersicht 21:	Ausgangswerte für den Erdgaspreis	67
Übersicht 22:	Anlagenvergleich große Wärmenetze (I)	93
Übersicht 23:	Anlagenvergleich kleine Wärmenetze(I)	93
Übersicht 24:	CO ₂ -Emissionsreduktionen p.a.	94
Übersicht 25:	Anlagenvergleich große Wärmenetze (II).....	95
Übersicht 26:	Anlagenvergleich kleine Wärmenetze (II)	95
Übersicht 27:	Anlagenvergleich Erdgaspreise	96
Übersicht 28:	Auswirkungen einer 20%igen Stromeinspeisung nicht-öffentlicher Anlagen auf den IRR	97
Übersicht 29:	Vergleich der Emissionsreduktionskosten.....	98
Übersicht 30:	Durchschnittsvergütung von Ökostromanlagen nach Energieträgern	99
Übersicht 31:	CO ₂ -Emissions-reduktionskosten für Ökostromanlagen (I)	100
Übersicht 32:	CO ₂ -Emissions-reduktionskosten für Ökostromanlagen (II).....	101
Übersicht 33:	Anlagendaten.....	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Anteil von KWK-Strom an der Gesamterzeugung	3
Abbildung 2:	Ausbau der KWK in den Niederlanden	4
Abbildung 3:	Schritte zur KWK-Förderung in Österreich	9
Abbildung 4:	KWK Förderung 2003 und 2004	10
Abbildung 5:	Brennstoffenergieeinsatz in KWK-Anlagen gegenüber getrennter Energiegewinnung	38
Abbildung 6:	Übersicht über Konzepte von KWK-Anlagen	40
Abbildung 7:	KWK mit Dampfturbinenprozess.....	40
Abbildung 8:	Prinzip Gasturbinenprozess	42
Abbildung 9:	Cheng Cycle- Prozess.....	43
Abbildung 10:	GuD-Prozess	45
Abbildung 11:	IGCC Prozess.....	46
Abbildung 12:	Prinzip ORC-Prozess	48
Abbildung 13:	Funktionsschema Stirlingmotor.....	53
Abbildung 14:	el. Wirkungsgrad von Stirlingmotoren in Abhängigkeit von der Verbrennungstemperatur	54
Abbildung 15:	Prinzip Brennstoffzelle	55
Abbildung 16:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf den Strom-Einspeisetarif, Öffentliche KWK-Anlage groß	69
Abbildung 17:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Öffentliche KWK-Anlage groß	70
Abbildung 18:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Öffentliche KWK-Anlage groß	71
Abbildung 19:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO ₂ -Reduktionskosten, Öffentliche KWK-Anlage groß	72
Abbildung 20:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine Gratiszuteilung von CO ₂ - Zertifikaten, Öffentliche KWK-Anlage groß	73
Abbildung 21:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die CO ₂ -Zertifikatskosten, Öffentliche KWK-Anlage groß	73
Abbildung 22:	CO ₂ -Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO ₂ /MWh], Öffentliche KWK-Anlage groß	74
Abbildung 23:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf den Elektrizitäts-Einspeisetarif, Öffentliche KWK-Anlage klein	75
Abbildung 24:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Öffentliche KWK-Anlage klein	76

Abbildung 25:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Öffentliche KWK-Anlage klein	76
Abbildung 26:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO ₂ -Reduktionsförderung, Öffentliche KWK-Anlage klein	77
Abbildung 27:	CO ₂ -Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO ₂ /MWh], Öffentliche KWK-Anlage klein	78
Abbildung 28:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf Änderungen des Elektrizitätspreises, Industrielle KWK-Anlage groß.....	79
Abbildung 29:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) der KWK-Anlage auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Industrielle KWK-Anlage groß.....	80
Abbildung 30:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Industrielle KWK-Anlage groß.....	81
Abbildung 31:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO ₂ -Reduktionsförderung, Industrielle KWK-Anlage groß	81
Abbildung 32:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine Gratiszuteilung von CO ₂ -Zertifikaten, Industrielle KWK-Anlage groß.....	82
Abbildung 33:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die CO ₂ -Zertifikatskosten, Industrielle KWK-Anlage groß.....	83
Abbildung 34:	CO ₂ -Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO ₂ /MWh], Industrielle KWK-Anlage groß.....	83
Abbildung 35:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) der KWK-Anlage auf Änderungen des Elektrizitätspreises, Industrielle KWK-Anlage mittel.....	84
Abbildung 36:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Industrielle KWK-Anlage mittel	85
Abbildung 37:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Industrielle KWK-Anlage mittel	86
Abbildung 38:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO ₂ -Reduktionskosten, Industrielle KWK-Anlage mittel	86
Abbildung 39:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine Gratiszuteilung von CO ₂ -Zertifikaten, Industrielle KWK-Anlage mittel	87
Abbildung 40:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die CO ₂ -Zertifikatskosten, Industrielle KWK-Anlage mittel	88
Abbildung 41:	CO ₂ -Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO ₂ /MWh], Industrielle KWK-Anlage mittel	88
Abbildung 42:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf Änderungen des Elektrizitätspreises, Mikrogasturbine	89
Abbildung 43:	Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Mikrogasturbine.....	90

Abbildung 44: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Mikrogasturbine 90

Abbildung 45: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO₂-Reduktionskosten, Mikrogasturbine 91

Abbildung 46: CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO₂/MWh], Mikrogasturbine 92

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AFC	Alkaline Fuel Cell, Alkalische Brennstoffzelle
AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwerkwirtschaft
Art.	Artikel
BGBI	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMLFUW	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
CHP	Combined Heat and Power
ct	Cent
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell, Direktmethanol-Brennstoffzelle
el	elektrisch
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
ETH	Eidgenössische Technische Hochschule
EZG	Emissionszertifikatengesetz
E.V.A.	Österreichische Energieagentur (vormals Energieverwertungsagentur)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWI	Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung
g	Gramm
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-Stunde
h	Stunde
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IRR	Internal Rate of Return (Interner Zinssatz)
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell, Karbonatschmelze-Brennstoffzelle

Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-Stunde
ORC	Organic Ranking Cycle
p.a.	per anno
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell, phosphorsaure Brennstoffzelle
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell, Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle
SOFC	Solide Oxid Fuel Cell, Oxidkeramische Brennstoffzelle
th	thermisch
TJ	Terajoule
to	Tonne
TWh	Terawatt-Stunden
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
ZuG	Zuteilungsgesetz
ZuV	Zuteilungsverordnung

1. Einleitung

Diese Studie wirft einen Blick auf die Situation der Kraft-Wärme-Kopplung, der kombinierten Produktion von Elektrizität und Wärme in einem Prozess, in Österreich und ausgewählten europäischen Ländern.

Kraft-Wärme-Kopplung ist ein höchst effizientes Verfahren zur Elektrizitäts- und Wärmeproduktion. Die im KWK-Prozess erreichten Gesamtwirkungsgrade sind beträchtlich höher als die Wirkungsgrade für die getrennte Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung. Diese hohen Wirkungsgrade können durch Nutzung der Umweltwärme mittels Wärmepumpen auf über 100% gesteigert werden.

Kraft-Wärme-Kopplung kann ein effizientes Instrument zur CO₂-Emissionsreduktion sein, die Versorgungssicherheit durch teilweise Dezentralisierung der Elektrizitätsproduktion erhöhen und durch den effizienten Einsatz der Primärenergieträger die Abhängigkeit in der Energieversorgung von Drittstaaten reduzieren.

Diese Argumente werden auch durch den Erlass der so genannten KWK-Richtlinie der Europäischen Kommission vom 11.2.2004 gestützt. In dieser Richtlinie werden oben genannte Gründe als Rechtfertigung zum Erlass der Richtlinie genannt.

In der Schweiz wird am Paul Scherer Institut der ETH-Zürich das Forschungsprojekt "Die 2.000 Watt Gesellschaft" betrieben. Dieses Forschungsprojekt setzt das langfristige Ziel (Zeithorizont bis 2050 und darüber hinaus), den Leistungsbedarf an Primärenergie in der Schweiz pro Kopf und Jahr von aktuell 5kW auf 2 kW ohne Komforteinbußen zu beschränken. Das entspricht dem derzeitigen durchschnittlichen globalen Verbrauch an fossiler Primärenergie. Es wird auch nach Möglichkeiten geforscht, die die KWK zu diesem ambitionierten Ziel leisten könnte. Es stellt sich dabei heraus, dass der verstärkte Einsatz von KWK-Technologien zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung große Energieeinsparungspotentiale hat. Dezentrale Strom- und Wärmeproduktion erreicht diese Energieeinsparungen auch durch verminderte Transport- und Transformationsverluste. Der KWK wird im Rahmen des Ziels der 2.000 Watt Gesellschaft ein hohes Energieproduktions-potential gegeben.

Diese Schweizer Forschungsergebnisse zeigen, dass die KWK als Schlüsseltechnologie eine wichtige Rolle in einem Low Carbon-High Efficiency Energie-System und als Element einer aktiven Technologiepolitik spielt. Dafür sind anreizkompatible Märkte zu schaffen, d.h. Rahmenbedingungen, die den Einsatz von KWK auch wirtschaftlich attraktiv machen.

Das vorliegende Forschungsprojekt wählt folgende Vorgehensweise für die Evaluierung der rechtlichen und wirtschaftlichen Situation von Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien.

In Kapitel 2 werden ausgehend von der EU-Richtlinie „über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Koppelung“¹ für Österreich und ausgewählte europäische Länder die Rahmenbedingungen für KWK-Technologien dargestellt.

Kapitel 3 gibt eine Übersicht über das breite Spektrum von KWK-Technologien, das von zentralen Energiesystemen bis zu neuen Entwicklungen bei dezentralen Systemen reicht.

In Kapitel 4 folgt eine Analyse der Wirtschaftlichkeit und der CO₂-Emissionsminderungskosten von KWK-Technologien basierend auf dem Vergleich mit alternativen getrennten Erzeugungsarten.

Abschließend gibt Kapitel 5 Hinweise für förderliche Rahmenbedingungen für den verstärkten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung.

Der Ausblick auf den zukünftigen Wärme- und Strommarkt, der künftig auch verstärkt Kühlleistungen beinhalten wird, bietet folgende Perspektiven. Flächendeckende Fernwärmesysteme werden aus großen Kraftwerkseinheiten gespeist. Einerseits ist der Ausbau von Fernwärmenetzen teuer und der spezifische Wärmebedarf sinkt wegen der Verbesserung der thermischen Gebäudequalität. Andererseits bestehen insbesondere in Ballungsräumen erhebliche Fernwärme-Ausbaupotentiale. In der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung wurden durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes und den damit verbundenen gesunkenen Elektrizitätspreisen Anreize für industrielle KWK reduziert. Dieser Trend hat sich aber durch die aktuellen Preissteigerungen bei Erdöl und Erdgas umgekehrt. Grundsätzlich eignen sich viele Standorte der industriellen Produktion ausgezeichnet für KWK-Technologien und es zeichnen sich deswegen Kooperationen mit Energieversorgungsunternehmen ab. Zu klären ist aber wie das Risiko einer möglichen Standortschließung abgedeckt werden kann. Neue Einsatzbereiche für KWK-Technologien eröffnen sich im nicht-industriellen Bereich bei Wohnanlagen, Geschäftszentren, Büros, Hotels, und Spitälern, für die die aktuellen technologischen Fortschritte bei den Mikro-Technologien neue Optionen eröffnen. Im Bereich der Nahwärme-Netze gibt es neue technologische Entwicklungen, wie z.B. die Vergasung von Biomasse. Bei diesen Anlagen spielt die Systemintegration mit Wärmespeichern, Wärmepumpen und Anpassung des Einsatzprofils an den Spitzenlastbedarf bei Elektrizität eine entscheidende Rolle.

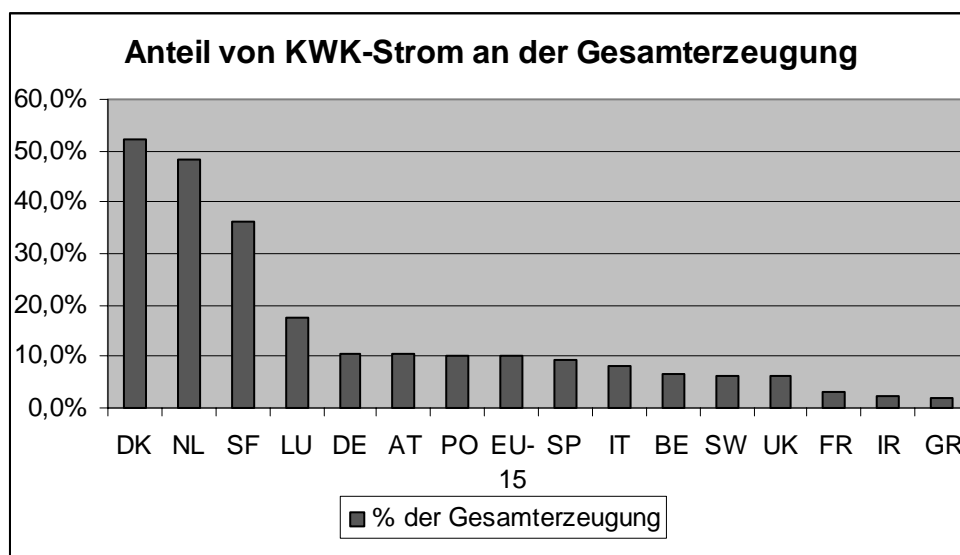
¹ EU-Richtlinie 2004/8/EG.

2. Rahmenbedingungen für Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich und ausgewählten europäischen Ländern

2.1 Motivation

Ein Blick auf den Anteil von KWK-Strom an der Gesamterzeugung im Jahr 2000 in den EU-15 Ländern zeigt folgendes Bild

Abbildung 1: Anteil von KWK-Strom an der Gesamterzeugung



Q: SAVE Project (2003).

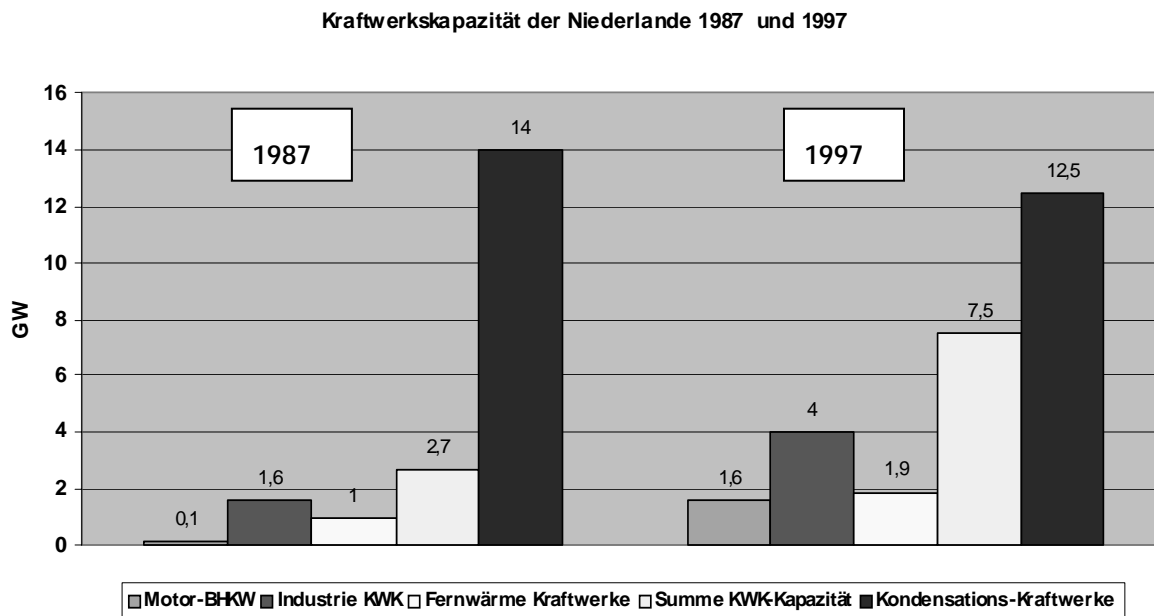
Drei Länder, Dänemark, die Niederlande und Finnland haben einen signifikant höheren Anteil an KWK-Strom als die anderen Länder. Österreich liegt gemeinsam mit Deutschland im EU-15 Schnitt.

Es stellt sich die Frage, warum diese Länder beim Ausbau von KWK so erfolgreich waren, da keine besonderen komparativen Vorteile, wie etwa die Industriestruktur erkennbar sind. Entscheidend ist offensichtlich eine energiepolitische Zielsetzung durch Forcierung von KWK-Technologien mit den entsprechenden Maßnahmen eine Nutzung der verfügbaren Potentiale zu erreichen.

Aus Abbildung 2 ist ersichtlich, dass sich zum Beispiel in den Niederlanden aufgrund von günstigen Rahmenbedingungen die KWK-Kapazität von 2,7 GW auf 7,5 GW erhöht hat. Dem-

nach hat sich die gesamte KWK-Kapazität innerhalb von zehn Jahren fast verdreifacht. Besonders hervorzuheben ist das starke Wachstum bei den kleinen Anlagen von 0,1 GW auf 1,6 GW.

Abbildung 2: Ausbau der KWK in den Niederlanden



Q: Traube (2005).

In dem folgenden Ländervergleich werden die Rahmenbedingungen in den Niederlanden und in Dänemark in der Vergangenheit und Gegenwart näher betrachtet.

Hinzu kommen die sogenannte KWK-Richtlinie der EU sowie das KWK-Gesetz in Deutschland. Die Situation in der Schweiz als nicht EU-Mitgliedsland wird untersucht, da die Schweiz insbesondere bei der Förderung von Forschungs- und Pilotprojekten im KWK-Bereich sehr erfolgreich ist.

Diese unterschiedlichen Rahmenbedingungen werden jenen in Österreich gegenüber gestellt, um sichtbar zu machen, wo die Unterschiede liegen und welche Strategien im Sinne einer Förderung von KWK als nachahmenswert erscheinen.

2.2 Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Koppelung im Energiebinnenmarkt.

Die KWK-Richtlinie² trat am 21. Februar 2004 in Kraft und ist von den Mitgliedstaaten bis spätestens 21.6.2006 umzusetzen. Sie enthält keine bindenden Ausbauziele für KWK.

Das Potential von KWK wird laut Europäischer Kommission derzeit nicht voll ausgenutzt. Die Richtlinie soll der Förderung einer "am Nutzwärmebedarf orientierten hocheffizienten" KWK dienen. Der daraus entstehende Nutzen manifestiert sich in Primärenergieeinsparungen, der Reduzierung von Netzwerkverlusten und Emissionen sowie der Erhöhung der Versorgungssicherheit und einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit.

Primärenergieeinsparungen dienen neben dem wirtschaftlichen Vorteil der Einsparung auch der Reduktion von Treibhausgasemissionen und damit der wahrscheinlicheren Erreichbarkeit der im Kyoto Protokoll festgelegten nationalen Emissionsziele für die Periode 2008-12 (z.B. für Österreich minus 13% im Vergleich zu 1990).

Der Punkt der Versorgungssicherheit verdient besondere Beachtung, da derzeit die Europäische Union 50% ihres Energiebedarfs importiert und diese Abhängigkeit von Drittstaaten in der Energieversorgung aufgrund der erwarteten Verbrauchszuwächse in Zukunft noch zunehmen würde.

Groß-KWK-Anlagen werden nur dann gefördert, wenn sie hocheffizient sind. Also solche, deren Energieeinsparungen durch die kombinierte anstatt der getrennten Produktion von Strom und Wärme mindestens 10% betragen. Für Klein- (unter 1 MWel) und Kleinstanlagen (bis 50 kWel) reicht allein der Nachweis von Primärenergieeinsparungen. Da die Richtlinie keine bindenden Ausbauziele für KWK beinhaltet, beschränkt sie sich auf die folgenden Punkte:

- Aufzählung der KWK-Technologien, die unter die Richtlinie fallen
- Definition von KWK-Strom:
Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess. KWK-Strom ist der in einem Prozess erzeugte Strom, der an die Erzeugung von Nutzwärme gekoppelt ist.³
- Methodik zur Berechnung von KWK-Strom
- Methodik zur Bestimmung der Effizienz des KWK-Prozesses:
Hier werden Verfahren zur Bestimmung der Energieeinsparungen des KWK-Prozesses im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme bestimmt. Betragen diese Ein-

² EU-Richtlinie 2004/8/EG.

³ EU-Richtlinie 2004/8/EG, Art. 3

sparungen mindestens 10% ist von einer hocheffizienten KWK die Rede. Die Erzeugung in KWK-Klein- und KWK-Kleinanlagen, die Primärenergieeinsparungen bringt, gilt ebenfalls als hocheffiziente KWK. Die jeweilige KWK-Anlage wird dabei bei jeweils gleichem Brennstoffeinsatz mit der "besten, im Jahr des Baus dieses (KWK)-Blocks auf dem Markt erhältlichen und wirtschaftlich vertretbaren Technologie für die getrennte Erzeugung von Wärme und Strom" verglichen. Die Referenzwerte für den Wirkungsgrad werden von der Kommission festgelegt, wobei sie Vorschläge der Länder für Referenzwerte erwartet. In Österreich hat das BMWA einen Auftrag für die Erarbeitung der Referenzwerte ausgesprochen. Bis 2010 können die Mitgliedstaaten alternative Effizienzberechnungsmethoden verwenden.

- Analyse- und Berichtsverpflichtungen der Mitgliedstaaten:
Von den Mitgliedstaaten sind Prüfungen zum nationalen Potential von KWK gefordert. Diese Analysen müssen Nennung der voraussichtlich verwendeten Brennstoffe und der KWK-Technologien enthalten. Ferner ist zu berichten, welche Art der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom durch hocheffiziente KWK ersetzt werden soll und wie hoch dabei der Bedarf an Modernisierung bestehender Anlagen oder dem gänzlichen Neubau nötig ist. Auch eine Analyse von Faktoren, die möglicherweise der Ausnutzung der nationalen KWK-Potentiale entgegenstehen, ist beizufügen.
- Regelung des Herkunftsnachweises für hocheffizienten KWK-Strom im Interesse der Stromkonsumenten:
Diese Regelung betrifft die Stromkennzeichnung, die den Stromkonsumenten bei der Entscheidung für einen bestimmten Stromtarif unterstützen soll. Der Herkunftsnachweis beinhaltet den unteren Heizwert des Primärenergieträgers, die Menge an KWK-Strom, Primärenergieeinsparungen und die Nutzung der erzeugten Wärme. Dieser Nachweis gilt allerdings nur für hocheffizienten KWK-Strom.
- Pflichten der EU-Kommission:
Pflichten bestehen bezüglich der Analyse und Bewertung der unterschiedlichen KWK-Fördermechanismen in den Mitgliedstaaten.

Da die Richtlinie keine bindenden Ausbauziele und keine Verpflichtung zur Förderung für KWK-Strom setzt, sind die Vereinheitlichung der Definition von KWK-Strom und die einheitliche Berechnung der Energieeinsparungen als wichtigste Punkte zu bezeichnen.

Eine wichtige Rolle für KWK spielt die Richtlinie über die Gesamteffizienz von Gebäuden⁴. Dort heißt es in Art. 5: "Bei neuen Gebäuden mit einer Gesamtnutzfläche von mehr als 1.000 m² gewährleisten die Mitgliedsstaaten, dass die technische, ökologische und wirtschaftliche Einsetzbarkeit alternativer System - wie KWK, Fern-/Blockheizung oder Fern-/Blockkühlung - vor

⁴ EU-RL 2002/91/EG.

Baubeginn geprüft wird." Diese Richtlinie ist bis 4.1.2006 in nationales Recht der Mitgliedstaaten umzusetzen.

2.3 Rahmenbedingungen in Österreich

2.3.1 Das Österreichische Ökostromgesetz und KWK

Förderungskriterien

Das österreichische Ökostromgesetz⁵ regelt neben der Förderung von Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger (Ökostrom) auch die "Förderung durch Vergütung eines Teils der Aufwendungen für den Betrieb von bestehenden und modernisierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung".

Die Förderung von Ökostrom wird durch Abnahmepflicht der Netzbetreiber und festgesetzte Preise erreicht. Die Abnahmepflicht besteht nur, wenn die gesamte aus einer Ökostromanlage in das öffentliche Netz kommende Energie über einen Zeitraum von mindestens drei Monaten an die Stromverteiler abgegeben wird. Der Eigenverbrauch wird dabei in Abzug gebracht. Von der Abnahmepflicht ausgenommen ist elektrische Energie, die mit Ablauge, Klärschlamm, Tiermehl oder Abfällen erzeugt wurde, ausgenommen werden Abfälle mit hohem biogenem Anteil (siehe Anhang des Gesetzes). Die Preise für Ökostrom sollen so festgesetzt werden, dass eine kontinuierliche Steigerung von Ökostrom stattfindet und orientieren sich an kosteneffizienten Anlagen⁶.

Für KWK-Strom ist im Gesetz keine Abnahmepflicht festgeschrieben. Ziel des Gesetzes ist es, den weiteren Betrieb von bestehenden KWK-Anlagen sowie deren Modernisierung zu unterstützen und die Art und Weise der Förderung festzulegen. Insbesondere soll ein Ausgleich der Lasten der Förderung erreicht werden. Biomasse-KWK wird nach den Biomassebestimmungen im Ökostromgesetz gefördert. Es gibt für solche Anlagen keine Doppelförderung.

Die Paragraphen 12 bis 21 Ökostromgesetz behandeln die für die KWK relevanten Bestimmungen. Gefördert werden sollen nur KWK-Anlagen, die

- dem Betrieb der öffentlichen Fernwärme dienen und

⁵ Österreichisches BGBl. I Nr. 149/2002.

⁶ "Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Produktionskosten ist auf ein rationell geführtes Unternehmen abzustellen, welches die Anlage zu Finanzmarktbedingungen finanziert. Zu berücksichtigen sind die Lebensdauer, die Investitionskosten, die Betriebskosten, die angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals und die jährlich erzeugten Mengen an elektrischer Energie. Bei der Erhebung dieser Kosten sind nationale sowie internationale Erfahrungen zu berücksichtigen." (Ökostromgesetz, §11 (3)).

- die Primärenergieeinsparungen und geringere CO₂-Emissionen im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme bewirken.

Aus dem ersten Punkt folgt, dass eine Anlage nur dann förderungswürdig ist, wenn die gesamte darin produzierte Wärme an das öffentliche Fernwärmenetz abgegeben wird. Nicht gefördert wird laut Ökostromgesetz KWK-Energie, die innerhalb der Anlagenbetreiber als Eigenverbrauch verwendet wird. Es kommt also bei der Entscheidung über die Förderungswürdigkeit einer Anlage auf die Art der Nutzung der im KWK-Prozess erzeugten Wärme an. Elektrische und thermische Energie müssen als Fördervoraussetzung an das öffentliche Netz abgegeben werden.

Für die Strommengen, die unmittelbar und effizienzmaximiert als Kuppelprodukt bei der Erzeugung von Fernwärme hergestellt werden, werden dem Betreiber der KWK-Anlage die "für die Aufrechterhaltung des Betriebs erforderlichen Kosten" in Cents pro kWh vom österreichischen Energiemarktregulator Energie-Control abgegolten. Es werden also Mehrkosten ersetzt. Diese Kosten bestehen aus den Brennstoffkosten, Kosten der Instandhaltung und Betriebskosten. Ausgenommen sind die Kosten für Pensionszahlungen, Verwaltungskosten und Steuern.⁷ Sind diese für eine Anlage nicht nachweisbar, besteht kein Anspruch auf Förderung. Bei modernisierten Anlagen darf man zusätzlich die Verzinsung des Kapitals zu den Kosten zurechnen.

Primärenergieeinsparungen gelten dann als effizient, wenn die Relation

$$\frac{2}{3} \frac{W}{B} + \frac{E}{B} \geq 0,55$$

gilt, wobei W die Wärmemenge ist, die an das öffentliche Fernwärmenetz abgegeben wird, B der gesamte Brennstoffeinsatz (in Energiewert des Heizwerts) und E die elektrische Energie, die an das öffentliche Netz abgegeben wird.

Das Effizienzkriterium erhöht sich ab 2005 auf 0,6. Die Höhe der Förderung hängt von der Erfüllung der Effizienzrelation (Effizienzkriterium) und des Heizwertkriteriums ab. Bei Erreichung des Effizienzkriteriums gilt die KWK-Anlage als förderungswürdig. Beim Heizwertkriterium gilt folgende Regel: Werden mehr als 10% des Heizwerts des eingesetzten Brennstoffs als Fernwärmeenergie zur öffentlichen Fernwärmeversorgung genutzt, wird die kWh KWK-Strom mit 1,5 Cent (Jahre 2003, 2004) gefördert. Liegt dieser Wert zwischen 3% und 10% oder wird das Effizienzkriterium nicht erreicht, ist die Höhe der Förderung für die Jahre 2003 und 2004 mit höchst-

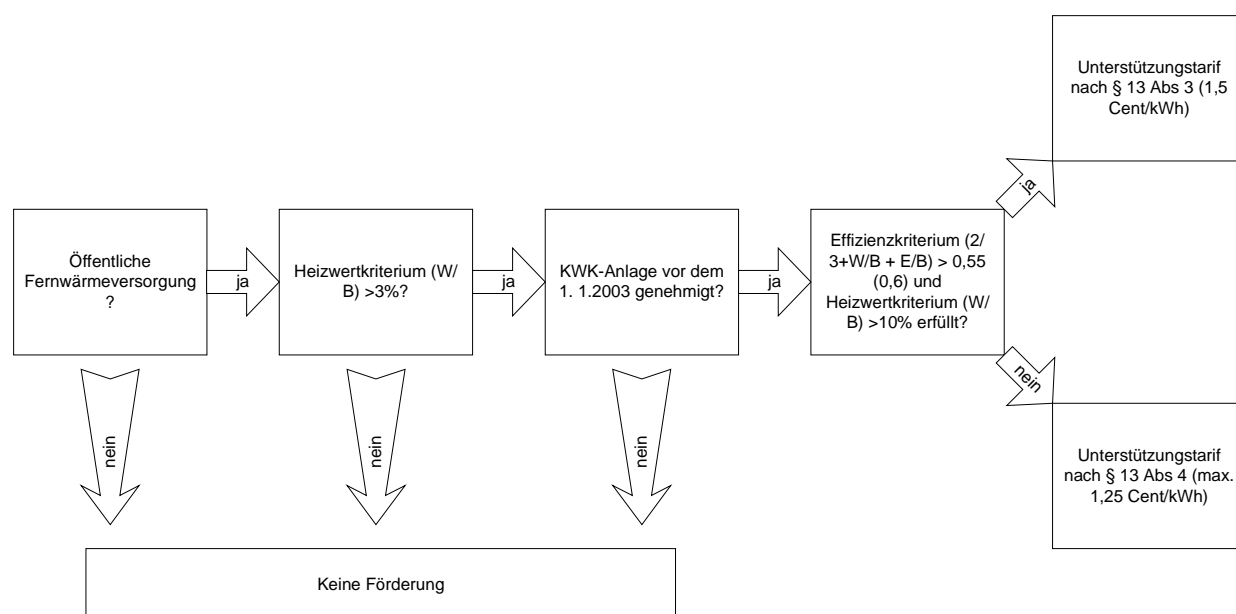
⁷ Für den Erdgas-Einsatz zur Stromerzeugung existiert eine Rückvergütung der Erdgasabgabe. Hinsichtlich der Wärmeproduktion ist eine Energieabgabenergütung aufgrund des Energieabgabenergütungs-Gesetzes teilweise möglich. Österreichisches BGBl. Nr. 201/1996

tens 1,25 Cent pro kWh KWK-Strom begrenzt. Daraus folgt, dass auch in Anlagen, die das Effizienzkriterium nicht erfüllen, gefördert werden, solange die Anlage eine ausreichende Menge an Fernwärme für das öffentliche Netz abgibt.

Das Heizwertkriterium soll sicherstellen, dass ausreichend Fernwärme in das öffentliche Netz eingespeist wird. Funktion des Effizienzkriteriums ist die Überprüfung von Primärenergieeinsparungen von KWK-Anlagen gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme.

Folgende Grafik zeigt, wie viel einer KWK-Anlage bei Erfüllung welcher Kriterien laut Ökostromgesetz als Förderung zusteht.

Abbildung 3: Schritte zur KWK-Förderung in Österreich



Q: Riess (2005).

Förderung und Finanzierung

Die Förderung von bestehenden KWK-Anlagen (Genehmigung der Errichtung vor 1.1.2003) ist bis 2008, die von modernisierten KWK-Anlagen (Inbetriebnahme nach 1.10.2001) bis 2010 begrenzt. Da laut Gesetz nur der Betrieb von bestehenden und modernisierten KWK-Anlagen gefördert wird, werden neu erbaute Anlagen nicht gefördert.

Der Strom aus KWK-Anlagen wird am freien Markt verkauft und die Zahlung der Förderung obliegt der E-Control. Diese Förderung wird über Zuschläge auf den Strompreis finanziert.

Zur Finanzierung der KWK-Unterstützung wird auf alle an den Endverbraucher abgegebenen Strommengen ein einheitlicher Zuschlag erhoben. Die Höhe des Zuschlages richtet sich dabei nach den erwarteten Aufwendungen für die Förderung und ist für die Jahre 2003 und 2004 mit maximal 0,15 Cent pro kWh festgesetzt. Dieser Maximalwert nimmt in den folgenden Jahren ab, so ist er für die Jahre 2005 und 2006 mit höchstens 0,13 Cent pro kWh, für die Jahre 2007 und 2008 mit höchstens 0,10 Cent pro kWh und für die Jahre 2009 und 2010 mit höchstens 0,05 Cent pro kWh festgelegt. Die für die Förderung verfügbaren Finanzmittel hängen von den Zuschlägen bei den Endverbrauchern ab. Sind diese geringer als das erforderliche Fördervolumen, kommt es zu einer Kürzung der KWK-Förderung durch das Wirtschaftsministerium.

Die KWK-Bestimmung im Ökostromgesetz ist ausdrücklich auf das öffentliche Fernwärmenetz ausgerichtet, daher haben industrielle Anlagen keinen Förderungsanspruch.

Zur Entwicklung der Förderung ist zu sagen, dass die Fördermittel aufgrund der gestiegenen Marktpreise im Jahr 2003 & 2004 gekürzt werden. So war die Gesamtauszahlung im Jahr 2003 € 57 Mio. und im Jahr 2004 vorläufig € 25 Mio.

Folgende Grafik zeigt die Entwicklung in der KWK-Förderung in den Jahren 2003 und 2004:

Abbildung 4: KWK Förderung 2003 und 2004

	Einheit	2003	2004 (Prognose)
Anzahl KWK-Förderanträge		48 (53)	39(44)
Fördermenge (Abs.3)	GWh	5.900	5.300
Fördermenge (Abs.4)	GWh	940	550
Max. notwendiges Fördervolumen	Mio. €	105	86,5
Fördermittel (Summe KWK-Zuschläge)	Mio. €	76	76

Q: Riess (2005).

Die geringeren Förderanträge im Jahr 2004 beruhen nicht auf einer geringeren Zahl von KWK-Anlagen am Markt. Es haben einige Anlagen, die 2003 noch um Förderung angesucht hatten, 2004 keinen Antrag eingebracht.

Über die Verwendung des Differenzbetrags zwischen dem über den Zuschlag eingekommenen Betrags und der tatsächlich ausbezahlten Beträge ist noch keine Entscheidung gefallen. Es wird aber davon ausgegangen, dass das Geld für die KWK-Förderung in späteren Jahren verwendet wird.

Aktuelle Diskussion

Die Höhe der Förderung für die Jahre nach 2004 ist noch zu bestimmen und es ist im Moment unklar, welche Kriterien bei der Entscheidung über die Förderungswürdigkeit der Anlage angewandt werden. Die Interpretation des Gesetzes für die Förderung ab 2005 ist nicht einheitlich. Eine Möglichkeit ist, dass es ab 2005 keine Deckelung des KWK-Unterstützungstarifs mehr gibt, sondern die gesamte über die Zuschläge eingenommene Summe anteilmäßig an die Anlagen ausbezahlt wird. Des Weiteren könnte das Effizienzkriterium wegfallen und als Fördervoraussetzung nur mehr allein der Nachweis von Mehrkosten ausreichen. Die Formulierung des Ökostromgesetzes in §13, Abs.3 und 4 lässt diese Interpretation zu. Es könnte also ab 2005 die Regel gelten: Je höher die nachgewiesenen Mehrkosten, desto höher die KWK-Förderung.

2.3.2 Investitionsförderungen für KWK

Im Rahmen der Umweltförderung der Republik Österreich, die durch die Kommunalkredit abgewickelt wird, gibt es die Möglichkeit, für KWK-Anlagen Investitionsförderungen zu erhalten. Zielsetzung der KWK-spezifischen Förderung ist es "den Einsatz von fossilen Brennstoffen so effizient wie möglich zu gestalten und die wirtschaftliche Attraktivität der gemeinsamen Erzeugung von Strom und Wärme zu verbessern".

Gefördert werden mit Erdgas oder Flüssiggas befeuerte KWK-Anlagen, die überwiegend zur kombinierten Strom- und Wärmeversorgung von Betrieben eingesetzt werden bis zu einer maximalen Leistung von 2 MWth. Bei Anlagen über 2 MWth ist nur die Wärmeauskopplung bei bestehenden stromgeführten Anlagen förderungswürdig.

Neben fossilen KWK-Anlagen haben auch Biomasse-KWK-Anlagen Anspruch auf die Investitionsförderung, weil trotz Ökostromförderung die wärmerlevanten Anlagenteile von Biomassekraftwerken nach wie vor einen erheblichen Förderungsbedarf aufweisen. Das heißt für manche KWK-Technologien reichen die Ökostromtarife nicht aus, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Ausgenommen sind Biomasseanlagen, die bereits von anderen Förderungssystemen (z.B. Landwirtschaftsförderung) Unterstützung erhalten.

Mit fester oder flüssiger Biomasse betriebene KWK-Anlagen für die Eigenversorgung sowie netzgekoppelte Anlagen unter Abzug der nach dem Ökostromgesetz tariffinanzierten Anlagenteile werden gefördert. In diesem Fall wird der Wärmeanteil zur Gänze gefördert.

Die Förderung besteht in einem nicht rückzahlbaren Investitionszuschuss.

Bei der Förderung wird zwischen "de-minimis" Förderung und Förderung über der "de-minimis" Grenze unterschieden. Bei der de-minimis Förderung sind "sämtliche als de-minimis gewährten Förderungen zugunsten eines Unternehmens bis zu einem maximalen Ausmaß von 100.000€ innerhalb von drei Jahren" die Förderungsbasis. Förderungen über der de-minimis Grenze haben als Förderungsbasis die umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten. Diese ergeben sich aus

dem Abzug der durch das Projekt erzielten Kosteneinsparungen und Erlöse im Betrachtungszeitraum von fünf Jahren von den gesamten umweltrelevanten Investitionskosten.

Die umweltrelevanten Investitionskosten sind mit 3.300€/to erzielter CO₂-Reduktion begrenzt und die gesamten umweltrelevanten Investitionskosten müssen mindestens 10.000€ betragen.

Die Förderungssätze sind wie folgt:

- "De-minimis" Projekte: Maximal 30% der gesamten umweltrelevanten Investitionskosten.
- Projekte über "de-minimis": Maximal 40% der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten, jedoch maximal 30% der gesamten umweltrelevanten Investitionskosten.

Bei Biomasseanlagen muss für eine Förderung in der maximalen Höhe zusätzlich die gesamte jährlich verfügbare Wärme genutzt werden. Ist diese Bedingung nicht erfüllt, werden die Förderungssätze proportional gekürzt. Außerdem muss bei Biomasseanlagen mindestens 30% der maximal erzeugbaren Wärme pro Jahr aus der KWK genutzt werden, damit eine Förderungswürdigkeit besteht.

Des Weiteren werden Investitionen, die zum Anschluss an das Fernwärmenetz erforderlich sind, mit maximal 30% (Fernwärme aus erneuerbaren Energieträgern) bzw. 15% (Fernwärme aus nicht erneuerbaren Energieträgern) gefördert.

2.4 Das deutsche KWK-Gesetz Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft- Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)

Ziel des deutschen KWK-Gesetzes⁸ ist eine Verminderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2010 von insgesamt 23 Mio. Tonnen – zumindest aber 20 Mio. Tonnen, wobei als Basis das Jahr 1998 gilt. Weiters soll ein Beitrag zur Modernisierung von KWK-Anlagen sowie zum Ausbau kleiner KWK-Anlagen und der Markteinführung der Brennstoffzelle, zur Treibhausgasreduktion und Erreichung der Klimaschutzziele geleistet werden.

Die 20 Mio. Tonnen Emissionsreduktionen entsprechen einer zusätzlichen durch das KWK-Gesetz ausgelösten KWK-Stromerzeugung von 10% der deutschen Nettostromerzeugung.

Laut KWK Gesetz §12 führt das Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten (BMWA) Ende 2004 gemeinsam mit dem Bundesministerium für Umwelt (BMU) eine Zwischenüberprüfung über die Erreichung der in §1 genannten Ziele Ende 2004 durch. Sollten nach

⁸ Deutsches BGBl. I Nr. 19/2002.

dem Ergebnis der Zwischenüberprüfung die genannten Ziele nicht erreicht werden, sind von der Bundesregierung geeignete Maßnahmen zur Zielerreichung vorzuschlagen.

Das Gesetz regelt die Abnahme und Vergütung von KWK-Strom aus Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Biomasse, Abfall, gasförmigen und flüssigen Brennstoffen. KWK-Strom, der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz⁹ vergütet wird, fällt nicht in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes.

Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht

Gemäß §4 sind Netzbetreiber verpflichtet, KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den erzeugten Strom abzunehmen. Von dieser Verpflichtung ist der Netzbetreiber betroffen, zu dessen technisch am besten geeigneten Netz die kürzeste Entfernung besteht. Für den abgenommenen KWK-Strom sind der Preis, der zwischen KWK- und Netzbetreiber vereinbart wurde, sowie ein Zuschlag zu entrichten. Kommt eine Einigung nicht zustande, gelten übliche Preise, die im Gesetz nicht näher beschrieben sind. Wenn der KWK-Betreiber einen Dritten namhaft machen kann, der bereit ist, den Strom zu kaufen, ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Strom zu diesem angebotenen Preis abzunehmen.

Zuschlagsberechtigte KWK-Anlagen sind jene,

- die bis zum 31. Dezember 1989 in Dauerbetrieb genommen wurden (alte Bestandsanlagen).
- die ab dem 1. Januar 1990 bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes in Dauerbetrieb genommen wurden (Bestandsanlagen).
- alte Bestandsanlagen, die modernisiert oder durch neue Anlagen ersetzt oder nach Inkrafttreten dieses Gesetzes (1.4.2002) spätestens aber bis zum 31. Dezember 2005 wieder in Dauerbetrieb genommen werden.

Eine Modernisierung liegt vor, wenn wesentliche, die Effizienz bestimmende Anlagenteile erneuert wurden und die Kosten der Erneuerung mindestens 50% der Kosten für die Neuerrichtung der gesamten Anlage betragen. Der Anspruch auf Zuschlag für modernisierte Anlagen besteht nur, soweit der KWK-Strom nicht auf einer Erhöhung des Wärmeanschlusswertes des Fernwärme-Versorgungsnetzes, an das die KWK-Anlage angeschlossen ist, beruht.

Anspruch auf Zuschlag besteht weiters für kleine KWK-Anlagen, soweit sie nicht eine bestehende KWK-Anlage verdrängen sowie für Brennstoffzellenanlagen. Der Kapazitätswachstum durch den Zubau kleiner KWK-Anlagen bis 2 MWel ist bisher nur gering, d.h. offensichtlich reicht die Förderung nicht aus, um einen merkbaren Zubau kleiner KWK-Anlagen zu bewirken.

⁹ Deutsches BGBl. I Nr. 13/2000.

Anders als in Österreich gibt es kein zusätzliches Effizienzkriterium, da man davon ausgeht, dass reine KWK für sich schon effizient ist.

Höhe des Zuschlages und Dauer der Zahlung

Betreiber von zuschlagsberechtigten Anlagen haben Anspruch auf Zahlung der Einnahmen eines Zuschlags bei den Endverbrauchern. Die Höhe des Zuschlages und die Dauer der Zahlungen, abhängig von der jeweiligen Kategorie der Anlage, ist Übersicht 1 zu entnehmen.

Übersicht 1: Höhe des KWK- Zuschlages und Dauer der Zahlung

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	in [Cent/kWh]								
Alte Bestandesanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97	-	-	-	-
Neue Bestandesanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	-
Modernisierte Anlagen	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
Kleine KWK-Anlagen (bis 2 MWel)	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	1,94	1,94	1,94
Brennstoffzellen ¹⁰	5,11 Cent/ kWh für 10 Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebes								

Belastungsausgleich

Netzbetreiber, die Zuschläge zu leisten haben, können diese dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber in Rechnung stellen. Übertragungsnetzbetreiber haben finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich „bis alle Übertragungsnetzbetreiber eine Belastung tragen, die dem Durchschnittswert für jede Letztverbrauchergruppe entspricht“. Für Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle mehr als 100.000 Kilowattstunden beträgt, darf das Netznutzungsentgelt für die über 100.000 Kilowattstunden hinausgehende Strombezüge maximal 0,5 Cent pro Kilowattstunde betragen.

Neben dem KWK-Gesetz gibt es folgende für KWK günstige Rahmenbedingungen:

- Ökosteuer/Mineralölsteuer:
Ab einem Jahresnutzungsgrad von 70% entfällt die Steuer (Erdgas 5,5 ct/kWh für privat). Dieser Vorteil ist wärmeseitig vorhanden, stromseitig ergibt das praktisch keinen Vorteil.

¹⁰ Diese Regelung gilt auch für kleine KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von maximal 50 kW.

Für eigenerzeugten und selbstverbrauchten Strom aus Anlagen bis 2 MW entfällt die Stromsteuer (2,05 ct/kWh).

- Der Emissionshandel wird weiter unten behandelt.
- Erneuerbare Energiengesetz:
Für Strom aus Biomasse gibt es zusätzlich zur "regulären" Einspeisevergütung einen Bonus von 2 ct/kWh, falls dieser mit KWK erzeugt wurde.

Das deutsche KWK-Gesetz ist auf öffentliche Versorger zugeschnitten, da nur Strom, der ins öffentliche Netz eingespeist wird, gefördert wird. Dadurch wurden Potentiale in der industriellen KWK nicht ausgenutzt.

2.5 Rahmenbedingungen in der Schweiz

Allgemeine Energiepolitik

Grundlage der Schweizer Energiepolitik ist das **Energiengesetz** aus dem Jahre 1998¹¹. Es handelt sich dabei um ein sehr allgemein gehaltenes Gesetz, das keine quantitativen Ziele vorgibt, sondern einer "ausreichenden, breitgefächerten, sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung" dienen soll. Es geht dabei um die wirtschaftliche und umweltverträgliche Bereitstellung und Verteilung der Energie, ihre sparsame und rationelle Nutzung und eine verstärkte Nutzung von einheimischer und erneuerbarer Energie.

Das Energiengesetz wird im Programm **EnergieSchweiz**¹² umgesetzt. Dieses Programm konkretisiert das Gesetz, indem es staatliche Vorschriften, Fördermaßnahmen und die freiwilligen Anstrengungen von Wirtschaft und Privaten zusammenfasst. EnergieSchweiz ist das Programm des Bundesrates zur Realisierung der schweizerischen energie- und klimapolitischen Ziele und zur Einleitung einer nachhaltigen Energieverwendung. Es fördert die erneuerbaren Energien und den sparsamen Energieverbrauch. Beteiligt sind die Kantone, viele Gemeinden, die Wirtschaft, Umwelt- und Konsumentenverbände. EnergieSchweiz ist das Nachfolgeprogramm von Energie 2000 und ist auf einen zehnjährigen Zeitraum – bis 2010 – ausgerichtet.

¹¹ Schweizer EnG, 1998, SR.:730.0.

¹² <http://www.energie-schweiz.ch>.

Übersicht 2: Die Ziele von Energie Schweiz

Bereich	Anteil am Endverbrauch (1999)	Ziele 2010	
		Status-quo-Politik	Verstärkte Politik (CO ₂ -G, eCH)
Rationelle Energieverwendung			
- Verbrauch fossile Energien (ab 2000)	72,3%	+2%	-10%
- CO ₂ -Emissionen		stabil	-10%
- aus Brennstoffen		-8% (?)	-15%
- aus Treibstoffen		+12%	-8%
Elektrizitätsverbrauch ab 2000	21,4%	<+10%	<+5%
Erneuerbare Energien (ab 2000)			
Wasserkrafterzeugung	13%	stabil?	stabil
Übrige erneuerbare Energien	9,5 TWh (3,1%)		
- Elektrizität		+0,3 TWh	+0,3 TWh
- Wärme		+3 TWh	+3 TWh

Q: Energie Schweiz (2004).

Der Bund koordiniert zusammen mit den Kantonen die Energiepolitik, die zur Erreichung dieser Ziele nötig ist.

Bindende Ziele zur Energiepolitik sind im **CO₂-Gesetz**¹³ geregelt. Die CO₂-Emissionen sollen bis zum Jahre 2010 um 10% Prozent gegenüber dem Jahr 1990 vermindert werden, wobei der Durchschnittswert der Jahre 2008 bis 2012 herangezogen wird. Das Reduktionsziel soll in erster Linie durch energie-, verkehrs-, umwelt- und finanzpolitische Maßnahmen erreicht werden. Kann es durch solche Maßnahmen nicht erreicht werden, reagiert der Bund mit der Einführung einer Lenkungsabgabe auf fossile Energieträger (CO₂-Abgabe).

Behandlung von KWK in der Energiepolitik

Es bleibt laut Energiegesetz den Kantonen überlassen, fossile KWK zu fördern oder nicht. Einige Kantone, wie z.B. Basel Stadt haben eine gesetzlich vorgeschriebene Rückspeisevergütung. Das 2002 durch die Stimmbürger abgelehnte Elektrizitätsmarktsgesetz (EMG) hätte eine nationale Regelung für eine Rückspeisevergütung für WKK-Strom¹⁴ enthalten.

Der erste Hinweis im Schweizer Energiegesetz auf KWK bezieht sich auf das Ziel, die eingesetzte Energie möglichst vollständig (hoher Energiewirkungsgrad) und die verwendbare Ab-

¹³ Schweizer CO₂-Gesetz, 1999, SR.: 641.71.

¹⁴ In der Schweiz ist der Ausdruck WKK: Wärme-Kraft-Kopplung gebräuchlich.

wärme zu nutzen. Unter diese Punkte fallen auch Maßnahmen zur verstärkten Förderung von KWK.

In den Art. 6 und 7 des Energiegesetzes wird KWK konkret angesprochen. Beim Neubau oder Umbau bestehender Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, prüft die zuständige Behörde vor der Bewilligung, ob der Energiebedarf mittels erneuerbarer Energie sinnvoll gedeckt und ob die erzeugte Abwärme sinnvoll genutzt werden kann.

In Art. 7 wird die Abnahmepflicht von Überschussenergie unabhängiger Produzenten durch Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung geregelt. Eine Abnahmepflicht für KWK-Anlagen gilt nur dann, wenn gleichzeitig die erzeugte Wärme genutzt wird. Die Vergütung richtet sich dabei nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie. Diese Preise werden nach Empfehlungen des Bundesamtes für Energie von den Kantonen festgesetzt.

Kantone können Ausgleichsfonds einrichten, die von allen Unternehmen, die elektrische Energie produzieren, übertragen oder verteilen, eingerichtet sind. Diese Fonds stellen Ausgleichszahlungen für die Unternehmen bereit, die überproportional elektrische Energie von unabhängigen Produzenten übernehmen müssen.

Für die Schaffung von Rahmenbedingungen, die zu einer sparsamen und rationellen Energienutzung, sowie der Nutzung erneuerbarer Energien beitragen, sind neben dem Bund auch die Kantone im Rahmen ihrer Gesetzgebung verpflichtet.

Der Bund kann Maßnahmen zur sparsamen und rationellen Energienutzung, zur Nutzung erneuerbarer Energien und zur Nutzung von Abwärme unterstützen, wenn diese Projekte von "nationaler Bedeutung" sind. Finanzhilfen dürfen dabei gewöhnlich 40% der anrechenbaren Kosten nicht übersteigen. Wird ein Gewinn erwirtschaftet, müssen die Finanzhilfen nach Maßgabe der erzielten Erträge zurückerstattet werden.

Der Bund kann des Weiteren zur Förderung von Energie- und Abwärmenutzung Globalbeiträge an die Kantone zahlen. Solche Globalbeiträge erhalten Kantone, die eigene Programme zur rationellen Energienutzung, sowie zur Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärme durchführen. Von diesen Globalbeiträgen müssen mindestens 50% Privaten als Förderung zugute kommen.

Seit 1991 betreibt der Bund ein Programm, das Projekte im Bereich der Abwärmenutzung und begleitende Studien und Forschung fördert. Die Höhe der oben erwähnten Globalbeiträge für Projektunterstützungen der Kantone beträgt ca. 5 Mio. Franken (3,2 Mio. Euro) im Jahr. Die Förderung von Studien und Forschung obliegt dem Bund (ca. 350.000 Franken/Jahr = 226.000 Euro).

Übersicht 3: Fördersätze von Abwärmenutzungsprojekten in der Schweiz

Kategorie	Fördersatz (Projektförderung)	% der NAM (Nicht amortisierbare Mehrkosten, im Vergleich zu einer herkömmlichen Anlage)
Abwärmenutzung thermisch (fossile Reduktion)	0,5 – 1,5 Rp/kWh über 15 Jahre (0,3 Cent-0,9 Cent/kWh)	40 – 60
Abwärmenutzung für elektrische Produktion	1 – 2 Rp/kWh über 15 Jahre (0,6 Cent- 1,2 Cent/kWh)	40 – 60

Q: Energie Schweiz (2004).

Ob Abwärme intern im Betrieb genutzt wird oder an das Fernwärmenetz abgegeben wird, ist für die Förderungswürdigkeit einer Anlage nicht relevant. Entscheidend ist vielmehr die Reduktion fossiler Brennstoffe (CO₂-Emissionen), die Senkung des Elektrizitätsverbrauchs oder die Steigerung der Elektrizitätsproduktion.

Aktuelle Diskussion

Es gibt von Seiten des Wärme-Kraft-Verbandes in der Schweiz vor allem zwei zentrale Forderungen:

- Einführung einheitlicher Rückspeisevergütungen für KWK-Strom, die sich nach dem europäischen Standard richten.
- Abbau der Hemmnisse, wie z.B. die uneinheitlichen Bestimmungen in den einzelnen Kantonen.

Sind in der Schweiz auch die direkten Fördermechanismen uneinheitlich und teilweise gar nicht vorhanden, so gibt es starke Förderungen für innovative Projekte und Pilotforschungsprojekte, die vom Bund und den Kantonen gemeinsam durchgeführt werden.

Zu den Reduktionspotentialen von KWK in der Schweiz ist zu sagen, dass ähnlich wie in Österreich der Anteil der Wasserkraft an der Stromerzeugung hoch ist (40%). Zusätzlich ist der Anteil der Kernkraft 45%. Da diese beiden Technologien CO₂-emissionsneutral sind, ist das Emissionsreduktionspotential der KWK in der Schweiz eingeschränkt.

2.6 Rahmenbedingungen in den Niederlanden

Die Niederlande unterstützen schon lange im Rahmen ihrer Energiepolitik den Ausbau von KWK. Auch im Bereich der Ökostromgesetzgebung kann den Niederlanden eine Vorreiterrolle beschieden werden.

1987 führte das Ministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten ein Programm zur Förderung von KWK ein.

Das **Elektrizitätsgesetz** von 1989¹⁵ erlaubte auch Verteilergesellschaften, die keine konventionellen Großanlagen betreiben dürfen, KWK-Anlagen zu betreiben. Diese für KWK positiven Rahmenbedingungen führten zu einer Überkapazität elektrischer Energie. Die Regierung reagierte mit einer Verringerung der Investitionssubventionen und der Pflicht für Verteilergesellschaften, die Strommenge, die sie im Jahr abnehmen, vertraglich festzusetzen.

Im Jahre 1996 wurde von der Regierung im Hinblick auf KWK das sehr ambitionierte Ziel gesetzt, bis 2010 15.000 MW KWK-Kapazität zu installieren, was eine mehr als Vervierfachung des Wertes von 1990 bedeutet. Die im Folgenden implementierten Rahmenbedingungen für KWK führten zur bereits erwähnten Überkapazität. Bis zum Jahr 2000 wurde ein Kapazitätswert von 8.000 MW erreicht.

Durch die Strommarktliberalisierung änderten sich die positiven Rahmenbedingungen für KWK, insbesondere der spezielle Einspeisetarif für KWK-Anlagen fiel aus Gründen der Wettbewerbspolitik weg.

Im **Elektrizitätsgesetz** von 1998¹⁶ sind die Teile, die die nachhaltige Bereitstellung von Elektrizität regeln, im Kapitel 5 zu finden. Laut Gesetz haben die Produzenten und Stromanbieter die Pflicht, eine effiziente und umweltverträgliche Stromproduktion zu fördern. Über die Erfüllung dieser Vorgaben besteht Berichtspflicht gegenüber der Regierung.

Der Stromverteiler ist unter anderem dazu verpflichtet, Strom, der ihm angeboten wird und im Zuge eines KWK-Prozesses produziert wurde, abzunehmen. Der Abnahmepreis für solchen Strom richtet sich nach

- der Wichtigkeit (im Gesetz nicht näher bestimmt, liegt im Ermessen des Wirtschaftsministers) der nachhaltigen, effizienten und umweltverträglichen Bereitstellung von Elektrizität
- und einer Formel zur Bestimmung des Preises¹⁷.

¹⁵ Dutch Electricity Act 1989, <http://www.minez.nl>.

¹⁶ Dutch Electricity Act 1998 <http://www.minez.nl>.

¹⁷ $p_t = \left(1 + \frac{cpi - x_t}{100} \right) p_{t-1}$, wobei

p_t = Preis in der Periode t

p_{t-1} = Preis in der Vorperiode

cpi = Relative Änderungen im Verbraucherpreisindex

x_t = Diskontfaktor Energieeffizienzsteigerung.

Im Weiteren wird im Gesetz ein System von Zertifikaten für grünen Strom festgelegt. Die Stromproduzenten bekommen je produzierter kWh Ökostrom Zertifikate zugeteilt und die Verteiler müssen pro Jahr eine bestimmte Anzahl an Zertifikaten von den Stromproduzenten kaufen. KWK-Strom ist in diesem System nicht ausdrücklich inkludiert. Im CO₂-Zertifikatssystem ist KWK enthalten, die Regelungen dazu finden sich ab Seite 32, dem Teil über die KWK im niederländischen Allokationsplan.

Bestimmte Investitionskosten im Energiebereich sind zu maximal 40% steuerlich absetzbar. KWK-Anlagen müssen gewisse Effizienzgrade erreichen, um eine Berechtigung auf diese Abschreibung zu haben.

Für KWK wird in den niederländischen Gesetzen kein Zielwert festgelegt. Durch die verstärkte Konkurrenzsituation im Zuge der Elektrizitätsmarktliberalisierung und den niedrigen Strom- aber hohen Gaspreisen kam es zu einer Verlangsamung des Ausbaus von KWK. Die Regierung reagierte darauf mit einer temporären Erstattung der Ökosteuern für KWK-Strom. Diese Energiesteuer ist von 1997 (1,34 Cent/kWh) bis 2001 (auf 5,83 Cent/kWh) angestiegen. In den Jahren 2001 und 2002 betrug die Erstattung der Ökosteuern 0,57 Cent/kWh ins Netz eingespeistem KWK-Strom. Die Anlage musste mindestens eine Effizienz von 60% erreichen, um ein Recht auf die Steuererstattung zu haben. Diese Maßnahme, die eine Subvention auf KWK-Strom ist, hat das Niveau der KWK-Stromproduktion stabilisiert.

2.7 Rahmenbedingungen in Dänemark

Die KWK-Förderung in Dänemark begann Mitte der 1970er Jahre als Reaktion auf die Ölkrise mit dem ersten dänischen Energieplan 1976. Ziel dieser Pläne ist es seitdem, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und insbesondere die Abhängigkeit von Ölimporten zu verringern. Zur Zielerreichung wurde auch beschlossen, die dänischen Öl- und Gasfelder in der Nordsee verstärkt auszubeuten.

Der aktuelle Energieplan **Energy 21**¹⁸ ist der vierte nationale Energieplan seitdem. Er verbindet gesetzliche Regelungen bezüglich KWK mit freiwilligen Vereinbarungen zwischen Regierung und der Energiewirtschaft und Unternehmen.

Die wichtigsten rechtlichen Regelungen zu KWK finden sich im Electricity Supply Act und im Heat Supply Act.

Der **Heat Supply Act**¹⁹ hat die für KWK so entscheidende Aufteilung der Verantwortung auf die Gemeinden verankert. Sie sind innerhalb ihres Bereichs für die Wärmeangebotsplanung verantwortlich. Ziel ist es, das Angebot von Wärme mit einem höchstmöglichen Anteil an KWK

¹⁸ INFORSE.

¹⁹ Danish Act No. 772, 24 July 2000.

zu erreichen. Die Gemeinden sind in ihren Wärmeversorgungsprojekten verpflichtet, KWK-Anlagen bei Projekten über 1 MW Wärmekapazität den Vorrang zu geben und können neue elektrische Wärme-Anlagen im Bereich ihrer Wärmeversorgung verbieten.

Die Kompetenz zur Erlassung von Richtlinien hat der Energieminister.

Der **Electricity Supply Act**²⁰ zielt auf die Förderung nachhaltiger Energieproduktion ab, unter anderem durch die Nutzung von KWK. Es werden Abnahmepflichten und -preise für KWK-Strom geregelt. Danach sind Stromverteiler verpflichtet Überschussenergie aus KWK-Anlagen zu einem Preis abzunehmen, der sowohl die kurz- als auch die langfristigen Grenzkosten der Anlage deckt.

Im Gesetz werden die stromproduzierenden Anlagen aufgezählt, die einen bevorzugten Zugang zum Stromnetz haben. Dazu gehören:

- Klein-KWK, einschließlich industrieller KWK-Anlagen und Anlagen, die Strom mit erneuerbarer Energie produzieren. Klein KWK-Anlagen werden als Anlagen definiert, die nicht bei einer großen Elektrizitätsproduktionsanlage liegen.
- andere KWK-Anlagen, die der Fernwärmeversorgung dienen, wenn die Elektrizität, die in Verbindung mit Wärme produziert wird, nicht zu kostendeckenden Preisen verkauft werden kann.

Elektrizität aus solchen Anlagen unterliegt einer Abnahmepflicht. Die Preise werden im Electricity Supply Act festgelegt und beinhalten die Produktions- und Transportkosten, einschließlich Brennstoff- und Betriebskosten sowie langfristige Kosten der Anlage (Kapital- und Investitionskosten). Außerdem gibt es technologieabhängige Zuschläge. Preise für solche Energie werden also reguliert.

Stromproduzenten von bevorzugten Anlagen zahlen nur die Netzanschlusskosten, die mit dem Anschluss an das 10-20 KV Netz anfallen würden. Die darüber hinaus gehenden Anschlusskosten hat der Netzbetreiber zu tragen.

Die Finanzierung der höheren Abnahmepreise und Zuschläge erfolgt über Strompreiszuschläge auf den Endverbraucher. Jeder Konsument zahlt für einen bestimmten Prozentsatz seines Stromkonsums einen höheren Preis. Diese Prozentsätze werden auf der Basis von Prognosen über den Stromkonsum und über das Ausmaß der Produktion von "bevorzugtem Strom" festgesetzt und laufend angepasst.

Der Förderungszeitraum von KWK-Anlagen ist mit 20 Jahren von dem Zeitpunkt an, zu dem die Anlage an das Netz geht, beschränkt, mindestens 15 Jahre ab dem 1.1.2004. Es ist zu erwähnen, dass sich das KWK-Förderungssystem ab 2005 ändert, das Fördervolumen soll aber gleich

²⁰ Danish Act No. 375, 2 June 1999.

bleiben. So wird zum Beispiel die Regelung der "bevorzugten Energie" im Electricity Supply Act aufgegeben. Klein-KWK wird nun mit den Strombörsenpreisen für solche Energie vergütet, d.h. das System der Kostenerstattung weicht einem System der Marktpreisvergütung. Wenn nötig, werden KWK-Anlagen mit direkten Subventionen unterstützt.

Das dänische Wärmeplanungssystem deckt die Planung von Großinvestitionsprojekten ab, die Erdgas und den Gebrauch von Überschusswärme nutzen. Dabei wurde das Land in Wärmeangebotsdistrikte unterteilt. Bei der Planung des Wärmeangebots sind folgende Phasen zu durchlaufen.

- Beschreibung des Ist-Zustandes
- Beschreibung von zukünftigen Optionen
- Identifikation der Option mit den geringsten Kosten und Projektentwicklung
- Verwirklichung des geplanten Projekts

Diese dezentralisierte Planung von Strom- und Wärmeanlagen orientiert sich am Wärmebedarf einer Region. Es ist auch wichtig anzufügen, dass bei jedem Projekt die Möglichkeiten für den Einsatz von KWK überprüft werden müssen.

Im KWK-Programm von 1990 wurde das Ziel vorgegeben, alle kleinen und mittelgroßen wärmeproduzierenden Anlagen bis 1998 durch KWK- oder Biomasseanlagen zu ersetzen. Der Neubau von Kohle-KWK-Anlagen wird gänzlich verboten. Seit den frühen 1980er Jahren wurden keine neuen Kraftwerke bewilligt, die nicht KWK-tauglich waren und nicht in der Lage waren, Wärme ans Fernwärmenetz zu liefern.

Investitionsförderungen gibt es auch für den Neu- und Ausbau von KWK-Anlagen.

Für die Finanzierung der diversen Förderungen und einer verstärkten Forschung zur Energieeffizienz werden die Einnahmen aus der Energiesteuer verwendet. Die Industrie ist von der Zahlung der Energiesteuer befreit und die Einnahmen aus der industriellen CO₂-Steuer werden in Dänemark vollständig in Form von Förderungen an die Industrie zurückgeführt.

Seit 1993 gibt es Investitionsförderungen für industrielle KWK-Anlagen. Die Subvention beträgt maximal 30% der Investitionskosten der industriellen KWK-Anlage.

Aktuelle Situation

Zur derzeitigen Situation in Dänemark ist folgendes zu sagen: Das Potential von KWK im nicht-industriellen Sektor ist weitestgehend ausgeschöpft und das verbleibende Ausbaupotential im industriellen Sektor ist nicht sehr hoch, da in Dänemark nur wenig energieintensive Industrie ansässig ist. Die Rahmenbedingungen für alle Arten von KWK sind zur Zeit durch einen eher

hohen Gaspreis und niedrigen Strompreis geprägt. Die starke Förderung von KWK hat schließlich zu einer Überkapazität an Elektrizität geführt.

Abschließend kann gesagt werden, dass die Verantwortung für die Energieplanung in Dänemark stark auf die Gemeindeebene verlagert wurde. Das führte zwar zu einer Ausrichtung der KWK am Nutzwärmebedarf, aber auch zu Überkapazitäten von Elektrizität.

2.8 Rahmenbedingungen im Vergleich

Da die KWK-Richtlinie der EU weder Zielwerte bei der KWK-Produktion noch einheitliche Fördermechanismen festlegt, sind die Maßnahmen in den untersuchten Ländern nach wie vor unterschiedlich. Die Schweiz wurde als Nicht-EU-Land in den Vergleich vorhandener Förderungen von KWK-Anlagen einbezogen.

Deutschland ist das einzige der untersuchten Länder, das die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung in einem eigenen Gesetz regelt und in diesem Gesetz auch Emissionsreduktionsziele durch KWK festlegt, deren Erreichung einer regelmäßigen Überprüfung unterzogen werden soll.

Die Fördermechanismen reichen von freiwilligen Verpflichtungen wie z.B. in der Schweiz, und Dänemark Investitionsförderungen, Forschungsunterstützungen bis zu direkten Zahlungen an KWK-Anlagenbetreiber, um den laufenden Betrieb der Anlage wirtschaftlich zu gestalten. In vielen Ländern besteht für Stromverteiler eine Abnahmepflicht von KWK-Strom. Ein Zuschlag ist in Österreich, Deutschland und Dänemark zu zahlen, nicht aber in der Schweiz.

Die Finanzierungsmodelle unterscheiden sich zwischen den Ländern. Die Finanzierung erfolgt in Österreich, Deutschland und Dänemark über Zuschläge auf den Strompreis für Endverbraucher. In der Schweiz werden die Stromverteiler, die überproportional KWK-Strom von unabhängigen Produzenten abnehmen müssen, aus einem von der Stromindustrie gespeisten Fonds entschädigt.

Weitere Erleichterungen für KWK-Anlagen ergeben sich z.B. in Deutschland, wo ab einem Jahresnutzungsgrad von 70% die Ökosteuer/Mineralölsteuer entfällt (Erdgas 5,5 ct/kWh). Außerdem entfällt für eigenerzeugten und selbstverbrauchten Strom aus Anlagen bis 2 MW die Stromsteuer (2,05 ct/kWh).

Bemerkenswert ist in Österreich und Deutschland der Ausschluss neuer KWK-Anlagen und solcher Anlagen, die nicht ins öffentliche Netz einspeisen von der Förderungswürdigkeit. Es werden in beiden Ländern nur bestehende und modernisierte Anlagen gefördert. Dadurch gibt es keine Anreize zum Neubau von KWK-Anlagen. Die Unterscheidung zwischen alten und neuen Anlagen spielt für die grundsätzliche Förderungswürdigkeit einer KWK-Anlage in den anderen Ländern keine Rolle. In Dänemark und den Niederlanden wird ausdrücklich auch industrielle KWK gefördert, also auch Anlagen, die nicht ins öffentliche Netz einspeisen.

Übersicht 4: Förderungswürdigkeit von KWK-Anlagen

Österreich	KWK-Anlage muss der öffentlichen Fernwärmeversorgung dienen
Deutschland	Abnahmepflicht für KWK-Strom, nur öffentliche Einspeisung
Schweiz	Abwärme soll genutzt werden, keine vorgeschriebene Förderung
Niederlande	Abnahmepflicht für KWK-Strom
Dänemark	Abnahmepflicht für KWK-Strom

Übersicht 5: Ländervergleich

	Förderungszeitraum	Förderungszahlung	Finanzierung
Österreich	Bestehende Anlagen: bis 2008	Höchstens 1,5 / 1,25 Cent/kWh (2003, 2004)	Zuschlag auf Strompreis
	Modernisierte Anlagen: bis 2010		
Deutschland	bis 2006 bis 2009 bis 2010	Zwischen 1,53 und 2,56 Cent/kWh (2002), abnehmend – höchstens 1,94 2010	Zuschlag auf Strompreis
Schweiz	Programm Energie Schweiz bis 2010	Marktübliche Preise für gleichwertige Energie Kantonale Förderung einzelner Projekte: Zwischen 0,5 und 2 Rp/kWh	Ausgleichszahlungen aus einem von der Stromindustrie gespeisten Fonds
Niederlande	Offen	Vom Wirtschaftsministerium festzulegen	
Dänemark	20 Jahre	Vom Energie- und Umweltministerium festzulegen	Zuschlag auf Strompreis

Daneben gibt es insbesondere in der Schweiz und auch den Niederlanden staatliche Förderungsprogramme für Investitionen und Forschungssubventionen. In Dänemark werden die gesamten Einnahmen aus der von der Industrie zu bezahlenden Energiesteuer an die Industrie zurückverteilt.

Die Schweiz ist das einzige Land in der Untersuchung, das keine nationalen Förderungsmechanismen vorsieht. Es besteht nur eine Kann-Bestimmung im Energiegesetz, d.h. die Bestimmung der KWK-Förderung bleibt den Kantonen vorbehalten.

Die Niederlande und Dänemark waren bei dem Ausbau und der Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung am erfolgreichsten. In beiden Ländern war dies das Ergebnis einer Kombination aus klaren rechtlichen Bestimmungen und freiwilligen Verpflichtungen seitens der Industrie mit der Regierung.

2.9 CO₂-Zertifikatsallokation in den Beispielländern

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie²¹ sieht für die Berücksichtigung von KWK-Anlagen folgenden Grundsatz vor:

"Diese Richtlinie wird den Einsatz energieeffizienterer Technologien, einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplung, mit geringeren Emissionen je Produktionseinheit fördern,..."

Die tatsächliche Umsetzung des Emissionshandels erfolgte in den einzelnen EU-Ländern sehr unterschiedlich, sodass in diesem Kapitel die Situation für KWK-Anlagen für jedes Jahr einzeln beschrieben wird. Da die Schweiz kein Mitglied der EU ist, nimmt sie auch nicht am EU-Emissionshandel teil.

2.9.1 Österreich

KWK-Anlagen in der österreichischen Klimapolitik

In der Klimastrategie der österreichischen Bundesregierung (2002)²², vor allem im Maßnahmenkatalog für die vom Emissionshandel betroffenen Sektoren Energiewirtschaft und Industrie, nimmt KWK eine wichtige Rolle ein. So wird im Maßnahmenprogramm "Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung durch fossile Energieträger"²³ die

"regelmäßige Evaluierung und gegebenenfalls Adaptierung der Rahmenbedingungen für KWK-Anlagen, um den Bestand von (insbesondere fernwärmeerzeugenden) effizienten KWK-Anlagen unter Ausschöpfung betrieblicher Effizienzsteigerungspotentiale zu sichern, und künftige Investitionen zu ermöglichen (v.a. durch österreichweit harmonisierte Einspeisebedingungen, Beibehaltung der steuerlichen Begünstigung effizienter Anlagen)..."

gefordert. Ähnliches findet sich auch im Maßnahmenprogramm Industrie und produzierendes Gewerbe²⁴. Die hier angesprochene Evaluierung der Rahmenbedingungen muss ab 2005 jedenfalls auch den CO₂-Emissionshandel berücksichtigen, da er für fossile KWK-Anlagen zusätzliche Kosten, aber auch Chancen bedeutet.

²¹ EU-Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG.

²² Strategie Österreichs zur Erreichung des Kyotoziels – Klimastrategie 2008/2012, 18. Juni 2002.

²³ Klimastrategie S. 36.

²⁴ Klimastrategie S. 54.

KWK im Emissionszertifikatengesetz²⁵

Im Emissionszertifikatengesetz (EZG) findet KWK im §11 Abs. 2 (Kriterien für die Erstellung des Zuteilungsplans) unter der Ziffer 2 folgende Erwähnung:

"Die Zuteilung [der Emissionszertifikate] berücksichtigt die klimapolitische Bedeutung von effizienter Kraft-Wärme-Kopplung und effizienter Fernwärmeerzeugung und deren in der Klimapolitik vorgesehenen Ausbau."

Durch diesen Passus wird die Absicherung des Umweltnutzens von schon bestehenden aber auch zukünftigen KWK-Anlagen bei der Zertifikatzuteilung gerechtfertigt.

Allokationsregeln für bestehende KWK-Anlagen

In der Zuteilungsverordnung vom 21.1.2005²⁶ sowie im Nationaler Zuteilungsplan für Österreich 2005 – 2007²⁷ wird die Allokationsberechnung für bestehende Anlagen beschrieben:

$$\text{Zuteilung} = \text{AB} * \text{PF} * \text{EF}$$

Mit:

- AB Allokationsbasis: Durchschnittliche Emissionen in der Periode 1998-2001. Wenn diese Emissionen nicht repräsentativ waren, wurde ein abweichender Zeitraum betrachtet.
- PF Potentialfaktor PF: Dieser Faktor berücksichtigt die CO₂-Intensität des eingesetzten Brennstoffes und unterschiedliche Bonus- bzw. Malus-Korrekturen für bestimmte Technologien (z.B. KWK, siehe unten).
- EF Erfüllungsfaktor: Dieser Faktor dient zur Korrektur zwischen der nach der Allokationsbasis auf Anlagenebene berechneten Zertifikatsanzahl und der politisch festgelegten Gesamtzertifikatsmenge. Dieser Faktor ist für die Energiewirtschaft 0,978, für die restlichen vom Emissionshandel betroffenen Branchen beträgt er 0,974.

Je höher die CO₂-Intensität des Brennstoffes (to CO₂/TJ), desto höher wurde das Reduktionspotential eingestuft und desto weniger Zertifikate wurde der Anlage zugeteilt: für Braunkohle (110 to CO₂/TJ) ist der Potentialfaktor 0,88 (das entspricht einer Reduktion von 12% von der Allokationsbasis), für Erdgas (55 to CO₂/TJ) ist der PF 0,96 (-4 %). Für eine CO₂-Intensität von 0 to CO₂/TJ wird ein PF von 1,04 (+4%) angewendet. Zwischen den einzelnen Werten wird linear interpoliert.

²⁵ Österreichisches BGBl. I 46/2004.

²⁶ Österreichisches BGBl. II 18/2005, §4 und Anhang 2.

²⁷ Nationaler Zuteilungsplan für Österreich gemäß § 11 EZG, Konsolidierte Fassung vom 31.3.2004 unter Berücksichtigung der Ergänzungen vom 7.4.2004 sowie Aktualisierungen vom 19.8. und 22.12.2004, S. 19ff.

Bonus für energieeffiziente Technologien

Der brennstoffabhängige Potentialfaktor kann durch die Anwendung energieeffizienter Technologien erhöht werden, d.h. die Reduktionsverpflichtung verringert werden. Beim sogenannten KWK-Bonus wird für effiziente KWK-Anlagen die erforderliche Reduktion entsprechend der CO₂-Intensität halbiert (z.B. statt PF 0,96 bei Erdgas kommt ein PF von 0,98 zur Anwendung). Jedenfalls wird ein Bonus von zumindest 2% im Potentialfaktor berücksichtigt (z.B. statt PF 0,99 kommt ein PF von 1,01 zur Anwendung). Bonusfähig ist jener Anteil der Emissionen, welcher der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme zuzuordnen ist, sofern dies eine Primärenergieeinsparung von zumindest 5 % gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme bedeutet.

Zur Veranschaulichung des KWK-Bonus folgendes Beispiel:

Beispiel 1 – Basisanlage:

Feuerungsanlage mit Erdgas; durchschnittliche jährliche Emissionen 1998-2001: 10.000 to CO₂; EF (Industriebranche) = 0,974; CO₂-Intensität = 55 to CO₂/TJ:

$$\text{Potentialfaktor PF} = (55 * -0,00145) + 1,04 = 0,96$$

$$\text{Zuteilung für diese Anlage} = 10.000 * 0,974 * 0,96 = 9.350 \text{ to CO}_2\text{-Zertifikate}$$

Beispiel 2 – Basisanlage mit KWK-Bonus:

Aufgrund des KWK-Bonus wird die Reduktionsverpflichtung bei Erdgas von 4% auf 2% halbiert.

$$\text{PF mit KWK-Bonus} = 0,96 + ((1 - 0,96)/2) = 0,98$$

$$\text{Zuteilung für diese KWK-Anlage} = 10.000 * 0,974 * 0,98 = 9.545 \text{ to CO}_2\text{-Zertifikate}$$

$$195 \text{ to CO}_2 \text{ zusätzliche Zertifikatszuteilung} = +2,1\% \text{ mehr als in der Basisanlage}$$

Bei Feuerungsanlagen mit Kohle ist aufgrund der höheren Reduktionsverpflichtung (z.B. 12% für Braunkohle) dieser KWK-Bonus noch deutlich höher mit 6,8% mehr Zertifikaten als bei einer vergleichbaren Anlage ohne KWK.

Ähnliche Bonussysteme gibt es für effiziente Fernwärme- und Abwärmenutzung, wo die Reduktionsverpflichtung jedoch nur um ein Viertel gekürzt wurde (z.B. statt PF 0,96 wird ein PF von 0,97 verwendet). Entspricht die Anlage nicht dem Stand der besten verfügbaren Technik

(BAT), so wurde die erforderliche Reduktion entsprechend der CO₂-Intensität der eingesetzten Brennstoffe um ein Viertel erhöht (z.B. statt PF 0,96 nur ein PF von 0,95).

Allokationsregeln für neue KWK-Anlagen

In der Klimastrategie der österreichischen Bundesregierung sowie im EZG wird der Ausbau von KWK-Anlagen hervorgehoben. Nach dem Emissionszertifikatsgesetz (EZG)²⁸ kann die Zuteilung auf zwei Arten kostenlos an die Neuanlagen erfolgen:

- Bei Stilllegung einer Anlage kann der Anlagenbetreiber beim BMLFUW beantragen, dass per Bescheid festgestellt wird, dass die Zertifikate der Altanlage bis zum Ende der Periode weiterhin dem Standort zugeteilt werden. Gleichzeitig darf keine Zuteilung aus dem allgemeinen Reservetopf (siehe unten) beantragt werden. (§ 17 Absatz 3 EZG)
- Zuteilung aus der allgemeinen Reserve (§11 Absatz 4 EZG)
1% der zugeteilten Zertifikatsmenge in Österreich bleibt in einem Reservetopf, aus dem Neuanlagen eine Zuteilung beantragen können.

Für die Gratiszuteilung an Zertifikaten für Neuanlagen sind jedenfalls folgende Faktoren zu berücksichtigen (§11 Absatz 7 EZG):

- genehmigte Kapazität der Anlage;
- durchschnittliche Kapazitätsauslastung im Branchendurchschnitt;
- zu erwartende Kapazitätsauslastung der Anlage in der Periode;
- zu erwartenden Emissionen der Anlage unter der Annahme der Anwendung des Standes der Technik.

Aus diesen Faktoren wird die Allokationsbasis bestimmt, die wiederum mit einem Potentialfaktor (PF) multipliziert wird (§7 Zuteilungsverordnung):

Zuteilung = Allokationsbasis * PF

Der Potentialfaktor für Neuanlagen wird genauso abhängig von der CO₂-Intensität des Brennstoffs bestimmt, wobei auch hier ein KWK-Bonus durch die Halbierung der Reduktionsverpflichtung zur Geltung kommen kann.

²⁸ Österreichisches BGBl. I 46/2004 und die Novelle des EZG BGBl. I 135/2004 vom 9.12.2004.

2.9.2 Deutschland

Allokationsregeln für bestehende KWK-Anlagen

Bestehende KWK-Anlagen erhalten ihre Zuteilung für 2005-07 gemäß §5 des deutschen Zuteilungsgesetzes (ZuG)²⁹ im Normalfall basierend auf den Emissionsdaten der Jahre 2000-2002 multipliziert mit dem allgemeinen Erfüllungsfaktor 0,9709. In §14 ZuG wird diesen Anlagen zusätzlich eine kostenlose Bonusallokation von bis zu 27 to CO₂-Zertifikaten pro GWh KWK-Strom zugeteilt. Die Allokation erfolgt somit nach folgender Formel:

$$EA_{KWK} = AP_{el} \cdot CF \cdot t$$

Mit:

EA Extra-Allokation für KWK-Anlagen 2005-07

AP_{el} Jährliche, durchschnittliche KWK-Nettostromproduktion in der Referenzperiode (GWh/a)

CF KWK-Kompensationsfaktor mit 27 to CO₂eq per GWh an KWK-Nettostromproduktion

t Anzahl der Jahre der Allokationsperiode

Wenn der Nettostromoutput dieser Anlagen in der Beobachtungsperiode geringer ausfällt als in der Basisperiode 2000-02, so reduziert sich die Bonusallokation um 5% für jede Einbuße von 1% an Nettostromoutput. Reduziert sich die KWK-Nettostrommenge im Vergleich zu der der Zuteilungsentscheidung zugrunde gelegten Menge um mehr als 20%, so entfällt diese KWK-Sonderzuteilung. Diese Sonderzuteilung wurde im endgültig vorliegenden deutschen Zuteilungsplan für die Periode 2005-07 im Ausmaß von 2 Mio. to CO₂-Emissionen von den Anlageninhabern in Anspruch genommen.³⁰

Aufgrund von §7 Absatz 12 ZuG 2004 kann ein KWK-Anlageninhaber auf dieses Bonusallokationsmodell verzichten und auf eigenen Antrag Zertifikate aufgrund der Doppelbenchmarkmethode erhalten, die eigentlich für Neuanlagen vorgesehen ist. Von diesem Modell (siehe Punkt 8.2.2) haben für die Periode 2005-07 insgesamt 521 von allen 1849 Anlagen in Deutschland Gebrauch gemacht.³¹

²⁹ Deutsches BGBl. I 45/2004 vom 30. August 2004.

³⁰ Deutsche Emissionshandelsstelle DEHSt (2004) Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005-2007, 20.12.2004, S.15.

³¹ DEHSt (2004) Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005-2007, 20.12.2004, S.16.

Bei Early Action-Maßnahmen wird ein Erfüllungsfaktor von 1 (statt 0,9709) verwendet.³² Dies betrifft nur die Modernisierung bestehender KWK-Anlagen, die nach dem 31.12.1995 abgeschlossen wurde und ohne öffentliche Förderungen ausgekommen ist. Solche KWK-Anlagen können wiederum keine KWK-Bonusallokation beanspruchen.³³

Vom jährlichen Gesamtbudget an Zertifikaten für 495 Mio. to CO₂-Emissionen ergab sich bei den Zuteilungsanträgen für die Periode 2005-07 eine Überschreitung dieser Summe um 14,1 Mio. to pro Jahr bzw. 2,8 %.³⁴ Zur Einhaltung des Maximalbudgets erfolgte daher bei einem Teil der Zuteilungen eine anteilige Kürzung entsprechend § 4 Absatz 4 ZuG. Etwa ein Viertel aller Anlagen erhält Zertifikate mit einer Kürzung von weniger als 2%, zwei Drittel mit einer Kürzung von mehr als 4%.³⁵ Bei Inanspruchnahme bestimmter Sonderregeln (z.B. für Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung nach §14 ZuG 2004 oder Early Actions nach §12 ZuG) entfallen jedoch diese Minderungsverpflichtungen. Unter Berücksichtigung dieser Freistellungen wurde ein Faktor in der Höhe von 0,9538 für die anteilige Kürzung berechnet.

Dieser Faktor ist jedoch nur für jene Anlagen relevant, die die Option der Doppelbenchmarkmethode gewählt haben.

Allokationsregeln für neue KWK-Anlagen

- Übertragung von Altanlagen³⁶

Neue KWK-Anlagen können Zertifikate von alten Anlagen erhalten, wenn diese stillgelegt werden. Dieser Transfer muss innerhalb von drei Monaten passieren, wobei Ausnahmen von bis zu zwei Jahren möglich sind, wenn der Betreiber nachweist, dass die Inbetriebnahme der Neuanlage innerhalb der Dreimonatsfrist aufgrund technischer oder anderer Rahmenbedingungen der Inbetriebnahme nicht möglich war. Die Zertifikate können auch zwischen verschiedenen Betreibern transferiert werden.

Der Transfer wird auf Basis der *Stromkapazität* erfolgen. Wenn die alte und die neue Anlage dieselbe Leistung haben, können alle Zertifikate übertragen werden. Wenn die Neuanlage z.B. nur mehr die Hälfte an Stromleistung aufweist, kann nur die Hälfte übertragen werden usw. Zertifikate einer alten Anlage können auf mehrere neue Anlagen übertragen werden bzw. eine Neuanlage kann Zertifikate von mehreren Altanlagen erhalten.

³² §12 ZuG und §13 ZuV.

³³ Cogen Europe (2004) National Allocation Plans: Do they encourage high-efficiency cogeneration? Cogen Europe Briefing Document (nicht veröffentlicht).

³⁴ DEHSt (2004) Anwendung und Berechnung der anteiligen Kürzung der Zuteilungsmengen für die erste Zuteilungsperiode nach § 4 Absatz 4 ZuG.

³⁵ DEHSt (2004) Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005-2007, 20.12.2004, S.16.

³⁶ §10 ZuG.

Die Neuanlage kann die Zertifikatsanzahl der alten Anlage für die ersten vier Jahre behalten, wobei hier der Erfüllungsfaktor der Altanlage für die Erfüllung der Kyoto-Verpflichtungen für 2008-2012 berücksichtigt werden muss. Danach erhält die Neuanlage einen Erfüllungsfaktor von 1 für weitere 14 Jahre.

Nach Meinung des KWK-Dachverbandes Cogen Europe stellt in einer nicht veröffentlichten Analyse diese Übertragungsregel in den meisten Fällen als die beste Zuteilungsmethode für neue KWK-Anlagen dar.³⁷

- Doppeltes Benchmark³⁸

Alternativ dazu, wenn kein Transfer möglich ist, können neue KWK-Anlagen Zertifikate anhand der Methode des doppelten Benchmarks mit folgender Formel erhalten:

$$EB = (AN_A \cdot BAT_A + AN_Q \cdot BAT_Q) \cdot \frac{RT}{GTP} \cdot t_p$$

Mit:

EB	Anzahl der Zertifikate für die Allokationsperiode
AN _A	Stromproduktion der KWK-Anlage (MWh)
BAT _A	Benchmark für Stromkraftwerke (to CO ₂ eq/MWh)
AN _Q	Nutzbare Wärmeproduktion der KWK-Anlage (MWh)
BAT _Q	Benchmark für Heizkraftwerke (to CO ₂ eq/MWh)
RD	Anzahl der Tage von der Inbetriebnahme bis zum Ende der Allokationsperiode (Residualtage)
GTP	Gesamttagesanzahl der Allokationsperiode
t _p	Anzahl der Jahre der Allokationsperiode

Die für KWK-Anlagen zu verwendenden Strom- und Wärmebenchmarks sind im ZuG und in der Zuteilungsverordnung ZuV³⁹ nicht konkret bestimmt, sondern sind mit der Verwendung der besten vergleichbaren Technologie verknüpft. Die Benchmarks müssen jedoch jeweils für Strom-, Warmwasser- und Dampferzeugung zwischen folgenden Maximal- und Minimalemissionswerten liegen:

³⁷ Cogen Europe (2004) National Allocation Plans: Do they encourage high-efficiency cogeneration? Cogen Europe Briefing Document (nicht veröffentlicht).

³⁸ §11 und Anhang 1 ZuG.

³⁹ Deutsches BGBl. I 46/2004 vom 31. August 2004.

Übersicht 6: Laut § 12 ZuV mögliches Emissionsband der Strom- und Wärmebenchmarks

	Minimum	Maximum
Strom BAT _A	365 g/kWh	750 g/kWh
Wärme (Warmwasser) BAT _Q	215 g/kWh	290 g/kWh
Wärme (Dampf) BAT _Q	225 g/kWh	345 g/kWh

Bei dieser Emissionsberechnung für KWK-Anlagen wird deren Strom- und Wärmeoutput mit Benchmarks verknüpft, die bei einer getrennten Strom- und Wärmeproduktion auftreten würden. Somit werden auch bei dieser Berechnungsmethode KWK-Anlagen aufgrund ihrer im Vergleich dazu deutlich niedrigeren Emissionswerte bevorzugt.

2.9.3 Niederlande

Allokationsregeln für bestehende Anlagen

Der niederländische Nationale Allokationsplan vom 16. April 2004⁴⁰ wurde von der EU-Kommission Anfang Juli 2004 ohne weitere Auflagen akzeptiert. Die Umsetzung des EU-Emissionshandels soll eng an die schon bestehenden politischen Initiativen für höhere Energieeffizienz gebunden sein. Diese umfassen vor allem die beiden Abkommen "Benchmarking Energy-Efficiency Conventions" (BM) bzw. "Long-term Agreements" (LTA) zwischen der niederländischen Regierung und den Unternehmen. Die unterzeichnenden und emissionshandlungspflichtigen Unternehmen des ersten Abkommens (88,3% der für den Emissionshandel relevanten CO₂-Emissionen) verpflichten sich, bei der Energieeffizienz zu den weltweit besten Unternehmen seiner Branche zu zählen. Weitere emissionshandlungspflichtige Unternehmen (4,5% der relevanten CO₂-Emissionen) haben sich im Rahmen von Long-term Agreements freiwillig zu allen Energieeffizienzmaßnahmen verpflichtet, deren Investitionskosten innerhalb von fünf Jahren amortisiert sind. Unternehmen, die unter keines dieser beiden Abkommen fallen, sind für die fehlenden 7,2% der CO₂-Emissionen verantwortlich.

Für die Periode 2005-07 werden für alle niederländischen Industrie- und Energieunternehmen jährlich 115 Mio. to CO₂ zugestanden. Dies umfasst auch Unternehmen außerhalb des Emissionshandels. Für das Jahr 2010 existiert ein nationales Emissionsziel für die Industrie und EVUs von 112 Mio. to CO₂. Aufgrund des großen administrativen Aufwands bestand für alle Unternehmen mit weniger als 25.000 to CO₂ jährlich die Option zu einem sogenannten Opt-out, also eine Nicht-Teilnahme am Emissionshandel.

⁴⁰ Umweltportal der Europäischen Kommission, http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission_plans.htm.

Von den 115 Mio. t CO₂ stehen für den Emissionshandel schlussendlich jährlich 98,3 Mio t CO₂ zur Verfügung. Da dies weniger als die Summe der bottom-up Berechnungen der Anlagen ist, werden alle Anlagenzuteilungen mit einem Korrekturfaktor um 3% gekürzt (siehe Berechnung).

Allgemeine Allokationsregel⁴¹

Die allgemeine Allokationsregel für alle vom Emissionshandelssystem betroffenen Anlagen ist:

$$\text{Zuteilung} = \text{AB} * \text{PW} * \text{EE} * \text{KF}$$

Mit:

- AB Allokationsbasis: Average CO₂-emissions 2001/2002
- PW Prognostizierter Produktionswachstumsfaktor für 2003 – 2006. P ist für jeden Sektor unterschiedlich (z.B. Papierindustrie 2,5% p.a., Stromproduktion 1,72% p.a.) und wird für Neuanlagen im Sektor korrigiert.
- EE Energieeffizienzfaktor: bezogen abhängig nach Anlage aus den "Benchmarking Covenants", "Long-term Agreements" oder anderen Quellen
- KF Korrekturfaktor: zur Abgleichung der individuellen Zuteilung zu dem Gesamtzertifikatslimit

Zuteilung für KWK-Anlagen

Bestehende KWK-Anlagen werden mit fixen Energieeffizienz-Benchmarks für die getrennte Strom- und Wärmeproduktion verglichen. Folgende Berechnung wird angewendet:

$$\text{Zuteilung} = \{(Q_e/EE_e) * \xi_e + (Q_w/EE_w) * \xi_w\} * \text{PW} * \text{KF}$$

Mit:

- Q_e Durchschnittliche Stromproduktion 2001/02
- EE_e Referenzeffizienz für die Stromproduktion
- ξ_e Emissionsfaktor des Brennstoffs für die Stromproduktion (Q_w, EE_w, ξ_w: analog für die Wärmeproduktion)
- PW Prognostizierter Produktionswachstumsfaktor für 2003 – 2006. P ist für jeden Sektor unterschiedlich (z.B. Papierindustrie 2,5% p.a., Stromproduktion 1,72% p.a.) und wird für Neuanlagen im Sektor korrigiert.
- KF Korrekturfaktor: zur Abgleichung der individuellen Zuteilung zu dem Gesamtzertifikatslimit

⁴¹ Siehe "Calculation Rules for Allocating CO₂-Emission Allowances per Licence-Holder", 18. August 2004, Den Haag, unter www.senternovem.nl.

Die folgenden Effizienz- und Emissionsfaktoren werden als Referenz verwendet:

Übersicht 7: Effizienz- und Emissionsfaktoren

	Energieeffizienz		Emissionsfaktor	
	Strom	Wärme	Strom	Wärme
Brennstoff				
Erdgas	50%	90%	Erdgas (56.1)	Erdgas (56.1)
Kohle	39%	90%	Kohle (94.5)	Erdgas (56.1)
Heizöl	50%	90%	Heizöl	Heizöl
Biomasse	39%	90%	Kohlevergasung	Kohlevergasung

"Nicht mehr als 10%"-Regel

Wenn durch einen kumulativen Effekt des Effizienzfaktors und/oder der KWK-Allokation die Emissionen um mehr als 10% die erwarteten Emissionen für 2005 – 2007 übertreffen, wird die Allokation mit 110% limitiert. Dieses Limit wird natürlich noch mit dem Korrekturfaktor KF (0,973) verändert, sodass eine maximale Über-Allokation nicht mehr als 7% der erwarteten Emissionen betragen kann.

Allokationsregeln für neue KWK-Anlagen

Zwei Kategorien von Neuanlagen werden unterschieden:

- "Bekannte" Neuanlagen

Diese Anlagen sind Neuanlagen oder Anlagenerweiterungen, deren Genehmigungsantrag vor dem 31.11.2003 eingereicht wurde. Diese neuen KWK-Anlagen erhalten kostenlos Zertifikate zur Deckung ihrer erwarteten Emissionen bis zu einer gewissen maximalen Kapazität. Für KWK-Anlagen wird dieses Maximum vom Auslastungsfaktor ähnlicher Anlagen abgeleitet.

- "Unbekannte" Neuanlagen

Diese Anlagen waren der Competent Authority mit 30.11.2003 nicht bekannt. Aus einer eigenen Zertifikatsreserve werden diesen Anlagen kostenlos Zertifikate zugeteilt. Sobald der Genehmigungsantrag eingereicht wird, wird daraus eine "bekannte" Anlage und wird genauso behandelt.

2.9.4 Dänemark

Der EU-Emissionshandel, der 2005 begonnen hat, hat in Dänemark ein nationales Vorläufersystem⁴², in dem zwischen 2000-03 den Stromproduzenten handelbare CO₂-Emissionskontingente kostenlos zugeteilt wurden. Wenn die Unternehmen mehr CO₂ emittierten als ihr CO₂-Kontingent samt Zukauf ausmachte, mussten sie mit 40 Dänischen Kronen (ca. 5 Euro) jede Tonne CO₂ nachkaufen.⁴³

Der dänische Nationale Allokationsplan⁴⁴ für 2005-07 enthält nur ein Zertifikatsbudget für 85% der prognostizierten CO₂-Emissionen (jährlich 39,3 Mio. to CO₂), von denen wiederum nur 92% gratis zugeteilt werden. Zertifikate für 5 Mio. to CO₂ (ca. 5% der Gesamtsumme 2005-07) werden öffentlich versteigert, weitere 3 Mio. to sind für Neuanlagen reserviert. Den Unternehmen mit Haupttätigkeit Strom- und Wärmeerzeugung wurden mit 21,7 Mio. to CO₂ um 26,2% weniger Gratiszertifikate zugeteilt als die prognostizierten Branchenemissionen für die Periode 2005-07. Die Unterversorgung aller anderen Branchen, die dem Emissionshandel unterliegen, beträgt jedoch nur 7,1%.

Diese Benachteiligung der Strom- und Wärmeerzeuger wird damit erklärt, dass die Energieproduzenten, deren Konkurrenten auch vom Emissionshandel betroffen sind, durch zusätzliche Emissionshandelskosten weniger Wettbewerbsnachteile erleiden als andere Branchen, die im internationalen Wettbewerb stehen und mit Unternehmen ohne Emissionshandelsverpflichtungen konkurrieren müssen. Die Stromerzeuger können somit die zusätzlichen Kosten leichter auf ihre Preise aufschlagen. Weiters wären die anderen Industrien durch einen erhöhten Strompreis und einem hohen CO₂-Zertifikatszukaufsbedarf doppelt betroffen.⁴⁵

Die Zuteilung erfolgt gemäß dem dänischen Law on CO₂ Allowances⁴⁶ auf folgende Weise. Die Basis bilden grundsätzlich die historischen Daten der Periode 1998-2002:

- Inbetriebnahme vor 2.1.2002

Die Zuteilung erfolgt für Unternehmen, deren Haupttätigkeit der Verkauf von Strom- und Wärme im öffentlichen Netz ist, unabhängig vom Brennstoff folgendermaßen: Bei diesen Altanlagen basiert die Gratiszuteilung für die Stromproduktion aufgrund der in den Basisjahren durchschnittlich jährlich produzierten *Strommenge* (MWh). Gratiszertifikate für 1,680 to CO₂-Emissionen pro MWh werden für die gesamte Periode 2005-07 pro MWh vergeben.

⁴² Danish CO₂ Quota Act, no. 376/1999.

⁴³ Cogen Europe (2005) Cogeneration in Europe – Country Report Denmark.

⁴⁴ Danish Ministry of the Environment: Danish National Allocation Plan, March 2004.

⁴⁵ Danish Ministry of the Environment: Danish National Allocation Plan, S. 22f.

⁴⁶ Danish Law no. 493/2004.

Für die Wärmeproduktion wie auch alle anderen Branchen werden grundsätzlich für jede jährliche t_{CO2}-Emission im Basisperiodendurchschnitt Zertifikate in der Höhe von 3 t_{CO2}-Emissionen für die gesamte Periode 2005-07 zugeteilt.⁴⁷ In §16 Law on CO₂ Allowances gibt es eine Ergänzung für KWK-Anlagen, indem der Brennstoffeinsatz durch eine Wärmeeffizienz von 125% dividiert wird.⁴⁸

Der europäische KWK-Dachverband Cogen Europe rechnet in einer Studie⁴⁹ vor dass eine gasgefeuerte KWK-Anlage mit einer Effizienz von insgesamt 90% und einer Strom/Wärme-Relation von 1 durch diese Berechnungsweise bis zu 30-40% mehr Zertifikate erhält als sie tatsächlich in der Basisperiode emittiert hat. Dies ergibt sich vor allem aus dem Faktor 1,680 t_{CO2} pro MWh, der stark von den in Dänemark dominierenden, aber im Gegensatz zu erdgasbetriebenen KWK-Anlagen bei CO₂-Emissionen deutlich schlechter gestellten Kohlekraftwerken geprägt ist. Die dänische Regierung hat erkannt, dass bei dieser Technologie kaum Effizienzsteigerungen möglich sind und Erdgas außerdem den saubersten Brennstoff darstellt.⁵⁰

- Inbetriebnahme oder signifikante Erweiterung zwischen 2.1.2002 und 31.3.2004⁵¹

Bei KWK-Anlagen, die zwischen 2. Jänner 2002 und 31. März 2004 in Betrieb gingen oder signifikant erweitert wurden, ist für die Gratiszuteilung die *Kapazität* der Anlage(-änderung) relevant. Bei einem Stromproduzenten wurden für jedes MW an fossiler Stromkapazität für jedes Jahr der Periode 2005-07 Zertifikate für 1.589 t_{CO2}-Emissionen zugeteilt, jedes MW an Wärmekapazität bekommt Zertifikate für 530 t_{CO2}.

Im Vergleich dazu bekommen Anlagen von Fernwärmebetreibern, die im selben Zeitraum in Betrieb gegangen sind, jedoch nur 27 t_{CO2} pro installierter fossiler MW gratis zugeteilt.

Für alle Branchen, die nur aufgrund von Feuerungsanlagen über 20 MW emissionshandlungspflichtig sind, gelten andere Regeln. Für Anlagen, die hauptsächlich Wärme für Industrieprozesse aber auch Strom produzieren, werden für die gesamte Periode 2005-07 Zertifikate für 3.500 t_{CO2} für jedes MW an Elektrizitätskapazität zugeteilt. Für alle anderen Feuerungsanlagen werden 528 t_{CO2} für jedes MW an fossiler Kapazität gratis zugeteilt.

⁴⁷ §17 Law on CO₂ Allowances. D.h., dass für jede in der Basisperiode jährlich emittierte t_{CO2} auch in jedem Jahr der Periode 2005-07 1 Tonne gratis zugeteilt wird. Der Zuwachs an CO₂-Emissionen muss jedoch zugekauft werden.

⁴⁸ "Fuel Consumption for heat generation for combined heat and power plants is calculated as the utilised heat generation divided by a heat efficiency of 125%."

⁴⁹ Cogen Europe: Cogeneration in Europe - Country Report: Denmark, January 2005.

⁵⁰ Cogen Europe (2005) Cogeneration in Europe – Country Report Denmark, S.23.

⁵¹ §18 Law on CO₂ Allowances.

- Neuanlagen nach 31.3.2004⁵²

Stromproduzierende Neuanlagen bekommen für die Periode 2005-07 jährlich 1.710 t CO₂ pro MW Stromkapazität. Für jedes MW an Wärmekapazität bekommt eine Anlage Zertifikate für 350 t CO₂-Emissionen zugeteilt. Für KWK-Anlagen wird die Stromkapazität mit voller Wärmeproduktion gerechnet.⁵³

2.9.5 *Schlussfolgerungen*

Für bestehende KWK-Anlagen sind die Berechnungsmethoden relativ klar: es gibt in allen 4 Ländern eine Bevorzugung von KWK mit sehr unterschiedlichen Berechnungsmethoden.

Für Neuanlagen ist nur in Deutschland und Dänemark die Berechnung klar definiert, teilweise durch die unterschiedlichen Berechnungsoptionen für die Unternehmen ist das System trotzdem relativ kompliziert. In den Niederlanden wird auf Referenzanlagen verwiesen, wobei unklar ist, was das hinsichtlich eines tatsächlichen KWK-Bonus bedeutet. In Österreich ist ein KWK-Bonus vorgesehen, die Berechnung der Allokationsbasis ist jedoch nur mit dem Verweis auf Referenzwerte der besten verfügbaren Technologie noch relativ unklar.

⁵² §19 Law on CO₂ Allowances.

⁵³ For CHP units, the electricity capacity is calculated with full heat generation.

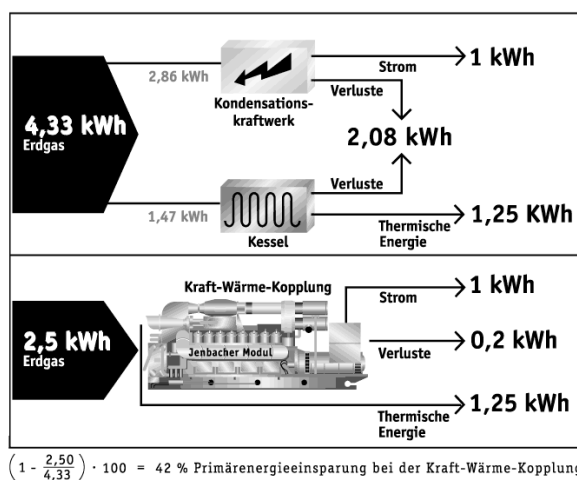
3. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Technologien

3.1 Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung

Der Kraft-Wärme-Kopplung liegt das Prinzip zugrunde, die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme der Bereitstellung von Prozess- oder Nutzwärme zur Verfügung zu stellen. Als Kraft-Wärme-Kopplung wird die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie und nutzbare Wärme innerhalb eines thermodynamischen Prozesses verstanden. Unter Gleichzeitigkeit ist zu verstehen, dass der Energieinhalt eines Prozessmediums (Gas oder Dampf) sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeerzeugung genutzt wird (KWK-Prozess)⁵⁴.

Durch eine KWK-Anlage kann ein weitaus höherer Brennstoffausnutzungsgrad erreicht werden als durch eine getrennte technische Bereitstellung von Strom und Wärme.

Abbildung 5: Brennstoffeneinsatz in KWK-Anlagen gegenüber getrennter Energiegewinnung



Q: Österreichische Energieagentur.

KWK-Anlagen sind Einrichtungen innerhalb eines Heizkraftwerkes, innerhalb dessen KWK-Prozesse teilweise oder ausschließlich stattfinden. KWK-Anlagen können sein:

⁵⁴ AFWG November 2002, S 9.

- Dampfturbinenanlagen (Gegendruck, Entnahmedruck, Anzapf- und Entnahmekondensationsturbinenanlagen)
- Gasturbinenanlagen mit Wärmerückgewinnung
- GuD-Anlagen (GuD: Gas- und Dampfturbinenprozess)
- Verbrennungsmotorenanlagen (z.B.: Dieselmotorenanlagen, etc. ...)
- Brennstoffzellenanlagen, Stirling-Motoren, Dampfmotoren, ORC-Anlagen (ORC: Organic Rankine Cycle)

Dampfturbinen, Stirling- und Dampfmotoren sowie ORC-Anlagen arbeiten in geschlossenen Kreisprozessen, zu denen auch die Dampferzeuger gehören. Bei Gasturbinen, Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen handelt es sich um thermodynamisch offene Prozesse.

KWK Anlagen werden seit vielen Jahren in unterschiedlichen Kraftwerkskonfigurationen umgesetzt. Dabei eignen sich für die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom eine Vielzahl von Primärenergieträgern wie Kohle, Öl, Gas, Biomasse, Abfall, Wasserstoff usw. KWK-Anlagen können nach folgenden Gesichtspunkten ausgelegt werden⁵⁵:

- Wärmeorientierte Auslegung und Fahrweise
- Stromorientierte Auslegung und Fahrweise
- Kostenorientierte Auslegung und Fahrweise

Bei **wärmegeführter Auslegung** einer KWK-Anlage wird die Anlage auf den Wärmebedarf hin ausgelegt, erzeugte Stromüberschüsse werden ins Netz geleitet.

Beim **stromgeführten Einsatz** wird die Erzeugung primär auf die Stromproduktion abgestellt und die nutzbare Wärme variiert in Abhängigkeit von der Stromproduktion.

Eine **kostenorientierte Auslegung** bzw. Fahrweise der Anlage führt zu dem Ansatz, optimale Betriebskosten in Abhängigkeit von Investitionskosten zu erreichen.

3.2 Kraftwärmekopplungsanlagen - Konzepte

Wie in Abbildung 6 dargestellt, besteht eine Reihe von technischen Möglichkeiten, Kraftwärmekopplungs-Konzepte umzusetzen, die in Folge beschrieben werden.

⁵⁵ Q: www.energytech.at.

Abbildung 6: Übersicht über Konzepte von KWK-Anlagen

Zentrale Energiesysteme

- Dampfprozess mit Gegendruckturbine
mit Entnahmekondensationsturbine
- Gasturbinenprozesse mit Wärmerückgewinnung
- Cheng – Cycle
- Gas- und Dampfturbinenprozess mit Gegendruckturbine
mit Entnahmekondensationsturbine
- ORC- Prozess

Dezentrale Energiesysteme - Mikro/-Mini- KWK-Technologie (BHKW)

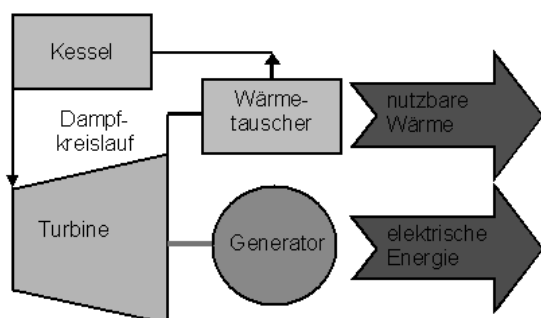
- Hubkolbenmotoren
- Mikroturbine
- Stirlingmotor
- Brennstoffzelle

3.3 Zentrale Energiesysteme

3.3.1 Dampfturbinenprozess

Dampfturbinen sind in Industrie und Energieversorgungsunternehmen zu finden. Leistungen von 0,5 MWel über 30 MWel bis hin zu mehreren 100 MWel sind vorzufinden. Wie in Abbildung 7 ersichtlich, sind die wichtigsten technischen Komponenten des Dampfturbinenprozesses: Kessel, Turbine, Kondensator und Speisewasserpumpe. Der Dampfturbinenprozess folgt dem Grundprinzip der Umwandlung von mechanischer Energie in elektrische Energie durch einen Generator. Die entstehende Wärmeenergie des Austrittswärmedampfes dient zur Bereitstellung von Wärme.

Abbildung 7: KWK mit Dampfturbinenprozess



Q: energytech.

Übersicht 8: Kennzahlen Dampfprozess

mögliche Primärenergieträger	Kohle, Erdöl, Erdgas, Biomasse, Müll
Verstromungsgrad	10%- 42%
Stromkennziffer	15%-30%
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	
Gesamtnutzungsgrad	70%-85%
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	
Stromkennziffern in Abhängigkeit von Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [a]	20 Jahre ⁵⁶

Q: IER, 2002.

Anwendung:

Grundsätzlich ist zu bemerken, dass für Dampfturbinenprozesse jeder Brennstoffinput möglich ist, der in einem Kessel verbrannt werden kann. Vorteile liegen in der ausgereiften Technologie und der nach oben offenen Anlagengröße. Hohe elektrische Wirkungsgrade können nur durch hohe Frischdampfdrücke und -temperaturen erreicht werden, was teure Hochtemperaturwerkstoffe erfordert.

Bei KWK-Anlagen basierend auf dem Dampfturbinenprozess können grundlegende Typen unterschieden werden.

- Dampfprozess mit Gegendruckturbine
- Dampfprozess mit Entnahme- Kondensationsturbine

Gegendruckturbinenanlage

Gegendruckturbinenanlagen sind Anlagen, bei denen der Dampf die Turbine bereits bei einem höheren Druck – bzw. Temperaturniveau als dem Kondensationsdruck bei Umgebungs- bzw. Kühlwassertemperatur verlässt, sodass der Prozessdampf direkt über einen Kondensator als nutzbare Wärme zur Verfügung steht.

- Einsatzgebiete: Industrie und EVU's bei konstantem Wärmebedarf (geringe Regelungsmöglichkeiten).

⁵⁶ Interview 2.11.2004, W. Karanitsch, VA-Tech.

- Leistung: ~ 0,5 – 30 MWel und größer
- Häufig werden mehrere Turbinen auf einer Schiene angebracht, sodass nach Bedarf eine oder mehrere Turbinen im Einsatz sind.

Dampfprozess mit Entnahme- Kondensationsturbine

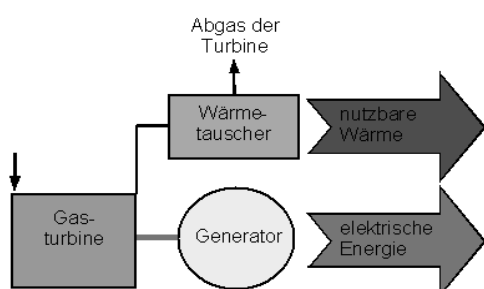
Eine Entnahme- Kondensationsturbine bietet die Möglichkeit der geregelten Entnahme eines Teils des Dampfmassenstromes zur Bereitstellung von Wärme auf unterschiedlichen Druckstufen vor dem Abwärmekondensator. Der nach Entnahme resultierende Dampfstrom dient der Stromerzeugung. Durch die Wärmeauskopplung erfolgt ein Verlust in der Stromerzeugung.

- Einsatzgebiete: Variabler Strom- und Wärmebedarf
- Leistung: ~ 0,5 – 10 MWel und größer

3.3.2 Gasturbinenprozess

Die Hauptkomponenten des Gasturbinenprozesses sind Verdichter, Brennkammer und Turbine (siehe **Abbildung 8**). Umgebungsluft wird im Verdichter komprimiert und unter Zugabe des Brennstoffes der Brennkammer zugeführt. Das in der Brennkammer entstehende Rauchgas wird in der Turbine entspannt. Die Turbine treibt den für die Stromproduktion notwendigen Generator an. Das entstehende Abgas als auch Abwärme aus Kühlern für Schmieröl, Kühlwasser, und Verdichtungsluft wird durch einen Wärmetauscher der Wärmeerzeugung zugeführt (Wärmerückgewinnung).

Abbildung 8: Prinzip Gasturbinenprozess



Q: energytech.

Anwendung:

Generell sind KWK-Anlagen mit Gasturbinen technisch gut ausgereift und daher in großen Stückzahlen weltweit in Industrie und Energieversorgungsunternehmen verbreitet. Gasturbinen werden für Leistungen ab etwa 5 MWel bei konstantem Wärmebedarf eingesetzt.

Übersicht 9: Kennzahlen Gasturbinenprozess

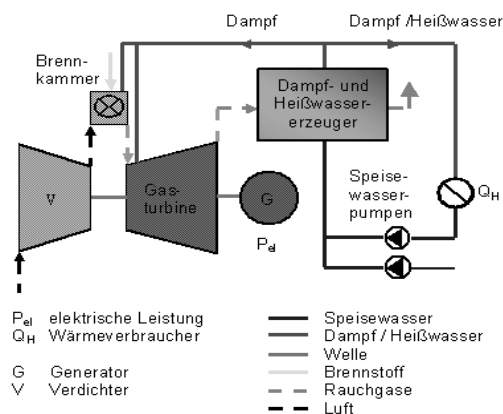
mögliche Primärenergieträger	Gas
Verstromungsgrad	40%
Stromkennziffer	72%
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	
Gesamtnutzungsgrad	85%,
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
Maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	
Stromkennziffern in Abhängigkeit von Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [a]	15 – 20Jahre

Q: IER, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, 2002.

3.3.3 Cheng Cycle-Prozess

Der Cheng Cycle-Prozess stellt eine Variante des Gasturbinenprozesses mit Dampfdruckspeisung dar. Durch die Dampfdruckspeisung können Leistung und elektrischer Wirkungsgrad gesteigert werden. Die Aufbereitung des Dampfes zur Rückspeisung ist allerdings technisch aufwendig.

Abbildung 9: Cheng Cycle- Prozess



Q: energytech.

Anwendung:

Cheng Cycle Turbinen werden weltweit in großen Stückzahlen für Leistungen über 20 MWel bei variablem Strom-Wärmebedarf eingesetzt. Die Regelung der elektrischen Leistung erfolgt durch die Brennstoffzufuhr und die Variation der eingespritzten Dampfmenge in die Turbine. Cheng Cycle Turbinen sind durch eine hohe technische Reife gekennzeichnet.

Übersicht 10: Kenzahlen Cheng Cycle Prozess

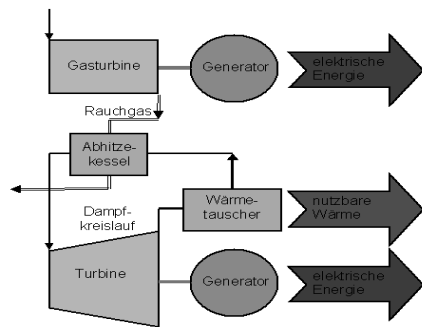
mögliche Primärenergieträger	Gas, Erdöl, Vergasung von Kohle
Mindestlast	
minimale/ maximale Brennstoffwärmeleistung bezogen auf installierte Engpassleistung (elektr.)	
Verstromungsgrad	40%
Stromkennziffer	57% - 72%
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	
Gesamtnutzungsgrad	70% - 85%
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	
Stromkennziffern in Abhängigkeit von Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [h]	

Q: IER, 2002.

3.3.4 Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD)

GuD-Prozesse bestehen aus der Vorschaltung eines Gasturbinenprozesses vor einen Dampfturbinenprozess. Der Dampfturbinenprozess kann im Gegendruckbetrieb als auch im Entnahmekondensationsbetrieb geführt werden. Grundsätzlich erfolgt die Umwandlung von mechanischer Energie (Gasturbine und Dampfturbine) in elektrische Energie durch den Generator (siehe Abbildung 10). Die Gasturbinaustrittsgase werden zur weiteren Hochdruck-Dampferzeugung für die Dampfturbine genutzt. Der Dampfturbinenaustrittsdampf kann der Bereitstellung von Wärme dienen.

Abbildung 10: GuD-Prozess



Q: energytech.

Anwendung:

GuD-Anlagen werden für Leistungen über 10 MWel eingesetzt. Für die Kraft-Wärme-Kopplung sind zusätzliche Entnahmeeinrichtungen zur Wärmekopplung notwendig. Hohe Nutzungsgrade (siehe Übersicht 11) können erreicht werden.

Übersicht 11: Kennzahlen GuD-Prozess

mögliche Primärenergieträger	Erdgas, Heizöl extraleicht
Mindestlast	
minimale/ maximale Brennstoffwärmeleistung bezogen auf installierte Engpassleistung (elektr.)	
Verstromungsgrad	34% bis 55%
Stromkennziffer	60% bis ~130%
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	
Gesamtnutzungsgrad	84%,
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	
Stromkennziffern in Abhängigkeit von Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [a]	15 – 20 Jahre

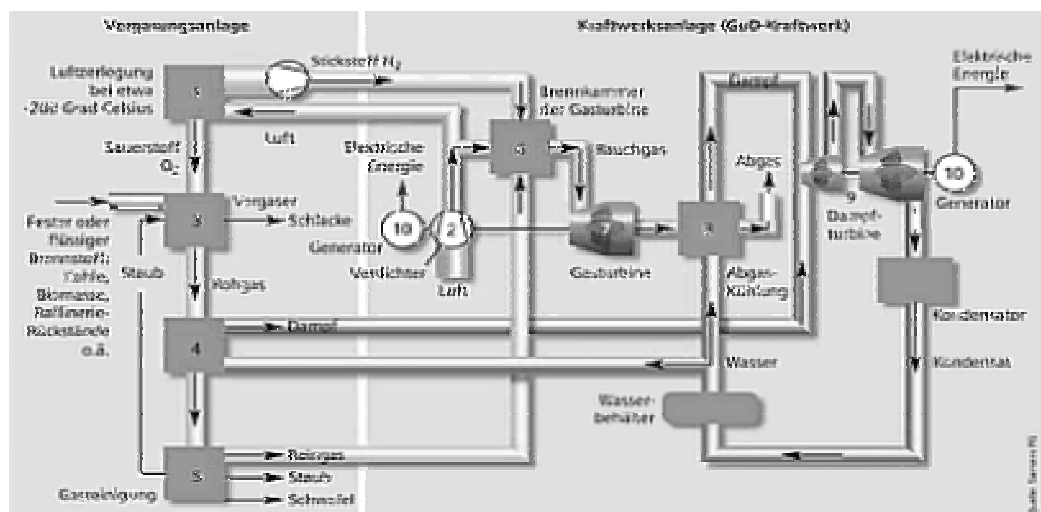
Q: IER, 2002.

3.3.5 Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)-Prozess

IGCC-Kraftwerke sind kombinierte Gas- und Turbinenkraftwerke (GuD), die anstelle der flüssigen bzw. gasförmigen Energieträger Öl und Gas mit Steinkohle oder Braunkohle betrieben

werden. Da aus werkstofftechnischen Gründen heute verfügbare Anlagen nicht unmittelbar mit Festbrennstoffen befeuert werden können, ist dem Turbinenprozess ein Vergaser vorge-schaltet (siehe Abbildung 11).

Abbildung 11: IGCC Prozess



Q: Siemens.

Die Umwandlung eines flüssigen oder festen Brennstoffs – etwa Steinkohle oder Raffinerierückstände – in ein Synthesegas läuft in mehreren Schritten ab:

- Lufttrennung (1): Für die Vergasung ist reiner Sauerstoff nötig. Dazu wird Luft vom Verdichter (2) der Gasturbine (7) oder mit einem separaten Verdichter auf 10 bis 20 bar komprimiert und verflüssigt. Die Abtrennung des Sauerstoffs erfolgt durch Destillation bei Temperaturen um $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Vergasung (3): Chemisch ist dies eine Verbrennung mit reinem Sauerstoff – allerdings mit weniger Sauerstoff, als für eine vollständige Verbrennung nötig wäre. Dabei entsteht ein Rohgas, das hauptsächlich aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2) besteht. Mit Wasserdampf wird CO in CO_2 und weiteren Wasserstoff überführt. Zur Vergasung von Festbrennstoffen wie Kohle oder Petrolkoks gibt es drei Verfahrensprinzipien, von denen bei IGCC die Flugstromvergasung dominiert: Kohlenstaub wird unter Druck mit einem Fördergas wie Stickstoff einem Brenner zugeführt und im Vergaser mit Sauerstoff und Wasserdampf zum Synthesegas umgewandelt.
- Rohgas-Kühlung (4): Das Synthesegas muss vor der weiteren Behandlung abgekühlt werden. Hierbei entsteht Dampf, der in der Dampfturbine der GuD-Anlage zur Stromerzeugung beiträgt.

- **Reinigung (5):** Nach der Abkühlung des Gases halten Filter zunächst Aschepartikel zurück, anschließend kann bei Bedarf auch Kohlendioxid entzogen werden. Andere Schadstoffe wie Schwefel oder Schwermetalle werden ebenfalls durch chemische und physikalische Verfahren gebunden. Das bringt gleichzeitig die nötige Brennstoff-Reinheit für den Betrieb der Gasturbinen.
- **Verbrennung:** Das wasserstoffreiche Gas wird vor der Brennkammer (6) der Gasturbine mit Stickstoff aus der Lufttrennung oder mit Wasserdampf vermischt. Das senkt die Verbrennungstemperatur und unterdrückt so weitgehend die Bildung von Stickoxiden. Das dann aus der Verbrennung mit Luft entstehende Rauchgas strömt auf die Schaufeln der Gasturbine (7). Es besteht im Wesentlichen aus Stickstoff, CO₂ und Wasserdampf. Durch die Vermischung mit Stickstoff oder Wasser wird der spezifische Energieinhalt des Gases auf rund 5.000 kJ/kg reduziert. Erdgas hat hingegen den zehnfachen Energieinhalt. Deshalb muss bei gleicher Leistung der Brennstoff-Massenstrom durch die Gasturbinen-Brenner beim IGCC-Kraftwerk rund zehnmal höher sein.
- **Abgas-Kühlung (8):** Nach Entspannung des Rauchgases in der Gasturbine und anschließender Abwärmenutzung in einem Dampferzeuger wird das Abgas an die Atmosphäre abgegeben. Die Dampfströme aus der Rohgas- und Abgaskühlung werden kombiniert und gemeinsam der Dampfturbine (9) zugeleitet. Nach der Entspannung in der Dampfturbine gelangt der Dampf über den Kondensator und den Speisewasserbehälter zurück in den Wasser- bzw. Dampf-Kreislauf. Gas- und Dampfturbine sind mit einem Generator (10) gekoppelt, in dem die Umwandlung in elektrische Energie erfolgt.

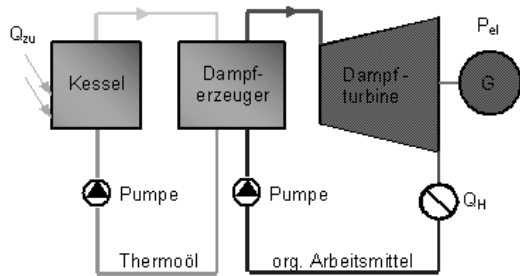
Mit diesem Prozess ist gegenüber dem gewöhnlichen GuD-Prozess eine Wirkungsgradminderung von etwa 8% bis 10% verbunden.

3.3.6 ORC-Prozess

Der Organic Ranking Cycle ist für Anlagen mit Leistungen von 100 kWel bis mehrere MWel geeignet. Teillastbetrieb ist bis etwa 25% der Volllast möglich, dabei verringert sich der Turbinenwirkungsgrad um ca. 5%.

Der Unterschied zum Dampfturbinenprozess besteht darin, dass ein organisches Fluid anstatt Wasser verwendet wird (in Frage kommen Kohlenwasserstoffe, Silikonöl, Toluol, Iso-Pentan, usw.). Das organische Arbeitsfluid verdampft bei geringerer Temperatur als Wasser und ist daher im Einsatz von Biomasse als Primärenergieträger gut geeignet. Wie in Abbildung 12 dargestellt, wird Wärme durch im Heizkessel verbrannte Biomasse an einen Thermoöl- Kreislauf abgegeben - über diesen wird das organische Arbeitsfluid verdampft und schließlich in einer Turbine entspannt. Die entstehende mechanische Energie wird in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt. Der entspannte Dampf kann weiter in einem Kondensator zur Nutz- und Prozesswärmebereitstellung verwendet werden.

Abbildung 12: Prinzip ORC-Prozess



P_{el} elektrische Leistung
 Q_H Wärmeverbraucher
 Q_{zu} zugeführte Wärmemenge
 G Generator
 — org. Arbeitsfluid
 — Dampf
 — Welle

Q: energytech.

Anwendung:

ORC-Anlagen können in dezentralen Versorgungseinrichtungen mit Leistungen ab 300 kWel eingesetzt werden. Beispiele sind in der Industrie (Trocknungsprozesse) oder im Einsatz kommunaler Einrichtungen (Nahversorgungseinrichtungen) zu finden. Grundlage für eine wirtschaftliche Nutzung sind aufgrund der hohen Investitionskosten eine hohe Jahresstundenauslastung (> 4.000 Stunden), wärmeorientierte Auslegung und Fahrweise der Anlage zur Erreichung hoher Gesamtwirkungsgrade sowie die Nutzung kostengünstiger Brennstoffe (z. B.: Sägenebenprodukte)

Übersicht 12: Kennzahlen ORC-Prozess

mögliche Primärenergieträger	Biomasse, Grundsätzlich jeder Primärenergieträger möglich
Verstromungsgrad	10%-20%
Stromkennziffer	13,3% - 30%
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	
Gesamtnutzungsgrad	Bis 85%
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	
Stromkennziffern in Abhängigkeit von Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [h]	

Q: IER, 2002.

3.4 Dezentrale Erzeugungsanlagen - Mikro- /Mini-KWK-Technologien

Als Blockheizkraftwerk (BHKW) wird eine Anlage bezeichnet, die als Block fertig montiert, geliefert und betrieben wird. In der Regel ist ein BHKW ein Heizkraftwerk, welches für die Bedarfsdeckung eines räumlich begrenzten Gebietes ausgelegt ist. Ein BHKW besteht aus der Kombination von Verbrennungsmotor (KWK-Anlage) und Spitzenheizkessel. Anstelle des Verbrennungsmotors (Hubkolbenmotors) können auch Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren, Brennstoffzellen, etc. eingesetzt werden.

Hubkolbenmotor

Hubkolbenmotoren werden in BHKW-Modulen zwischen 5 kWel und 20 MWel eingesetzt. In den meisten Fällen sind Anwendungen bis 200 kWel im Einsatz. Überwiegend wird Erdgas als Primärenergieträger eingesetzt. Die eingesetzten Motoren sind entweder speziell entwickelte Kleinmotoren oder modifizierte KFZ-Motoren (Otto- und Dieselmotoren).

Erdgasmotoren

Erdgasbetriebene BHKWs haben nahezu ruffreie und geruchlose Abgase. Falls kein Erdgasanschluss vorhanden ist, besteht die Möglichkeit der Brennstoffversorgung durch Lagerbrennstoffe (Flüssiggas: Propan, Butan). Für gasmotorische Blockheizkraftwerke existiert eine breite Leistungspalette. Gewöhnlich dienen 1-Zylinderaggregate als Antrieb. Diese können Standzeiten von bis zu 80.000 Stunden erreichen.

Die elektrischen Wirkungsgrade von gasbefeuerten Anlagen sind von der Leistungsgröße abhängig und liegen im Leistungsbereich bis 100 kWel bei 25% bis 35%, bei BHKW-Anlagen bis 0,5 MWel zwischen 37% und 38% und ab 1 MWel über 40%.

Heizölmotoren/ Dieselmotoren

Bei Heizölmotoren/ Dieselmotoren können zwei Varianten unterschieden werden

- Dieselmotoren (gutes Teillastverhalten, schlechtere Emissionswerte als Gasmotoren)
- Diesel-Gasmotoren (bei schlecht zündbaren Gemischen von Vorteil, in Bezug auf NOx-Emissionen und Ruß ungünstiger als Ottomotoren)

Sondergasmotoren

Bei Sondergasmotoren steht für gewöhnlich die Verstromung im Vordergrund. Gase mit geringem bis hohem Heizwert (0,5 kWh/Nm³(geringe Klopffestigkeit!) bis 34 kWh/Nm³) können genutzt werden.

Anwendung:

Mit Stand Mai 2003 sind in Österreich rund 120 Biogas-Anlagen (Nennleistung gesamt 16,9 MWel), 40 Deponie und Klärgasanlagen (Nennleistung gesamt: 22,2 MWel) sowie 21 Ökostromanlagen (flüssige Biomasse, Nennleistung gesamt: 6,6 MWel) in Betrieb.

Übersicht 13: Kennzahlen Hubkolbenmotoren

mögliche Primärenergieträger	Erdgas, Diesel, Heizöl, Biogas, Biotreibstoffe, Sondergase, div. Lagerbrennstoffe
Mindestlast	
minimale/ maximale Brennstoffwärmeleistung bezogen auf installierte Engpassleistung (elektr.)	
Verstromungsgrad	
Stromkennziffer	0,39 ⁵⁷ bis 0,66 ⁵⁸
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	Warmwasser 90°C
Gesamtnutzungsgrad	85% - 90% ⁵⁹
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	
Stromkennziffern in Abhängigkeit von Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [h]	bis 80.000 Stunden bei Wartung nach Serviceplan ⁶⁰

Q: Österreichische Energieagentur, 2004.

Mikrogasturbinen

Die Funktionsweise von Mikrogasturbinen gleicht jener von Gasturbinen. Mikrogasturbinen wurden für den stationären Einsatz entwickelt und sind für den Einsatz in BHKWs geeignet. Aufgrund der Größe der Anlagen ist der elektrische Wirkungsgrad relativ gering. Um dies auszugleichen, werden Mikrogasturbinen mit Rekuperatoren ausgestattet. Für die stationäre Anwendung wurden Turbomaschinen mit Leistungen bis zu 250 kWel entwickelt. Mit Rekuperatorentechnik können elektrische Wirkungsgrade zwischen 25 und 30% erreicht werden. Das

⁵⁷ Hubkolbenmotor Ecopower (2-4,7 MWel).

⁵⁸ Magermotor OD 90 NG V02 (90 kWel).

⁵⁹ Elektrischer Wirkungsgrad 26% bis 30% thermischer Wirkungsgrad 59% bis 60% bei einer Vorlauftemperatur von 60°C (+/- 5%) am Nennpunkt.

⁶⁰ Wartung nach 1.400 bis 3.500 Betriebsstunden.

Teillastverhalten ist günstig, da durch Drehzahlregelung die Eintrittstemperatur in weiten Lastbereichen konstant gehalten werden kann.

Marktübliche Gasturbinen weisen folgende technische Ausstattung auf⁶¹:

- Kompakte radiale Verdichter-Turbinen-Einheit
- Rekuperator für das Vorwärmen der Verbrennungsluft
- Moderne Luftlager zur Verringerung von Wartungstätigkeiten
- Geringe Druck- bzw. Verdichtungsverhältnisse
- Einsatz von "low-cost" Materialien
- Hochgeschwindigkeitsgeneratoren mit Permanent-Technik⁶²

Mikrogasturbinen sind für Anwendungen interessant, wo hohe Abwärmemperaturen benötigt werden (Trocknungsprozesse). Abgastemperaturen von etwa 280°C werden erreicht.

Anwendung

Mikrogasturbinen eignen sich auch für den Einsatz für den industriellen Prozesswärmebedarf sowie als Aggregat zur Klimakälteerzeugung mittels Absorptionskältemaschine. Die wirtschaftliche und kommerzielle Entwicklung konnte sich in den vergangenen Jahren stark verbessern, derzeit sind 4 Anlagen in Österreich mit Leistungen zwischen 60 kWel und 100 kWel in Betrieb (Stand März 2004).

⁶¹ E.V.A.: Mikro- und Mini-KWK-Anlagen in Österreich.

⁶² Permanent- Generatoren erzeugen Strom ohne Zwischenschaltung eines mechanischen Getriebes. Die Leistungsregelung erfolgt über die Drehzahl.

Übersicht 14: Kennzahlen Mikrogasturbine

mögliche Primärenergieträger	Erdgas, Diesel, Heizöl, Flüssiggas, Propan Klärgas, Grubengas, Erdölbegleitgas
Mindestlast	
minimale/ maximale Brennstoffwärmeleistung bezogen auf installierte Engpassleistung (elektr.)	
Verstromungsgrad	22% bis 30%
Stromkennziffer	41% ⁶³ bis 44%
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	
Gesamtnutzungsgrad	72% bis 89%
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	
Stromkennziffern in Abhängigkeit von Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [h]	80.000

Q: Österreichische Energieagentur, 2004.

Stirling Motor

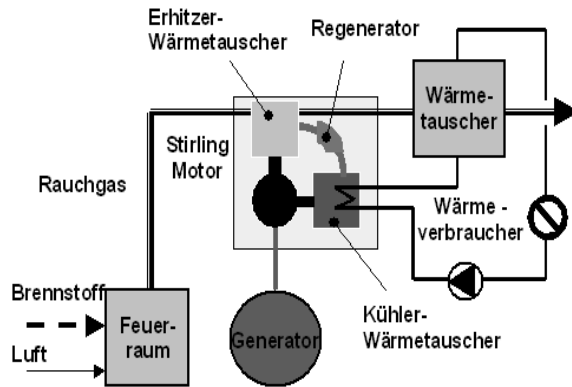
Der Stirlingmotor ist eine Wärmekraftmaschine, die Wärmeenergie in mechanische Energie umwandelt. Stirlingmotoren sind verschleiß- und wartungsarm und weisen ein gleichmäßiges Drehmoment auf. Stirlingmotoren weisen günstige Anpassungsvermögen an wechselnde Leistungsanforderungen auf, so ist etwa eine Modulation des Stirlingmotors zwischen 2 und 9 kWel und 8 und 24 kWth möglich.

Aufgrund der Kolbenanordnung können 2 verschiedene Bauausführungen unterschieden werden:

- a-Typ: Die Kolben stehen im Winkel von 90 Grad zueinander
- b-Typ: Arbeits- und Kompressionskolben sind im selben Zylinder übereinander angeordnet. Die Phasenverschiebung erfolgt durch ein besonderes Gestänge.

⁶³ Mikrogasturbine der Fa. Capstone.

Abbildung 13: Funktionsschema Stirlingmotor



Q: energytech.

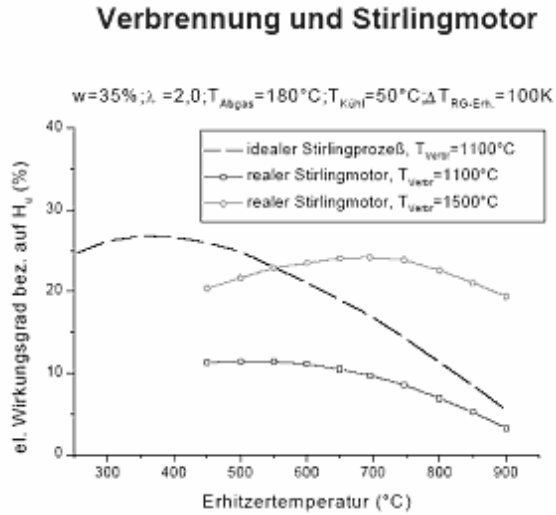
Bei einem idealen Stirlingprozess gibt es 4 nacheinander ablaufende Zustandsänderungen⁶⁴:

- Die Luft expandiert isotherm (also bei konstanter Temperatur),
- sie wird nach der Expansion isochor (das heißt bei konstantem Volumen) im Regenerator abgekühlt,
- danach wird sie isotherm komprimiert
- und wieder isochor im Regenerator auf die Anfangstemperatur aufgeheizt

Die Leistung von Stirlingmotoren ist maßgeblich von der Kühlwassertemperatur (50°C optimal) und damit der Verbrennungstemperatur abhängig (Abbildung 14).

⁶⁴ <http://www.k-wz.de/vmotor/stirling.html>.

Abbildung 14: el. Wirkungsgrad von Stirlingmotoren in Abhängigkeit von der Verbrennungstemperatur



Q: www.muc.zae-bayern.de.

Anwendung:

Anwendungsgebiete von Stirlingmotoren sind im Kleingewerbebereich bzw. im Haushaltssektor zu finden. Ende 2003 wurden in Österreich zwei derartige Anlagen errichtet. Eine seriöse Beurteilung ist noch nicht möglich (E.V.A. 2004 S. 34).

Übersicht 15: Kennzahlen Stirlingmotor

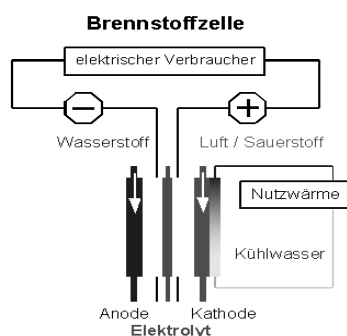
mögliche Primärenergieträger	Dieseltreibstoffe, Erdgas, Biogas ⁶⁵ , Klärgas, Holzpellets, Hackschnitzel, Abwärme, usw.
Mindestlast	
minimale/ maximale Brennstoffwärmeleistung bezogen auf installierte Engpassleistung (elektr.)	
Verstromungsgrad	21% - 28%
Stromkennziffer	24% - 33%
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	650°C Abgastemperatur
Gesamtnutzungsgrad	63% - 86%
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	stufenlose Modulierbarkeit
Stromkennziffern in Abhängigkeit vom Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [h]	80.000 Betriebsstunden

Q: Österreichische Energieagentur, 2004.

Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle entspricht in ihrer Funktionsweise der Umkehrung einer Elektrolyse, die im Brennstoff enthaltene Energie wird direkt in Strom und Wärme umgewandelt (siehe Abbildung 15). Brennstoffzellen verfügen im Gegensatz zu den anderen angeführten Technologien über ein ausgezeichnetes Teillastverhalten und sind daher für die dezentrale Strom- und Wärme-Produktion gut geeignet.

Abbildung 15: Prinzip Brennstoffzelle



Q: energytech.

⁶⁵ Durch die externe Verbrennung ist der Einsatz von Biogas, Klärgas oder diversen Rauchgasen durch problemlose Reinigung der Anlage möglich.

Brennstoffzellen-Systeme für stationäre Anwendungen bestehen im Wesentlichen aus:

- Gasaufbereitungssystem
- Brennstoffzellenstapel (Teillastverhalten)
- Abwärme-Einheit
- Inverter
- Systemmanagement und Kontrolleinheit

Brennstoffzellen-Typen

Brennstoffzellen werden häufig nach der Höhe der Prozesstemperatur bzw. nach dem eingesetzten Elektrolyt sowie nach ihrer mobilen oder stationären Anwendung eingeteilt:

Übersicht 16: Einteilung der Brennstoffzellen nach Arbeitstemperatur

Niedertemperatur-Brennstoffzellen (Arbeitstemperatur 80 – 220 °C)		Anwendung
AFC	Alkaline Fuel Cell, Alkalische Brennstoffzelle	Mobil
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell, Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle	Mobil, stationär
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell, phosphorsaure Brennstoffzelle	stationär
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell, Direktmethanol-Brennstoffzelle	stationär
Hochtemperatur-Brennstoffzellen (Arbeitstemperatur 600 – 1000 °C)		stationär
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell, Karbonatschmelze-Brennstoffzelle	stationär
SOFC	Solide Oxid Fuel Cell, oxidkeramische Brennstoffzelle	stationär

Q: energytech.

Die AFC arbeiten mit reinem Wasserstoff und haben einen hohen Entwicklungsstand erreicht. Sie haben aber nur geringe Bedeutung für dezentrale Energieerzeugung.

Die PEFC arbeitet mit Erdgas oder Methanol. Sie ist viel versprechend für die dezentrale Energieversorgung, wobei Anlagen bis zu 250 kWel für gewerbliche Anwendungen und Mini-Anlagen bis zu 5 kWel für Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser forciert werden.

Die PAFC ist die am weitesten entwickelte Brennstoffzelle für stationäre Anlagen im Bereich zwischen wenigen kW und mehreren MW. Nachteil dieses Typs ist, dass längere Stillstandszeiten zu einer Schädigung führen. In Europa ist mit einer breiten Marktdurchdringung nicht zu rechnen.

DMFC sind derzeit kommerziell als KWK-Anlagen nicht verfügbar.

Die MCFC hat eine hohe Arbeitstemperatur und kann damit viele Brenngase, wie Erdgas oder Biogas intern reformieren. Sie stellt eine viel versprechende Technik für größere Leistungen und für den BHKW-Einsatz dar.

Die SOFC arbeitet bei 1.000 °C und bietet einige Vorteile trotz der hohen Materialanforderungen. Der Einsatz ist in Brennstoffzellenheizgeräten (kleine Leistungen) als auch in BHKWs bis zu 1 MW möglich. Untersucht werden auch Kombinationen mit Gasturbinen.

Anwendung

PEFC- und SOFC-Systeme sind für den Einsatz in der Haustechnik (Leistung kleiner 10 kWel) besonders geeignet. Die Einbindung erfolgt hierbei analog zu Kleinst-BHKWs, wobei zusätzlich zum Gasanschluss, zur Anbindung an das Heizungs- und Stromnetz und die Abgasabreinigung eine Wasserzuführung für die Dampfbereitstellung im Reformier erforderlich ist⁶⁶.

Übersicht 17: Kennzahlen Brennstoffzelle

mögliche Primärenergieträger	
Mindestlast	
minimale/ maximale Brennstoffwärmeleistung bezogen auf installierte Engpassleistung (elektr.)	
Verstromungsgrad	35%-40%
Stromkennziffer	63% - 80%
Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme	
Gesamtnutzungsgrad	bis 90%
elektr. Eigenverbrauch bezogen Engpassleistung Strom	
maximale Laständerungsgeschwindigkeit [%/min]	
Stromkennziffern in Abhängigkeit von Temperaturniveau der Wärmeauskopplung	
Wirkungsgradverlauf über mögliche Lastbereiche	
Lebensdauer [h]	k.A. ⁶⁷

Q: Österreichische Energieagentur, 2004.

3.5 Zusammenfassende Übersicht der KWK-Technologien

Für die gekoppelte Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie eignet sich ein breites Spektrum an Energieträgern – Kohle, Öl, Gas, Abfall, Biomasse, Wasserstoff, usw. Die unterschiedlichen Anlagensysteme lassen sich dabei in 2 Gruppen einteilen (siehe Übersicht 18):

⁶⁶ E.V.A. (2004) Mikro- und Mini-KWK-Anlagen in Österreich, S. 33 .

⁶⁷ Es können mangels Erfahrung noch keine Angaben gemacht werden.

- Anlagen mit einem Freiheitsgrad
- Anlagen mit zwei Freiheitsgraden

Bei Anlagen mit einem Freiheitsgrad ist das Verhältnis der abgegebenen elektrischen Leistung und der Wärmeleistung, die Stromkennzahl, konstant. Bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden lässt sich dagegen das Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung in Grenzen variieren – die Stromkennzahl ist somit variabel. In der Regel erlauben Anlagen mit 2 Freiheitsgraden eine alleinige Stromerzeugung (Kondensationsbetrieb)⁶⁸.

Kraft-Wärme-Kopplungen lassen sich überall dort nutzen, wo ein zeitgleicher Bedarf an Wärme und elektrischer Energie besteht. Wichtigste Anwendungsgebiete der Kraftwärmekopplung sind die Nah- und Fernwärmeversorgung sowie die Versorgung von Industriebetrieben mit Strom und Prozesswärme.

Übersicht 18a: Zusammenfassende Übersicht der KWK-Technologien

	Dampfturbinenprozess	IGCC	Gasturbinenprozess	Cheng Cycle	GuD Prozess	ORC
mögliche Primärenergieträger	Erdgas, Steinkohle Braunkohle	Steinkohle, Braunkohle	Erdgas	Gas, Erdöl Vergasung von Kohle	Erdgas, Heizöl EL	Biomasse, Grundsätzlich jeder Primärenergieträger möglich
Verstromungsgrad	42%	k.A.	40%	40%	34% - 40 %	10% -20%
Stromkennziffer	15% - 30%	k.A.	72%	57% - 72%	68% - 90%	13,3% - 30%
Gesamtnutzungsgrad	70 - 85	k.A. ⁶⁹	85	70-85%	84%	85
Spez. I-Kosten	1.022,6 €/kWel	1.124,9 €/kWel	613,6 €/kWel		562,4 €/kWel	
Betriebskosten fix	51,16 €/kWel	53,69 €/kWel	30,7 €/kWel		28,1 €/kWel	
Betriebskosten var.	2,56 €/kWel	3,07 €/kWel	1,5 €/kWel		1,5 €/kWel	
Freiheitsgrad	2	2	1	1	2	1
Entwicklungsstand	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Demonstrationsstadium bis Marktreife
Leistungsbereich	~0,5-30MWel und größer	Ab 30 MWel	Ab 5 MWel	Ab 20 MWel	Ab 20 MWel	0,2-1,5 MWel

Q: E.V.A. (2004) "Mikro- und Mini-KWK-Anlagen in Österreich", IWR (2002): Alternativer Technologiedatensatz für die Szenarienrechnungen im Rahmen der Enquete-Kommission des deutschen Bundestages "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung".

Q: IER, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, 2002.

⁶⁸ Voß, A; 2001.

⁶⁹ Die Verluste des dem GuD-Prozess vorgeschaltene Vergasungssystem verursachen etwa 8-10% Wirkungsgradverlust gegenüber dem GuD-Prozess.

Übersicht 19b: Zusammenfassende Übersicht der KWK-Technologien

	Hubkolben- motor	Mikrogas- turbine	Stirlingmotor	Brennstoffzelle
mögliche Primär- energieträger	Erdgas, Diesel, Biotreibstoffe, Sondergase	Erdgas, Heizöl EL	Dieseltreibstoffe, Erdgas, Biogas ⁷⁰ , Klärgas, Holzpellets, Hackschnitzel, Abwärme,...	
Verstromungsgrad	27% - 30%	22% - 30%	21% - 28%	35% - 40%
Stromkennziffer	39% - 66% ⁷¹	41% - 44%	24% - 33%	63% - 80%
Gesamtnutzungsgrad	88% - 89% ⁷²	72 - 89	63 - 86	bis 90%
Lebensdauer [h]	80.000	60.000 bis 80.000	80.000	k.A.
Spez. I-Kosten	13.500 bis 91.000 € ⁷³	850 – 2.410 Euro/kW _{el}	24.900,-€	1.278 - 1.534 Euro/kW _{el}
Betriebskosten fix	1,7 - 2,0 €cent/kW _{el} ⁷⁴	0,01 - 0,02 Euro/kW _{el} ⁷⁵		71,6 – 22 Euro/kW _{el}
Betriebskosten var.	3,1 - 3,50 €cent/kW _{el} ⁷⁶		1 – 1,5 €cent /kW _{el} Wartung	9,2 – 15,3 Euro/kW _{el}
Freiheitsgrad	1	1	1	1
Entwicklungsstand	Marktreife	Demonstration sstadium bis Marktreife	Demonstrationsstadi- um	Demonstrations stadium
Leistungsbereich	5 kW _{el} - 20MW _{el}	20 kW _{el} – 250 kW _{el}	2 kW _{el} – 50 kW _{el}	Bis 500 kW _{el}

Q: E.V.A. (2004) "Mikro- und Mini-KWK-Anlagen in Österreich", IER (2002): Alternativer Technologiedatensatz für die Szenarienrechnungen im Rahmen der Enquete-Kommission des deutschen Bundestages "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung".

⁷⁰ Durch die externe Verbrennung ist der Einsatz von Biogas, Klärgas oder diversen Rauchgasen durch problemlose Reinigung der Anlage möglich.

⁷¹ Bei Betrieb am Nennpunkt.

⁷² Bei Betrieb am Nennpunkt.

⁷³ Motor 5kW 13.500,- 70 kW 78.000,-€, Motor 90kW 91.000,-€ (Angaben: E.V.A. 2004).

⁷⁴ Vollwartungsvertrag.

⁷⁵ Vollwartungsvertrag.

⁷⁶ Brennstoffkosten.

4. Wirtschaftliche Bewertung und Analyse der CO₂-Minderungskosten von KWK-Anlagen

4.1 Bewertung von unterschiedlichen Technologien

Für die wirtschaftliche Bewertung empfiehlt sich, eine Kategorisierung der verfügbaren Technologien in vier Gruppen vorzunehmen:

- Großanlagen mit Fernwärmenetzen
- Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung
- Kleinanlagen mit Nahwärmenetzen
- Kleinstanlagen ohne Wärmenetz

Um über diese unterschiedlichen Technologien wirtschaftliche Aussagen machen zu können, wird eine Methodik angewandt, die eine vergleichende Beurteilung ermöglicht. Diese Methodik beruht auf der Beurteilung der Rentabilität der Mehrinvestitionen, die durch eine kombinierte Technologie im Vergleich zu einer separaten Wärmeerzeugung und einem Zukauf von Elektrizität entstehen.

Grundsätzlich hängt die Wirtschaftlichkeit von KWK-Technologien von folgenden Parametern ab:

- Voll-Laststunden
Eine erhöhte Auslastung durch den Wärme- und Strombedarf begünstigt die Rentabilität, aber verringert die Lebensdauer (in Jahren) der Anlage. Darauf ist bei der Dimensionierung Bedacht zu nehmen.
- Skalen-Effekte
Größere Anlagen haben niedrigere spezifische Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten, können aber andererseits höhere Netzkosten bedingen, vor allem bei der Verteilung von Wärme.
- Strom-Tarife
Höhere Bezugstarife und höhere Einspeisetarife begünstigen die KWK-Technologie. Eine weitere Einflusskomponente ist das Lastprofil bei Elektrizität.
- Brennstoffinputkosten
Steigende Brennstoffkosten reduzieren die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen.
- Technologieabhängige Gesamtnutzungsgrade
- Zusatznutzen
Die Verwendung als Notstromversorgung und die höhere Versorgungssicherheit durch dezentrale Komponenten im elektrischen Netz bringen einen Zusatznutzen.

4.2 Methodik der Bewertung

4.2.1 Ausgangspunkt für die wirtschaftliche Bewertung von KWK-Anlagen

Eine wirtschaftliche Bewertung einer heterogenen Gruppe von KWK-Technologien in den Bereichen öffentliche Energieversorgung, Industriebetriebe und Kleinverbrauch muss die unterschiedlichen Zielsetzungen möglicher Projektträger berücksichtigen. Während die Energieaufbringung für Energieversorger eine zentrale Unternehmensaufgabe darstellt, ist die Erzeugung von Elektrizität und Wärme bei Industriebetrieben nur eine Produktionsvorleistung unter vielen und nur in den seltensten Fällen Teil der Kernkompetenz.

Der Betrieb von öffentlichen und nicht-öffentlichen KWK-Anlagen unterliegt unterschiedlichen Rahmenbedingungen. So produziert die Industrie Wärme im eigenen Auftrag, während für öffentliche Versorger ein Versorgungsauftrag besteht. Des Weiteren sind die jährlichen Betriebszeiten der öffentlichen KWK und der nicht-öffentlichen KWK-Anlagen durch den wetterabhängigen Bedarf nach öffentlicher Fernwärme und Unterschieden in der Bedarfsstruktur unterschiedlich.

Darüber hinaus bestehen in einigen Bereichen rechtliche Hemmnisse für den Einsatz von KWK-Anlagen. So sind Kleinverbraucher beispielsweise nicht berechtigt, erzeugte Elektrizität, die den Eigenverbrauch übersteigt, in das öffentliche Netz einzuspeisen, weil dies eine energierechtliche Genehmigung voraussetzt.

Für die meisten KWK-Anlagen sind aber die folgenden Gemeinsamkeiten festzustellen:

- Eine Alternative zur Errichtung einer KWK-Anlage ist die Anschaffung einer Anlage zur Wärmeversorgung und der Bezug von extern erzeugter Elektrizität. Der Bedarf an Elektrizität und Wärme kann nicht durch andere Güter substituiert, sondern nur durch Effizienzsteigerungen reduziert werden.
- Die Zurechnung der Produktionskosten stellt bei Kuppelprodukten (Elektrizität und Wärme) ein nicht allgemein lösbares Zuordnungsproblem dar, weil die Aufteilung von der individuellen Bedarfsstruktur abhängig ist (strom- oder wärmegeführte Anlagen).
- KWK-Anlagen sind mit systematisch höheren Investitionen als die getrennte Erzeugung von Elektrizität und Wärme verbunden. Dies kann nur langfristig durch entsprechend niedrigere Betriebskosten kompensiert werden.
- KWK-Anlagen sind langfristige Investitionen, deren Gesamtkosten (und damit ihr wirtschaftlicher Erfolg) wesentlich von der Preisentwicklung bei Primärenergieträgern, Elektrizitätspreisen und der Nutzungsdauer der Anlage abhängig sind, was ein entsprechendes Investitionsrisiko nach sich zieht.
- KWK-Anlagen verursachen bei entsprechenden Rahmenbedingungen global niedrigere, aber zumeist lokal höhere CO₂-Emissionen als die getrennte Erzeugung von Elektrizität und Wärme, wenn der Primärenergieträger der KWK-Anlage und der getrennten Wär-

meerversorgung derselbe ist und als Alternativszenario zur KWK-Anlage Wärme selbst produziert und Elektrizität zugekauft wird. Dadurch werden bei der gekoppelten Erzeugung von Elektrizität und Wärme die Emissionen zu 100% lokal zugerechnet, bei der getrennten Erzeugung werden nur die Emissionen der Wärmeproduktion lokal zugerechnet.

4.2.2 *Bewertung der Rentabilität der Mehraufwendungen für KWK-Technologien*

Um die Schwierigkeiten bei der Zuordnung der Produktionskosten auf die Kuppelprodukte zu umgehen und um Annahmen über Zinssätze zu vermeiden, wurde folgende Methodik gewählt:

- Grundsätzlich wird die integrierte Technologie der gemeinsamen Erzeugung von Elektrizität und Wärme mit der separierten Technologie der getrennten Erzeugung verglichen.
- Aus der Perspektive eines potentiellen Anlagebetreibers wird angenommen, dass Elektrizität zu Marktpreisen zugekauft wird und die Wärme in einer Stand-alone-Anlage erzeugt wird.
- Verglichen werden nun die Mehrkosten für die integrierte Technologie und die daraus erzielbaren Netto-Erlöse durch die Berechnung des resultierenden internen Zinssatzes (Internal Rate of Return - IRR).
- Die Verwendung des internen Zinssatzes der Mehrinvestition als Kriterium für die Wirtschaftlichkeit der kombinierten Technologie macht die exogene Annahme eines Zinssatzes bei der Kapitalbewertung überflüssig.

4.2.3 *Berücksichtigung des Investitionsrisikos*

Das Investitionsrisiko wird berücksichtigt, indem die Nutzungsdauer der KWK-Anlage variiert wird (5, 10 und 15 Jahre für industrielle Anlagen bzw. 5, 10 und 20 Jahre für öffentliche Anlagen) und als Restwert nur der geschätzte realisierbare Liquidationserlös der Anlagen zum jeweiligen Endzeitpunkt berücksichtigt wird. Deshalb reduziert sich bei einem früheren Ende der Nutzungsdauer (z.B. durch Beendigung der Produktion am Standort, bevor die KWK-Anlage bzw. die Wärmeversorgungsanlage das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreicht hat) die interne Verzinsung aufgrund der so genannten "sunk investments" wie Bauteile, Rohrleitungen, Elektroinstallation, Montage und Inbetriebnahme etc.

4.2.4 *Vergleich von KWK-Anlagen mit alternativen Anlagen zur getrennten Erzeugung von Wärme und Zukauf von Elektrizität*

Die oben beschriebene Vorgangsweise wird für ein Bewertungsverfahren angewendet, bei dem der wirtschaftliche Erfolg und die Abhängigkeit von der Nutzungsdauer der Mehrinvestition in eine KWK-Anlage gegenüber einer reinen Wärmeversorgung und externem Strombe-

zug beurteilt werden. Die jährliche Vollnutzungsdauer der Anlagen wird dabei exogen vorgegeben.

In der vorliegenden Studie werden ausschließlich KWK-Anlagen mit alternativen Erzeugungstechnologien aus Sicht des Anlagenbetreibers verglichen. Dabei bleiben Effekte betreffend Wärmeverteilung (Investitionen für Fernwärmenetze, Netzverluste) ebenso unberücksichtigt wie nachfrageseitige Effekte. Die gewählten Alternativszenarien für alle KWK-Anlagen beschränken sich auf die Produktion der gleichen Wärmemenge mit Alternativtechnologien.

Es wird folgendes Bilanzierungsverfahren verwendet:

(A) Kosten der getrennten Erzeugung von Wärme und Elektrizität (auf Jahresbasis)

- Investition Alternativtechnologie zur Wärmeerzeugung (zum Investitionszeitpunkt)
- + Wartungs- und Instandhaltungskosten
- + Personalkosten
- + Versicherungen
- + Kosten für Primärenergieträger
- + Kosten für Elektrizitätsbezug aus dem öffentlichen Netz
- + Kosten für CO₂-Zertifikate
- = Gesamtkosten der getrennten Erzeugung (Zeitreihe über die Nutzungsdauer)

Diese Gesamtkosten der getrennten Erzeugung gehen als Opportunitätserlöse in die Berechnung des Einnahmen-/Ausgabensaldos der Mehrinvestition der KWK-Anlage ein.

(B) Gesamtkosten der KWK-Anlage (auf Jahresbasis)

- Investition KWK-Anlage (zum Investitionszeitpunkt)
- + Wartungs- und Instandhaltungskosten
- + Personalkosten
- + Versicherungen
- + Kosten für Primärenergieträger
- + Kosten für CO₂-Zertifikate (jährlich)
- realisierbarer Restwert der KWK-Anlage (im letzten Jahr der Nutzungsdauer)
- Investitionsförderung (zum Investitionszeitpunkt)
- Erlöse aus Elektrizitätslieferungen in das öffentliche Netz
- = Gesamtkosten der kombinierten Erzeugung (Zeitreihe über die Nutzungsdauer)
- Opportunitätserlöse (Gesamtkosten der getrennten Erzeugung aus(A))
- = **Einnahmen-/Ausgabensaldo der Mehrinvestition** (Zeitreihe über die Nutzungsdauer)

Auf der Basis dieses Saldos wird der interne Zinssatz der Zusatzinvestition (IRR) errechnet. Als Zielwert für Wirtschaftlichkeit (IRR) wird aufgrund der unterschiedlichen geltenden Rahmenbedingungen für die öffentlichen Anlagen ein IRR von 10% und für die industriellen Anlagen ein IRR von 15% angenommen. Wie in Kapitel 4.2.1 erwähnt ist Energieaufbringung für Energieversorger die zentrale Unternehmensaufgabe, während sie in industriellen Betrieben nicht zur Kernkompetenz gehört, sondern nur eine Produktionsvorleistung darstellt. Auf Grund von unterschiedlichen Rahmenbedingungen sind in der Industrie höhere interne Zinssätze üblich als bei öffentlichen Versorgern. Daher werden unterschiedliche Ziel-IRR bei Energieversorgungsprojekten für öffentliche und nicht-öffentliche Anlagen angenommen.

Alle Kostenberechnungen erfolgen in nominellen Werten.

4.2.5 Einflussfaktoren auf die Rentabilität und die CO₂-Reduktionskosten

Bewertet werden im Folgenden die Wirtschaftlichkeit und die CO₂-Emissionsreduktionskosten der ausgewählten KWK-Anlagen (zwei öffentliche KWK-Anlagen, zwei industrielle Anlagen, eine Kleinanlage) im Vergleich zur jeweiligen Alternativlösung.

Die Rentabilität, ausgedrückt als interner Zinssatz einer KWK-Anlage, hängt von der Entwicklung des Erdgaspreises, des Elektrizitätsbezugspreises, dem Elektrizitätseinspeisetarif (für Anlagen die Elektrizität in das öffentliche Netz einspeisen), der Zuteilung von CO₂-Zertifikaten im Allokationsplan, dem Preis von CO₂-Zertifikaten und gegebenenfalls vom Ausmaß der Investitionsförderung für KWK-Anlagen ab.

Das erzielbare CO₂-Emissions-Einsparungspotential durch KWK-Anlagen hängt vom CO₂-Emissions-Referenzwert (to CO₂/MWh) ab, der für die externe Elektrizitätsproduktion angenommen wird. Je höher der CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätsproduktion ist, desto höher sind die CO₂-Einsparungspotentiale für KWK-Anlagen. Für die Berechnung des CO₂-Emissionsreferenzwertes für Elektrizitätsproduktion gibt es unterschiedliche Ansätze. Das in dieser Studie entwickelte Bewertungsschema verwendet in Anlehnung an Studien der e-control in der Ausgangssituation einen CO₂-Emissions-Referenzwert für die Stromproduktion von 0,5 to CO₂/MWh. Dieser Ausgangswert wird innerhalb eines definierten Intervalls variiert.

Die Annahme eines CO₂-Emissions-Referenzwert für die Stromproduktion von 0,5 to CO₂/MWh repräsentiert aus Sicht der Autoren eine konservative Schätzung, da zusätzliche Elektrizitätsproduktion aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen keinesfalls Produktion aus „Must-Run-Units“ (z.B. Wasserkraft, Kernenergie) ersetzt, sondern aus gas- und kohlebefeuelten Anlagen mit niedrigen Gesamtnutzungsgraden. Der CO₂-Emissions-Referenzwert für Stromproduktion von 0,5 to CO₂/MWh liegt im untersten Bereich der CO₂-Emissionswerte möglicher Grenzkraftwerke (Gasbefeuelte: 0,4 to CO₂/MWh, kohlebefeuelte: 1,1 to CO₂/MWh). Des Weiteren werden Er-

gebnisse für den CO₂-Emissions-Referenzwert von 0,637 to CO₂/MWh (Österreichischer Mix der thermischen Kraftwerke⁷⁷) dargestellt.

In den Berechnungen wird auch jener CO₂-Emissionsfaktor für die Stromproduktion dargestellt („Mindest-CO₂-Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion“), ab dem die jeweilige KWK-Anlage CO₂-Einsparungen im Vergleich zum Alternativszenario realisiert. Das Vorliegen von CO₂-Emissions-Reduktionen spielt insbesondere für den Anspruch auf Umweltförderung im Inland laut UFG für Betreiber von KWK-Anlagen eine große Rolle.

Da der Brennstoff für alle Beispielanlagen Erdgas ist, ist der CO₂-Emissionsfaktor in Tonnen pro MWh für KWK-Anlagen konstant (0,2 to CO₂/MWh). Im Alternativszenario, in dem vom Verbraucher nur Wärme (ebenfalls mit dem Brennstoff Erdgas) selbst produziert wird, Strom aber zugekauft wird, ändern sich die Emissionen, je nachdem welcher CO₂-Emissions-Referenzwert für die externe Stromproduktion angenommen wird.

Je höher der CO₂-Emissionsreferenzwert für die Stromproduktion ist, desto höher die CO₂-Einsparungspotentiale der KWK-Anlage und desto mehr CO₂ kann pro Euro Förderung für KWK-Anlagen reduziert werden.

Die spezifischen Emissionsreduktionskosten errechnen sich wie folgt:

$$\text{Spezifische Emissionsreduktionskosten} = \frac{\text{Investitionsförderung}}{\text{Kumulierte Emissionsreduktionen}}$$

Als Förderungsinstrument unterstellen wir für das Bewertungsverfahren einen Investitionszuschuss für die KWK-Anlage zum Investitionszeitpunkt. In der Analyse werden die spezifischen Emissionsreduktionskosten der verschiedenen Anlagen verglichen, die einen IRR (internen Zinssatz) von 10% für öffentliche KWK-Anlagen und 15% für nicht-öffentliche KWK-Anlagen bei voller Nutzungsdauer ergeben. Emissionsreduktionskosten, definiert aus Quotient von Investitionsförderung und kumulierten Emissionsreduktionen, können somit nur ermittelt werden, wenn Förderungsbeiträge vorliegen. Die spezifischen Emissionsreduktionskosten steigen also mit steigender Förderung und sinken mit steigenden CO₂-Emissionsreduktionen.

4.2.6 Grundannahmen im Bewertungsmodell

Die Dateninputs für die Beispielanlagen wurden in Diskussionen im Rahmen der KWK-Workshops zu dieser Studie und Einzelgesprächen mit Anlagenbetreibern ermittelt.

Eine Liste der Inputdaten, die für jede Anlage benötigt wurden, ist im Anhang zu finden.

⁷⁷ E.V.A. (2003)

Für die Bewertung wurden einerseits Ausgangswerte für die relevanten Variablen und andererseits Intervalle, innerhalb welcher die Werte variiert werden, festgelegt (siehe Übersicht 20).

Übersicht 20: Ausgangswerte und Veränderungsintervalle der Variablen

Variable	Ausgangswert	Veränderungsintervall
Alle Anlagen		
Steigerungsrate Brennstoffpreis	2% p.a.	0%-4%
Investitionsförderung	0% der Investitionssumme	0%-30%
Anteil der Gratis- Allokation von CO ₂ -Zertifikaten	95% der CO ₂ -Emissionen	0%-100%
CO ₂ -Zertifikatspreis	€10/to CO ₂	€5-€20/to CO ₂
CO ₂ -Referenzwert für Elektrizitätsproduktion	0,5 to CO ₂ /MWh	0,2 to – 1 to/MWh
Öffentliche KWK		
Elektrizitäts-Einspeisetarif	€36/MWh	€30-€40/MWh
Industrielle KWK		
Elektrizitäts-Bezugspreis	€45/MWh	€40-€50/MWh
Kleinst-KWK (Mikrogasturbine)		
Elektrizitäts-Bezugspreis	€125/MWh	€100-€150/MWh

Als Ausgangswert wurde eine mittlere Steigerungsrate des Erdgaspreises von 2% p.a. angenommen. Dieser Wert wird zwischen 0% p.a. und 4% p.a. variiert.

Die Investitionsförderung im Ausgangspunkt beträgt null Prozent, da in einem ersten Schritt untersucht werden soll, ob für einen wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlage ein Förderbedarf besteht. Als Zielwert der Wirtschaftlichkeit wurde ein interner Zinssatz (IRR) von 10% (öffentliche KWK) bzw. 15% (nicht-öffentliche KWK) für die Mehrinvestition angenommen. Der Förderbetrag, um den Ziel-IRR zu erreichen, geht dann in die Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionskosten ein. Die Förderung wird zwischen 0% und 30% der Investitionssumme variiert. Eine Förderung von 30% der Investitionskosten ist derzeit der maximale Fördersatz im Rahmen der Umweltförderung im Inland des BMLFUW.

Auf Grund der unterschiedlichen Betriebszeiten (jährliche Voll-Laststunden) werden für öffentliche KWK-Anlagen 20 Jahre und für nicht-öffentliche KWK-Anlagen 15 Jahre Nutzungsdauer angenommen.

Der Anteil der Gratis-Allokation von CO₂-Zertifikaten wird im Ausgangswert mit 95% der verursachten Emissionen der Anlage angesetzt. In der Untersuchung werden dann die Auswirkungen einer Reduktion der Zertifikatszuteilung untersucht.

Der Ausgangspreis für CO₂-Zertifikate wird mit €10/to CO₂ angenommen und variiert zwischen €5 und €20/to CO₂.

Der Ausgangs-CO₂-Referenzwert für die Stromproduktion wird wie oben erwähnt mit 0,5 to CO₂/MWh angenommen. Das Veränderungsintervall beinhaltet die Werte zwischen 0,2 to CO₂/MWh und 1 to CO₂/MWh. In der Berechnung wird für jede Anlage der CO₂-Referenzwert für die Stromproduktion von 0,637 to CO₂/MWh dargestellt. Dieser Wert entspricht dem österreichischen Mix der thermischen Kraftwerke⁷⁸.

Der Ausgangswert des Elektrizitäts-Einspeisetarifs (Energiepreis) von €36/MWh wurde basierend auf Diskussionen mit österreichischen Energieversorgern im Rahmen der beiden KWK-Workshops ermittelt. Der Wert des Einspeisetarifs schwankt zwischen 30 und 40 Euro je MWh.

Das gleiche gilt für die Ausgangswerte der Elektrizitäts-Bezugspreise für Industrie und Kleinverbrauch. Diese Preise beinhalten Energiepreise, Systemnutzung und Abgaben.

Die Ausgangswerte für den Erdgaspreis für die verschiedenen Anlagen sind in Übersicht 21 aufgelistet. Der Erdgaspreis weist je nach Abnahmeverträgen eine beträchtliche Varianz auf. Für die große öffentliche KWK-Anlage wird davon ausgegangen, dass sie von einem Energieversorger betrieben wird, der "sein eigener Gaskunde" ist und dadurch den niedrigsten Preis zu bezahlen hat.

Übersicht 21: Ausgangswerte für den Erdgaspreis

Anlage	Ausgangswert Erdgaspreis
Öffentliche KWK groß	€15,5/MWh
Öffentliche KWK klein	€30/MWh
Industrielle KWK	€18/MWh
Kleinst-KWK (Mikrogasturbine)	€45/MWh

Im Zuge der Bewertung stellte sich heraus, dass die Wirtschaftlichkeit des Projektes "Öffentliche KWK klein" bei dem angenommenen Ausgangswert für den Erdgaspreis von €30/MWh nicht gegeben ist. Es wurde daher auch in diesem Beispiel der industrielle Erdgaspreis von €18/MWh als Ausgangswert angenommen.

Der Anteil der Netzeinspeisung von Elektrizität ist in der Ausgangssituation 100% für die öffentlichen und 0% für die restlichen Anlagen, da davon ausgegangen wird, dass die industriellen KWK-Anlagen und die Kleinst-KWK genau den Strombedarf des Betriebs bzw. des Haushalts abdecken und deshalb keine Netzeinspeisung von Elektrizität stattfindet. Die Berechnungen in den folgenden Abschnitten schließen auch den Fall einer teilweisen Elektrizitätsnetzeinspeisung der nicht-öffentlichen Anlagen ein, d.h. der eigene Strombedarf liegt in diesem Fall unter dem Stromoutput der KWK-Anlage und ein Teil der im KWK-Prozess produzierten Elektrizität wird ins Netz eingespeist.

⁷⁸ E.V.A. (2003)

Dargestellt wird im Folgenden die Sensitivität des internen Zinssatzes auf Veränderungen der folgenden Variablen:

- Einspeisetarif für Elektrizität
- Brennstoffpreise
- Investitionsförderung
- Allokationsmenge an CO₂-Zertifikaten
- CO₂-Zertifikatskosten
- Spezifische CO₂-Reduktionsförderung

Sowie die Veränderung der möglichen CO₂-Reduktion in Abhängigkeit vom CO₂ Emissionsreferenzwert für die Elektrizitätserzeugung.

4.3 Analyse von fünf Referenzanlagen

Für die Bewertung der Rentabilität mit dem oben beschriebenen Verfahren wurden fünf KWK-Anlagen den jeweiligen Alternativprojekten gegenüber gestellt. Die fünf Anlagen sind:

- Groß-KWK-Anlage mit einer Leistung von 100 MW_{el} und 85 MW_{th} (ohne Kosten für Netzausbau), die den Strom in das öffentliche Netz einspeist.
- Klein-KWK-Anlage mit einer Leistung von 250 kW_{el} und 380 kW_{th}, die den Strom in das öffentliche Netz einspeist.
- Industrielle KWK-Anlage mit einer Leistung von 54 MW_{el} und 61 MW_{th} (Industrielle KWK groß).
- Industrielle KWK-Anlage mit einer Leistung von 7,3 MW_{el} und 18,2 MW_{th} (Industrielle KWK mittel).
- KWK-Anlage auf Basis einer Mikrogasturbine mit einer Leistung von 60 kW_{el} und 120 kW_{th}.

4.4 Ergebnisse der Anlagenbewertung

Für die Klein-KWK-Anlage zur öffentlichen Versorgung und für die KWK-Anlage auf Basis einer Mikrogasturbine gibt es keine Verpflichtung zum Erwerb von CO₂-Emissions-Zertifikaten, da sie als Einzelanlagen gelten und damit unter der 20 MW Grenze laut Emissionszertifikategesetz bleiben. Daher fallen für diese Anlagen keine CO₂-Emissions-Kosten an und sie erhalten auch keine Gratis-Zertifikatszuteilung.

Im Zuge der Berechnungen wird immer nur eine Variable variiert. Die restlichen Variablen nehmen die in Übersicht 20 angegebenen Ausgangswerte an.

Der interne Zinssatz, der als Indikator für die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage dient, wird für die Mehrinvestition der KWK-Anlage gegenüber dem Alternativszenario der Wärmeerzeugung und des Elektrizitätszukaufs berechnet.

Die gewählten Alternativszenarien für alle KWK-Anlagen beschränken sich auf die Produktion der gleichen Wärmemenge mit Alternativtechnologien und berücksichtigen nicht nachfrage-seitige Effekte.

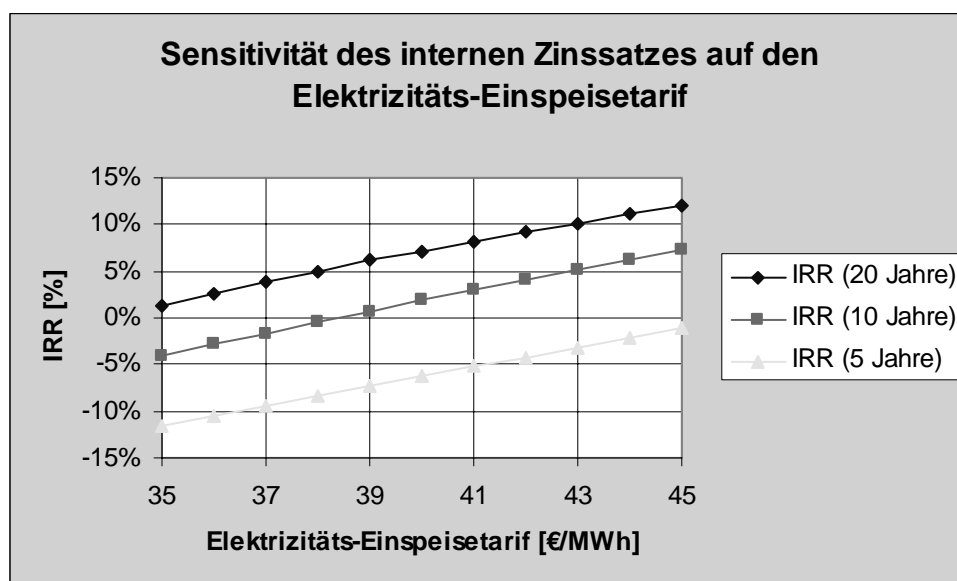
4.4.1 Öffentliche KWK-Anlage groß

Da es sich hier um eine Anlage eines öffentlichen Versorgers handelt, wird als Ziel für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ein IRR von 10% und eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen.

Diese Anlage zur öffentlichen Fernwärmeversorgung hat eine Leistung von 100 MWel und 85 MWth bei 5.000 Voll-Laststunden. Die Investitionskosten sind die höchsten aller Beispielanlagen.

Da die beiden öffentlichen KWK-Anlagen die erzeugte Elektrizität zu 100% in das öffentliche Netz einspeisen ist der Stromeinspeisetarif eine relevante Größe für die Rentabilität der Anlage.

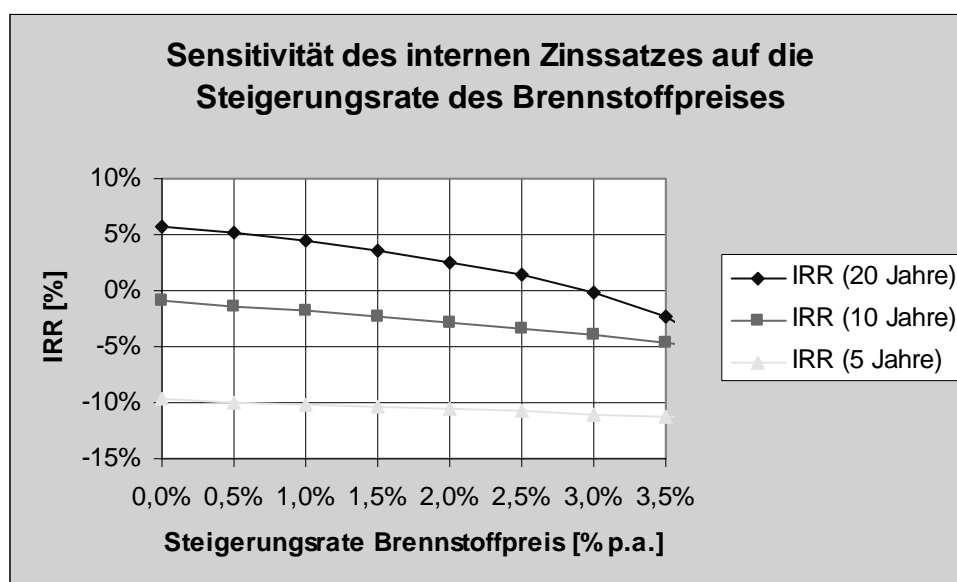
Abbildung 16: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf den Strom-Einspeisetarif, Öffentliche KWK-Anlage groß



Bei einem Ausgangswert für den Einspeisetarif für Elektrizität von €36/MWh und den Ausgangswerten für die anderen Variablen ist der interne Zinssatz der Mehrinvestition für die volle Nutzungsdauer 2,59%, für die Nutzungsdauer von zehn Jahren -2,85% und für die Nutzungsdauer von fünf Jahren -10,56%.

Innerhalb des vorgegebenen Intervalls der Entwicklung des Einspeisetarifs erreicht diese Anlage den Zielwert der Rentabilität eines internen Zinssatzes von 10% bei einem Einspeisetarif von €42,9/MWh.

Abbildung 17: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Öffentliche KWK-Anlage groß

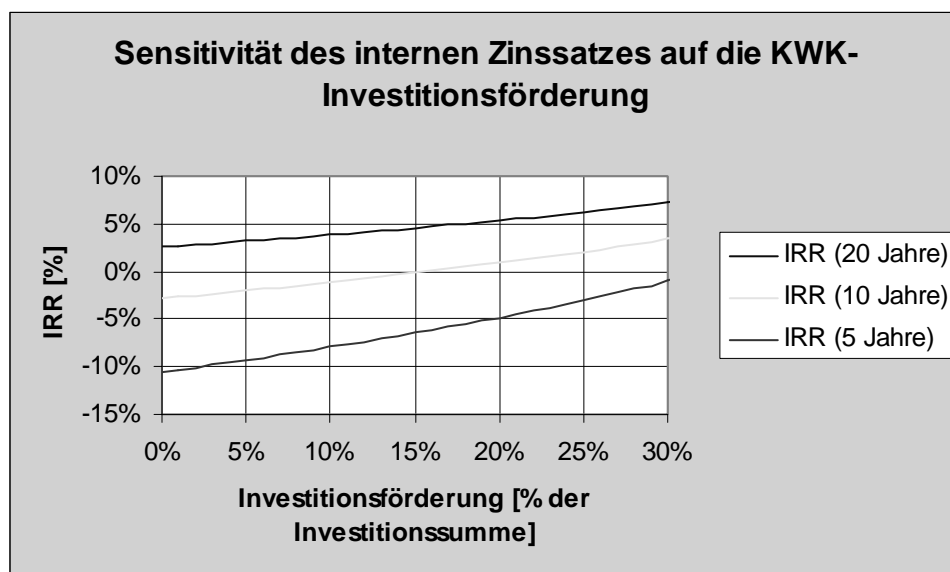


Steigende Erdgaspreise wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen aus. Das ergibt sich aus der Tatsache, dass Änderungen im Gaspreis die KWK-Anlage stärker betreffen als das Alternativszenario. Die KWK-Anlage produziert Elektrizität und Wärme mit dem Brennstoff Erdgas, während im Alternativszenario nur Wärme mit Erdgas produziert wird und der Strombedarf durch Zukauf gedeckt wird. In der Berechnung wird davon ausgegangen, dass sich Strom- und Gaspreise nicht im gleichen Verhältnis ändern, da Elektrizität mit einem Mix aus Primärenergieträgern erzeugt wird.

Bei einer Steigerungsrate des Erdgaspreises von 3% p.a. wird der interne Zinssatz für die gesamte Nutzungsdauer negativ.

Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen von steigenden Erdgaspreisen und sinkenden Stromeinspeisetarifen negativ beeinflusst wird.

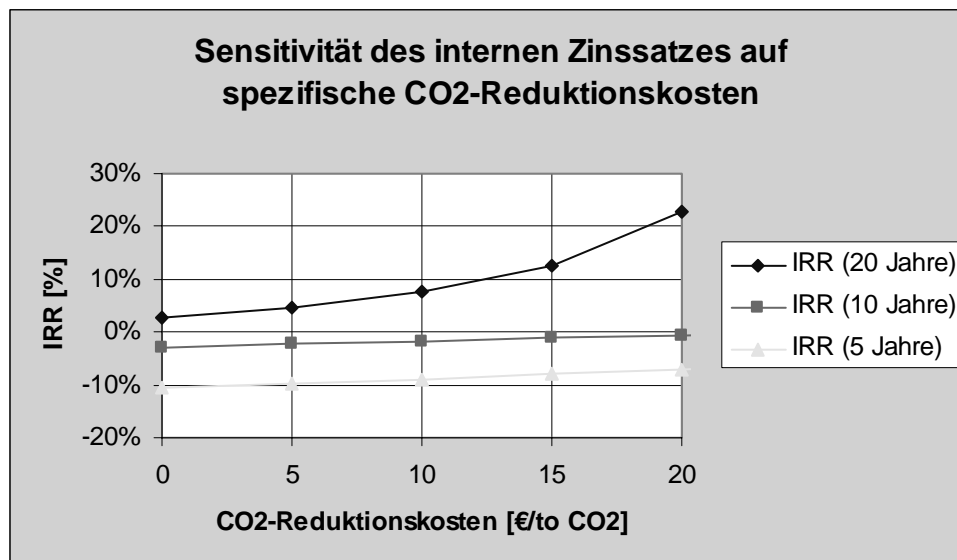
Abbildung 18: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Öffentliche KWK-Anlage groß



Investitionsförderungen erhöhen durch die Reduktion der im Vergleich zu Alternativanlagen hohen Anfangsinvestitionen die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen. Eine Förderung von 30% der Investitionskosten (derzeit der maximale Fördersatz im Rahmen der Umweltförderung im Inland des BMLFUW) bedeutet für diese Anlage einen internen Zinssatz von 7,23% für die gesamte Nutzungsdauer.

Die folgende Abbildung verdeutlicht den Zusammenhang zwischen dem internen Zinssatz und den spezifischen CO₂-Reduktionskosten der KWK-Anlage.

Abbildung 19: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO₂-Reduktionskosten, Öffentliche KWK-Anlage groß



Um für die Gesamtnutzungsdauer der KWK-Anlage einen internen Zinssatz von 10% zu erreichen, wäre eine Förderung von 41% der Investitionssumme notwendig. Bezogen auf die bei diesem internen Zinssatz reduzierten CO₂-Emissionen entspricht das CO₂-Reduktionskosten von €12,8/to CO₂. Legt man der Sensitivitätsanalyse einen CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO₂/MWh zugrunde, verringern sich die CO₂-Reduktionskosten auf €8,4/to CO₂.

Abbildung 20 zeigt die Sensitivität der Wirtschaftlichkeit des Projektes auf die Zuteilung von Emissionszertifikaten durch den nationalen Allokationsplan. Eine Gratiszertifikatzuteilung für 100% der CO₂ Emissionen der Anlage ergibt einen internen Zinssatz von 2,82%, eine Verringerung der Gratiszuteilung reduziert den IRR. Der IRR erreicht einen Wert von -2,38%, wenn keine Gratisallokation stattfindet. Ein Bonus für KWK-Anlagen bei der Allokation der CO₂-Zertifikate würde trägt somit zu einer Steigerung der Rentabilität derartiger Großanlagen beitragen.

Für die in diesem Beispiel gewählte Anlage reicht Gratiszuteilung an CO₂-Zertifikaten für die gesamten Emissionen nicht aus um einen IRR-Zielwert von 10% zu erreichen.

Abbildung 20: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine Gratiszuteilung von CO₂-Zertifikaten, Öffentliche KWK-Anlage groß

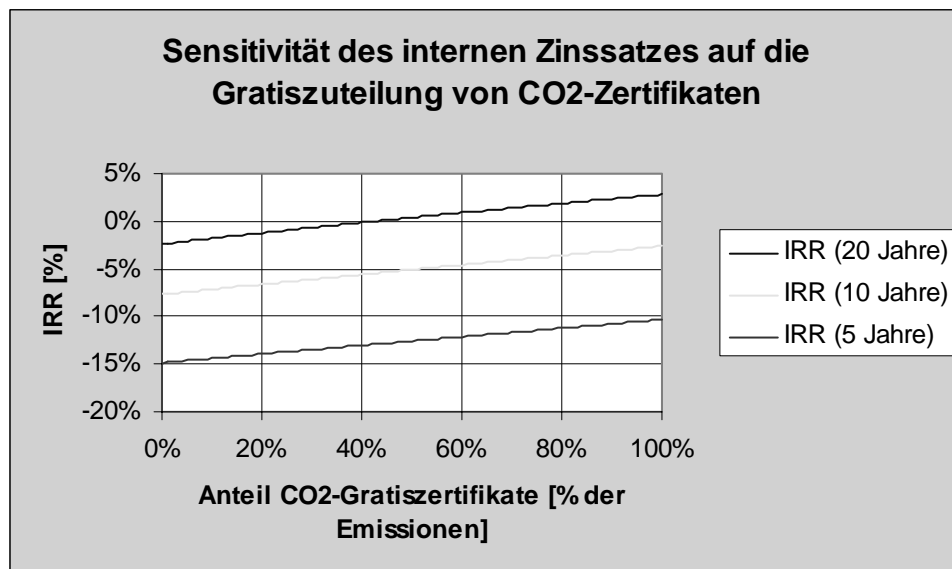
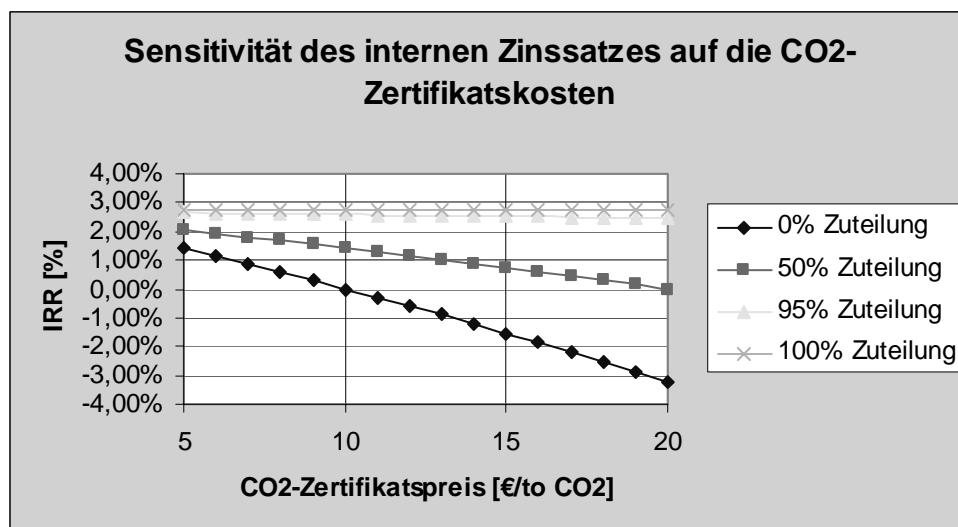


Abbildung 21: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die CO₂-Zertifikatskosten, Öffentliche KWK-Anlage groß

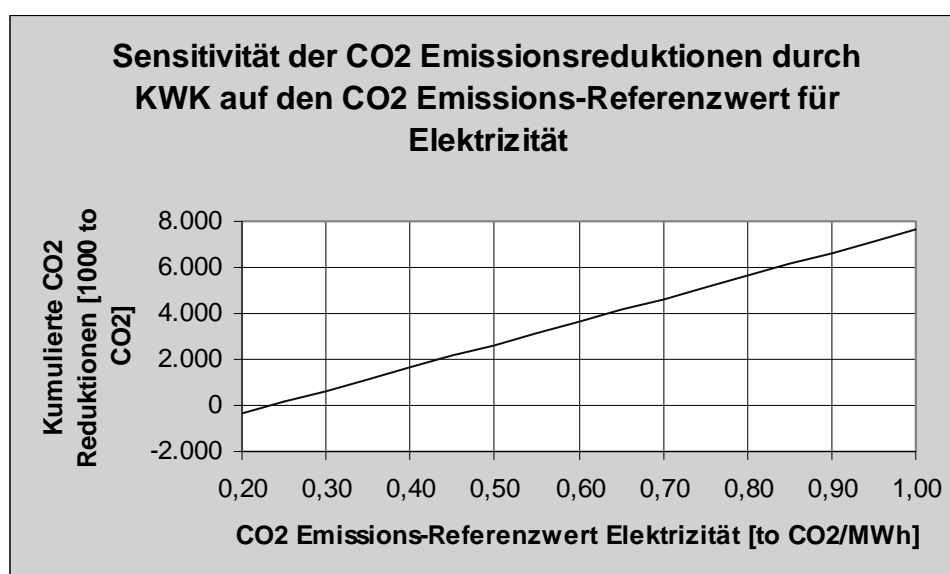


In Abbildung 21 ist der interne Zinssatz der Anlage für die volle Nutzungsdauer von 20 Jahren für unterschiedliche CO₂-Zertifikatszuteilungen und CO₂-Zertifikatspreise dargestellt. Änderun-

gen in den CO₂-Zertifikatspreisen haben bei geringer CO₂-Zertifikatszuteilung signifikante Auswirkungen auf den internen Zinssatz.

Abbildung 22 zeigt, in welchem Ausmaß die potentiellen, durch den Einsatz einer KWK-Anlage zu erreichenden, Emissionsreduktionen durch die Vorgabe des CO₂-Emissionsreferenzwerts für die Elektrizitätserzeugung (to CO₂/MWh) beeinflusst werden.

Abbildung 22: CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO₂/MWh], Öffentliche KWK-Anlage groß



Diese Abbildung zeigt, dass die Anlage ab einem CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätsproduktion von 0,23 to CO₂/MWh Emissions-Einsparungen bewirkt. Höhere Referenzwerte erhöhen das CO₂-Einsparungspotential der Anlage. Bei dem in dieser Bewertung verwendeten Ausgangswert von 0,5 to CO₂/MWh werden 131.801 to CO₂ p.a. reduziert, bei einem Wert von 0,637 to CO₂/MWh (Österreichischer Mix der thermischen Kraftwerke) 200.301 to CO₂ p.a.

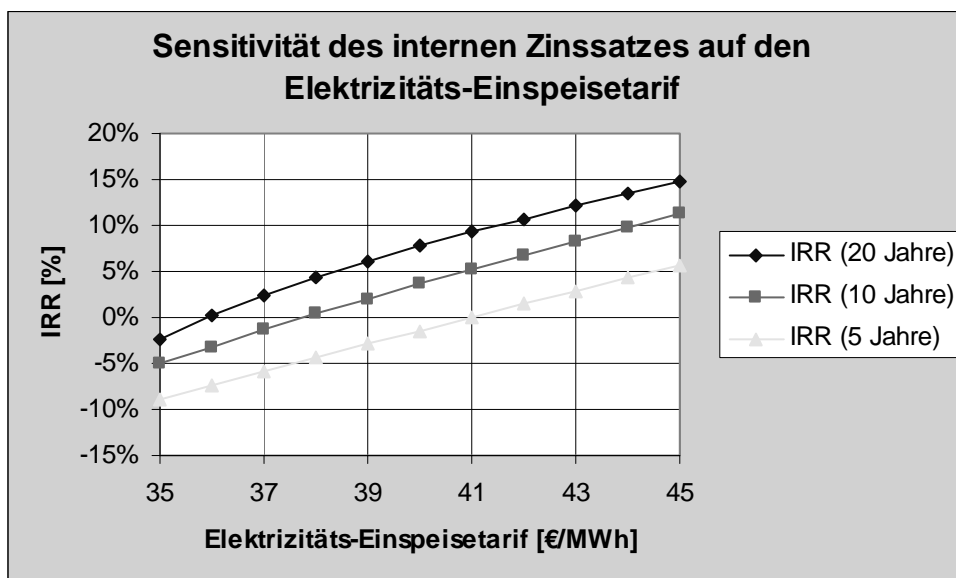
4.4.2 Öffentliche KWK-Anlage klein

Da diese Anlage von einem öffentlichen Versorger betrieben wird, wird als Ziel für die Wirtschaftlichkeit ein IRR von 10% und eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen.

Diese Referenzanlage ist eine Klein-KWK-Anlage, die Elektrizität ins öffentliche Netz einspeist und eine Leistung von 250 kWel und 380 kWth hat, bei 5.000 Voll-Laststunden p.a.

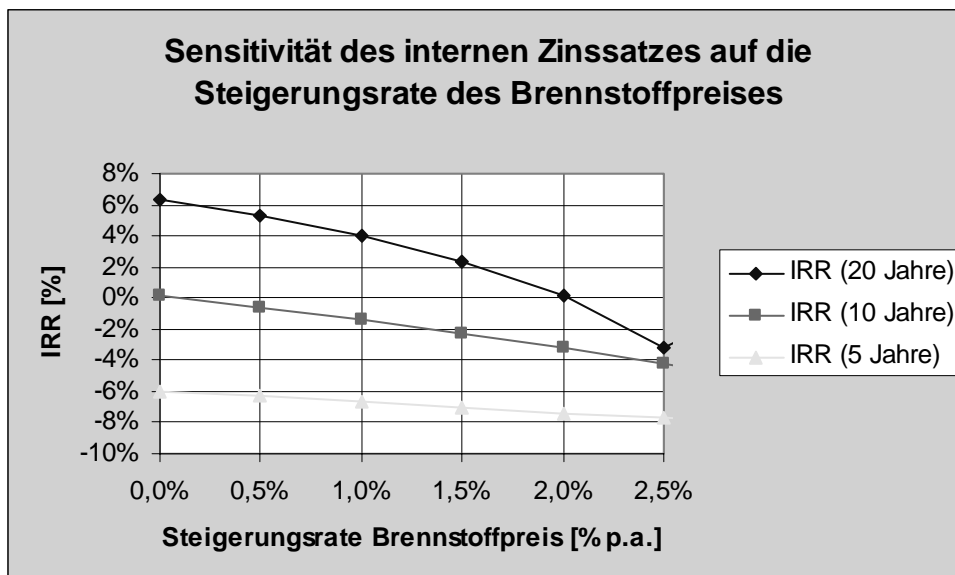
Im Zuge der Bewertung stellte sich heraus, dass eine wirtschaftliche Darstellung des Projektes bei dem angenommenen Ausgangswert für den Erdgaspreis von €30/MWh nicht darstellbar ist. Es wurde daher auch in diesem Beispiel der industrielle Erdgaspreis von €18/MWh als Ausgangswert angenommen.

Abbildung 23: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf den Elektrizitäts-Einspeisetarif, Öffentliche KWK-Anlage klein



Im Vergleich zu einer KWK-Großanlage, wie in Abschnitt 4.3.1 beschrieben, ist die Rentabilität der öffentlichen Klein-KWK-Anlage geringer. Geht man von den Ausgangswerten der Variablen (Gaspreis €18/MWh) aus, erreicht der interne Zinssatz (IRR) nur für die volle Nutzungsdauer einen knapp positiven Wert. Ein interner Zinssatz von 10% wird bei voller Nutzungsdauer (20 Jahre) bei einem Elektrizitäts-Einspeisetarif von €41,5/MWh erreicht.

Abbildung 24: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Öffentliche KWK-Anlage klein



Ab einer Erdgaspreissteigerung von 2% p.a. ist der interne Zinssatz für die volle Nutzungsdauer negativ. Bei Nutzungsdauern von zehn bzw. fünf Jahren ist der IRR bei jeder Erdgaspreissteigerung negativ. Der negative Einfluss steigender Gaspreise auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist wie im ersten Beispiel klar ersichtlich.

Abbildung 25: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Öffentliche KWK-Anlage klein

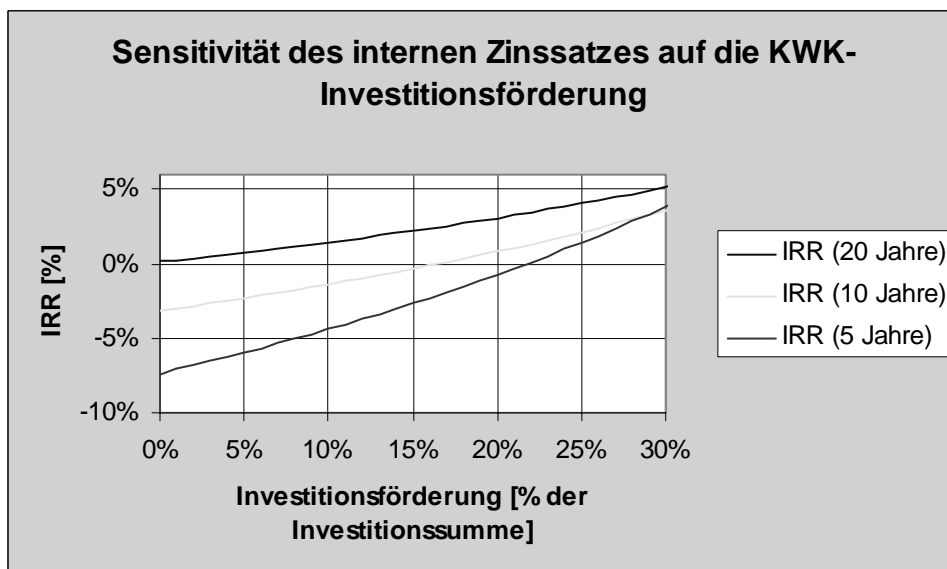
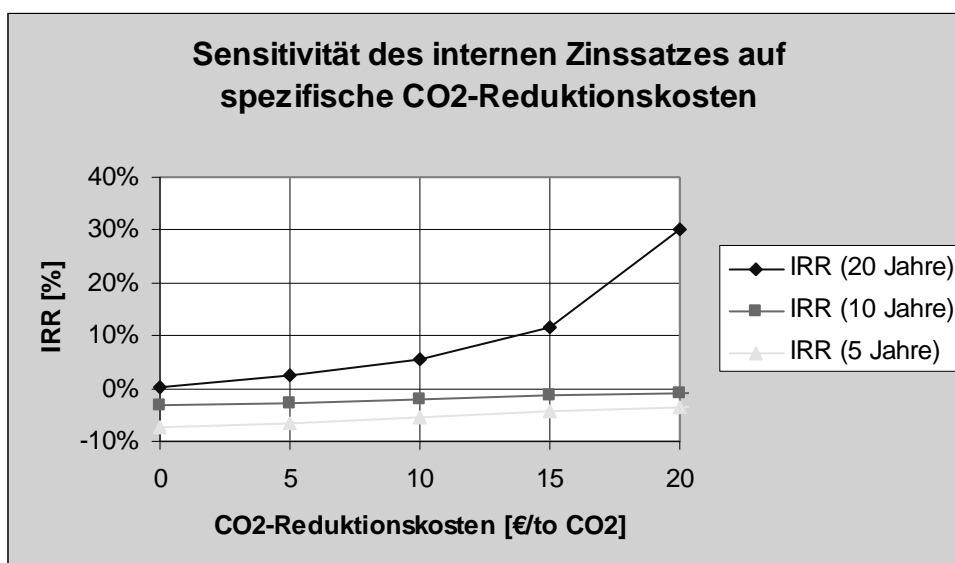


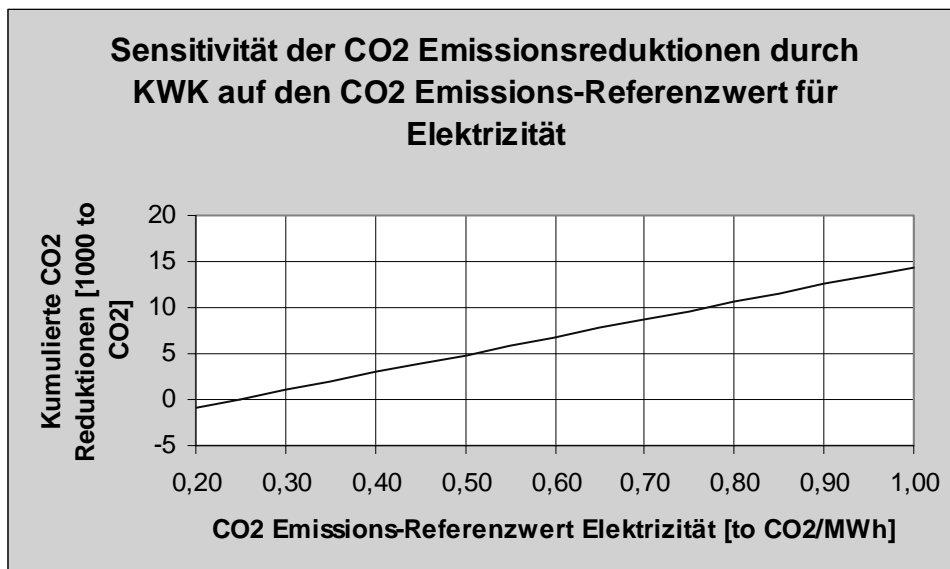
Abbildung 25 zeigt, dass bei dieser KWK-Anlage eine Investitionsförderung von 30% der Investitionssumme zu einem IRR von 5,18% führt. Um den Ziel-IRR von 10% zu erreichen, wäre bei dieser Anlage eine Investitionsförderung von 44,9% der Investitionssumme notwendig.

Abbildung 26: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO₂-Reduktionsförderung, Öffentliche KWK-Anlage klein



Da die Rentabilität dieser Anlage niedriger ist, als die der großen KWK-Anlage, sind die spezifischen CO₂-Emissionsreduktionskosten zur Erreichung eines internen Zinssatzes von 10% entsprechend höher und liegen bei €14/to CO₂. Dazu ist wie in Abbildung 25 gezeigt eine Investitionsförderung von 44,9% der Investitionssumme nötig. Legt man der Sensitivitätsanalyse einen CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO₂/MWh zugrunde, verringern sich die CO₂-Reduktionskosten auf €9,1/to CO₂.

Abbildung 27: CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO₂/MWh],
Öffentliche KWK-Anlage klein



Damit die hier analysierte KWK-Anlage CO₂ Emissionsreduktionen realisieren kann, ist - ähnlich wie bei der Großanlage - ein CO₂-Emissions-Referenzwert der Elektrizitätserzeugung von 0,26 to CO₂/MWh nötig. Bei dem Ausgangswert von 0,5 to CO₂/MWh erreicht die Anlage CO₂-Emissionsreduktionen von 325 to CO₂ p.a., bei einem Wert von 0,637 to CO₂/MWh (Österreichischer Mix der thermischen Kraftwerke) 500 to CO₂ p.a.

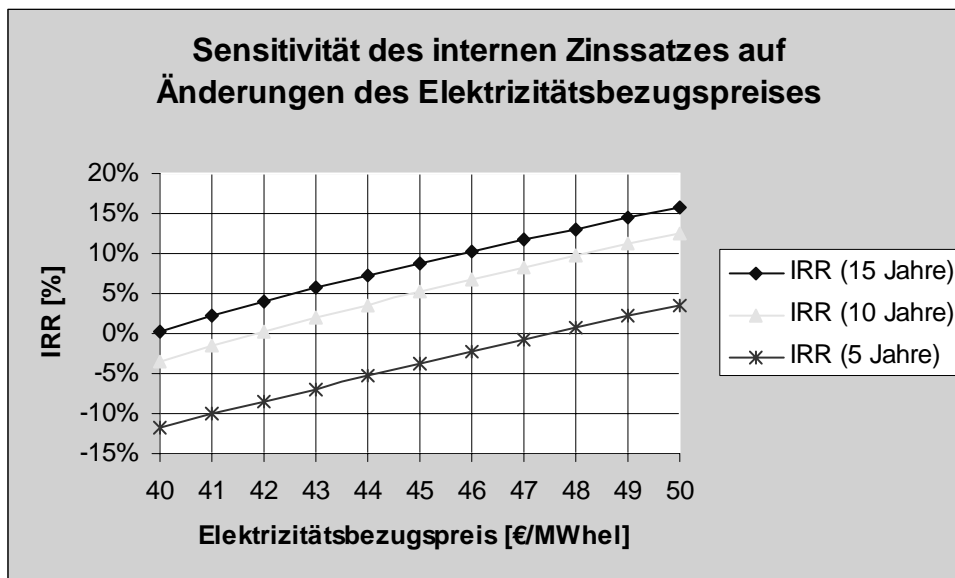
4.4.3 Industrielle KWK-Anlage groß

Für die industrielle KWK-Anlage groß wird als Ziel für die Wirtschaftlichkeit ein IRR von 15% und eine Nutzungsdauer von 15 Jahren angenommen.

Die Anlage groß verfügt über eine Leistung von 54 MWel und 61 MWth, bei 8.200 Voll-Laststunden p.a. Es ist die größere der beiden untersuchten industriellen Referenzanlagen.

In Abbildung 28 ist der Zusammenhang zwischen dem internen Zinssatz (IRR) dieses KWK-Projektes und Änderungen des Elektrizitätspreises (für den Bezug von elektrischem Strom aus dem öffentlichen Netz) dargestellt.

Abbildung 28: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf Änderungen des Elektrizitätspreises, Industrielle KWK-Anlage groß

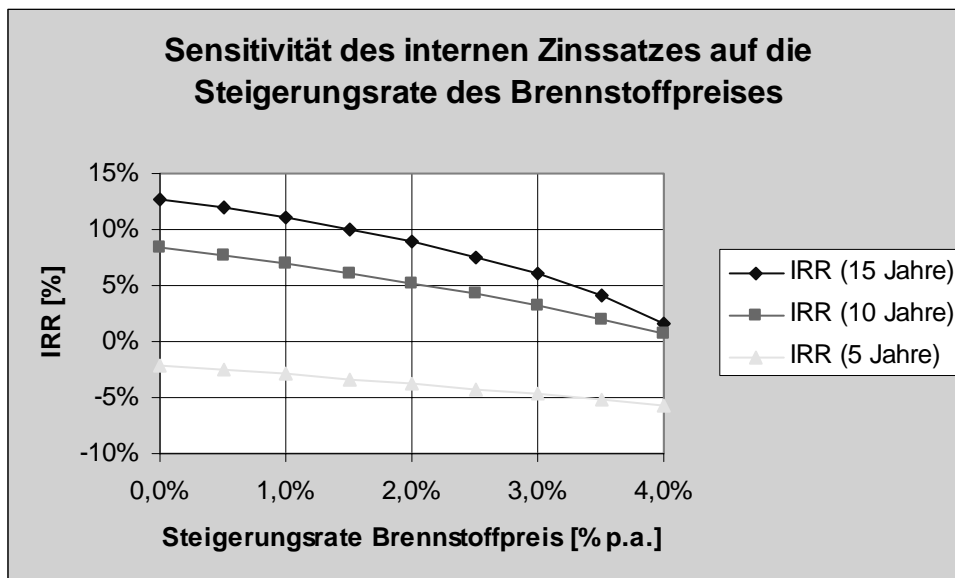


Bei einem Ausgangswert für den Elektrizitätsbezugspreis von €45/MWh und den Ausgangswerten der anderen Variablen beträgt der interne Zinssatz der Mehrinvestition für die volle Nutzungsdauer 8,87%, für die Nutzungsdauer von zehn Jahren 5,22% und für die Nutzungsdauer von fünf Jahren -3,79%.

Der interne Zinssatz der Anlage erhöht sich, wenn der Elektrizitätspreis steigt, also wenn der Zukauf von Elektrizität im Alternativprojekt verhältnismäßig teurer wird und die Attraktivität von Strom-Eigenproduktion damit zunimmt. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die im KWK-Prozess erzeugte Elektrizität zu 100% vom Industriebetrieb genutzt wird, d.h. keine Elektrizität in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die KWK-Anlage bringt bei voller Nutzungsdauer ab einem Strompreis von €49,5/MWh einen IRR von 15%. Bei kürzerer Nutzungsdauer liegt der entsprechende Strompreis über €50/MWh.

Auch das Niveau des Brennstoffpreises (Erdgaspreis) hat hier- wie bereits für die anderen Anlage gezeigt wurde - starke Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen.

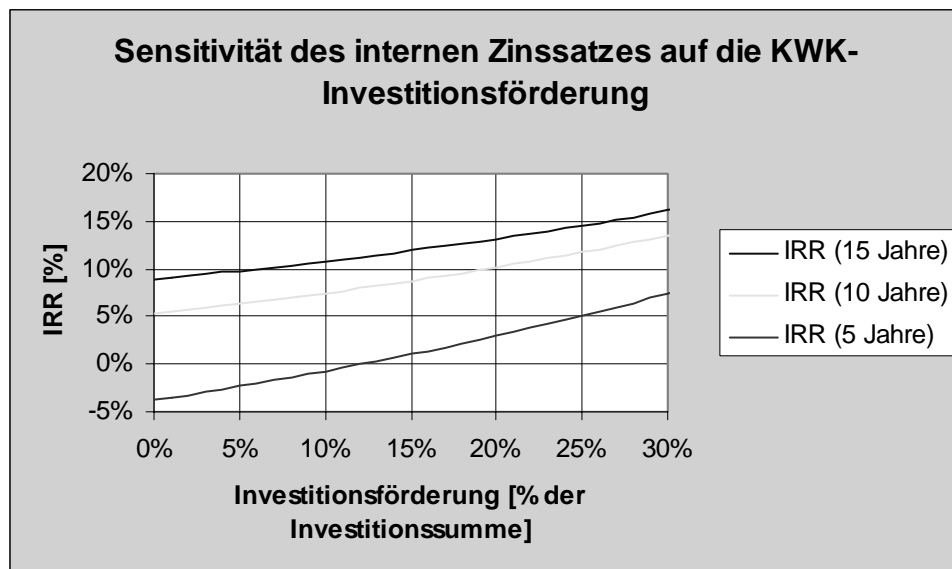
Abbildung 29: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) der KWK-Anlage auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Industrielle KWK-Anlage groß



Der interne Zinssatz für die Nutzungsdauer von fünf Jahren ist bei den Ausgangswerten der übrigen Variablen auch bei einer Steigerungsrates des Erdgaspreises von 0% p.a. negativ. Bei einer Nutzungsdauer von zehn Jahren und bei voller Nutzungsdauer bleibt der IRR bis zu einer jährlichen Steigerung des Erdgaspreises von 4% positiv. Trotzdem verringern steigende Gaspreise die Wirtschaftlichkeit der Anlage beträchtlich.

Abbildung 30 zeigt, wie sich der interne Zinssatz der Anlage bei einem Strompreis von €45/MWh und einer Steigerungsrates des Erdgaspreises von 2% p.a. (Ausgangswerte dieser Variablen) verändert, wenn die KWK-Anlage eine Investitionsförderung erhält.

Abbildung 30: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Industrielle KWK-Anlage groß



Eine Investitionsförderung erhöht den internen Zinssatz für alle drei Nutzungsdauern erheblich. Ab einer Investitionsförderung im Ausmaß von 26,5% der Investitionskosten steigt der IRR für die Gesamtnutzungsdauer auf über 15%, bei einer Investitionsförderung von 30% liegt der IRR bei 16,13%.

Abbildung 31: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO₂-Reduktionsförderung, Industrielle KWK-Anlage groß

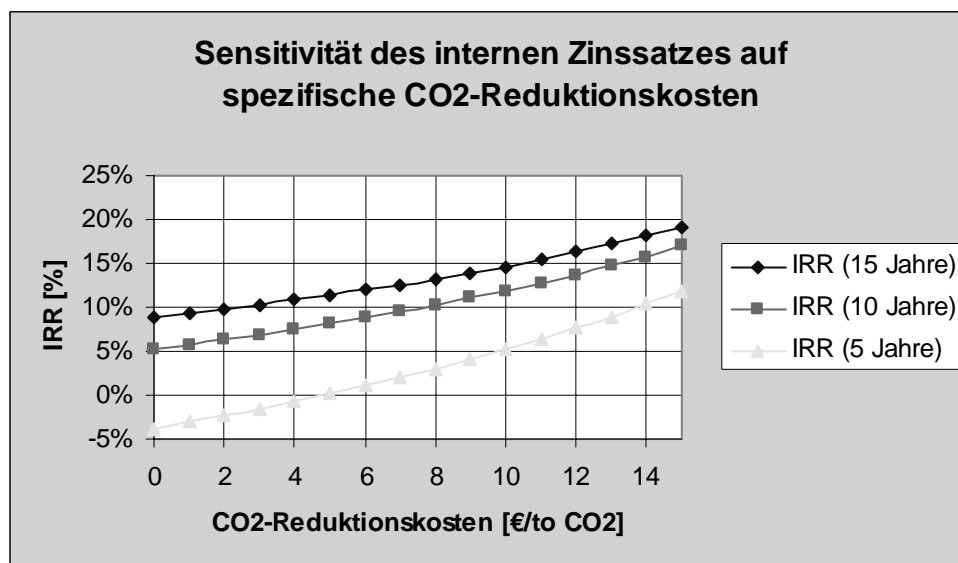
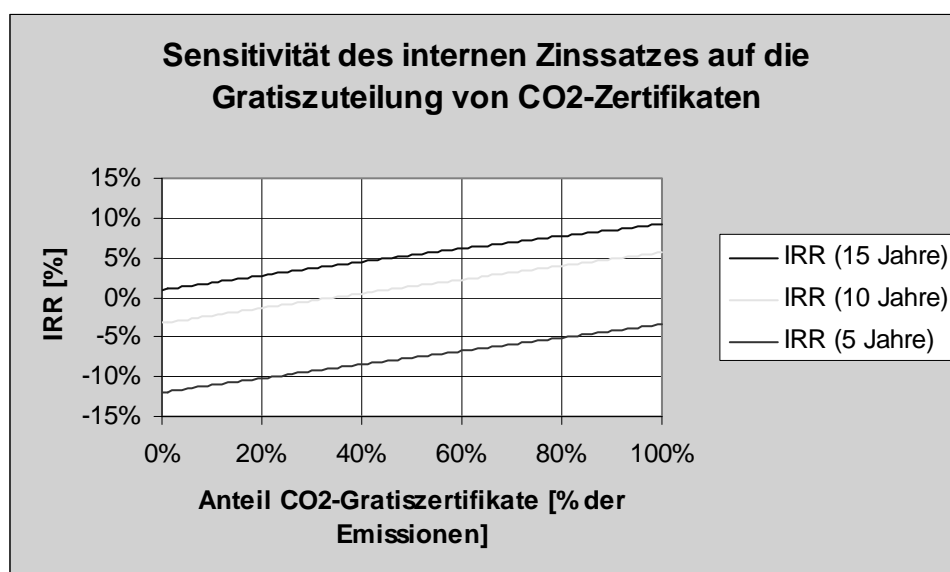


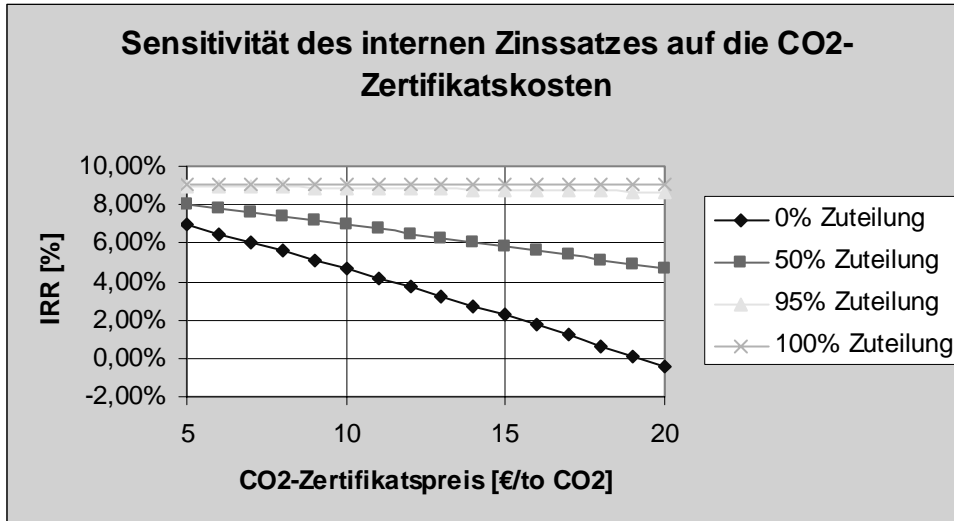
Abbildung 31 zeigt, dass die aus Abbildung 30 ersichtliche benötigte Investitionsförderung, um einen internen Zinssatz von 15% zu erreichen, spezifische Emissionsreduktionskosten von €10,5/to CO₂ bei der vollen Nutzungsdauer der Anlage ergibt. Legt man der Sensitivitätsanalyse einen CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO₂/MWh zugrunde, verringern sich die CO₂-Reduktionskosten auf €6,0/to CO₂.

Abbildung 32: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine Gratiszuteilung von CO₂-Zertifikaten, Industrielle KWK-Anlage groß



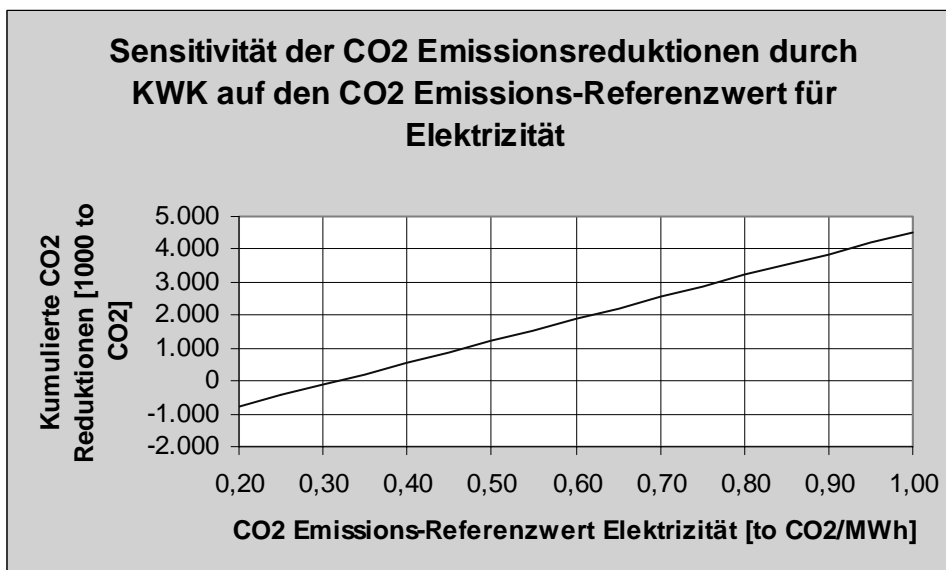
Eine Reduzierung der Gratiszuteilung an CO₂-Zertifikaten vom Ausgangswert 95% schränkt die Wirtschaftlichkeit der Anlage stark ein. Der interne Zinssatz ist zwar auch bei einer Zuteilung von 0% für die volle Nutzungsdauer positiv, erreicht aber auch bei 100%iger Zuteilung nicht den Zielwert von 15%. Der interne Zinssatz für die Nutzungsdauer von fünf Jahren ist auch bei 100%iger Zuteilung negativ.

Abbildung 33: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die CO₂-Zertifikatskosten, Industrielle KWK-Anlage groß



Die Wirtschaftlichkeit der großen industriellen KWK-Anlage wird von den CO₂-Zertifikatskosten bei geringer Gratiszuteilung von CO₂-Zertifikaten beeinflusst. So sinkt der interne Zinssatz bei einer Gratiszuteilung an CO₂-Zertifikaten von 50% von 8,03% bei einem CO₂-Zertifikatspreis von €5/to CO₂ auf 4,67% bei einem CO₂-Zertifikatspreis von €20/to CO₂.

Abbildung 34: CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO₂/MWh], Industrielle KWK-Anlage groß



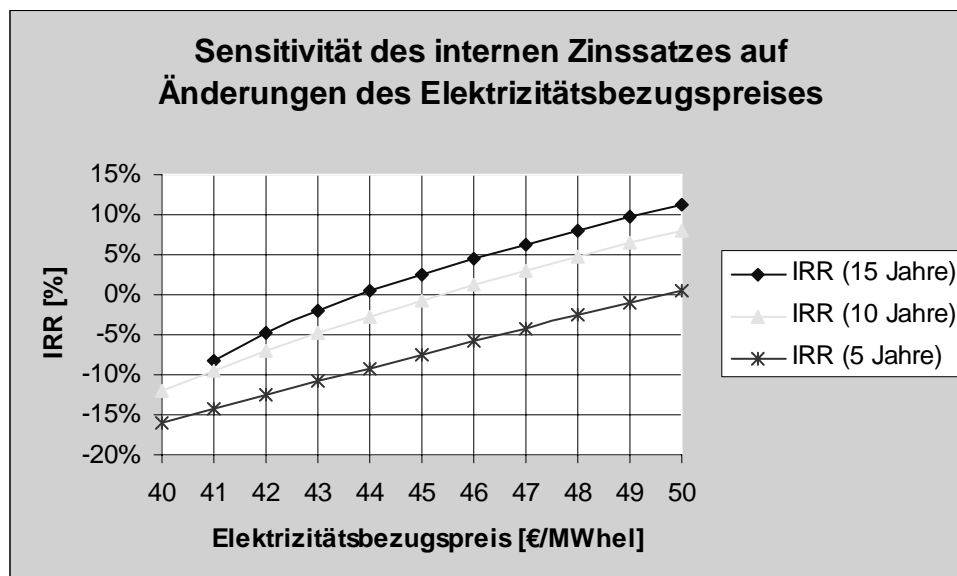
Um CO₂-Reduktionen realisieren zu können, muss beim Vergleich dieser Anlage mit der getrennten Erzeugung von Elektrizität und Wärme der Wert von 0,32 to CO₂/MWh als Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung angesetzt werden. Bei dem Ausgangswert von 0,5 to CO₂/MWh realisiert die Anlage bei voller Nutzungsdauer 81.089 to CO₂-Emissions-Reduktionen p.a., bei einem Wert von 0,637 to CO₂/MWh (Österreichischer Mix der thermischen Kraftwerke) 141.752 to CO₂-Emissions-Reduktionen p.a.

4.4.4 Industrielle KWK-Anlage mittel

Wie für die industrielle KWK-Anlage groß wird für die industrielle KWK-Anlage mittel als Ziel für die Wirtschaftlichkeit ein IRR von 15% und eine Nutzungsdauer von 15 Jahren angenommen Die industrielle KWK-Anlage mittel hat eine Leistung von 7,3 MWel und 18,2 MWth, bei 8.500 Voll-Laststunden. Es ist die kleinere der beiden industriellen Beispielanlagen.

Die Ergebnisse der Bewertung der Wirtschaftlichkeit gleichen den Ergebnissen der größeren industriellen Anlage.

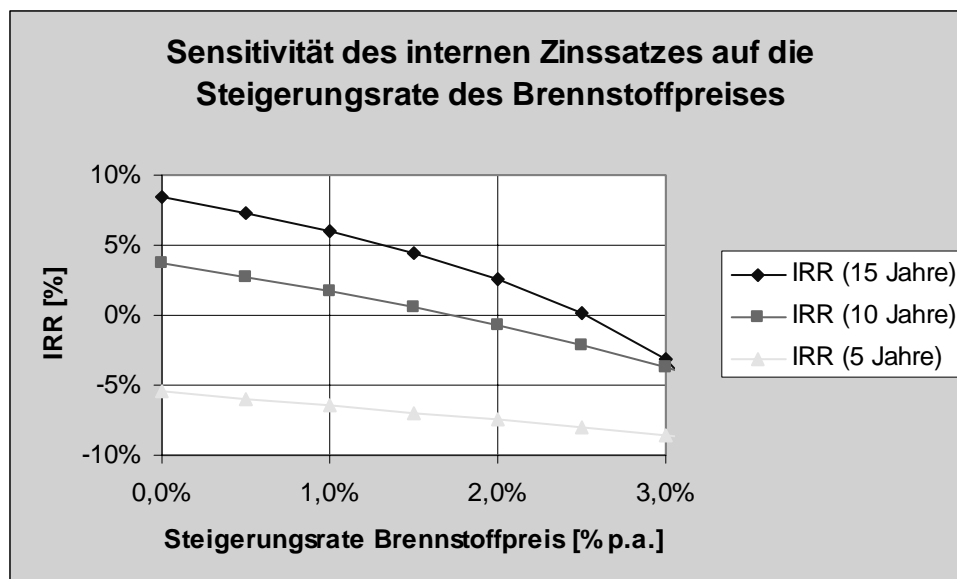
Abbildung 35: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) der KWK-Anlage auf Änderungen des Elektrizitätspreises, Industrielle KWK-Anlage mittel



Für die Ausgangswerte der Bewertung liegt der interne Zinssatz der Mehrinvestition bei 2,57% für die volle Nutzungsdauer, bei -0,72% und bei -7,48% für die Nutzungsdauern von zehn bzw. fünf Jahren.

Die Kurvenverläufe sind ähnlich wie im Beispiel der großen industriellen KWK-Anlage. Die Mindestpreise für den Elektrizitätsbezug, um einen internen Zinssatz von 15% zu erreichen, sind jedoch höher, und liegen über €50/MWh für alle Nutzungsdauern.

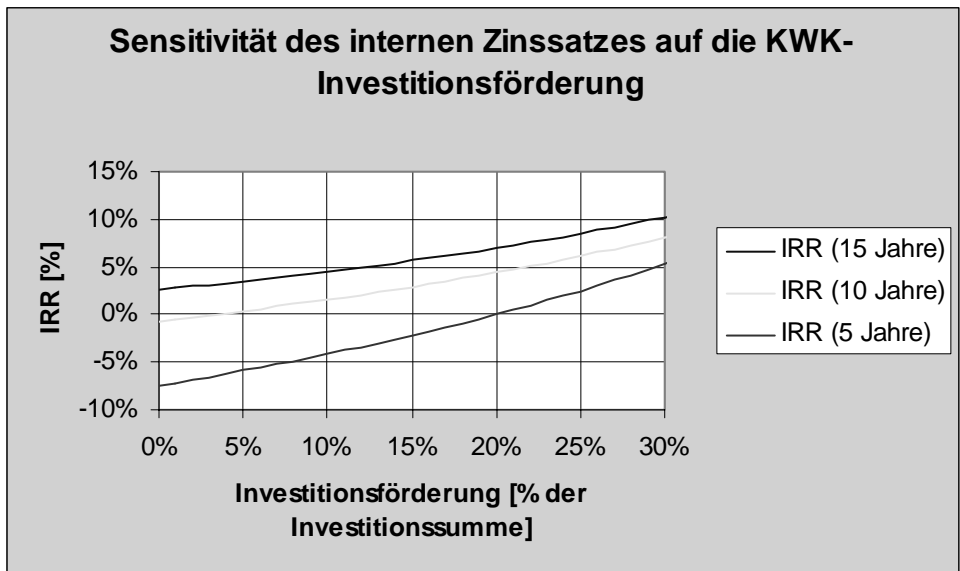
Abbildung 36: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Industrielle KWK-Anlage mittel



Der interne Zinssatz wird bei einer Nutzungsdauer der Anlage von fünf Jahren bei den angenommenen Ausgangswerten der übrigen Variablen auch bei einer Steigerungsrate des Erdgaspreises von 0% p.a. negativ. Bei einer Nutzungsdauer von zehn Jahren wird der IRR ab einer Steigerungsrate von 1,7% p.a. und bei voller Nutzungsdauer ab einer Steigerungsrate des Erdgaspreises von 2,5% p.a. negativ. Wie bei dem Beispiel der großen industriellen KWK gilt also, dass steigende Gaspreise die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen stark beeinträchtigen.

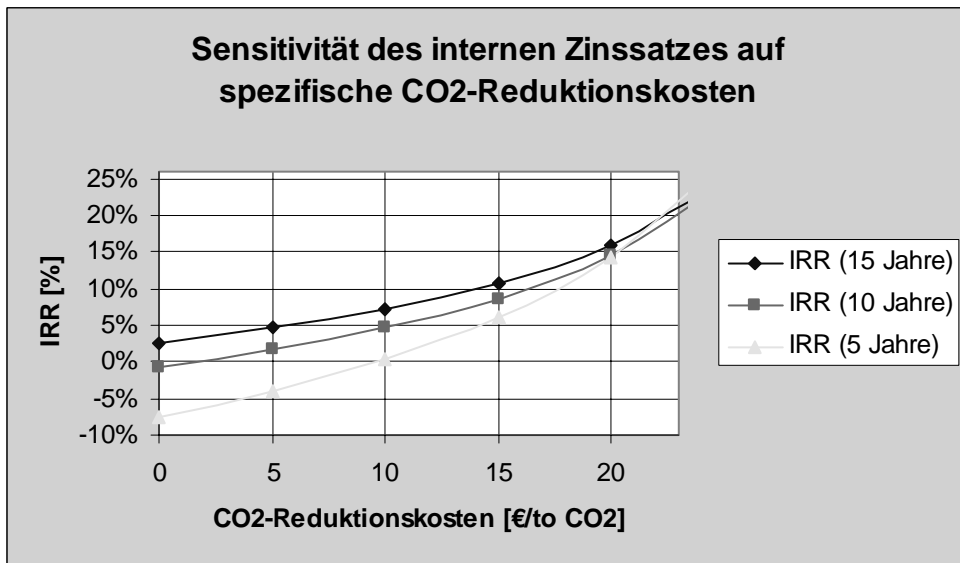
Hat die Anlage Anspruch auf eine Investitionsförderung, erhöht sich der interne Zinssatz wiederum, wie in Abbildung 37 dargestellt:

Abbildung 37: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Industrielle KWK-Anlage mittel



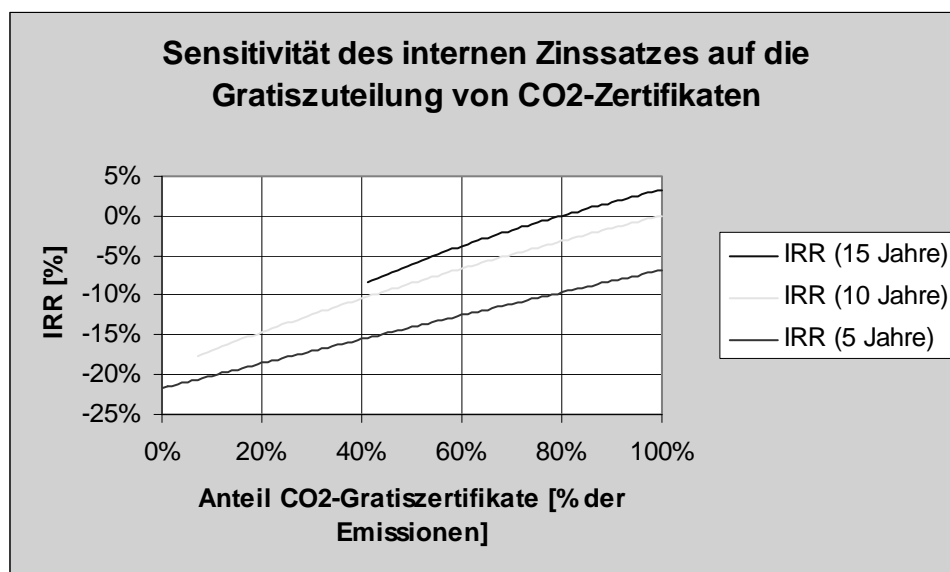
Wie bei der industriellen Anlage groß wird bei den Ausgangswerten der Variablen ein positiver IRR erreicht. Für einen IRR von 15% wäre in diesem Fall eine Förderung von 40% der Investitionskosten (bei Gesamtnutzungsdauer) notwendig. Bei einer Investitionsförderung von 30% erreicht die Anlage einen IRR von 10,24%.

Abbildung 38: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO₂-Reduktionskosten, Industrielle KWK-Anlage mittel



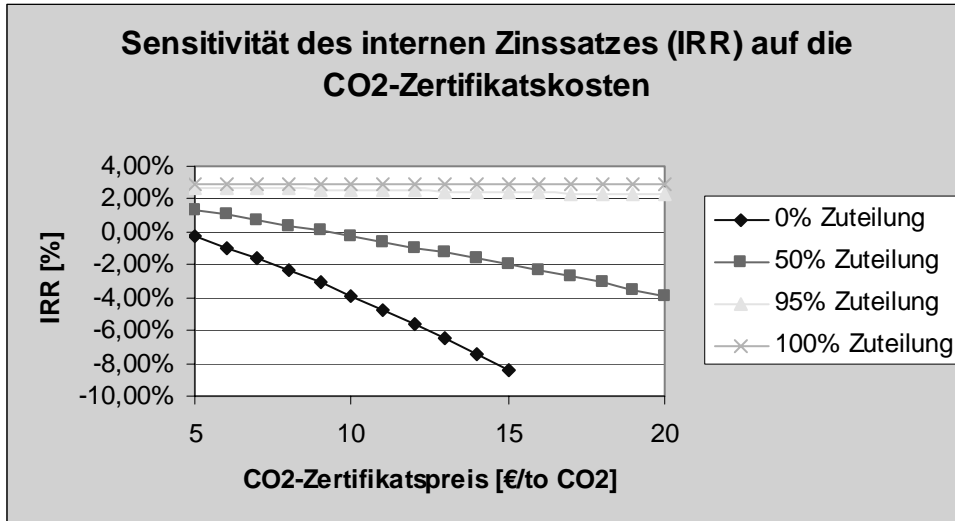
Die spezifische Förderung für CO₂-Reduktionen, die aus einer Investitionsförderung von 40% der Investitionssumme folgt, beträgt bei Gesamtnutzungsdauer €19,3/ to CO₂. Legt man der Sensitivitätsanalyse einen CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO₂/MWh zugrunde, verringern sich die CO₂-Reduktionskosten auf €10,6/to CO₂.

Abbildung 39: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine Gratiszuteilung von CO₂-Zertifikaten, Industrielle KWK-Anlage mittel



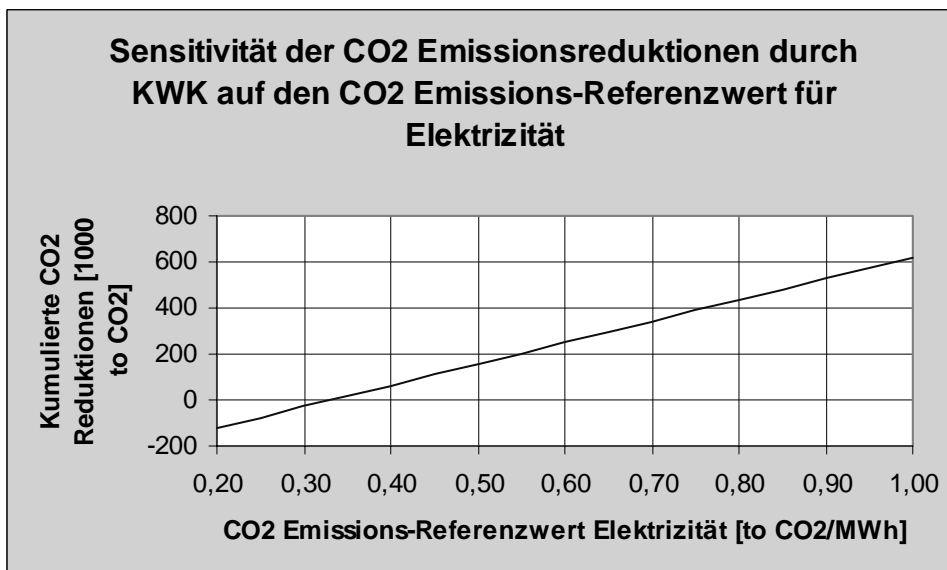
Der interne Zinssatz der Anlage ist bei voller Nutzungsdauer ab einer Zuteilung an Zertifikaten von 80% der CO₂-Emissionen positiv, bei einer Nutzungsdauer von zehn Jahren ab einer Zuteilung von 100% und bei einer Nutzungsdauer von fünf Jahren auch bei 100%iger Zuteilung negativ. Der Zielwert eines internen Zinssatzes von 15% wird allerdings auch bei 100%iger Zuteilung bei voller Nutzungsdauer nicht erreicht.

Abbildung 40: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die CO₂-Zertifikatskosten, Industrielle KWK-Anlage mittel



Die Wirtschaftlichkeit der mittleren industriellen KWK-Anlage wird von den CO₂-Zertifikatskosten bei geringer Gratiszuteilung von CO₂-Zertifikaten beeinflusst. So sinkt der interne Zinssatz bei einer Gratiszuteilung mit CO₂-Zertifikaten von 50% von 1,35% bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 5 €/to CO₂ auf -3,9% bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 20 €/to CO₂.

Abbildung 41: CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO₂/MWh], Industrielle KWK-Anlage mittel

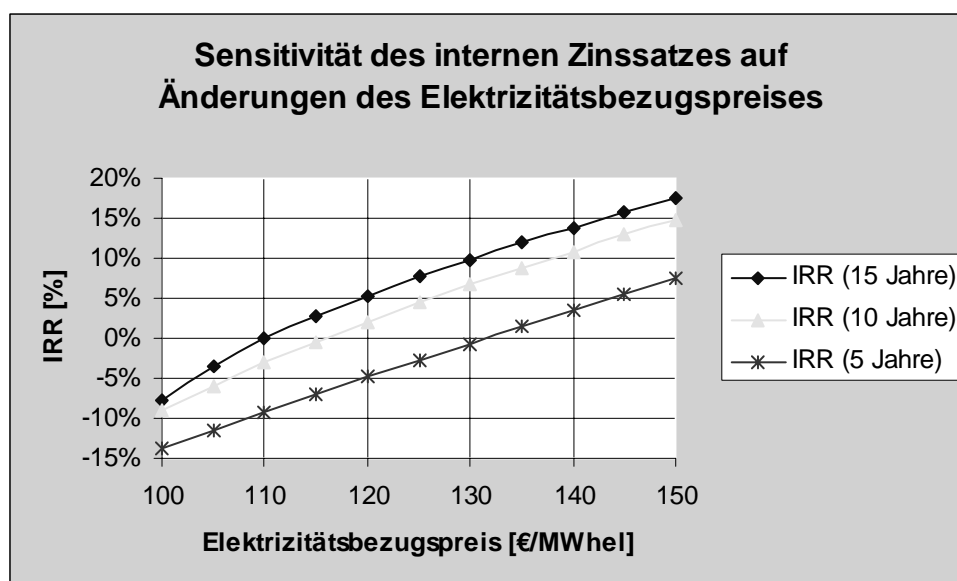


Der Referenzwert für die Emissionen aus der Elektrizitätserzeugung, ab dem die Bewertung CO₂-Emissionsreduktionen der KWK-Anlage ergibt, liegt in diesem Fall bei 0,33 to CO₂/MWh und somit noch über dem entsprechenden Referenzwert der großen industriellen KWK-Anlage. Bei dem Ausgangswert von 0,5 to CO₂/MWh werden p.a. 10.390 to CO₂-Emissionen reduziert, bei einem Wert von 0,637 to CO₂/MWh (Österreichischer Mix der thermischen Kraftwerke) werden p.a. 18.891 to CO₂-Emissionen reduziert.

4.4.5 Mikrogasturbine

Die im Folgenden bewertete Mikrogasturbine dient der Deckung des Eigenbedarfs an Elektrizität und Wärme eines Kleinverbrauchers. Auch für diese Anlage wird als Ziel für die Wirtschaftlichkeit ein IRR von 15% und eine Nutzungsdauer von 15 Jahren angenommen. Sie hat eine Leistung von 60 kWel und 120 kWth, bei 5.600 Voll-Laststunden p.a.

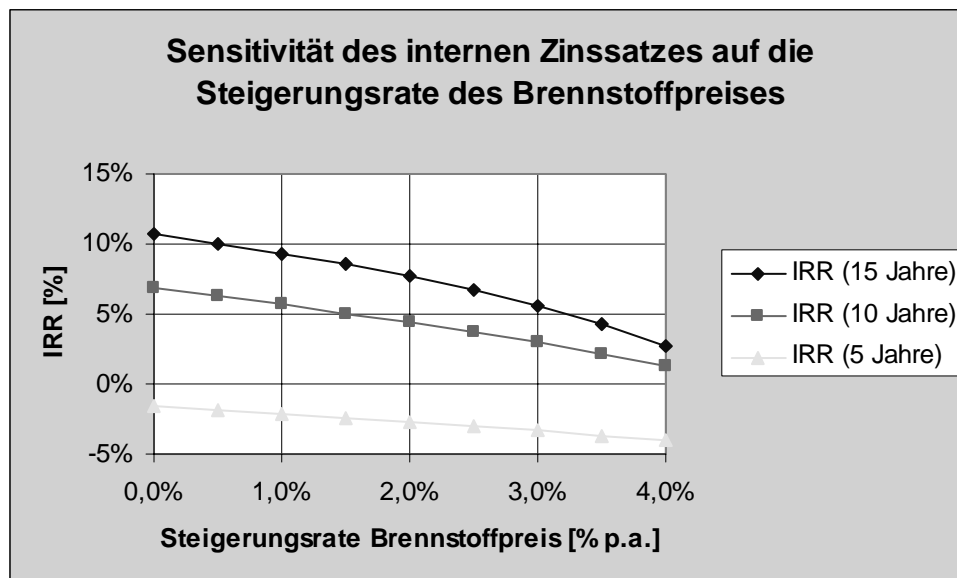
Abbildung 42: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf Änderungen des Elektrizitätspreises, Mikrogasturbine



Der IRR für die Ausgangswerte für die Variablen beträgt für die volle Nutzungsdauer 7,66%, für zehn Jahre Nutzungsdauer 4,39% und für fünf Jahre Nutzungsdauer -2,72%.

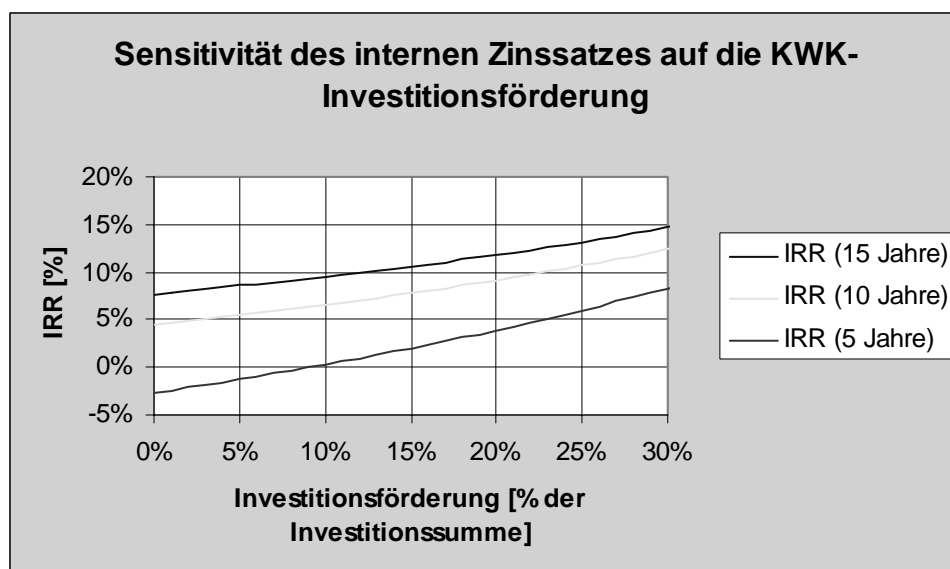
Ab einem Elektrizitätspreis (für den Bezug aus dem öffentlichen Netz) von €110/MWh erreicht diese Anlage einen positiven internen Zinssatz. Bei zehn Jahren Nutzungsdauer ist der Grenzwert €115 bzw. €131 bei einer Nutzungsdauer von fünf Jahren. Der Ausgangspreis von €125/MWh reicht also aus, damit die Anlage bei voller Nutzungsdauer und bei einer Nutzungsdauer von zehn Jahren einen positiven IRR erreicht. Der Ziel-IRR-Wert für die Wirtschaftlichkeit der Anlage von 15% wird ab einem Elektrizitätsbezugspreis von €143,1/MWh. erreicht.

Abbildung 43: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf die jährliche Veränderung des Erdgaspreises, Mikrogasturbine



Die Abhängigkeit des internen Zinssatzes von Steigerungen des Erdgaspreises ist weniger stark als bei den industriellen Anlagen. Bei dieser Anlage wird der IRR bei voller Nutzungsdauer erst ab einer Steigerungsrate des Erdgaspreises von über 4% p.a. negativ.

Abbildung 44: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf eine KWK-Investitionsförderung, Mikrogasturbine



Die Mikrogasturbine benötigt (bei Gesamtnutzungsdauer) eine Investitionsförderung von 31% der Investitionssumme, um einen IRR von 15% zu erreichen. Bei einer Investitionsförderung von 30% der Investitionssumme beträgt der IRR 14,65%.

Abbildung 45: Sensitivität des internen Zinssatzes (IRR) auf spezifische CO₂-Reduktionskosten, Mikrogasturbine

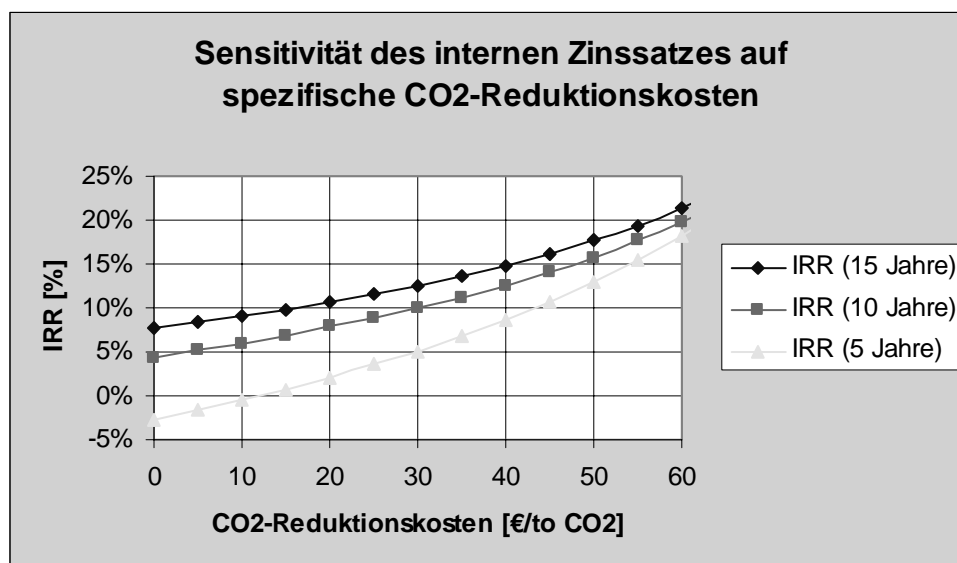
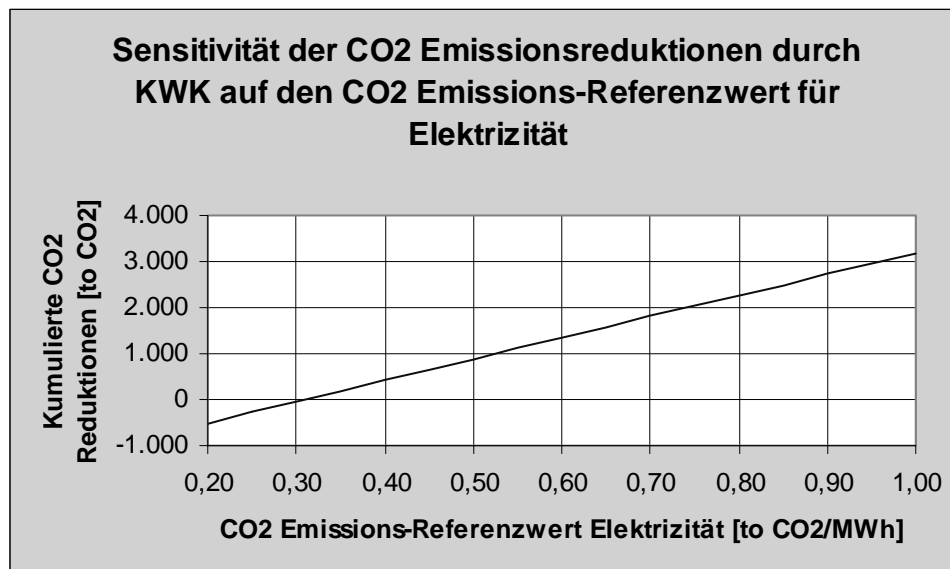


Abbildung 45 zeigt, dass wie bei den beiden vorherigen Beispielen die Anlage bereits bei den Ausgangswerten der Variablen einen positiven internen Zinssatz erreicht. Um einen IRR von 15% zu erreichen, was eine Investitionsförderung von 31% der Investitionssumme erfordert, entstehen CO₂-Reduktionskosten von €40,6/to CO₂. Legt man der Sensitivitätsanalyse einen CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO₂/MWh zugrunde, verringern sich die CO₂-Reduktionskosten auf €23,6/to CO₂.

Abbildung 46: CO₂-Emissions-Referenzwert für die Elektrizitätserzeugung [to CO₂/MWh], Mikrogasturbine



Der Referenzwert, der benötigt wird, um bei der Bewertung der CO₂-Emissionsreduktionen Einsparungen zu erzielen, liegt mit 0,31 to CO₂/MWh auf einem ähnlichen Niveau wie bei den beiden industriellen Beispielen.

4.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Abschließend werden die Ergebnisse der Berechnungen einander gegenüber gestellt und Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Beispielanlagen diskutiert.

Das Bewertungsverfahren geht bei allen Anlagenbeispielen von einem hohen Wert der Voll-Laststunden aus. Werden die Voll-Laststunden in KWK-Prozessen reduziert, verringert sich dadurch auch die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Die folgenden Übersichten vergleichen die Auswirkungen unterschiedlicher Emissionsfaktoren der Elektrizitätsproduktion auf die spezifischen CO₂-Emissionsreduktionskosten sowie die Mindest-Preise für Erdgas und Elektrizität (Bezug und Einspeisung).

Es ist zu beachten, dass die im Folgenden dargestellten Ergebnisse von den Grundannahmen des Bewertungsmodells sowie den Ausgangswerten der Variablen abhängig sind.

Für die öffentlichen Anlagen beträgt der Ziel-IRR 10%, für die nicht-öffentlichen 15%. Die Überlegungen dahinter sind, dass aufgrund von unterschiedlichen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 4.2.1) in der Industrie für gewöhnlich kürzere Amortisationszeiten (=hohe interne

Zinssätze) für Investitionsprojekte erwartet werden, wogegen bei öffentlichen Energieversorgern niedrigere erwartete interne Zinssätze üblich sind. Des Weiteren ist die Energieaufbringung für Energieversorger die zentrale Unternehmensaufgabe, während sie in industriellen Betrieben nicht zur Kernkompetenz gehört, sondern nur eine Produktionsvorleistung darstellt.

CO₂-Emissionseinsparungen und Investitionsförderungen

Übersicht 22: Anlagenvergleich große Wärmenetze (I)

Anlage	Mindest-CO ₂ -Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion ⁷⁹	Mindest-Investitionsförderung für IRR > 10%	Emissionsreduktionskosten bei IRR = 10% und Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von	
			0,5 to CO ₂ /MWh ⁽¹⁾	0,637 to CO ₂ /MWh ⁽²⁾
Öffentliche KWK groß	0,23 to CO ₂ /MWh	41,0%	€12,8/to CO ₂	€8,4/to CO ₂
Öffentliche KWK klein	0,26 to CO ₂ /MWh	44,9%	€14,0/to CO ₂	€9,1/to CO ₂

⁽¹⁾ Laut Annahmen der e-control sowie Ausgangswert in den Berechnungen der vorliegenden Studie.

⁽²⁾ Laut E.V.A. 2003, Österreichischer Mix fossiler Kraftwerke.

Die für den Vergleich der CO₂-Emissions-Reduktionskosten verwendeten Emissionsfaktoren für die Elektrizitätsproduktion sind, wie in Kapitel 4.2.5 erwähnt, Werte, die aus vorhandenen Studien übernommen wurden. Im Rahmen dieser Studie wurde keine Evaluierung der Emissionsfaktoren für die Elektrizitätsproduktion durchgeführt.

Übersicht 23: Anlagenvergleich kleine Wärmenetze(I)

Anlage	Mindest-CO ₂ -Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion	Mindest-Investitionsförderung für IRR > 15%	Emissionsreduktionskosten bei IRR = 15% und Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von	
			0,5 to CO ₂ /MWh	0,637 to CO ₂ /MWh
Industrielle KWK groß	0,32 to CO ₂ /MWh	26,5%	€10,5/to CO ₂	€6,0/to CO ₂
Industrielle KWK mittel	0,33 to CO ₂ /MWh	40,1%	€19,3/to CO ₂	€10,6/to CO ₂
Mikrogas-turbine	0,31 to CO ₂ /MWh	31,0%	€40,6/to CO ₂	€23,6/to CO ₂

⁷⁹ Um mit der KWK-Anlage CO₂-Emissions-Reduktionen gegenüber der getrennten Erzeugung von Elektrizität und Wärme zu realisieren. Siehe Kapitel 4.2.5 Einflussfaktoren auf die Rentabilität und die CO₂-Reduktionskosten

CO₂-Emissionseinsparungen

Da der Brennstoff für alle KWK-Beispielanlagen Erdgas ist, ist der CO₂-Emissionsfaktor für den Brennstoffinput für KWK-Anlagen konstant (0,2 to CO₂/MWh). Im Alternativszenario, in dem Wärme (auch mit dem Brennstoff Erdgas) selbst produziert wird, Strom aber zugekauft wird, ändern sich die Emissionen, je nachdem welcher CO₂-Emissions-Referenzwert für die externe Stromproduktion angenommen wird.

Die für CO₂-Emissionseinsparungen der KWK-Anlagen benötigten Emissions-Referenzwerte („Mindest-CO₂-Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion“) der Stromproduktion liegen für die öffentlichen Anlagen zwischen 0,23 to CO₂/MWh und 0,26 to CO₂/MWh und für die nicht-öffentlich zwischen 0,31 to CO₂/MWh und 0,33 to CO₂/MWh.

Zu beachten ist, dass die Kommunalkredit Public Consulting bei der Berechnung der Umweltförderung im Inland laut UFG generell einen Referenzwert von 0,3 to CO₂/MWh annimmt, der bei den drei nicht-öffentlichen Anlagen zu keinen Emissionsreduktionen führen würde.

Die CO₂-Emissionsreduktionen p.a. der KWK-Beispielanlagen sind in der folgenden Übersicht für die Emissionsfaktoren der Elektrizitätsproduktion von 0,5 to CO₂/MWh und 0,637 to CO₂/MWh dargestellt.

Übersicht 24: CO₂-Emissionsreduktionen p.a.

Projekt/Anlage	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion	
	0,5 to CO ₂ /MWh	0,637 to CO ₂ /MWh
Öffentliche KWK groß	131.801 to CO ₂ p.a.	200.301 to CO ₂ p.a
Öffentliche KWK klein	325 to CO ₂ p.a	500 to CO ₂ p.a
Industrielle KWK groß	81.089 to CO ₂ p.a	141.752 to CO ₂ p.a
Industrielle KWK mittel	10.390 to CO ₂ p.a	18.891 to CO ₂ p.a
Mikrogasturbine	59 to CO ₂ p.a	101 to CO ₂ p.a

Investitionsförderungen

Die benötigten Investitionsförderungen zur Erreichung eines IRR von 10% für die beiden öffentlichen Anlagen betragen 41% (große Anlage) und 44,9% (kleine Anlage).

Die für die Erreichung eines IRR von 15% nötige Investitionsförderung ist für die große industrielle Anlage mit 26,5% der Investitionssumme am geringsten. Die industrielle Anlage mittel benötigt 40,1% und die Mikrogasturbine 31% Förderung, um einen IRR von 15% zu realisieren.

Die Berechnungen zeigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von KWK-Anlagen beträchtlich von öffentlichen Förderungen abhängt.

Im Zuge des Vergleichs der Rahmenbedingungen zeigt sich, dass in keinem der untersuchten Länder KWK-Anlagen Anspruch auf Investitionsförderungen von über 30% der Investitionssumme haben.

Preise für Erdgas und Elektrizität

Für alle Beispielanlagen zeigen die Berechnungen, dass für die Rentabilität von KWK-Anlagen die Elektrizitätsbezugspreise, die Einspeisetarife für Elektrizität sowie die Entwicklung des Erdgaspreises eine entscheidende Rolle spielen.

Elektrizitätseinspeisetarif

Eine wirtschaftliche Produktion von Elektrizität in KWK-Anlagen erfordert für öffentliche Anlagen eine bestimmte Höhe des Elektrizitätseinspeisetarifes.

Übersicht 25: Anlagenvergleich große Wärmenetze (II)

Anlage	Mindest-Elektrizitäts-Einspeisetarif für IRR > 10%
Öffentliche KWK groß	€42,9/MWh
Öffentliche KWK klein	€41,5/MWh

Für große öffentliche Anlage reicht der Ausgangswert von €36/MWh, um einen positiven internen Zinssatz zu erreichen, für kleine öffentliche Anlage nicht. Um den Zielwert der Wirtschaftlichkeit eines IRR von 10% zu erreichen, müsste für beide Beispielanlagen der Elektrizitätseinspeisetarif beträchtlich steigen (auf €42,9/MWh bzw. €41,5/MWh).

Die Elektrizitätseinspeisetarife werden in allen untersuchten Ländern mit Zahlungen auf die in das öffentliche Netz eingespeiste Elektrizität unterstützt. Diese Form der KWK-Förderung ist in allen betrachteten Ländern üblich.

Elektrizitätsbezugspreis

Fallende Elektrizitätsbezugspreise bedeuten eine Verbilligung des Alternativszenarios, d.h. der eigenen Wärmeproduktion und des Stromzukaufs.

Übersicht 26: Anlagenvergleich kleine Wärmenetze (II)

Anlage	Mindest-Elektrizitäts-Bezugspreis für IRR > 15%
Industrielle KWK groß	€49,5/MWh
Industrielle KWK mittel	€52,6/MWh
Mikrogasturbine	€143,1/MWh

Die jeweiligen Mindest-Elektrizitätsbezugspreise, die für den Ziel-IRR von 15% nötig sind, sind für jede Anlage angegeben. Es ist zu beachten, dass der Elektrizitätsbezugspreis für die Industrieunternehmen unter dem durchschnittlichen Elektrizitätspreis für Kleinverbraucher liegt. Das liegt an den für die Industrie günstigeren Elektrizitätsabnahmeverträgen.

Für alle drei KWK-Anlagen reichen hier die Ausgangswerte von €45/MWh bzw. €125/MWh des Elektrizitätsbezugspreises aus, um einen positiven internen Zinssatz zu erreichen. Um einen IRR von 15% zu realisieren, müssten aber in allen drei Fällen die Elektrizitätsbezugspreise steigen.

Erdgaspreise

Steigende Erdgaspreise erhöhen die Kosten für den Brennstoffinput im KWK-Prozess. Erdgaspreissteigerungen treffen das KWK-Szenario stärker als das Alternativszenario. Die KWK-Anlage produziert Elektrizität und Wärme mit dem Brennstoff Erdgas, während im Alternativszenario nur Wärme mit Erdgas produziert wird und der Strombedarf, der mit einem Mix aus Primärenergieträgern produziert wird, durch Zukauf gedeckt wird. In der Berechnung wird davon ausgegangen, dass die zugekaufte Elektrizität nicht ausschließlich mit Erdgas produziert wird und sich Strom- und Gaspreise nicht im gleichen Verhältnis ändern.

Übersicht 27: Anlagenvergleich Erdgaspreise

Anlage	Maximale Erdgaspreissteigerung für IRR > 0
Öffentliche KWK groß	3,0%
Öffentliche KWK klein	2,0%
Industrielle KWK groß	4,2%
Industrielle KWK mittel	2,5%
Mikrogasturbine	4,6%

Ein IRR von 10% bzw. 15% ist bei Annahme der restlichen Ausgangswerte auch bei einer Erdgaspreissteigerung von 0% für keine Anlage zu erreichen. Die Erdgaspreissteigerungen, die höchstens auftreten dürfen, um den Anlagen wenigstens einen positiven IRR zu sichern, variieren je nach Anlagentyp zwischen 2% p.a. und 4,6% p.a.

Eine Reduktion des Erdgaspreises kann für den Anlagenbetreiber über eine Reduktion oder Ausnahme von Erdgassteuern, CO₂-Steuern, Energiesteuern usw. erreicht werden. Als Beispiele dafür sind Deutschland und Dänemark zu nennen.

In Deutschland ist eine Anlage ab einem Jahresnutzungsgrad von 70% von der Ökosteuer befreit (Erdgas 5,5 ct/kWh). Für eigenerzeugten und selbstverbrauchten Strom aus Anlagen bis 2 MW entfällt außerdem die Stromsteuer (2,05 ct/kWh).

In Dänemark ist die Industrie von der Zahlung der Energiesteuer befreit und die Einnahmen aus der industriellen CO₂-Steuer werden vollständig in Form von Förderungen an die Industrie zurückgeführt.

Effekte der Netzeinspeisung

Die Beispielberechnungen bilden auch ab, wie sich eine 20%ige Stromeinspeisung ins öffentliche Netz der drei nicht-öffentlichen Anlagen auf den internen Zinssatz auswirken würde. Die Variablen des Bewertungsschemas nehmen die Ausgangswerte aus Übersicht 20 und Übersicht 21 an. Die Effekte sind in der folgenden Übersicht zusammengefasst, wobei von einem Elektrizitätseinspeisetarif von €36 ausgegangen wird.

Übersicht 28: Auswirkungen einer 20%igen Stromeinspeisung nicht-öffentlicher Anlagen auf den IRR

Anlage	IRR: 0% Netzeinspeisung	IRR: 20% Netzeinspeisung
Industrielle KWK groß	8,87%	4,68%
Industrielle KWK mittel	2,57%	-4,35%
Mikrogasturbine	7,66%	-2,61%

Netzeinspeisung reduziert die Wirtschaftlichkeit der Anlagen, aufgrund der Differenz zwischen dem Elektrizitätseinspeisetarif und dem Elektrizitätsbezugspreis. Diese Differenz bewirkt eine Verminderung der (Opportunitäts-)Erlöse der KWK-Anlage. Die Berechnungen für die Beispielanlagen legen den Schluss nahe, dass sich eine optimale Anlagengröße am eigenen Wärme- und Elektrizitätsbedarf orientieren sollte und sich eine Einspeisung der Eigenerzeugung an Elektrizität in das öffentliche Netz wirtschaftlich nicht rechnet. Im Verlauf der KWK-Workshops stellte sich heraus, dass dieses Argument nicht nur für industrielle KWK-Anlagen gilt, sondern generell auf die Gleichzeitigkeit des Bedarfs an Elektrizität und Wärme geachtet werden sollte und dieser sollte möglichst ganzjährig bestehen. Besteht im Sommer ein niedrigerer Wärmebedarf, könnte dies durch einen Kraft-Wärme-Kälte-Prozess, also der Erzeugung von Kälte teilweise ausgeglichen werden.

CO₂-Emissionsreduktionskosten

In Übersicht 29 sind die Ergebnisse der CO₂-Reduktionskosten für die analysierten Referenz-Anlagen zusammengefasst. Die Werte basieren auf der Annahme, dass durch eine Investitionsförderung ein interner Zinssatz (IRR) der Zusatzinvestition für die kombinierte Technologie von 10% für öffentliche Anlagen bzw. 15% für nicht-öffentliche Anlagen erreicht wird. Wie in Kapitel 4.2.1 erwähnt ist Energieaufbringung für Energieversorger die zentrale Unternehmens-

aufgabe, während sie in industriellen Betrieben nicht zur Kernkompetenz gehört, sondern nur eine Produktionsvorleistung darstellt. Auf Grund von unterschiedlichen Rahmenbedingungen sind in der Industrie höhere interne Zinssätze üblich als bei öffentlichen Versorgern. Daher werden unterschiedliche Ziel-IRR bei Energieversorgungsprojekten für öffentliche und nicht-öffentliche Anlagen angenommen

Basis für die Berechnung der CO₂-Emissions-Reduktionskosten ist der Förderbetrag, um den jeweiligen Ziel-IRR zu erreichen und die kumulierten CO₂-Emissionsreduktionen über die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen von 20 Jahre für öffentliche und 15 Jahre für nicht-öffentliche Anlagen (begründet durch unterschiedliche Jahres-Voll-Laststunden und Einsatzprofile).

Übersicht 29: Vergleich der Emissionsreduktionskosten

Projekt/Anlage	CO ₂ -Emissionsreduktionskosten bei	
	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,5 to CO ₂ /MWh	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO ₂ /MWh
	IRR = 10%	
Öffentliche KWK groß	€12,8/to CO ₂	€8,4/to CO ₂
Öffentliche KWK klein	€14,0/to CO ₂	€9,1/to CO ₂
	IRR = 15%	
Industrielle KWK groß	€10,5/to CO ₂	€6,0/to CO ₂
Industrielle KWK mittel	€19,3/to CO ₂	€10,6/to CO ₂
Mikrogasturbine	€40,6/to CO ₂	€23,6/to CO ₂

Die Werte für die Emissionsreduktionskosten ergeben sich aus den in Übersicht 20 und Übersicht 21 beschriebenen Ausgangswerten für die Variablen, insbesondere der Elektrizitäts- und Erdgaspreise.

Ändern sich diese Variablen, ändern sich auch die spezifischen Emissionsreduktionskosten für KWK-Anlagen. Die Kosten steigen bei sinkenden Elektrizitäts- und/oder steigenden Erdgaspreisen, da durch diese Änderungen die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen reduziert und der Förderbedarf erhöht wird.

Vergleich mit CO₂-Emissions-Reduktionskosten von Ökostromanlagen

Die quantitative Vergleichbarkeit der CO₂-Emissions-Reduktionskosten für KWK-Anlagen mit den CO₂-Emissions-Reduktionskosten von Ökostromanlagen laut Ökostrombericht⁸⁰ ist aufgrund von methodischen Unterschieden der Berechnungsverfahren nicht gegeben.

Um eine annähernde Vergleichbarkeit der CO₂-Emissions-Reduktionskosten von KWK-Anlagen mit den CO₂-Emissions-Reduktionskosten von Ökostromanlagen zu ermöglichen, wurde folgendes Verfahren angewandt.

Ausgehend von Ökostromeinspeisemengen und Ökostromvergütungen in Österreich im Jahr 2004 errechnet sich eine Durchschnittsvergütung für Ökostromanlagen von 88,5 €/MWh⁸¹.

Die folgende Übersicht zeigt die Durchschnittsvergütung nach Energieträger.

Übersicht 30: Durchschnittsvergütung von Ökostromanlagen nach Energieträgern

Energieträger	Durchschnittsvergütung im Jahr 2004
Windkraft	€ 77,3/MWh
Biomasse fest	€ 91,4/MWh
Biomasse gasförmig	€ 125,4/MWh
Biomasse flüssig	€ 129,4/MWh
Photovoltaik	€ 653,1/MWh
Deponie- und Klärgas	€ 68,4/MWh
Geothermie	€ 71,8/MWh

Annahmegemäß bleiben diese Durchschnittsvergütungen über den Zeitraum von 13 Jahren ab Inbetriebnahme konstant⁸².

In einem weiteren Schritt werden die Aufwendungen für den Ausgleichsenergiemarkt für Ökostromanlagen berücksichtigt. Im Jahr 2004 betragen diese Aufwendungen etwa 11,3 Mio. Euro für die gesamte abgenommene Ökostrommenge. Die durchschnittlichen Aufwendungen für Ausgleichsenergie (2,08 Euro pro MWh) werden zu den Durchschnittsvergütungen addiert.

Die Berechnung der Netto-Aufwendungen für Ökostrom berücksichtigt des weiteren die Erlöse für den Ökostrom (Durchschnittlicher Marktpreis für Baseload laut e-control, 2004).

⁸⁰ e-control (2004).

⁸¹ Bei Nicht-Berücksichtigung von großen Abfallverwertungsanlagen würde die Durchschnittsvergütung auf 91,7 €/MWh ansteigen.

⁸² Österreichisches BGBl. II NR.508/2002

Basierend auf diesen Werten und mittels Anwendung der entsprechenden Steigerungsraten werden Zeitreihen über die Förderdauer (13 Jahre) der Anlagen berechnet. Die berechneten Zeitwerte werden in kumulierte Barwerte der Aufwendungen für Ökostromanlagen umgerechnet. Die CO₂-Emissionsreduktionen der Ökostromanlagen werden über die gesamte Nutzungsdauer (15 bzw. 20 Jahre) berechnet.

Die CO₂-Emissionsreduktionskosten ergeben sich aus dem Quotienten der kumulierten Barwerte der Aufwendungen für Ökostromanlagen und den CO₂-Emissionsreduktionen über die gesamte Nutzungsdauer. In der folgenden Übersicht werden diese Ergebnisse dargestellt.

Übersicht 31: CO₂-Emissions-Reduktionskosten für Ökostromanlagen (I)

Energieträger	CO ₂ -Emissionsreduktionskosten bei Nutzungsdauer von 15 Jahren		CO ₂ -Emissionsreduktionskosten bei Nutzungsdauer von 20 Jahren	
	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,5 to CO ₂ /MWh	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO ₂ /MWh	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,5 to CO ₂ /MWh	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO ₂ /MWh
Windkraft	€48,2/ to CO ₂	€37,8/ to CO ₂	€36,1/ to CO ₂	€28,4/ to CO ₂
Biomasse fest	€64,2/ to CO ₂	€50,4/ to CO ₂	€48,2/ to CO ₂	€37,8/ to CO ₂
Biomasse gasförmig	€102,9/ to CO ₂	€80,8/ to CO ₂	€77,2/ to CO ₂	€60,6/ to CO ₂
Biomasse flüssig	€107,5/ to CO ₂	€84,4/ to CO ₂	€80,6/ to CO ₂	€63,3/ to CO ₂
Photovoltaik	€703,5/ to CO ₂	€552,2/ to CO ₂	€527,6/ to CO ₂	€414,2/ to CO ₂
Deponie- und Klärgas	€38,1/ to CO ₂	€29,9/ to CO ₂	€28,5/ to CO ₂	€22,4/ to CO ₂
Geothermie	€41,9/ to CO ₂	€32,9/ to CO ₂	€31,4/ to CO ₂	€24,7/ to CO ₂

Die in der obigen Übersicht dargestellten CO₂-Emissions-Reduktionkosten für Ökostromanlagen basieren auf dem Marktpreis für das Jahr 2004 (laut e-control). Der Wert der Kilowattstunde Ökostrom entspricht somit 100% des Marktpreises.

Exkurs: Windkraft, Phtovoltaik

In Anlehnung an die Studie „Volkswirtschaftliche Effekte der Ökostromförderung“⁸³ wird in der folgenden Übersicht der energetische Wert von Ökostrom in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik mit 60% des aktuellen Marktpreises festgelegt (bei den übrigen Technologien wird hingegen kein Abschlag auf den Marktpreis vorgenommen). Als Gründe für die reduzierte Bewertung von Ökostrom aus Windkraft können der erhöhte Bedarf an Minutenreservevorhal-

⁸³ IHS (2004)

tung und –einsatz, die Zusatzkosten bei dem Netzausbau und die Zusatzkosten für Engpassmanagementmaßnahmen angeführt werden.⁸⁴

Übersicht 32: CO₂-Emissions-Reduktionskosten für Ökostromanlagen (II)

Energieträger	CO ₂ -Emissionsreduktionskosten bei Nutzungsdauer von 15 Jahren		CO ₂ -Emissionsreduktionskosten bei Nutzungsdauer von 20 Jahren	
	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,5 to CO ₂ /MWh	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO ₂ /MWh	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,5 to CO ₂ /MWh	Emissionsfaktor Elektrizitätsproduktion von 0,637 to CO ₂ /MWh
Windkraft	€65,2/ to CO ₂	€51,2/ to CO ₂	€48,9/ to CO ₂	€38,4/ to CO ₂
Photovoltaik	€720,5/ to CO ₂	€565,6/ to CO ₂	€540,4/ to CO ₂	€424,2/ to CO ₂

Die Bewertung von Ökostrom aus Windkraft mit 60% des aktuellen Marktpreises erhöht die CO₂-Emissionsreduktionskosten von €48,2/ to CO₂ auf €65,2/ to CO₂ (Bei 15 Jahren Nutzungsdauer und einem CO₂-Emissionsfaktor der Elektrizitätsproduktion von 0,5 to CO₂/MWh. Dies entspricht einer Erhöhung der CO₂-Emissionsreduktionskosten von 35%.

Der Vergleich der CO₂-Emissionsreduktionskosten der Ökostromanlagen in Übersicht 31 mit jenen von KWK-Anlagen in Übersicht 29 zeigt, dass bei annähernder Harmonisierung der Berechnungsverfahren KWK-Anlagen signifikant geringere CO₂-Emissionsreduktionskosten als die meisten Ökostromanlagen haben.

Die Bewertung von Ökostrom aus Windkraftanlagen und Photovoltaik mit 60% des Marktpreises (Übersicht 32) erhöht die CO₂-Emissionsreduktionskosten dieser Anlagekategorien.

⁸⁴ CONSENTEC (2003)

5. Förderliche Rahmenbedingungen für einen verstärkten Einsatz von KWK-Anlagen

Die Analyse der fünf Referenzanlagen zeigt für die zu erwartenden Werte von Einflussparametern, vor allem über die künftige Entwicklung der Energiepreise, dass kombinierte Kraft-Wärme-Technologien eine kostengünstige Möglichkeit zur Reduktion von CO₂-Emissionen darstellen. Außerdem bringen diese Technologien einen Zusatznutzen hinsichtlich Versorgungssicherheit und Entlastung der Netze für Elektrizität. Diese Technologien sind noch sehr entwicklungsfähig bezüglich der Einbindung in ein integriertes Strom-Wärmesystem in Kombination mit Wärmespeichern, Wärmepumpen und Kühlaggregaten, aber auch bezüglich eines am Spitzenstrombedarf orientierten Einsatzprofils.

Der Vergleich des Anteils von KWK-Strom in verschiedenen EU-15 Ländern an ihrer gesamten Stromproduktion (siehe Abbildung 1 in Kapitel 1) zeigt, dass Österreich zwar im EU-Durchschnitt liegt, aber ein großer Abstand zu den "Europameistern" Niederlande und Dänemark besteht. Jene Länder mit hohem KWK-Anteil an der Elektrizitätserzeugung, also Niederlande und Dänemark, zeichnen sich durch ein gemeinsames Interesse von Politik, Wirtschaft und Öffentlichkeit an einem verstärkten Einsatz von KWK-Anlagen aus.

In beiden Ländern gibt es Fördersysteme, die den Anlagenbetreibern gewisse Mindesteinspeisetarife garantieren. Für KWK-Anlagenbetreiber fällt damit die Unsicherheit über die Entwicklung der zukünftigen Erlöse aus der Stromeinspeisung weg. Energie- oder Erdgassteuerbefreiungen reduzieren die Kosten und Unsicherheiten, die mit dem in KWK-Prozessen hauptsächlich genutzten Brennstoff auftreten.

Auffallend ist, dass in allen betrachteten Ländern Förderungsinstrumente für die kombinierte Erzeugung von Wärme und Elektrizität verfügbar sind. Obwohl einzelne Projekte ohne eine Förderung auskommen, sind für die meisten Anlagen Förderungen unter dem Aspekt der Technologie-Entwicklung und der Reduktion von externen Kosten - vor allem durch die Reduktion von CO₂-Emissionen - argumentierbar. Grundsätzlich wird die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen von den künftigen Preisen für Energie, die laufende Auslastung bei Elektrizität und Wärme aber auch durch die gesamte Nutzungsdauer der Anlage und der Zuteilung von CO₂-Zertifikaten bestimmt.

Für Österreich ist davon auszugehen, dass die derzeitigen Rahmenbedingungen keine besonderen Anreize für einen forcierten Ausbau von KWK-Technologien setzen, da derzeit mit den Instrumenten der Umweltförderung und des Ökostromgesetzes kein genereller Ausbau der KWK unterstützt wird. Grundsätzlich benötigen die KWK-Technologien ein Bündel von begünstigenden Maßnahmen.

Die folgenden Ausführungen skizzieren Entwicklungen, die einen zunehmenden Einsatz von KWK-Anlagen in Österreich begünstigen könnten.

5.1 Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Bei der Evaluierung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind sinnvollerweise mindestens drei KWK-Systeme zu unterscheiden, mit jeweils unterschiedlichen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit und unterschiedlichen geltenden Rahmenbedingungen.

- KWK-Anlagen für die öffentliche Fernwärmeversorgung sind vor allem abhängig von aktuellen Rahmenbedingungen (z.B. Versorgungsauftrag), vom Netzausbau und der damit verbundenen Anschlussdichte. Die damit verbundenen Groß-KWK-Anlagen werden zunehmend ergänzt durch kleinere Anlagen mit Wärmespeichern und einem Einsatzprofil, das sich dem Bedarf an Spitzenstrom nähert.
- KWK-Anlagen für den industriellen Bereich decken durchwegs den Eigenbedarf an elektrischer Grundlast und sind sehr sensitiv bezüglich der Preisentwicklung bei den Primärenergieträgern.
- KWK-Anlagen auf der Basis von Mikrotechnologien, wie Motoren, Gasturbinen und künftig auch Brennstoffzellen, profitieren vom minimalen Netzaufwand für die Verteilung der Wärme und werden wirtschaftlich attraktiv durch ein Einsatzprofil, das mit Wärmespeichern, Wärmepumpen und Kühlaggregaten die Möglichkeit eines am Spitzenstrombedarfs orientierten Einsatzes ausnützt.

Welchen Stellenwert diese verfügbaren KWK-Technologien im Strom- und Wärmemarkt bekommen sollen, hängt einerseits von der bisherigen Verfügbarkeit - wie dem aktuelle Netzausbau - ab, andererseits aber von künftigen technologischen Entwicklungen und den Preisen für Primärenergieträger.

Welche Maßnahmen die vermehrte Integration von KWK-Technologien auf dem Strom- und Wärmemarkt begünstigen sollen, wird sehr von den angestrebten Strukturen auf diesen Märkten abhängen. Institutionelle Innovationen, wie das Outsourcing von Energiedienstleistungen bei Industriestandorten, Wohn- und Bürogebäuden und Geschäftszentren werden genauso zu berücksichtigen sein wie die Übernahme von Risiken bei Produktionsverlagerungen und die Förderung durch Investitionszuschüsse und Einspeisetarife.

Ein System, wie es in Dänemark bis jetzt praktiziert wurde, d.h. Groß-KWK-Anlagen auf Gemeindeebene zu planen und solchen Lösungen stets den Vorzug zu geben und Klein- und industriellen KWK-Anlagen bevorzugten Zugang zum Elektrizitätsnetz zu gestatten, bietet große Entwicklungspotentiale. Wegen wettbewerbsrechtlichen Vorgaben der EU stellt Dänemark jedoch vom Prinzip des bevorzugten Netzzugangs auf ein System direkter Förderungen um.

Die Palette der Instrumente, die eine Verbreitung von KWK-Anlagen fördern, reicht von direkten und indirekten finanziellen Maßnahmen bzw. preisorientierten Förderinstrumenten zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit bis zu mengenorientierten Förderinstrumenten (z.B. ge-

setzliche Vorgabe von Quoten) und freiwilligen oder privaten Maßnahmen. Beispiele für alle genannten Instrumente finden sich in den Ländervergleichen in Kapitel 2.

Bei Kontakten mit Anlagenbetreibern tritt der Wunsch nach einer Verbesserung der Planungssicherheit was Förderhöhe, Fördersätze sowie die CO₂-Zertifikatszuteilung laut nationalem Allokationsplan betrifft hervor. Entscheidungen über die Energieversorgungssysteme sind langfristig und eine einheitliche europaweite Förderung würde Klarheit bezüglich Rahmenbedingungen schaffen und Wettbewerbsverzerrungen reduzieren.

Industrielle KWK-Anlagen sind aus der derzeitigen KWK-Förderung im österreichischen Ökostromgesetz ausgeschlossen, da sie nicht in das öffentliche Netz einspeisen. Die Berechnungen zeigen, dass die Einspeisung von KWK-Strom aus effizienten Anlagen in das öffentliche Netz bei den geltenden Stromeinspeisetarifen nicht wirtschaftlich ist. Eine Einbeziehung von nicht-öffentlichen, wie z.B. industriellen Anlagen in die KWK-Förderung könnte die Netzeinspeisung für diese Anlagen rentabel machen.

Ein weiteres Hemmnis der Förderregelungen für KWK-Anlagen im Ökostromgesetz ist der Ausschluss neuer Anlagen von der Förderung. Diese Regelung gibt es auch in Deutschland, in den anderen untersuchten Ländern wird bei der Förderungswürdigkeit einer KWK-Anlage nicht zwischen neuen und alten Anlagen unterschieden.

In der Formulierung der Förderregelungen im Ökostromgesetz, wonach die anfallenden Mehrkosten des Anlagenbetriebs erstattet werden, ist darauf zu achten, dass keine Tendenz zur "Mehrkostenmaximierung" auftritt, um die Förderung zu erhöhen. Die Überprüfung der Mehrkosten ist schwer zu erreichen, da die Kostenabgrenzung bei integrierten Unternehmen besonders schwierig und nur schwer nachzuvollziehen ist. Um sicherzustellen, dass KWK-Anlagen im Vergleich zu modernen kalorischen Kraftwerksanlagen ohne Wärmenutzung Einsparungen des Primärenergieträgereinsatzes bewirken, sollte bei der Entscheidung über die Förderungswürdigkeit weiterhin ein Effizienzkriterium angesetzt werden.

Die Förderungsrichtlinien (laut Umweltförderungsgesetz) für fossile Kraft-Wärme-Kopplung beschränken sich auf mit Erdgas oder Flüssiggas befeuerte KWK-Anlagen, die überwiegend zur kombinierten Strom- und Wärmeversorgung von Betrieben eingesetzt werden bis zu einer maximalen Leistung von 2 MWth. Bei Anlagen über 2 MWth ist nur die Wärmeauskopplung bei bestehenden stromgeführten Anlagen förderungswürdig. Das bedeutet, dass Neu-Anlagen, die eine größere Leistung als 2 MWth haben, von der Förderung ausgeschlossen sind. Aufgrund der niedrigen spezifischen CO₂-Emissionsreduktionskosten wäre die Ausweitung der Umweltförderung für fossile KWK-Anlagen auf Neuanlagen mit einer Leistung größer als 2MWth zur effizienten Erreichung klimapolitischer Ziel hilfreich, da alle untersuchten Anlagen einen Förderbedarf aufweisen und die spezifischen CO₂-Emissionsreduktionskosten bei größeren Anlagen tendenziell niedriger sind.

Investitionsförderungen sind die einfachste und transparenteste Möglichkeit zur Förderung. Ein Vorteil wäre, dass damit auch neue Anlagen Anspruch auf eine Förderung hätten, wie es in der ursprünglichen Ökostromgesetznovelle aus dem Jahr 2004 geplant war. Eine Investitionsförderung würde auch das Problem der größeren Investitionskosten von KWK-Projekten im Vergleich zu Alternativprojekten verringern. Probleme könnten sich aber bei einer einmaligen Förderungszahlung im Rahmen einer Investitionsförderung ergeben, wenn die Anlage nicht über die volle Nutzungsdauer (für die sie gefördert wurde) läuft.

Die üblichen Amortisationserwartungen in der Industrie und im Gewerbe (üblicherweise geringer als fünf Jahre) sind bei Investitionen in KWK-Anlagen nicht erreichbar. Diese Amortisationserwartungen liegen bei weniger als einem Drittel der Lebensdauer der Anlagen. Andererseits kalkulieren die Unternehmungen der Energiewirtschaft mit wesentlich längeren Amortisationszeiten. Diese Diskrepanz in den Amortisationserwartungen könnte dadurch ausgeglichen werden, dass Unternehmungen der Energiewirtschaft verstärkt an industriellen Standorten investieren. Das dabei auftretende Risiko einer Schließung des Industriestandortes wäre gesondert abzudecken, beispielsweise durch Haftungen und Versicherungen.

5.2 Administrative Rahmenbedingungen

Aus den analysierten Referenzanlagen ist ersichtlich, dass in der Wirtschaftlichkeitsbewertung von KWK-Projekten die Allokation mit CO₂-Emissionszertifikaten eine wichtige Rolle spielt. Die Ergebnisse der Bewertung zeigen, dass die Anlagen ohne ausreichende Zuteilung mit Emissionszertifikaten nicht rentabel betrieben werden können.

Mehrmals wurde von Anlagenbetreibern darauf hingewiesen, dass ein Vergleich der Emissionen von verschiedenen Anlagen stark von den dabei verwendeten Emissions-Referenzwerten für die Elektrizitätsproduktion abhängt. Es wäre zu empfehlen, diesen Referenzwert an den vermiedenen Emissionen der - durch die KWK-Anlage - reduziert eingesetzten Kraftwerke (operating margin, build margin, Grenzkraftwerke) zu orientieren, was einen Wert von größer als 0,5 to CO₂/MWhel bedingt. Eine konsistente und transparente Berechnung der CO₂-Emissionsreduktionen erfordert einen nationalen einheitlichen CO₂-Emissionsfaktor für die Elektrizitätsproduktion, der im Zuge aller öffentlichen Fördermaßnahmen angewandt wird.

Manche KWK-Technologien wie die Brennstoffzelle, haben die Marktreife noch nicht erreicht. Hier wäre es empfehlenswert nach dem Vorbild der Schweiz großzügige Forschungssubventionen aus eigens für die Energieeffizienzforschung angelegten Fonds zu gewähren. Um die Marktreife zu erreichen, sollten Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsmaßnahmen zur stetigen Verbesserung und Verbreiterung der technologischen Basis stattfinden.

Die Informationen aus den KWK-Workshops bestätigen, dass der Wissensstand über die Funktionsweise, Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit bestehender und neuer KWK-Technologien auf breiter Basis zu verbessern wäre (insbesondere im Bereich der Ausführenden, Ge-

nehmigungsbehörden und Lehranstalten). In Betrieben herrscht oft ein Mangel an Wissen über Optionen der Energieversorgung und ein ungenügender Überblick über den Markt. Auch herrscht ein Informationsmangel, was Förderungsmöglichkeiten hinsichtlich KWK-Anlagen betrifft. Kompetenzen bei Genehmigungsverfahren für innovative Projekte sind oft auf verschiedene Behörden verteilt, was den administrativen Aufwand erheblich erhöht.

Erfahrungen anderer Länder (z.B. Schweiz) zeigen die Bedeutung von Forschungs- und Pilotprojekten im KWK-Bereich. Ein Schwerpunktprogramm und die Förderung der Wissensvermittlung wäre für Österreich ein wichtiger Schritt für die Forcierung des Einsatzes von effizienten KWK-Technologien.

In den KWK-Workshops wurde die Meinung geäußert, dass der KWK-Ausbau ein wichtiges Element in der Energiepolitik darstellt und durch die Regulierung des Netzzugangs von Strom und Gas, durch die Gestaltung von Energieabgaben und Emissionshandel, aber vor allem durch klare Ziele unterstützt werden kann. Der verstärkte KWK-Ausbau ist für die Klimapolitik unentbehrlich, da er eine relativ billige Alternative zur CO₂-Emissionsreduktion darstellt. Darüber hinaus ist an den Zusatznutzen dieser Technologien hinsichtlich Versorgungssicherheit und technologischer Innovationspotentiale zu erinnern.

Unter den Teilnehmern der KWK-Workshops herrschte Übereinstimmung, dass es bei der Finanzierung der zukünftigen KWK-Förderung zu keiner zusätzlichen Mehrbelastung (z.B. höhere KWK-Zuschläge) für Elektrizitätskonsumenten kommen soll. Des Weiteren wurde die einhellige Meinung vertreten, dass Rahmenbedingungen zur Forcierung eines verstärkten Einsatzes von KWK-Technologien durch ein System positiver Anreize und nicht durch verpflichtende Zwänge gekennzeichnet sein sollten.

Das Ökostromgesetz erwähnt ausdrücklich nur Wärme für Heizzwecke als Ergebnis von KWK-Prozessen. Gerade die Einbeziehung von Kühlen kann die saisonbedingten Auslastungsprobleme einer Anlage vermindern. Im Sommer wird der geringere Heizbedarf durch erhöhten Kühlbedarf ausgeglichen. Es wäre überlegenswert auch der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung Anspruch auf Förderung zu gewähren.

Grundsätzlich ist zu erwägen, ob die Umsetzung der Richtlinie über die Forderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung nicht Anlass sein sollte, diesen Bereich aus dem Ökostromgesetz herauszulösen und mit in einem neuen Gesetz in einem konsistenten Rahmen zu regulieren.

Anhang 1: Die KWK-Workshops in der WKÖ

Um die Ergebnisse der Studie zu vertiefen und von direkt Betroffenen einen Überblick über die Situation von dem Stand der KWK-Technologien und der Rahmenbedingungen in verschiedenen Ländern zu erhalten, fanden zwei KWK-Workshops in der Wirtschaftskammer Österreich statt.

Der **erste Workshop** im Rahmen der Studie wurde am 18.1.2005 unter dem Titel "Innovationen im Bereich der KWK-Technologien" veranstaltet.

Ziel des Workshops war es, einen Überblick über Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung zu schaffen. Es wurden sowohl bestehende, bereits im serienmäßigen Einsatz befindliche Anlagentypen, als auch innovative Zukunftslösungen präsentiert.

Programm:

Eröffnung und Begrüßung

Univ. Doz. Dr. Stephan Schwarzer (WKÖ)

Neue Perspektiven für KWK-Technologien

Dr. Peter Jansohn (Paul Scherer Institut, Schweiz)

Energiesysteme auf Gasmotorenbasis für Kraft-Wärme-Kopplung

DI Michael Wagner (Jenbacher)

Innovationsprojekt Brennstoffzellen: Erfahrungsbericht, Chancen und Risiken

Ing. Rudolf Zappe (Ferngas OÖ)

Einsatzbereiche und Erfahrungen Mikro-Gasturbine

DI Helmut Nedomlel (Wels AG)

Neue Optionen für KWK-Technologien: Eine Zwischenbilanz

Univ. Prof. Dr. Stefan Schleicher (WIFO)

Der **zweite Workshop** fand am 8.3.2005 zum Thema "Innovationen im Bereich der Rahmenbedingungen" statt.

Ziel war es, erstens Verantwortliche und Betreiber von KWK-Anlagen in Österreich zu Wort kommen zu lassen und zweitens Berichte von ausländischen Gästen über Erfahrungen mit KWK in ihren Ländern und in der EU zu erhalten. Das Hauptinteresse galt diesmal weniger der technischen Beschreibung von KWK-Anlagen, sondern der Identifikation der Hauptfaktoren, die Entscheidungen zu Investitionen in KWK-Lösungen bewirken.

Programm:

Eröffnung und Begrüßung

Univ. Doz. Dr. Stephan Schwarzer (WKÖ)

Die KWK-Förderung laut Ökostromgesetz in Österreich

DI Timo Riess (E-Control)

Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland und europäische Perspektiven für Co-Generation

Prof. Klaus Traube (Bundesverband KWK – BKWK, Deutschland)

Erfahrungen mit Rahmenbedingungen für Wärmekraftkopplung in der Schweiz

Adrian Jaquierey (WKK-Verband, Schweiz)

Nationale Rahmenbedingungen: KWK-Umfeldanalyse aus der Sicht eines europäischen Industriekonzerns

DI Johann Maier (Mayr-Melnhof Karton GmbH & Co KG)

Neue Perspektiven für KWK aus der Sicht eines Energieversorgungsunternehmens

DI Johann Gimmelsberger (Linz AG)

Praxis der Kraft-Wärme-Kopplung für KMU in Österreich

DI Peter Sattler (Energie Consulting)

Die Umsetzung von innovativen Nahwärmeversorgungsprojekten –ein erster Erfahrungsbericht

DI Norbert Machan (Steirische Gas Wärme GmbH)

Die Inhalte der KWK-Workshops sind in einem Anhang zu dieser Publikation getrennt dokumentiert.

Anhang 2: Inputdaten für Anlagen

Übersicht 33: Anlagendaten

Allgemeine Daten für KWK und Alternative	Einheit
Referenzwert CO ₂ -Emissionen für Elektrizität	to CO ₂ / MWh
Brennstoffpreis aktuell	EUR / MWh
Steigerungsrate Brennstoffpreis	% p.a.
Elektrizitäts-Bezugspreis	EUR / MWh
Elektrizitäts-Einspeisungstarif	EUR / MWh
Anteil Netzeinspeisung Elektrizität	%
Steigerungsrate O&M Kosten	% p.a.
Steigerungsrate Personalkosten	% p.a.
Steigerungsrate Elektrizitäts-Bezugspreis	% p.a.
CO ₂ -Emissions-Faktor Brennstoff	to / MWh
Versicherung	% der Inv.
Investitionsförderung	% der Inv.
CO ₂ -Zertifikatspreis	EUR / to CO ₂
Anteil CO ₂ -Gratiszertifikate	%
Spezifische Daten für KWK bzw. Alternative	
Investitionskosten (Anlage + Bauten)	1.000 EUR
Anteil sunk investments (Anlage + Bauten)	%
Nutzungsdauer (kalkulatorisch)	
O & M Kosten fix	EUR / MW.a
O & M Kosten variabel	EUR / Mwhel
Personenkosten / a	1.000 EUR
Personal	Personen-Jahre
Leistung el	MW
Leistung th	MW
Voll-Laststunden / a	Stunden
Gesamtnutzungsgrad	%
Heizwert	MWh / 1.000 m ³

Literaturverzeichnis

Allgemeine Literatur

- Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwerkwirtschaft – AGFW – E.V. Bei dem Verband der Elektrizitätswirtschaft (2002): Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes; Arbeitsblatt FW 308.
- Calculation Rules for Allocating CO₂-Emission Allowances per Licence-Holder, 18. August 2004, Den Haag, unter www.senternovem.nl
- Cogen Europe (2004) National Allocation Plans: Do they encourage high-efficiency cogeneration? Cogen Europe Briefing Document
- Cogen Europe: Cogeneration in Europe - Country Report: Denmark, January 2005
- CONSENTEC (2003). Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich, Studie im Auftrag der e-control. August 2003
- Danish Ministry of the Environment: Danish National Allocation Plan, March 2004
- ECN, Energy Research Center of the Netherlands. <http://www.ecn.nl>
- e-control, Bericht über die Ökostromentwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung gemäß §25 Abs.1 Ökostromgesetz zur Vorlage beim BMWA und beim Elektrizitätsbeirat, Juni 2004
- EnergieSchweiz, <http://www.energie-schweiz.ch>
- energytech.at - die Plattform für innovative Technologien in den Bereichen Erneuerbare Energie und Energieeffizienz, <http://energytech.at>: Technologieportrait Kraft-Wärme-Kopplung, erstellt am Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik im Auftrag der Energieverwertungsagentur E.V.A
- E.V.A. (2003): Möglichkeiten zur Berücksichtigung von KWK-Anlagen im nationalen Allokationsplan. Wien Okt. 2003
- EWI, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (2000): Kurzexpertise zur ökonomischen und ökologischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung, Köln 2000
- IER, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (2002): Alternativer Technologiedatensatz für die Szenarienrechnung im Rahmen der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung", Stuttgart 2002
- IHS, Institut für höhere Studien und wissenschaftliche Forschung Kärnten (2004): Bewertung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Unterstützung von Ökostrom in Österreich. Klagenfurt, Juli 2004
- INFORSE, International Network for Sustainable Energy, <http://www.inforse.dk>
- Kommunalkredit Austria AG, <http://www.kommunalkredit.at>
- Niederländisches Wirtschaftsministerium, <http://www.minez.nl>
- Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (2004): Mikro- und Mini-KWK-Anlagen in Österreich, Wien 2004
- SAVE Project: "CHP statistics and Impacts of the Gas Directive on the future development of CHP in Europe". 2003.
- Siemens, <http://www.siemens.com>
- Strategie Österreichs zur Erreichung des Kyotoziels – Klimastrategie 2008-2012, 18.Juni 2002
- Umweltportal der Europäischen Kommission, <http://europa.eu.int/comm/environment/>
- VOB A. (2001): Die Kraft-Wärme-Kopplung; Technik, Potential und Umweltauswirkungen; Physikalische Blätter 57 (2001) Nr. 11 WILE-VCH Verlag GmbH; D-69451 Weinheim, 2001

Recht

Danish Electricity Supply Act, Act No 375, 2 June 1999

Danish CO₂ Quota Act, No 376/1999

Danish Heat Supply Act, Act No 772, 24 July 2000

Danish Law on CO₂ Allowances, No 493/2004

Deutsches Erneuerbare-Energien-Gesetz, Deutsches BGBl. I Nr. 13/2000

Deutsches KWK-Gesetz, Deutsches BGBl I Nr. 19/2002

Deutsches Zuteilungsgesetz, BGBl I 45/2004, 30.August 2004

Deutsche Zuteilungsverordnung, Deutsches BGBl. I 46/2004 vom 31. August 2004

Deutsche Emissionshandelsstelle DEHSt (2004) Verteilung der Emissionsberechtigungen für die erste Handelsperiode 2005-2007, 20.12.2004

Deutsche Emissionshandelsstelle DEHSt (2004) Anwendung und Berechnung der anteiligen Kürzung der Zuteilungsmengen für die erste Zuteilungsperiode nach § 4 Absatz 4 ZuG

Dutch Electricity Act, 1989

Dutch Electricity Act, 1998

EU-Richtlinie über die Gesamteffizienz von Gebäuden, RL 2002/91/EG

EU-Emissionshandelsrichtlinie, RL 2003/87/EG

EU-Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt, RL 2004/8/EG

Österreichisches Ökostromgesetz, BGBl I Nr. 149/2002

Österreichische Ökostromverordnung, BGBl. II NR.508/2002

Österreichisches Emissionszertifikatengesetz, BGBl I 46/2004 und die Novelle des EZG BGBl I 135/2004 vom 9.12.2004

Österreichisches Energieabgabenvergütungsgesetz, BGBl. Nr. 201/1996

Österreichische Zuteilungsverordnung, BGBl II 18/2005

Nationaler Zuteilungsplan für Österreich gemäß § 11 EZG, Konsolidierte Fassung vom 31.3.2004 unter Berücksichtigung der Ergänzungen vom 7.4.2004 sowie Aktualisierungen vom 19.8. und 22.12.2004

Schweizer Energiegesetz, EnG 1998, SR.: 730.0.

Schweizer CO₂-Gesetz, 1999, SR.: 641.71.

Präsentationen im Rahmen der KWK-Workshops

Gimmelsberger, Johann. Perspektiven für KWK Anlagen am Beispiel der KWK Anlage der Linz Strom

Jaquiéry, Adrian. Förderung der Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz hinsichtlich CO₂-Einsparung – nur Lippenbekenntnisse?

Jansohn, Peter. Technologien für die Kraft-Wärme-Kopplung

Machan, Norbert. Innovative Energiebereitstellung. Erfahrungen aus Sicht eines Energieversorgers

Maier, Johann. Nationale Rahmenbedingungen: KWK-Umfeldanalyse aus der Sicht eines europäische Industrie-konzerns

Nedomlel, Helmut. Einsatzbereiche und Erfahrungen Mikrogasturbine

Riess, Timo. KWK-Förderung gemäß §§ 12 und 13 Ökostromgesetz 2002

Sattler, Peter. Praxis der Kraft-Wärme-Kopplung für KMU in Österreich

Schleicher, Stefan. Kraft-Wärme-Kopplung oder Wärme-Kraft-Kopplung? Eine Zwischenbilanz

Traube, Klaus. KWK in Deutschland und europäische Perspektiven

Wagner, Michael. Energiesysteme auf Gasmotorenbasis für Kraft-Wärme-Kopplung

Zappe, Rudolf. Innovationsprojekt Brennstoffzellen der ARGE BZ. Erfahrungsbericht, Chancen, Risiken

© 2005 Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Medieninhaber (Verleger), Herausgeber und Hersteller: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung,
Wien 3, Arsenal, Objekt 20 • Postanschrift: A-1103 Wien, Postfach 91 • Tel. (+43 1) 798 26 01-0 •
Fax (+43 1) 798 93 86 • <http://www.wifo.ac.at/> • Verlags- und Herstellungsort: Wien

Verkaufspreis: 50,00 € • Kostenloser Download:

http://publikationen.wifo.ac.at/pls/wifosite/wifosite.wifo_search.get_abstract_type?p_language=1&pubid=25646