

Dezember 2003

# Zukünftige Marktbedeutung von WKK-Anlagen mit 1 - 1000 kW elektrischer Leistung

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

**Auftragnehmer:**

Dr. EICHER+PAULI AG, Kasernenstrasse 21, 4410 Liestal

**Autoren:**

Hanspeter Eicher

Reto Rigassi

**Begleitgruppe:**

Ruedi Meier, Programm energiewirtschaftliche Grundlagen

Michael Bhend, Bundesamt für Energie BFE

Fabrice Rognon, Bundesamt für Energie BFE

Kurt Rüegg, Erdölvereinigung EV

Urs Zeller, Verband der Schweizer Gasindustrie VSG

Werner Graber, Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE

Hans Pauli, WKK-Fachverband

**Impressum**

Projektnummer: 00.1.005  
Verfasser: Reto Rigassi  
Telefon: 061 921 99 91  
E-Mail: reto.rigassi@eicher-pauli.ch

Freigabe: Hanspeter Eicher

**Dokumentation**

Stand: Fassung vom 01.12.2003 8:27

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamts für Energie BFE mit Unterstützung des Kantons Basel-Stadt erstellt. Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

**Bundesamt für Energie BFE**

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.admin.ch/bfe

Vertrieb: BBL, Vertrieb Publikationen, 3003 Bern · www.bbl.admin.ch/bundespublikationen  
Bestellnummer 805.961 d / 12.03 / 100

# Inhaltsverzeichnis

<b>Anmerkung aus der Sicht des BFE zur Beurteilung der WKK-Rentabilität .....</b>	<b>5</b>
<b>Préambule de l'Office fédéral de l'énergie concernant l'évaluation de la rentabilité CCF.....</b>	<b>7</b>
<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>9</b>
<b>Résumé .....</b>	<b>13</b>
<b>1      <b>Aufgabenstellung und Berichtsaufbau.....</b></b>	<b>15</b>
1.1    Aufgabenstellung .....	15
1.2    Berichtsaufbau .....	15
1.2.1  Technisch/wirtschaftliche Entwicklung .....	15
1.2.2  Potenziale und Ausschöpfung .....	16
<b>2      <b>Methodik.....</b></b>	<b>17</b>
2.1    Technisch/wirtschaftliche Entwicklung .....	17
2.2    Potenziale und Ausschöpfung .....	18
2.2.1  Bestehende Potenzialberechnungen .....	18
2.2.2  Verwendete Methodik.....	19
2.3    Entwicklung der Energiepreise .....	20
<b>3      <b>Technisch/wirtschaftliche Entwicklung .....</b></b>	<b>23</b>
3.1    Motorische WKK 100 kW / 400 kW.....	23
3.1.1  Berechnungsgrundlagen.....	23
3.1.2  Bisherige Entwicklung 100 kW <sub>el</sub> / 400 kW <sub>el</sub> .....	24
3.1.3  Künftige Entwicklung .....	30
3.1.4  Zusammenfassung.....	35
3.2    Motorische WKK allgemein .....	36
3.2.1  Kosten für Anlagen < 100 kW <sub>el</sub> resp. > 400 kW <sub>el</sub> .....	36
3.2.2  Fazit .....	38
3.3    Brennstoffzellen bis 10 kW <sub>el</sub> .....	39
3.3.1  Marktsituation.....	39
3.3.2  Aktueller Stand.....	40
3.3.3  Künftige Entwicklung .....	42
3.3.4  Fazit .....	45
3.4    Brennstoffzellen über 10 kW <sub>el</sub> .....	46
3.4.1  Marktsituation.....	46
3.4.2  Aktueller Stand und Entwicklungsmöglichkeiten .....	46
3.4.3  Fazit .....	49
3.5    Mikrogasturbinen .....	50
3.5.1  Marktsituation.....	50
3.5.2  Berechnungsmodell .....	51
3.5.3  Aktueller Stand.....	51
3.5.4  Künftige Entwicklung .....	53
3.5.5  Fazit .....	55
3.6    Zusammenfassung.....	57
3.6.1  Entwicklung der Stromgestehungskosten .....	57
3.6.2  Auswirkungen auf den Wärmekraftkopplungsmarkt .....	58
3.6.3  Auswirkungen veränderter Energiepreise.....	58
3.6.4  Vergleich der Ergebnisse mit Prognos-Szenarien .....	59

<b>4</b>	<b>Potenzial und Ausschöpfung 2000.....</b>	<b>61</b>
4.1	Technisches Potenzial 2000 .....	61
4.2	Ausschöpfungsgrad.....	62
4.3	Ausschöpfungsgeschwindigkeit.....	63
<b>5</b>	<b>Potenzial und Stromproduktion 2010.....</b>	<b>65</b>
5.1	Technisches Potenzial 2010 .....	65
5.2	Ausschöpfungsgeschwindigkeit 2000 bis 2010 .....	66
5.3	Stromproduktion 2010 .....	67
5.4	Stickoxid-Emissionen 2010 .....	69
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>71</b>

## Anmerkung aus der Sicht des BFE zur Beurteilung der WKK-Rentabilität

Die vorliegende Studie hatte zur Aufgabe, die zu erwartende Entwicklung der WKK-Anlagen in der Schweiz bis 2010 abzuschätzen. Sie beurteilt die Wettbewerbsfähigkeit der WKK-Anlagen aus der Sicht des einzelnen Investors und wählt als Kriterium den Strombezugspreis, welchen der Betreiber einer WKK-Anlage seinem Elektrizitätswerk als Stromkonsument zu bezahlen hat. Ausgehend von einem Strombezugspreis von 17-18 Rp./kWh und einem Rücklieferpreis von 10-11 Rp./kWh stellt die Studie fest, dass erst relativ grosse WKK-Anlagen ab einer Leistung von 100 kW<sub>e</sub> und mit Stromgestehungskosten von 12-14 Rp./kWh heute konkurrenzfähig sind.

Für die Bundesbehörden ist die volkswirtschaftliche Sicht massgebend. Wird im Bundesamt für Energie im Rahmen der Perspektivarbeiten die Rentabilität der WKK-Anlagen beurteilt und mit anderen Stromerzeugungsmöglichkeiten verglichen, dient als Kriterium der auf dem liberalisierten gesamteuropäischen Elektrizitätsmarkt mittelfristig zu erwartende Strombeschaffungspreis. Dieser Preis wird bei heutigem Stand der Technik mittelfristig durch die Stromgestehungskosten der Gaskombikraftwerke (GuD-Anlagen) bestimmt werden und bei einem mässigen Anstieg der Erdgaspreise 5-6 Rp./kWh betragen.<sup>1</sup>

Der Unterschied zwischen dem Strombezugspreis von 17-18 Rp./kWh, dem Rücklieferpreis von 10-11 Rp./kWh und den Stromgestehungskosten von 12-14 Rp./kWh auf der einen und dem Strombeschaffungspreis von 5-6 Rp./kWh auf der anderen Seite ist beträchtlich. Steht die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen zur Diskussion, sollte deshalb Klarheit darüber bestehen, welches der beiden Kriterien gemeint ist.

Die betriebswirtschaftliche Sicht des WKK-Betreibers ist wie in der vorliegenden Studie solange vertretbar, als die WKK-Anlagen eine Nischenfunktion ausüben, und die Elektrizitätswerke sich angesichts deren geringen Bedeutung zu keiner Aenderung ihrer Tarifstruktur veranlasst sehen. Solche WKK-Anlagen sind für ihre Betreiber rentabel, weil sie nur einen unzureichenden Beitrag an die Netz- und Reservehaltungskosten leisten und damit durch das jeweilige Elektrizitätswerk und letztlich durch die übrigen – in der Regel kleineren – Stromkonsumenten indirekt subventioniert werden.

Würden hingegen in einem Versorgungsgebiet zahlreiche grosse Stromkonsumenten ihren Strombedarf durch Produktion in eigenen WKK-Anlagen selber decken und ihren Strombezug aus dem öffentlichen Netz massiv reduzieren, würde ihr Beitrag an die Finanzierung der Netz- und Reservehaltungskosten des Elektrizitätswerkes stark zurückgehen. Das Elektrizitätswerk müsste mit einer Erhöhung der Netzanschlussgebühren reagieren.<sup>2</sup> Höhere Netzanschlussgebühren würden die Kostenstruktur der WKK-Anlagen verschlechtern, und die Rentabilität selbst der grossen unter ihnen in Frage stellen.

—

<sup>1</sup> Je nach Betrachtungsweise werden bei Kostenvergleichen auch weitere Aspekte und Kostenfaktoren berücksichtigt, wie CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und andere Emissionen oder externen Kosten.

<sup>2</sup> Die Strombezugspreise können prinzipiell erhöht werden entweder durch eine allgemeine Erhöhung fixer und variabler Preiskomponenten für alle Stromkonsumenten oder durch eine gezielte Anhebung der Netzanschlussgebühren nur für Eigenerzeuger. Eine gezielte Anhebung der Netzanschlussgebühren wird bereits heute bei den Besitzern von Ferien- und Zweitwohnungen praktiziert; deren Netzanschlusskosten stehen wie bei den Eigenerzeugern in einem Missverhältnis zur bezogenen Elektrizitätsmenge. Eine Anhebung der Netzanschlussgebühren wäre deshalb auch bei den Eigenerzeugern die angemessene und wohl auch die wahrscheinliche Reaktion. Eine allgemeine Tarifierhöhung würde zu einer Quersubventionierung der Eigenerzeuger durch die übrigen Stromkonsumenten führen. Zudem würde sie den Anreiz für den Einbau weiterer WKK-Anlagen schaffen und die Elektrizitätswerke zu immer weitergehenden Tarifierhöhungen zwingen.

Sobald alternative Stromerzeugungsanlagen mit höheren Stromgestehungskosten ihre Nischenfunktion verlassen und die Rolle einer vollwertigen Alternative zu den marktüblichen Kraftwerken übernehmen sollten, erweist sich bei deren Beurteilung die volkswirtschaftliche Sicht als die richtige.

Die Beurteilung, ob ein vermehrter Einsatz von WKK- oder anderen alternativen Strom-erzeugungs-Anlagen energie- und klimapolitisch sinnvoll ist, ist nach Berücksichtigung aller Vor- und Nachteile letztlich politischer Natur. Eine klare Definition der Rentabilität sorgt für eine bessere Transparenz.

L. Dolecek

(Sektion Statistik und Perspektiven)

## Préambule de l'Office fédéral de l'énergie concernant l'évaluation de la rentabilité CCF

La présente étude a pour objet d'évaluer l'évolution probable des installations CCF (couplage chaleur-force) en Suisse d'ici 2010. Afin d'éviter tout malentendu, nous souhaitons préciser son champ de validité.

Elle évalue la compétitivité des installations CCF du point de vue de l'investisseur proprement dit et prend pour critère le prix d'achat du courant que paiera l'exploitant d'une installation CCF, en tant que consommateur de courant, à son entreprise électrique. Partant d'un prix d'achat du courant de 17 à 18 ct./kWh et d'un prix de reprise de 10 à 11 ct./kWh, l'étude constate que seules des installations CCF relativement grandes sont actuellement compétitives à partir d'une puissance de 100 kW<sub>el</sub> et avec un prix de revient du courant de 12 à 14 ct./kWh.

Pour les autorités fédérales, l'aspect économique est déterminant. Lorsque l'Office fédéral de l'énergie évalue la rentabilité des installations CCF dans le cadre des travaux de perspective et qu'il les compare avec d'autres possibilités de production du courant, le prix de fourniture de ce dernier attendu à moyen terme sur le marché de l'électricité libéralisé dans toute l'Europe sert de critère. En l'état actuel de la technique, ce prix sera déterminé à moyen terme par le prix de revient du courant issu des centrales à cycle combiné gaz-vapeur et s'élèvera, avec une croissance moyenne du prix du gaz naturel, à 5-6 ct./kWh.<sup>3</sup>

La différence entre le prix d'achat du courant de 17-18 ct./kWh, le prix de reprise de 10-11 ct./kWh, le prix de revient du courant de 12-14 ct./kWh d'une part et le prix de fourniture du courant de 5-6 ct./kWh d'autre part est considérable. Si la rentabilité des installations CCF est soumise à la discussion, il faudrait savoir quel est le critère (sur 2) valable.

De manière analogue à la présente étude, l'aspect économique est défendable dans la mesure où les installations CCF ont une fonction de niche et que les entreprises électriques se voient amenées, en raison de leur importance réduite, à ne pas changer leur structure tarifaire. De telles installations CCF sont rentables pour leurs exploitants car elles ne fournissent qu'une contribution insuffisante aux coûts du réseau et aux réserves de puissance et sont ainsi indirectement subventionnées par l'entreprise électrique et, finalement, par les autres – généralement plus petits – consommateurs de courant.

Si, en revanche, de nombreux gros consommateurs de courant couvraient eux-mêmes, dans une zone de desserte, leurs besoins d'électricité en le produisant dans leurs propres installations CCF et réduiraient massivement leur achat de courant provenant du réseau public, leur contribution au financement des coûts du réseau et des réserves de la centrale électrique diminuerait fortement. Cette dernière devrait réagir par une augmentation des taxes de raccordement au réseau.<sup>4</sup> Des taxes de raccor-

<sup>3</sup> Selon le point de vue, d'autres aspects et facteurs de coûts, telles les émissions de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, etc., sont pris en compte dans les comparaisons de coûts.

<sup>4</sup> Les prix d'achat du courant peuvent être augmentés essentiellement soit par un accroissement généralisé des composantes fixes et variables du prix pour tous les consommateurs d'électricité, soit par un relèvement ciblé des taxes de raccordement au réseau uniquement pour les propres producteurs. Actuellement, un relèvement ciblé des taxes de raccordement au réseau est déjà pratiqué auprès des propriétaires d'appartements de vacances et de résidences secondaires; de même que pour les autoproducteurs, il y a une disparité entre les taxes de raccordement au réseau et la quantité d'électricité achetée. Par conséquent, pour les autoproducteurs également, un relèvement des taxes de raccordement au réseau constituerait la réaction vraisemblable et appropriée.

Une augmentation généralisée entraînerait un subventionnement croisé des autoproducteurs par les autres consommateurs d'électricité. Elle inciterait en outre l'implémentation d'installations CCF supplémentaires et contraindrait les centrales électriques à augmenter fortement leurs tarifs.

dement au réseau supérieures détérioreraient la structure des coûts des installations CCF et remettraient en question la rentabilité même des plus grandes installations.

Dans la mesure où des installations de production d'électricité alternatives à prix de revient supérieur abandonnent leur fonction de niche et assument le rôle d'une alternative réelle aux entreprises habituelles sur le marché, l'aspect économique se révèle pertinent pour leur évaluation.

L'évaluation du bien-fondé ou non, en matière de politique énergétique et climatique, de l'utilisation accrue d'installations CCF ou d'autres installations de production d'électricité, est finalement, une fois pris en compte les avantages et les inconvénients, de nature politique. Une définition claire de la rentabilité améliorera la transparence.

L. Dolecek

(Section Statistique et perspectives)



# Zusammenfassung

## Bisherige Entwicklung

In den vergangenen 10 Jahren wurde die Entwicklung der Wärmekraftkopplung vor allem durch die stark gesunkenen Kosten für motorische WKK-Anlagen geprägt. Zusammen mit den ebenfalls gesunkenen Wartungskosten und dem gestiegenen elektrischen Nutzungsgrad sind die Stromgestehungskosten zwischen 1990 und 2000 teuerungsbereinigt um über 40 % gesunken. Dies führt dazu, dass motorische WKK-Anlagen heute ab einer Leistung von etwa 100 kW<sub>el</sub> gegenüber den Strombezugstarifen konkurrenzfähig sind. Entsprechend ist in den vergangenen 10 Jahren die WKK-Stromproduktion besonders in diesem Leistungsbereich stark gestiegen.

Auf der Basis des bestehenden fossilen Wärmemarktes<sup>5</sup> ergibt sich in der Schweiz ein technisches Potenzial von insgesamt 29.2 TWh für die Stromproduktion aus Wärmekraftkopplungsanlagen. Aufgrund der unteren Leistungsgrenze von 5 kW<sub>el</sub> für motorische WKK-Anlagen und der Tatsache, dass Heizöl-BHKW unterhalb von 200 kW<sub>el</sub> nur mit unverhältnismässig hohem Aufwand die LRV-Grenzwerte erfüllen können, wird mit den momentan verfügbaren WKK-Anlagen ein Markt mit einem technischen Potenzial von 13 TWh bearbeitet.

Bezogen auf das gesamte technische Potenzial von 29.2 TWh sind beim Erdgas bisher beachtliche 10 % des technischen Potenzials ausgeschöpft worden. WKK-Anlagen mit Heizöl sind erst seit wenigen Jahren auf dem Markt und ihr Einsatz kommt wie erwähnt erst ab einer Leistung 200 kW<sub>el</sub> in Frage. Entsprechend ist das technische Potenzial der Stromerzeugung beim Heizöl erst zu rund einem Prozent ausgeschöpft.

Im Rahmen der Arbeit wurde versucht, den Ausschöpfungsgrad für einzelne Sektoren (Industrie, Gewerbe/Dienstleistung und Wohngebäude) und Leistungskategorien zu bestimmen. Dabei ergibt sich für einzelne Bereiche ein sehr hoher Ausschöpfungsgrad (Sektor Wohngebäude, 200 bis 2'000 kW<sub>el</sub>: 35 %). Die verfügbaren Daten zur Einteilung des Wärmemarktes in die verschiedenen Bereiche ist allerdings mit einer ziemlichen Unsicherheit behaftet, so dass die entsprechenden Werte mit Vorsicht zu interpretieren sind. Zusätzliche Grundlagenarbeiten zur Analyse des Wärmemarktes in der Schweiz wären für eine zuverlässige Interpretation der Marktentwicklung von grossem Nutzen.

## Künftige Entwicklung

### *Technisch/wirtschaftliche Entwicklung*

Bei der motorischen Wärmekraftkopplung sind bis 2010 weitere Fortschritte wahrscheinlich, wenn auch in verlangsamtem Tempo. Ähnliche Kostenreduktionen wie in den vergangenen 10 Jahren sind nur noch für kleine WKK-Module zu erwarten, da die Serienproduktion dort erst seit kurzem begonnen hat. Für die Entwicklung der Stromgestehungskosten bedeutet dies, dass unter der Annahme von leicht steigenden Energiepreisen bis 2010 eine spürbare Reduktion nur unterhalb einer Leistung von 50 kW<sub>el</sub> zu erwarten ist.

Mikrogasturbinen sind erst seit wenigen Jahren kommerziell verfügbar. Erfolgversprechend ist diese neue Technologie deshalb, weil sie im Vergleich zu motorischen WKK-Anlagen bereits heute wirtschaftlich konkurrenzfähig ist und noch über ein enormes Kostensenkungspotenzial verfügt, welches durch Skalen- und Lerneffekte bei einer stark gesteigerten Produktion ermöglicht wird. Da betreffend der Lebensdauer der Mikroturbinen erst wenig Erfahrung vorhanden ist, muss dieser Punkt

<sup>5</sup> ohne Hochtemperatur-Prozesswärme

aufmerksam beobachtet werden.

Es scheint durchaus wahrscheinlich, dass durch die Entwicklung der Mikrogasturbinen die Stromgestehungskosten der Wärmekraftkopplung im Leistungsbereich von 25 kW<sub>el</sub> bis 100 kW<sub>el</sub> in den nächsten Jahren stark sinken werden. Mittelfristig kann auch mit der Entwicklung von Einheiten zwischen 100 und 1'000 kW<sub>el</sub> gerechnet werden. Da Mikrogasturbinen weitere wichtige Vorteile aufweisen (geringe Schall- und NO<sub>x</sub>-Emissionen) scheint es wahrscheinlich, dass sie sich zunehmend gegenüber motorischen BHKW durchsetzen werden.

Für den untersten Leistungsbereich (< 5 kW<sub>el</sub>) sind umfangreiche Entwicklungs- und Forschungsarbeiten für sogenannte Brennstoffzellenheizgeräte im Gange. Erste Vorseriengeräte sind vor kurzem installiert worden. Betreffend der künftigen Entwicklung bestehen noch grosse Unsicherheiten. Es kann jedoch gezeigt werden, dass die Ziele der Systementwickler aufgrund der Erfahrungen vergleichbarer Technologien durchaus erreichbar scheinen.

Werden die entscheidenden Ziele der Hersteller betreffend Systemkosten und Lebensdauer der Zellstapel erreicht, so steht gegen Ende dieses Jahrzehnts mit der Brennstoffzelle eine wirtschaftliche WKK-Technologie für den untersten Leistungsbereich zur Verfügung.

Auch betreffend der Entwicklung von grossen Brennstoffzellensystemen (> 100 kW<sub>el</sub>) bestehen bis 2010 noch grosse Unsicherheiten. Unter der Annahme, dass die Systementwickler ihre ambitionösen Ziele fristgerecht erreichen, dürften diese Systeme erst um 2010 gegenüber motorischen BHKW konkurrenzfähig werden. Ein spürbarer Einfluss auf den WKK-Markt ist deshalb erst nach 2010 zu erwarten.

Bis 2010 ist für den Energieträger Heizöl im Leistungsbereich unterhalb von 200 kW<sub>el</sub> eine verstärkte Entwicklung nur dann zu erwarten, wenn es gelingt, Mikroturbinen für den Betrieb mit Heizöl zu entwickeln.

### ***Technisches Potenzial***

Das technische Potenzial wird vor allem durch die Entwicklung des Erdgas- und des Heizölverbrauches und die Entwicklung der Stromkennzahl der WKK-Technologien beeinflusst. Bis 2010 ist bei leicht rückläufigem Wärmebedarf<sup>6</sup> davon auszugehen, dass der letztere Einfluss dominiert und sich das technische Potenzial um rund 10 % auf knapp 34 TWh erhöht.

### ***Stromproduktion***

Aufgrund der technisch/wirtschaftlichen Entwicklung der verschiedenen WKK-Technologien wird bei Annahme von leicht steigenden Energiepreisen bis zum Jahr 2010 mit einem Zuwachs der Stromproduktion um 140 % auf 2'500 GWh gerechnet. Entscheidend für die tatsächliche Entwicklung wird die Entwicklung der Energiepreise bleiben, welche nicht nur vom internationalen Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage abhängig bleibt, sondern auch von den energiepolitischen Rahmenbedingungen in der Schweiz (CO<sub>2</sub>-Abgabe, Öffnung des Elektrizitätsmarktes, Kernenergieinitiativen, etc.).

Insbesondere Mikrogasturbinen, welche erst seit kurzem auf dem Markt erscheinen und ein entsprechend grosses Kostensenkungspotenzial aufweisen, können die weitere Entwicklung stark beeinflussen. Die Wärmekraftkopplung wird mit den Mikrogasturbinen auch im Leistungsbereich zwischen 15 und 200 kW<sub>el</sub> konkurrenzfähig.

<sup>6</sup> entsprechend Szenario lia (Energiegesetz) der ‚Energieperspektiven‘ von Prognos

Auch WKK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner als 15 kW<sub>el</sub> werden bis 2010 eine zunehmende Rolle spielen. Motorische Klein-WKK-Module werden erst seit kurzer Zeit in Serie hergestellt, so dass in den nächsten Jahren mit einer deutlichen Kostenreduktion zu rechnen ist. Erreichen die Entwickler von Brennstoffzellenheizgeräten die entscheidenden Ziele betreffend Systemkosten und Lebensdauer der Zellstapel, so steht gegen Ende dieses Jahrzehnts mit der Brennstoffzelle eine wirtschaftliche WKK-Technologie für den untersten Leistungsbereich zur Verfügung.



# Résumé

## Evolution à ce jour

Au cours des dix dernières années, l'évolution de la cogénération (couplage chaleur-force) a été marquée avant tout par une forte baisse des prix pour les installations CCF avec moteur. Avec la baisse conjointe des coûts de maintenance et l'accroissement du rendement électrique, le prix de revient du courant a baissé de plus 40 % entre 1990 et 2000 (compte tenu de l'adaptation au renchérissement). Par conséquent, les installations CCF avec moteur sont actuellement compétitives, par rapport au prix d'achat du courant, à partir d'une puissance de 100 kW<sub>el</sub>. De même, au cours des dix dernières années, la production d'électricité CCF s'est fortement accrue spécialement dans cette gamme de puissance.

Sur la base du marché actuel de l'énergie thermique à alimentation fossile<sup>7</sup>, il existe en Suisse un potentiel technique de 29,2 TWh au total pour la production de courant à partir d'installations CCF. Compte tenu de la limite de puissance inférieure de 5 kW<sub>el</sub> pour les installations CCF avec moteur et des frais disproportionnés qu'entraîne le respect de l'OPair pour les installations CCF avec moteur au mazout jusqu'à 200 kW<sub>el</sub>, le marché potentiel technique pour les installations CCF actuellement disponibles est de 13 TWh.

Par rapport au potentiel technique global de 29,2 TWh, un taux appréciable de 10 % a été utilisé jusqu'à présent pour le gaz naturel. Les installations CCF à mazout ne sont commercialisées que depuis un petit nombre d'années et leur utilisation n'est effective, comme indiqué précédemment, qu'avec une puissance minimale de 200 kW<sub>el</sub>. De même, le potentiel technique de la production de courant n'est utilisé qu'à raison de 1% environ pour le mazout.

Dans le cadre de ce travail, on a tenté de déterminer le degré d'utilisation des différents secteurs (industrie, PME/services, immeubles d'habitation) et des différentes catégories de puissance. On obtient un taux d'utilisation très élevé pour les différents secteurs (dans celui des immeubles d'habitation, 200 à 2'000 kW<sub>el</sub>: 35 %). Les données disponibles concernant la répartition du marché de la chaleur dans les différents secteurs étant toutefois peu fiables, les valeurs concernées doivent être interprétées avec prudence. Un travail de fond complémentaire destiné à l'analyse du marché de la chaleur en Suisse serait très utile pour une interprétation sûre de l'évolution du marché.

## Evolution future

### *Développement technico-économique*

En ce qui concerne la cogénération avec moteur, elle connaîtra vraisemblablement des progrès ultérieurs, même à un rythme ralenti, d'ici 2010. Toutefois, la production en série n'ayant débuté que depuis peu, des réductions de coûts similaires à celles qui se sont produites ces dix dernières années ne sont attendues que pour les petits modules CCF. Par conséquent, pour ce qui est de l'évolution du prix de revient du courant, une réduction sensible n'est attendue, d'ici 2010, qu'au-dessous de 50 kW<sub>el</sub>, dans l'hypothèse où le prix de l'énergie augmente légèrement.

Les microturbines à gaz ne sont disponibles dans le commerce que depuis quelques années. Prometteuse, cette nouvelle technologie est, en comparaison avec les installations CCF avec moteur, déjà compétitive actuellement et dispose encore, grâce à des effets d'échelle et d'apprentissage en cas de forte augmentation de la production, d'un énorme potentiel de diminution des coûts. Comme l'on a encore peu d'expérience concernant la durée de vie des microturbines, ce point devra faire l'objet

<sup>7</sup> Sans chaleur industrielle à haute température.

d'une observation attentive.

Il paraît tout à fait vraisemblable que le développement des microturbines à gaz entraîne ces prochaines années une forte baisse du prix de revient de la cogénération dans le gamme de puissance comprise entre 25 kW<sub>el</sub> et 100 kW<sub>el</sub>. A moyen terme, on peut s'attendre également au développement d'unités d'une puissance comprise entre 100 et 1'000 kW<sub>el</sub>. Les microturbines à gaz présentant d'autres avantages importants (faibles émissions sonores et de NO<sub>x</sub>), il est probable qu'elles s'imposent de plus en plus face aux installations CCF avec moteur.

En ce qui concerne la gamme de puissance inférieure (< 5 kW<sub>el</sub>), de gros travaux de développement et de recherche sont en cours pour les appareils de chauffage à piles à combustible. Les premiers appareils en présérie ont été installés il y a peu. De grandes incertitudes pèsent cependant sur l'avenir, bien qu'on puisse démontrer que les objectifs des concepteurs de systèmes sont parfaitement atteignables compte tenu des expériences faites avec des technologies comparables.

Si les objectifs décisifs des fabricants en ce qui concerne les coûts du système et la durée de vie des composants sont atteints, une technologie CCF économique, sera disponible, avec la pile à combustible, pour la gamme de puissance inférieure vers la fin de la décennie.

D'ici 2010, de fortes incertitudes pèsent également sur l'évolution des grands systèmes alimentés avec des piles à combustible (> 100 kW<sub>el</sub>). Dans l'hypothèse où les concepteurs de systèmes atteignent leurs objectifs ambitieux dans les délais, ces systèmes ne pourraient être compétitifs que vers 2010 face aux installations CCF avec moteur. Par conséquent, une influence sensible sur le marché CCF n'est attendue qu'après 2010.

D'ici 2010, on n'attendra un renforcement de l'évolution relative à l'agent énergétique «mazout», dans la gamme de puissance inférieure à 200 kW<sub>el</sub>, que si l'on parvient à développer des microturbines pour un fonctionnement à l'aide du mazout.

### **Potentiel technique**

L'évolution de la consommation du gaz naturel et du mazout ainsi que celle du facteur électrique des technologies CCF surtout influent sur le potentiel technique. D'ici 2010, en cas de léger recul des besoins de chaleur<sup>8</sup>, on partira de l'idée que l'influence la plus récente domine et que le potentiel technique augmentera d'environ 10 % pour atteindre près de 34 TWh.

### **Production de courant**

Compte tenu de l'évolution technico-économique des différentes technologies CCF, on compte, dans l'hypothèse où les prix de l'énergie augmentent légèrement d'ici 2010, sur une croissance de la production de courant de 140 % pour atteindre 2'500 GWh. L'évolution des prix de l'énergie, qui dépend non seulement de la relation internationale entre l'offre et la demande, mais également des conditions cadres liées à la politique énergétique en Suisse (taxe CO<sub>2</sub>, ouverture du marché de l'électricité).

Les microturbines à gaz en particulier, qui apparaissent depuis peu sur le marché et présentent un grand potentiel de réduction des coûts, peuvent avoir un fort impact sur l'évolution future. La cogénération deviendra compétitive, avec les microturbines à gaz, également dans la gamme de puissance comprise entre 15 et 200 kW<sub>el</sub>.

Même les installations CCF d'une puissance électrique inférieure à 15 kW<sub>el</sub> joueront un rôle croissant d'ici 2010. Les mini-modules CCF avec moteur ne sont fabriqués en série que depuis peu, de sorte qu'il faut s'attendre ces prochaines années à une nette réduction des coûts.

Si les concepteurs d'appareils de chauffage à piles à combustible atteignent les objectifs décisifs concernant les coûts du système et la durée de vie, on disposera vers la fin de la décennie, avec la pile à combustible, d'une technologie CCF économique pour la gamme de puissance inférieure.

—

<sup>8</sup> Selon le scénario lia (loi sur l'énergie) des «perspectives énergétiques» de Prognos

# 1 Aufgabenstellung und Berichtsaufbau

## 1.1 Aufgabenstellung

Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Zielsetzungen verfolgt:

- Die Entwicklung der konventionellen WKK-Technologie in den letzten zehn Jahren im Bereich Effizienz (elektrischer Wirkungsgrad) und spezifische Kosten (Fr./kWe) soll dokumentiert und das weitere diesbezügliche Entwicklungspotenzial durch Berücksichtigung neuester Forschungs- und Entwicklungsergebnisse abgeschätzt werden. Damit werden verlässliche Angaben über die Entwicklung der wirtschaftlich relevanten Daten von konventionellen WKK-Anlagen gewonnen. Diese dienen wiederum zur Berechnung der zukünftigen Stromgestehungskosten und als Input für die nächsten Energie-Perspektiven (Prognos).
- Die wichtigsten für den zukünftigen wirtschaftlichen Erfolg massgebenden Kennzahlen (Gesamtwirkungsgrad, elektrischer Wirkungsgrad, spezifische Investitionskosten, spezifische Wartungs- und Unterhaltsaufwendungen) von neuen, kurz vor der Markteinführung stehenden WKK-Technologien (**Brennstoffzellen, Mikroturbinen**) werden in Zusammenarbeit mit den Herstellern dokumentiert und kommentiert. Diese Grunddaten dienen zur Abschätzung der Marktchancen neuer WKK-Technologien und können ebenfalls als Inputdaten künftiger Energie-Perspektiven genutzt werden.
- Die bisherigen WKK-Potenzialstudien werden, unter der Berücksichtigung der neu in Entwicklung stehenden WKK-Anlagen, mit wesentlich kleineren Leistungen (z.B. Brennstoffzellenheizgeräte) überarbeitet. Im Wesentlichen geht es um die Frage, welches zusätzliche technische Potenzial durch die Klein-WKK-Anlagen erschlossen werden könnte.
- Die mittel- und längerfristigen wirtschaftlichen Realisierungschancen von WKK-Anlagen unterschiedlicher Grösse und Technologie werden analysiert. Dazu werden die in den Energieperspektiven verwendeten Annahmen über Preisentwicklungen zugrundegelegt und kritisch gewürdigt. Die gemäss Energiegesetz gültigen Rahmenbedingungen (Rücklieferarife, Netzbenutzungsgebühren usw.) werden soweit möglich berücksichtigt. Die wirtschaftlich interessantesten Marktbereiche werden aufgrund dieser Basisannahmen identifiziert und quantifiziert.
- Wesentliche Realisierungshemmnisse werden aufgelistet und ihre Bedeutung beschrieben.

## 1.2 Berichtsaufbau

### 1.2.1 Technisch/wirtschaftliche Entwicklung

Im ersten Teil des Berichts wird die technisch wirtschaftliche Entwicklung der Wärmekraftkopplung untersucht.

- Die Entwicklung der vergangenen 10 Jahre der motorischen Wärmekraftkopplung mit einer elektrischen Leistung von 100 und 400 kW wird detailliert dokumentiert und interpretiert. Das weitere Entwicklungspotenzial bis 2010 wird unter Berücksichtigung von Forschungs- und Entwicklungsergebnissen abgeschätzt.
- Anschliessend wird der aktuelle Stand und das Entwicklungspotenzial für Anlagen unter 100 kW<sub>el</sub> und über 400 kW<sub>el</sub> abgeschätzt. Als Zwischenergebnis werden die Stromgestehungskosten der motorischen Wärmekraftkopplung bis zu einer elektrischen Leistung von 1'000 kW für die Jahre 2000 und 2010 festgehalten.
- Der aktuelle Stand und die Entwicklungspotenziale von neuen, kurz vor der Markteinführung stehenden WKK-Technologien (Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen) werden in Zusammenarbeit mit den Herstellern dokumentiert.

### 1.2.2 Potenziale und Ausschöpfung

Im zweiten Teil des Berichts werden die technischen Potenziale, der Ausschöpfungsgrad und die Ausschöpfungsgeschwindigkeit untersucht.

- In einem ersten Schritt werden die aktuellen technischen Potenziale der Wärmekraftkopplung, aufgeteilt auf verschiedene Marktsektoren und Leistungskategorien, beziffert.
- Die technischen Potenziale werden mit den Zahlen der WKK-Statistik verglichen und somit der aktuelle Ausschöpfungsgrad und die Ausschöpfungsgeschwindigkeit bestimmt.
- Anschliessend werden die technischen Potenziale und der Ausschöpfungsgrad für das Jahr 2010 hochgerechnet. Insbesondere wird untersucht, welche zusätzlichen Potenziale durch die neuen Technologien aufgrund der zu erwartenden technisch/wirtschaftlichen Entwicklung bis 2010 erschlossen werden können. Ein besonderes Augenmerk wird dabei auf den Leistungsbereich unter  $100 \text{ kW}_{el}$  gelegt, da dieser Bereich durch die motorische Wärmekraftkopplung aus Wirtschaftlichkeitsgründen bisher praktisch nicht erschlossen werden konnte.



## 2 Methodik

### 2.1 Technisch/wirtschaftliche Entwicklung

Die bisherige Entwicklung der Stromgestehungskosten der motorischen Wärmekraftkopplung wird in einem ersten Schritt für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 100 kW resp. 400 kW detailliert dokumentiert. Dazu werden die massgebendsten Daten von tatsächlich ausgeführten oder angebotenen Anlagen (Modulkosten BHKW, Nutzungsgrad Strom sowie die Wartungskosten) ermittelt:

- Die **Modulkosten** beinhalten das gesamte BHKW-Modul inklusive Schalldämmhaube, Abgasreinigung (Katalysator), Schaltschrank und Lüftungsventilator aber ohne externe Anschlüsse (Gasstrasse, Luftkanäle, etc.).
- Bei den **Wartungskosten** handelt es sich um Vollwartungskosten inkl. Generalüberholung und Ersatzteile.
- Der **Nutzungsgrad Strom** bezieht sich auf den Betrieb bei Nennlast. Der Jahresnutzungsgrad liegt nur unwesentlich tiefer.

Auf der Basis dieser Daten werden die Stromgestehungskosten für einen (hypothetischen) Standort mit durchschnittlichen Rahmenbedingungen berechnet. Im vorliegenden Fall handelt es sich um eine Heizzentrale für Nichtwohnbauten (Gewerbe, Industrie, Spital, o.ä.) mit 500 kW resp. 1'500 kW thermischer Leistung. Für die Kapitalkosten wird ein realer Zinssatz von 3.5 % (gem. Entwurf SIA 480) zugrunde gelegt. Alle Kostenangaben werden anhand des Landesindex der Konsumentenpreise auf **Barwerte im Jahre 2000** umgerechnet (detaillierte Angaben zur Methodik siehe [6]).

Die aktuellen Stromgestehungskosten für Anlagen unter 100 kW<sub>el</sub> resp. über 400 kW<sub>el</sub> werden nach derselben Methodik bestimmt, wobei hier für die massgebendsten Daten keine Erhebungen durchgeführt werden, sondern aktuelle Richtwerte eingesetzt werden.

Aufgrund dieser Ergebnisse werden anschliessend die Stromgestehungskosten für Standorte mit günstigen resp. ungünstigen Rahmenbedingungen abgeschätzt, so dass ein Band der Stromgestehungskosten über den gesamten Leistungsbereich (bis 1'000 kW elektrische Leistung) entsteht. Folgende Rahmenbedingungen werden dabei variiert: Vollbetriebsstunden (für Standorte mit geringem Warmwasserbedarf im Sommer), Vergütung der Wärmeerzeugung und Investitionskosten für Einbindung des BHKW.

Die Stromgestehungskosten für neue Technologien (Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen) werden nach derselben Methodik ermittelt, wobei die Basisdaten aufgrund von Expertengesprächen ermittelt werden.

Das Entwicklungspotenzial der verschiedenen WKK-Technologien bis 2010 wird aufgrund der Ergebnisse der bisherigen Entwicklung von Expertengesprächen und von aktuellen Forschungs- und Entwicklungsergebnissen abgeschätzt.

## 2.2 Potenziale und Ausschöpfung

### 2.2.1 Bestehende Potenzialberechnungen

Die bisher durchgeführten Potenzialstudien beruhen alle auf bekannten WKK-Technologien und umfassen aus Wirtschaftlichkeitsgründen kaum Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 100 kW. Durch die 'neuen' WKK-Technologien wie Brennstoffzellen und Mikroturbinen wird gerade dieser Leistungsbereich speziell anvisiert. Daraus ergeben sich zusätzliche Potenziale für die Stromerzeugung aus WKK, welche bisher nicht berücksichtigt worden sind.

#### Potenzialstudien VSG/Erdölvereinigung

Die Ermittlung der zusätzlichen Potenziale basiert auf den WKK-Potenzialstudien für den Verband der Schweizerischen Gasindustrie [2] resp. für die Erdölvereinigung [3]:

Die Potenzialstudien des Verbandes der Schweizerischen Gasindustrie [2] resp. der Erdölvereinigung [3] basieren auf einer einheitlichen Methodik und weisen folgende technisch/wirtschaftlichen Potenziale für die Stromerzeugung aus WKK aus:

#### Elektrizitätserzeugung der potentiellen wirtschaftlichen WKK-Anlagen

Daten 1995

Sektor	Industrie		Fernwärme		Gewerbe / Dienstleistung		Wohngebäude		TOTAL Kategorie	
	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl GWh/a	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas GWh/a
< 80 MWh/a (< 5 kWel)	1	0	0	0	8	0	15	12	24	12
80 - 200 MWh/a (5 - 15 kWel)	7	0	0	0	33	15	18	8	58	23
0.2 - 2 GWh/a (15 - 200 kWel)	45	24	0	0	274	133	120	91	438	248
2 - 20 GWh/a (200 - 2'000 kWel)	505	304	0	0	918	161	269	43	1'692	508
20 - 50 GWh/a (2 - 5 MWel)	274	97	0	0	0	0	0	0	274	97
> 50 GWh/a (> 5 MWel)	7	749	0	111	0	0	0	0	7	859
TOTAL Sektor	840	1175	0	111	1'233	308	421	154	2'494	1'748
									Elektrizität mit Erdöl	Elektrizität mit Erdgas
									4'242	Elektrizität total WKK

Kommentare:

G:\2000\005\BFE\3-Bearb\Potentiale-Trend-95.xls\Elektrizitätserzeugung mit WKK

Es ist ersichtlich, dass die Kategorien mit niedrigem Wärmebezug (< 200 MWh entsprechend einer Wärmebezugsleistung von < 100 kW) nur weniger wie 3 % an das Potenzial zur Elektrizitätserzeugung beisteuern. Der Anteil der beiden Kategorien unter 200 MWh am gesamten Öl- und Gasverbrauch beträgt dagegen knapp 33 %.

#### Weitere vorhandene Potenzialberechnungen

In den Szenarien zu den Initiativen 'Strom ohne Atom' sowie 'MoratoriumPlus' [1] werden die energetischen und kostenmässigen Auswirkungen einer vorzeitigen Stilllegung der Atomkraftwerke in der Schweiz untersucht. Dabei spielt die Wärmekraftkopplung zur Deckung der entstehenden Stromangebotslücken eine wichtige Rolle. Im Rahmen der Studie wurden die technischen Potenziale der Wärmekraftkopplung detailliert analysiert. Die ermittelten technischen Potenziale werden zur Verifizierung der Resultate berücksichtigt.

Auch in den 'Energieperspektiven der Szenarien I bis III' [6] werden die Potenziale der WKK im Hinblick auf eine Stilllegung der Kernkraftwerke grob beziffert. Auf eine Ergänzung der Arbeit wird aufgrund der angewandten Methodik (Analyse der Siedlungsstruktur mittels Hektaraster) verzichtet. Zudem ist zu bedenken, dass die Potenzialermittlung auf einer (aktualisierten) Arbeit aus dem Jahre 1987 basiert, womit aufgrund der sich inzwischen sehr stark geänderten Rahmenbedingungen und des technischen Fortschrittes eine punktuelle Ergänzung problematisch wäre.

### 2.2.2 Verwendete Methodik

Die Ermittlung der zusätzlichen Potenziale basiert auf der Methodik, welche für die WKK-Potenzialstudien des Verbandes der Schweizerischen Gasindustrie [2] resp. der Erdölvereinigung [3] angewandt wurde.

In den erwähnten Potenzialstudien wird das technisch/wirtschaftliche Potenzial der Wärmekraftkopplung mit folgender Methodik berechnet:

- Erdgas- resp. Erdölverbrauch werden in Sektoren und in Leistungskategorien aufgeteilt. Die Aufteilung in Sektoren erfolgt anhand der Gesamtenergiestatistik. Die Aufteilung in unterschiedliche Leistungskategorien erfolgt beim Erdgas anhand einer umfassenden Befragung von 10 ausgewählten Gasversorgungsunternehmen. Beim Erdöl dient dazu die Anlagenstatistik des Verbandes Schweizerischer Öl- und Gasbrennerunternehmen.
- Von diesen Werten wird das bereits ausgeschöpfte WKK-Potenzial (Gross- und Klein-WKK-Statistiken) abgezogen. Es resultiert der Erdgasverbrauch heutiger konventioneller Gasfeuerungen.
- Zwei Szenarien (Trend, Progressiv) werden kreiert, und die Potenzialermittlung für beide Szenarien durchgeführt.
- Potenzialfaktoren, welche die Realisierungschancen im technischen, wirtschaftlich-politischen und psychologischen Umfeld beschreiben, reduzieren das Potenzial an realisierbaren WKK-Anlagen.
- Mit Annahmen zur Grobauslegung von WKK-Anlagen wird der Erdgasverbrauch der potenziellen wirtschaftlichen WKK-Anlagen inkl. Spitzenkessel ermittelt. Als weiteres Resultat ergibt sich die Elektrizitätserzeugung des WKK-Potenzials.

Zur Ermittlung des technischen Potenziales im Jahre 2000 werden mit der vorliegenden Arbeit folgende Änderungen vorgenommen:

- Die Potenzialfaktoren werden aus dem Berechnungsgang eliminiert.
- Durch die Eliminierung der Potenzialfaktoren wird die Tatsache vernachlässigt, dass Prozesswärme insbesondere in der Industrie nur teilweise durch WKK-Anlagen bereitgestellt werden kann (Hochtemperaturprozesse). Die Hochtemperaturprozesswärme wurde deshalb speziell berechnet und vom Wärmepotenzial abgezogen. Dabei wurde in Anlehnung an die im Rahmen der EGES erarbeitete Studie 'Potenzial der WKK in der Industrie' [4] angenommen, dass 55 % des Gesamtwärmebedarfes in der Industrie nicht für WKK geeignet sind. Berücksichtigt man, dass in der Industrie 25 % des Wärmeenergiebedarfes mit festen Brennstoffen erzeugt werden und nimmt an, dass diese vollumfänglich für Hochtemperaturprozesse (z.B. Zementöfen) eingesetzt werden, so resultiert in der Industrie eine Verminderung des Wärmepotenziales aus Erdgas und Erdöl um 44 %.
- Der Erdgas- und Erdölverbrauch in den einzelnen Sektoren wird anhand der Gesamtenergiestatistik für das Jahr 2000 aktualisiert. Desgleichen werden die elektrischen Wirkungsgrade potenzieller WKK-Anlagen entsprechend dem aktuellen Stand der Technik (siehe [5]) nach oben korrigiert.

Der aktuelle Ausschöpfungsgrad sowie die Ausschöpfungsgeschwindigkeit der Potenziale können durch einen Vergleich des technischen Potenzials mit den Werten der WKK-Statistik [7] beziffert werden.

Das technische Potenzial im Jahr 2000 wird aufgrund der Entwicklung des Erdgas-/Heizölverbrauches sowie der Stromkennzahl der WKK-Technologien für 2010 hochgerechnet. Die Entwicklung des Erdgas- und des Heizölverbrauches wird anhand der ‚Energieperspektiven‘ (Prognos) für die Szenarien IIa (Energiegesetz) und IIb (Energiegesetz und CO<sub>2</sub>-Abgabe) berechnet. Die Entwicklung der Stromkennzahl wird in Kapitel 4 abgeschätzt.

Zur Abschätzung des erwarteten Ausschöpfungsgrades im Jahre 2010 werden zuerst Stromgestehungskosten, Energiepreise, Ausschöpfungsgrad und Ausschöpfungsgeschwindigkeit im Jahre 2000 miteinander verglichen und interpretiert. Anhand der prognostizierten Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der neuen Technologien im Jahre 2010 sowie der erwarteten Entwicklung der Energiepreise (Erdgas, Heizöl, Rückliefertarife resp. Strombezugskosten) wird anschliessend der Ausschöpfungsgrad im Jahre 2010 abgeschätzt.

## 2.3 Entwicklung der Energiepreise

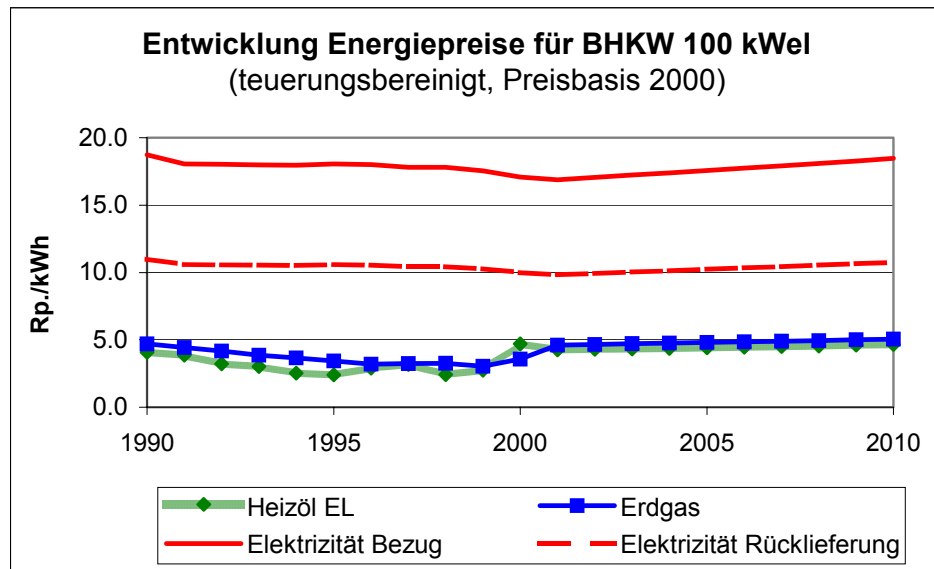
Die Energiepreise für Erdgas, Heizöl und Elektrizität können vom Bundesamt für Statistik (Produzenten- und Importpreisindex) für die verschiedenen Bezugsgrössen übernommen werden.

Die Rückliefertarife für unabhängige Stromproduzenten richten sich gemäss den Empfehlungen des Bundesamtes für Energie nach dem Wiederverkaufstarif der nächsthöheren Spannungsebene der Einspeisung. Sie sind also vom jeweiligen Elektrizitätswerk abhängig. Da praktisch alle WKK-Anlagen bis 1 MW<sub>el</sub> auf Niederspannungsniveau einspeisen, sind die Rückliefertarife für alle untersuchten Anlagegrössen gleich. Die Rückliefertarife liegen nach Aussage von Experten in der Schweiz bei ca. knapp 10 Rp./kWh.

Für die Entwicklung der Energiepreise bis 2010 wird eine reale Energiepreisteuerung von 1 % pro Jahr angenommen. Als Ausgangspunkt werden die Energiepreise im Jahre 2001 gewählt. Das Jahr 2000 ist weniger geeignet, da die Heizölpreise dort kurzfristig überhöht waren (insbesondere gegenüber Erdgas - siehe Grafik).

Die langsame Zunahme der Energiepreise bis 2010 entspricht in etwa dem in den Energieperspektiven von Prognos [6] zugrunde gelegtem Verlauf. Eine CO<sub>2</sub>-Abgabe ist nicht berücksichtigt. Die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Abgabe werden im Kapitel 4.6 behandelt.

Untenstehend ist der Verlauf der Energiepreise am Beispiel eines BHKW mit einer Leistung von 100 kW<sub>el</sub> aufgezeigt. Für Anlagen mit einer anderen Leistung deckt sich der Verlauf, jedoch ist das Niveau abhängig von der Grösse der Anlage resp. bezogenen Energiemenge.



G:\2001\019\3-Bearb[Jahresdaten.xls]Prognose

**Bild 1** Angenommener Verlauf der Energiepreise am Beispiel eines BHKWs mit 100 kW<sub>el</sub>  
(Bezugstarif entsprechend Industriebetrieb mit einem Bezug von 1.5 GWh<sub>el</sub>/a)



# 3 Technisch/wirtschaftliche Entwicklung

## 3.1 Motorische WKK 100 kW / 400 kW

### 3.1.1 Berechnungsgrundlagen

Im Folgenden wird die bisherige und die zukünftige Entwicklung von motorischen WKK-Anlagen im Leistungsbereich von 100 und 400 kW elektrischer Leistung detailliert untersucht.

In einem ersten Schritt werden die massgebendsten Daten von tatsächlich ausgeführten oder angebotenen Anlagen (Modulkosten BHKW, Nutzungsgrad Strom sowie die Wartungskosten) ermittelt.

Auf der Basis dieser Daten werden danach die Stromgestehungskosten für einen (hypothetischen) Standort mit durchschnittlichen Rahmenbedingungen berechnet. Im vorliegenden Fall handelt es sich um eine Heizzentrale für Nichtwohnbauten (Gewerbe, Industrie, Spital, o.ä.) mit 500 kW resp. 1'500 kW thermischer Leistung.

Folgende Erfahrungswerte werden bei der Berechnung der Stromgestehungskosten verwendet:

Faktor	verwendete Werte
Nutzungsgrad Wärme BHKW	<sup>1)</sup> 0.88 minus Nutzungsgrad Strom
Nutzungsdauer BHKW	15 Jahre
Hilfsenergiekosten BHKW	1.5 % der Brennstoffkosten
Investitionskosten Einbindung Wärme/Strom, Bauliches <sup>2)</sup>	Fr. 250'000.-- (100 kW <sub>el</sub> ) Fr. 510'000.-- (400 kW <sub>el</sub> )
Versicherungskosten BHKW	1.5 % der Investitionskosten BHKW-Modul
Vergütung Wärmeerzeugung	Gas- resp. Ölpreis plus: 3 Rp./kWh <sub>th</sub> (100 kW <sub>el</sub> ) 2 Rp./kWh <sub>th</sub> (400 kW <sub>el</sub> )
Vollbetriebsstunden	4'500 h/a

1) Wurde in der Regel zusammen mit dem Nutzungsgrad Strom erhoben, die aufgeführte Annahme wurde nur falls nötig verwendet.

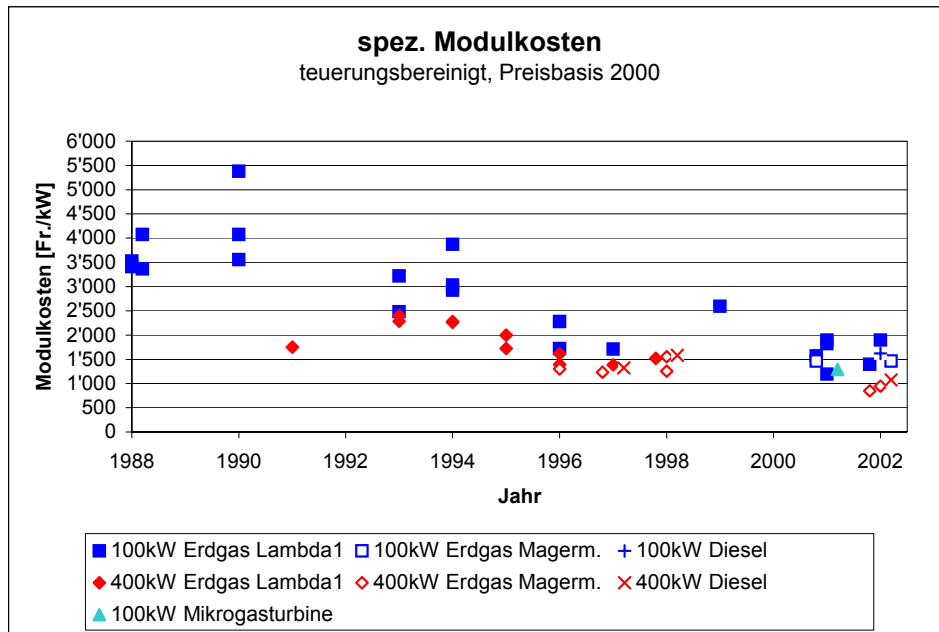
2) Kosten für die gesamte Wärmeerzeugung inkl. Spitzenlastkessel, Gasanschluss/Öltank, etc.

**Tabelle 1    Verwendete Erfahrungswerte zur Berechnung der Stromgestehungskosten**

### 3.1.2 Bisherige Entwicklung 100 kW<sub>el</sub> / 400 kW<sub>el</sub>

#### Entwicklung der massgebenden Faktoren

BHKW-Modulkosten:



G:\2001\019\3-Bearb\[Monitoring-WKK-Ausw.xls]Tabelle1

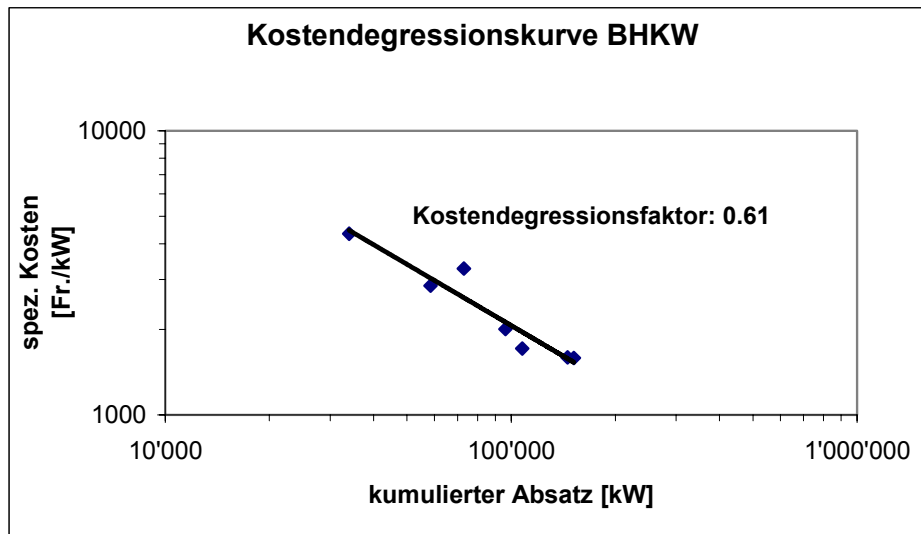
**Bild 2 Entwicklung der spezifischen Kosten für motorische WKK-Module**

Die Modulkosten sind vor allem in der ersten Hälfte der 90er Jahre massiv gesunken. Insbesondere bei einer Leistung von 100 kW<sub>el</sub> haben sich die Kosten von 1990 bis 1996 praktisch halbiert. Seit 1996 haben die Modulkosten weiter abgenommen, jedoch mit geringerem Tempo. Bei den grösseren Modulen (400 kW<sub>el</sub>) kann diese Aussage aufgrund der vorhandenen Daten weitgehend gestützt werden.

Ein Unterschied zwischen Erdgas- und Diesel-BHKW kann nicht festgestellt werden, wobei Diesel-BHKW erst seit der zweiten Hälfte der 90er Jahre verstärkt angeboten werden und zum Einsatz kommen.

Zwischen 1990 und 2001 hat sich die kumulierte installierte Leistung der in der Schweiz installierten WKK-Anlagen (bis 1 MW<sub>el</sub>) von 34 MW auf knapp 152 MW erhöht. Vergleicht man den kumulierten Absatz der WKK-Anlagen mit den Investitionskosten der Module so ergibt sich daraus folgende Kostendegressionskurve:





G:\2001\019\3-Bearb\[Lernkurven.xls]BHKW

**Bild 3 Kostendegressionskurve BHKW-Module im Zeitraum 1990 bis 2001**

Die Kostendegressionskurve kann durch eine Potenzfunktion  $C_x/C_0 = P_x^{-b}$  angenähert werden, wobei  $C_0$  für den Preis der ersten Einheit,  $P_x$  für die kumulierte Produktion und  $b$  als Konstante für den Grad der Kostensenkung steht. Als Kostendegressionsfaktor  $f$  wird die Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion bezeichnet. Es gilt  $f = 2^{-b}$ . Aus der oben dargestellten Kurve kann ein Kostendegressionsfaktor von 0.61 entnommen werden. Ein Vergleich mit publizierten Werten für andere Technologien zeigt, dass dieser Wert extrem tief ist, was unrealistisch hohe Lern- und Skaleneffekte voraussetzen würde. Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart hat beispielsweise für die Entwicklung der Photovoltaik zwischen 1976 und 1997 in Deutschland einen Kostendegressionsfaktor von 0.78 ermittelt [9]. Die Werte für andere erneuerbare Energien werden mit 0.84 bis 0.95 angegeben.

Für die Interpretation des ermittelten Kostendegressionsfaktors von 0.61 gilt es Folgendes zu berücksichtigen:

- Die Kosten beziehen sich auf die Verkaufskosten. Diese sind nicht nur abhängig von den Herstellungs- und Vertriebskosten, sondern auch von der Wettbewerbssituation.
- Der Betrachtungszeitraum für die Ermittlung des Kostendegressionsfaktors ist eher kurz, so dass die Marktsituation im Betrachtungszeitraum einen grossen Einfluss ausübt.

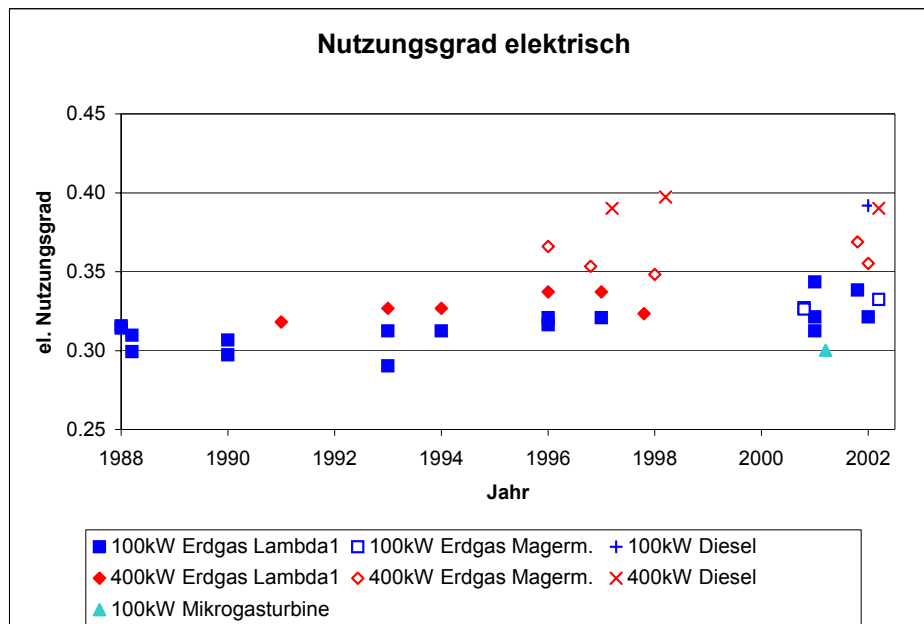
Wir gehen daher davon aus, dass die massive Kostenreduktion - vor allem in der ersten Hälfte der 90er Jahre - vorwiegend durch die Preispolitik der Marktteilnehmer verursacht worden ist. Zu Beginn der Markteinführung kann durch den Innovationswert eines Produktes in der Regel ein höherer Preis gelöst werden, was dazu führen kann, dass Kostensenkungen bei der Produktion nicht an die Kunden weitergegeben werden. Dies wird dann im Laufe einer breiteren Markteinführung nachgeholt, wo die Bedeutung des Preises stark steigt (siehe dazu auch [10]). Es scheint deshalb wahrscheinlich, dass bei den BHKW-Modulkosten in der ersten Hälfte der 90er Jahre Kostenreduktionen an die Abnehmer weitergegeben wurden, welche bereits früher realisiert worden sind.

Sicher haben aber 'echte' Lerneffekte die massive Kostenreduktion mit verursacht resp. erst ermöglicht:

- Kompaktbauweise: Das BHKW wird in der Werkstatt des Herstellers bis auf die externen Anschlüsse für Brennstoff, Luft und Kamin montiert und getestet. Der Aufwand auf der Baustelle kann dadurch beträchtlich reduziert werden.

- Durch den Einsatz von Magermotoren mit Turbolader konnte bei Erdgasaggregaten ab ca. 200 kW<sub>el</sub> die Leistungsdichte erhöht werden. Dies ermöglicht bei vergleichbarer Leistung den Einsatz kleinerer und somit günstigerer Motoren.

#### Nutzungsgrad elektrisch



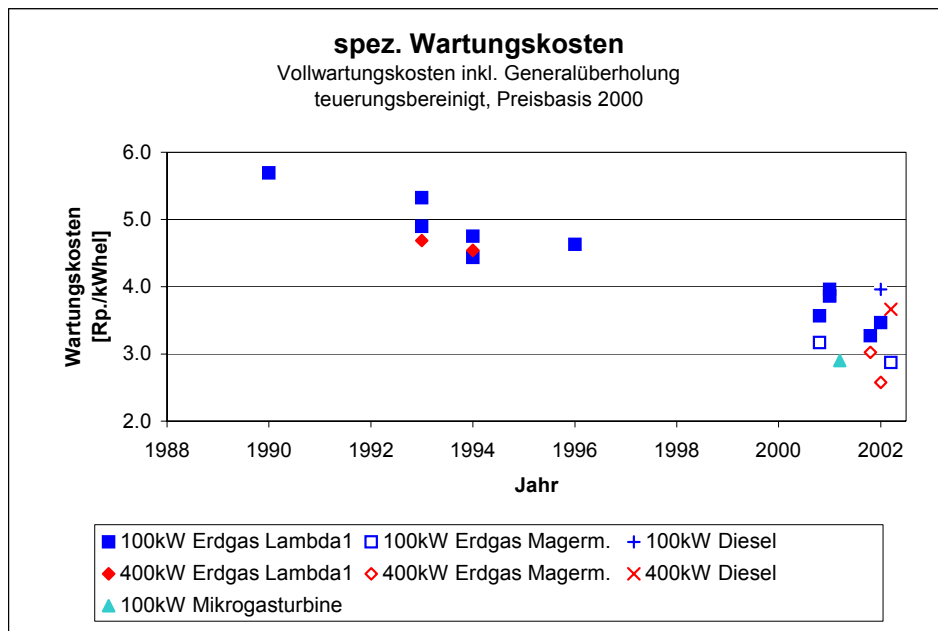
G:\2001\019\3-Bearb\Monitoring-WKK-Ausw.xls]Tabelle1

**Bild 4** Entwicklung des elektrischen Nutzungsgrades für motorische WKK-Module

Während bei Diesel-BHKW der elektrische Nutzungsgrad scheinbar auf hohem Niveau konstant geblieben ist, kann für Erdgas-BHKW im Betrachtungszeitraum in beiden betrachteten Leistungsklassen eine deutliche Verbesserung festgestellt werden. Diese kann auf folgende Faktoren zurückgeführt werden:

- Durch die laufende Optimierung der Anlagen bei an sich gleichbleibender Technologie konnte eine kontinuierliche Verbesserung des elektrischen Nutzungsgrades um ca. 10 % erreicht werden.
- Ein eigentlicher Technologiesprung hat mit der Einführung von Magermotoren mit SCR-Katalysator stattgefunden, welche sich bei WKK-Modulen ab ca. 250 kW<sub>el</sub> gegenüber den Lambda-1-Motoren durchgesetzt haben. Im Leistungsbereich von 400 kW<sub>el</sub> hat die Einführung der Magermotoren eine Erhöhung des elektrischen Nutzungsgrades um gut 5 % bewirkt (zusätzlich zur oben erwähnten Optimierung). Bei den WKK-Modulen mit 100 kW<sub>el</sub> werden Magermotoren mit SCR-Katalysatoren erst seit kurzer Zeit angeboten und verfügen über keinen signifikant besseren Nutzungsgrad wie Lambda-1-Motoren. Dieser Unterschied dürfte darauf zurückzuführen sein, dass bei den grösseren Motoren speziell für Stationärmotoren entwickelte Turbolader zum Einsatz gelangen, welche eine höhere Aufladung des Motors ermöglichen.

## Wartungskosten



G:\2001\019\3-Bearb\Monitoring-WKK-Ausw.xls\Tabelle1

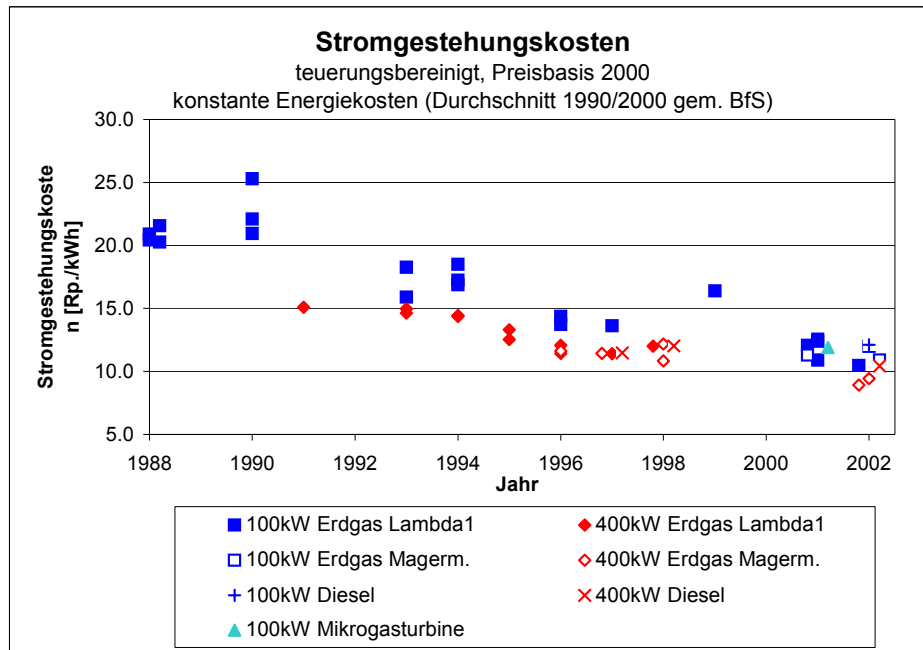
**Bild 5** Entwicklung der spezifischen Wartungskosten für motorische WKK-Module

Bei den Wartungskosten konnten nur relativ wenig brauchbare Zahlen eruiert werden. Offensichtlich wurde lange Zeit mit unrealistisch tiefen Wartungskosten gerechnet. So wurden bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen bis Mitte der 90er Jahre in der Regel lediglich die Kosten von Serviceverträgen mit 5jähriger Laufzeit eingerechnet und somit die Kosten für eine Generalüberholung und oft auch die notwendigen Ersatzteile nicht oder nur ungenügend berücksichtigt. Erst seit wenigen Jahren werden von den Herstellern umfassende Vollwartungskosten angegeben und entsprechend offeriert.

Dies soll nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Wartungskosten tatsächlich zwischen 1990 und 2000 um über 30 % gesunken sind, was auch durch Aussagen der Fachspezialisten bestätigt wird. Folgende Faktoren haben diese Entwicklung ermöglicht:

- Die Störanfälligkeit der Module konnte wesentlich verbessert werden, so dass heute kaum noch störungsbedingte Serviceeinsätze einkalkuliert werden müssen.
- Wie weiter oben bereits erwähnt, konnte beim Erdgas durch den Einsatz von Magermotoren mit Turbolader bei Aggregaten ab ca. 200 kW<sub>el</sub> die Leistungsdichte erhöht werden. Dies ermöglicht bei vergleichbarer Leistung den Einsatz kleinerer Motoren mit entsprechend geringerem Wartungsaufwand.

## Entwicklung der Stromgestehungskosten

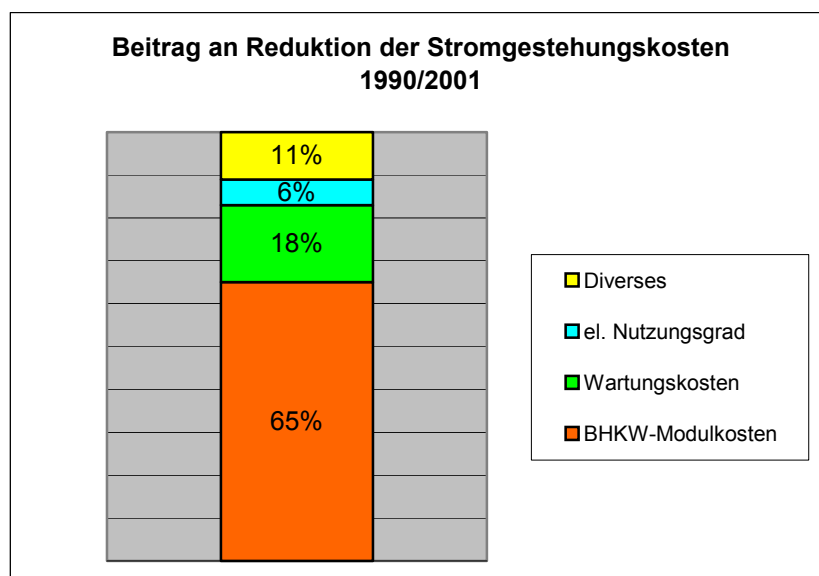


G:\2001\019\3-Bearb\Monitoring-WKK-Ausw.xls]Tabelle1

**Bild 6** Teuerungsbereinigte Entwicklung der Stromgestehungskosten für motorische WKK-Module unter Annahme konstanter Energiepreise

Die Darstellung zeigt die Stromgestehungskosten unter der Annahme von konstanten Energiekosten (entsprechend den durchschnittlichen Kosten im Zeitraum 1990 bis 2000 gem. BfS). Für die untersuchten motorischen WKK-Anlagen sind die Stromgestehungskosten aufgrund der gesunkenen Modul- und Wartungskosten sowie des verbesserten elektrischen Nutzungsgrades zwischen 1990 und 2000 um ca. 40 % gesunken.

Die folgende Darstellung zeigt den Anteil der einzelnen Faktoren an der Reduktion der Stromgestehungskosten am Beispiel für Erdgas-BHKW mit 100 kW elektrischer Leistung.

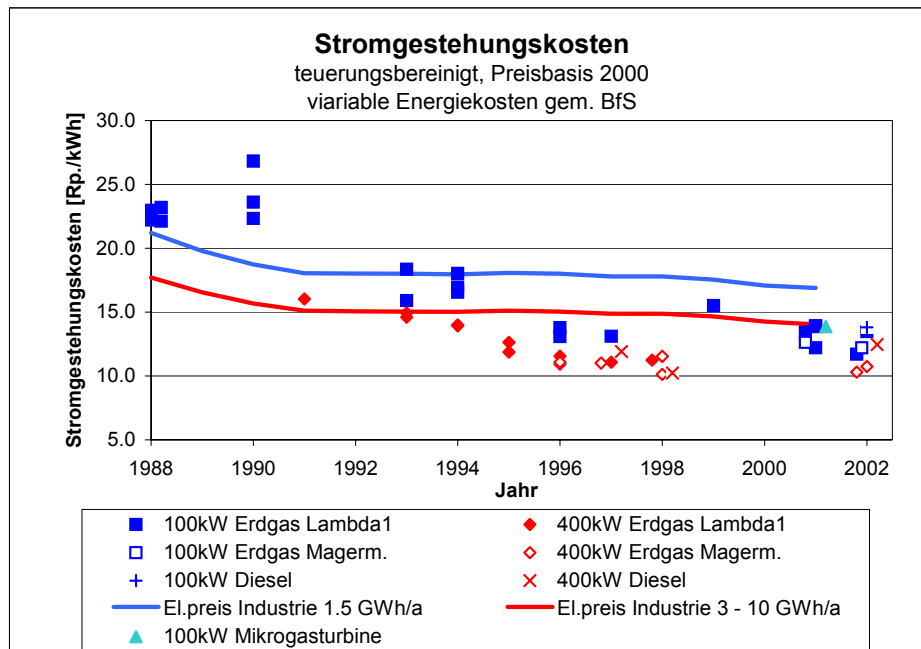


G:\2000\005\BFE\BE-Zwischenbericht-1.xls]Tabelle1

**Bild 7** Einfluss der untersuchten Monitoring-Faktoren an die Reduktion der Stromgestehungskosten im Zeitraum 1990/2000 für motorische WKK-Anlagen

Unter 'Diverses' ist die dem Berechnungsmodell zugrunde gelegte Reduzierung der Kosten für die Einbindung des BHKW (inkl. Spitzenkessel und bauliche Massnahmen) zu verstehen. Die Reduktion wurde aufgrund des Zürcher Wohnbaukostenindex [8] berechnet.

Um die Konkurrenzfähigkeit am Markt darzustellen, werden in der folgenden Grafik die Stromgestehungskosten auf der Basis variabler Energiekosten (gem. BfS) dargestellt. Zusätzlich sind die Bezugskosten für Elektrizität als wichtigste Konkurrenz zu einer Eigenstromerzeugung mit WKK-Anlagen eingetragen.



G:\2001\019\3-Bearb\Monitoring-WKK-Ausw.xls\Tabelle1

**Bild 8** Teuerungsbereinigte Entwicklung der Stromgestehungskosten für motorische WKK-Module bei effektivem Verlauf der Energiepreise

Ein Vergleich mit der Darstellung mit konstanten Energiepreisen (siehe weiter oben) zeigt vor allem ab dem Jahr 2000 deutliche Unterschiede. Durch die stark gestiegenen Preise für fossile Energieträger werden die Stromgestehungskosten erhöht. Dies bewirkt, dass die anhaltenden technologischen Fortschritte (sinkende Modul- und Wartungskosten; steigender el. Nutzungsgrad) praktisch kompensiert werden und die Stromgestehungskosten für neue WKK-Anlagen seit 1996 nahezu konstant geblieben sind.

Trotz den schwierigeren Rahmenbedingungen liegen die Stromgestehungskosten in den untersuchten Leistungsklassen seit ca. 1994 tiefer wie die entsprechenden Bezugskosten für Elektrizität.

Zusammengefasst können für die Stromgestehungskosten und die Monitoring-Faktoren folgende Eckwerte festgehalten werden:

	1990	1995	2000
<b>100 kW<sub>el</sub></b>			
Stromgestehungskosten [Rp./kWh] <sup>1)</sup>	22	15	12
Modulkosten [Fr./kW]	4'000	2'750	1'600
Nutzungsgrad el. [%]			
– Erdgas	30	31.5	33
– Diesel	-	-	38
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]			
– Erdgas	5.5	4.5	3.5
– Diesel	-	-	4.2
<b>400 kW<sub>el</sub></b>			
Stromgestehungskosten [Rp./kWh]	16	13	10
Modulkosten [Fr./kW]	2'500 - 3'000	1'800	1'100
Nutzungsgrad el. [%]			
– Erdgas	32	34	36
– Diesel	-	-	39
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]			
– Erdgas	-	4.25	3.0
– Diesel	-	-	3.7

Alle Kostenangaben sind teuerungsbereinigt (Preisbasis 2000)

1) Stromgestehungskosten auf Basis der effektiven Energiepreise in den entsprechenden Jahren

**Tabelle 2** Ermittelte Werte 1990/2000 für motorische WKK-Anlagen

### 3.1.3 Künftige Entwicklung

#### Entwicklung der massgebenden Faktoren

##### BHKW-Modulkosten

Während die Kostensenkungspotenziale durch Kompaktbauweise in den 90er Jahren weitgehend erschöpft worden sind, bestehen für eine weitere Senkung der Investitionskosten für BHKW-Module vor allem noch folgende Spielräume:

- Weitere Erhöhung der Leistungsdichte, welche mit einer höheren Aufladung erzielt werden kann.
- Weitere Standardisierung und Rationalisierung bei der Zusammenstellung der BHKW-Module.

Njtsch/Dienhart erwähnen in [4] Kostensenkungspotenziale von 20 % bei kleineren und mittelgrossen Aggregaten durch weitere Standardisierung und Rationalisierung.

Im Folgenden wird versucht, die künftige Entwicklung der Investitionskosten anhand vorhandener Prognosen der quantitativen Entwicklung und der weiteren Entwicklung der Kostendegressionsfaktoren abzuschätzen.

Es ist offensichtlich, dass die quantitative Entwicklung der Wärmekraftkopplung sehr stark von den äusseren Rahmenbedingungen abhängt. Entsprechend rechnet Cogen Europe [11] bis 2010 je nach Szenario mit einem Wachstum der installierten WKK-Kapazität von 80 % (Szenario 'post Kyoto), 24 % ('heightened environmental awareness'), 10 % ('present policies') oder -6 % ('deregulated liberalisation').

In der Schweiz scheint der weitere Verlauf der Entwicklung um einiges unsicherer. Er hängt insbesondere von der Strommarktliberalisierung, der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe, dem Ausgang der Abstimmungen über einen Ausstieg aus der Kernenergie sowie natürlich von den Preisen für fossile Energieträger ab.

Zu berücksichtigen sind zudem ein zunehmender Ersatz von alten BHKW (in der Schweiz sind bis 2010 ca. 2/3 der heute in Betrieb stehenden Anlagen älter wie 15 Jahre) sowie die Konkurrenzierung der motorischen Wärmekraftkopplung durch Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen.

Da sich die Preise für BHKW in der Schweiz in jedem Fall stark am europäischen Niveau orientieren dürften, wird die künftige Preisentwicklung auf der Basis des Wachstums der installierten WKK-Kapazität in Europa berechnet. Der kumulierte Absatz von motorischen BHKW würde demnach bis 2010 zwischen 60 und 140 % gegenüber dem heutigen Stand zunehmen (inkl. Ersatz älterer Anlagen).

Zusätzlich muss ein Marktanteil für Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen berücksichtigt werden. Welches Ausmass dieser Marktanteil bis 2010 bereits annehmen wird, ist zum heutigen Zeitpunkt kaum abzuschätzen. Auch wenn sich die neuen WKK-Technologien sehr dynamisch entwickeln und die motorische WKK ab 2005 innerhalb weniger Jahre ganz verdrängen, so steigt der Marktanteil der neuen Technologien für den Zeitraum 2000 bis 2010 kaum über 30 %. Wir nehmen für Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen zusammen einen Marktanteil von 10 bis 30 % an, wodurch sich die Zunahme des kumulierten Absatzes von motorischen BHKW bis 2010 auf ca. 55 bis 100 % reduziert.

Vorsichtig beurteilt kann angenommen werden, dass nach der sehr dynamischen Entwicklung der letzten 10 Jahre die Preise nur noch verlangsamt sinken. Orientiert man sich an einer statistischen Auswertung von Kostendegressionsfaktoren in vergleichbaren Branchen (Maschinen-, Elektronik-, Automobilbranche, etc. siehe [10]), erscheint ein Kostendegressionsfaktor von 0.9 unter diesen Umständen als eher pessimistische Einschätzung.

Auch bei einer optimistischen Beurteilung kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Preise weiterhin gleich stark sinken, wie in den vergangenen 10 Jahren. Die Preise für BHKW-Module liegen heute nur noch geringfügig über dem Niveau in Deutschland, wo durch die Strommarktliberalisierung ein äusserst starker Kostendruck besteht. Unter der Voraussetzung, dass weiterhin ein genügend grosser Markt existiert und eine Konkurrenzierung durch Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen langsam zunimmt, wird als obere Grenze ein Kostendegressionsfaktor von 0.75 angenommen.

Aus den genannten Annahmen betreffend Marktvolumen und Kostendegressionsfaktoren ergibt sich bis 2010 eine Preisreduktion für BHKW-Module zwischen 6 bis 25 %.

#### Nutzungsgrad elektrisch

Eine weitere Erhöhung der elektrischen Nutzungsgrade in den nächsten 10 Jahren scheint durchaus wahrscheinlich. Neue Ansätze (z.B. durch ETH-Gasmotor mit Abgasturbolader und gekühlter Abgasrückführung oder durch höhere Druckverhältnisse mit neuen Einspritztechnologien bei Diesel-Maschinen) können auch bei grösseren Maschinen eine weitere Steigerung des elektrischen Nutzungsgrads ermöglichen. Ob sich der zusätzliche Aufwand auch bei kleineren Aggregaten (unter ca. 150 kW<sub>el</sub>) lohnt, muss sich noch weisen.

Die Obergrenzen für den elektrischen Nutzungsgrad liegen gemäss Njtsch/Dienhart [4] für Erdgasmaschinen bei 45 % resp. für Dieselmotoren bei 48 %.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen eine Übersicht der erwähnten Werte und die daraus abgeleiteten Annahmen für den Stand des elektrischen Nutzungsgrades im Jahre 2010.

<b>Erdgas</b>		<b>100 kW<sub>el</sub></b>	<b>400 kW<sub>el</sub></b>
Ergebnisse Analyse bisherige Entwicklung	Zustand 1990	30 %	32 %
	Zustand 2000	33 %	36 %
DIMAG [8]	Messdaten 2001 Swissmotor AGR	38 % (190 kW <sub>el</sub> )	
Njtsch/Dienhardt [4]	langfristige Obergrenze (Magermotoren)	45 % (ohne Leistungsangabe)	
<b>Annahmen 2010</b>		<b>35 - 37 %</b>	<b>39 - 41 %</b>

<b>Diesel</b>		<b>100 kW<sub>el</sub></b>	<b>400 kW<sub>el</sub></b>
Ergebnisse Analyse bisherige Entwicklung	Zustand 2000	38 %	39 %
	Njtsch/Dienhardt [4]	langfristige Obergrenze 48 %	
<b>Annahmen 2010</b>		<b>40 - 42 %</b>	<b>41 - 43 %</b>

**Tabelle 3** Abschätzung der künftigen Entwicklung des elektrischen Nutzungsgrades

### Wartungskosten

Auch bei den Wartungskosten scheint eine weitere Reduktion durchaus wahrscheinlich. Neben den Fortschritten, wie sie auch bei Verbrennungsmotoren für mobile Anwendungen erreicht werden, wirkt sich auch die zunehmende Anlagendichte durch kürzere Anfahrtswege positiv aus. Für die Stadt Frankfurt am Main liegen die Wartungskosten gemäss [5] heute deutlich unter den Preisen in der Schweiz.



Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht der erwähnten Werte und die daraus abgeleiteten Annahmen für den Stand der Wartungskosten im Jahre 2010.

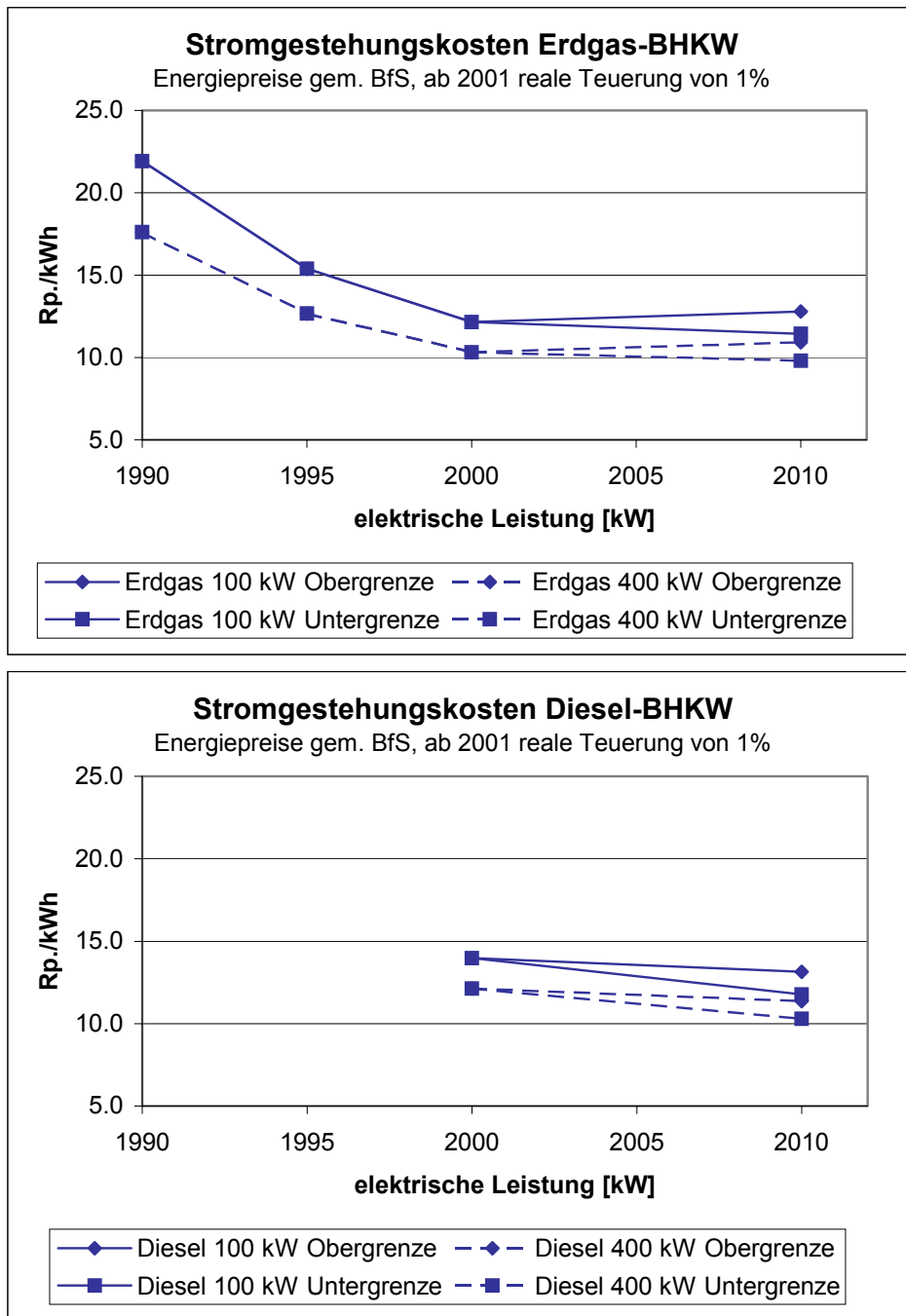
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]	1990	1995	2000	2000 D*	2010
<b>100 kW<sub>el</sub></b>					
- Erdgas	5.5	4.5	3.5	2.5	2.5 - 3.0
- Diesel	-	-	4.2	-	3.2 - 3.7
<b>400 kW<sub>el</sub></b>					
- Erdgas	-	4.25	3.0	1.9	2.0 - 2.5
- Diesel	-	-	3.7	-	2.7 - 3.2

\* Preise in Deutschland für die Stadt Frankfurt [5]

**Tabelle 4 Abschätzung der künftigen Entwicklung der Wartungskosten**

### Entwicklung der Stromgestehungskosten

Die folgenden Darstellungen zeigen die weitere Entwicklung der Stromgestehungskosten für Erdgas- und Diesel-BHKW, welche sich aus den Annahmen betreffend Investitionskosten, elektrischem Nutzungsgrad und Wartungskosten ergeben. Für die Energiepreise ab 2001 wird eine reale Teuerung von 1 % angenommen (siehe Kapitel 3.3).



G:\2001\019\3-Bearb\[Monitoring-WKK-zukunft-b.xls]Ergebnisse

**Bild 9** Bisherige und künftige Entwicklung der Stromgestehungskosten

Aus der Darstellung für Erdgas-BHKW wird deutlich, dass in den kommenden 10 Jahren die Stromgestehungskosten unter der Annahme steigender Energiepreise (jährlich 1 %) in etwa konstant bleiben. Die technisch/wirtschaftlichen Fortschritte werden durch die höheren Gaspreise kompensiert.

Zu beachten ist, dass die Stromgestehungskosten für Diesel-BHKW im Jahre 2000 durch die hohen Ölpreise geprägt waren. Die Preise für Heizöl EL waren kurzfristig höher wie für Erdgas.

### 3.1.4 Zusammenfassung

Für die bisherige und die künftige Entwicklung der motorischen Wärmekraftkopplung werden folgende Werte ermittelt:

	1990	1995	2000	2010
<b>WKK motorisch 100 kW<sub>el</sub></b>				
Modulkosten [Fr.]	4'000	2'750	1'600	1'300 - 1'500
Nutzungsgrad el. [%]				
- Erdgas	30	31.5	33	35 - 37
- Diesel	-	-	38	40 - 42
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]				
- Erdgas	5.5	4.5	3.5	2.5 - 3.0
- Diesel	-	-	4.2	3.2 - 3.7
Stromgestehungskosten <sup>1)</sup>				
- Erdgas	22	16	12	11 - 13
- Diesel	-	-	14	12 - 13
<b>WKK motorisch 400 kW<sub>el</sub></b>				
Modulkosten [Fr.]	2'500 - 3'000	1'800	1'100	900 - 1'000
Nutzungsgrad el. [%]				
- Erdgas	32	34	36	39 - 41
- Diesel	-	-	39	41 - 43
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]				
- Erdgas	-	4.25	3.0	2.0 - 2.5
- Diesel	-	-	3.7	2.7 - 3.2
Stromgestehungskosten <sup>1)</sup>				
- Erdgas	16	13	10	10 - 11
- Diesel	-	-	12	10 - 11

1) Die angegebenen Strom- und Wärmegestehungskosten sind zur Darstellung der Auswirkungen der Entwicklung der technisch/wirtschaftlichen Faktoren auf die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit angegeben. Sie gelten nur für jeweils spezifische Rahmenbedingungen.

G:\2000\005\BFE\3-Bearb\[Resultate-1.xls]Gesamt

**Tabelle 5** Ermittelte Werte motorische Wärmekraftkopplung

## 3.2 Motorische WKK allgemein

### 3.2.1 Kosten für Anlagen < 100 kW<sub>el</sub> resp. > 400 kW<sub>el</sub>

Im Folgenden werden ausgehend von den Ergebnissen des vorangehenden Kapitels die Stromgestehungskosten für den gesamten Leistungsbereich bis 1'000 kW<sub>el</sub> aufgezeichnet. Die Berechnung der Stromgestehungskosten für Anlagen unter 100 kW<sub>el</sub> resp. über 400 kW<sub>el</sub> erfolgt nach derselben Methodik, jedoch werden für die Input-Daten keine umfassenden Erhebungen durchgeführt, sondern Richtwerte eingesetzt, welche sich an den aktuell angebotenen Anlagen orientieren. Die kleinsten verfügbaren BHKW-Module weisen eine Leistung von 5 kW<sub>el</sub> auf.

Für Anlagen ab 50 kW<sub>el</sub> werden 4'500 Vollbetriebsstunden pro Jahr eingesetzt, was den Ergebnissen einer Stichprobenerhebung im Rahmen der Klein-WKK-Statistik [11] entspricht. Die Vollbetriebsstunden wurden im unteren Leistungsbereich etwas geringer angesetzt wie für grössere Leistungen, wo industrielle Verbraucher eine (grössere) Rolle spielen.

Die Vergütung der Wärmeerzeugung beruht auf eigenen Erfahrungswerten. Der Aufschlag zum Öl- resp. Gaspreis beinhaltet Amortisation, Wartung und Unterhalt einer konventionellen Wärmeerzeugungsanlage.

Jahr 2001	5 kW <sub>el</sub>	15 kW <sub>el</sub>	50 kW <sub>el</sub>	100 kW <sub>el</sub>	400 kW <sub>el</sub>	800 kW <sub>el</sub>
Modulkosten [Fr./kW]	4'000	3'500	2'200	1'600	1'100	800
Investitionskosten <sup>1)</sup> Einbindung Wärme/ Strom, Bauliches [Fr.]	32'000	80'000	170'000	250'000	510'000	700'000
Nutzungsgrad el. [%]						
- Erdgas	26	28	32	33	36	38
- Diesel	28	30	35	38	39	40
Nutzungsgrad th. [%]						
- Erdgas	59	58	55	54	51	50
- Diesel	55	56	52	49	48	48
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]						
- Erdgas	6.0	5.5	4.2	3.5	3.0	2.4
- Diesel	8.5	6.5	5.0	4.2	3.7	3.1
Vollbetriebsstunden [h/a]	4'000	4'250	4'500	4'500	4'500	4'500
Vergütung Wärmeerzeugung [Rp./kWh]	6.5 + Öl- /Gaspreis	5 + Öl- /Gaspreis	4 + Öl- /Gaspreis	3 + Öl- /Gaspreis	2 + Öl- /Gaspreis	1.5 + Öl- /Gaspreis

1) Kosten für die gesamte Wärmeerzeugung inkl. Spitzenlastkessel, Gasanschluss/Öltank, etc.

**Tabelle 6 Berechnungsgrundlagen zur Berechnung der Stromgestehungskosten 2001**

Die Berechnungsgrundlagen für 2010 werden ausgehend von der detaillierten Untersuchung für 100 und 400 kW<sub>el</sub> für die übrigen Leistungen abgeschätzt.

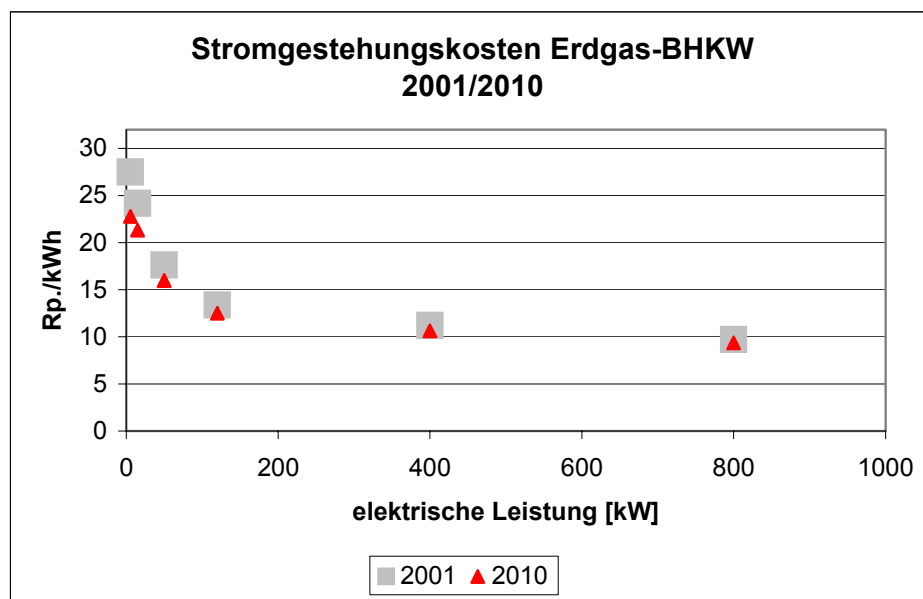
Für den elektrischen Nutzungsgrad und die Wartungskosten wird bei allen Leistungen dieselbe prozentuale Verbesserung angenommen.

Bei der weiteren Entwicklung der Modulkosten ist zu berücksichtigen, dass kleine Leistungen erst seit kurzer Zeit auf dem Markt sind und die Absatzzahlen im Ausland stark steigen. So hat z.B. Senertec die Produktion des 'Dachs' (5 kW<sub>el</sub>) erst 1997 aufgenommen, bisher aber bereits 6'500 Anlagen verkauft. Frost und Sullivan gehen in der Studie 'The European Micro CHP Systems Market' [10] davon aus, dass bis zur Serienproduktion von Brennstoffzellenheizgeräten der Absatz von kleinen motorischen WKK-Anlagen stark wächst. Es ist deshalb zu erwarten, dass die Preise durch Skaleneffekte im unteren Leistungsbereich stärker reduziert werden können, wie für grössere Anlagen. Wir haben entsprechend bei den Anlagen mit 5 kW<sub>el</sub> mit einer Reduktion der Kosten von 15 bis 35 % gerechnet (ab 50 kW<sub>el</sub> wurde gemäss Kapitel 4.1 eine Reduktion von 6 bis 25 % angenommen).

Jahr 2010	5 kW <sub>el</sub>	15 kW <sub>el</sub>	50 kW <sub>el</sub>	100 kW <sub>el</sub>	400 kW <sub>el</sub>	800 kW <sub>el</sub>
Modulkosten [Fr./kW]	2'600 - 3'400	2'400 - 3'200	1'700 - 2'100	1'300 - 1'500	900 - 1'000	600 - 750
Nutzungsgrad el. [%]						
- Erdgas	28 - 30	30 - 32	34 - 36	35 - 37	39 - 41	40 - 42
- Diesel	30 - 32	32 - 34	37 - 39	40 - 42	41 - 43	42 - 44
Nutzungsgrad th. [%]						
- Erdgas	55 - 57	54 - 56	51 - 53	50 - 52	47 - 49	46 - 48
- Diesel	51 - 53	52 - 54	48 - 50	45 - 47	44 - 46	44 - 46
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]						
- Erdgas	4.2 - 5.1	3.9 - 4.7	3.0 - 3.5	2.5 - 3.0	2.0 - 2.5	1.6 - 2.0
- Diesel	6.4 - 7.2	4.9 - 5.5	3.8 - 4.3	3.2 - 3.7	2.7 - 3.2	2.2 - 2.6

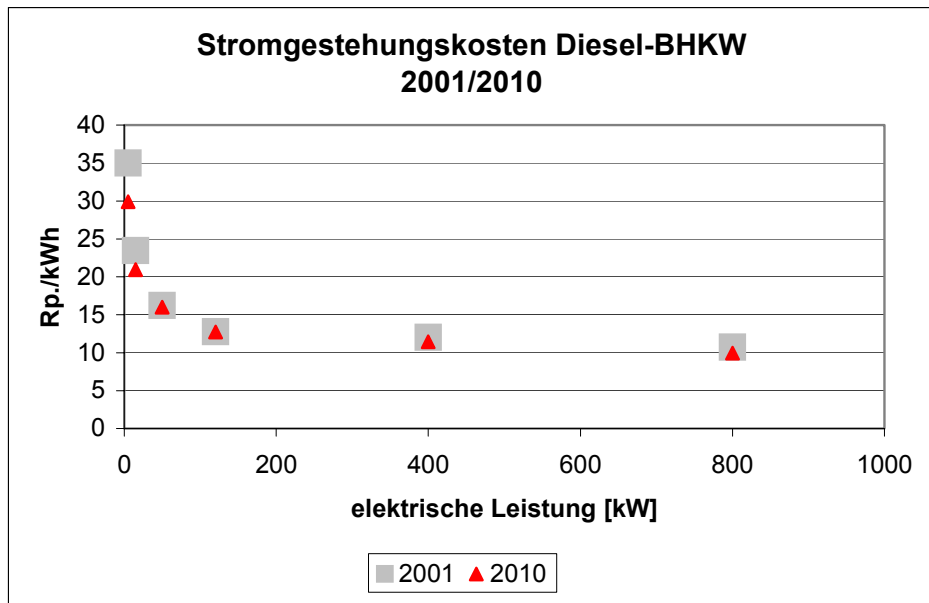
**Tabelle 7** Berechnungsgrundlagen zur Berechnung der Stromgestehungskosten 2010, für die Investitionskosten Einbindung Wärme/Strom und die Vergütung der Wärmeerzeugung gelten dieselben Werte wie 2000.

In den folgenden Grafiken sind die Stromgestehungskosten motorischer BHKW im Leistungsbereich von 5 bis 1'000 kW<sub>el</sub> für die Jahre 2001 und 2010 aufgezeigt (das Jahr 2001 gilt als Ausgangspunkt für die weitere Entwicklung der Energiepreise, siehe Kapitel 3.3).



G:\2000\005\BFE\3-Bearb\[Gestehungskosten-WKK-2000b.xls]Ergebnisse2010

**Bild 10** Mittlere Stromgestehungskosten für motorische Erdgas-BHKW für die Jahre 2000 und 2010



G:\2000\005\BFE\3-Bearb[Gestehungskosten-WKK-2000b.xls]Ergebnisse2010

**Bild 11 Mittlere Stromgestehungskosten für motorische Diesel-BHKW für die Jahre 2000 und 2010**

Wie bereits in Kapitel 4.1.3 dargestellt, bleiben für Erdgas-BHKW in den kommenden 10 Jahren die Stromgestehungskosten unter der Annahme steigender Energiepreise (jährlich 1 %) in etwa konstant. Die technisch/ wirtschaftlichen Fortschritte werden durch die höheren Gaspreise kompensiert. Nur unterhalb von 50 kW<sub>el</sub> sinken die Stromgestehungskosten spürbar.

### 3.2.2 Fazit

Die motorische Wärmekraftkopplung hat sich in den vergangenen 10 Jahren beachtlich entwickelt. Vor allem die stark gesunkenen Modulkosten haben es ermöglicht, dass die Stromgestehungskosten zwischen 1990 und 2000 teuerungsbereinigt um über 40 % gesunken sind.

Bis 2010 sind weitere Fortschritte wahrscheinlich, wenn auch in verlangsamttem Tempo. Ähnliche Kostenreduktionen wie in den vergangenen 10 Jahren sind nur noch für kleine WKK-Module zu erwarten, da die Serienproduktion dort erst seit kurzem begonnen hat. Für die Entwicklung der Stromgestehungskosten bedeutet dies, dass unter der Annahme von leicht steigenden Energiepreisen (siehe Kapitel 3.3) bis 2010 eine spürbare Reduktion nur unterhalb einer Leistung von 50 kW<sub>el</sub> zu erwarten ist.

Beim Einsatz von Diesel-BHKW müssen vor allem die NO<sub>x</sub>- und Staubemissionen speziell beachtet werden. Um mit Dieselmotoren die Grenzwerte der Luftreinhalteverordnung einzuhalten, ist heute der Einsatz von SCR-Katalysatoren zwingend notwendig. Wirtschaftlich vertretbar ist dies jedoch erst ab einer Leistung von 200 kW<sub>el</sub>. Die Realisierung von kleineren Anlagen hängt daher in der Schweiz bisher weitgehend von der Gewährung von Ausnahmegewilligungen ab. Da die Rohgasemissionen für Dieselmotoren beim NO<sub>x</sub> um eine Grössenordnung über den Grenzwerten der LRV liegen, scheint eine Lösung dieses Problems auf absehbare Zeit nicht in Sicht.

## 3.3 Brennstoffzellen bis 10 kW<sub>el</sub>

### 3.3.1 Marktsituation

In Europa werden derzeit drei Brennstoffzellensysteme entwickelt und im Rahmen von Feldtests resp. Vorserien eingesetzt. Der aktuelle Stand ist in der folgenden Tabelle festgehalten.

	<b>Sulzer Hexis</b>	<b>Plug Power/ Vaillant</b>	<b>European fuel cell gmbh</b>
BZ - Typ:	SOFC	PEM	PEM
Brennstoff	Erdgas	Erdgas	Erdgas
Systemaufbau (Vorseriengeräte)	Kompaktgerät inkl. Pufferspeicher + Zusatzheizgerät	BZ-Einheit; Zusatzheizgerät und WW-Speicher separat	Kompaktgerät inkl. Speicher + Zusatzbrenner
th. Leistung inkl. Zusatzbrenner:	14.5, 18.5 oder 24.5 kW	ca. 30 - 55 kW	8 kW
th. Leistung BZ: <sup>1)</sup>	2.5 kW	7 kW	?
el. Leistung: BZ: <sup>1)</sup>	1 kW	4.6 kW	1.5 kW
Feldtests:	1998 - 2001 6 Anlagen	2001 - 2003 3 + 50 Anlagen	1999 - 2001 4 Anlagen
Vorserie:	2001 - 2004 400 Anlagen	2002 - 2004 400 Anlagen	2002 - 2003 100 Anlagen
Serienproduktion:	ab 2004/05	ab 2004	?

1.) Zielwerte, welche noch nicht von allen Systementwicklern bereits erreicht werden dürften.

**Tabelle 8 Übersicht Brennstoffzellenheizgeräte auf dem europäischen Markt**

Die Systementwickler veröffentlichen praktisch keine Absatzziele. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Absatzzahlen bis 2010 insgesamt im sechsstelligen Bereich liegen sollen. Die wichtigsten Absatzgebiete dürften Nordamerika und Europa sein.

Bis jetzt werden von den aufgeführten Systementwicklern keine konkreten Kosten bekannt gegeben. Die bisher vor allem von Sulzer Hexis vertriebenen Vorserien-Brennstoffzellengeräte werden den Endkunden von den Vertriebspartnern im Contracting zur Verfügung gestellt. Die vorhandenen Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Energieerzeugung werden von Sulzer Hexis und den Vertriebspartnern übernommen. Angaben über die momentanen Investitionskosten der Brennstoffzellengeräte sind nicht zugänglich.

Für die wichtigsten technischen Daten (z.B. elektrischer Nutzungsgrad) werden zwar Werte genannt, jedoch handelt es sich dabei nicht um gesicherte Werte, sondern viel mehr um erste Messergebnisse über zeitlich beschränkte Messperioden.

Es ist offensichtlich, dass unter diesen Umständen zum jetzigen Zeitpunkt noch keine exakte Analyse der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit resp. der Stromgestehungskosten möglich ist.

Im Folgenden werden der Entwicklungsstand und die Ziele von Sulzer Hexis und Vaillant/Plug Power beschrieben und diskutiert, um die Marktbedeutung von Brennstoffzellenheizgeräten bis 2010 abzuschätzen.

## Sulzer Hexis

Sulzer scheint mit der Hexis Brennstoffzelle am weitesten fortgeschritten zu sein. In den Jahren 1998 - 2001 wurden mit 6 Feldtestanlagen total über 85'000 Betriebsstunden erreicht.

Ein Vorseriensystem (HXS 1000 Premiere) wird in den Jahren 2001 bis 2004 insgesamt etwa 400-mal installiert. Sulzer Hexis hat dazu bereits für sämtliche 400 Systeme Vertriebsvereinbarungen mit Energieversorgungsunternehmen vor allem aus Deutschland abgeschlossen. Erst kürzlich (August 2002) wurde die Vertriebsvereinbarung mit der Gasverbund Mittelland AG (GVM) über 30 Geräte bekannt gegeben.

Als Brennstoff wird derzeit nur Erdgas eingesetzt. Entwicklungsarbeiten für Biogas und Heizöl sind aber bereits im Gange. Bei ersterem sind bereits Feldtests abgeschlossen worden. In den nächsten Jahren werden in Kooperation mit ARAL Betriebsversuche mit verschiedener Heizölqualitäten an einem speziellen Prototyp-Brennstoffzellengerät durchgeführt.

## Vaillant/Plug Power

Vaillant arbeitet für die Entwicklung eng mit Plug Power zusammen. Bei Plug Power lagen bis Mitte 2001 kumuliert über 180'000 Stunden Betriebserfahrung mit Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzellen vor. Vom gemeinsam für den europäischen Markt entwickelten Brennstoffzellenheizgerät wurden bis Mitte 2002 drei Feldtestgeräte installiert. Ende 2002 soll eine weitere dreijährige Felderprobung mit 52 Geräten starten, welche in Deutschland und Holland installiert werden und über eine spezielle Kommunikation als virtuelles Kraftwerk betrieben werden. Dazu wurde bereits ein Konsortium mit 10 Partnern aus Energiewirtschaft und Forschung gegründet.

Beim Brennstoff konzentriert sich Vaillant bisher auf Erdgas.

### 3.3.2 Aktueller Stand

#### Technisch/wirtschaftliche Faktoren

##### Investitionskosten

Wie bereits erwähnt, werden von den Systementwicklern keine konkreten Zahlen betreffend den Investitionskosten der Brennstoffzellenheizgeräte genannt. Es ist jedoch klar, dass durch die geringen Stückzahlen die Herstellungskosten heute um weites über dem Mass liegen, welches für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig wäre.

Brennstoffzellenmodule im Leistungsbereich von 200 kW<sub>el</sub> sind bereits kommerziell verfügbar (ONSI). Die Verkaufskosten liegen heute bei ca. Fr. 8'000.--/kW. Für motorische WKK-Anlagen sind die spezifischen Kosten im untersten Leistungsbereich (5 kW<sub>el</sub>) heute ca. 5-mal höher wie bei 200 kW<sub>el</sub>. Für Brennstoffzellen wird bei entsprechendem Entwicklungsstand erwartet, dass die spezifischen Kosten weniger stark von der Anlagengrösse abhängig sind, wie dies bei motorischen WKK-Anlagen der Fall ist. Dies dürfte allerdings heute noch nicht der Fall sein. Erfahrungsgemäss ist in frühen Entwicklungsstadien von einer eher grösseren Abhängigkeit der Kosten von der Anlagengrösse auszugehen, da Kostendegressionseffekte durch hohe Stückzahlen, welche für kleine Geräte weit wichtiger sind als für grosse Anlagen, noch nicht wirken. Als grobe Schätzung wird daher angenommen, dass die Kosten für Brennstoffzellenheizgeräte unter 10 kW<sub>el</sub> heute im Bereich von Fr. 40'000.-- bis Fr. 100'000.--/kW<sub>el</sub> liegen.



### Nutzungsgrad Wärme/Strom

Im Gegensatz zu motorischen WKK-Anlagen wird der maximal erreichbare elektrische Wirkungsgrad bei Brennstoffzellen-Systemen nicht durch den Carnot-Faktor begrenzt. Daher können theoretisch elektrische Wirkungsgrade von 70 - 80 % erzielt werden. Im Betrieb ist der elektrische Wirkungsgrad u.a. durch ohmsche Verluste im Elektrolyten deutlich niedriger.

Phosphorsaure ONSI Zellen erreichen heute elektrische Wirkungsgrade im Neuzustand von knapp über 40 %. Diese sinken im Laufe der Zeit auf unter 35 %, so dass kein Vorteil mehr gegenüber Magermotoren resultiert. Die Gesamtnutzungsgrade hängen sehr stark von der Temperatur der Wärmeabgabe ab. Bei sehr tiefen Rücklauftemperaturen können Jahresnutzungsgrade von ca. 75 % erreicht werden (konventionelle WKK-Anlagen 90 %), bei etwas erhöhten Rücklauftemperaturen sinken die Werte noch weiter ab. Phosphorsaure Zellen sind daher für die Wärmekraftkopplung wenig geeignet.

Für die SOFC-Brennstoffzelle von Sulzer Hexis soll bei Nennleistung der Gesamtwirkungsgrad derzeit bei 85 % liegen, der elektrische Wirkungsgrad bei 25 - 30 %. Es ist davon auszugehen, dass es sich dabei um kurzfristige Spitzenwerte handelt. Wenig bekannt sind elektrischer und thermischer Jahresnutzungsgrad, doch dürften die Jahresnutzungswerte noch tiefer als diejenigen vergleichbarer Motoren (vor allem thermisch) liegen. Wenig öffentlich bekannt sind auch Auswirkungen des Taktens, welches bei wärmegeführten WKK-Anlagen unausweichlich ist.

Niedertemperaturbrennstoffzellen wie die PEM-BZ von Vaillant erreichen generell tiefere Nutzungsgrade wie Hochtemperaturbrennstoffzellen (z.B. SOFC). Heute weisen grosse Module mit PEM-Brennstoffzellen einen elektrischen Nutzungsgrad von knapp 35 % und einen Gesamtnutzungsgrad von knapp 75 % auf.

Für den aktuellen Stand für kleine Brennstoffzellenheizgeräte scheinen folgende Nutzungsgrade realistisch:

	Hochtemperatur-BZ (SOFC)	Niedertemperatur-BZ (PEM)
el. Nutzungsgrad	20 - 30 %	20 - 30 %
Gesamtnutzungsgrad	60 - 80 %	50 - 70 %

**Tabelle 9** Geschätzte aktuelle Jahresnutzungsgrade von Brennstoffzellenheizgeräten

### Nutzungsdauer

Betreffend der zu erwartenden Lebensdauer der BZ-Systeme sind erst wenige Daten verfügbar.

Angestrebt wird eine Lebensdauer von 15 Jahren (resp. 60'000 h) wie sie von haustechnischen Anlagen üblicherweise erreicht wird. Beim Zellstapel kann dieses Ziel in den nächsten Jahren nicht erreicht werden. Es wird davon ausgegangen, dass dieser während der Lebensdauer des Gesamtsystems mehrfach ausgewechselt werden muss. Die entsprechenden Kosten werden deshalb unter den Wartungskosten berücksichtigt.

Für die übrigen Komponenten des Brennstoffzellensystems (Gasaufbereitung, Zusatzheizgerät, Wärmetauscher, Wechselrichter, Steuerung) wird von einer Lebensdauer von 15 Jahren ausgegangen.

### Wartungskosten

Potenziell ist die Brennstoffzelle durch das Fehlen von beweglichen Teilen wesentlich wartungsärmer wie ein Verbrennungsmotor.

Wie im obigen Abschnitt erwähnt, weisen die Zellstapel eine noch sehr kurze Lebenserwartung auf. Als langfristiges Ziel wird z.B. bei Sulzer Hexis eine Lebensdauer von 5 Jahren angestrebt.

Wird davon ausgegangen, dass die Kosten eines Zellstapels ca. ein Drittel des gesamten BZ-Gerätes betragen, so resultieren derzeit noch astronomische Wartungskosten von mehreren Franken pro Kilowattstunde produzierter Elektrizität.

### **Stromgestehungskosten**

Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums, welches sich vor allem durch enorme Investitions- und Wartungskosten ausdrückt, erscheint eine Berechnung der aktuellen Stromgestehungskosten nicht als sinnvoll.

### **3.3.3 Künftige Entwicklung**

#### **Technisch/wirtschaftliche Faktoren**

#### Investitionskosten

Ausgehend von den Vorseriengeräten besteht noch ein umfangreiches Entwicklungspotenzial, um mit den Seriengeräten die Kosten drastisch zu reduzieren. Bei der Entwicklung der Seriengeräte werden u.a. folgende Richtungen verfolgt:

- Vereinfachte Verfahrenstechnologie zur Gasreformierung (z.B. Verfahren der 'partiellen Oxidation' anstelle der katalytischen Dampfreformierung bei Sulzer Hexis)
- Optimierung des Aufbaus des Zellstapels
- Verbesserte Materialtechnologie (z.B. bei Hexis, um auf die heute noch notwendige Entschwefelung des Erdgases verzichten zu können).
- Vereinfachung der Systemkomplexität durch weitere Systemintegration
- Verbilligte Produktion durch höhere Stückzahlen (u.a. auch dadurch, dass künftig Massenhersteller als Zulieferer für Wechselrichter, Brenner, etc. eingebunden werden)

Als Kostenziel, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, nennen die Systementwickler Mehrkosten gegenüber konventionellen Gasheizgeräten von etwa Fr. 3'000.-- /kW<sub>el</sub>. Diese Kostenziele sollen bis zur breiten Vermarktung erreicht werden. Zu Beginn der Markteinführung dürften die Preise noch höher liegen und sich die Angebote somit an Pionierkunden (resp. „first mover“) richten.

Wie bereits erwähnt, geben die Systementwickler kaum Absatzziele öffentlich bekannt. Immerhin erwähnt ein Entwickler bis 2010 eine Produktion von 100'000 Geräten jährlich für den europäischen Markt. Insgesamt gehen wir nach eigenen Schätzungen davon aus, dass die Systementwickler bis 2010 weltweit ein Marktvolumen von 200'000 bis 500'000 Geräten pro Jahr anstreben. Bezogen auf die USA und Europa, auf welche sich die Markteinführung wohl konzentrieren wird, entspräche dies einem Marktanteil von 3 bis 8 %.

Ausgehend von üblichen Kostendegressionsfaktoren und von den im vorhergehenden Kapitel bezifferten heutigen Kosten können diese Ziele damit überprüft werden. Für die Kostendegressionsfaktoren werden ausgehend von einer statistischen Auswertung in vergleichbaren Branchen (Maschinen-, Elektronik-, Automobilbranche, etc. siehe [10]) als untere (pessimistische)

Grenze 0.80 und als obere (optimistische) Grenze 0.75<sup>9</sup> eingesetzt. Bezüglich der Kostendegressionsfaktoren wird angenommen, dass sich diese nur auf die Mehrkosten der Brennstoffzellen-Systeme (gegenüber konventionellen Gasheizungen) auswirken und dass sich die Kostendegression mit steigender Produktion verlangsamt. Es ergibt sich folgender Verlauf für die Degression der Mehrkosten:

Degression der Mehrkosten von Brennstoffzellenheizgeräten					
Jahr	Produktion	Untergrenze		Obergrenze	
		f <sup>1)</sup>	Mehrkosten [Fr./kW]	f <sup>1)</sup>	Mehrkosten [Fr./kW]
2001	10	0.75	40'000	0.80	100'000
2002	50	0.75	19'000	0.80	56'200
2003	150	0.75	11'300	0.80	37'500
2004	500	0.75	6'800	0.80	25'400
2005	2'000	0.85	5'200	0.90	21'300
2006	4'000	0.85	4'100	0.90	18'200
2007	12'000	0.85	3'200	0.90	15'500
2008	40'000	0.85	2'400	0.90	13'000
2009	120'000	0.85	1'900	0.90	10'900
2010	350'000	0.85	1'400	0.90	9'300

G:\2001\019\3-Bearb\Berech-Preisentwicklung.xls\BZ

1) f = Kostendegressionsfaktor

**Tabelle 10 Abschätzung der Kostenentwicklung (Mehrkosten) von BZ-Heizgeräten**

Es zeigt sich, dass die Kostenziele von Fr. 3'000.-- bis zur breiten Markteinführung erreicht werden können, wenn vergleichsweise starke Lern- und Skaleneffekte genutzt werden können. Auf der anderen Seite werden die Kostenziele deutlich verfehlt, wenn geringere Lernfortschritte erreicht werden (Kostendegressionsfaktor zu Beginn 0.80). In diesem Fall wird die Serienfertigung zu den geplanten Zeitpunkten kaum aufgenommen werden können.

Die Kostenziele der Systementwickler erscheinen demnach als sehr ambitiös, aber möglich. Zu bemerken ist, dass erfahrungsgemäss die möglichen Kostenreduktionen nicht in jeder Phase an die Endkunden weitergegeben werden. So ist z.B. davon auszugehen, dass sobald die Technologie wirtschaftlich einsetzbar ist, weitere Reduktionen zur Refinanzierung der enormen Entwicklungskosten verwendet werden und die Verkaufskosten nur langsamer sinken.

Kritisch zu verfolgen ist die Entwicklung der Investitionskosten für Heizgeräte mit PEM-Brennstoffzellen. So geeignet PEM-Brennstoffzellen für den Einsatz mit Wasserstoff erscheinen, so grosse Vorbehalte sind beim Betrieb mit Erdgas zu machen. Schon bei der 200 kW Anlage von Ballard, welche bei der Elektra Birseck in Münchenstein in Betrieb ist, wird klar, welcher hohe Zusatzaufwand für die Umwandlung von Erdgas in ausreichend reinen Wasserstoff notwendig ist. Aufgrund unseres Kenntnisstandes scheint es uns äusserst anspruchsvoll, ein kostengünstiges Brennstoffaufbereitungsverfahren für kleine PEM-Brennstoffzellensysteme zu entwickeln.

Inwieweit neben dem Brennstoffzellengerät noch zusätzliche Mehrkosten für die Einbindung in das Heizsystem und das elektrische Netz entstehen, hängt vom Grad der Systemintegration der einzelnen Systeme ab.

Das Seriengerät von Hexis wird voraussichtlich neben dem Wechselrichter auch ein Zusatzheizgerät enthalten. Die Einbindungskosten werden sich demnach nur durch den zusätzlichen Elektroanschluss von einer konventionellen Heizung unterscheiden.

<sup>9</sup> Ein niedriger Kostendegressionsfaktor bedeutet, dass die Kosten schneller sinken und entspricht somit grösseren Lern- und Skaleneffekten.

Bei Vaillant/Plug Power geht die Systemintegration weniger weit. Ein Zusatzheizgerät und ein allfällig notwendiger Speicher müssen zusätzlich vorhanden sein.

#### Nutzungsgrad Wärme/Strom

Die von Sulzer Hexis und Vaillant/Plug Power angestrebten minimalen elektrischen Nutzungsgrade für die Seriengeräte betragen 30 resp. 35 %, der Gesamtnutzungsgrad soll bei 85 resp. 80 % liegen.

Berücksichtigt man, dass Niedertemperaturbrennstoffzellen wie die PEM-BZ von Vaillant generell tiefere Nutzungsgrade wie Hochtemperaturbrennstoffzellen (z.B. SOFC) erreichen, erscheinen die von Vaillant angestrebten Werte ambitiöser wie diejenigen von Sulzer Hexis.

Bis zum Jahr 2010 sollte eine weitere Erhöhung der elektrischen Nutzungsgrade vor allem bei der Hexis-Brennstoffzelle möglich sein.

Für die weiteren Berechnungen werden folgende Nutzungsgrade angenommen:

	Hochtemperatur-BZ (SOFC)	Niedertemperatur-BZ (PEM)
el. Nutzungsgrad	35 - 40 %	30 - 35 %
Gesamtnutzungsgrad	80 - 90 %	75 - 85 %

**Tabelle 11** Geschätzte Jahresnutzungsgrade von Brennstoffzellenheizgeräten 2010

#### Nutzungsdauer

Mit Ausnahme des Zellstapels erscheint für sämtliche übrigen Komponenten des Brennstoffzellensystems (Gasaufbereitung, Zusatzheizgerät, Wärmetauscher, Wechselrichter, Steuerung) eine Lebensdauer von 15 Jahren als realistisch.

Beim Zellstapel wird davon ausgegangen, dass dieser während der Lebensdauer des Gesamtsystems mehrfach ausgewechselt werden muss. Die entsprechenden Kosten werden deshalb bei den Wartungskosten berücksichtigt.

#### Wartungskosten

Für Brennstoffzellenheizgeräte müssen bei den Wartungskosten im Wesentlichen der Ersatz des Zellstapels und die Wartungsarbeiten am Zusatzheizgerät berücksichtigt werden.

Wie bereits erwähnt, weisen die Zellstapel eine noch sehr kurze Lebenserwartung auf und sind zudem noch enorm teuer.

Sulzer Hexis strebt langfristig eine Lebensdauer des Zellstapels von 5 Jahren an. Vaillant geht bei den eingesetzten PEM-Brennstoffzellen von einer höheren Lebenserwartung aus.

Für die Abschätzung der Wartungskosten gehen wir davon aus, dass die Kosten eines Zellstapels ca. ein Drittel des gesamten BZ-Gerätes betragen, und dass der Zellstapel alle 4 - 8 Jahre gewechselt werden muss. Daraus resultieren bei 4'000 Betriebsstunden pro Jahr Wartungskosten von 1.5 bis gut 4.5 Rp. pro Kilowattstunde produzierter Elektrizität (exkl. Kosten für die Wartung des Zusatzheizgerätes).

#### **Entwicklung der Stromgestehungskosten**

Die Berechnung der Stromgestehungskosten im Jahre 2010 erfolgt anhand eines vereinfachten Berechnungsmodells und aufgrund der Annahme, dass die Entwickler ihre Absatzziele bis 2010 tatsächlich erreichen. Es werden folgende Annahmen verwendet:

	<b>Sulzer Hexis</b>	<b>Vaillant</b>
Mehrkosten BZ-Heizgerät [Fr./kW <sub>el</sub> ]	2'000 - 4'000	
Kosten Einbindung [Fr./kW <sub>el</sub> ] <sup>1)</sup>	1'000 - 2'000	750 - 1'500
Nutzungsgrad elektrisch [%]	35 – 40	30 - 35
Nutzungsgrad thermisch [%]	45 – 50	45 - 50
Vollbetriebsstunden [h/a]	4'000	
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]	1.5 - 4.5	
Nutzungsdauer [a]	15	
Gaspreis [Rp./kWh]	5.8	
<b>Stromgestehungskosten 2010 [Rp./kWh<sub>el</sub>]</b>	<b>15 – 26</b>	<b>15 - 26</b>

1) für Vaillant werden spezifisch tiefere Kosten angesetzt, da das Gerät für grössere Objekte (MFH) konzipiert ist.

**Tabelle 12** Verwendete Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten von BZ-Heizgeräten

Sofern es den Systementwicklern gelingt, die Ziele betreffend Systemkosten und Lebensdauer des Zellstapels in den vorgesehenen Zeiträumen zu erreichen, so besteht die Möglichkeit, mit der Brennstoffzelle in Ein- und Mehrfamilienhäusern bis 2010 wirtschaftlich Strom zu erzeugen.

### 3.3.4 Fazit

Betreffend der künftigen Entwicklung bestehen noch grosse Unsicherheiten. Es kann jedoch gezeigt werden, dass die entscheidenden Kostenziele der Systementwickler aufgrund der Erfahrungen vergleichbarer Technologien durchaus erreichbar scheinen. Dies soll allerdings nicht darüber hinwegtäuschen, dass noch gewaltige Fortschritte notwendig sind, bis die Brennstoffzellentechnologie für die Wärmekraftkopplung eine Bedeutung erlangen kann. Insbesondere müssen die Kosten der Heizgeräte um eine bis zwei Grössenordnungen und die Lebensdauer der Zellstapel um mindestens eine Grössenordnung verbessert werden. Ob und bis wann diese Ziele erreicht werden können, muss zum heutigen Zeitpunkt Spekulation bleiben.

Gelingt es den Systementwicklern tatsächlich, die entscheidenden Ziele betreffend Systemkosten und Lebensdauer der Zellstapel in den vorgesehenen Zeiträumen zu erreichen, so steht gegen Ende dieses Jahrzehnts mit der Brennstoffzelle eine wirtschaftliche WKK-Technologie für den untersten Leistungsbereich zur Verfügung.

Die Entwicklung von Brennstoffzellen konzentriert sich bisher auf Erdgas. Erste Erfahrungen mit Heizöl als Energieträger werden derzeit mit einem Prototypen von Sulzer Hexis und Aral gewonnen. Für den Betrieb werden unterschiedliche Heizöle getestet.

Es ist weiterhin davon auszugehen, dass die Markteinführung der Brennstoffzelle auf der Basis von Erdgas erfolgen wird. Mit Heizöl betriebene Brennstoffzellensysteme werden – sofern die Entwicklung erfolgreich verläuft – vermutlich erst in einer zweiten Phase auf den Markt kommen. Wir gehen deshalb davon aus, dass bis 2010 Brennstoffzellensysteme mit Heizöl keinen Einfluss auf die Marktentwicklung der Wärmekraftkopplung ausüben werden.

## 3.4 Brennstoffzellen über 10 kW<sub>el</sub>

### 3.4.1 Marktsituation

Phosphorsäure-Brennstoffzellensysteme (PAFC) werden bereits seit Anfang der 90er Jahre industriell hergestellt. Die elektrische Gesamtleistung der weltweit erprobten PAFC-Anlagen beträgt ca. 60 MW.

WKK-Systeme mit anderen Brennstoffzellentechnologien befinden sich im Entwicklungsstadium und werden erst im Rahmen von Feldtests eingesetzt. In der folgenden Tabelle ist der aktuelle Stand für die derzeit wichtigsten Systeme festgehalten.

	<b>ONSI</b>	<b>Hot Module MTU</b>	<b>ALSTOM Ballard</b>	<b>Siemens Westinghouse</b>
BZ - Typ:	PAFC	MCFC	PEM	SOFC
Arbeitstemperatur	170 - 200°C	600 - 650°C	70 - 90°C	800 - 1'000°C
Brennstoff	Erdgas, Klärgas, Biogas	Erdgas	Erdgas	Erdgas
th. Leistung BZ:	225 kW	?	240 kW	150 kW
el. Leistung: BZ	200 kW	250 kW	212 kW	225 kW
Feldtests:	-	1999/2002 17 Anlagen	2001/2003 6 Anlagen	ab 1997/2003 8 Anlagen
Kommerzialisierung	1991	ab 2002 ?	<sup>1)</sup>	ab 2004
Absatzziel 2010:	<sup>1)</sup>	40 - 50 MW	<sup>1)</sup>	30 - 50 MW

1) wird von den Systementwicklern nicht kommuniziert

**Tabelle 13** Übersicht Brennstoffzellensysteme um 200 kW auf dem europäischen Markt

Abgesehen von der Phosphorsäure-Brennstoffzelle (ONSI) entspricht der aktuelle Entwicklungsstand in etwa demjenigen der kleineren Brennstoffzellenheizgeräte. Im Folgenden werden daher der aktuelle Stand und die Entwicklungsmöglichkeiten zusammengefasst dargestellt.

### 3.4.2 Aktueller Stand und Entwicklungsmöglichkeiten

#### Technisch/wirtschaftliche Faktoren

##### Investitionskosten

Wie bereits erwähnt, ist das Phosphorsäure-Brennstoffzellensystem von ONSI bereits seit 1991 kommerziell verfügbar. Die Verkaufskosten des aktuellen Typs (PC25C) liegen heute bei ca. Fr. 6'000.-/kW. Zu Beginn der Vermarktung (1991) lagen die Kosten noch bei Fr. 8'000.-/kW. Unter Berücksichtigung der weltweit kumulierten Leistung von Phosphorsäure-Brennstoffzellen von 10 MW<sub>el</sub> (1991) resp. 60 MW<sub>el</sub> (2002) ergibt sich daraus ein Kostendegressionsfaktor von ca. 0.85, d.h. bei einer Verdoppelung der kumulierten Produktion reduzieren sich die Kosten um 15 %. Die Kosten für die ONSI-Brennstoffzellen haben sich demnach bisher langsamer entwickelt wie allgemein angenommen wird (Kostendegressionsfaktor 0.75 bis 0.8; siehe u.a. [12]). Dies kann damit erklärt werden, dass Kostensenkungen von den Herstellern in der Regel erst nach der Pionierphase an die Kunden weitergegeben werden [18], was im vorliegenden Fall durch die bisher exklusive Marktposition von ONSI sicher erleichtert wird.

Für die übrigen Systeme sind noch keine präzisen Kostenangaben verfügbar, da die Systeme noch nicht kommerziell vertrieben werden. Immerhin beziffert Siemens Westinghouse die Kosten der SOFC-Systeme gegenwärtig auf knapp Fr. 8'000.--/kW<sub>el</sub>. Wir gehen davon aus, dass auch die Kosten der übrigen Systeme etwa in dieser Grössenordnung liegen.

Die Zielkosten der Systeme betragen nach übereinstimmenden Aussagen der Systementwickler ca. Fr. 1'500.--/kW<sub>el</sub>, womit die Systeme gegenüber motorischen WKK-Anlagen konkurrenzfähig wären.

Entwickelt ONSI sein PAFC-System mit einem Kostendegressionskoeffizienten von 0.75 weiter, so werden die Zielkosten bei einer kumulierten Produktion von 600 MW<sub>el</sub> erreicht. Für die übrigen Systementwickler ergibt sich eine entsprechende Grössenordnung. Nach Einschätzung von Systementwicklern und unabhängigen Experten ist dies bis frühestens 2008 erreichbar. Wird allerdings nur ein Kostendegressionskoeffizient 0.8 erreicht, so wird eine kumulierte Produktion von 2'000 MW<sub>el</sub> (pro Systementwickler) benötigt, um die Kostenziele zu erreichen. Der Zeitpunkt bis zur Konkurrenzfähigkeit würde sich entsprechend nach hinten verschieben.

#### Nutzungsgrad Wärme/Strom

Im Gegensatz zu motorischen WKK-Anlagen wird der maximal erreichbare elektrische Wirkungsgrad bei BZ-Systemen nicht durch den Carnot-Faktor begrenzt. Daher können theoretisch elektrische Wirkungsgrade von 70 - 80 % erzielt werden. Im Betrieb ist der elektrische Wirkungsgrad u.a. durch ohmsche Verluste im Elektrolyten deutlich niedriger.

Phosphorsaure ONSI Zellen erreichen heute elektrische Wirkungsgrade im Neuzustand von knapp über 40 %. Diese sinken im Laufe der Zeit auf unter 35 %, so dass kein Vorteil mehr gegenüber Magermotoren resultiert. Die Gesamtnutzungsgrade hängen sehr stark von der Temperatur der Wärmeabgabe ab. Bei sehr tiefen Rücklauftemperaturen können Jahresnutzungsgrade von ca. 75 % erreicht werden (konventionelle WKK Anlagen 90 %), bei etwas erhöhten Rücklauftemperaturen sinken die Werte noch weiter ab. Phosphorsaure Zellen sind daher für die Wärmekraftkopplung wenig geeignet.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die verfügbaren Angaben der Systementwickler zum aktuellen Stand der Nutzungsgrade sowie die mögliche Entwicklung bis 2010. Es ist davon auszugehen, dass es sich bei den Angaben der Systementwickler zum aktuellen Stand zumindest teilweise um kurzfristige Spitzenwerte handelt.

Die Entwicklung bis 2010 stützt sich auf Angaben unabhängiger Experten [12, 13] sowie der Systementwickler. Die Angaben berücksichtigen die Abnahme des elektrischen Nutzungsgrades mit zunehmender Betriebsdauer (Degradation).

Nutzungsgrad [%]	ONSI	Hot Module MTU	ALSTOM Ballard	Siemens Westinghouse
elektrisch:				
2002	37.5	?	34	46
2010	37.5 - 40	47.5 - 50	35 - 40	47.5 - 50
gesamt:				
2002	75	76	76	80
2010	75 - 80	77.5 - 82.5	75 - 80	80 - 85

**Tabelle 14** Übersicht Nutzungsgrade von Brennstoffzellensystemen 200 kW

### Wartungskosten

Potenziell ist die Brennstoffzelle durch das Fehlen von beweglichen Teilen wesentlich wartungsärmer wie ein Verbrennungsmotor.

Für Brennstoffzellen muss bei den Wartungskosten im Wesentlichen der Ersatz des Zellstapels berücksichtigt werden. Die Wartungskosten werden also durch die Lebenserwartung und die Kosten der Zellstapel bestimmt.

ONSI gibt die Lebenserwartung des PAFC-Zellstapels mit 40'000 h an. Mit der neuesten Zellen-Generation soll dieser Wert auf 60'000 verbessert werden. MTU und Siemens Westinghouse rechnen bis zur Markteinführung mit einer Lebenserwartung von 40'000 h. Die Lebenserwartung der aktuellen Zellen insbesondere der PEM-Brennstoffzellen dürften noch um einiges tiefer liegen.

Gelingt es bis 2010, die Lebenserwartung der Zellen auf 40'000 bis 80'000 h zu steigern und betragen die Kosten eines Zellstapels 40 bis 50 % des gesamten BZ-Moduls, so resultieren Wartungskosten von 1.5 bis gut 3.5 Rp. pro Kilowattstunde produzierter Elektrizität.

### **Stromgestehungskosten**

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt anhand eines vereinfachten Berechnungsmodells. Die Kosten im Jahr 2010 werden unter der Voraussetzung, dass die Systementwickler ihre Ziele erreichen, berechnet. Es werden folgende Annahmen verwendet:

	<b>2001 (ONSI)</b>	<b>2010</b>
Kosten BZ-Modul [Fr./kW <sub>el</sub> ]	6'000	1'250 - 1'750
Kosten Einbindung Wärme/Strom, Bauliches [Fr./kW <sub>el</sub> ]	90 % des entsprechenden Wertes für motorische WKK <sup>1)</sup>	
Nutzungsgrad elektrisch [%]	37.5	<sup>2)</sup>
Nutzungsgrad thermisch [%]	37.5	<sup>2)</sup>
Vollbetriebsstunden [h/a]	4'500	
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]	ca. 10	1.5 - 3.5
Nutzungsdauer [a]	15	
Gaspreis [Rp./kWh]	4.6 <sup>1)</sup>	5.0 <sup>1)</sup>

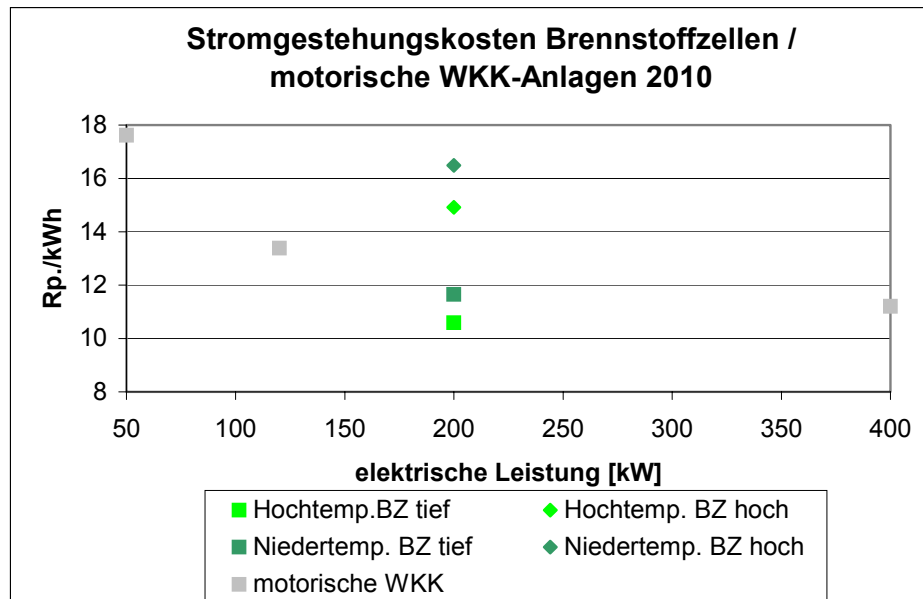
1) Minderung gegenüber mot. WKK durch geringere Vibrationen und Schallemissionen

2) spezifische Werte für die einzelnen Technologien (siehe vorige Seite)

**Tabelle 15** Verwendete Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten

Die folgende Grafik stellt die Stromgestehungskosten der untersuchten Brennstoffzellensysteme im Jahr 2010 dar:





**Bild 12 Stromgestehungskosten von Brennstoffzellensystemen um 200 kW im Vergleich zu motorischen WKK-Anlagen für das Jahr 2010**

Unter den oben aufgeführten Annahmen betragen die Stromgestehungskosten im Jahr 2001 der ONSI-Brennstoffzelle 34 Rp./kWh. Die grafische Darstellung für das 2010 zeigt, dass bis 2010 für die untersuchten Brennstoffzellensysteme Stromgestehungskosten von 11 bis 16 Rp./kWh erreichbar sind. Voraussetzung dafür ist, dass es den Systementwicklern gelingt, die Ziele betreffend Systemkosten und Lebensdauer des Zellstapels in den vorgesehenen Zeiträumen zu erreichen.

### 3.4.3 Fazit

Bisher ist erst ein Brennstoffzellensystem kommerziell verfügbar (ONSI). Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der Brennstoffzellentechnologie, welches sich aktuell vor allem durch enorme Investitions- und Wartungskosten ausdrückt, liegen die Stromgestehungskosten für die ONSI-Brennstoffzelle noch beträchtlich über dem Niveau von motorischen BHKW und lassen deshalb einen wirtschaftlichen Betrieb nicht zu.

Für die Entwicklung bis 2010 bestehen noch grosse Unsicherheiten. Unter der Annahme, dass die Systementwickler ihre ambitionösen Ziele fristgerecht erreichen, dürften die untersuchten Brennstoffzellensysteme erst um 2010 gegenüber motorischen BHKW konkurrenzfähig werden. Ein spürbarer Einfluss auf den WKK-Markt ist deshalb erst nach 2010 zu erwarten.

## 3.5 Mikrogasturbinen

### 3.5.1 Marktsituation

Unter Mikrogasturbinen werden kleine, schnelllaufende Gasturbinen mit niedrigen Brennkammerdrücken und -temperaturen im Leistungsbereich bis ca. 200 kW<sub>el</sub> verstanden.

Kennzeichnend für den Aufbau der Mikrogasturbinen ist, dass der mit einem Permanentmagnet erregte Generator direkt auf der Antriebswelle der Turbine angeordnet ist und mit der entsprechenden Drehzahl betrieben wird (70 bis 100'000 U/min). Die Erzeugung von 'netzkompatiblem' Strom geschieht über einen Wechselrichter.

Als Brennstoff wird bisher fast ausschliesslich Erdgas eingesetzt. Soll Erdgas mit niedrigem Druck verwendet werden (unter ca. 4 bar), wird ein zusätzlicher Brenngaskompressor eingesetzt.

Praktisch alle Hersteller entwickeln Aggregate für weitere Brennstoffe. Im Vordergrund steht dabei eindeutig Biogas. Heizöl wird als wichtiger Brennstoff genannt, jedoch bietet erst ein Hersteller (Capstone) entsprechende Aggregate an.

Zur Zeit sind in Europa Mikrogasturbinen der folgenden Hersteller kommerziell verfügbar:

Hersteller	Leistung el.	Brennstoff	verkaufte Anlagen
Capstone <a href="http://www.microturbine.com">www.microturbine.com</a>	28 kW <sub>el</sub> 60 kW <sub>el</sub>	Erdgas, Biogas, Propan, Heizöl <sup>1)</sup>	über 2'000 (2001: 1'033)
Turbec (ABB/Volvo) <a href="http://www.turbec.com">www.turbec.com</a>	100 kW <sub>el</sub>	Erdgas	?
Elliott <a href="http://www.tapower.com">www.tapower.com</a>	80 kW <sub>el</sub>	Erdgas	?

1) bisher im Mobilitätsbereich

**Tabelle 16 Übersicht Anbieter Mikrogasturbinen in Europa**

Der Marktleader Capstone hat bisher den grössten Teil seiner Aggregate im Bereich der dezentralen Stromerzeugung (ohne Wärmenutzung) abgesetzt. Nach Europa wurden erst wenige Anlagen geliefert. Für die Zukunft rechnet Capstone mit einem starken Wachstum vor allem im Bereich der Nutzung von gasförmigen Industrieabfällen (Grubengas, Biogas, etc.) und der Wärmekraftkopplung.

Honeywell hat die Produktion der 75 kW-Turbinen eingestellt und die in Europa installierten Anlagen ausser Betrieb gesetzt.

In der Schweiz sind bis heute ausschliesslich Mikrogasturbinen von ABB (Turbec) installiert worden. Bis Ende 2001 wurden fünf Mikrogasturbinen des Typs MT100 mit einer Leistung von jeweils 100 kW<sub>el</sub> verkauft, wovon die ersten zwei den Betrieb bereits aufgenommen haben.

### 3.5.2 Berechnungsmodell

Da sich – wie noch gezeigt wird – die Eigenschaften von Mikrogasturbinen weitgehend denjenigen von motorischen WKK-Anlagen entsprechen, kann das Berechnungsmodell praktisch vollständig aus dem vorhergehenden Kapitel übernommen werden.

Die Einbindungskosten sind für Mikrogasturbinen leicht geringer wie für motorische BHKW, da die Turbine weniger Vibrationen verursacht und einen geringeren Schallpegel aufweist. Die entsprechend niedrigeren Aufwendungen für die Einbindung führen grob und eher vorsichtig geschätzt zu 10 % niedrigeren Kosten gegenüber motorischen BHKW.

Anpassungen sind lediglich bei den folgenden Faktoren, resp. den verwendeten Erfahrungswerten notwendig:

Faktor	verwendete Werte
Nutzungsgrad Wärme MGT	wird wie Monitoringgrösse erhoben
Hilfsenergiekosten MGT	0 (im Nutzungsgrad enthalten)
Investitionskosten Einbindung Wärme/Strom, Bauliches	90 % des entsprechenden Wertes für motorische BHKW

### 3.5.3 Aktueller Stand

Wie bereits erwähnt, sind bisher in der Schweiz erst Mikrogasturbinen von ABB (resp. Turbec) installiert worden. Die Daten dieser Maschine sind bereits in den grafischen Darstellungen des Kapitels 4.1 dargestellt und können dort mit den entsprechenden Daten der Gasmotoren verglichen werden. Im Folgenden werden die Eigenschaften der ABB-Mikrogasturbine näher betrachtet und mit verfügbaren Daten anderer Mikrogasturbinen aus dem Ausland ergänzt.

#### Technisch/wirtschaftliche Faktoren

##### Modulkosten

Die Modulkosten für die 100 kW<sub>el</sub>-Mikrogasturbine von ABB liegen bei Fr. 1'300.-- pro kW<sub>el</sub>. Die Kosten für die Capstone-Turbinen mit 28 resp. 56 kW<sub>el</sub> können von Angaben aus Deutschland abgeleitet werden [14;15]. Sie liegen etwa bei Fr. 2'300.-- resp. Fr.1'900.-- pro kW<sub>el</sub>.

Die Modulkosten der Mikrogasturbinen sind somit bereits tiefer wie diejenigen von motorischen WKK-Modulen. Positiv auf die Modulkosten wirkt sich unter anderem aus, dass eine Flüssigkeitskühlung erst ab einer Leistung von 60 kW für Generator und Wechselrichter notwendig ist. Bei kleineren Modulen kann die Abwärme ausschliesslich über die Abgase abgeführt werden. Negativ beeinflussen dagegen Wechselrichter und Rekuperator die Investitionskosten.

##### Nutzungsgrad elektrisch/thermisch

Elektrischer und thermischer Nutzungsgrad von Mikrogasturbinen liegen heute deutlich tiefer wie bei motorischen WKK-Anlagen.

Der elektrische Nutzungsgrad von Mikrogasturbinen beträgt heute 26 bis 30 %, also 3 bis 5 Prozentpunkte weniger wie bei motorischen WKK-Anlagen.

Der thermische Nutzungsgrad und somit auch der Gesamtnutzungsgrad von Mikrogasturbinen ist abhängig vom Temperaturniveau der Wärmeabgabe. Bei einer Wärmeabgabe auf tiefem Niveau (60°C) wird ein Gesamtnutzungsgrad von ca. 80 % erreicht. Bei den für WKK-Projekten oft üblichen 80 bis 90°C sinkt der Gesamtnutzungsgrad auf 75 % und ist somit knapp 15 % tiefer wie für bei Motor-BHKW.

### Wartungskosten

Konstruktionsbedingt benötigt eine Mikrogasturbine deutlich weniger Wartungsaufwand wie Verbrennungsmotoren. Bei der Mikrogasturbine sind sämtliche rotierenden Teile auf einer einzigen Welle angebracht. Bei Mikrogasturbinen unter 100 kW<sub>el</sub> verwenden einige Hersteller Luftlager, so dass für den Betrieb der Turbine keine Schmiermittel mehr nötig sind. Bei grösseren Anlagen wird zwar wie bei motorischen WKK-Anlagen Schmieröl eingesetzt, jedoch ist dieses einer thermisch geringeren Belastung ausgesetzt, so dass ein Ölwechsel weniger oft erfolgen muss. Da noch wenig Langzeiterfahrung mit Mikrogasturbinen besteht, sind jedoch Korrosionserscheinungen und Ablagerungen an denjenigen Teilen der Turbine, welche mit den heissen Brenngasen in Berührung stehen (Brennkammer, Schaufeln und Rekuperator), kritisch zu beobachten.

Die Wartungsintervalle für Mikrogasturbinen betragen 6'000 bis 8'000 Stunden. Im Vergleich dazu sind die Wartungsintervalle von Verbrennungsmotoren etwa 4-mal kürzer.

Verlässliche Angaben über die Wartungskosten sind nur für die ABB-Turbine verfügbar. Sie liegen trotz der genannten Vorteile mit knapp 3 Rp./kWh nur ca. 20 % unter den Kosten einer motorischen WKK-Anlage. In Anbetracht der noch sehr niedrigen Anzahl Anlagen und der entsprechend geringen Erfahrung, vor allem über längere Zeiträume, scheint dies jedoch plausibel.

### **Vergleich der wichtigsten Kennwerte mit motorischen BHKW**

Die nachfolgende Tabelle zeigt einen Vergleich der wichtigsten Kennwerte von Mikrogasturbinen mit motorischen WKK-Anlagen.

2001	motorische Anlagen			Mikrogasturbinen		
	15 kW <sub>el</sub>	50 kW <sub>el</sub>	100 kW <sub>el</sub>	28 kW <sub>el</sub>	56 kW <sub>el</sub>	100 kW <sub>el</sub>
Modulkosten [Fr./kW]	3'500	2'200	1'600	2'300	1'900	1'300
Nutzungsgrad el. [%]	28	32	33	25	27	30
Nutzungsgrad th. [%]	60	56	55	50 <sup>1)</sup>	48 <sup>1)</sup>	45 <sup>1)</sup>
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]	5.5	4.2	3.5	4.5 <sup>2)</sup>	3.4 <sup>2)</sup>	2.9

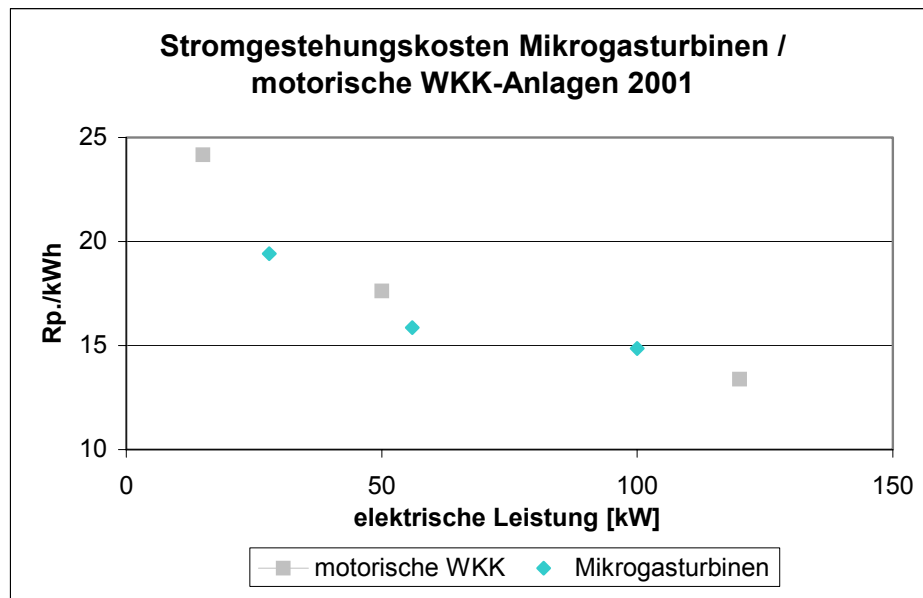
1) Wärmeabgabe auf 80°C

2) eigene Schätzung

**Tabelle 17 Vergleich Mikrogasturbinen mit motorischen WKK-Anlagen; Kostenstand 2001; Energiepreise**

## Stromgestehungskosten

In der folgenden Grafik sind die Stromgestehungskosten von Mikrogasturbinen und motorischen BHKW für das Jahr 2001 aufgezeigt (das Jahr 2001 gilt als Ausgangspunkt für die weitere Entwicklung der Energiepreise, siehe Kap. 3.3).



G:\2000\005\BFE\3-Bearb\[Gestehungskosten-WKK-2000b.xls]Ergebnisse2000

**Bild 13 Stromgestehungskosten von Mikrogasturbinen im Vergleich zu motorischen WKK-Anlagen für das Jahr 2001**

Die Grafik zeigt praktisch identische Stromgestehungskosten für Mikrogasturbinen und motorische WKK-Anlagen.

### 3.5.4 Künftige Entwicklung

#### Technisch/wirtschaftliche Faktoren

##### Modulkosten

Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei den Mikrogasturbinen um eine relativ neue Technologie handelt, darf davon ausgegangen werden, dass die Modulkosten durch Lern- und Skaleneffekte noch stark reduziert werden können. Capstone z.B. bietet erst seit 1998 kommerziell Mikrogasturbinen an. Die kumulierte Anzahl ausgelieferter Anlagen lag per Ende 2001 bei 2035.

Wie weit die Modulkosten bis 2010 reduziert werden können, hängt von der (weltweiten) quantitativen Entwicklung und den Lernfortschritten bei der Produktion ab.

Die quantitative Entwicklung ist sehr schwierig vorauszusagen. Zu berücksichtigen sind neben dem durch die äusseren Rahmenbedingungen (insbesondere Energiepreise) gegebenen Marktpotenzial auch allfällige Reaktionen der Hersteller von motorischen WKK-Anlagen, welche ihre Marktanteile nicht ohne weiteres hergeben werden.

Frost & Sullivan gehen davon aus, dass sich die Umsätze für den Mikroturbinenmarkt zwischen 2001 und 2005 um den Faktor 100 erhöhen [15]. Die entsprechenden Verkaufszahlen würden dementsprechend um deutlich mehr als das Hundertfache steigen.

Beim dem erwähnten Wachstum genügt bereits ein Kostendegressionsfaktor (Kostenreduktion bei verdoppelter kumulierter Produktion) von 0.9, um die Modulkosten bis 2005 halbieren zu können. Ein Vergleich mit einer statistischen Auswertung von Kostendegressionsfaktoren in vergleichbaren Branchen (Maschinen-, Elektronik-, Automobilbranche, etc.) zeigt, dass ein derartiger Kostendegressionsfaktor von neuen Technologien meist übertroffen wird.

Das U.S. Departement of Energy (DOE) verfolgt zusammen mit Industriepartnern ein umfassendes Förderprogramm für Mikrogasturbinen [17]. Als Zielgrösse sollen die Modulkosten bis 2006 auf \$ 500/kW<sub>el</sub> gesenkt werden, was gegenüber heute einer Kostenhalbierung entspricht. Dies scheint gemäss der oben aufgeführten Betrachtung durchaus realistisch.

Für eine Abschätzung der Entwicklung der Modulkosten bis 2010 ist zu berücksichtigen, dass die angestrebte Verbesserung des elektrischen Nutzungsgrades (siehe unten) kostenerhöhend wirken dürfte, und dass die Hersteller mögliche Kostenreduktionen nicht mehr zwangsläufig im gleichen Masse an die Kunden weitergeben, sobald sie eine starke Position im Markt eingenommen haben.

Bis 2010 wird von einer Reduktion der Modulkosten von 30 - 60 % ausgegangen, was in Anbetracht der aufgeführten Prognosen und Ziele als sehr vorsichtige Annahme zu werten ist.

#### Nutzungsgrad elektrisch/thermisch

Eine Erhöhung des elektrischen und des thermischen Nutzungsgrades ist primär durch eine Erhöhung der Verbrennungstemperatur möglich. In den heutigen Mikrogasturbinen bestehen die mit den heissen Brenngasen in Berührung stehenden Teile (Brennkammer, Schaufeln, Rekuperator) aus ungekühlten metallischen Werkstoffen. Für höhere Temperaturen sind diese Werkstoffe nicht geeignet. Es wird deshalb nach kostengünstigen und langlebigen keramischen Werkstoffen geforscht. Gemäss Förderprogramm des DOE [17] soll bis 2006 ein elektrischer Nutzungsgrad von 40 % erreicht werden.

Zu erwähnen ist, dass zwischen elektrischem Nutzungsgrad und NO<sub>x</sub>-Emissionen ein Zielkonflikt besteht, indem bei höherer Verbrennungstemperatur nicht nur der el. Nutzungsgrad steigt, sondern auch die NO<sub>x</sub>-Emissionen.

Bis 2010 wird von einer Erhöhung des elektrischen Nutzungsgrads von 5 bis 10 % (bezogen auf die Erdgasbezugsleistung) ausgegangen. Der Gesamtnutzungsgrad erhöht sich entsprechend.

#### Wartungskosten

Wie bereits erwähnt, sind die derzeitigen Wartungskosten durch die noch sehr niedrige Anzahl Anlagen und die geringe (Langzeit-) Erfahrung geprägt.

Mittelfristig wird damit gerechnet, dass die Wartungskosten für Mikrogasturbinen um den Faktor zwei bis drei tiefer liegen wie bei motorischen WKK-Anlagen.

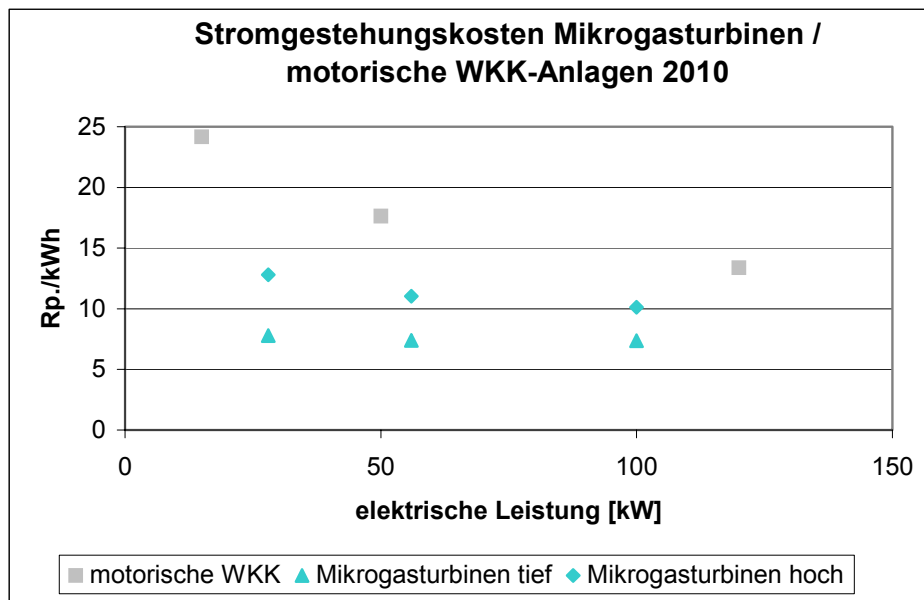
Aufgrund der Tatsache, dass die Wartungsintervalle für Mikrogasturbinen bereits jetzt drei- bis viermal länger sind, wie für Verbrennungsmotoren, scheint dies realistisch.

## Stromgestehungskosten

Zusammengefasst ergeben sich aus dem vorangehenden Kapitel folgende Eckwerte zur Berechnung der Stromgestehungskosten im Jahr 2010:

	2001			2010		
	28 kW <sub>el</sub>	56 kW <sub>el</sub>	100 kW <sub>el</sub>	28 kW <sub>el</sub>	56 kW <sub>el</sub>	100 kW <sub>el</sub>
Modulkosten [Fr./kW]	2'300	1'900	1'300	900 - 1'600	800 - 1'300	500 - 900
Nutzungsgrad el. [%]	25	27	30	30-35	32-37	35-40
Nutzungsgrad th. [%]	50	48	45	50	48	45
Wartungskosten [Rp./kWh <sub>el</sub> ]	4.5	3.4 <sup>2)</sup>	2.9	1.8-2.8	1.4-2.1	1.2-1.8

Tabelle 18 Technisch/wirtschaftliche Faktoren für Mikrogasturbinen 2001/2010



G:\2000\005\BFE\3-Bearb\Gestehungskosten-WKK-2000b.xls\Ergebnisse2010

Bild 14 Stromgestehungskosten von Mikrogasturbinen im Vergleich zu motorischen WKK-Anlagen für das Jahr 2010

Die Darstellung zeigt, dass unter den erwähnten Annahmen die Stromgestehungskosten von Mikrogasturbinen bis 2010 massiv reduziert werden.

### 3.5.5 Fazit

Mikrogasturbinen weisen bis zum Jahr 2010 ein enormes Kostensenkungspotenzial auf, welches vor allem durch Skalen- und Lerneffekte bei einer stark gesteigerten Produktion ermöglicht wird.

Da noch wenig Langzeiterfahrung mit Mikrogasturbinen besteht, sind Korrosionserscheinungen und Ablagerungen in der Turbine kritisch zu beobachten. Vorausgesetzt hier tauchen keine unerwarteten Schwierigkeiten auf, scheint es aber wahrscheinlich, dass sich durch die Entwicklung der Mikrogasturbinen die Stromgestehungskosten der Wärmekraftkopplung im Leistungsbereich ab 25 kW<sub>el</sub> mittelfristig stark sinken werden. Da Mikrogasturbinen weitere wichtige Vorteile aufweisen (grosse

Wartungsintervalle, geringe Schall- und  $\text{NO}_x$ -Emissionen), scheint es wahrscheinlich, dass sie sich zunehmend gegenüber motorischen BHKW durchsetzen werden.

Ob bis 2010 auch Mikrogasturbinen für Heizöl verfügbar sein werden, ist schwer zu beurteilen. Prinzipiell müssen gegenüber einer Erdgas-Turbine lediglich die Brennkammer und die Brennstoffdüsen angepasst werden. Voraussetzung ist, dass Korrosion und Ablagerungen an den mit den heissen Brenngasen in Berührung stehenden Teilen der Turbine (Brennkammer, Schaufeln und Rekuperator) auch beim Einsatz von Heizöl als Brennstoff im zulässigen Toleranzbereich bleiben.

Ziemlich sicher kann dagegen erwartet werden, dass auch grössere Mikrogasturbinen auf den Markt kommen. Capstone plant z.B. eine Turbine mit 200 kW<sub>el</sub> bis 2004 einzuführen. Das DOE strebt die Entwicklung von Mikrogasturbinen bis 1 MW<sub>el</sub> an. Dank der modularen Bauweise können bei ausreichenden Platzverhältnissen mehrere Aggregate problemlos parallel betrieben werden. Wir gehen daher davon aus, dass in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts im gesamten Leistungsbereich von 25 - 1'000 kW<sub>el</sub> Mikrogasturbinen eingesetzt werden können.

Zu berücksichtigen ist zudem, dass die Abwärme von Mikrogasturbinen auf einem höheren Niveau verfügbar ist, wie bei motorischen BHKW (über 270°C gegenüber max. 120°C). Dadurch ergeben sich zusätzliche Einsatzmöglichkeiten resp. Marktbereiche wie z.B. Dampf- und Kälteerzeugung.

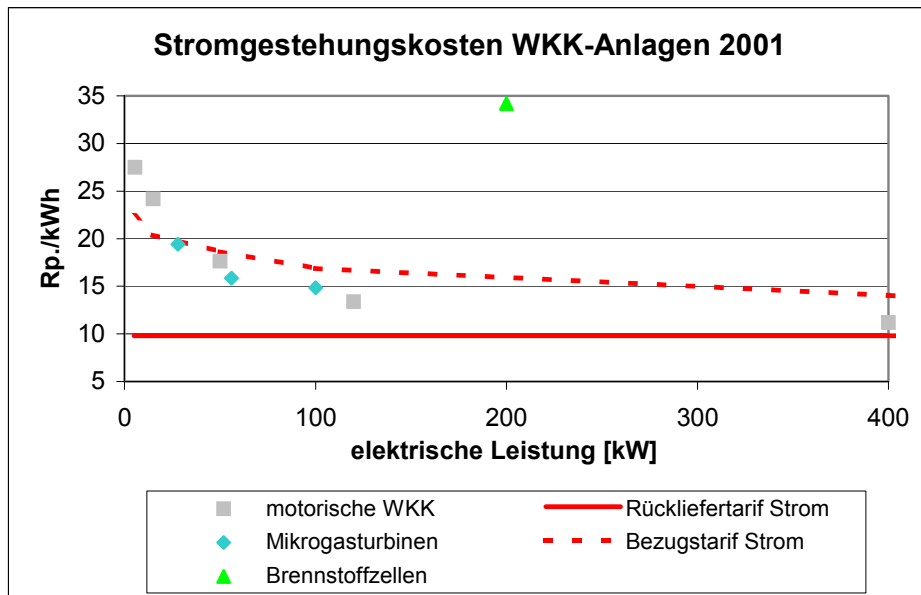
Als wesentlicher Vorteil der Mikrogasturbinen könnten sich die im Vergleich zu Gas- und Heizölmotoren geringen Stickoxidemissionen erweisen. Nach Angaben der Hersteller betragen die  $\text{NO}_x$ -Emissionswerte unter 30 mg/m<sup>3</sup> bei 15 Vol.% O<sub>2</sub>. Bezogen auf den Brennstoffinput liegen die Stickoxidemissionen einer Mikrogasturbine damit rund dreimal tiefer wie bei einem Gasmotor und nur geringfügig höher wie die Grenzwerte für konventionelle Gas- oder Ölkessel.



## 3.6 Zusammenfassung

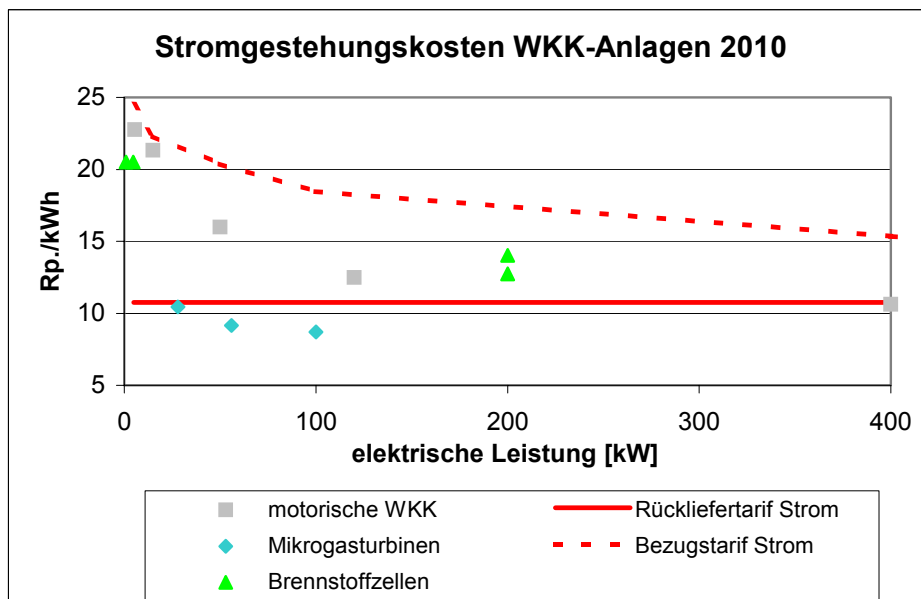
### 3.6.1 Entwicklung der Stromgestehungskosten

Zusammengefasst ergibt sich für die Stromgestehungskosten in den Jahren 2001 und 2010 folgendes Bild:



G:\2000\005\BFE\3-Bearb[Gestehungskosten-WKK-2000c.xls]Ergebnisse2000

**Bild 15** Stromgestehungskosten WKK-Technologien im Jahr 2001; dargestellt sind die Gestehungskosten für den Brennstoff Erdgas; die Gestehungskosten für mit Heizöl betriebene motorische WKK-Anlagen sind in etwa identisch.



G:\2000\005\BFE\3-Bearb[Gestehungskosten-WKK-2000c.xls]Ergebnisse2010

**Bild 16** Stromgestehungskosten WKK-Technologien im Jahr 2010; dargestellt sind die Gestehungskosten für den Brennstoff Erdgas; die Gestehungskosten für mit Heizöl betriebene motorische WKK-Anlagen sind in etwa identisch.

### 3.6.2 Auswirkungen auf den Wärmekraftkopplungsmarkt

Unter der Voraussetzung, dass sich die Energiepreise vorderhand nur leicht erhöhen (1 % pro Jahr - siehe Kapitel 3.3) sind bis 2010 im Wesentlichen folgende marktrelevanten Veränderungen bei der Wärmekraftkopplung zu erwarten:

#### Erdgas

- Die Stromgestehungskosten von Mikrogasturbinen, welche vorerst im Leistungsbereich von 25 bis 100 kW<sub>el</sub> angeboten werden, werden in den kommenden Jahren durch die steigenden Produktionszahlen deutlich sinken. Bis 2010 scheint ein wirtschaftlicher Betrieb auch dann möglich, wenn der erzeugte Strom an das Energieversorgungsunternehmen zurückgeliefert werden muss. Das Leistungsangebot wird sich ab 2005 sukzessive bis 1'000 kW<sub>el</sub> erweitern.
- Sofern es den Systementwicklern von Brennstoffzellenheizgeräten (<10 kW<sub>el</sub>) gelingt, ihre ambitionierten Ziele erreichen, ermöglichen in grosser Serie hergestellte Systeme in der 2. Hälfte des Jahrzehnts einen wirtschaftlich attraktiven Einsatz von WKK-Anlagen bis in den Einfamilienhausbereich.
- Über 50 kW<sub>el</sub> sind für motorische WKK-Anlagen keine wesentlichen Fortschritte mehr zu erwarten. Wieweit die Hersteller in der Lage sein werden, um auf die Herausforderung durch die Mikrogasturbinen zu reagieren, ist schwierig abzuschätzen. Motorische Anlagen ab 400 kW<sub>el</sub> bleiben aber wohl bis Ende dieses Jahrzehnts attraktiv, da die Stromgestehungskosten im Bereich des Rückliefertarifs liegen und Mikrogasturbinen erst in der 2. Hälfte des Jahrzehnts für Leistungen über 200 kW<sub>el</sub> verfügbar sein werden.
- Unter 50 kW<sub>el</sub> ist für motorische WKK-Anlagen durch die eben erst begonnene Serienproduktion eine Senkung der Stromerzeugungskosten unterhalb der Strombezugskosten möglich. Ab Mitte dieses Jahrzehnts wird die Konkurrenz durch Brennstoffzellenheizgeräte zunehmend stärker.

#### Heizöl

- Bis 2010 sind markante Veränderungen nur dann zu erwarten, wenn es gelingt, Mikroturbinen für den Betrieb mit Heizöl zu entwickeln. Wenn dies der Fall ist, so können WKK-Anlagen auch ausserhalb des Gasversorgungsgebietes im Leistungsbereich bis hinunter auf ca. 25 kW<sub>el</sub> breit eingesetzt werden.
- Mit Heizöl betriebene motorische WKK-Anlagen werden durch die Schadstoffproblematik weiterhin erst ab 200 kW<sub>el</sub> einsetzbar bleiben. In diesem Bereich liegen die Stromgestehungskosten weiterhin in der Nähe der Rückliefertarife. Wieweit die Hersteller in der Lage sein werden, um auf eine allfällige Bedrohung durch die Mikroturbinen zu reagieren, ist schwierig abzuschätzen.

### 3.6.3 Auswirkungen veränderter Energiepreise

Die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von WKK-Anlagen ist entscheidend vom Preisniveau für Brennstoff und Strom abhängig. Es ist nicht Bestandteil dieser Arbeit, die Auswirkungen verschiedener Szenarien der Entwicklung der Energiepreise zu untersuchen. Im Folgenden sind jedoch die wichtigsten möglichen Änderungen aufgelistet:

- Bekanntlich sind die Unsicherheiten des Weltmarktes bei den fossilen Brennstoffen sehr gross. So waren die Heizölpreise Mitte der 90er Jahre nur halb so hoch wie im Jahr 2001. Durch die sehr angespannte politische Situation in einigen wichtigen erdölexportierenden Ländern scheint aber auch eine weitere Steigerung der fossilen Energiepreise durchaus möglich.
- Das CO<sub>2</sub>-Gesetz sieht ab 2004 die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe vor, wenn das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel mit freiwilligen Massnahmen nicht erreicht werden kann. Zu berücksichtigen ist, dass eine Abgabe vom Parlament beschlossen werden muss und dass unterschiedliche Ansätze für Brennstoffe und Triebstoffe möglich sind.

- Beim Strom scheint mittelfristig bei (international) weiter steigendem Verbrauch und/oder dem Ausstieg einiger europäischer Länder aus der Kernenergie eine Erhöhung der Preise durchaus möglich. Andererseits könnte bei steigendem Anteil der Stromproduktion aus WKK-Anlagen die geltenden Regelungen bezüglich der Rücklieferatarife unter Druck geraten.
- Im Hinblick auf die Öffnung des Schweizer Elektrizitätsmarktes wurde mit einer Reduktion der Preise besonders für Grossverbraucher gerechnet. Nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes ist die weitere Entwicklung noch unklar.
- Schliesslich wird das Volk im Mai 2003 über die Initiativen 'Strom ohne Atom' und 'Moratorium plus' entscheiden.

Die Übersicht zeigt, dass die Entwicklung der für die WKK-Technologie massgebenden Energiepreise mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet ist. Für eine positive Entwicklung der Wärmekraftkopplung sind aber stabile Rahmenbedingungen notwendig. Der Absatzrückgang der WKK-Anlagen in der Schweiz vor der Abstimmung über das Elektrizitätsmarktgesetz hat gezeigt, wie empfindlich der Markt auf Unsicherheiten reagiert. Energiepolitisch wären daher längerfristig vorhersehbare Eingriffe wünschbar, um die ohnehin bestehenden Unsicherheiten nicht noch zu verstärken. Leider widerspricht die Praxis dieser Forderung oft. So ist beispielsweise heute noch unklar, inwieweit fossile WKK-Anlagen von einer allfälligen CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brennstoffe betroffen wären.

#### 3.6.4 Vergleich der Ergebnisse mit Prognos-Szenarien

Ein Vergleich der Ergebnisse der vorliegenden Studie mit den Annahmen, welche Prognos in den 'Szenarien zu den Initiativen "Strom ohne Atom" und "MoratoriumPlus" verwendet hat, gestaltet sich als ausgesprochen schwierig. Die Arbeiten verwenden unterschiedliche methodische Ansätze und gehen von deutlich abweichenden Rahmenbedingungen (vor allem Energiepreise) aus.

Bei den Investitionskosten ist aufgrund der unterschiedlichen methodischen Ansätze<sup>10</sup> nur ein grober Vergleich möglich. Prognos geht bei einer Leistung von 300 - 400 kW<sub>el</sub> von Mehrinvestitionen gegenüber einer konventionellen Wärmeerzeugung von Fr. 2'500 - 2'700.--/kW aus. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit liegen damit bei 400 kW<sub>el</sub> um rund einen Drittel tiefer wie die Investitionskosten von Prognos. Umgekehrt liegen bei kleinen Anlagen (5 kW<sub>el</sub>) die Annahmen von Prognos (Fr. 5'000.--/kW<sub>el</sub>) um ca. 20 % tiefer wie in der vorliegenden Arbeit.

Bei der künftigen Entwicklung der Investitionskosten geht Prognos von einer höheren Kostenreduktion aus wie wir. Zwar entsprechen sich die prozentualen Kostensenkungen recht genau, jedoch bezieht Prognos diese auf die gesamten Mehrinvestitionen, während wir davon ausgehen, dass lediglich die Modulkosten reduziert werden.

Bei den Wartungskosten liegen die Annahmen von Prognos gegenüber der vorliegenden Arbeit in allen Leistungsbereichen um 10 - 20 % höher.

Im Leistungsbereich bis 2 MW<sub>el</sub> rechnet Prognos im gesamten Betrachtungszeitraum (bis 2030) mit motorischen WKK-Anlagen. Brennstoffzellen werden von Prognos im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse behandelt, Mikrogasturbinen werden dagegen nicht berücksichtigt. Vor allem letzteres erscheint aufgrund der vorliegenden Arbeit eher fragwürdig.

Insgesamt dürften die im Rahmen der Prognos-Studie berechneten KKW-Stilllegungskosten unter Berücksichtigung der Ergebnisse der vorliegenden Arbeit deutlich tiefer ausfallen.

<sup>10</sup> Prognos: Berechnung der Mehrkosten gegenüber konventioneller Wärmeerzeugung; E+P: Vollkostenrechnung inkl. Bewertung der Wärmeerzeugung



## 4 Potenzial und Ausschöpfung 2000

### 4.1 Technisches Potenzial 2000

Aufgrund der in Kapitel 3.2 beschriebenen Methodik ergeben sich folgende Resultate für die technischen Potenziale zur Stromerzeugung aus WKK:

#### Technisches Potential zur Elektrizitätserzeugung aus WKK-Anlagen

Daten 2000

Sektor	Industrie		Fernwärme		Gewerbe / Dienstleistung		Wohngebäude		TOTAL Kategorie	
	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas
Kategorie	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a
< 80 MWh/a (< 5 kW <sub>el</sub> )	151	5	0	0	224	93	3'260	818	3'635	916
80 - 200 MWh/a (5 - 15 kW <sub>el</sub> )	277	11	0	0	536	371	2'137	708	2'950	1090
0.2 - 2 GWh/a (15 - 200 kW <sub>el</sub> )	1'368	197	0	0	3'062	1892	4'310	2056	8'740	4145
2 - 20 GWh/a (200 - 2'000 kW <sub>el</sub> )	498	373	1	0	2'371	759	2'223	165	5'094	1297
20 - 50 GWh/a (2 - 5 MW <sub>el</sub> )	265	118	0	0	0	0	0	0	265	118
> 50 GWh/a (> 5 MW <sub>el</sub> )	152	715	0	99	0	0	0	0	152	814
<b>TOTAL Sektor</b>	<b>2'712</b>	<b>1420</b>	<b>1</b>	<b>99</b>	<b>6'192</b>	<b>3115</b>	<b>11'931</b>	<b>3747</b>	<b>20'836</b>	<b>8'381</b>
									Elektrizität mit Erdöl	Elektrizität mit Erdgas
									29'217	Elektrizität tot. WKK

Kommentare:

G:\2000\005\BFE\3-Bearb\Potentiale-Technisch.xls\Elektrizitätserz-WKK-2000

**Tabelle 19 Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus WKK im Jahr 2000**

Gemäss der Tabelle beträgt das technische Potenzial 29.7 TWh.

Aufgrund des aktuellen Standes der Technik kann zumindest theoretisch das gesamte Potenzial von 29.2 TWh ausgeschöpft werden, da Anlagen für alle Leistungskategorien technisch machbar sind. In den folgenden Bereichen sind die Rahmenbedingungen aber zur Zeit derart ungünstig, dass praktisch keine Anlagen angeboten werden:

- Heizöl-BHKW unter 200 kW<sub>el</sub>: Die LRV-Grenzwerte können für mit Heizöl betriebene BHKW nur mit SCR-Katalysatoren erreicht werden. Unterhalb von 200 kW<sub>el</sub> würde dies zu unverhältnismässig hohen Kosten führen.
- Die untere Leistungsgrenze für motorische BHKW liegt bei 5 kW<sub>el</sub> resp. 12 kW<sub>th</sub>. Der Hubraum dieser Aggregate beträgt noch knapp 600 cm<sup>3</sup>. Für Objekte mit geringem Wärmebedarf (Einfamilienhäuser) ergeben sich dadurch sehr niedrige Betriebszeiten pro Jahr und entsprechend hohe Stromgestehungskosten.

Mit den momentan serienmässig erhältlichen Anlagen, kann theoretisch ein technisches Potenzial von ca. 13 TWh abgedeckt werden.

D.h. würden sämtliche fossile Wärmeerzeugungsanlagen, welche heute als Standort für eine WKK-Anlage in Frage kommen, durch eine solche ersetzt werden, könnten insgesamt 13 TWh Strom erzeugt werden.

## 4.2 Ausschöpfungsgrad

Im Folgenden soll beurteilt werden, inwieweit die technischen Potenziale bereits ausgeschöpft wird. Dividiert man den Bestand der Stromerzeugung aus WKK gemäss WKK-Statistik [7] durch das technische Potenzial, erhält man den aktuellen Ausschöpfungsgrad.

### Technisches Potential und Ausschöpfungsgrad

Daten 2000

Sektor	Industrie		Fernwärme		Gewerbe / Dienstleistung		Wohngebäude		TOTAL Kategorie											
	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas										
	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a										
< 80 MWh/a (< 5 kW <sub>el</sub> )	151	0%	5	0%	0	1)	0	1)	224	0%	93	0%	3'260	0%	818	0%	3'635	0%	916	0%
80 - 200 MWh/a (5 - 15 kW <sub>el</sub> )	277	0%	11	1%	0	1)	0	1)	536	0%	371	0%	2'137	0%	708	0%	2'950	0%	1090	0%
0.2 - 2 GWh/a (15 - 200 kW <sub>el</sub> )	1'368	0%	197	2%	0	1)	0	1)	3'062	0%	1'892	2%	4'310	0%	2'056	1%	8'740	0%	4'145	1%
2 - 20 GWh/a (200 - 2'000 kW <sub>el</sub> )	498	6%	373	2%	1	1)	0	1)	2'371	2%	759	19%	2'223	0%	165	35%	5'094	2%	1297	16%
20 - 50 GWh/a (2 - 5 MW <sub>el</sub> )	265	0%	118	0%	0	1)	0	1)	0	-	0	-	0	-	0	-	265	0%	118	0%
> 50 GWh/a (> 5 MW <sub>el</sub> )	152	63%	715	68%	0	1)	99	1)	0	-	0	-	0	-	0	-	152	63%	814	72%
TOTAL Sektor	2'712	5%	1420	35%	1	1)	99	1)	6'192	1%	3115	6%	11'931	0%	3747	2%	20'836	1%	8'381	10%
										Elektrizität mit Erdöl		Elektrizität mit Erdgas		Elektrizität mit Erdöl		Elektrizität mit Erdgas		Elektrizität tot. WKK		
										29'217		4%		29'217		4%		Elektrizität tot. WKK		

Kommentare: 1) Potential gemäss Angaben der Fernwärmebetreiber bereits ausgeschöpft (1995)

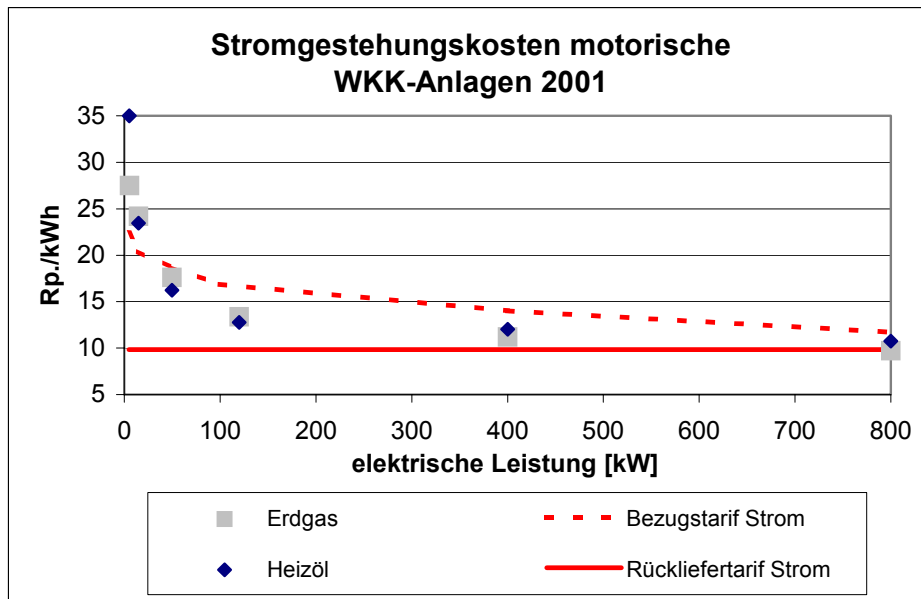
G:\2000\005\BFE\3-Bearb\Potentiale-Technisch.xls\|Vergleich-Potential-Ist-2000

**Tabelle 20 Technisches Potential und Ausschöpfungsgrad der Stromerzeugung aus WKK im Jahr 2000**

Insbesondere im Leistungsbereich von 200 bis 2'000 kW<sub>el</sub> wird ein überraschend hoher Ausschöpfungsgrad erreicht. Aufgrund der Datenlage sind die Zahlen jedoch mit einer ziemlichen Unsicherheit behaftet. Sowohl bei der Einteilung Potenziale wie auch der statistisch erfassten BHKW-Module in Leistungskategorien musste mit zahlreichen Annahmen gearbeitet werden.

Nichtsdestotrotz kann mit ausreichender Sicherheit Folgendes festgestellt werden:

- Der Ausschöpfungsgrad liegt beim Erdgas insgesamt bei beachtlichen 10 %. Beim Erdöl ist hingegen lediglich erst 1 % des technischen Potentials ausgeschöpft.
- Der Ausschöpfungsgrad nimmt mit zunehmender Leistung markant zu. Dies ist besonders ausgeprägt in den Bereichen Gewerbe/Dienstleistungen und Wohngebäude ersichtlich. Ein Vergleich mit dem Verlauf der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Anlagengrösse zeigt eindrücklich den Zusammenhang mit den günstigen wirtschaftlichen Voraussetzungen ab ca. 100 kW<sub>el</sub>.



G:\2000\005\BFE\3-Bearb[Gestehungskosten-WKK-2000c.xls]Ergebnisse2000

**Bild 17 Stromgestehungskosten motorische WKK-Anlagen und Stromtarife im Jahr 2001**

## 4.3 Ausschöpfungsgeschwindigkeit

Zur Beurteilung der künftigen Marktchancen der Wärmekraftkopplung ist neben dem aktuellen Ausschöpfungsgrad des technischen Potenziales auch interessant zu beurteilen, wie stark sich der Ausschöpfungsgrad in den letzten Jahren geändert hat. Dazu soll hier das Mass der Ausschöpfungsgeschwindigkeit eingeführt werden.

Die Ausschöpfungsgeschwindigkeit wird hier dadurch berechnet, dass der Zuwachs der Stromerzeugung aus WKK von 1995 bis 2000 durch das technische Potenzial im Jahr 2000 dividiert wird. Die Ausschöpfungsgeschwindigkeit von 19 % im Sektor Wohngebäude 200 bis 2'000 kW<sub>el</sub> bedeutet, dass der Ausschöpfungsgrad des technischen Potenzials von 1995 bis 2000 jedes Jahr um durchschnittlich 3.8 % gestiegen ist - also von 16 % im Jahre 1995 auf 35 % im Jahr 2000.

### Ausschöpfungsgrad und Ausschöpfungsgeschwindigkeit

Daten 2000

(Ausschöpfungsgeschwindigkeit = Zuwachs an Stromerzeugung zwischen 1995 bis 2000 durch technisches Potenzial)

Kategorie	Industrie		Fernwärme				Gewerbe / Dienstleistung				Wohngebäude				TOTAL Kategorie					
	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl		Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	
	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>	Grad <sup>2)</sup>	V <sup>3)</sup>
< 80 MWh/a (< 5 kWel)	0%	0%	0%	0%	1)	1)	1)	1)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
80 - 200 MWh/a (5 - 15 kWel)	0%	0%	1%	1%	1)	1)	1)	1)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0.2 - 2 GWh/a (15 - 200 kWel)	0%	0%	2%	1%	1)	1)	1)	1)	0%	0%	2%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%
2 - 20 GWh/a (200 - 2'000 kWel)	6%	5%	2%	1%	1)	1)	1)	1)	2%	2%	19%	8%	0%	0%	35%	19%	2%	1%	16%	7%
20 - 50 GWh/a (2 - 5 MWel)	0%	-3%	0%	-4%	1)	1)	1)	1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	-3%	0%	-4%
> 50 GWh/a (> 5 MWel)	63%	63%	68%	8%	1)	1)	1)	1)	-	-	-	-	-	-	-	-	63%	63%	72%	5%
TOTAL Sektor	5%	4%	35%	4%	1)	1)	1)	1)	1%	1%	6%	3%	0%	0%	2%	1%	1%	1%	10%	2%
																	Elektrizität mit Erdöl	Elektrizität mit Erdgas		

Kommentare: 1) Potential gemäss Angaben der Fernwärmebetreiber bereits ausgeschöpft (1995)  
2) Ausschöpfungsgrad im Jahr 2000  
3) Zuwachs an Stromerzeugung zwischen 1995 bis 2000 durch technisches Potenzial

**Tabelle 21 Ausschöpfungsgrad und Ausschöpfungsgeschwindigkeit der Stromerzeugung aus WKK im Jahr 2000**

Der Vergleich zeigt insbesondere im Leistungsbereich von 200 bis 2'000 kW<sub>el</sub> sehr hohe Ausschöpfungsgeschwindigkeiten.

Insgesamt ist die Ausschöpfungsgeschwindigkeit beim Erdgas mit 2 % relativ gering. Die Stromerzeugung aus erdgasbetriebenen WKK-Anlagen stieg zwar von 694 GWh im Jahr 1995 um 24 % auf 861 GWh im Jahre 2000, es muss jedoch festgestellt werden, dass der Zuwachs in der ersten Hälfte der 90er Jahre höher gewesen ist. Gegenläufig zu dieser Entwicklung ist die Ausschöpfungsgeschwindigkeit im Leistungsbereich von 200 bis 2'000 kW<sub>el</sub> vor allem bei den Wohngebäuden sehr hoch. Hier war der Anstieg der Stromerzeugung von 1995 bis 2000 grösser wie der Bestand im Ausgangsjahr.

Beim Erdöl kann festgestellt werden, dass praktisch der gesamte Bestand der Stromerzeugung im Jahre 2000 in den letzten 5 Jahren dazugekommen ist.



## 5 Potenzial und Stromproduktion 2010

In diesem Kapitel wird abgeschätzt, wie sich das technische Potenzial und die Stromproduktion der fossilen Wärmekraftkopplung bis 2010 verändern.

Zur Berechnung der Stromproduktion im Jahre 2010 wird die Ausschöpfungsgeschwindigkeit anhand der Entwicklung in den vergangenen 10 Jahre und der erwarteten technisch/wirtschaftlichen Fortschritte estimiert. Anschliessend kann die Stromproduktion im Jahre 2010 über das technische Potenzial berechnet werden.

### 5.1 Technisches Potenzial 2010

Die Entwicklung des technischen Potenziales hängt im Wesentlichen von den folgenden zwei Faktoren ab:

- Entwicklung des Erdgas- und des Heizölverbrauches:  
Die Entwicklung wird anhand der ‚Energieperspektiven‘ (Prognos) für das Szenario lia (Energiegesetz) berechnet. Durch den insgesamt leicht rückläufigen Wärmeverbrauch im Szenario wird das technische Potenzial der Stromerzeugung aus WKK um 4 % reduziert.
- Entwicklung der Stromkennzahl:  
Durch den weiterhin steigenden elektrischen Nutzungsgrad erhöht sich das Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion und somit auch das technische Potenzial der Stromerzeugung.  
Wird das Potenzial aufgrund der Entwicklung der motorischen Wärmekraftkopplung berechnet (Nutzungsgrade siehe Kap. 4.1.3), so erhöht sich das technische Potenzial bis 2010 auf 32.3 TWh.  
Wie bereits dargelegt wird die motorische WKK beim Energieträger Erdgas durch neue Technologien bedrängt. Geht man für das Jahr 2010 im Leistungsbereich 15 - 200 kW<sub>el</sub> von Mikrogasturbinen und für kleinere Anlagen von Brennstoffzellenheizgeräten als Referenztechnologien aus, so ergibt sich ein technisches Potenzial von 33.7 TWh.

#### Technisches Potential zur Elektrizitätserzeugung aus WKK-Anlagen

Daten 2010

Sektor	Industrie		Fernwärme		Gewerbe / Dienstleistung		Wohngebäude		TOTAL Kategorie	
	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas
Kategorie	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a
< 80 MWh/a (< 5 kW <sub>el</sub> )	172	10 <sup>1)</sup>	0	0	224	168 <sup>1)</sup>	3'446	1'659 <sup>1)</sup>	3'841	1837 <sup>1)</sup>
80 - 200 MWh/a (5 - 15 kW <sub>el</sub> )	314	19 <sup>1)</sup>	0	0	531	615 <sup>1)</sup>	2'242	1'310 <sup>1)</sup>	3'086	1943 <sup>1)</sup>
0.2 - 2 GWh/a (15 - 200 kW <sub>el</sub> )	1'530	259 <sup>2)</sup>	0	0	3'005	2'474 <sup>2)</sup>	4'474	3'006 <sup>2)</sup>	9'009	5739 <sup>2)</sup>
2 - 20 GWh/a (200 - 2'000 kW <sub>el</sub> )	556	459	1	0	2'321	928	2'300	226	5'178	1613
20 - 50 GWh/a (2 - 5 MW <sub>el</sub> )	258	127	0	0	0	0	0	0	258	127
> 50 GWh/a (> 5 MW <sub>el</sub> )	148	767	0	106	0	0	0	0	148	873
<b>TOTAL Sektor</b>	<b>2'978</b>	<b>1640</b>	<b>1</b>	<b>106</b>	<b>6'081</b>	<b>4185</b>	<b>12'461</b>	<b>6200</b>	<b>21'521</b>	<b>12'132</b>
									Elektrizität mit Erdöl	Elektrizität mit Erdgas
									33'653	Elektrizität tot. WKK

Kommentare: 1) (Hochtemperatur-)Brennstoffzellen  
2) Mikrogasturbinen  
übrige Bereiche: motorische WKK-Anlagen

G:\2000\005\BFE\3-Bearb\Potentiale-Technisch-2010.xls\Elektrizitätserz-WKK-2000

**Tabelle 22** Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus WKK im Jahr 2010

Es ist davon auszugehen, dass die Schadstoffproblematik (resp. die LRV-Grenzwerte) den Einsatz von Heizöl-WKK-Anlagen unterhalb von 200 kW<sub>el</sub> bis zum Jahr 2010 praktisch verunmöglicht. Bei den motorischen WKK-Anlagen ist mit primärseitigen Reduktionsmassnahmen keine Lösung in Sicht. Abgasseitige Massnahmen werden für kleine Anlagen wohl auf absehbare Zeit zu kostspielig bleiben. Mit Heizöl betriebene Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen werden vermutlich erst nach 2010 zur Verfügung stehen.

Das technische Potenzial der Marktbereiche, für welche realistische WKK-Lösungen zur Verfügung stehen, wird deshalb 2010 ca. 18 TWh betragen.

Nicht berücksichtigt ist in dieser Zahl, dass auch andere neue Technologien wie Wärmepumpen, Holzfeuerungen, etc. in die betroffenen fossilen Wärmemärkte vordringen.

## 5.2 Ausschöpfungsgeschwindigkeit 2000 bis 2010

Für die quantitative Entwicklung der fossilen Wärmekraftkopplung ergeben sich durch die absehbaren technisch-wirtschaftlichen Fortschritte neue Perspektiven (siehe auch Kap. 4.6).

Im folgenden sind die für die quantitative Entwicklung relevanten technisch/wirtschaftlichen Veränderungen der WKK-Technologien zusammengefasst:

Leistung	Heizöl	Erdgas
< 5 kW <sub>el</sub>	bis 2010 keine Technologie verfügbar, welche die LRV-Grenzwerte mit vertretbarem Aufwand erfüllt	ab 2002 verbesserte Konkurrenzfähigkeit für motorische WKK; evtl. ab 2006 Brennstoffzellenheizgeräte
5 - 15 kW <sub>el</sub>		
15 - 200 kW <sub>el</sub>		ab 2004 verbesserte Konkurrenzfähigkeit durch Mikrogasturbinen
200 - 2'000 kW <sub>el</sub>	-	ab 2007 verbesserte Konkurrenzfähigkeit durch Mikrogasturbinen
2 - 5 MW <sub>el</sub>	Sättigungsgrenze bei 80% des Potenziales	
> 5 MW <sub>el</sub>		

**Tabelle 23** Technisch/wirtschaftlich relevante Veränderungen bis 2010

Zur Abschätzung der Ausschöpfungsgeschwindigkeit werden zusätzlich folgende Annahmen getroffen:

- Für die Entwicklung der Energiepreise gelten die Annahmen gemäss Kapitel 3.3.
- Nach der Abstimmung über das Elektrizitätsmarktgesetz wird die weitere Entwicklung der Strompreise wieder besser kalkulierbar und die Investitionssicherheit steigt.
- Eine gegenseitige Konkurrenzierung von WKK und der erneuerbaren Energieträger (Wärmepumpen, Holzenergie, etc.) bleibt bis 2010 von marginaler Bedeutung. Hohe Marktanteile besitzen die erneuerbaren Energien vor allem im EFH-Bereich mit den Wärmepumpen. Die Marktanteile der Wärmepumpe betragen insgesamt ca. 8 % im Neubau knapp 40 %. Da die Markteinführung der Brennstoffzellenheizgeräte erst ab ca. 2006 erfolgen wird, bleibt die gegenseitige Beeinflussung bis 2010 aber noch gering.

Die aufgrund der aufgeführten Annahmen geschätzten Ausschöpfungsgeschwindigkeiten für die Zeiträume 2000/2005 und 2005/2010 sind in der folgenden Tabelle ersichtlich.

#### Ausschöpfungsgeschwindigkeit im Zeitraum 2000 bis 2010

(Ausschöpfungsgeschwindigkeit = Zuwachs an Stromerzeugung innerhalb von 5 Jahren durch technisches Potenzial)

Kategorie	Industrie								Gewerbe / Dienstleistung								Wohngebäude							
	Heizöl				Erdgas				Heizöl				Erdgas				Heizöl				Erdgas			
	Grad <sup>1)</sup>	V <sub>00</sub> <sup>2)</sup>	V <sub>05</sub> <sup>3)</sup>	V <sub>10</sub> <sup>4)</sup>	Grad <sup>1)</sup>	V <sub>00</sub> <sup>2)</sup>	V <sub>05</sub> <sup>3)</sup>	V <sub>10</sub> <sup>4)</sup>	Grad <sup>1)</sup>	V <sub>00</sub> <sup>2)</sup>	V <sub>05</sub> <sup>3)</sup>	V <sub>10</sub> <sup>4)</sup>	Grad <sup>1)</sup>	V <sub>00</sub> <sup>2)</sup>	V <sub>05</sub> <sup>3)</sup>	V <sub>10</sub> <sup>4)</sup>	Grad <sup>1)</sup>	V <sub>00</sub> <sup>2)</sup>	V <sub>05</sub> <sup>3)</sup>	V <sub>10</sub> <sup>4)</sup>	Grad <sup>1)</sup>	V <sub>00</sub> <sup>2)</sup>	V <sub>05</sub> <sup>3)</sup>	V <sub>10</sub> <sup>4)</sup>
< 80 MWh/a (< 5 kWel)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%
80 - 200 MWh/a (5 - 15 kWel)	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%
0.2 - 2 GWh/a (15 - 200 kWel)	0%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	15%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	15%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	15%
2 - 20 GWh/a (200 - 2'000 kWel)	6%	5%	5%	5%	2%	1%	1%	7%	2%	2%	2%	2%	19%	8%	8%	10%	0%	0%	0%	0%	35%	19%	19%	19%
20 - 50 GWh/a (2 - 5 MWel)	0%	-3%			0%	-4%			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
> 50 GWh/a (> 5 MWel)	63%	63%	9%	8%	68%	8%	6%	6%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Kommentare:

1) Ausschöpfungsgrad im Jahr 2000

2) Zuwachs an Stromerzeugung zwischen 1995 bis 2000 durch technisches Potenzial

3) Zuwachs an Stromerzeugung zwischen 2000 bis 2005 durch technisches Potenzial

4) Zuwachs an Stromerzeugung zwischen 2005 bis 2010 durch technisches Potenzial

G:\2000\005\BFE\3-Bearb\Potentiale-Technisch-2010.xls\Elektrizitätserz-WKK-2010

**Tabelle 24** Geschätzte Ausschöpfungsgeschwindigkeit für die Zeiträume 2000 bis 2005 resp. 2005 bis 2010

## 5.3 Stromproduktion 2010

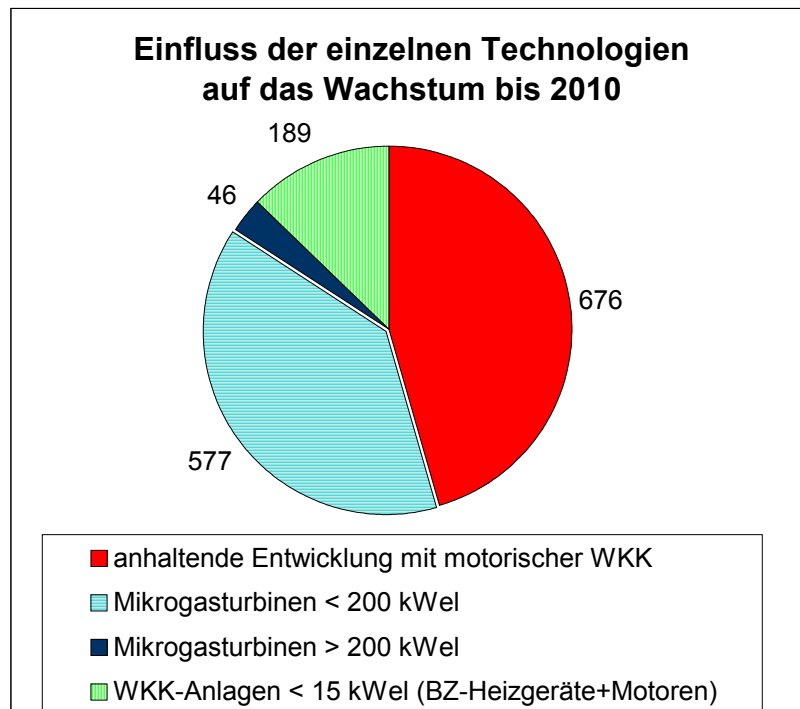
Aufgrund der in den vorangehenden Kapiteln erarbeiteten Grundlagen ergibt sich für das Jahr 2010 die folgende Stromerzeugung aus WKK:

Elektrizitätserzeugung aus WKK-Anlagen										Daten 2010	
Sektor	Industrie		Fernwärme		Gewerbe / Dienstleistung		Wohngebäude		TOTAL Kategorie		
	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdöl	Elektrizität WKK-Anlagen mit Erdgas	
Kategorie	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	
< 80 MWh/a (< 5 kWel)	0	0	0	0	0	8	0	83	1	92	
80 - 200 MWh/a (5 - 15 kWel)	0	1	0	0	0	32	0	66	0	99	
0.2 - 2 GWh/a (15 - 200 kWel)	5	33	0	0	9	331	3	347	17	711	
2 - 20 GWh/a (200 - 2'000 kWel)	88	46	1	0	139	348	2	164	231	558	
20 - 50 GWh/a (2 - 5 MWel)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
> 50 GWh/a (> 5 MWel)	119	617	0	99	0	0	0	0	119	715	
TOTAL Sektor	212	697	1	99	148	719	6	661	367	2'176	
									Elektrizität mit Erdöl	Elektrizität mit Erdgas	
									2'543	Elektrizität tot. WKK	

G:\2000\005\BFE\3-Bearb\Potentiale-Technisch-2010.xls\Elektrizitätserz-WKK-2010

Gegenüber dem Jahr 2000 ergibt sich insgesamt eine Zunahme um knapp 1500 GWh, wobei der Anteil der untersten Leistungskategorie (Brennstoffzellenheizgeräte und motorische BHKW < 5 kW<sub>e</sub>) knapp 100 GWh beträgt. Berücksichtigt man, dass über die weitere Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie mit grossen Unsicherheiten behaftet ist, so resultiert eine Zunahme von 1'400 bis 1'500 GWh resp. 130 bis 140 %.

Der Einfluss der einzelnen technologischen Fortschritte auf die Entwicklung der Stromproduktion sieht wie folgt aus:



G:\2000\005\BFE\3-Bearb\[Technologien.xls]Tabelle1

Insgesamt kann aufgrund der technologischen Fortschritte der Wärmekraftkopplung in den nächsten 10 Jahren mit einem deutlichen Anstieg der Stromproduktion gerechnet werden.

Insbesondere Mikrogasturbinen, welche erst seit kurzem auf dem Markt erscheinen und ein entsprechend grosses Kostensenkungspotenzial aufweisen, können die weitere Entwicklung stark beeinflussen. Die Wärmekraftkopplung wird mit den Mikrogasturbinen auch im Leistungsbereich zwischen 15 und 200 kW<sub>el</sub> konkurrenzfähig. Damit wird die Erschliessung eines Marktsegmentes beschleunigt, welches insgesamt über ein technisches Potenzial von 6 TWh verfügt. Inwieweit die motorische Wärmekraftkopplung auf die Konkurrenzierung durch die Mikrogasturbinen zu reagieren mag, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht beantwortet werden.

Auch WKK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner als 15 kW<sub>el</sub> werden bis 2010 eine zunehmende Rolle spielen. Motorische Klein-WKK-Module werden erst seit kurzer Zeit in Serie hergestellt, so dass in den nächsten Jahren mit einer deutlichen Kostenreduktion zu rechnen ist. Ob es den Entwicklern der Brennstoffzellenheizgeräte tatsächlich gelingt, die entscheidenden Ziele betreffend Systemkosten und Lebensdauer der Zellstapel in den geplanten Zeiträumen zu erreichen, kann heute nur spekulativ beantwortet werden. Gelingt dies tatsächlich, so steht ab der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts mit der Brennstoffzelle eine wirtschaftliche WKK-Technologie für den untersten Leistungsbereich zur Verfügung.

Es ist davon auszugehen, dass die Schadstoffproblematik (resp. die LRV-Grenzwerte) den Einsatz von Heizöl-WKK-Anlagen unterhalb von 200 kW<sub>el</sub> weiterhin praktisch verunmöglicht. Bei den motorischen WKK-Anlagen ist mit primärseitigen Reduktionsmassnahmen keine Lösung in Sicht. Abgasseitige Massnahmen werden für kleine Anlagen wohl auf absehbare Zeit zu kostspielig bleiben. Mit Heizöl betriebene Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen werden kaum vor dem Jahr 2010 zur Verfügung stehen.

Wenn es gelingt, WKK-Anlagen für den Brennstoff Heizöl entwickeln, welche betreffend Kosten und Schadstoffausstoss vergleichbar sind mit Erdgas-Anlagen, so kann mit einem deutlich verstärktem Wachstum der WKK-Stromproduktion gerechnet werden.

## 5.4 Stickoxid-Emissionen 2010

Obwohl die Stickoxid-Emissionen dank der Luftreinhalteverordnung seit 1985 um rund 40 % reduziert werden konnten, werden die Immissionsgrenzwerte der Luftreinhalteverordnung nach wie vor deutlich überschritten. Den Stickoxid-Emissionen von fossilen Wärmekraftkopplungsanlagen kommt daher eine besondere Bedeutung zu.

Geht man davon aus, dass die Stickoxid-Emissionen der heute in Betrieb stehenden fossilen WKK-Anlagen den Grenzwerten der Luftreinhalteverordnung entsprechen, betragen die Emissionen heute total ca. 700 t/a<sup>11</sup>. Bezogen auf die gesamten Stickoxidemissionen in der Schweiz entspricht dies ca. 0.7 %.

Ohne verschärfte Vorschriften dürften die Stickoxid-Emissionen bis 2010 in etwa konstant bleiben, da die Wirkung der bisherigen Vorschriften nahezu ausgeschöpft ist. Der im vorangegangenen Kapitel bis 2010 berechnete Zuwachs der Stromproduktion aus fossilen WKK-Anlagen um 130 - 140 % verursacht eine lediglich Verdoppelung der Stickoxidemissionen auf ca. 1'400 t/a. Durch den zunehmenden Anteil an Mikrogasturbinen, welche gegenüber Gasmotoren deutlich geringere NO<sub>x</sub>-Emissionswerte aufweisen, fällt die Zunahme der Emissionen unterproportional aus. Weitere technische Fortschritte bei den Gas- und Heizölmotoren könnten die Bilanz weiter verbessern.

---

<sup>11</sup> Für die Wärmeerzeugung der WKK-Anlagen wird eine Emissionsgutschrift entsprechend einer konventionellen Öl- oder Gasheizung berücksichtigt.



## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Eckerle, Haker, Hofer (Prognos AG), Szenarien zu den Initiativen 'Strom ohne Atom' sowie 'MoratoriumPlus', im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, 2001:
- [2] Pauli, Albrecht (Dr.EICHER+PAULI AG), WKK-Potenzialstudie im Auftrag des Verbandes der Schweizerischen Gasindustrie (VSG), 1997
- [3] Kühnis (Dr.EICHER+PAULI AG), WKK-Potenzialstudie im Auftrag der Erdölvereinigung (EV), 1997
- [4] Sulzer Energieconsulting AG, Potenzial der Wärme-Kraft-Kopplung in der Industrie, 1987
- [5] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., BHKW-Kenndaten 1995 bis 2001
- [6] Eckerle, Masuhr (Prognos AG), 'Energieperspektiven der Szenarien I bis III', im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, 1996
- [7] Eicher, Rigassi (Dr.EICHER+PAULI AG), Technologie-Monitoring, im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, 2002 (in Arbeit)
- [8] Statistisches Amt des Kantons Zürich, Zürcher Index der Wohnbaukosten, 2001
- [9] Schweizerischer Fachverband für Wärmekraftkopplung, Wärmekraftkopplung, 1996, 1998 und 2001
- [10] Frost & Sullivan, 'The European Micro CHP Systems Market', 2002
- [11] Kaufmann (Dr.EICHER+PAULI AG), Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung in der Schweiz 1990 bis 2000, im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, 2001
- [12] Birnbaum, Dienhart, Nitsch, Straiss, Wladbeck, 'Die Marktsituation von Brennstoffzellen', 1999
- [13] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Stationäre Brennstoffzellen, 2000
- [14] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Mikro-KWK, 2001
- [15] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Brennstoffzellen und Mikro-KWK, 2001
- [16] Frost & Sullivan, 'Analysis of the EMEA Micro- and Mini-turbine Market', 2001
- [17] U.S. Departement of Energy, 'Advanced Microturbine Systems, programm plan for fiscal years 2000-2006', 2000
- [18] International Energy Agency (IEA), experience curves for energy technology policy, 2000







**Bundesamt für Energie BFE**

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern  
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · [office@bfe.admin.ch](mailto:office@bfe.admin.ch) · [www.admin.ch/bfe](http://www.admin.ch/bfe)

BBL Bestellnummer 805.961 d / 12.03 / 100