

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT
- Umweltverträgliche Produkte, Umweltzeichen -

Forschungsbericht 299 95 315 / 02
UBA-FB 000f207



**Machbarkeitsstudie für
neue Umweltzeichen für
die Produktgruppe:
Kleine
Blockheizkraftwerk-Module**

von

Dipl.-Ing. Esther Hoffmann
Dipl.-Ing. Oec. Bernd Hirschl

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) gGmbH

unter Mitarbeit von

Cand.-Ing. Judith Kaliske

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) gGmbH

Dipl.-Ing. Irina Reese
Thorsten Grimpe

Hamburg Gas Consult (HGC) GmbH

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese TEXTE-Veröffentlichung kann bezogen werden bei
Vorauszahlung von DM 20,- (10,26 Euro)
durch Post- bzw. Banküberweisung,
Verrechnungsscheck oder Zahlkarte auf das

Konto Nummer 4327 65 - 104 bei der
Postbank Berlin (BLZ 10010010)
Fa. Werbung und Vertrieb,
Ahornstraße 1-2,
10787 Berlin

Parallel zur Überweisung richten Sie bitte
eine schriftliche Bestellung mit Nennung
der **Texte-Nummer** sowie des **Namens**
und der **Anschrift des Bestellers** an die
Firma Werbung und Vertrieb.

Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr
für die Richtigkeit, die Genauigkeit und
Vollständigkeit der Angaben sowie für
die Beachtung privater Rechte Dritter.
Die in der Dokumentation geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 33 00 22
14191 Berlin
Tel.: 030/8903-0
Telex: 183 756
Telefax: 030/8903 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiete III 1.3 / I 2.6
Angela Seifert, Jörg Schäl

Berlin, September 2001

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer UBA-FB 000207	2.	3.
4. Titel des Berichts Machbarkeitsstudie für neue Umweltzeichen in Anlehnung an ISO 14024 (Type I) für die Produktgruppe: Kleine Blockheizkraftwerk-Module		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Hoffmann, Esther, Dipl.-Ing. Hirschl, Bernd, Dipl.-Ing. oec.	8. Abschlussdatum 02.11.2000 Veröffentlichungsdatum-	
6. Durchführende Institution Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) gGmbH Potsdamer Str. 105 10 785 Berlin	9. UFOPLAN-Nr. 299 95 315 / 02 10. Seitenzahl: 89 11. Literaturangaben: 75	
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt FG III 1.3 Seecktstraße 6-10 13581 Berlin	12. Tabellen und Diagramme 25 13. Abbildungen: 34	
14. Zusätzliche Angaben ./.		
15. Kurzfassung <p>Beim vorliegenden Gutachten handelt es sich um eine Machbarkeitsstudie nach ISO 14024. Es behandelt die Frage, ob ein Umweltzeichen für kleine BHKW-Module gerechtfertigt ist, und welche Anforderungen diese im Vergabefall erfüllen sollten. Im Rahmen der Untersuchung wurde zunächst eine umfassende Marktanalyse durchgeführt, um daraus die Anlagen zu identifizieren, die für ein Umweltzeichen in Frage kommen. Im Hauptteil der Studie ging es um die vertiefende Analyse der Umweltrelevanz der ausgewählten Anlagen. Hierzu wurde eine Herstellerbefragung durchgeführt und ausgewählte BHKW anhand eines Systemvergleiches mit Gas- und Ölheizkesseln verglichen. Auf der Basis dieser Analyse wurden Anforderungskataloge für Gas- und Diesel-BHKW-Module abgeleitet, die in einem Fachgespräch in einer breiten Runde von Experten und Herstellern vorgestellt und diskutiert wurden.</p> <p>Aus der Studie und dem Fachgespräch konnte ein deutliches Votum für ein Umweltzeichen für die untersuchten BHKW-Module abgeleitet werden. Die vorgeschlagenen Vergabegrundlagen umfassen Anforderungen an Richtlinienkonformität, rationelle Energienutzung (Elektrischer und Gesamtwirkungsgrad bei Nennlast und Teillast, Angabe des Hilfsstrombedarfes), Emissionswerte von CO, NO_x, Staub und organischen Stoffen, Schallemissionen, Angebot von Wartungsverträgen, Rücknahmeverpflichtung sowie Anforderungen an die Bedienungsanleitung. Als mögliche Umschrift eines Zeichens für kleine BHKW-Module wird empfohlen: „Umweltzeichen ... weil energieeffizient“.</p> <p>Neben motorischen BHKW wurden auch kleine Brennstoffzellen-BHKW untersucht. Diese befinden sich zur Zeit noch in einer Feldtest- und Erprobungsphase. Sie weisen deutliche ökologische Vorteile gegenüber Heizkesseln und Motor-BHKW auf und stellen zukünftig eine bedeutende Alternative zu motorischen BHKW dar. Die Formulierung von Anforderungen für ein Umweltzeichen ist vor dem Hintergrund des derzeitigen Entwicklungsstandes und der aktuellen Datenlage noch nicht möglich. Nach der Markteinführung sollten hier entsprechende Kriterien entwickelt werden.</p>		
16. Schlagwörter Machbarkeitsstudie Umweltzeichen, Blauer Engel, BHKW, Kraft-Wärme-Kopplung, Brennstoffzellen, dezentrale Energieversorgung		
17. Preis	18.	19.

Report cover sheet

1. Report No. UBA-FB 000207	2.	3.
4. Report Title Feasibility study for new ecolabels according to ISO 14024 (Type I) within the product group: small cogeneration plants		
5. Author(s), Family Name(s), First Name(s) Hoffmann, Esther, Dipl.-Ing. Hirschl, Bernd, Dipl.-Ing. oec.	8. Report Date 02.11.2000 Publication Date-	
6. Performing Organisation (Name, Address) Institute for ecological economy research Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) gGmbH Potsdamer Str. 105 10 785 Berlin	9. UFOPLAN - Ref.No. 299 95 315 / 02 10. No. of Pages: 89 11. No. of References: 75	
7. Promoting Institution (Name, Address) Federal Environmental Agency Umweltbundesamt FG III 1.3 Seecktstraße 6-10 13581 Berlin	12. No. of Tables and Diagrams: 25 13. No. of Figures 34	
14. Supplementary Notes ./		
15. Abstract <p>This study is a feasibility study according to ISO 14024. It deals with the question whether an ecolabel is suitable for small cogeneration plants and how concrete criteria for an ecolabel on cogeneration plants could be specified. The study began with a comprehensive market analysis in order to identify possible plants for which an ecolabel would make sense. In the main part of the study, the environmental relevance of the chosen plants was analysed. For this analysis, plant manufacturers were interviewed and a comparison between cogeneration plants and heating plants was carried out. On the basis of this analysis, it was possible to derive a number of criteria which were presented and discussed in an expert talk by various company representatives and experts in this field.</p> <p>As a result of the expert talk and the investigation process as a whole, the introduction of an ecolabel for small cogeneration plants can be recommended. The proposed certification principles comprise requirements regarding the compliance with directives, efficient energy use (electrical and overall efficiency factor under partial load and nominal load, mentioning the plant's supplementary energy consumption), emission values for CO, NO_x, dust and organic substances, sound emissions, the offer of maintenance contracts, plant take back obligations, as well as requirements with regard to the operating instructions. The transcription of the label is proposed as "Ecolabel ... because energy-efficient".</p> <p>Besides cogeneration plants based on engines, the study also focused on small stationary fuel cells. They are currently in the development phase and are tested within the scope of several field studies. Compared to conventional heating plants and cogeneration plants powered by engines, this new technology promises clear ecological advantages and constitutes a future alternative to engine powered equivalents. Faced by the current state of development and the limited quality of the available data, it is not possible at the moment to derive concrete criteria for an ecolabel in this field. After the introduction of initial products onto the market, corresponding requirements for plants based on this new technology should be specified.</p>		
16. Keywords feasibility study eco-label, blue angel, small cogeneration plants, combined heat and power (CHP), fuel cell		
17. Price	18.	19.

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einführung	5
2. BHKW: Prinzip und Grundlagen	7
3. BHKW-Marktanalyse und Anlagenauswahl.....	10
3.1 Vorgehen.....	10
3.2 Marktrelevanz verschiedener BHKW-Typen.....	11
3.2.1 Brennstoffe.....	14
3.2.2 Relevante Antriebssysteme	15
3.2.3 Netzbetrieb und Generatorkonzept.....	18
3.2.4 Vorauswahl geeigneter BHKW-Typen	19
3.3 Fazit: Untersuchungsrelevante BHKW-Typen	21
4. Umweltrelevanz der ausgewählten Klein-BHKW-Module	23
4.1 Vorgehen und Methodik	23
4.2 Umweltrelevanz motorbetriebener Klein-BHKW-Module	24
4.2.1 Rationelle Energienutzung	24
4.2.2 Emissionen	30
4.2.3 Schallemissionen	36
4.2.4 Verbrauchsmaterialien	39
4.2.5 Lebensdauer und Wartung	40
4.2.6 Recyclinggerechte Konstruktion, Gefahrstoffe und Entsorgung	42
4.2.7 Gebrauchstauglichkeit und Produktqualität	43
4.2.8 Geltende nationale und internationale Gesetze und Vereinbarungen	43
4.3 Systemvergleich zwischen Klein-BHKW und Heizungsanlagen	45
4.3.1 Annahmen für den Systemvergleich	46
4.3.2 Ergebnisse	50
4.3.3 Fazit zum Systemvergleich	55
5. Einbeziehung der interessierten Kreise.....	57
6. Kriterienvorschläge für ein Umweltzeichen für kleine BHKW-Module.....	59
6.1 Geltungsbereich	60
6.2 Richtlinienkonformität.....	60
6.3 Anforderungen zur rationellen Energienutzung.....	61
6.3.1 Wirkungsgrade.....	61
6.3.2 Hilfsstrombedarf und Teillastverhalten	63
6.4 Schadstoffemissionen	65
6.5 Schallemissionen	67
6.6 Lebensdauer und Wartung	69
6.7 Recyclinggerechte Konstruktion.....	71
6.8 Zusammenfassung der vorgeschlagenen Kriterien	71

7.	Exkurs: Brennstoffzellen.....	73
7.1	Grundlagen.....	73
7.2	Einschätzung von Marktrelevanz und -potenzial.....	76
7.3	Gegenwärtig relevante Brennstoffzellentypen im kleinen Leistungsbereich.....	78
7.3.1	Regelwerke und Genehmigungspraxis.....	78
7.4	Umweltanalyse Brennstoffzellen.....	79
7.4.1	Erdgasbetriebene Brennstoffzellen-Mini-BHKW.....	79
7.4.2	Fazit zur Umweltrelevanz von Brennstoffzellen.....	84
7.4.3	Wasserstofftechnik.....	85
8.	Zusammenfassung.....	86
9.	Literatur.....	90

Anhang

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

- Abbildung 1: Schematischer Ablauf der Untersuchung**
- Abbildung 2: Prinzipschaltbild eines motorischen BHKW**
- Abbildung 3: Neuinstallierte BHKW zwischen 1986 und 1998**
- Abbildung 4: Einflussfaktoren auf den BHKW-Markt**
- Abbildung 5: Brennstoffeinsatz in BHKW (bezogen auf die Leistung)**
- Abbildung 6: Betrachtete Unterscheidungsmerkmale und Empfehlungen für die weitere Untersuchung**
- Abbildung 7: Wirkungsgrade typischer BHKW-Aggregate**
- Abbildung 8: Gesamtwirkungsgrade der untersuchten BHKW-Module**
- Abbildung 9: Elektrische Wirkungsgrade der untersuchten BHKW-Module**
- Abbildung 10: Stromkennzahl der untersuchten BHKW-Module**
- Abbildung 11: Hilfsstrombedarf der untersuchten BHKW**
- Abbildung 12: NO_x-Emissionen der untersuchten Diesel-BHKW-Module**
- Abbildung 13: NO_x-Emissionen der untersuchten Gas-BHKW-Module**
- Abbildung 14: CO-Emissionen der untersuchten BHKW-Module**
- Abbildung 15: Staubemissionen der erhobenen Diesel-BHKW**
- Abbildung 16: Schalldruckpegel (1m Entfernung) der BHKW-Module**
- Abbildung 17: Abgasschalldruckpegel der BHKW**
- Abbildung 18: Schmierölbedarf der untersuchten BHKW-Module**
- Abbildung 19: Schmierölverbrauch der BHKW-Module getrennt nach synthetischem und mineralischem Schmieröl**
- Abbildung 20: Bisher maximal erreichte Laufzeit der BHKW-Module**
- Abbildung 21: Für die BHKW-Module empfohlenes Wartungsintervall**
- Abbildung 22: Preiskonditionen Instandhaltungsvertrag für Frankfurt am Main**
- Abbildung 23: Systemvergleich zwischen gekoppelt und ungekoppelt erzeugter Wärme**
- Abbildung 24: Primärenergieeinsatz der verschiedenen Systeme im Vergleich**
- Abbildung 25: CO₂-Emissionen der verschiedenen Systeme im Vergleich**
- Abbildung 26: NO_x-Emissionen der verschiedenen Systeme im Vergleich**
- Abbildung 27: CO-Emissionen der verschiedenen Systeme im Vergleich**
- Abbildung 28: Abhängigkeit zwischen elektrischer Leistung und elektrischem Wirkungsgrad bei Gas-BHKW-Modulen**
- Abbildung 29: Abhängigkeit zwischen elektrischer Leistung und elektrischem Wirkungsgrad bei Diesel-BHKW-Modulen**
- Abbildung 30: Modulschall von BHKW-Modulen**
- Abbildung 31: Kennzeichnende Eigenschaften der Brennstoffzellentypen**
- Abbildung 32: Emissionen einer Phosphorsauren Brennstoffzelle im Vergleich zu den halben TA Luft Werten für Gasmotoren**
- Abbildung 33: Vergleich der Luftemissionen von PEFC, Motor-BHKW und ungekoppelter Erzeugung (bezogen auf die Emissionen der PEFC)**
- Abbildung 34: Vergleich der Jahresenergiemengen am Versorgungsbeispiel**

TABELLENVERZEICHNIS

- Tabelle 1: Bauteile von BHKW**
- Tabelle 2: Bestandszahlen BHKW für 1998 und 1997**
- Tabelle 3: Anteile fossiler Brennstoffe**
- Tabelle 4: Typische Kennwerte von Gasotto- und Dieselmotoren**
- Tabelle 5: Marktrelevante BHKW-Typen im Bereich <100 kW_{el}**
- Tabelle 6: Marktanteile kleiner BHKW nach Betreibergruppen im Jahr 1996**
- Tabelle 7: Übersicht: Auswahlvorschlag für untersuchungsrelevante BHKW-Typen**
- Tabelle 8: Wirkungsgrade der untersuchten BHKW**
- Tabelle 9: Typische Wirkungsgrade von BHKW**
- Tabelle 10: Veränderung der Wirkungsgrade im Teillastbetrieb**
- Tabelle 11: Emissionsgrenzwerte für Verbrennungsmotoranlagen nach geltender TA Luft (inkl. Dynamisierungsklausel) und voraussichtliche Werte der TA Luft-Novelle**
- Tabelle 12: Eingesetzte Emissionsminderungsmaßnahmen der ermittelten BHKW-Module**
- Tabelle 13: NO_x-Emissionen der untersuchten BHKW-Module im Verhältnis zur TA Luft**
- Tabelle 14: CO-Emissionen der untersuchten BHKW-Module im Verhältnis zur TA Luft**
- Tabelle 15: Immissionsrichtwerte der TA Lärm**
- Tabelle 16: Kennwerte des zu versorgenden Objektes**
- Tabelle 17: Kennwerte der untersuchten BHKW und Gasheizung**
- Tabelle 18: Laufzeiten und Gesamtwärmemenge der zu vergleichenden Systeme**
- Tabelle 19: Primärenergiebedarf und Emissionen der zu vergleichenden Systeme ohne Stromgutschrift**
- Tabelle 20: Stromgutschrift auf Basis deutscher Strommix (nach GEMIS 4.0)**
- Tabelle 21: Primärenergiebedarf und Emissionen der zu vergleichenden Systeme inklusive Stromgutschrift auf Basis des deutschen Strommixes**
- Tabelle 22: Primärenergieverbrauch der BHKW in Relation zu Heizkesseln**
- Tabelle 23: CO₂-Emission der BHKW in Relation zu Heizkesseln**
- Tabelle 24: Empfohlene Höchstwerte für die Schalldruckpegel (1m)**
- Tabelle 25: Zusammenfassung der vorgeschlagenen Anforderungen**

1. Einführung

In dieser Machbarkeitsstudie werden Kriterien für die Vergabe eines Umweltzeichens für kleine Blockheizkraftwerk-Module (BHKW-Module) bzw. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) entwickelt. Diese Anlagen leisten eine dezentrale, gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung und können bevorzugt in der Wohnungswirtschaft, in privaten Gebäuden, im gewerblichen und industriellen Bereich, für öffentliche Einrichtungen, Schwimmbäder, Krankenhäuser oder Schulen eingesetzt werden. Die neuere Entwicklung geht dabei bis hin zur Versorgung von kleineren Gebäuden bzw. Einfamilienhäusern.

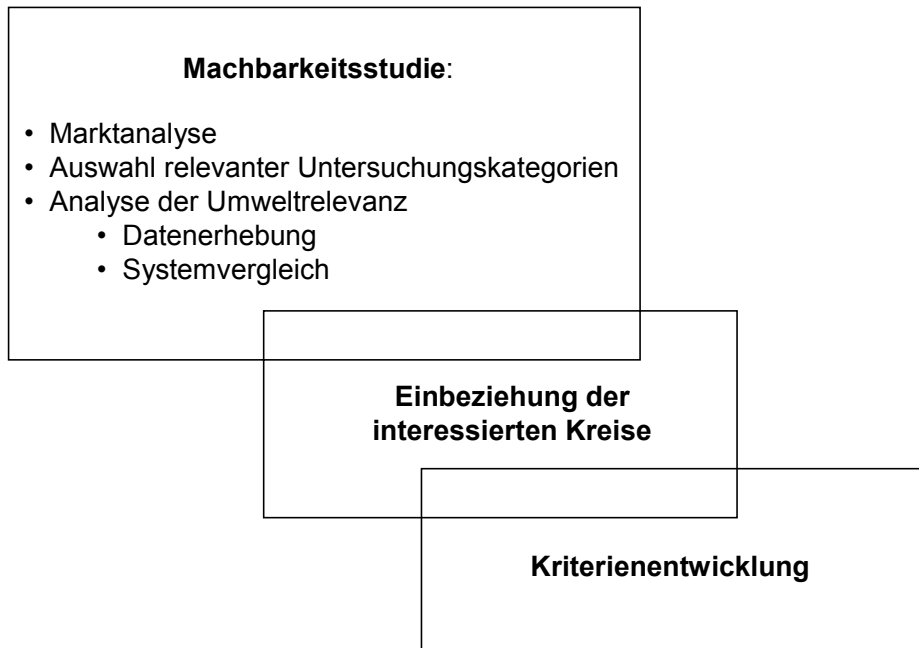
Die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stellt eine öko-effiziente Art der Energieerzeugung dar. Da mit derartigen Anlagen Wirkungsgrade von über 90% erreicht und dementsprechend Ressourcen gespart und Emissionen gesenkt werden können, setzt auch die Bundesregierung auf die KWK zur Erreichung des gesetzten Klimaschutzziels (vgl. z.B. BMU 1999). Neben ökologischen Vorteilen ist Kraft-Wärme-Kopplung auch bezüglich der Versorgungssicherheit und der einheimischen Wertschöpfung von Bedeutung, da sie aufgrund der Abhängigkeit von lokalen Wärmepotenzialen eine einheimisch gebundene Erzeugungstechnologie ist (Matthes & Cames 2000, S. 15).

Ziel der Untersuchung ist ein Vorschlag für ein Umweltzeichen (Type I environmental labelling) nach ISO 14024 (Environmental labels and declarations – Type I environmental labelling – Principles and procedures). Umweltzeichen nach ISO 14024 sind „Voluntary, multiple criteria-based third party programme that awards a licence which authorizes the use of environmental labels on products indicating overall environmental preferability of a product within a particular product category based on life cycle considerations.“ (ISO 14024, 3.1) Entsprechende Umweltzeichen stellen damit als freiwillige unabhängige Produktinformationen ein produktpolitisches Instrument dar, mit dem die folgenden Ziele verfolgt werden:

- die marktkonforme Umweltpolitik zu stärken,
- die Verbraucher/-innen über produkttypische Probleme zu informieren,
- Wettbewerbsanreize zu schaffen und
- den technischen Wandel zu beschleunigen (vgl. UBA 1990, S. 4).

Die Untersuchung wird in Anlehnung an die ISO 14024 durchgeführt. Im Rahmen des Gutachtens ist zu prüfen, welche BHKW-Module für ein Umweltzeichen in Frage kommen und welche Anforderungen diese im Vergabefall erfüllen sollen. Die wesentlichen vorteilhaften und ökologisch relevanten Eigenschaften von BHKW sind ihre im Vergleich zu konventionellen Heizungsanlagen energieeffiziente Arbeitsweise. Daher liegen die Schwerpunkte der Umweltbewertung auf dem Energieverbrauch und den Emissionen.

Das Vorgehen orientiert sich im wesentlichen an den Vorgaben der ISO 14024. Der Ablauf des Vorhabens ist in drei Teilschritte gegliedert, die in der folgenden Abbildung im Überblick dargestellt sind. Das Gutachten umfasst entsprechend ISO 14024 zwei große Bearbeitungsblöcke, die aufeinander aufbauen: Zunächst eine Machbarkeitsstudie (feasibility-study), daran anschließend die Entwicklung von Anforderungskriterien für ein Umweltzeichen.

Abbildung 1: Schematischer Ablauf der Untersuchung

Im folgenden werden zunächst das Prinzip und die Grundlagen der BHKW-Technik erläutert. Daran anschließend werden die Ergebnisse der Marktanalyse dargestellt, die in eine Empfehlung für zu untersuchende BHKW-Typen münden (Kapitel 3). Danach erfolgt die Analyse der Umweltrelevanz der ausgewählten BHKW. Hierzu werden Befragungsergebnisse und Literatur ausgewertet und ein Vergleich mit herkömmlichen öl- und gasbefeuerten Heizungsanlagen vorgenommen. Die Einbeziehung der interessierten Kreise erfolgte in einem Fachgespräch mit Herstellern und Verbänden. Die zentralen Ergebnisse des Fachgespräches werden in Kapitel 5 dargestellt. Aus den Untersuchungsergebnissen und den Anregungen der Experten werden in Kapitel 6 Anforderungen für ein Umweltzeichen entwickelt.

Auch stationäre Brennstoffzellen können zur Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Entsprechende Anlagen werden im kleinen Leistungsbereich zur Zeit entwickelt, es existieren einige Demonstrationsvorhaben. Brennstoffzellen werden aufgrund ihres bedeutenden Potenzials als Exkurs in Kapitel 6.8 behandelt, ohne dass hieraus zum jetzigen Zeitpunkt konkrete Anforderungen abgeleitet werden können. Die Untersuchung endet mit einem Fazit und einem Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

2. BHKW: Prinzip und Grundlagen

BHKW sind nach der VDI-Richtlinie „Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen; Blockheizkraftwerke“ (VDI 2067 Blatt 7) "... kleine Heizkraftwerke, die durch Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Strom und Wärme gleichzeitig erzeugen". Konkreter bezeichnet der Begriff „Blockheizkraftwerke“ Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom, die Abwärme auf einem für die Gebäudeheizung geeignetem Temperaturniveau erzeugen und dezentral, d.h. entweder unmittelbar beim Verbraucher oder in dezentralen Wärmenetzen, einsetzbar sind.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden BHKW-Module betrachtet. Hierzu soll zunächst eine begriffliche Klärung vorgenommen werden, was unter BHKW-Aggregaten, BHKW-Modulen und BHKW zu verstehen ist. Die Begriffsbestimmung erfolgt in Anlehnung an DIN 6280-14. Ein BHKW-Aggregat bildet das Kernstück eines BHKW, es besteht aus einem Hubkolben-Verbrennungsmotor, einem Generator, Kraftübertragungselementen und Lagerungselementen. BHKW-Module bestehen aus:

- BHKW-Aggregat,
- Wärmeübertragungskomponenten,
- Mess-, Schalt-, Steuer- und Regeleinrichtung; Überwachungseinrichtung,
- Anlasseinrichtung,
- Komponenten des Ansaug- und Abgassystems,
- Schmierölsystem,
- Kraftstoffsystem,
- Sicherheitseinrichtungen.

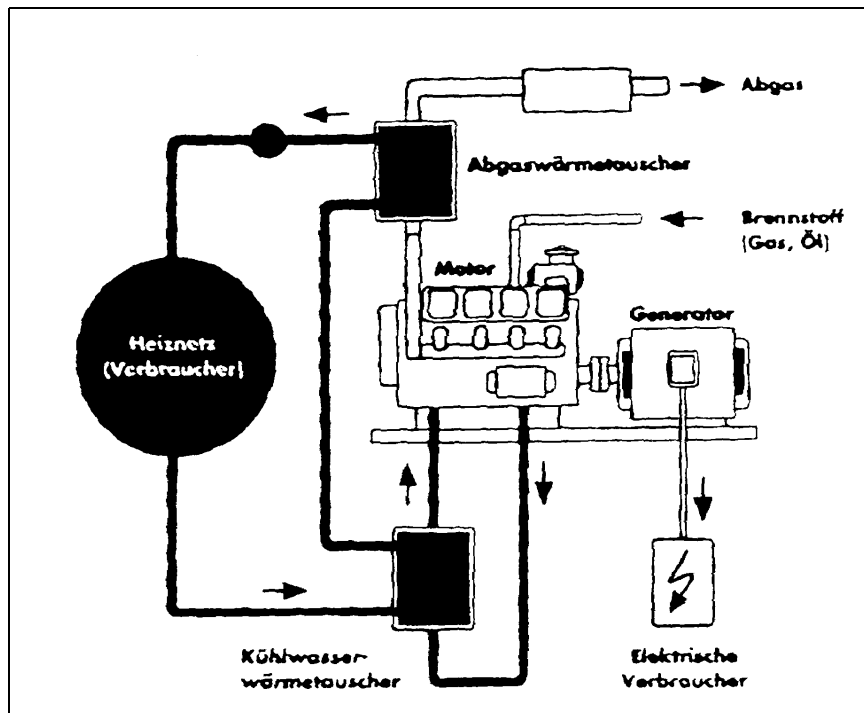
Ein anschlussfertiges BHKW-Modul ist ein funktionsfähiges System in einer baulichen Einheit bestehend aus allen Komponenten des BHKW-Moduls.

Zu einem BHKW gehören ein oder mehrere BHKW-Module mit dem zum Betrieb notwendigen erforderlichen Hilfseinrichtungen, die zugehörigen Schalt- und Steuerungseinrichtungen, Schallschutzmaßnahmen, Abgasführung sowie gegebenenfalls der Aufstellungsraum. (Vgl. DIN 6280-14.)

Mit dieser Definition wird deutlich, dass die Vergabe eines Umweltzeichens sich auf BHKW-Module konzentrieren muss. BHKW werden erst im konkreten Anwendungsfall komplett, dies kann nicht Gegenstand des Umweltzeichens sein. Die Untersuchung konzentriert sich auf anschlussfertige BHKW-Module, in der Form wie sie von BHKW-Herstellern angeboten werden. Die Einpassung in den Heizkreislauf oder Vervollständigung des BHKW mit einem Spitzenkessel im konkreten Anwendungsfall ist nicht Gegenstand des Vorhabens.

Grundsätzlich kann unterschieden werden zwischen motorisch betriebenen BHKW (Gasotomotor, Dieselmotor, Dieselmotorgenerator, Stirlingmotor) und BHKW auf Gasturbinenbasis. Die folgende Abbildung zeigt das Prinzipschaubild eines motorisch betriebenen BHKW.

Abbildung 2: Prinzipschaltbild eines motorischen BHKW



Quelle: Energieagentur NRW 1997, zitiert in Stein 1999, S. 45

Die wichtigsten Bauteile verschiedener BHKW zeigt Tabelle 1. Sie werden im folgenden erläutert.¹

Tabelle 1: Bauteile von BHKW

Motorisch betriebene BHKW	BHKW mit Gasturbinen
Motor	Gasturbine
Generator	Generator
Wärmetauscher	Wärmetauscher
Steuerungselektronik	Steuerungselektronik
Abgasreinigung	Abgasreinigung
Schalldämmung	Schalldämmung

Motor: Hubkolbenverbrennungsmotor als Erzeuger mechanischer und thermischer Energie

BHKW-Antriebsmotoren sind zum großen Teil umgebaute oder für den Dauerbetrieb modifizierte Serienbauarten aus der PKW-, LKW- oder Schiffsmotorenproduktion, zumeist Langsamläufer mit Drehzahlen von 1500 Umdrehungen/Minute. Es wird unterschieden zwischen Gasotomotoren, Dieselmotoren, Dieselmotoren und Stirlingmotoren (s. Abschnitt 3.2.1).

¹ Vgl. Gailfuß 1998, Stein 1999, VDI-GET o.J.

Bei Gasotomotoren ist zusätzlich nach der Betriebsweise in Magermotoren oder Lambda-1-Motoren zu unterscheiden (s. 3.2.2.1).

- Gasturbine:** Gasturbine als Erzeuger mechanischer und thermischer Energie
- Gasturbinen liefern mehr als das Doppelte ihrer elektrischen Leistung in Form von nutzbarer Abgasenergie. Diese Energie hat ein Temperaturniveau von etwa 500°C. Dieses hohe Temperaturniveau ermöglicht die Wandlung der Abgasenergie in Nutzwärme für verschiedene thermische Prozesse (Dampf, Heißgas, Warmwasser für Heizungszwecke) (Znidar et al. 1999, S. 96). Häufig wird der Dampf aus den Abhitzekesteln (Abgaswärmetauscher) über Dampfturbinen zur Stromerzeugung genutzt, um den elektrischen Wirkungsgrad zu erhöhen (Stein 1999, S. 17).
- Generator:** als Wandler von mechanischer in elektrische Energie
- Zum Einsatz kommen sowohl Asynchron- als auch Synchrongeneratoren. Die Auswahl hängt ab vom Anwendungszweck, den lokalen Netzverhältnissen und den Anforderungen des Netzbetreibers (s. Abschnitt 3.2.3). Es werden wasser- und luftgekühlte Generatoren eingesetzt, wobei die wassergekühlten eine elektrische und thermische Mehrleistung erzielen.
- Wärmetauscher:** In Motoren und Gasturbinen werden Wärmetauscher zur Ölkühlung, zur Wasser- und Abgaskühlung eingesetzt. Hierbei handelt es sich zumeist um Rohrbündel-Wärmetauscher.
- Abgasreinigung:** Zur Abgasreinigung werden in den meisten Fällen Katalysatoren eingesetzt. Hier kommen je nach Motortyp und Leistungsbereich Drei-Wege-Katalysatoren, Oxidationskatalysatoren, SCR-Katalysatoren oder Rußfilter zum Einsatz (s. Abschnitt 3.2.1 und 4.2.2).
- Schalldämmung:** Der Geräuschpegel eines BHKW wird hauptsächlich durch den Verbrennungsmotor (Zündung und Drehzahl) erzeugt. Die Schalldämmung kann z.B. durch Abgasschalldämpfer, elastische Lagerung der Motor-Generator-Einheit sowie durch eine Schallschutzhaube erreicht werden (vgl. 4.2.3).

3. BHKW-Marktanalyse und Anlagenauswahl

Im ersten Schritt der Machbarkeitsstudie für ein Umweltzeichen für kleine Blockheizkraftwerke wird eine umfassende Marktrecherche und -analyse durchgeführt. Diese Marktanalyse soll einen aktuellen Überblick über das Untersuchungsgebiet liefern und zu einer geeigneten Systematisierung führen, die es ermöglicht, den Untersuchungsbereich auf relevante Untersuchungskategorien einzugrenzen, die im weiteren Verlauf im Hinblick auf ein Umweltzeichen eine Rolle spielen sollen.

Hierfür wurde der zu untersuchende Leistungsbereich zunächst auf 100 kW_{el} eingegrenzt.

3.1 Vorgehen

Die Marktanalyse im Bereich der BHKW bezieht vorhandene statistische Erhebungen verschiedener Verbände (Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke (FG-BHKW), Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) und Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW)) sowie im Internet verfügbare Informationen zu Herstellern ein. Diese wurden ergänzt durch zahlreiche leitfadengestützte Interviews mit Herstellern, Anbietern und Verbänden², wodurch ein umfangreiches Bild des heterogenen und schnelllebigen BHKW-Marktes entstand. Die Primärerhebung war notwendig, da die aktuellen Daten der Verbände aus den Jahren 1997 und 1998 stammen und kaum Einteilungen in verschiedene Leistungsgrößen vornehmen oder Blockheizkraftwerke mit kleinen Leistungen nicht erfassen. Auf dem BHKW-Markt ist eine große Zahl Anbieter aktiv und insbesondere im Bereich der Kleinanlagen sind in den letzten Jahren starke Zunahmen im Bestand festzustellen. Damit wird der Markt zunehmend unübersichtlicher. Die o.g. Verbände haben ihre Erhebungen zum BHKW-Markt ausgesetzt oder eingestellt und auch bei einer Nachfrage im Februar 2001 waren keine aktuelleren Daten verfügbar.

Zudem ist der Markt für BHKW stark von politischen und anderen Rahmenbedingungen (Strompreliberalisierung, Öko-Steuer etc.) abhängig. Hierdurch ergab sich im Jahr 1999 eine starke Veränderung zu den Vorjahren.³ Mit unserer Untersuchung kann kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben werden, da der Markt zur Zeit sehr dynamisch ist: Auf dem BHKW-Markt sind zum Beispiel eine große Anzahl Anlagenbauer aktiv, die BHKW kurzfristig in ihre Produktpalette aufgenommen haben und sie nun aufgrund der sinkenden Marktnachfrage wieder aus dem Programm nehmen. Zudem gibt es einige Firmenübernahmen und -zusammenschlüsse.

² Eine ausführliche Liste der befragten Unternehmen, Verbände und Organisationen befindet sich im Anhang. Die Erhebung wurde im Februar 2000 durchgeführt.

³ Als hemmend haben sich hier insbesondere die durch die Strommarktliberalisierung gesunkenen Strompreise ausgewirkt (vgl. Matthes 2000). Positiv wirken sich die mit der Ökosteuer verbundene Befreiung von Gas- und Stromsteuer (für Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen bis 2 MW) und von der Mineralölsteuer (für KWK Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad über 70%) aus. Weitere wichtige gesetzliche Veränderungen sind das Erneuerbare Energien Gesetz, in dem die Einspeisevergütung für Strom aus regenerativen Quellen geregelt wird sowie das KWK-Gesetz. In der politischen Diskussion ist zudem ein KWK-Ausbau-Gesetz, für das eine Quote oder ein Bonussystem zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung diskutiert werden (vgl. E&M 2000a, Golbach 1999, Stromthemen 2000).

Bei der Erhebung wurden ganz allgemein „Anbieter“ von BHKWs recherchiert und befragt, d.h. sowohl Hersteller als auch Packager⁴ und zum Teil Weiterverkäufer. Vertiefende und detaillierte Angaben konnten jedoch i.d.R. nur von den Herstellern gemacht werden. Befragt wurden die Anbieter nach Verkaufszahlen von BHKW in Deutschland, Verkaufstrends, Bestandszahlen, der Anzahl der Anbieter in der Leistungsklasse bis 100 kW_{el}, den Kunden, dem Vertriebsweg und nach Einzelheiten zu den verwendeten Komponenten.

Zusätzlich wurden Verbände und Organisationen zu ihrer Einschätzung zum Markt, zu Verkaufstrends, wichtigen Rahmenbedingungen und zu technischen Weiterentwicklungen befragt.

Auf der Basis einiger grundlegender Kriterien, die für die Vergabe eines Umweltzeichens gegeben bzw. erfüllt sein sollten, wird nachfolgend eine Eingrenzung des Untersuchungsbereiches vorgenommen. Die Kriterien beziehen sich auf die Marktrelevanz der einzelnen BHKW-Typen:

- **Verkaufszahlen:** Bedeutung der BHKW-Typen gemessen an den Verkaufszahlen,
- **Trend:** stabile bis positive Verkaufsentwicklung,
- **Anbieterzahl:** Konkurrenzsituation, d.h. mehrere Anbieter vorhanden.

Dabei beschreiben diese Anforderungen Aspekte, die idealerweise erfüllt sein sollten. Hierfür sind folgende Begründungen anzuführen: Mit dem Kriterium der Verkaufszahlen soll sichergestellt werden, dass es sich um ein serienreifes Marktprodukt und nicht um ein Pilot- oder Forschungsmodell handelt. Ausnahmen von dieser Bedingung erhalten Produkte, die als besonders zukunftssträftig erscheinen. Die Beachtung des Verkaufstrends erfasst derartige Tendenzen und ergänzt die erste Anforderung. Mit dem dritten Argument der Anbieterzahl sollen produktspezifische Angebots-Monopole ausgeschlossen werden. Im Zuge dieses Aspekts wird auch darauf geachtet, dass mindestens ein Hersteller aus Deutschland dabei ist, um die Wahrscheinlichkeit einer Zeichennahme zu erhöhen.

3.2 Marktrelevanz verschiedener BHKW-Typen

Statistische Erhebungen zu installierten BHKW werden von der VDEW (1998), der FG-BHKW (1998) und der ASUE (1998) erstellt. Alle drei Statistiken sind jedoch für diese Untersuchung von begrenzter Aussagekraft:

- Die FG-BHKW erfasst die Gesamtzahl aller BHKW, unterteilt in motorisch betriebene BHKW und BHKW mit Gasturbinen, aber ohne Unterteilung in Leistungsgrößen.
- Die VDEW erfasst nur motorisch betriebene BHKW, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. In der Erhebung von 1998 sind BHKW ab einer Größe von 40 kW_{el} erfasst. Da die VDEW sich auf Daten ihrer Mitgliedsunternehmen stützt, sind nur Anlagen der EVU bzw. netzparallele Anlagen erfasst. Die Daten sind lediglich für Betreibergruppen getrennt nach Leistungsklassen ausgewertet.
- Die ASUE erfasst motorisch betriebene BHKW ab 10 kW_{el} ohne Unterteilung in Leistungsgrößen.

Aufgrund der verschiedenen Grundlagen kommen alle drei Statistiken zu unterschiedlichen Gesamtzahlen (vgl. Tabelle 2).

⁴ Packager fügen zugekaufte Einzelkomponenten zu BHKW-Modulen zusammen.

Tabelle 2: Bestandszahlen BHKW für 1998 und 1997

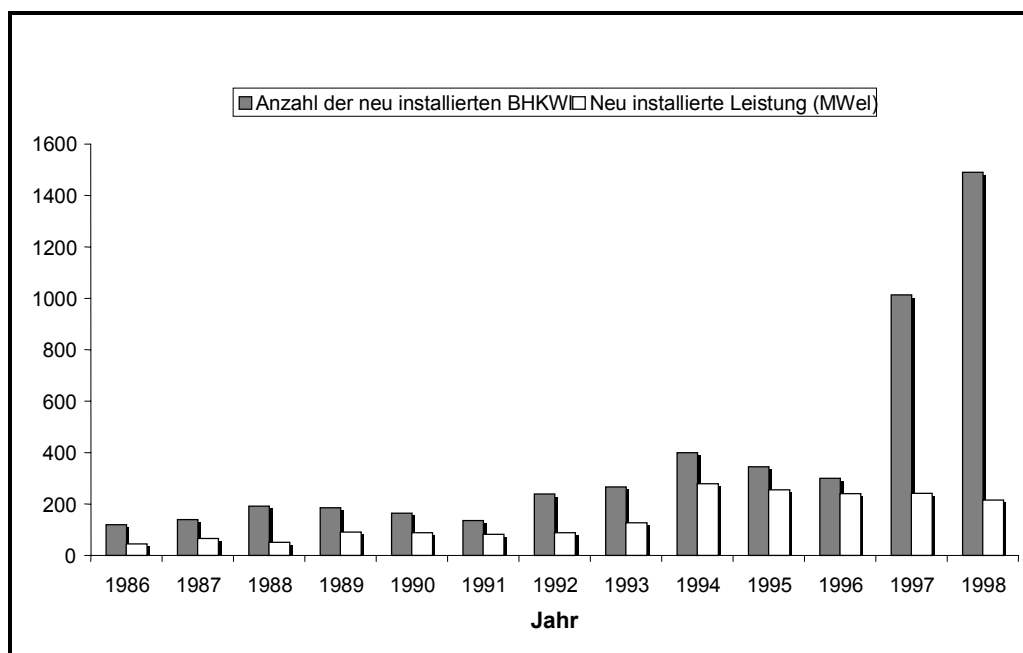
betrachtete Leistungsgrößen und Typen	1997			1998	
	VDEW	FG-BHKW	ASUE	VDEW	FG-BHKW
bis 99 kW _{el} , motorisch ⁵	676	-	-	-	-
41 – 99 kW _{el} , motorisch	-	-	-	385	-
alle Größen, motorisch	2.197	4.013	4.875	2.188	5.503
alle Größen, motorisch und Gasturbinen	-	4.255	-	-	5.755

Quelle: Datengrundlagen ASUE 1998, FG-BHKW 1998, VDEW 1997, VDEW 1998, eigene Zusammenstellung

Die deutlich geringere Anlagenzahl bei der VDEW gegenüber den Anlagen der anderen Verbände weist darauf hin, dass auch 1997 Kleinanlagen nur begrenzt erfasst wurden. Der Unterschied zwischen ASUE und FG-BHKW ist aus den oben genannten Charakteristika der Statistiken nicht zu erklären.

Bei Betrachtung der Marktentwicklung stellen alle drei Erhebungen fest, dass es bis 1994 einen starken Zuwachs in der installierten Leistung gab, der seitdem etwas abnimmt. Während die VDEW – nach einem geringeren Anstieg in 1995 – auch für 1996 einen starken Zuwachs feststellt, ist in den Erhebungen der ASUE und der FG-BHKW die neuinstallierte Leistung nach 1994 rückläufig. In der ASUE-Statistik ist zudem die Anzahl der neuinstallierten Anlagen seit 1994 rückläufig. Hier zeigt die Statistik der FG-BHKW seit 1997 einen deutlichen Anstieg. Diese Statistik bildet die für die Untersuchung relevante Entwicklung am deutlichsten ab, da sie auch Kleinanlagen erfasst:

Abbildung 3: Neuinstallierte BHKW zwischen 1986 und 1998



Quelle: eigene Darstellung, Datenquelle: FG-BHKW 1998

⁵ 1997 wurden die Leistungsklassen bis 49 kW_{el} (405 Anlagen) und 50-99 kW_{el} (271 Anlagen) unterschieden.

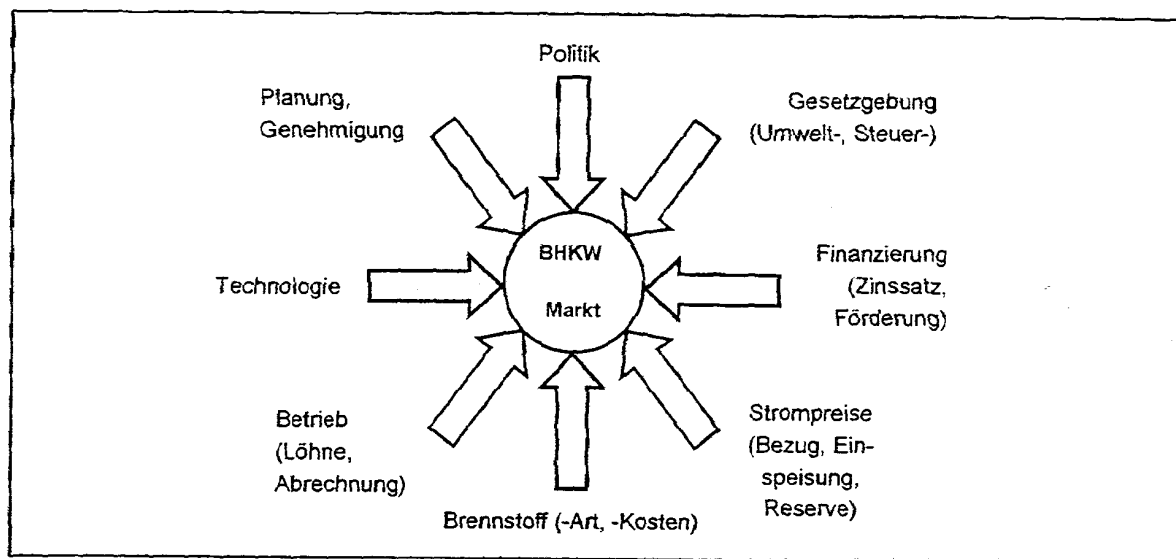
Der Vergleich zwischen neuinstallierten Anlagen und neuinstallierter Leistung verdeutlicht, dass es seit 1997 einen starken Zuwachs im kleinen Leistungsbereich gab. Diese Feststellung wird durch unsere Herstellerbefragung unterstützt. Marktführer im kleinen Leistungsbereich ist die Firma SenerTec, die seit 1997 Anlagen im Leistungsbereich 5 bis 5,5 kW_{el} anbietet. SenerTec hat bislang etwa 3.660 Anlagen installiert, davon allein 1.380 im Jahr 1999.⁶

Für 1999 liegen den befragten Verbänden noch keine Daten vor, nach Einschätzung der befragten Experten vollzog sich 1999 jedoch ein starker Einbruch im BHKW-Markt, der auf die Liberalisierung des Strommarktes zurückzuführen ist und sich insbesondere bei großen Leistungsklassen bemerkbar machte. Im großen Leistungsbereich kam es bereits zur Abschaltung zahlreicher BHKW, da sie aufgrund von Dumpingangeboten von Stromversorgern nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben waren.

Aufgrund unserer Recherchen kann angenommen werden, dass es im Bereich bis 100 kW_{el} insgesamt mindestens 5.000 bis 6.000 installierte Anlagen gibt, wovon ca. 4.000 auf den Bereich kleiner 10 kW_{el} entfallen.

Neben politischen Rahmenbedingungen und der Strompreisgestaltung wird der Markt für BHKW durch viele weitere Faktoren beeinflusst (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4: Einflussfaktoren auf den BHKW-Markt



Quelle: Nordmeyer 1999

Im folgenden werden verschiedene Unterscheidungsmerkmale von BHKW erläutert und hinsichtlich Marktrelevanz ausgewertet. Zunächst werden die verschiedenen Brennstoffe für BHKW, anschließend die Antriebssysteme und abschließend die Netzbetriebsweise betrachtet.

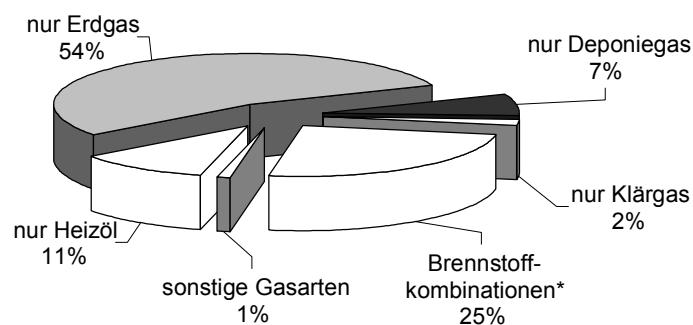
⁶ Nach Angaben von SenerTec wurden im Jahr 2000 ebenfalls etwa 1300 bis 1400 Anlagen verkauft, wodurch sich der Anlagenbestand erneut deutlich erhöht.

3.2.1 Brennstoffe

BHKW können grundsätzlich in gas- und ölbetriebene BHKW unterschieden werden.

Die folgende Abbildung zeigt einen Überblick über die Anteile verschiedener in BHKW verwendeter Brennstoffe.

Abbildung 5: Brennstoffeinsatz in BHKW (bezogen auf die Leistung)



*davon 21 Prozentpunkte Kombinationen mit Erdgas

Quelle: ASUE 1998

Deutlich wird, dass der am häufigsten verwendete Brennstoff Erdgas ist. Die VDEW (1998), die nur fossil betriebene Anlagen erfasst, gibt die Verteilung der Brennstoffe sowohl bezogen auf die Leistung als auch auf die Anlagenzahl an (vgl. Tabelle 3). Die Größenordnungen beider Statistiken stimmen relativ gut überein. Im Vergleich zwischen Anlagenzahl und Leistung wird deutlich, dass bei größeren Anlagen der Anteil erdgasbetriebener Anlagen sinkt.

Tabelle 3: Anteile fossiler Brennstoffe

Fossile Brennstoffe anteilig	auf Anlagen	auf Leistung
Erdgas	61,11%	55,20%
Erdgas/Flüssiggas	0,50%	0,80%
Flüssiggas	0,78%	0,36%
Erdgas/Heizöl EL	8,55%	25,30%
Heizöl EL	27,24%	15,94%
Heizöl EL/Heizöl S	0,05%	0,01%
Heizöl S	0,50%	0,85%
Sonstige	1,28%	1,53%
Summe	100,00%	100,00%

Quelle: Eigene Darstellung, Datengrundlage VDEW 1998

In beiden Statistiken wird nicht zwischen verschiedenen Leistungsklassen unterschieden, sodass hieraus keine Angaben über die Brennstoffanteile für BHKW bis 100 kW_{el} abgeleitet werden können.

Auf Basis der Befragung von Herstellern kann die folgende Abschätzung vorgenommen werden: In den installierten BHKW bis 100 kW_{el} werden zu etwa 60% gasförmige Brennstoffe und zu 40% leichtes Heizöl eingesetzt. Bei den Gasen dominiert eindeutig Erdgas, wobei einige Hersteller angeben, dass nennenswerte Anteile ihrer BHKW mit Klärgas betrieben werden. Die Bedeutung von Klärgas ist insbesondere 1999 gewachsen, da die BHKW-Hersteller nach dem starken Markteinbruch auf der Suche nach neuen Einsatzfeldern waren. Demgegenüber spielen andere Gase (Flüssiggas, Deponiegas, Biogas) sowie Pflanzenöl und Rapsmethylester eine zu vernachlässigende Rolle.⁷ Der in der ASUE-Statistik relativ bedeutsame Anteil von Deponiegas (7%) ist für kleine Anlagen nicht relevant, da Deponiegas vorwiegend in Anlagen größer 100 kW_{el} eingesetzt wird.

Sondergase (Klärgas, Deponiegas, Biogas, Grubengas) enthalten zum Teil Schadstoffe, die unter anderem als Katalysatorgifte wirken (Schwefelwasserstoff, Fluor etc.). Deshalb werden für Sondergase meist Magermotoren eingesetzt. Zusätzlich ist in der Regel eine Aufbereitung der Gase erforderlich. An den Motoren sind geringe Modifikationen (z.B. Verwendung buntmetallfreier Lager) erforderlich.

Da die Brennstoffe Erdgas und leichtes Heizöl bzw. Diesel die Hauptanwendungsfälle in kleinen BHKWs darstellen, wird der Untersuchungsrahmen im folgenden auf diese Brennstoffe eingegrenzt.

3.2.2 Relevante Antriebssysteme

In diesem Abschnitt stellen wir die verschiedenen Antriebsformen für BHKW und ihre Marktrelevanz dar.

3.2.2.1 Gasotomotoren

Gasotomotoren (auch Gasmotoren) haben einen Anteil von ca. 60% an allen BHKW. Auf Basis unserer Recherchen kann abgeschätzt werden, dass Gasmotoren auch im Bereich bis 100 kW_{el} einen Anteil von etwa 60% haben. Wesentliche Hersteller von Gasotomotoren für BHKW bis 100 kW_{el} sind MAN, Ford, Iveco, MTU, Sachs, Caterpillar (100 kW_{el}), Valmet und Scania. Bei Gasotomotoren ist zwischen Gasotomotoren im Magerbetrieb und im Lambda-1-Betrieb zu unterscheiden.

➤ Magermotor

Beim Magermotorprinzip wird durch eine Erhöhung des Luft-Kraftstoff-Verhältnisses verbunden mit einer Anpassung des Zündzeitpunktes eine Emissionsminderung erreicht. Durch den Luftüberschuss ($\lambda=1,5$ bis $1,6$) werden die Spitzentemperaturen im Magermotor gesenkt und dadurch die Entstehung von NO_x verringert. Durch den hohen Luftgehalt ist die Motorleistung jedoch leicht verringert. Dieser Leistungsminderung kann durch eine Turboaufladung entgegengewirkt werden (vgl. Gailfuß 1998). Zur Verbesserung der Abgaswerte (CO und C_xH_y) wird bei Magermotoren häufig ein Oxidationskatalysator eingesetzt.

⁷ Durch das im April 2000 verabschiedete Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist im Bereich von Deponiegas, Grubengas und Klärgas ein Anstieg zu erwarten, da eingespeister Strom aus diesen Quellen mit mindestens 15 Pfennig pro kWh vergütet werden muss (§4 EEG). Ebenso ist für Biogas und Pflanzenöle mit einem Anstieg zu rechnen. Die Vergütung von Strom aus Biomasse beträgt 20 Pfennig pro kWh (§5 EEG).

➤ **Lambda-1-Motoren**

Für den Lambda-1-Betrieb ist eine aufwendige Regelung des Brennstoff-Luft-Gemisches auf einen konstanten Wert knapp unter 1 ($\lambda=0,986$ bis $0,990$) erforderlich. Hierzu misst eine λ -Sonde den Rest-Sauerstoffgehalt im Abgas und beeinflusst über die λ -Regelung das Brenngas-Luftgemisch. Zur Abgasreinigung bei λ -1-Betrieb werden Drei-Wege-Katalysatoren eingesetzt, durch die Emissionsreduktionen bei NO_x , CO und C_xH_y erreicht werden. (Vgl. Stein 1999.)

◆ **Leistungsmodulierende bzw. drehzahlgesteuerte Motoren**

Seit 1999 werden von drei Herstellern (Valentin Energie- und Umwelttechnik, Mainz; Kraftwerk, Hannover; Miturbo Umwelttechnik, Hamburg) leistungsmodulierende BHKW angeboten, die durch Variation der Motordrehzahl auch im Teillastbereich ohne Wirkungsgradverlust betrieben werden können. Hier werden unterschiedliche Generatorspannungen erzeugt, die über einen zusätzlichen Frequenzumwandler auf üblichen Drehstrom (400 Volt/50 Hz) umgewandelt werden. Dadurch besteht mit einem Modul die Möglichkeit, unterschiedliche Leistungen abzudecken, wodurch die jährliche Laufzeit erhöht werden kann. Leistungsmodulierende Motoren sind in beiden Betriebsweisen (Mager- und λ -1-Betrieb) möglich. Alternativ besteht bei anderen BHKW die Möglichkeit, mehrere Module einzusetzen und durch Zu- oder Abschalten von Modulen verschiedene Leistungen zu erreichen.

In der betrachteten Leistungsklasse bis $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ kommen sowohl Magermotoren als auch Lambda-1-Motoren in relevantem Umfang zum Einsatz. Genaue Zahlen zum Anteil der verschiedenen Motorbetriebsweisen liegen nicht vor. Da beide Betriebsweisen verbreitet sind, wird vorgeschlagen sowohl Magermotoren als auch Lambda-1-Motoren in die weitere Untersuchung einzubeziehen. Aufgrund der unterschiedlichen Betriebsweise, Auslegung und Katalysatoren betrachten wir sie im folgenden als zwei getrennte Untersuchungskategorien. Leistungsmodulierende BHKW werden mitbetrachtet, eine Extra-Kategorie für leistungsmodulierende BHKW halten wir jedoch nicht für erforderlich.

3.2.2.2 Dieselmotoren

Dieselmotoren erreichen höhere mechanische und folglich höhere elektrische Wirkungsgrade als Gasotomotoren. Bei Dieselmotoren werden zur Abgasreinigung Ruß- oder Partikelfilter eingesetzt, um feste Abgasbestandteile zurückzuhalten. Alternativ können SCR (selektive katalytische Reduktion) Katalysatoren eingesetzt werden, um die NO_x -Emissionen zu verringern. Dieses Verfahren ist mit hohen Kosten verbunden und kommt deshalb zumeist erst bei BHKW $> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$ zur Anwendung (Stein 1999).

Wesentliche Hersteller von Dieselmotoren, die in BHKW bis $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ eingesetzt werden, sind MAN, Iveco, MTU, Caterpillar (100 kW), Valmet, Scania und Deutz.

Dieselmotoren werden bislang nicht drehzahlgesteuert angeboten. Die o.g. Hersteller leistungsmodulierender BHKW planen jedoch, auch mit leistungsmodulierenden Diesel-BHKW auf den Markt zu kommen.

Die folgende Tabelle zeigt einen Vergleich verschiedener Kennwerte für Diesel- und Gasotomotoren:

Tabelle 4: Typische Kennwerte von Gasotto- und Dieselmotoren

Kenngröße	Gasotomotor	Dieselmotor
Elektrische Modulleistung	5 bis über 5.000 kW	5 bis über 20.000 kW
Nennlast-Wirkungsgrade		
elektrisch	28 bis 43%	40 bis 46%
thermisch	41 bis 69%	33 bis 66%
Gesamtwirkungsgrad	85 bis 95%	85 bis 95%
Teillastverhalten	gut	sehr gut
vorrangig eingesetzter Brennstoff	Erdgas	Diesel / leichtes Heizöl

Quelle: Stein 1999, S. 44

Aufgrund der von Gasotomotoren verschiedenen Wirkungsgrade und Emissionen sowie des eingesetzten Brennstoffes betrachten wir Dieselmotor-BHKW in der weiteren Untersuchung als eigene Untersuchungskategorie.

3.2.2.3 Dieselmotoren

Dieselmotoren bzw. Gas-Zündstrahlmotoren sind Gasmotoren, in denen zur Zündung Diesel eingespritzt wird. Aufgrund der Zündöleinspritzung können Dieselmotoren mit hohen Luftüberschusswerten betrieben werden, was zu einer geringeren Emission von Abgasschadstoffen führt. Zudem können auch niederkalorische Gase sicher entflammt werden.

Da für Dieselmotoren zwei Brennstoffanschlüsse erforderlich sind, werden sie im allgemeinen erst für Leistungsgrößen ab 1 MW_{el} oder für die Verbrennung von Sondergasen (Biogas, Klärgas etc.) eingesetzt und werden deshalb in der weiteren Untersuchung nicht berücksichtigt.

3.2.2.4 Stirlingmotoren

Im Gegensatz zum Ottomotor gibt es beim Stirlingmotor keine innere Verbrennung und keinen Ladungswechsel. Antriebsenergie wird dem Stirlingmotor von außen in Form von heißem Rauchgas aus einer Brennkammer über einen Erhitzer-Wärmekessel zugeführt. Über einen Kühlerwärmetauscher wird ein zweites, niedrigeres Temperaturniveau eingebracht. Die Differenz zwischen diesen beiden Temperaturniveaus erzeugt mechanische Arbeit. Ein großer Vorteil des Stirlingmotors liegt darin, dass durch die externe Verbrennung sehr viele verschiedene – und auch feste – Brennstoffe eingesetzt werden können. (Vgl. Gailfuß 1998.)

Hersteller von Stirlingmotor-BHKW sind z.B. Solo Kleinmotoren, Sindelfingen und SIG Schweizerische Industrie-Gesellschaft (vgl. E&M 2000b, Ziegler 1999). Stirlingmotor-BHKW bestehen bislang jedoch nur in Pilotanwendungen. Alle befragten ExpertInnen schätzen, dass Stirlingmotoren weiterhin eine Nischentechnik bleiben werden. Aus diesen Gründen grenzen wir Stirlingmotor-BHKW aus der weiteren Untersuchung aus.

3.2.2.5 Gasturbinen

Gasturbinen wurden bislang nur im Leistungsbereich größer 1 MW_{el} eingesetzt, da der Betrieb kleinerer Anlagen nicht wirtschaftlich war (Stein 1999, S. 17; Gailfuß 1998, S. 8). Seit 1999 gibt es Mikroturbinen im Leistungsbereich unterhalb 200 kW_{el}. Basis für die Entwicklung der Mikroturbinen war die Turboladertechnologie und die Entwicklung in der Luftfahrtindustrie.

Europaweit gab es nach Angaben von COGEN Europe Anfang 2000 zwei Hersteller von Minigasturbinen sowie etwa 20 bis 30 installierte Minigasturbinen. Seit 1999 bringen auch zwei deutsche Anbieter (Gasturbo, Büttelborn; G.A.S., Krefeld) Mikrogasturbinen in einem Leistungsbereich von 30 kW_{el} (G.A.S.) bzw. 45, 60 und 80 kW_{el} (Gasturbo) auf den Markt. Hierbei handelt es sich um zugekaufte Anlagen/Turbinen eines englischen (Bowman) und eines amerikanischen Herstellers (Capstone). Zum Zeitpunkt unserer Erhebung (Februar 2000) hatte G.A.S. eine Anlage verkauft, Gasturbo noch keine.

Die Mikrogasturbinen von Gasturbo sind in erster Linie für spezielle Anwendungen (Sterilisierungs- oder Trocknungsprozesse) geeignet. G.A.S. sieht für die Mikroturbinen dieselben Anwendungsfelder wie für Motor-BHKW. Ein Problem der Gasturbinen ist, dass sie mit einem sehr hohen Gasdruck betrieben werden müssen, der nur bei wenigen Verbrauchern vorhanden ist. Deshalb bieten die Hersteller von BHKW mit Mikroturbinen „low-pressure“-Versionen mit integriertem Gaskompressor an, sodass die Mikroturbinen-BHKW an Gasleitungen mit üblichen Gasdrücke angeschlossen werden können.

Aufgrund der speziellen Anwendungsfälle, der geringen Verkaufs- und Anbieterzahlen und des Mangels deutscher Hersteller für Mikroturbinen werden BHKW mit Gasturbinen bei der weiteren Untersuchung nicht berücksichtigt.

3.2.3 Netzbetrieb und Generatorkonzept

Grundsätzlich kann zwischen Netzparallelbetrieb, Inselbetrieb und Notstrombetrieb unterschieden werden. Aus der Art des Netzbetriebes ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an den Generator des BHKW-Moduls. Für den Netzparallelbetrieb sind sowohl Asynchron- als auch Synchrongeneratoren geeignet. Für den Inselbetrieb bzw. Insel- und Netzparallelbetrieb sind Synchrongeneratoren erforderlich, die für eine Synchronisation der Phasen geeignet sind. Zusätzlich ist hier eine Koppereinrichtung (Koppelschalter, Ansteuerelektronik) erforderlich.

Unsere Befragung zeigt, dass BHKW der Leistungsgröße bis 100 kW_{el} fast ausschließlich netzparallel betrieben werden. Die Stromeinspeisung erfolgt normalerweise in das Niederspannungsnetz auf der 400/230-Volt-Ebene (ASUE 1999, S. 12).

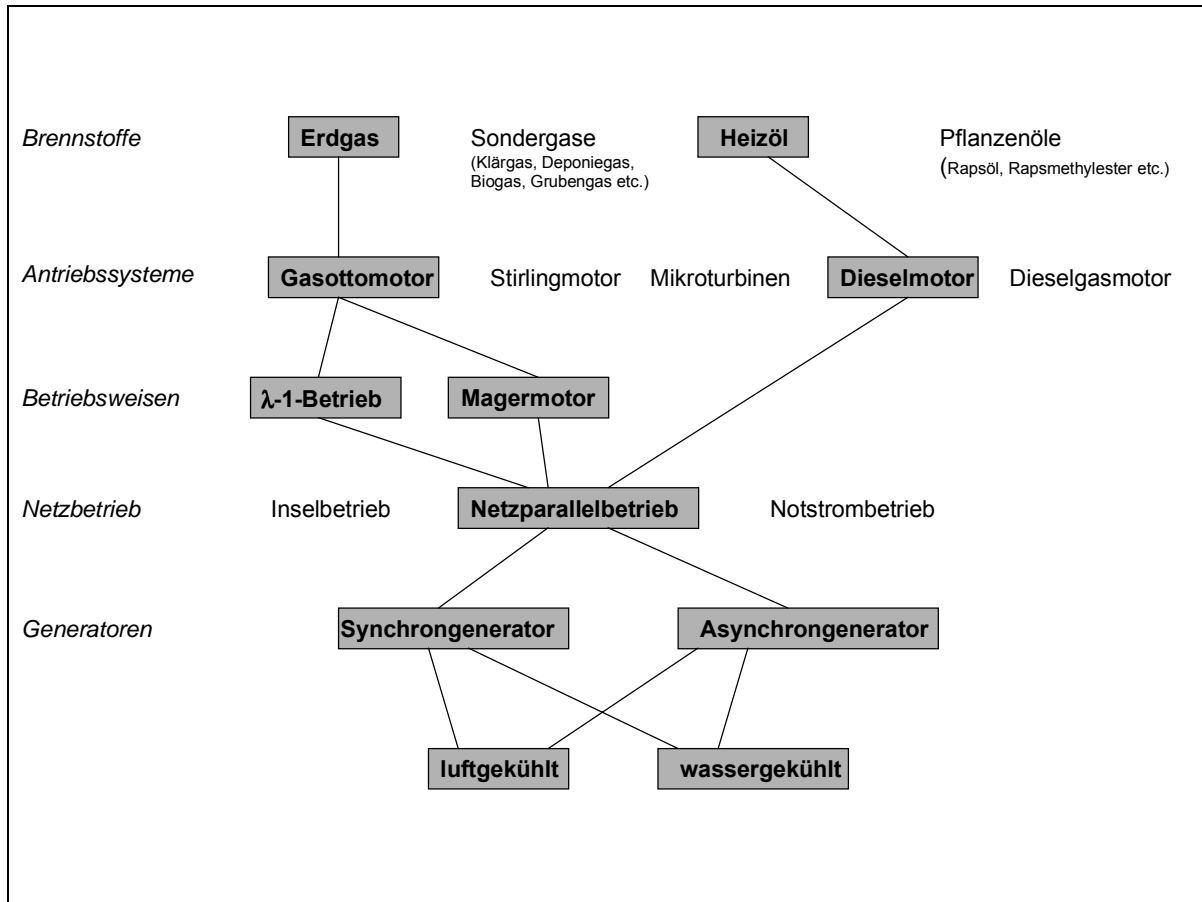
Im Bereich größer als 100 kW_{el} kommen fast ausschließlich Synchrongeneratoren zum Einsatz. Im Bereich bis 100 kW_{el} werden nach unserer Befragung sowohl Synchron- als auch Asynchrongeneratoren verwendet. Diese werden sowohl wasser- als auch luftgekühlt eingesetzt, wobei bis 30 kW_{el} im wesentlichen wassergekühlte und bei größeren BHKW luftgekühlte Generatoren zum Einsatz kommen, da im größeren Leistungsbereich die zusätzlichen Investitionskosten im Vergleich zu der dadurch erreichbaren Wirkungsgradsteigerung unverhältnismäßig hoch sind. Wesentliche Hersteller von Generatoren sind die Firmen Leroy Somer, Stanford, Weier und Kaiser.

In der weiteren Untersuchung betrachten wir den Standardfall des netzparallelen Betriebes. Zusätzliche Bestandteile (Koppereinrichtung), die sich aus dem Inselbetrieb von BHKW ergeben, werden aufgrund der geringen Marktrelevanz nicht in die Betrachtung einbezogen.

3.2.4 Vorauswahl geeigneter BHKW-Typen

Die folgende Abbildung zeigt eine zusammenfassende Darstellung der betrachteten Unterscheidungsmerkmale. Die graue Hinterlegung kennzeichnet jeweils die Merkmale, die wir in der weiteren Untersuchung verfolgen.

Abbildung 6: Betrachtete Unterscheidungsmerkmale und Empfehlungen für die weitere Untersuchung



Quelle: eigene Darstellung

Nach der Auswertung der Interviews und der vorhandenen Daten können die folgenden BHKW-Typen in Bezug auf die oben genannten Kriterien (vgl. 4.1) favorisiert werden:

Tabelle 5: Marktrelevante BHKW-Typen im Bereich <100 kW_{el}

BHKW-Typen	geschätzte Verkaufszahlen 1999	Verkaufstrend	Zahl der Anbieter
1. BHKW mit Gas-Otto-Motor im Magerbetrieb	> 900	➔	> 15
2. BHKW mit Gas-Otto-Motor im λ-1-Betrieb	> 100	➔	> 15
3. BHKW mit Dieselmotor	> 600	➔	> 15

Quelle: eigen

Die hier genannten Zahlen beschreiben dabei lediglich Größenordnungen, die nach den Einschätzungen und Angaben der Hersteller geschätzt wurden und basieren nicht auf einer genauen, statistischen Erfassung. Die befragten Hersteller haben die Verkaufszahlen zum Teil nicht nach verschiedenen Typen differenziert, sodass für die Unterteilung Abschätzungen vorgenommen werden mussten.

Bei der Betrachtung der Verkaufszahlen wird deutlich, dass die Anlagen des Marktführers SenerTec (1380 für das Jahr 1999, davon 810 mit Gas-Otto-Motoren im Magerbetrieb und 570 mit Dieselmotoren) die deutliche Mehrzahl darstellen. Die zweitgrößten Verkaufszahlen im Leistungsbereich bis 100 kW_{el} hatte energiewerkstatt, Hannover, die im Jahr 1999 ca. 75 Anlagen verkauft hat. Dass SenerTec in Bezug auf die Anzahl installierter Anlagen eindeutiger Marktführer ist, zeigt auch E&M (1999), die Bestandszahlen für BHKW aller Größen von 35 verschiedenen Hersteller erhoben und in Form eines Rankings verglichen haben. Demnach hat SenerTec einen Anlagenbestand der um das Fünffache höher ist als der anderer Hersteller kleiner BHKW.

Die Mehrzahl der befragten Hersteller gibt an, in der genannten Leistungsklasse in den Jahren vor 1999 ca. 20 bis 30 BHKW pro Jahr installiert zu haben, wobei weit über die Hälfte der Hersteller 1999 einen deutlichen Einbruch in der Nachfrage feststellen konnte. Der Verkaufstrend ist stark von politischen Rahmenbedingungen abhängig. Stabile Verkaufstrends wurden unter den derzeitigen Rahmenbedingungen vor allem von Herstellern kleiner BHKW bis ca. 20 kW_{el} gesehen.⁸ Für größere BHKW wird aufgrund der Verkaufszahlen von 1999 ein abnehmender Verkaufstrend angenommen.

Die Kunden kleiner BHKW sind vor allem Kleingewerbe und öffentliche Hand, insbesondere Kommunen (Schwimmbäder, Schulen etc.) sowie Wohnungsbaugesellschaften. In Ergänzung zu unserer Befragung kann die Aufschlüsselung der Betreibergruppen nach Leistungsgrößen in der VDEW-Statistik herangezogen werden. Hier zeigt sich für 1996 folgendes Bild:

Tabelle 6: Marktanteile kleiner BHKW nach Betreibergruppen im Jahr 1996

Betreiber	0 - 49 kW					50 - 99 kW				
	Anzahl	Leistung in kW	Erzeugung in MWh	Anteil an Gesamtzahl aller BHKW bis 49 kW [%]	Anteil an gesamter installierter Leistung aller BHKW bis 49 kW [%]	Anzahl	Leistung in kW	Erzeugung in MWh	Anteil an Gesamtzahl aller BHKW bis 99 kW [%]	Anteil an gesamter installierter Leistung aller BHKW bis 99 kW [%]
EVU	40	816	2596	9,88	9,76	76	4574	21961	28,04	26,21
Betreiber-gesellschaften mit EVU-Beteiligung	6	57	1154	1,48	0,68	9	471	2773	3,32	2,70
Betreiber-gesellschaften ohne EVU-Beteiligung	43	888	1218	10,62	10,62	10	642	748	3,69	3,68
Industrie und Gewerbe	200	4426	1891	49,38	52,92	113	8097	1712	41,70	46,30
öffentliche Einrichtungen	38	856	720	9,38	10,24	59	3440	3468	21,77	19,71
privat	78	1320	1029	19,26	15,78	4	244	209	1,48	1,40
Summe	405	8363	8608	100,00	100,00	271	17468	30871	100,00	100,00

Quelle: eigene Darstellung, Datengrundlage aus VDEW 1997

⁸ Zumindest für den Marktführer SenerTec kann dies bestätigt werden. Nach Angaben von SenerTec lagen die Verkaufszahlen für 2000 in der gleichen Größenordnung wie die von 1999.

In der VDEW-Statistik haben Industrie und Gewerbe den deutlich größten Anteil. Der Anteil öffentlicher Einrichtungen fällt geringer aus als in unserer Herstellerbefragung. In der VDEW-Statistik zeigt sich zudem ein hoher Anteil privater Betreiber in der Leistungsklasse bis 49 kW. Private Haushalte sind nach unserer Herstellerbefragung nur in sehr geringem Umfang Kunden von BHKW-Herstellern. Das Umweltzeichen wirkt aber auch auf andere, wie z.B. gewerbliche oder öffentliche Zielgruppen, weshalb die Art der Kunden kein Ausschlusskriterium darstellen sollte.⁹

BHKW werden zum überwiegenden Teil direkt von den Herstellern vertrieben. Im Leistungsbereich bis ca. 20 kW_{el} vertreiben einige Hersteller ihre BHKW über Heizungsinstallateure, die zum Teil von den Herstellern geschult werden. Den aufwendigsten Vertrieb hat die Firma SenerTec, die deutschlandweit ca. 350 geschulte Vertriebspartnerfirmen und 20 SenerTec-Center als selbständige Niederlassungen hat. SenerTec-Anlagen werden auch von einigen BHKW-Herstellern, die selbst größere Anlagen herstellen, weiterverkauft.

Der Kauf eines BHKW erfolgt häufig in Kombination mit einem Wartungsvertrag, der entweder vom Hersteller selbst oder vom einbauenden Installateur übernommen wird. Der VDMA (Verband deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.) hat eine Spezifikation und ein Vertragsmuster für Wartungs- und Instandhaltungsverträge entwickelt (VDMA 1998). Dieser Instandhaltungsvertrag beinhaltet alle Wartungs- und Reparaturarbeiten sowie Ersatzteile und Betriebsstoffe (außer Brennstoffe), die für den Betrieb eines BHKW benötigt werden.

3.3 Fazit: Untersuchungsrelevante BHKW-Typen

Die Studie sollte sich auf die marktüblichen BHKW-Typen konzentrieren und diese im nächsten Arbeitsschritt auf ihre Umweltrelevanz überprüfen. Daraus ergibt sich für die weitere Untersuchung folgende Auswahl der im Rahmen dieser Studie weiter zu untersuchenden BHKW-Typen:

Der Leistungsbereich wird auf BHKW bis 100 kW_{el} eingegrenzt. Als Brennstoffe werden Erdgas und leichtes Heizöl (HEL) berücksichtigt. Betrachtet werden BHKW für die netzparallele Anwendung (sowohl Asynchron- als auch Synchrongeneratoren). Die Beurteilung der verschiedenen Antriebssysteme für BHKW führte zu der in der folgenden Tabelle zusammengefassten Empfehlung.

Tabelle 7: Übersicht: Auswahlvorschlag für untersuchungsrelevante BHKW-Typen

BHKW-Typen	Empfehlung
1. BHKW mit Gas-Otto-Motor im Magerbetrieb bis 100 kW _{el}	+
2. BHKW mit Gas-Otto-Motor im λ -1-Betrieb bis 100 kW _{el}	+
3. BHKW mit Dieselmotor bis 100 kW _{el}	+
4. BHKW mit Dieselmotor	-
5. BHKW mit Stirling Motor	-
6. BHKW mit Gasturbine	-

Mit den ausgewählten BHKW-Typen werden mindestens 90% des deutschen Bestandes an BHKW bis 100 kW_{el} abgedeckt. Deshalb konzentrieren wir uns in der weiteren Untersuchung auf diese.

⁹ Das Umweltbundesamt selbst schreibt dazu (in RAL 1999): "Das Umweltzeichen soll eine Einkaufshilfe für den Verbraucher sein."; ohne, dass der Verbraucher hier näher spezifiziert wird. "Schließlich kann der Umweltengel auch eine Vertriebshilfe für den Handel sein."

Die erläuterten Sonderfälle

- für die Antriebe: Dieselmotor, Stirlingmotor und Gasturbine,
- für die Brennstoffe: Klär-, Deponie-, Bio- und Grubengas sowie Pflanzenöle (Rapsöl, Rapsmethylester),
- Inselbetrieb

werden in der weiteren Untersuchung nicht berücksichtigt.

4. Umweltrelevanz der ausgewählten Klein-BHKW-Module

Im Hauptteil der Machbarkeitsstudie für ein Umweltzeichen für kleine Blockheizkraftwerke wird eine umfassende Recherche zu Umwelteinwirkungen von BHKW, Qualitätsanforderungen und zu beachtenden Vorschriften durchgeführt. Diese Recherche soll einen aktuellen Überblick über die Umwelteinwirkungen der ausgewählten BHKW liefern, auf dessen Basis Vorschläge für Kriterien entwickelt werden können.

4.1 Vorgehen und Methodik

Zur Ermittlung der Umweltwirkungen von BHKW wurde die entsprechende Fachliteratur ausgewertet, telefonische und schriftliche Befragungen von insgesamt 27 Herstellern¹⁰ durchgeführt und ein Systemvergleich von BHKW mit konventionellen Heizungen vorgenommen.

In die Befragung wurden im wesentlichen dieselben Hersteller einbezogen wie in die Marktanalyse. Nicht berücksichtigt wurden diejenigen Hersteller,

- die BHKW-Module in der Leistungsklasse bis 100 kW vollständig zukaufen,
- die ihre BHKW-Module nach Kundenwunsch bauen und keine Standardmodule haben,
- die ausschließlich BHKW-Module mit regenerativen Brennstoffen anbieten,
- die ausschließlich Mikroturbinen oder Stirlingmotor-BHKW anbieten,
- sowie einige Hersteller mit sehr geringen Verkaufszahlen, für die BHKWs kein Kerngeschäft darstellen.

Mit den befragten 27 Herstellern ist der BHKW-Markt im Leistungsbereich bis 100 kW_{el} weitestgehend abgedeckt.

Die Befragung der BHKW-Hersteller beinhaltete folgende Aspekte:

- Wirkungsgrade bei Teillast und Volllast,
- Emissionsminderungsmaßnahmen und Katalysatorstandzeiten,
- Emissionen von CO, NO_x, SO₂, CH₄, VOC und Staub,
- Maßnahmen zur Schalldämmung und Schallemissionen,
- Verbrauchsmaterialien,
- Laufzeit und Wartung,
- Recyclinggerechte Konstruktion,
- Entsorgung der BHKW.

Die Hersteller wurden jeweils zu ein bis drei ihrer angebotenen Module befragt. Hierbei wurde darauf geachtet, dass sowohl BHKW-Module mit Gasmotor als auch mit Dieselmotor erfasst werden. Bei den Gasmotoren wurde zusätzlich darauf geachtet, dass Informationen zu Motoren im Magerbetrieb und im

¹⁰ Die Liste der befragten Hersteller befindet sich im Anhang.

λ -1-Betrieb erhoben werden. Bei Herstellern mit großer Angebotspalette richtete sich die Auswahl der zu erfassenden Module nach den Verkaufszahlen. Insgesamt liegen Informationen zu

- 14 Gas-BHKW-Modulen im Magerbetrieb von insgesamt 11 Herstellern,
- 21 Gas-BHKW-Modulen im λ -1-Betrieb von insgesamt 16 Herstellern,
- 14 Diesel BHKW-Modulen von insgesamt 12 Herstellern

vor.

4.2 Umweltrelevanz motorbetriebener Klein-BHKW-Module

Im folgenden werden zunächst die Ergebnisse der Befragung dargestellt und mit Literaturwerten verglichen. Anschließend wird ein Systemvergleich von BHKW-Modulen mit konventionellen Heizungen vorgenommen (Abschnitt 4.3).

4.2.1 Rationelle Energienutzung

Zur Beurteilung der rationellen Energienutzung werden die Wirkungsgrade der BHKW, das Teillastverhalten und der Hilfsstrombedarf behandelt.

4.2.1.1 Wirkungsgrade und Stromkennzahl

Die Wirkungsgrade der BHKW-Module beschreiben die technische Effizienz der Anlagen sowie den Grad der Primärenergieausnutzung. Zu unterscheiden sind der Gesamtwirkungsgrad, der elektrische und der thermische Wirkungsgrad.

Wirkungsgrade von BHKW-Modulen sind in DIN 6280 Teil 14 wie folgt definiert:

- „Elektrischer Wirkungsgrad: Verhältnis der erzeugten elektrischen Wirkleistung zur Wärmeleistung der zugeführten Kraftstoffmenge bezogen auf den Heizwert (Hu).
- Thermischer Wirkungsgrad: Verhältnis der erzeugten thermischen Leistungen zur Wärmeleistung der zugeführten Kraftstoffmenge bezogen auf den Heizwert (Hu).
- Gesamtwirkungsgrad des BHKW-Moduls: Summe des elektrischen und thermischen Wirkungsgrades. In dem Gesamtwirkungsgrad ist die Leistung für die Hilfsantriebe nicht berücksichtigt.“ (DIN 6280-14, 1997, S. 5)

Zusätzlich können Nutzungsgrade unterschieden werden. Hierbei ist z.B. der elektrische Nutzungsgrad wie folgt definiert: „Verhältnis der erzeugten elektrischen Energie (Wirkleistung x Zeit) zur Wärmeenergie der zugeführten Kraftstoffmenge (Hu), innerhalb einer längeren Zeitdauer (z.B. 1 Jahr), unter Berücksichtigung der Energie für die Hilfsantriebe (z.B. Pumpen, Lüfter) und der Stillstandsverluste.“ (DIN 6280-14, 1997, S. 5)

Während die Wirkungsgrade modulspezifisch sind, hängen die Nutzungsgrade zusätzlich vom konkreten Anwendungsfall ab und ermöglichen es, die Effektivität einer Anlage im tatsächlichen Betrieb zu bestimmen, da hier sowohl Hilfsantriebe eingehen, die je nach Anwendungsfall unterschiedlich viel Energie benötigen, als auch Betriebsunterbrechungen oder Unterschiede in den Wirkungsgraden bei Vollast und Teillast berücksichtigt werden.

In unserer Herstellerbefragung wurden die Wirkungsgrade (elektrisch, thermisch und gesamt) der BHKW-Module erhoben. Die folgende Tabelle zeigt die ermittelten durchschnittlichen Wirkungsgrade der verschiedenen BHKW-Typen.

Tabelle 8: Wirkungsgrade der untersuchten BHKW

BHKW-Typ	Gesamtwirkungsgrad		Elektrischer Wirkungsgrad		Thermischer Wirkungsgrad	
	Durchschnitt	Streuung	Durchschnitt	Streuung	Durchschnitt	Streuung
Gas-BHKW, Magerbetrieb (N=14)	90,6%	80,0-100,3	28,8%	24-31,9	61,7%	55,3-68,3
Gas-BHKW, λ -1-Betrieb (N=21)	89,8%	85-103,7	31,1%	25-33,9	58,6%	54-71,6
Diesel-BHKW (N=13)	87,6%	81,6-95,0	33,8%	28-40	53,3%	44-62

Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Die Werte stimmen gut mit in der Literatur genannten Wirkungsgradbereichen überein (vgl. z.B. Stein 1999, S. 44; Schmitz & Koch 1996, S. 75), die in der folgenden Tabelle dargestellt sind.

Tabelle 9: Typische Wirkungsgrade von BHKW

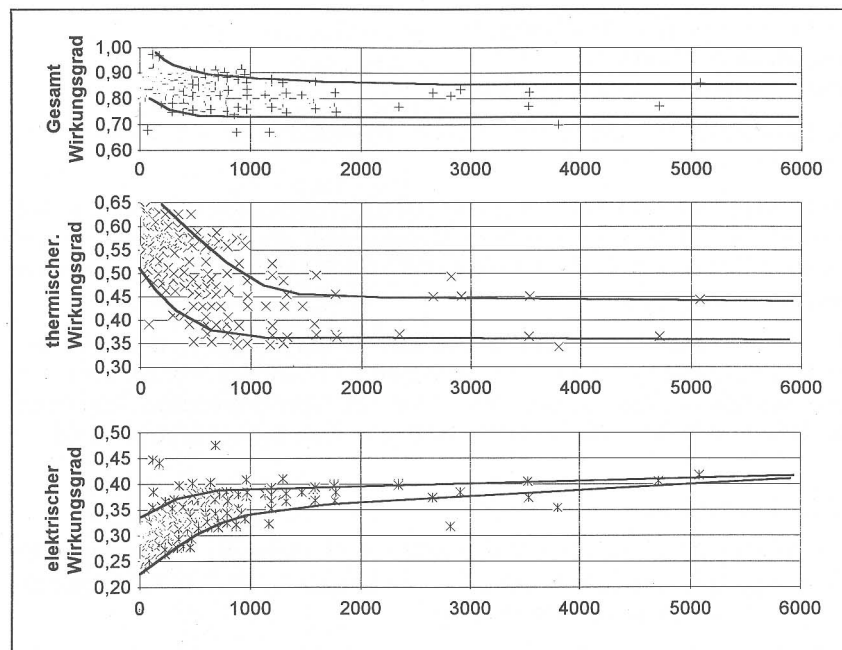
BHKW-Typ	Quelle	Gesamtwirkungsgrad	Elektrischer Wirkungsgrad	Thermischer Wirkungsgrad
Gas-BHKW	Stein 1999	85-95%	28-43%	41-69%
	Schmitz & Koch 1996	85-89%	30-36%	53-55%
Diesel-BHKW	Stein 1999	85-95%	40-46%	33-66%
	Schmitz & Koch 1996	78-82%	34-40%	42-44%

Quelle: eigene Darstellung; Daten aus Stein (1999, S. 44) und Schmitz & Koch (1996; S. 75)

Die erhobenen Werte liegen in den Randbereichen der hier genannten Wirkungsgradspektren, wobei die in der Literatur genannten elektrischen Wirkungsgrade etwas höher und die thermischen etwas niedriger liegen als die in unserer Befragung ermittelten. Dies kann dadurch erklärt werden, dass nach Schmitz & Koch (1996; S. 74) bei Kleinanlagen der elektrische Wirkungsgrad geringer ist als bei großen Anlagen, während der Gesamtwirkungsgrad und der thermische Wirkungsgrad höher sind. Dies zeigt sich auch in der folgenden Abbildung, in der die verschiedenen Wirkungsgrade über die elektrische Leistung aufgetragen sind.

Trotz des großen Streubereiches ist eine Abhängigkeit des thermischen und des elektrischen Wirkungsgrades von der Aggregatleistung zu erkennen. Der Gesamtwirkungsgrad ist hiervon nicht so stark betroffen, da eine Verringerung der elektrischen Leistung meist eine Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades mit sich bringt.

Der große Streubereich bei den thermischen Wirkungsgraden ergibt sich bei gleicher Aggregatgröße aus der Gesamtkonzeption der Energienutzung. Die obere Grenzkurve ergibt sich, wenn die gesamte Motorabwärme optimal genutzt werden kann und eine Abgastemperatur von 120° möglich ist, die untere Grenzkurve entspricht einer Abgastemperatur von 180° (Schmitz & Koch 1996, S. 73).

Abbildung 7: Wirkungsgrade typischer BHKW-Aggregate

Quelle: Schmitz & Koch (1996; S. 74)

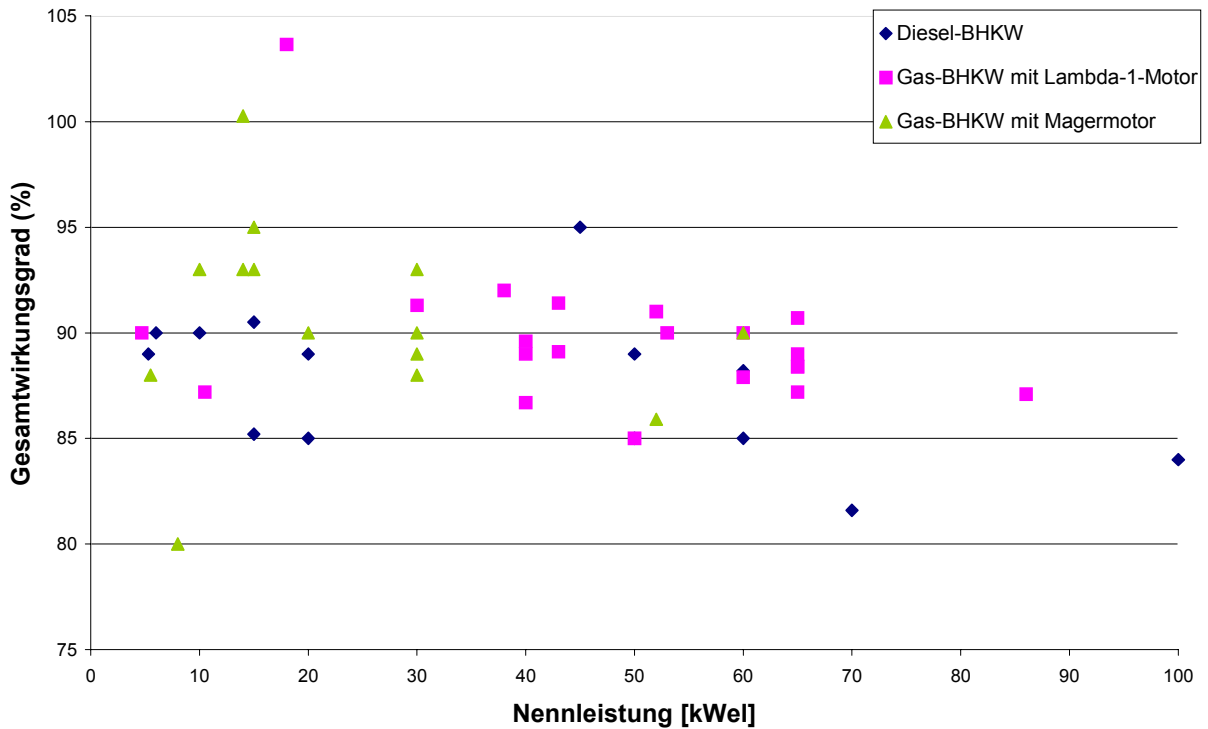
Bei den elektrischen Wirkungsgraden entspricht die obere Grenzkurve den Werten von Diesel-BHKW und die untere Grenzkurve von Gas-BHKW.

Dieselmotoren haben höhere mechanische und damit auch höhere elektrische Wirkungsgrade als Gasmotoren (Stein 1999, S. 43). In unserer Befragung zeigt sich, dass Diesel-BHKW-Module einen um ca. 3% höheren elektrischen Wirkungsgrad aufweisen als Gas-BHKW-Module, während bei Gas-BHKW-Modulen der thermische Wirkungsgrad um ca. 6% höher liegt als bei Diesel. Damit ergibt sich für Gas-BHKW ein höherer Gesamtwirkungsgrad. Ein Vergleich zwischen den Gas-BHKW-Modulen zeigt, dass Gas-BHKW im λ -1-Betrieb einen höheren elektrischen und niedrigen thermischen Wirkungsgrad aufweisen als im Magerbetrieb, wodurch der Gesamtwirkungsgrad nahezu gleich ist. Die Verringerung des elektrischen Wirkungsgrades im Magerbetrieb ergibt sich aus der überstöchiometrischen Verbrennung. Sie kann jedoch teilweise durch Turboladung ausgeglichen werden.

In den folgenden Abbildungen sind die Werte für den Gesamtwirkungsgrad und den elektrischen Wirkungsgrad über der Leistung aufgetragen.

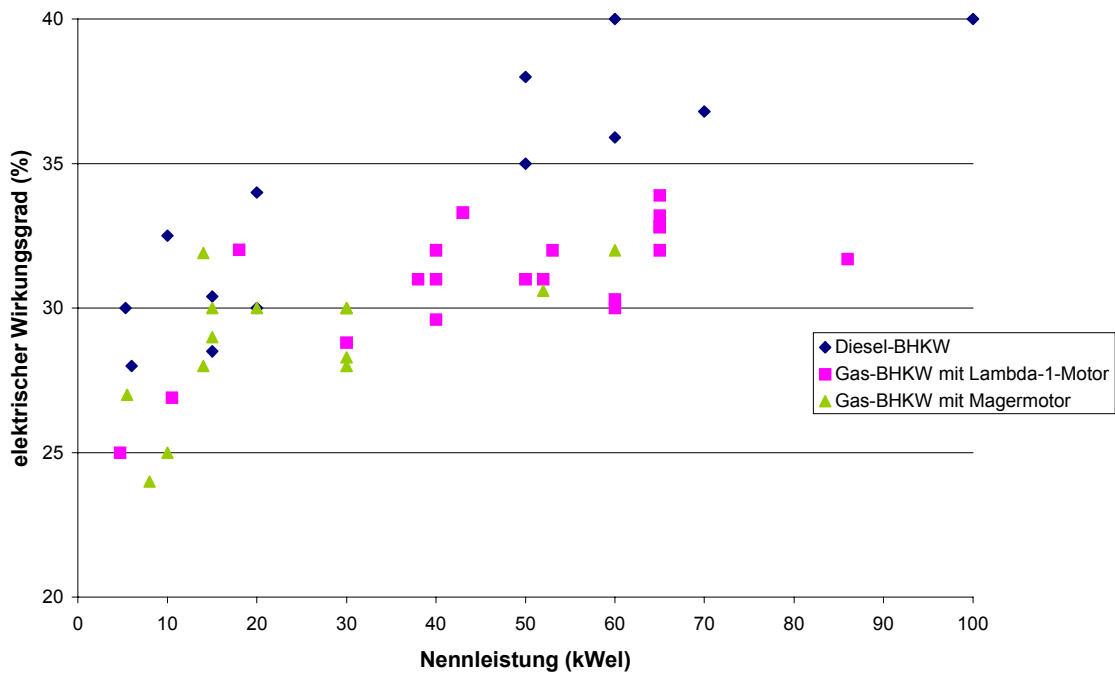
Beim Gesamtwirkungsgrad ist keine Abhängigkeit von der Größe erkennbar. Die zwei BHKW-Module, die einen Wirkungsgrad von 100% und mehr erreichen, sind BHKW mit Brennwertnutzung.

Abbildung 8: Gesamtwirkungsgrade der untersuchten BHKW-Module



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Abbildung 9: Elektrische Wirkungsgrade der untersuchten BHKW-Module

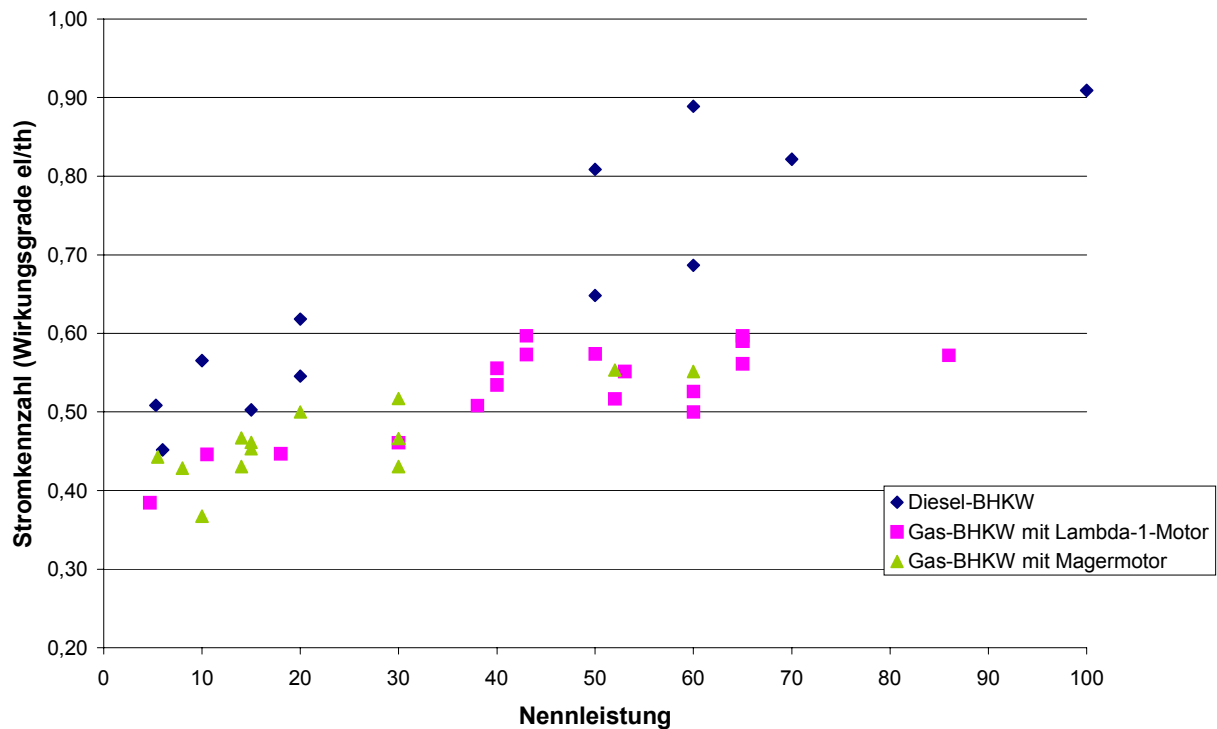


Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Abbildung 9 zeigt – wie auch schon in Abbildung 7 deutlich wurde –, dass der elektrische Wirkungsgrad bei kleineren BHKW-Modulen etwas schlechter ist als bei größeren. Dieser Unterschied wird noch

deutlicher, wenn die Stromkennzahl, ein weiteres Kriterium für die Energieeffizienz von BHKW hinzugezogen wird. Sie drückt das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung aus. Eine hohe Stromkennzahl ist aus energetischen Aspekten positiv zu bewerten, da Strom eine höherwertige Form von Energie darstellt als Wärme. Die folgende Abbildung zeigt die Stromkennzahlen in Abhängigkeit von der Leistung. Hier zeigt sich, dass kleine BHKW-Module im Durchschnitt kleinere Stromkennzahlen aufweisen. Deutlich wird zudem, dass Diesel-BHKW höhere Stromkennzahlen aufweisen als Gas-BHKW.

Abbildung 10: Stromkennzahl der untersuchten BHKW-Module



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

4.2.1.2 Teillastbetrieb

BHKW können im allgemeinen bei Vollast und Teillast betrieben werden, wobei davon ausgegangen wird, dass sie ihre optimalen Wirkungsgrade im Vollastbetrieb erreichen. Nach Stein (1999, S. 43) kann die Leistung von Gas-BHKW-Modulen ohne nennenswerte Wirkungsgradeinbußen bis zu etwa 60% der Nennlast abgesenkt werden, bei weniger als 50% Teillast sinken die Wirkungsgrade jedoch ab. Diesel-BHKW weisen ein besseres Teillastverhalten als Gas-BHKW auf (vgl. Stein 1999, S. 44).

Die Möglichkeit zum Teillastbetrieb ist grundsätzlich wünschenswert, da hierdurch flexiblere Anpassungen an die notwendige Wärmelast vorgenommen werden können, die insbesondere im Sommer längere Laufzeiten ermöglichen. Dies hat sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile.

Von den befragten Herstellern gaben drei an, dass ihre BHKW-Module nur im Vollastbetrieb betrieben werden können. Bei den übrigen ist auch Teillastbetrieb möglich, bei den meisten bis zu 50% der Leistung, bei einigen sind auch geringere Lasten möglich (bis zu 20%). Die Wirkungsgrade der BHKW unterscheiden sich bei den meisten BHKW im Teillast- und Vollastbetrieb. Hierbei konnte jedoch nur

ein Teil der Hersteller konkrete Zahlenwerte für den Teillastbetrieb nennen. Die Zahlenwerte weisen eine große Schwankungsbreite auf (vgl. Tabelle 10). Die Werte der einzelnen Hersteller sind hierbei nicht direkt miteinander vergleichbar, da sie sich auf unterschiedliche Bezugswerte (75%, 60%, 50%, 40% oder 30% Teillast) beziehen.

Bezogen auf den elektrischen Wirkungsgrad zeigen sich ebenfalls erhebliche Schwankungen in den Herstellerangaben (vgl. Tabelle 10). Der elektrische Wirkungsgrad nimmt bei Gas-BHKW-Modulen im Teillastbetrieb durchschnittlich etwas stärker ab als bei Diesel-BHKW.

Tabelle 10: Veränderung der Wirkungsgrade im Teillastbetrieb¹¹

	Gas-BHKW-Module		Diesel-BHKW-Module	
	η_{ges}	η_{el}	η_{ges}	η_{el}
Konstant	7	4	1	
Nimmt zu	5			
Nimmt leicht ab (bis 2 Prozentpunkte)	3	3	2	3
Nimmt stärker ab	5	12 ¹²	2	2
Kein Teillastbetrieb	3		1	

Um dem Problem verringerter Wirkungsgrade bei Teillast entgegenzuwirken wurden leistungsmodulierende BHKW-Module entwickelt, die ihre Leistung ohne Wirkungsgradverlust regulieren können. Diese werden bislang erst von drei Herstellern angeboten.

Wir halten es für sinnvoll, Anforderungen an die Teillastwirkungsgrade zu stellen, um zu verdeutlichen, dass die effiziente Nutzbarkeit bei Teillast einen zentralen Beitrag zur Gesamteffizienz der Anlage leistet.

4.2.1.3 Hilfsstrombedarf der BHKW-Module

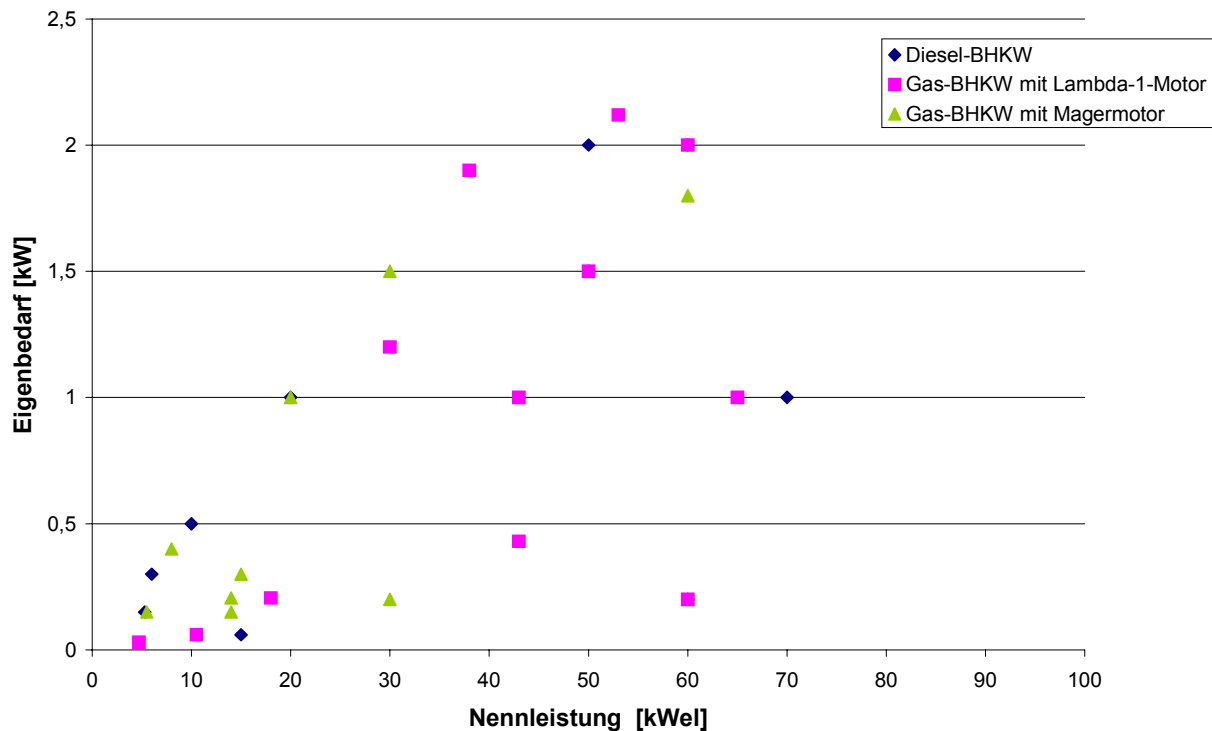
Die Angaben zum Hilfsstrombedarf der BHKW-Module zeigen eine große Spannbreite. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Hersteller zum Teil unterschiedliche Bedarfe miteinbezogen haben. So beziehen einige lediglich die Steuerung, andere Steuerung und Pumpen und wieder andere Steuerung, Lüftung und Pumpen mit ein. Dementsprechend sind die Angaben kaum miteinander vergleichbar.

Die folgende Abbildung zeigt die Herstellerangaben zum Hilfsstrombedarf. Der Hilfsstrombedarf macht hier durchschnittlich etwa 4% der Nennleistung aus.

Aufgrund der Datenbasis und der bislang uneinheitlichen Auffassung, was unter Hilfsstrombedarf zu fassen ist, kann für den Hilfsstrombedarf zum jetzigen Zeitpunkt keine Anforderung für ein Umweltzeichen entwickelt werden. Hier empfehlen wir ein Vorgehen analog zu den Heizungsanlagen: In die erste Fassung der Kriterien sollte lediglich die Anforderung aufgenommen werden, dass die Hersteller den Hilfsstrombedarf für ihre BHKW angeben müssen. Auf Basis dieser Daten könnte bei der ersten Überarbeitung eventuell eine daraus entwickelte Anforderung neu aufgenommen werden.

¹¹ Zusätzlich wurde zu zwei Diesel-BHKW angegeben, dass die Werte in Teillast fast gleich sind, ohne konkrete Werte zu nennen. Für drei Gas-BHKW wurden fast gleiche Gesamtwirkungsgrade und für die elektrischen Wirkungsgrade einmal fast gleich und zweimal etwas geringer angegeben.

¹² Davon nimmt bei vier BHKW-Modulen der Wirkungsgrad zwischen 2 und 3 Prozentpunkten ab.

Abbildung 11: Hilfsstrombedarf der untersuchten BHKW

Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

4.2.2 Emissionen

Bei Betrieb mit Erdgas oder Heizöl EL sind BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung kleiner 1 MW (ca. 350 kW_e) keine genehmigungspflichtigen Anlagen im Sinne des BImSchG. Erst ab einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW sind nach der Verordnung für genehmigungspflichtige Anlagen (4. BImSchV, § 5) die Werte der TA Luft (Zi. 3.3.1.4) einzuhalten. Auch für kleinere Anlagen werden in der Praxis jedoch die Werte der TA Luft als Maßstab herangezogen. Die TA Luft schreibt für Motorenanlagen ab 1 MW Feuerungswärmeleistung die in Tabelle 10 dargestellten Grenzwerte vor.¹³ Hierbei zählen Diesel-BHKW zu den Selbstzündungsmotoren und Gas-BHKW zu den sonstigen Motoren. Gas-BHKW werden in der Regel mit Viertaktmotoren betrieben.

Die TA Luft enthält Dynamisierungsklauseln, um die Emissionen durch dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen weiter zu vermindern. Zur Konkretisierung der Dynamisierungsklauseln hat der Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) 1991 Empfehlungen erarbeitet. Hierbei wird für Diesel-Motoren ein NO_x-Zielwert von 1,0 g/m³ und für Staub von 80 mg/m³ empfohlen. Diese Werte sind jedoch nicht verbindlich. Zusätzlich hat der LAI die Emissionsgrenzwerte um einen Grenzwert für HC von 0,15 g/m³ ergänzt und den Ländern zur Umsetzung empfohlen (Schmitz & Koch 1996, S. 62f.). Die TA Luft wird zur Zeit überarbeitet. Die zukünftigen Emissionsgrenzwerte werden voraussichtlich bei den in der folgenden Tabelle dargestellten Werten liegen und ab 2003 gelten (vgl. BMU 2000).

¹³ Die Grenzwerte beziehen sich auf Abgas im Normzustand (0°C, 1013 mbar) mit einem Volumengehalt an Sauerstoff von 5%.

Tabelle 11: Emissionsgrenzwerte für Verbrennungsmotoranlagen nach geltender TA Luft (inkl. Dynamisierungsklausel) und voraussichtliche Werte der TA Luft-Novelle

Motortyp	TA Luft (1986)				TA Luft Novelle (Stand 08.12.2000)				
	CO [g/m ³]	NO _x [g/m ³]	Staub [g/m ³]	HC [g/m ³]	CO [g/m ³]	NO _x [g/m ³]	Staub [g/m ³]	HC [g/m ³]	FA ¹⁴ [g/m ³]
Selbstzündungsmotoren (< 5 MW) (Dynamisierungsklausel)	0,65	4,0 (1,0)	0,13 (0,08)	(0,15)	0,30	1,0	0,020	0,10	0,060
sonstige Motoren (Viertakt)	0,65	0,50		(0,15)	0,30	0,25		0,10	0,060
sonstige Motoren (Zweitakt)	0,65	0,80		(0,15)	0,30	0,80		0,10	0,060

Quelle: eig. Darstellung nach TA Luft (27. Februar 1986), Zi. 3.3.1.4, Schmitz&Koch 1996, S. 62f. sowie BMU 2000, Zi. 5.4.1.4

Da zum Zeitpunkt der Erhebung die Anforderungen der TA Luft-Novelle noch nicht bekannt waren, nehmen die folgenden Ausführungen auf die derzeit gültige TA Luft Bezug. Zur Emissionsminderung werden bei BHKW üblicherweise die folgenden Maßnahmen eingesetzt:

- Primärmaßnahmen: Magermotor (s. 3.2.2);
- Sekundärmaßnahmen:
 - Oxidationskatalysator bei BHKW im Magerbetrieb;
 - Drei-Wege-Katalysator bei BHKW im λ -1-Betrieb;
 - Rußfilter oder Oxidationskatalysator bei Diesel-BHKW.

Bei den befragten Herstellern kommen folgende Emissionsminderungsmaßnahmen zum Einsatz:

Tabelle 12: Eingesetzte Emissionsminderungsmaßnahmen der ermittelten BHKW-Module

Motortyp	Emissionsminderung	Anzahl BHKW in der Erhebung
Gasmotor (N=35)	Magermotor	14
	davon mit Oxidationskatalysator	6 (+ 3 optional)
	λ -1-Motor mit Drei-Wege-Katalysator	21
Dieselmotor (N=14)	Dieselmotor mit Rußfilter	4 (+ 2 optional)
	Dieselmotor mit Oxidationskatalysator	1 (+ 2 optional)

Während Magermotoren und Diesel-BHKW nur zum Teil mit sekundären Abgasminderungsmaßnahmen ergänzt werden, kommen bei allen BHKW mit λ -1-Motoren, zu denen Daten erhoben wurden, Drei-Wege-Katalysatoren zum Einsatz. Bei den Magermotoren sind es vor allem diejenigen mit kleiner Leistung, die standardmäßig mit zusätzlichen Katalysatoren ausgerüstet sind.

Die Reinigungsleistung der Katalysatoren nimmt mit der Zeit ab (Stein 1999, S. 39). Deshalb geben die Hersteller immer diejenigen Werte an, die sie garantiert einhalten können. Wenn der Katalysator frisch ist, liegen die Emissionswerte erheblich unter diesen Nennwerten.

¹⁴ Formaldehyd

Die Standzeiten der Katalysatoren werden für Drei-Wege-Katalysatoren mit durchschnittlich etwa 20.000 Betriebsstunden und für Oxidationskatalysatoren mit durchschnittlich etwa 24.000 Betriebsstunden angegeben. Bei einigen Katalysatoren genügt eine Reinigung, andere müssen komplett ausgetauscht werden.

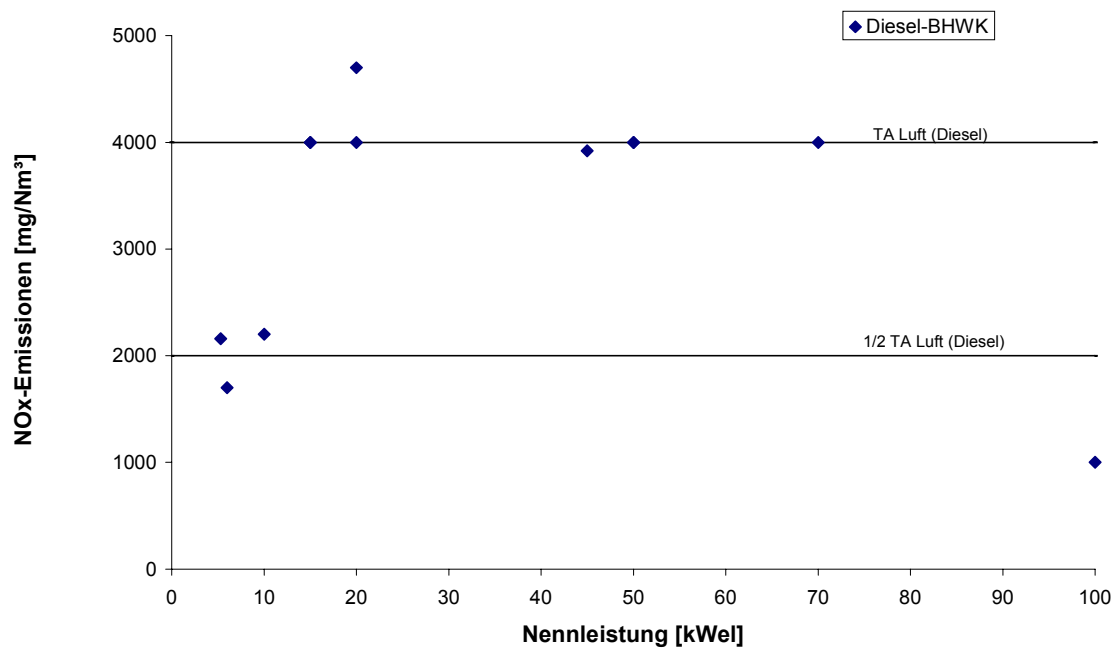
In der Herstellerbefragung wurden Emissionswerte von NO_x , CO, SO_2 , CH_4 , VOC und Staub erfragt. Von den meisten Hersteller liegen nur zu NO_x und CO Angaben vor, die übrigen Stoffe wurden nur von einzelnen Herstellern gemessen.

4.2.2.1 Stickoxide

Stickoxide (NO_x) sind säurebildende Luftschadstoffe und tragen zur Versauerung von Boden und Wasser bei. Weiterhin leisten sie einen Beitrag zur Eutrophierung von Böden und Gewässern. Zudem sind NO_x Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon und tragen somit sowohl zum fotochemischen Smog als auch zum anthropogenen Treibhauseffekt bei.

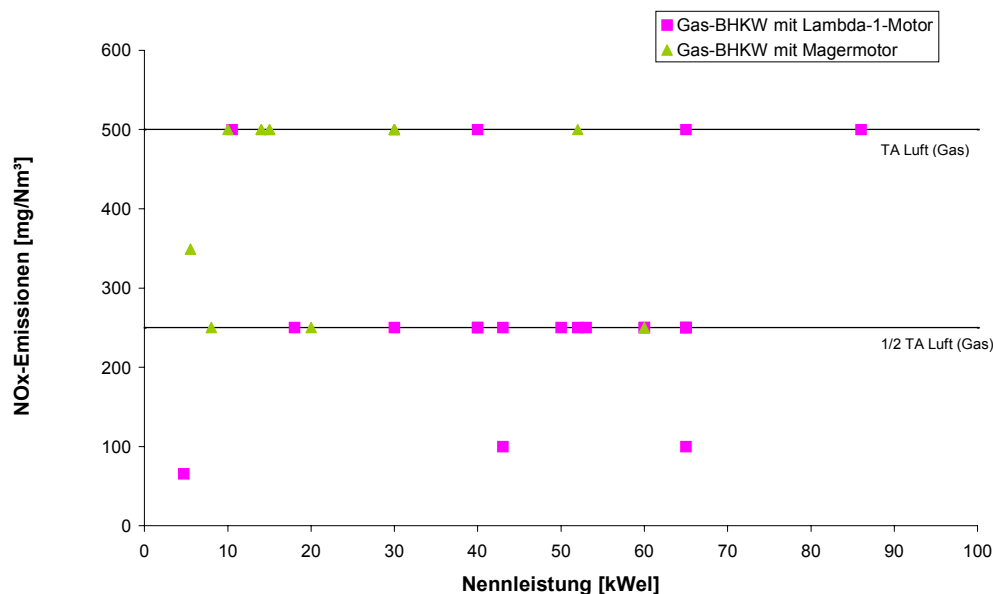
Da für NO_x unterschiedliche TA-Luft-Grenzwerte für Diesel- und Gasmotoren definiert sind, werden die Ergebnisse der Befragung in zwei Abbildungen dargestellt.

Abbildung 12: NO_x -Emissionen der untersuchten Diesel-BHKW-Module



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Abbildung 13: NO_x-Emissionen der untersuchten Gas-BHKW-Module



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

In Tabelle 13 werden die Emissionen der untersuchten BHKW in Relation zu den Emissionsgrenzwerten der TA Luft dargestellt.

Tabelle 13: NO_x-Emissionen der untersuchten BHKW-Module im Verhältnis zur TA Luft

NO _x -Emissionen	Anzahl Gas-BHKW mit Magermotor	Anzahl Gas-BHKW mit λ-1-Motoren	Anzahl Diesel-BHKW
> TA Luft	---	---	3
< TA Luft > ½ TA Luft	11	4	9
< ½ TA Luft > ¼ TA Luft	3	13	1
< ¼ TA Luft	---	3	1
gesamt	14	20	14

Während alle Gas-BHKW-Module mindestens die TA-Luft und 19 (56%) ½ TA Luft einhalten, liegen bei den Diesel-BHKW-Modulen drei oberhalb des Grenzwertes und nur zwei erreichen Werte unterhalb von ½ TA Luft.

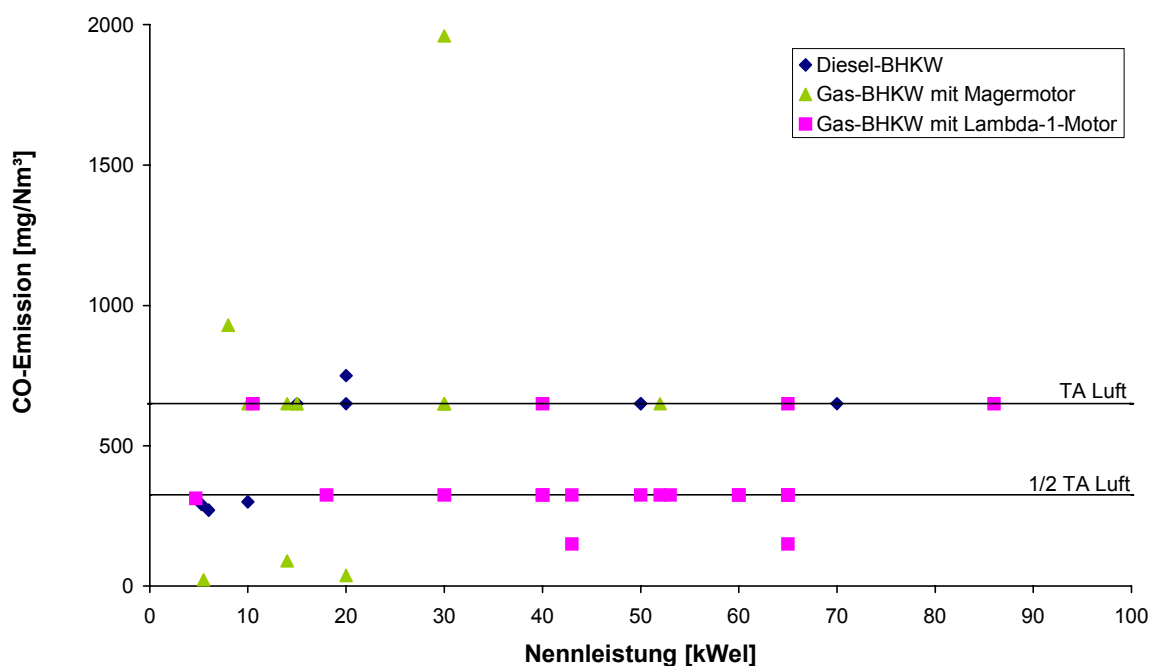
Manche Hersteller bieten zusätzliche, optionale Lösungen an, durch die Verbesserungen im Emissionsverhalten erreicht werden können. Für fünf Gas-Module und ein Diesel-Modul, die die Grenzwerte für die TA Luft einhalten, wurde angegeben, dass sie durch zusätzliche Maßnahmen Werte kleiner ½ TA Luft einhalten können. Ebenso lassen sich mit zwei Gas-Modulen, die ½ TA Luft einhalten, optional Werte kleiner ¼ TA Luft erreichen.

4.2.2.2 Kohlenmonoxid

Kohlenmonoxid (CO) hat in der Atmosphäre eine Verweilzeit von mehreren Monaten, wodurch sich bodennah emittiertes CO in der gesamten unteren Atmosphäre ausbreiten kann. Kohlenmonoxid trägt über fotochemische Reaktionen zur Erhöhung der troposphärischen Ozon- und CO₂-Konzentration bei. Während der Beitrag zu den atmosphärischen CO₂-Konzentrationen in Relation zu den direkt emittierten CO₂-Mengen von untergeordneter Bedeutung ist, hat CO einen wesentlichen Anteil an der troposphärischen Ozonbildung. Ozon trägt sowohl zum anthropogenen Treibhauseffekt als auch zum fotochemischen Smog bei. (Vgl. UBA/Schäl 1995.)

Die folgende Abbildung zeigt die Emissionswerte für CO in Relation zum Emissionsgrenzwert der TA Luft. Da für Gas- und Diesel-BHKW-Module der gleiche Grenzwert gilt, werden sie gemeinsam in einer Abbildung dargestellt.

Abbildung 14: CO-Emissionen der untersuchten BHKW-Module



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Im Verhältnis zu den Emissionsgrenzwerten der TA Luft zeigt sich folgendes Bild:

Tabelle 14: CO-Emissionen der untersuchten BHKW-Module im Verhältnis zur TA Luft

CO-Emissionen	Anzahl Gas-BHKW mit Magermotor	Anzahl Gas-BHKW mit λ-1-Motoren	Anzahl Diesel-BHKW
> TA Luft	2	---	4
< TA Luft > 1/2 TA Luft	8	4	5
< 1/2 TA Luft > 1/4 TA Luft	1	14	3
< 1/4 TA Luft	3	2	---
gesamt	14	20	12

Bei den Gas-BHKW liegen mit zwei Ausnahmen alle BHKW unter den Grenzwerten der TA Luft, 20 (59%) halten sogar die halbe TA Luft ein. Bei den Diesel-BHKW ist die Datengrundlage kleiner, es wird aber deutlich, dass nur wenige Diesel-BHKW die halbe TA Luft einhalten.

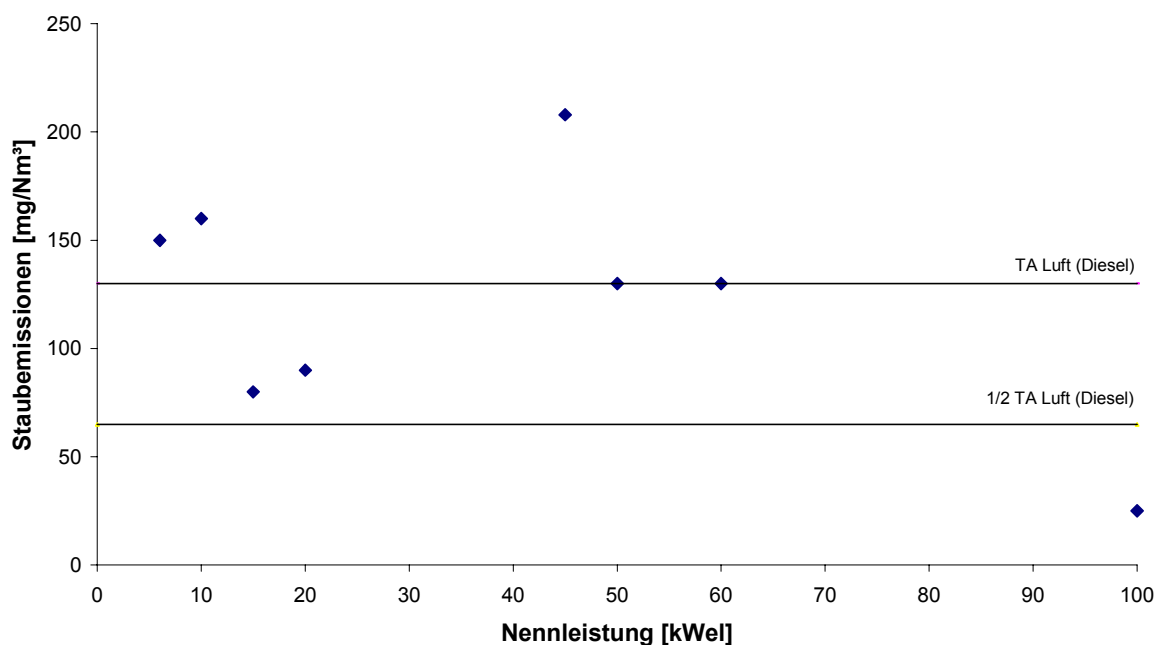
Auch hier erreichen manche Hersteller durch zusätzliche, optionale Lösungen geringere Emissionen. Für drei Gas-Module und ein Diesel-Modul, die die Grenzwerte für die TA Luft einhalten, wurde angegeben, dass sie durch zusätzliche Maßnahmen Werte kleiner $\frac{1}{2}$ TA Luft einhalten können. Ebenso lassen sich mit drei Gas-Modulen, die $\frac{1}{2}$ TA Luft einhalten, optional Werte kleiner $\frac{1}{4}$ TA Luft erreichen.

4.2.2.3 Sonstige Emissionen

Staub- oder Rußemissionen sind nur bei Diesel-BHKW relevant. Staub ist problematisch, da er einige Mineralölbestandteile (z.B. Nickel, Vanadium) enthält, die im Verdacht stehen, krebserregend zu sein.

Die Höhe der Staubemissionen wurde nur von wenigen Diesel-BHKW-Herstellern angegeben. Hier ergibt sich folgendes Bild:

Abbildung 15: Staubemissionen der erhobenen Diesel-BHKW



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Hierbei gelingt es nur einem Teil der BHKW den TA-Luft-Emissionsgrenzwert für Staub (130 mg/Nm^3) einzuhalten.

Zu **VOC-Emissionen** konnten nur einige Hersteller Angaben machen. Hierbei erreichen neun BHKW-Module Werte von 150 und sieben Werte von 75 mg/m^3 . Die Werte liegen damit im Bereich des vom Länderausschuss für Immissionsschutz empfohlenen Wertes (150 mg/m^3) oder der Hälfte dieses Wertes. Die Daten stammen überwiegend von Gas-BHKW-Modulen. Nur ein Diesel-BHKW-Hersteller gab an, dass sein Diesel-BHKW-Modul 150 mg/m^3 einhält.

Zu Methan und SO₂ konnte kein Hersteller Angaben machen, da sie diese Schadstoffe nicht messen lassen. Die Messungen von Methan und SO₂ sind sehr aufwändig und teuer. Nach Angaben der Hersteller stellen beide Schadstoffe bei BHKW jedoch keine Probleme dar.

Diese Herstellerangabe ist für Methan zu relativieren. Zwar wird das **Methan** der Brennstoffe in den Motoren verbrannt. Hierbei kann nach Herdin et al. (1999, S. 118) jedoch davon ausgegangen werden, dass aufgrund von unvollständiger Verbrennung der Schlupf etwa 2-5% der eingesetzten Energie beträgt.

Bei **Schwefeldioxid** handelt es sich um einen brennstoffspezifischen Schadstoff. Heizöl hat einen höheren spezifischen SO₂-Emissionsfaktor als Erdgas. In der Literatur finden sich Werte für typische SO₂-Emissionen pro Megawattstunde Brennstoffeinsatz (MWh_{Br}).

Schmitz und Koch (1996, S. 255) nennen für Motorenanlagen (im Leistungsbereich von 1 bis 5 MW) SO₂-Emissionsfaktoren von:

Ölbefeuerte Motorenanlagen: 270 g/MWh_{Br}

Erdgasbefeuerte Motorenanlagen: 1 g/MWh_{Br}

SO₂ ist somit ein Problem der Brennstoffe und nicht der Motoren. Deshalb wird es in der TA Luft für Motoren auch brennstoffbezogen geregelt: Die TA Luft schreibt in Bezug auf SO₂ vor, dass flüssige Brennstoffe nur einen Schwefelgehalt entsprechend DIN 51 603 Teil 1 haben dürfen. Zukünftig wird der Schwefelgehalt von flüssigen Brennstoffen in der überarbeiteten 3. BImSchV geregelt werden.

4.2.3 Schallemissionen

Für BHKW gelten die Anforderungen der TA Lärm. Die TA Lärm unterscheidet je nach Einstufung des Gebietes verschiedene Immissionsrichtwerte¹⁵

Tabelle 15: Immissionsrichtwerte der TA Lärm

Gebiete, in denen nur gewerbliche oder industrielle Anlagen und Wohnungen für Inhaber- oder Leiter der Betriebe sowie für Aufsichts- und Bereitschaftspersonen untergebracht sind	70 dB(A)
Gebiete, in denen vorwiegend gewerbliche Anlagen untergebracht sind	tagsüber 65 dB(A) nachts 50 dB(A)
Gebiete mit gewerblichen Anlagen und Wohnungen in denen weder vorwiegend gewerbliche Anlagen noch vorwiegend Wohnungen untergebracht sind	tagsüber 60 dB(A) nachts 45 dB(A)
Gebiete, in denen vorwiegend Wohnungen untergebracht sind	tagsüber 55 dB(A) nachts 40 dB(A)
Gebiete, in denen ausschließlich Wohnungen untergebracht sind	tagsüber 50 dB(A) nachts 35 dB(A)
Kurgebiete, Krankenhäuser und Pflegeanstalten	tagsüber 45 dB(A) nachts 35 dB(A)

Quelle: Blöcker et al. 1990, S. 12

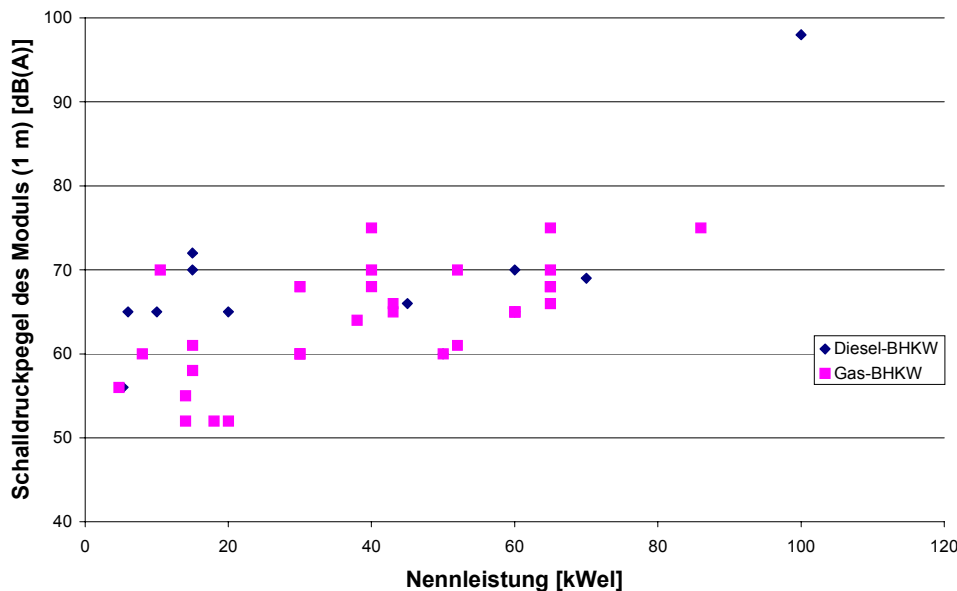
Da BHKW im allgemeinen auch nachts betrieben werden, sind als Maßstab die Werte für nachts heranzuziehen. Allerdings können die *Emissionswerte* nicht direkt in Beziehung zu den *Immissionswerten* der TA Lärm gesetzt werden.

Der Schalleistungspegel eines BHKW wird überwiegend durch die Geräuschemission des Verbrennungsmotors bestimmt. Die Hauptgeräuschquelle ist zumeist die durch Verbrennungsgeräusche verursachte Schallabstrahlung des Motorblocks. Zusätzliche Geräuschkomponenten sind die Geräusche der Lüftung sowie die Geräuschabstrahlung der Abgasleitung vor dem Wärmetauscher. (Blöcker et al. 1990, S. 32f). Bei der Geräuschübertragung auf benachbarte Gebäude überwiegt die Luftschallübertragung, zur Geräuschübertragung innerhalb des Gebäudes tragen sowohl Körper- als auch Luftschallübertragung bei (Blöcker et al. 1990, S. 28f.).

BHKW-Hersteller geben die Schallemissionen ihrer BHKW-Module üblicherweise als Schalldruckpegel in 1 m Entfernung vom Modul an. Einige Hersteller geben zusätzlich den Abgasschalldruckpegel (1 m hinter dem Abgasschalldämpfer) an. Übliche Messverfahren hierfür sind in der DIN 45 635 (Teil 1 und 11) beschrieben. Die Messung des Schalldruckpegels in 1 m Entfernung ist ein Verfahren, das aus dem Arbeitsschutz, genauer dem Maschinenschutzgesetz, abgeleitet ist. Für BHKW müssten eigentlich Schalleistungspegel ermittelt werden. In der Herstellerbefragung haben wir jedoch die Werte erhoben, die die Hersteller uns nennen konnten. Folglich werden im folgenden Schalldruckpegel dargestellt.

Für die Schallemissionen der BHKW Module in 1 m Entfernung ergibt sich folgendes Bild:

Abbildung 16: Schalldruckpegel (1 m Entfernung) der BHKW-Module



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

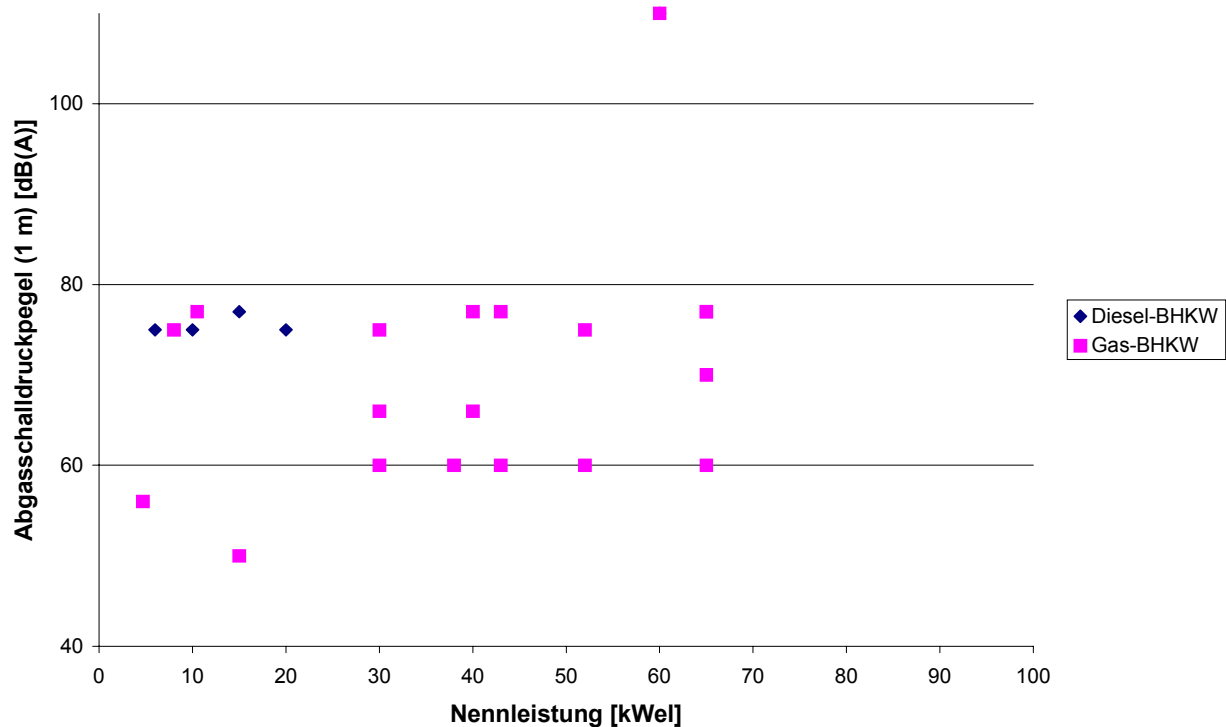
Die Schallemissionen des Moduls nehmen mit der Modulleistung zu. Blöcker et al. (1990, S. 32) stellen eine logarithmische Abhängigkeit zwischen elektrischer Leistung und Schalldruckpegel fest. Die dort

¹⁵ Zur Ermittlung der Werte sollte das Mikrophon etwa 0,5 m außerhalb – etwa vor der Mitte des geöffneten Fensters – aufgestellt werden (Blöcker et al. 1990, S. 12).

beschriebene Formel kann jedoch hier nicht angewendet werden, da sich damit für alle BHKW höhere Werte als in der Befragung ergeben.¹⁶ Die Schallemissionen des Moduls zeigen auch bei gleicher elektrischer Leistung eine erhebliche Spannweite.

Weiterhin zeigt die Abbildung, dass Diesel-BHKW-Module im Durchschnitt lauter als Gas-BHKW-Module sind. Nach Stein (1999, S. 48) ist der Schalldruck bei Dieselmotoren etwa doppelt so hoch wie bei Gasotomotoren.

Abbildung 17: Abgasschalldruckpegel der BHKW



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Bei den Schallemissionen des Abgases ist keine Abhängigkeit von der Größe festzustellen. Auch hier zeigt sich eine erhebliche Streuung in den Werten.

Problematisch bei den Geräuschen von BHKW ist, dass sie aufgrund der Verbrennungsvorgänge sowohl auf der Abgas- als auch auf der Ansaugseite tieffrequente, einzeltonhaltige Geräuschanteile im Frequenzbereich unter 100 Hz aufweisen (Blöcker et al. 1990, S. 17). Diese sind aufgrund von Resonanzeinflüssen besonders störend, werden aber durch die A-Bewertung nicht gehörriichtig erfasst (Blöcker et al. 1990, S. 17). Dieses Problem tritt besonders bei kleinen BHKW auf, da sie aufgrund der niedrigen Zündfrequenz tieffrequente Geräusche hervorrufen. Zur gehörriichtigen Erfassung der Schallemissionen wären hier eigentlich Oktavanalysen erforderlich, diese werden aber von den Herstellern nicht vorgenommen.

¹⁶ Die Formel von Blöcher et al. (1990) wurde auf der Basis einer Erhebung von 15 BHKW mit Leistungen von 75 bis 3.250 kW_{el} aus dem Jahr 1987 entwickelt. Die Schallemissionen von BHKW wurden seit dieser Untersuchung verringert.

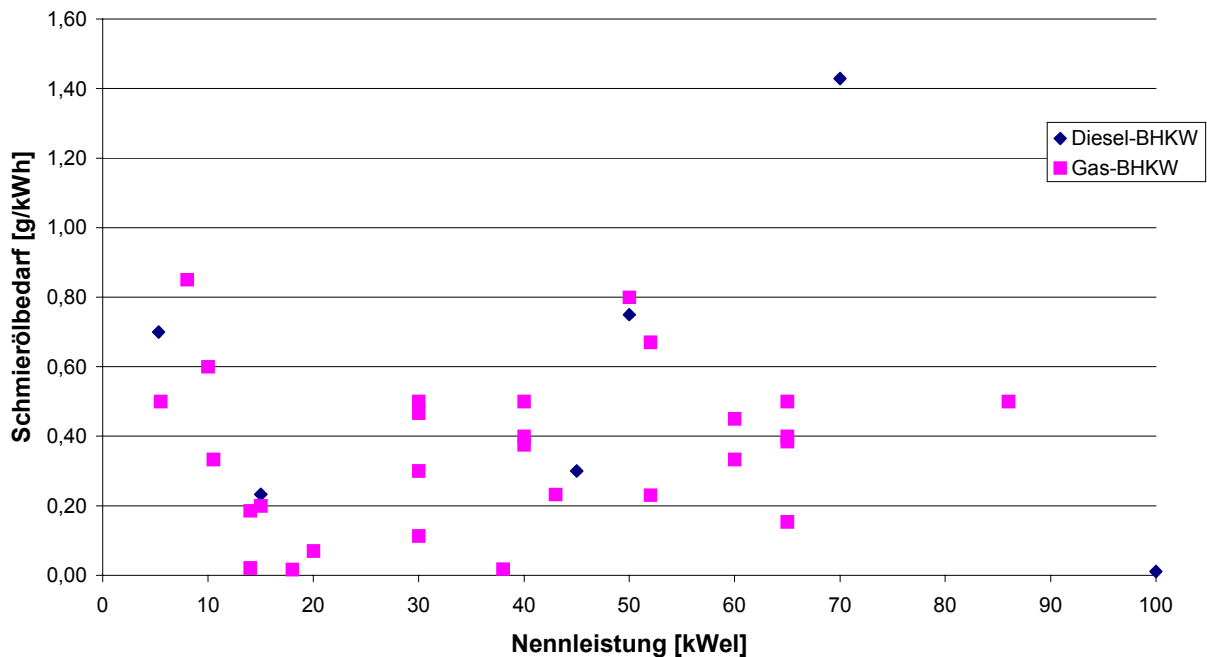
Zur Standardausrüstung von BHKW-Modulen gehören meist eine entkoppelte und gefederte Aufhängung, Kapselung des Moduls, Abgasschalldämpfer sowie Abluft- und Zuluftschalldämpfer. Zur Einhaltung der von der TA Lärm geforderten Immissionswerte für Wohngebiete ist häufig der Einsatz von zwei oder drei Abgasschalldämpfern erforderlich (insbesondere auch, um die tieffrequenten Geräusche zu dämmen). Hier werden von den meisten Herstellern für den jeweiligen Anwendungsfall individuelle Lösungen angeboten.

4.2.4 Verbrauchsmaterialien

Als Verbrauchsmaterial im BHKW ist – neben dem Brennstoff – lediglich das Schmieröl zu nennen. Hierbei kommen sowohl mineralische als auch synthetische oder teilsynthetische Schmieröle zum Einsatz. Synthetische Schmieröle sind qualitativ hochwertiger und langlebiger. Sie erreichen eine bessere Reibungsreduktion, da es sich um Leichtlauföle handelt, die schneller an die Verschleißstellen im Motor gelangen, und induzieren damit einen verringerten Brennstoffbedarf. Dies kann auch zu einer Verlängerung der Motorlebensdauer führen. Zudem erfordern sie seltener einen Ölwechsel und ermöglichen höhere Wartungsintervalle. Sie sind jedoch erheblich teurer als mineralische Schmieröle.

Die folgende Abbildung zeigt den Schmierölverbrauch, der in der Herstellerbefragung erhobenen BHKW-Module:

Abbildung 18: Schmierölbedarf der untersuchten BHKW-Module

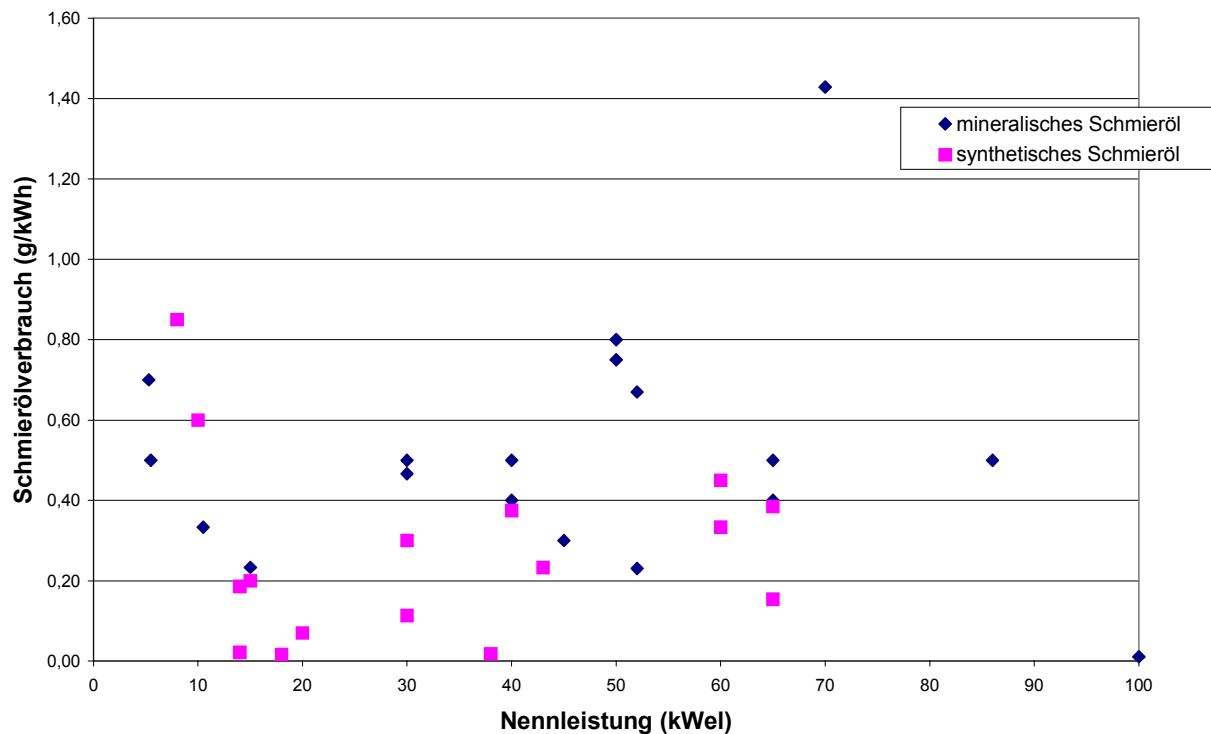


Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Der durchschnittliche Schmierölverbrauch liegt nach der Herstellerbefragung bei 0,4 g/kWh, wobei sich insgesamt eine relativ hohe Streuung zeigt.

In der folgenden Abbildung wird der Schmierölverbrauch getrennt nach synthetischem und mineralischem Schmieröl aufgezeigt.

Abbildung 19: Schmierölverbrauch der BHKW-Module getrennt nach synthetischem und mineralischem Schmieröl



Deutlich wird, dass der Verbrauch von mineralischem Schmieröl höher ist als von synthetischem Schmieröl. Für mineralisches Schmieröl ergibt sich ein durchschnittlicher Verbrauch von 0,5 g/kWh und für synthetisches von 0,3 g/kWh. Hierbei haben ausschließlich Hersteller von Gas-BHKW-Modulen angegeben, synthetisches Schmieröl zu verwenden.

Der Einsatz von synthetischen Schmierölen hat verschiedene voneinander abhängige Wirkungen auf z.B. Wartungszyklen (Häufigkeit von Ölwechseln), Brennstoffbedarf und Lebensdauer, die eine detailliertere Betrachtung der Wechselwirkungen erfordern würden, bevor in Bezug auf Schmieröle eine Anforderung formuliert werden könnte. Hierbei wäre auch ein Vergleich der Umweltauswirkungen von mineralischen und synthetischen Schmierölen in der Herstellung und Entsorgung erforderlich.

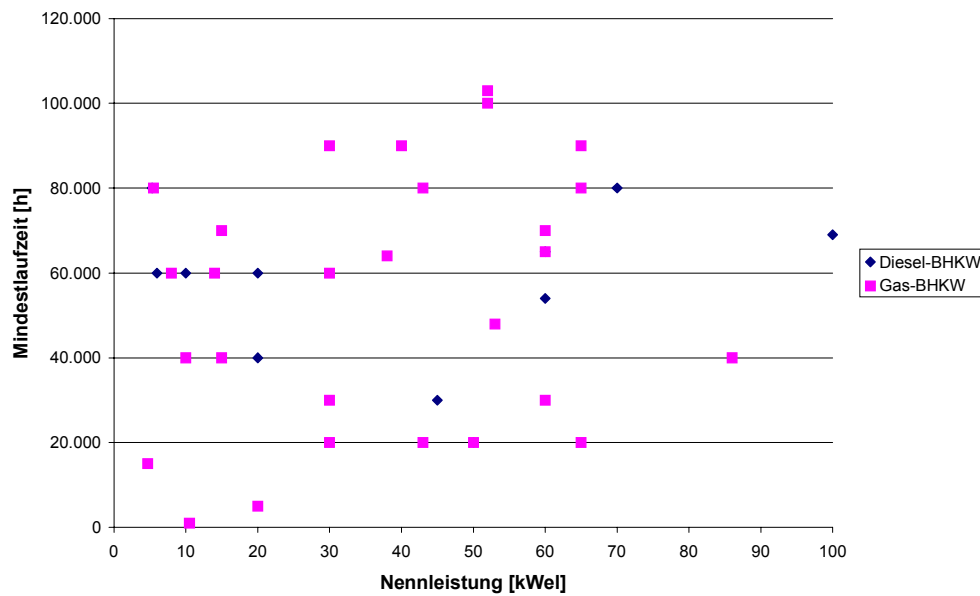
4.2.5 Lebensdauer und Wartung

Die Lebensdauer von Blockheizkraftwerken beträgt nach Stein (1999, S. 67) ca. 120.000 Betriebsstunden, was etwa 20 Jahren entspricht. Hierin sind ein bis zwei Generalüberholungen enthalten.

Das begrenzende Aggregat ist dabei der Motor. Im Vergleich zu KFZ-Motoren haben BHKW-Motoren eine erheblich längere Lebensdauer. Dies ist auf die niedrige Drehzahl, konstante Last, Begrenzung der Starthäufigkeit und gleichmäßige Kühlung zurückzuführen (Stein 1999, S. 67).

Zur Ermittlung der Lebensdauer wurden die Hersteller nach der bisher real erreichten längsten Laufzeit ihrer BHKW befragt. Da einige der erfassten BHKW noch nicht lange auf dem Markt sind, ist diese Zahl nur teilweise aussagekräftig. Durchschnittlich ergibt sich für die längste Laufzeit der erfassten Module 54.000 Betriebsstunden, nur zwei Hersteller erreichten bisher über 100.000 Betriebsstunden. Alle genannten Module sind weiterhin im Betrieb.

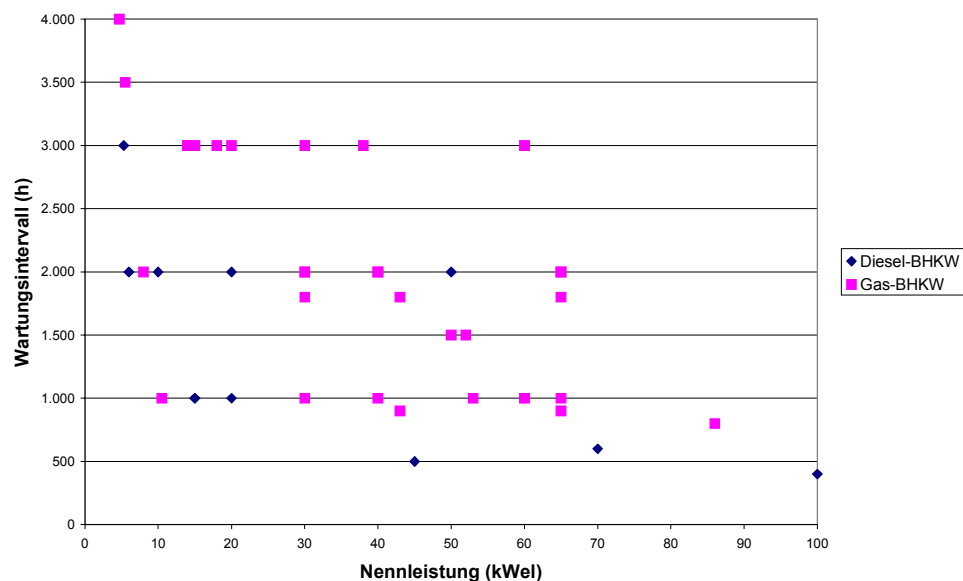
Abbildung 20: Bisher maximal erreichte Laufzeit der BHKW-Module



Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

Die Erreichung einer langen Lebensdauer setzt eine regelmäßige Wartung voraus. Zur regelmäßigen Wartung gehören z.B. der Austausch von Zündkerzen, Ölwechsel, Überprüfung der Ventile etc. sowie je nach Katalysator verschiedene Maßnahmen zur Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Katalysators (Austauschen oder Reinigen des Katalysators). Die von den Herstellern empfohlenen Wartungsintervalle zeigen eine breite Streuung. Sie reichen von 500 bis 4.000 Betriebsstunden. Zudem wird nach durchschnittlich etwa 40.000 Betriebsstunden eine Generalüberholung empfohlen.

Abbildung 21: Für die BHKW-Module empfohlenes Wartungsintervall

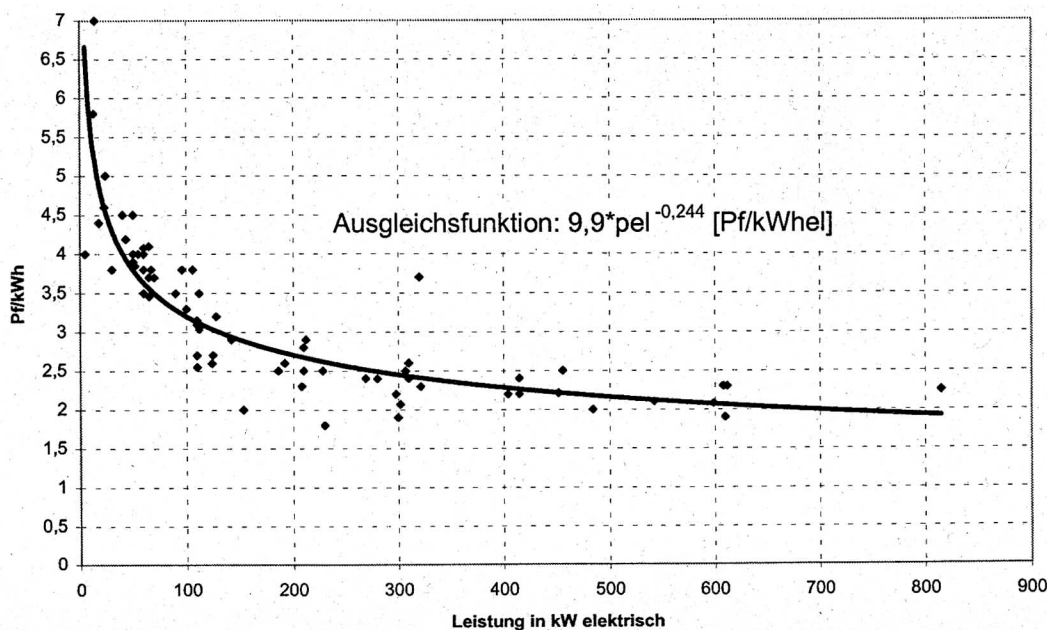


Quelle: eigene Darstellung; Datenbasis Herstellerbefragung

25 der befragten BHKW-Hersteller bieten selbst Voll- und Teilwartungsverträge an. Die übrigen zwei arbeiten mit Partnerunternehmen zusammen, die die Wartung übernehmen.

Die Arbeitsgruppe Motoren des VDMA hat eine Spezifikation und ein Vertragsmuster für Wartungs- und Instandhaltungsverträge für Blockheizkraftwerke entwickelt (VDMA 1998). Dieser Instandhaltungsvertrag oder Vollwartungsvertrag beinhaltet alle Wartungs-, Reparaturarbeiten, Ersatzteile und Betriebsstoffe, die für die BHKW-Anlage benötigt werden. Die Vertragsdauer beträgt üblicherweise 10 Jahre und enthält damit im allgemeinen auch eine Generalüberholung. Der Vertrag entspricht weitestgehend einer bezahlten Garantieleistung (Energierferat 1999, S. 7). Preise für Instandhaltungsverträge wurden vom Energierferat der Stadt Frankfurt am Main (1999) für BHKW verschiedener Größen erhoben. Hier zeigt sich, dass die Wartung kleiner BHKW in Relation zu großen BHKW teurer ist:

Abbildung 22: Preiskonditionen Instandhaltungsvertrag für Frankfurt am Main



Quelle: Energierferat 1999, S. 7

4.2.6 Recyclinggerechte Konstruktion, Gefahrstoffe und Entsorgung

Blockheizkraftwerke bestehen zum überwiegenden Teil aus metallischen Werkstoffen. Weitere Werkstoffe (z.B. Kunststoffe) befinden sich in den elektronischen Bauteilen, den Katalysatoren sowie den Dämmmaterialien.

In der Erhebung wurden die Hersteller gefragt, ob sie ihre BHKW recyclinggerecht konstruieren, worauf sie dabei achten und ob sie Richtlinien zur recyclinggerechten Konstruktion berücksichtigen. Die Befragung ergab, dass die eingesetzten Kunststoffe zum großen Teil reine Kunststoffe sind, die entsprechend gekennzeichnet werden. Eine recyclinggerechte Konstruktion ist bereits in der Nutzungsphase von Vorteil, da sie auch die Reparierbarkeit oder den Austausch von Bauteilen erleichtert. Da die meisten Hersteller selbst Wartungsverträge anbieten, haben sie ein starkes Interesse an einer reparaturfreundlichen Konstruktion. Deshalb wird von den meisten Herstellern auf demontagegerechte Verbindungstechniken geachtet. Richtlinien für recyclinggerechte Konstruktion wie z.B. die VDI 2243 werden aber kaum explizit in die Konstruktion einbezogen. Den meisten der befragten Herstellern war

diese Richtlinie unbekannt. Die Richtlinie ist nicht auf bestimmte Produktgruppen spezifiziert und kann in ihrer allgemeinen Form eher als Orientierung denn als überprüfbare Vorschrift angesehen werden.

Nur wenige Hersteller haben bereits Erfahrungen mit der Entsorgung von BHKW gemacht. Die meisten Hersteller gaben an, dass alle ihre BHKW noch in Betrieb sind. Die Entsorgung von BHKW erfolgt im allgemeinen über die Hersteller. Diese nehmen die Module zurück und zerlegen sie. Altöl wird entfernt und getrennt entsorgt. Metallteile können verschrottet werden. Elektronikbauteile, Kabel und Isoliermaterial können zum großen Teil entfernt und getrennt entsorgt werden. Verschiedene Bauteile eignen sich für eine Aufarbeitung und Wiederverwendung (z.B. Metallrahmen, Wärmetauscher, Generator, Kupplung, Flansche).

Schadstoffe können in BHKW z.B. in Form von Flammschutzmitteln in Kunststoffteilen und Elektronikbauteilen vorkommen. Die Formulierung von Einsatzbeschränkungen oder Verboten in den Umweltzeichenanforderungen erscheint uns nicht verhältnismäßig, da es sich bei BHKW um langlebige Produkte handelt und sich diese Einsatzstoffe insbesondere in der Entsorgung als problematisch erweisen. Da die Hersteller überwiegend selbst die Entsorgung vornehmen, haben sie die ordnungsgemäße Entsorgung sicherzustellen.

4.2.7 Gebrauchstauglichkeit und Produktqualität

Aspekte der Gebrauchstauglichkeit und Produktqualität (Lebensdauer und Wartungsaufwand) wurden zum Teil bereits unter 4.2.5 behandelt.

Bezüglich der Gebrauchstauglichkeit ist es wichtig, dass die BHKW Vorlauf- und Rücklauftemperaturen liefern, die denen von Heizungen vergleichbar sind. Fast alle der befragten Hersteller geben an, dass ihre BHKW-Module für maximale Vorlauf- und Rücklauftemperaturen von 90° bzw. 70° ausgelegt sind. Die Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf beträgt bei fast allen BHKW-Modulen 20 K. Damit entsprechen sie den üblichen Standards von Heizungen.

4.2.8 Geltende nationale und internationale Gesetze und Vereinbarungen

Im folgenden wird zunächst auf Gesetze und Vereinbarungen eingegangen, es werden Förderbedingungen für BHKW und abschließend die Genehmigungspraxis für BHKW dargestellt. Zentrale für BHKW-Module geltende Vorschriften und Richtlinien sind in den vorangegangenen Abschnitten bereits integrativ behandelt worden. Beispiele hierfür sind TA Luft und TA Lärm (vgl. Abschnitt 4.2.2 und 4.2.3).

➤ Gesetze und Vereinbarungen

Für BHKW gilt die CE-Kennzeichnung nach EG-Richtlinie 90/396/EWG, 89/392/EWG, 89/106/EWG, 72/23/EWG und EG-EMV-Richtlinie¹⁷, die bislang aber noch nicht für BHKW spezifiziert worden sind. Die Konformitätserklärung zum CE-Zeichen erfolgt bislang in Form einer Selbsterklärung. Von den

¹⁷ EG-Gasgeräte richtlinie Richtlinie 90/396/EWG des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten für Gasverbrauchseinrichtungen, EG-Maschinenrichtlinie Richtlinie 89/392/EWG des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten für Maschinen, EG-Bauproduktenrichtlinie Richtlinie 89/106/EWG des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten über Bauprodukte, EG-Niederspannungsrichtlinie Richtlinie 72/23/EWG, EG-EMV-Richtlinie des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschrift der Mitgliedsstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit.

befragten Herstellern hat erst einer sein BHKW-Modul extern nach der Gasgeräte-Richtlinie zertifizieren lassen.

Die meisten Regelungen (VDE, VDEW etc.), die in Bezug auf BHKW gültig sind, umfassen Anforderungen an Installation, Anschlüsse etc. Produktspezifische Anforderungen sind in diesen Regelungen kaum enthalten.

Speziell für gasbetriebene BHKW wurde vom DVGW (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.) eine vorläufige Prüfgrundlage „Anschlussfertige Blockheizkraftwerke mit gasmotorisch angetriebenem Generator“ (DVGW VP 109) entwickelt. Diese ist die Basis für die Auszeichnung von BHKW mit einem Prüfzeichen und enthält eine Reihe von Anforderungen an BHKW. Sie ist jedoch auch freiwillig und nur einige Hersteller lassen ihre BHKW entsprechend überprüfen. Der Inhalt der Prüfgrundlage soll in die in Vorbereitung befindliche DIN 6280 Teil 21 eingearbeitet werden.

Anforderungen gemäß DVGW VP 109 beziehen sich vor allem auf Arbeitsschutz und Gerätesicherheit und sind z.B.:

- Werkstoffe müssen so beschaffen und Bauteile so geformt und ausgelegt sein, dass sie dauerhaft sicher und auf eine angemessene Dauer betriebsfähig sind,
- es darf keine Verletzungsgefahr (bei Handhabung, Wartung etc.) bestehen,
- BHKW-Aggregate müssen brand- und betriebssicher sein,
- Teile, die gewartet oder ersetzt werden müssen, sind so anzuordnen, dass sie leicht ein- und auszubauen sind,
- BHKW müssen mit einer Steuer- und Überwachungseinrichtung zum Start, Betrieb und zur Steuerung der Gaszufuhr ausgerüstet sein, die den selbsttätigen Anlauf und eine automatische Betriebsüberwachung sicherstellt,
- die Emissionswerte für NO_x, CO, NMHC sind im Prüfstand zu ermitteln und in der Installations- bzw. Aufstellungsanleitung und den technischen Unterlagen anzugeben.

Darüber hinaus enthält DVGW VP 109 Anforderungen an die Prüfbedingungen.

Beim Einbau von BHKW sind zudem eine Reihe von Vorschriften zu berücksichtigen. Zu nennen sind hier z.B. VDE Richtlinien wie z.B. die VDE 0116 (Elektrische Ausrüstung von Feuerungsanlagen) oder VDEW Richtlinien wie z.B. die Richtlinie für den Netzparallelbetrieb.

BHKW, die mit einem Umweltzeichen ausgezeichnet werden, sollten die anerkannten Regeln der Technik einhalten. Als konkrete Anforderung lässt sich hieraus die Erfüllung der Richtlinienkonformität und die Berechtigung zum Führen des CE-Zeichens ableiten.

➤ **Förderprogramme**

In Förderprogrammen für BHKW werden z.T. bestimmte Anforderungen an die BHKW-Module gestellt, die über den gesetzlich geforderten Stand hinaus gehen. Das Land Hessen ist derzeit das einzige Bundesland, das ein Förderprogramm für BHKW auf Landesebene hat. Durch dieses Programm werden ausschließlich Gas-BHKW im Leistungsbereich bis 30 kW_{el} gefördert, die höchstens 350 mg/m³ NO_x und 650 mg/m³ CO emittieren (vgl. Energiereferat 2000, S. 57). Die Förderung läuft über das Hessische Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Forsten, die fachliche Prüfung der Anträge übernimmt die Hessen-Energie Gesellschaft für rationelle Energienutzung mbH.

In anderen Bundesländern (z.B. Thüringen, Nordrheinwestfalen) gibt es Förderprogramme für BHKW mit regenerativen Brennstoffen.

➤ **Genehmigungspraxis**

Im folgenden wird das Vorgehen bei der Genehmigung von motorisch betriebenen BHKW vorgestellt. Nach der 4. BImSchV sind motorisch betriebene BHKW kleiner 1 MW Feuerungsleistung genehmigungsfrei, sofern sie nicht mit Altöl, Deponiegas, Klärgas oder Biogas betrieben werden.

Erforderlich ist jedoch in der Regel eine Genehmigung nach dem Baurecht. Das Baurecht liegt in der Zuständigkeit der Länder, die spezifische Landesbauordnungen erlassen haben. In länderspezifischen Ausführungsrichtlinien sind BHKW teilweise von der Baugenehmigungspflicht freigestellt (Stein 1999, S. 109).

Vor der Inbetriebnahme eines BHKW bis 100 kW müssen folgende Schritte in jedem Fall unternommen werden:

- Anmeldung der Gasanlage beim Gaslieferanten,
- Anmeldung der Einspeisung beim Stromversorger, hier kann es noch zusätzliche Auflagen geben,
- Genehmigung der Abgasanlage beim Schornsteinfeger,
- Anmeldung der Kondensateinleitung bei der zuständigen Behörde (z.B. Stadtentwässerung),
- Einhalten der Richtlinien für Öllagerstätten,
- Weiterhin muss jedes BHKW mit einer Ausrüstung als Wärmeerzeuger DIN 4751 Teil 2 für Anlagen mit Vorlauftemperatur bis 100°C ausgerüstet werden. Dafür ist jedoch keine Abnahme durch eine Genehmigungsbehörde notwendig.

Die hier genannten Maßnahmen und Vorschriften beziehen sich ebenfalls zum großen Teil auf Anschluss- und Aufstellungsbedingungen und enthalten keine konkreten produktbezogenen Anforderungen.

Von den BHKW Herstellern wäre hier lediglich zu fordern, dass sie in der Produktinformation die für die Genehmigung relevanten Punkte aufführen. Da viele Vorschriften länderspezifisch sind, kann dies jedoch nur in einigen Punkten geleistet werden.

4.3 Systemvergleich zwischen Klein-BHKW und Heizungsanlagen

Mit einem Systemvergleich zwischen BHKW und Heizungsanlagen soll ermittelt werden, ob der Einsatz von BHKW für die dezentrale Wärme- und Warmwasserversorgung im kleinen Leistungsbereich ökologisch sinnvoll ist. Als Vergleichsmaßstab werden hierbei Heizungen herangezogen, die ein Umweltzeichen tragen, um zu überprüfen, ob BHKW auch im Vergleich zu ökologisch fortschrittlichen Anlagen empfehlenswert sind.

Verglichen werden die verschiedenen Systeme hinsichtlich ihres Primärenergiebedarfs, der CO₂-, CO- und NO_x-Emissionen. Hierbei erhalten die BHKW eine Gutschrift für den parallel zur Wärme erzeugten Strom. Im folgenden werden zunächst die Annahmen für den Systemvergleich erläutert, anschließend die Ergebnisse dargestellt und abschließend ein Fazit aus dem Vergleich gezogen.

4.3.1 Annahmen für den Systemvergleich

In den Systemvergleich werden vier verschiedene Klein-BHKWs sowie als Referenzsystem Gas-Spezial-Heizkessel (RAL-UZ 39) und Ölbrenner-Kessel-Kombinationen (RAL-UZ 46) einbezogen. Der Systemvergleich wird für die kleinsten am Markt befindlichen BHKW-Module (10,5-13 kW_{th}) vorgenommen und erfolgt an einem fiktiven zu versorgenden Objekt.

Hierbei wird entsprechend den optimalen Auslegebedingungen von BHKW davon ausgegangen, dass das BHKW die Wärmegrundlast, das entspricht etwa 15% der Spitzenlast, abdecken sollte (Stein 1999, S. 118; Steinborn 1998, S. 13). Dies ergibt für die ausgewählten BHKW eine optimale Spitzenlast von ca. 80 kW_{th}. Für die Berechnung der Spitzenlast wird ein in der Praxis üblicher Orientierungswert von 80 W/m² für den Wärmebedarf herangezogen. Daraus folgt, dass durch die ausgewählten BHKW Objekte mit einer Wohnfläche von ca. 1.000 m² versorgt werden können. Geht man davon aus, dass durchschnittliche Wohnungen in Mehrfamilienhäusern eine Grundfläche von 70 m² haben, ergibt sich als Betrachtungsfall ein Mehrfamilienhaus mit 14 Wohneinheiten.

Damit werden für das fiktive zu versorgende Objekt folgende Annahmen getroffen:

Tabelle 16: Kennwerte des zu versorgenden Objektes

Anzahl Wohnungen	14
Fläche/Wohnung (m ²)	70
Fläche gesamt (m ²)	980
Personen/Wohnung	2,5
Personen gesamt	35
spezifischer Jahresheizwärmebedarf (kWh/m ² a) ¹⁸	100
Jahresheizwärmebedarf für gesamte Fläche (kWh/a)	98.000
Warmwasserbedarf (kWh/a) ¹⁹	23.000
Summe Fläche und Wasser (kWh/a)	121.000
Spitzenlast (kW) ²⁰	78,4
BHKW-Anteil an Spitzenlast (BHKW Leistung 10,5-13 kW _{th})	13,4-16,6%

Quelle: eigene Darstellung

In den Systemvergleich werden verschiedene BHKW-Typen einbezogen: ein Gas-BHKW im Magerbetrieb mit Oxidationskatalysator, ein leistungsmodulierendes Gas-BHKW im λ -1-Betrieb mit geregelterm Drei-Wege-Katalysator und zwei Diesel-BHKW mit Rußfilter. Alle vier BHKW sind in Bezug auf die Schadstoffemissionen besser als der Durchschnitt der BHKW. Bei den elektrischen Wirkungsgraden

¹⁸ Dieser Wert entspricht dem maximal zulässigen Wert der Wärmeschutzverordnung von 1995 und kann als repräsentativer Wert für den Wohnungsbestand angenommen werden.

¹⁹ Der Warmwasserjahresbedarf errechnet sich über folgende in der Praxis übliche Formel:

$$n * 0,045 \text{ m}^3/\text{Person} * \text{d} * 365 \text{ d} * 1,163 \text{ kW}/\text{K} * \text{m}^3 * \Delta T$$

wobei n die Anzahl der Personen; 0,045 m³ der Warmwasserverbrauch pro Person und Tag; 1,163 kW/Km³ der spezifische Wärmekoeffizient von Wasser und ΔT die nötige Temperaturdifferenz von 35 K ist.

²⁰ zur Berechnung der Spitzenlast wird von einer Spitzenlast von 80 W/m² ausgegangen.

weisen sie aufgrund der geringen Leistungsgröße unterdurchschnittliche Werte auf. Als Vergleichswert für Heizungen sowie als ergänzender Spitzenkessel zu den BHKW wird ein Gas-Spezial-Heizkessel (gemäß Umweltzeichen RAL-UZ 39) und Ölbrenner-Kessel-Kombinationen (gemäß RAL-UZ 46) herangezogen, da diese den BHKW vergleichbare Heizmedientemperaturen liefern. Hierbei wird als Spitzenkessel für die Gas-BHKW der Gas-Spezial-Heizkessel und für die Diesel-BHKW die Ölbrenner-Kessel-Kombination angenommen.

Die untersuchten BHKW und die Heizung weisen die in der folgenden Tabelle dargestellten Kennwerte auf. Die Kennwerte der BHKW basieren auf den Informationen der Hersteller. Für die Heizkessel werden Durchschnittswerte der mit einem Umweltzeichen ausgezeichneten Geräte eingesetzt, die auf einer Datenbank des Umweltbundesamtes beruhen. Alle verwendeten Kennwerte sind damit tatsächliche, praxisrelevante Werte.

Tabelle 17: Kennwerte der untersuchten BHKW und Gasheizung

	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2	Gas-Spezial-Heizkessel	Ölbrenner-Kessel-Kombi.
Thermische Leistung (kW _{th})	12,5	6,0-12,5	10,5	13	2 Kessel à 40	2 Kessel à 40
Thermischer Wirkungsgrad (%)	61	65	59	62	Normnutzungsgrad: 92	Normnutzungsgrad: 94,7
Elektrische Leistung (kW _{el})	5,3	2-4,7	6	6	---	---
Elektrischer Wirkungsgrad (%)	27	25	30	28	---	---
Stromkennzahl	0,44	0,38	0,51	0,45	---	---
Abgasminderung	Magermotor mit Oxi-Kat	Dreiwege-Katalysator	Rußfilter	Rußfilter	---	---
CO-Emissionen (mg/kWh _{Br}) ²¹	24,7	311,8	327,3	304,8	11,2	15,9
NO _x -Emissionen (mg/kWh _{Br}) ²²	391,6	65,4	2438,1	1918,9	46,8	96,1
Spez. Brennstoffbedarf (kWh _{Br} /kW _{th})	1,64	1,54	1,69	1,61	1,09	1,10
Spez. CO ₂ -Emissionsfaktor (g/kWh _{Br}) ²³	198,54	198,54	267,76	267,76	198,54	267,76

Quelle: eigene Darstellung, Datenbasis Herstellerbefragung, Datenbank Umweltbundesamt

²¹ Milligramm pro Kilowattstunde Brennstoffeinsatz. Die Werte wurden durch Umrechnung aus den Herstellerangaben ermittelt, die z.T. in anderen Einheiten (ppm, mg/Nm³) angegeben waren.

²² Werte wurden ebenfalls aus Herstellerangaben umgerechnet.

²³ Spezifische CO₂-Emissionsfaktoren für Erdgas und HEL nach GEMIS 4.0.

Die Emissionswerte der BHKW liegen in Relation zu den Werten der TA Luft bei:

	NO _x	CO
Gas-BHKW 1	0,7 TA Luft	0,04 TA Luft
Gas-BHKW 2	0,1 TA Luft	0,6 TA Luft
Diesel-BHKW 1	0,6 TA Luft	0,4 TA Luft
Diesel-BHKW 2	0,4 TA Luft	0,4 TA Luft

Damit liegen Gas-BHKW 1 in Bezug auf CO und Gas-BHKW 2 bei NO_x weit unter dem Durchschnitt. Die Diesel-BHKW weisen beide für diese Kategorie relativ niedrige Emissionen auf.

Als weitere Annahme wird festgelegt, dass die BHKW, wenn sie ca. 15% der Spitzenlast abdecken, Laufzeiten von 6000 h/a erreichen, wodurch sie etwa 70% des Jahresheizwärmebedarfs abdecken. Für das leistungsmodulierende BHKW wird von einer Laufzeit von 7000 Betriebsstunden pro Jahr bei einer mittleren Leistung ausgegangen.²⁴ Die BHKW werden zur Deckung der Spitzenlast durch einen Heizkessel ergänzt. Hierbei werden für das ausgewählte fiktive Beispiel (Spitzenlast 80 kW_{th}) zwei ergänzende Spitzenlastkessel mit je 40 kW angenommen.

Für die verschiedenen Vergleichsfälle lassen sich die in Tabelle 18 dargestellten Laufzeiten und Gesamtleistungen ermitteln.

Tabelle 18: Laufzeiten und Gesamtwärmemenge der zu vergleichenden Systeme

	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2	Gas-Spezial-Heizkessel	Ölbrenner-Kessel-Kombi
Leistung BHKW (kW _{th})	12,5	10,7	10,5	13	---	---
Leistung Kessel (kW)	80 (2x40)	80 (2x40)	80 (2x40)	80 (2x40)	80 (2x40)	80 (2x40)
Betriebsstunden BHKW (h/a)	6000	7000	6000	6000	---	---
Gesamtwärmemenge BHKW (MWh/a)	75	74,9	63	78	---	---
Gesamtwärmemenge Kessel (MWh/a)	46	46,1	58	43	121	121
Vollaststunden Kessel (h/a)	575	576	725	538	1513	1513
Gesamtwärmemenge BHKW und Kessel (MWh/a)	121	121	121	121	121	121

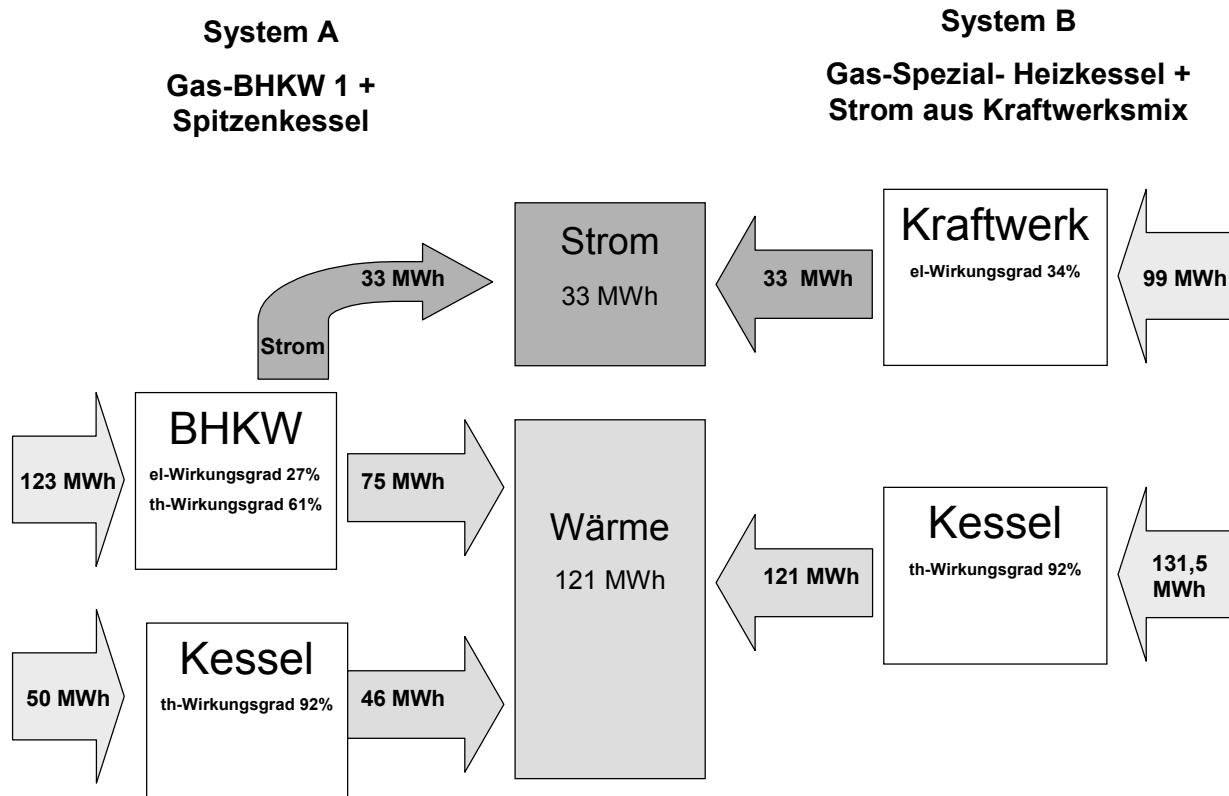
Quelle: eigene Darstellung

²⁴ Für das leistungsmodulierende BHKW entspricht der ausgewählte Vergleichsfall nicht den optimalen Auslegungsbedingungen. Es kommt zum optimalen Einsatz, wenn es 30% der Spitzenlast abdeckt. Um einen einheitlichen und vergleichbaren Untersuchungsfall zu haben, wird es hier unter suboptimalen Bedingungen berücksichtigt.

Die Verluste, die bei der Wärmeverteilung auftreten, werden vernachlässigt, da davon ausgegangen wird, dass sie in allen Versorgungsfällen gleich groß sind. Der Hilfsstrombedarf der untersuchten Systeme wird nicht berücksichtigt, da für die BHKW keine konkreten Angaben der Hersteller vorliegen.

Der von den BHKW erzeugte Strom wird ihnen auf Basis einer Stromgutschrift gutgeschrieben. Hierbei wird nach der ASUE-Methode verfahren.²⁵ Die Methode wird in der folgenden Abbildung am Beispiel des Gas-BHKW 1 dargestellt.

Abbildung 23: Systemvergleich zwischen gekoppelt und ungekoppelt erzeugter Wärme



Quelle: eigene Darstellung

Hierbei stellt System A den Koppelprozess dar, in dem Strom und Wärme gekoppelt im BHKW sowie zusätzliche Wärme im Spitzenkessel erzeugt werden. In System B wird durch den Kessel lediglich Wärme erzeugt. Um beide Systeme vergleichbar zu machen, wird das System um die entsprechende Strommenge aus Kraftwerksstrom erweitert.

Da die Berechnung auf die erzeugte Wärme bezogen werden soll, werden der Primärenergiebedarf sowie die Emissionen des ungekoppelt erzeugten Stromes vom Primärenergiebedarf und den Emissionen des BHKW abgezogen.

Zur Ermittlung der Stromgutschrift werden Daten aus GEMIS 4.0 herangezogen. Die dort genannten Emissionsfaktoren unterscheiden sich zum Teil von anderen Quellen (z.B. VDEW 1.0). Wir haben hier

²⁵ In der Literatur finden sich verschiedene andere Modelle zur Ermittlung von Gutschriften oder zur Gegenüberstellung von gekoppelt und ungekoppelt erzeugtem Strom und Wärme (z.B. Baehr & Drake 1995; Substitutionswirkungsgrad in Tolle; Stromgutschriftmethode in Suttor&Müller 1999, S. 53; Berücksichtigung der Exergieverluste nach Lucas & Fischer 1999,). Die ASUE-Methode ist jedoch die am häufigsten angewandte (vgl. z.B. Enquête-Kommission 1995, S. 322 ff., Gailfuß 1998, S. 5).

die Daten aus GEMIS 4.0 gewählt, da sie sich auf Durchschnittswerte beziehen. Andere Daten gehen zum Teil von den Emissionen moderner Kraftwerke aus, die jedoch für den aktuellen Kraftwerksmix nicht realistisch sind.²⁶

4.3.2 Ergebnisse

Für die beschriebenen Systeme ergeben sich die in den folgenden Tabellen dargestellten Werte. Tabelle 19 zeigt Primärenergiebedarf und Emissionen zunächst ohne Berücksichtigung der Stromgutschrift.

Tabelle 19: Primärenergiebedarf und Emissionen der zu vergleichenden Systeme ohne Stromgutschrift

	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2	Gas-Spezial-Heizkessel	Ölbrenner-Kessel-Kombi
Brennstoffeinsatz gesamt (MWh/a)	173,0	165,3	168,0	171,2	131,5	127,8
CO ₂ (t/a)	34,34	32,83	44,99	45,84	26,11	34,21
NO _x (kg/a)	50,5	9,9	266,2	245,8	6,2	12,3
CO (kg/a)	3,6	36,5	35,9	39,1	1,5	2,0

Tabelle 20 zeigt die Werte, die sich für eine Stromgutschrift für die einzelnen Systeme ergeben. Hierbei wird die Stromgutschrift auf Basis des deutschen Kraftwerksmixes inklusive Leistungs- und Transportverluste nach GEMIS 4.0 berechnet.

Tabelle 20: Stromgutschrift auf Basis deutscher Strommix (nach GEMIS 4.0)

	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2
Stromkennzahl	0,44	0,38	0,51	0,45
erzeugte Strommenge (MWh/a)	33197	28808	32034	35226
Primärenergieeinsatz Strommix (kWh/kWh)	2,98	2,98	2,98	2,98
Primärenergieeinsatz für erzeugte Strommenge (MWh/a)	98,96	85,87	95,49	105,00
Emissionen CO ₂ (g/kWh)	646,82	646,82	646,82	646,82
Emissionen CO ₂ (t/a)	21,47	18,63	20,72	22,78
Emissionen CO (mg/kWh)	225,42	225,42	225,42	225,42
Emissionen CO (kg/a)	7,48	6,49	7,22	7,94
Emissionen NO _x (mg/kWh)	592,68	592,68	592,68	592,68
Emissionen NO _x (kg/a)	19,67	17,07	18,99	20,88

Die folgende Tabelle zeigt das Gesamtergebnis unter Berücksichtigung der Stromgutschrift. Hierbei werden der Primärenergiebedarf und die Emissionen, die sich ergeben würden, wenn die durch die

²⁶ Zu den Unterschieden verschiedener Datenbasen vgl. z.B. Hertle u.a. (1999, S. 80f.) oder Öko-Institut (1997, S. 14f.).

BHKW erzeugte Strommenge aus dem deutschen Kraftwerksmix erzeugt würde, von Primärenergiebedarf und den Emissionen der BHKW abgezogen.

Tabelle 21: Primärenergiebedarf und Emissionen der zu vergleichenden Systeme inklusive Stromgutschrift auf Basis des deutschen Strommixes

	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2	Gas-Spezial-Heizkessel	Ölbrenner-Kessel-Kombi
Brennstoffeinsatz (MWh/a)	74,00	79,47	71,83	65,43	131,5	127,8
Emissionen CO ₂ (t/a)	12,87	14,19	24,89	23,75	26,11	34,21
Emissionen NO _x (kg/a)	30,8	-7,2	247,2	224,9	6,2	12,3
Emissionen CO (kg/a)	-3,9	30,0	28,7	31,1	1,5	2,0

Quelle: eigene Darstellung

In Bezug auf Stromgutschriften in Ökobilanzen gibt es eine lange Diskussion, welche Art der Strombereitstellung als Vergleich herangezogen werden soll (vgl. z.B. Fichtner 1986; Öko-Institut 1997; Ménard et al. 1998). Häufig wird der deutsche Strommix als Vergleichsmaßstab angenommen. Demgegenüber wird in einigen Veröffentlichungen betont, dass BHKW im wesentlichen Mittellaststrom ersetzen, der in Deutschland zum überwiegenden Teil in Steinkohlekraftwerken erzeugt wird (Fichtner 1986, S. 66; Öko-Institut 1997, S. 14).

Zudem stellt sich die Frage, wie BHKW im Vergleich zu Heizungen in Kombination mit Stromerzeugung aus GuD-Kraftwerken zu beurteilen sind, da ein zukünftiger Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten vor allem in Form von GuD-Anlagen zu erwarten ist und BHKW daher zukünftig vermehrt mit dieser Form der Stromerzeugung konkurrieren müssen.

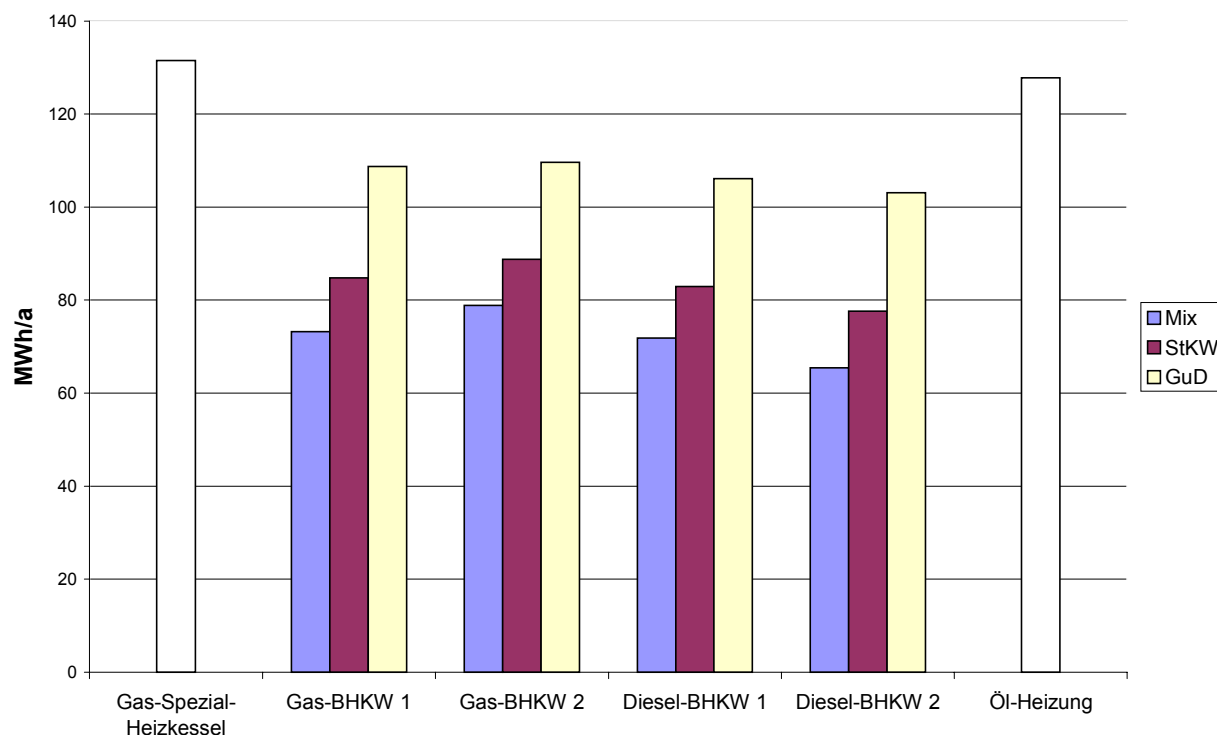
Da sich in Abhängigkeit der gewählten Stromerzeugung starke Unterschiede im Ergebnis ergeben, werden hier zusätzlich eine Stromgutschrift auf Basis von Steinkohlekraftwerken und auf Basis von GuD-Kraftwerken vorgenommen. Hierbei wird für die zentrale Stromversorgung (Steinkohlekraftwerk, GuD-Kraftwerk) jeweils mit Übertragungsverlusten von 2,5% gerechnet (vgl. Traube & Schulz 2000).

Die Ergebnisse für die drei verschiedenen Stromgutschriften sind zusammengefasst in den folgenden Abbildungen dargestellt. Tabellen mit den entsprechenden Werten finden sich im Anhang.

4.3.2.1 Primärenergieeinsatz

Unabhängig von der Art der Stromgutschrift schneiden beim Primärenergieeinsatz alle BHKW gegenüber den Heizungen vorteilhaft ab.

Abbildung 24: Primärenergieeinsatz der verschiedenen Systeme im Vergleich



Hierbei schneiden die BHKW unter Berücksichtigung der Gutschriften aus Strommix oder Steinkohlekraftwerken um so besser ab, je mehr Strom sie erzeugen. Gas-BHKW 2 hat den geringsten elektrischen Wirkungsgrad und erzeugt damit die geringste Strommenge.

Der Unterschied zwischen einer Gutschrift auf Basis des Strommixes und auf Basis eines Steinkohlekraftwerkes macht in allen Fällen etwa 11 MWh, der Unterschied zwischen Gutschrift auf Strommix-Basis und Gutschrift auf Basis eines GuD-Kraftwerkes macht etwa 35 MWh aus. Dies ergibt sich durch die unterschiedlichen Wirkungsgrade der verschiedenen Kraftwerke.

Tabelle 22 zeigt den Primärenergieverbrauch der BHKW mit den verschiedenen Stromgutschriften in Relation zur ungekoppelten Wärmeerzeugung. Hierbei werden die Gas-BHKW in Relation zum Gas-Spezial-Heizkessel und die Diesel-BHKW in Relation zu den Ölbrenner-Kessel-Kombinationen gesetzt. Der Primärenergieverbrauch der Heizungen wird jeweils auf 100% gesetzt.

Tabelle 22: Primärenergieverbrauch der BHKW in Relation zu Heizkesseln

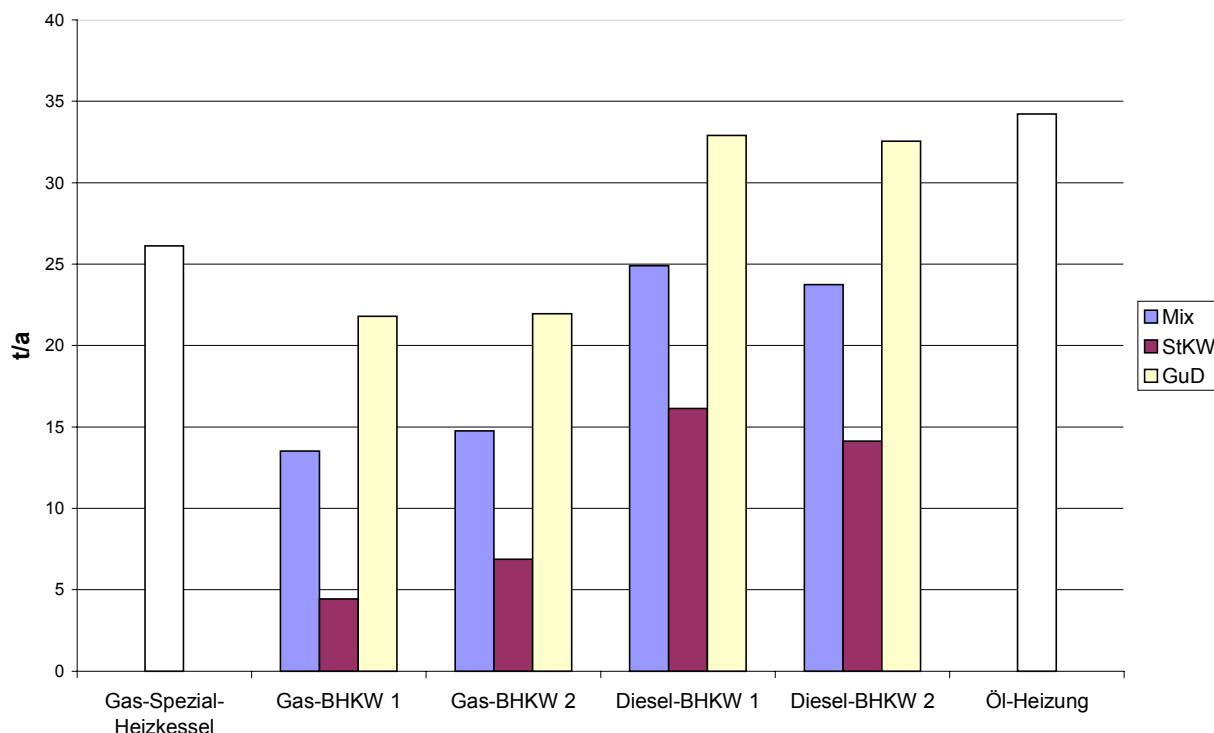
	Strommix	Steinkohle-Kraftwerk	GuD-Kraftwerk	Heizung
Gas-BHKW 1	55,70%	64,43%	82,68%	Gas-Heizkessel: 100%
Gas-BHKW 2	59,94%	67,51%	83,35%	
Diesel-BHKW 1	56,21%	64,88%	83,01%	Ölbrenner-Kessel: 100%
Diesel-BHKW 2	51,21%	60,74%	80,68%	

Je nach Stromgutschrift ergeben sich im Vergleich zu Heizkesseln durchschnittliche Reduktionen des Primärenergieeinsatzes um 44% (Gutschrift Strommix), 36% (Gutschrift Steinkohle-Kraftwerk) und 18% (Gutschrift GuD-Kraftwerk).

4.3.2.2 Kohlendioxidemissionen

Bei den CO₂-Emissionen zeigt sich ein anderes Bild. Hier wirkt sich der höhere spezifische CO₂-Emissionsfaktor von Diesel im Vergleich zu Erdgas negativ auf die Diesel-BHKW aus.

Abbildung 25: CO₂-Emissionen der verschiedenen Systeme im Vergleich



Deutlich wird, dass die Gas-BHKW in Bezug auf die CO₂-Emissionen gegenüber einem Gas-Spezialheizkessel vorteilhaft sind. Die Diesel-BHKW sind ebenfalls vorteilhaft gegenüber einer Öl-Heizung. Dies gilt bei allen Stromgutschriften.

Hierbei unterscheidet sich die Verringerung des CO₂-Ausstoßes deutlich je nach Stromgutschrift. Mittellast-Steinkohlekraftwerke emittieren im Vergleich zum Strommix brennstoffbedingt deutlich mehr CO₂, GuD-Kraftwerke auf Erdgasbasis deutlich weniger. Besonders vorteilhaft schneiden die beiden Gas-BHKW ab, da Erdgas geringere CO₂-Emissionen verursacht als Diesel.

Tabelle 23: CO₂-Emission der BHKW in Relation zu Heizkesseln

	Strommix	Steinkohle-Kraftwerk	GuD-Kraftwerk	Heizung
Gas-BHKW 1	51,75%	17,00%	83,46%	Gas-Heizkessel: 100%
Gas-BHKW 2	56,50%	26,35%	84,03%	
Diesel-BHKW 1	72,77%	47,18%	96,12%	Ölbrenner-Kessel: 100%
Diesel-BHKW 2	69,41%	41,27%	95,09%	

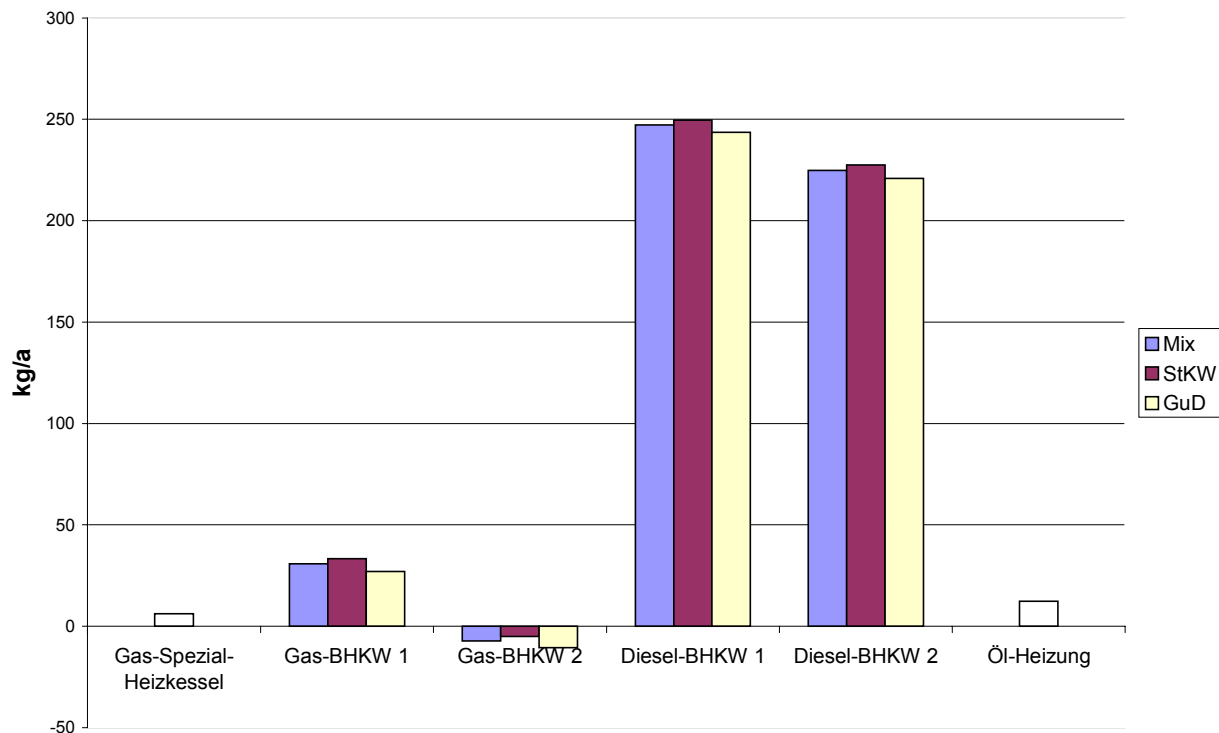
Je nach Stromgutschrift ergeben sich für die Gas-BHKW im Vergleich zu Gas-Heizkesseln durchschnittliche Reduktionen des CO₂-Ausstoßes um 78% (Gutschrift Steinkohle-Kraftwerk), 46% (Gutschrift Strommix) und 16% (Gutschrift GuD-Kraftwerk). Für die Diesel-BHKW ergeben sich im Ver-

gleich zu Öl-Heizkesseln durchschnittliche Reduktionen des CO₂-Ausstoßes um 56% (Gutschrift Steinkohle-Kraftwerk), 29% (Gutschrift Strommix) und 4% (Gutschrift GuD-Kraftwerk).

4.3.2.3 Stickoxidemissionen

Die NO_x-Emissionen ergeben ein anders Bild. Hier bestehen große Unterschiede zwischen den BHKW.

Abbildung 26: NO_x-Emissionen der verschiedenen Systeme im Vergleich



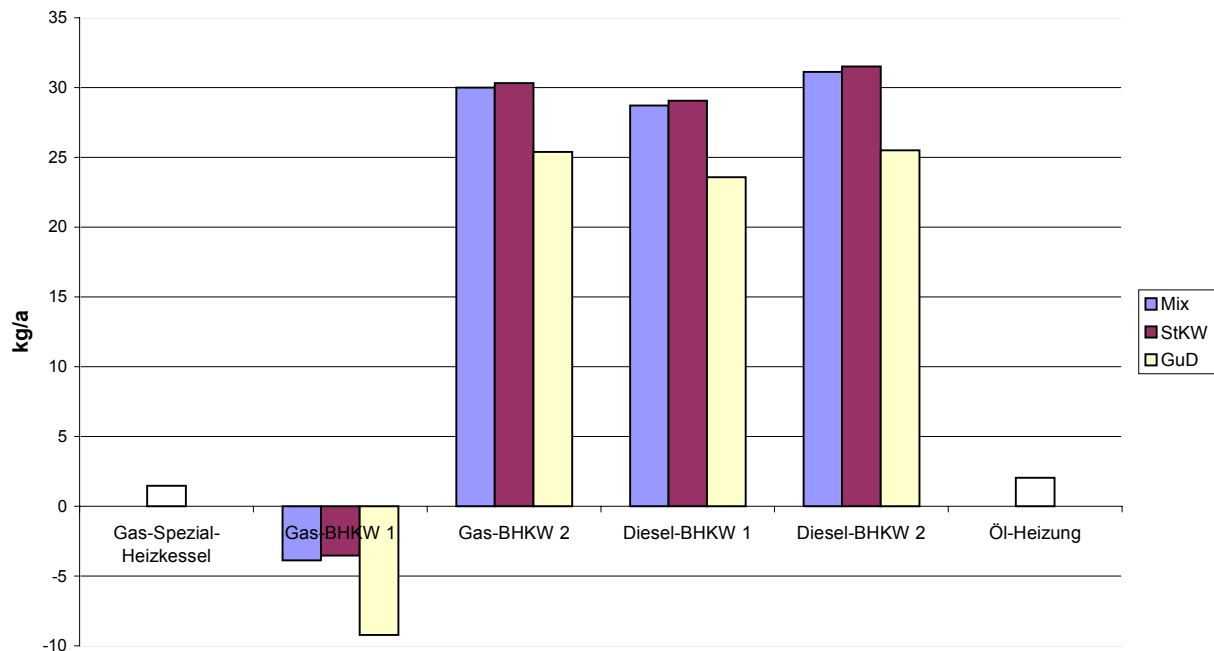
Lediglich Gas-BHKW 2 verursacht weniger NO_x-Emissionen als ein Gas-Spezial-Heizkessel. Hier ergeben sich aufgrund der sehr geringen Emissionswerte des BHKW-Moduls unter Berücksichtigung der Stromgutschrift sogar „negative Emissionen“. Die Diesel-BHKW weisen erheblich höhere Emissionen an NO_x auf, sowohl im Vergleich zu den Heizkesseln als auch im Vergleich zu den Gas-BHKW. Obwohl es sich bei beiden Diesel-BHKW um Module handelt, die NO_x in der Größenordnung der halben Diesel-TA-Luft-Werte emittieren, ergeben sich für den untersuchten Anwendungsfall sehr hohe Emissionen. Hierbei ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass beide Diesel-BHKW im Vergleich zum Durchschnitt der Diesel-BHKW relativ geringe elektrische Wirkungsgrade aufweisen und damit eine für Diesel-BHKW relativ geringe Stromgutschrift erhalten.

Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Stromgutschriften sind hier weniger stark ausgeprägt als bei den CO₂-Emissionen. Im Vergleich zu einer Stromgutschrift auf Basis von GuD-Kraftwerken schneiden die BHKW am besten ab, da diese die höchsten NO_x-Emissionen aufweisen.

4.3.2.4 Kohlenmonoxidemissionen

Bei den CO-Emissionen zeigen sich wiederum starke Unterschiede zwischen den BHKW.

Abbildung 27: CO-Emissionen der verschiedenen Systeme im Vergleich



Lediglich Gas-BHKW 1 ist gegenüber einem (Gas-Spezial-)Heizkessel vorteilhaft, hier ergeben sich aufgrund der sehr geringen Emissionswerte wiederum „negative Emissionen“. Die übrigen drei BHKW liegen in etwa in derselben Größenordnung und deutlich höher als Heizkessel, obwohl alle drei BHKW Emissionswerte geringer als den halben TA-Luft-Wert haben.

In diesem Fall ist der Unterschied zwischen den verschiedenen Stromgutschriften wieder deutlicher zu erkennen, wobei die BHKW hier ebenfalls im Vergleich zu einer Stromgutschrift auf Basis von GuD-Kraftwerken am besten abschneiden, da diese die höchsten CO-Emissionen aufweisen.

4.3.3 Fazit zum Systemvergleich

Der Systemvergleich verdeutlicht, dass BHKW in einigen Bereichen ökologische Vorteile gegenüber modernen Heizkesseln aufweisen. Besonders deutlich zeigen sich die Vorteile in Bezug auf den Primärenergieverbrauch und den CO₂-Ausstoß. Hier weisen alle BHKW auch unter Berücksichtigung verschiedener Stromgutschriften Reduktionen auf. Deutlich wird auch, dass von den untersuchten BHKW in Bezug auf CO- und NO_x-Emissionen nur jeweils eins der Gas-BHKW ökologisch vorteilhafter ist als die betrachteten Heizkessel. Die Emissionswerte dieser vorteilhaften BHKW liegen dabei jeweils weit unter dem Durchschnitt der in der Herstellerbefragung erhobenen Werte, bei einem Bruchteil der TA Luft Werte. Aufgrund der unterschiedlichen Technik (Verbrennungsmotor versus atmosphärische Verbrennung) und der unterschiedlichen Arbeitstemperaturen können an Heizungen und BHKW jedoch nicht die gleichen Anforderungen hinsichtlich der Schadstoffemissionen gestellt werden.

Die Ergebnisse des Systemvergleichs werden durch andere Untersuchungen bestätigt. Großmann et al. (1999, S. 92) ermitteln für den Untersuchungsfall eines Schwimmbades oder Krankenhauses, dass

BHKW im Vergleich zu einem Gas-Niedertemperaturheizkessel niedrigere CO₂-, aber höhere CO- und NO_x-Emissionen verursachen. ASUE (1998b, S. 15) stellt für den Untersuchungsfall eines freistehenden Einfamilienhauses fest, dass BHKW niedrigere CO₂- und CO- aber höhere NO_x-Emissionen haben als Gasspezialheizkessel (Niedertemperaturkessel). Traube und Schulz (2000) vergleichen am Beispiel eines Altenheims und einer Mehrfamilienhausgruppe ein BHKW (mit Spitzenkessel) mit der Versorgung durch einen Gebäudeheizkessel ergänzt durch Stromversorgung aus Steinkohlekraftwerken oder GuD-Kraftwerken und ermitteln für das BHKW in beiden Fällen einen geringeren Primärenergieverbrauch und geringere CO₂-Emissionen. Feist & Baffia (1999) bestimmen CO₂-Emissionen im Vergleich verschiedener Heizsysteme für ein Niedrigenergie- und ein Passivhaus. Hier ergibt sich, dass Nahwärmesysteme mit BHKW gegenüber anderen Heizsystemen geringere CO₂-Emissionen hervorrufen.

Unsere Untersuchung bestätigt ebenso wie die anderen zitierten Untersuchungen, dass BHKW durch die Senkung des CO₂-Ausstoßes einen wichtigen und deutlichen Beitrag zur Klimaschutzstrategie leisten. Aufgrund der deutlichen Reduktionen sowohl beim Primärenergieverbrauch als auch bei den CO₂-Emissionen ist die Vergabe eines Umweltzeichens an BHKW aus unserer Sicht sinnvoll.

5. Einbeziehung der interessierten Kreise

Zur Entwicklung eines Umweltzeichens gehört nach der ISO 14024 die Einbeziehung der interessierten Kreise. Diese sollen frühzeitig eingebunden werden, um die Transparenz des Verfahrens zu erhöhen. Dies erfordert die Offenlegung der Auswahl von Produktkategorien und der Entwicklung von Anforderungskriterien. Vertreter der interessierten Kreise sollen die Gelegenheit haben, sich über den Prozess zu informieren und Stellung zu nehmen.

Die Einbeziehung der interessierten Kreise erfolgte im Rahmen des Vorhabens zum einen über Interviews und Gespräche zum anderen wurde ein Fachgespräch im Umweltbundesamt durchgeführt, auf dem die Ergebnisse der Analyse der Umweltrelevanz und ein Entwurf für Anforderungskriterien präsentiert und diskutiert wurden. An dem Fachgespräch nahmen Vertreter/-innen von Herstellern und Verbänden sowie des Umweltbundesamtes teil.²⁷

Hierbei erhielten die Teilnehmerinnen und Teilnehmer Gelegenheit zu den Ergebnissen der Machbarkeitsstudie und den Kriterienvorschlägen Stellung zu nehmen. Das Vorhaben stieß bei Herstellern und Verbänden auf reges Interesse, was sich sowohl in der aktiven Teilnahme am Fachgespräch als auch in weiteren Stellungnahmen im Anschluss an das Fachgespräch zeigte.

Im folgenden werden die Ergebnisse der Diskussion zu den Anforderungskriterien wiedergegeben:

➤ **Umweltzeichen und Leistungsbereich**

Die Hersteller und Verbände unterstützen grundsätzlich die Einführung eines Umweltzeichens für BHKW-Module. Die Mehrheit der Hersteller befürwortet jedoch eine Eingrenzung des Leistungsbereiches auf 30 kW_{el} (oder sogar 10 oder 20 kW_{el}), da in diesem Leistungsbereich mit Abstand die meisten Anlagen verkauft werden. Ein Teil der Hersteller hält die Vergabe von Umweltzeichen im Leistungsbereich bis 125 kW_{el} für wünschenswert, da viele kommunale Anlagen in diesem Leistungsbereich liegen und Kommunen das Umweltzeichen als Auswahlkriterium heranziehen können.

Die Mehrheit der Hersteller unterstützt die Entwicklung unterschiedlicher Anforderungen für Gas- und Diesel-BHKW-Module.

➤ **Wirkungsgrade**

Die Hersteller halten die Festsetzung von Mindestanforderungen für den elektrischen und den Gesamtwirkungsgrad für sinnvoll. In Bezug auf die Wirkungsgrade wird eine Staffelung nach verschiedenen Größen befürwortet. In Bezug auf die elektrischen Wirkungsgrade wird dies von allen Herstellern unterstützt, einige halten es auch für die Gesamtwirkungsgrade für wünschenswert. Die Staffelung sollte entweder über eine Einteilung in Leistungsklassen erfolgen oder als gleitender Übergang mittels einer Formel, aus der sich der geforderte Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Modulleistung errechnen lässt.

Zudem schlagen die Hersteller die Festlegung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf 80°C bzw. 60°C vor.

²⁷ Eine Liste der Teilnehmer/-innen befindet sich im Anhang.

➤ **Emissionen**

Die Hersteller befürworten die Orientierung der Anforderungen an der halben TA Luft als praxisrelevante und realistische Anforderung. In Bezug auf die Anforderungen an Diesel-BHKW befürworten einige Hersteller strengere Grenzwerte als die halbe TA Luft. Andere weisen darauf hin, dass dies insbesondere bei Kleinanlagen zu einem nicht zumutbaren wirtschaftlichen Aufwand führen würde, da Grenzwerte unterhalb der halben TA Luft den Einsatz von SCR-Katalysatoren erforderlich machen, was die Modulkosten um ca. 25% bis 30% erhöhen würde.

➤ **Schallemissionen**

Die Hersteller weisen darauf hin, dass insbesondere tieffrequente Körperschallemissionen sowohl beim Modul als auch bei der Abgasführung auftreten können. Dieser Körperschall hängt in starkem Maße von der Bausubstanz, den Einbaumaßnahmen und den Örtlichkeiten im Anwendungsfall ab und ist in seiner Relevanz nur bedingt vom Modul abhängig. Von einigen Herstellern wird deshalb vorgeschlagen, auf Grenzwerte für den Modulschall und den Abgasschall zu verzichten. Andere Teilnehmer halten Schallemissionsgrenzwerte für sinnvoll. Die Hersteller empfehlen, dass in der Installationsanleitung auf die Probleme des Körperschalls hingewiesen werden sollte und Hinweise zu deren Vermeidung gegeben werden sollten.

➤ **Wartungsverträge und Geräterücknahme**

Die Hersteller unterstützen die Verpflichtung zum Angebot von Wartungsverträgen. Der BHKW-Servicevertrag des VDMA wird als nicht ausreichend präzise befunden. Es wird angeregt, als zusätzliche Inhaltspunkte des Vertrages die Störungsbeseitigung sowie die Bereitstellung von Materialien und die Schmierölentsorgung zu fordern. Zudem wird darauf hingewiesen, dass zur Sicherung der Servicequalität Wartungsverträge auf Basis von Pauschalbeträgen (pro Betriebsstunde oder pro kWh) und nicht nach Aufwand gefordert werden sollten.

Ebenso wird eine Verpflichtung zur Rücknahme der BHKW-Module von den Herstellern unterstützt.

6. Kriterienvorschläge für ein Umweltzeichen für kleine BHKW-Module

Auf Basis unserer Untersuchung unterstützen wir grundsätzlich die Einführung eines Umweltzeichens für BHKW-Module, da sie im Vergleich zu anderen Heizsystemen energieeffizient sind, d.h. weniger Primärenergie verbrauchen, und den CO₂-Ausstoß zum Teil deutlich senken können. Unsere Herstellerbefragung hat gezeigt, dass es in einer Reihe von Eigenschaften deutliche Unterschiede zwischen verschiedenen BHKW bezüglich Qualität und Umwelteinwirkungen gibt. Dies macht es erforderlich, teilweise differenzierte Anforderungen zu definieren.

Durch den Systemvergleich wurde deutlich, dass insbesondere Diesel-BHKW in Bezug auf NO_x- und CO-Emissionen deutlich schlechter abschneiden als mit einem Umweltzeichen ausgezeichnete Heizungen. Hier ist zu überlegen, inwieweit sie dennoch für ein Umweltzeichen geeignet sind. Wir plädieren dafür, auch für Diesel-BHKW ein Umweltzeichen zu vergeben, da sie deutliche ökologische Vorteile bei Primärenergieverbrauch und CO₂-Ausstoß aufweisen. Sowohl in der allgemeinen Diskussion als auch aufgrund politischer Schwerpunktsetzungen (Klima- und Ressourcenschutz; CO₂-Reduktion) wird CO- und NO_x-Emissionen eine geringere Bedeutung beigemessen als Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen. Durch Diesel-BHKW kann zudem eine stärkere Dezentralisierung der Energieversorgung erreicht werden, da sie auch in Gebieten ohne Erdgasanschluss einsetzbar sind. Diese Argumentation spielte offensichtlich auch bei der Entwicklung von Umweltzeichen für ölbetriebene Heizkessel eine Rolle, denen teilweise höhere Höchstwerte eingeräumt werden als gasbetriebenen. Allerdings sind angesichts der zum Teil deutlich höheren Schadstoffemissionen (NO_x und CO) für die dieselbetriebenen BHKW-Module in Relation zu den ermittelten Durchschnittswerten relativ strenge Emissionsanforderungen zu stellen, um einen Anreiz für Verbesserungen zu schaffen.

Die Anforderungen an Umweltzeichen für BHKW-Module werden in Analogie zu denen im Brenner-Kessel-Bereich vorgeschlagen. Die Vergabegrundlagen für Heizungsanlagen (RAL-UZ 9, 39, 40, 41, 46, 61, 71, 80)²⁸ enthalten Anforderungen an:

- Nachweis der Richtlinienkonformität und Berechtigung zum Führen eines CE-Zeichens,
- Normnutzungsgrad oder Wirkungsgrad (RAL UZ 71),
- Emissionen von CO und NO_x sowie bei ölbetriebenen Geräten (RAL UZ 9 und 46) zusätzlich Ruß, organische Stoffe (C_xH_y) und CO₂-Konzentration im Abgas,
- Einstell- und Bedienungsanleitung und
- elektrische Leistungsaufnahme und heizwasserseitiger Widerstand.
(Vgl. RAL 2000.)

Im folgenden leiten wir die Empfehlungen zu Vergabekriterien für Gas- und Diesel-BHKW-Module her. Hierzu werden zunächst jeweils die einzelnen Kriterien erläutert und anschließend der konkrete Formulierungsvorschlag dargestellt. Im Anhang sind die kompletten Textvorschläge für die Vergabegrundlagen dargestellt.

²⁸ RAL UZ 9: Emissionsarme Ölzerstäubungsbrenner, RAL UZ 39: Gas-Spezialheizkessel, RAL UZ 40: Kombi- und Umlaufwasserheizer, RAL UZ 41: Brenner-Kessel-Kombinationen (Units) mit Gasbrenner und Gebläse, RAL UZ 46: Ölbrenner-Kessel-Kombinationen (Units), RAL UZ 61: Emissionsarme Gas-Brennwertgeräte, RAL UZ 71: Gasraumheizer und Gasheizsätze, RAL UZ 80: Emissionsarme Gasbrenner mit Gebläse.

Bei der Entwicklung von Anforderungskriterien ist darauf zu achten, dass sie zum einen streng genug sind, um Anreize für Verbesserungen zu schaffen, zum anderen so praxisnah formuliert werden, dass es bereits BHKW gibt, die alle Anforderungen erfüllen können.

Aufgrund der aufgezeigten Vorteile bei Primärenergieeinsatz und CO₂-Emissionen wird ein Schwerpunkt der Anforderungen auf die Energieeffizienz der Anlagen gelegt. Dementsprechend empfehlen wir, die Umweltzeichen für BHKW-Module mit der Begründung „weil energieeffizient“ zu vergeben.

6.1 Geltungsbereich

Wir empfehlen zwei getrennte Zeichen für Gas- und Diesel-BHKW-Module, da sich für beide zum Teil unterschiedliche Anforderungen ergeben. Für Gas-BHKW-Module wurden zwar in Abschnitt 4.2.1 Unterschiede in den elektrischen Wirkungsgraden zwischen Magermotoren und λ -1-Motoren festgestellt, wir halten es jedoch nicht für erforderlich, hier unterschiedliche Anforderungen zu stellen, da die geringeren Wirkungsgrade und die höheren Emissionen von Magermotoren durch zusätzliche Maßnahmen (Turboladung bzw. Oxidationskatalysatoren) ausgeglichen werden können.

Als Obergrenze für den Leistungsbereich schlagen wir 125 kW_{el} vor. Unter Berücksichtigung der relevanten Zielgruppen für ein Umweltzeichen (Öffentliche Einrichtungen, Kommunen, Verbraucher-/innen, Unternehmen) erscheint diese Leistungsgrenze insbesondere bei der Berücksichtigung kommunaler Einrichtungen (Schulen, Schwimmbäder etc.) sinnvoll. Einige Hersteller hielten die Einführung eines Umweltzeichens für einen kleineren Leistungsbereich (bis 20 oder 30 kW) für sinnvoll, da in diesem Leistungsbereich die mit Abstand größten Verkaufszahlen erzielt werden. Aufgrund der Relevanz des Umweltzeichens insbesondere für die öffentliche Beschaffung unterstützen wir einen größeren Leistungsbereich. Die Beschränkung des Leistungsbereiches auf 30 kW_{el} würde zudem mit einer Begrenzung der möglichen Zeichennehmer einhergehen, da nur etwa 15 verschiedene Herstellern BHKW-Module dieser Größenklasse herstellen. .

Für die Definition des Geltungsbereiches schlagen wir folgenden Text vor:

Gas-BHKW-Module:

Diese Vergabegrundlage gilt für motorische Blockheizkraftwerk-Module nach DIN 6280 Teil 14 mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 125 kW für den Einsatz von gasförmigen Brennstoffen.

Diesel-BHKW-Module:

Diese Vergabegrundlage gilt für motorische Blockheizkraftwerk-Module nach DIN 6280 Teil 14 mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 125 kW für den Einsatz von flüssigen Brennstoffen.

6.2 Richtlinienkonformität

In Abschnitt 4.2.8 wurde erläutert, dass BHKW zum Führen des CE-Zeichens gemäß verschiedener EU Richtlinien verpflichtet sind. Dies ist auch für das Tragen eines Umweltzeichens Voraussetzung und entsprechend nachzuweisen.

Gas-BHKW-Module:

Voraussetzung für die Vergabe des Umweltzeichens für Geräte gemäß Geltungsbereich ist der Nachweis der Richtlinienkonformität und die Berechtigung zum Führen der CE-Kennzeichnung nach EG-Richtlinie 90/396/EWG, 89/392/EWG, 89/106/EWG, 72/23/EWG und EG-EMV-Richtlinie. Für serienmäßig hergestellte Produkte teilt der Hersteller mit, welche benannte Stelle die Überwachung in der Produktionsphase durchführt.

Diesel-BHKW-Module:

Voraussetzung für die Vergabe des Umweltzeichens für Geräte gemäß Geltungsbereich ist der Nachweis der Richtlinienkonformität und die Berechtigung zum Führen der CE-Kennzeichnung nach EG-Richtlinie 89/392/EWG, 89/106/EWG, 72/23/EWG und EG-EMV-Richtlinie. Für serienmäßig hergestellte Produkte teilt der Hersteller mit, welche benannte Stelle die Überwachung in der Produktionsphase durchführt.

6.3 Anforderungen zur rationellen Energienutzung

6.3.1 Wirkungsgrade

Als wichtigste Indikatoren für die Energieeffizienz sollten Anforderungen bezüglich des Gesamtwirkungsgrades und des elektrischen Wirkungsgrades aufgestellt werden. Hierbei sollten die Anforderungen an den elektrischen Wirkungsgrad strenger sein, da Strom energetisch höherwertiger ist als Wärme. Die Wirkungsgrade der BHKW sollen bei Vorlauf- und Rücklauftemperaturen von 90°C und 70°C ermittelt werden.

Für den Gesamtwirkungsgrad halten wir unterschiedliche Leistungsanforderungen in Abhängigkeit von der Modulleistung – wie sie von einigen Herstellern vorgeschlagen wurde – nicht für erforderlich, da hier nur eine geringe Abhängigkeit von der Größe festzustellen ist (vgl. Abbildung 7, S. 26 und Abbildung 8, S. 27).

Als Mindestwert für den Gesamtwirkungsgrad empfehlen wir:

	Gesamtwirkungsgrad	Erfüllt durch
Gas-BHKW-Module	≥ 89%	23 von 35
Diesel-BHKW-Module	≥ 89%	7 von 14

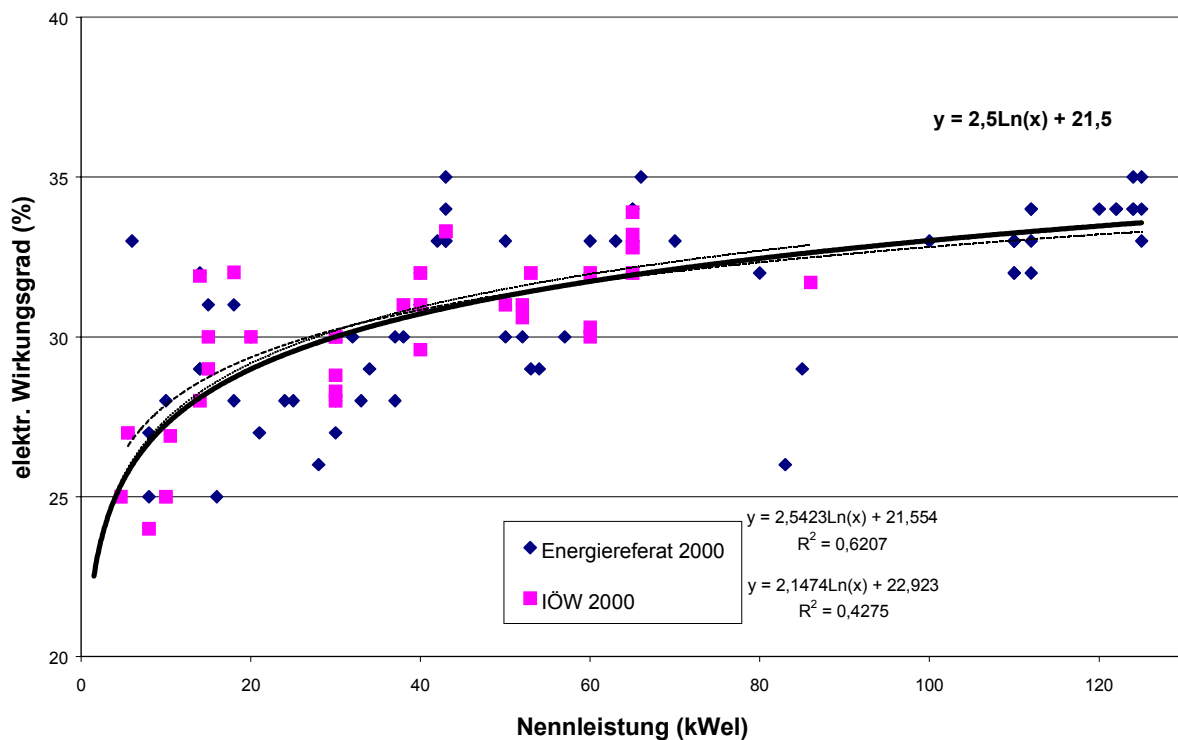
Beim elektrischen Wirkungsgrad zeigten sich in der Herstellerbefragung und in der Literatur (vgl. Schmitz&Koch 1996) deutliche Unterschiede in Abhängigkeit der Modulleistung. Dies sollte bei der Kriterienfestlegung berücksichtigt werden.

Von den Herstellern wurde angeregt, verschiedenen Größenklassen zu bilden. Hierzu liegen von drei Herstellern konkrete Vorschläge vor, die sich sowohl in der Anzahl der Klassen, den Klassengrenzen als auch den vorgeschriebenen Mindestwerten unterscheiden.

Die Bildung von Größenklassen führt zu diskontinuierlichen Sprüngen, deren genaue Abstufung schwer zu begründen ist. Wir empfehlen deshalb die Ermittlung des Mindestwertes für den elektrischen Wirkungsgrad mit Hilfe einer Formel. Dieses Vorgehen ist analog zu den Anforderungen an den Normnutzungsgrad in den Vergabegrundlagen der Umweltzeichen einiger Heizungsanlagen (RAL-UZ 39, 40, 41, 46, 61). Da die Datengrundlage unserer Erhebung relativ gering ist, um die Abhängigkeit zwischen der Leistung und dem elektrischen Wirkungsgrad gesichert abzuleiten, werden zusätzlich Daten aus einer Erhebung des Energiereferates der Stadt Frankfurt herangezogen (Energierferat 2000). In dieser Erhebung wurden 76 Gas-BHKW-Module und 19 Diesel-BHKW-Module im Leistungsbereich bis 125 kW_{el} erfasst.

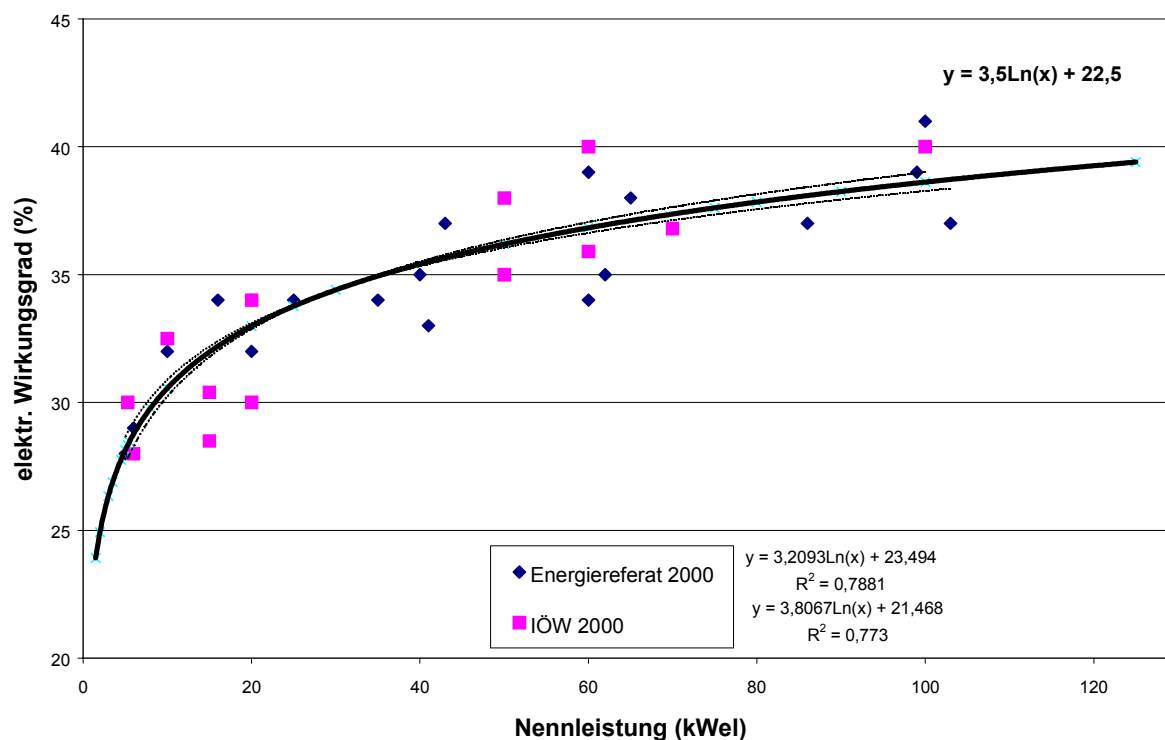
In den folgenden Abbildungen sind die Daten unserer Erhebung und der Erhebung des Frankfurter Energierferates dargestellt. Deutlich wird, dass logarithmische Ausgleichskurven relativ gut geeignet sind, um die Abhängigkeit zwischen elektrischer Leistung und elektrischem Wirkungsgrad darzustellen. Mit Hilfe der ermittelten Ausgleichskurven werden Kurvenverläufe für die Anforderungen des Umweltzeichens vorgeschlagen, die in etwa den Ausgleichskurven entsprechen. Diese Kurven sind mit dicken durchgezogenen Linien in den Abbildungen dargestellt. Die vorgeschlagenen Gleichungen befinden sich jeweils in der rechten oberen Ecke. Zum Vergleich sind die zu den Daten ermittelten Ausgleichskurven mit gestrichelten Linien in die Abbildung eingetragen. Die jeweiligen Formeln sind hinter den Werten, auf die sie sich beziehen, angegeben.

Abbildung 28: Abhängigkeit zwischen elektrischer Leistung und elektrischem Wirkungsgrad bei Gas-BHKW-Modulen



Quelle: eigene Darstellung, Datenbasis Herstellerbefragung und Energierferat 2000

Abbildung 29: Abhängigkeit zwischen elektrischer Leistung und elektrischem Wirkungsgrad bei Diesel-BHKW-Modulen



Quelle: eigene Darstellung, Datenbasis Herstellerbefragung und Energierferat 2000

Als Mindestwerte für den elektrischen Wirkungsgrad empfehlen wir:

$$\text{Gas-BHKW-Module: } \eta_{\text{el}} \geq 2,5 \cdot \ln(P_{\text{el}}) + 21,5$$

$$\text{Diesel-BHKW-Module: } \eta_{\text{el}} \geq 3,5 \cdot \ln(P_{\text{el}}) + 22,5$$

η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad

P_{el} : elektrische Leistung

Diese Werte werden von 19 (von 35) Gas-BHKW-Modulen und 6 (von 14) Diesel-BHKW-Modulen erfüllt. Wie die Abbildungen verdeutlichen, können sowohl kleine als auch größere Anlagen die Anforderungen erfüllen.

6.3.2 Hilfsstrombedarf und Teillastverhalten

Zum Hilfsstrombedarf der BHKW ist es auf Basis der derzeitigen Datenbasis und der bisher uneinheitlichen Auffassung, was unter Hilfsstrombedarf zu fassen ist, bislang nicht möglich, Anforderungen für ein Umweltzeichen zu formulieren. Hier empfehlen wir ein Vorgehen analog zu den Heizungsanlagen: In die erste Fassung der Kriterien sollte lediglich die Anforderung aufgenommen werden, dass die Hersteller den Hilfsstrombedarf für ihre BHKW angeben müssen. Auf Basis dieser Daten könnte bei der ersten Überarbeitung evtl. eine daraus entwickelte Anforderung neu aufgenommen werden. Für den Hilfsstrombedarf sollten die Eigensteuerung, die Pumpe für den internen Kreislauf und die Lüftung (Zuluft oder Abluft) gefasst werden. Die Heizungswasserumwälzpumpe sollte nicht bzw. gesondert berücksichtigt werden, da der Leistungsbedarf für diese Pumpe davon abhängig ist, wie das BHKW in den Heizkreislauf eingebunden ist.

In Bezug auf das Teillastverhalten der BHKW lässt sich aus der derzeitigen Datenbasis nicht unmittelbar eine Anforderung ableiten. Teillastfähigkeit sollte nicht als Bedingung aufgestellt werden, ist aber dennoch wünschenswert und die BHKW-Module, die im Teillastbetrieb nur geringe Wirkungsgradverluste haben, sollten dafür ausgezeichnet werden. Um zukünftig die Werte der Hersteller vergleichbar zu machen, sollte der Bezugspunkt für Teillastwirkungsgrade festgelegt werden. Hier schlagen wir 60% der Nennlast vor.

Da Diesel-BHKW-Module etwas bessere Teillastwirkungsgrade als Gas-BHKW-Module haben schlagen wir für teillastfähige BHKW-Module folgende Anforderungen vor:

	Absenkung des Wirkungsgrades bei Teillast (60%) um maximal		Erfüllt durch ²⁹
	η_{ges}	η_{el}	
Gas-BHKW-Module	2 Prozentpunkte	3 Prozentpunkte	Ca. 11 von 19
Diesel-BHKW-Module	2 Prozentpunkte	2 Prozentpunkte	Ca. 3 von 5

Bei BHKW-Modulen, deren minimale Last geringer ist als 60% der Volllast, sollen diese sowie die hierbei erreichten Wirkungsgrade ergänzend angegeben werden. Die Anforderungen an die rationelle Energienutzung ergeben sich gemäß den obigen Ausführungen wie folgt:

Gas-BHKW-Module:
<p>Anforderungen zur rationellen Energienutzung</p> <p>Die Wirkungsgrade sind bei Volllast sowie bei Vorlauf- und Rücklauftemperaturen von 90°C und 70°C zu ermitteln.</p> <p>Der Gesamtwirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf 89% nicht unterschreiten.</p> <p>Der elektrische Wirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf die Werte, die sich nach der folgenden Formel in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung berechnen, nicht unterschreiten:</p> $\eta_{el} \geq 2,5 \cdot \ln(P_{el}) + 21,5.$ <p>Mit η_{el} als elektrischer Wirkungsgrad und P_{el} als elektrische Leistung.</p> <p>Im Prüfbericht ist anzugeben, mit welcher minimalen Leistung das BHKW-Modul betrieben werden kann und welchen elektrischen und Gesamtwirkungsgrad das BHKW-Modul bei minimaler Leistung erreicht. Bei teillastfähigen BHKW-Modulen darf der elektrische Wirkungsgrad bei Teillast (60%) nicht mehr als drei Prozentpunkte unter dem bei Volllast liegen, der Gesamtwirkungsgrad bei Teillast (60%) nicht mehr als zwei Prozentpunkte unter dem bei Volllast.</p> <p>Hilfsstrombedarf</p> <p>Anhand der Messvorschrift gemäß Anlage zur Vergabegrundlage sind die verschiedenen Hilfsstrombedarfe sowie der heizwasserseitige Widerstand vom Prüfinstitut zu ermitteln und im Messbericht anzugeben.</p>

²⁹ Die Gesamtzahl unterscheidet sich von der Gesamtzahl der Erhebung, da nicht alle Hersteller Angaben zu dieser Frage gemacht haben. Die Zahl der BHKW-Module, die diese Anforderung erfüllen, kann nicht genau angegeben werden, da nicht alle Hersteller ihre Angaben auf 60% der Volllast bezogen.

Falls das Gerät mit einer Heizungswasserumwälzpumpe ausgestattet ist, ist die elektrische Leistungsaufnahme dieses Bauteils gesondert im Prüfbericht anzugeben.

Das Messgerät zur Ermittlung des Hilfsstrombedarfs darf eine Messunsicherheit von $\pm 0,5$ W nicht überschreiten.

Diesel-BHKW-Module:

Anforderungen zur rationellen Energienutzung

Die Wirkungsgrade sind bei Volllast sowie bei Vorlauf- und Rücklauftemperaturen von 90°C und 70°C zu ermitteln.

Der Gesamtwirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf 89% nicht unterschreiten.

Der elektrische Wirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf die Werte, die sich nach der folgenden Formel in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung berechnen, nicht unterschreiten:

$$\eta_{el} \geq 3,5 \cdot \ln(P_{el}) + 22,5.$$

Mit η_{el} als elektrischer Wirkungsgrad und P_{el} als elektrische Leistung.

Im Prüfbericht ist anzugeben, mit welcher minimalen Leistung das BHKW-Modul betrieben werden kann und welchen elektrischen und Gesamtwirkungsgrad das BHKW-Modul bei minimaler Leistung erreicht. Bei teillastfähigen BHKW-Modulen dürfen der elektrische und der Gesamtwirkungsgrad bei Teillast (60%) nicht mehr als zwei Prozentpunkte unter denen bei Volllast liegen.

Hilfsstrombedarf

s. *Gas-BHKW-Module*

6.4 Schadstoffemissionen

Grenzwerte für Emissionen können auf Basis der Befragung für NO_x und CO festgelegt werden. Zusätzlich sollten in Anlehnung an die TA Luft Grenzwerte für Staub (nur für Diesel-BHKW) und für C_xH_y festgelegt werden. Bei den Umweltzeichen für Heizungsanlagen sind bei den ölbetriebenen zusätzlich (zu NO_x - und CO-Emissionen) Anforderungen an die Ruß- und C_xH_y -Emissionen enthalten.

Bei der Grenzwertfestlegung orientieren wir uns an den Werten der TA Luft und den dort festgelegten Bedingungen (5 Vol% O_2). Generell empfehlen wir, sich bei den Grenzwerten an der TA Luft-Novelle zu orientieren, da diese zukünftig als Referenzwerte herangezogen werden. Die TA-Luft-Novelle wird zwar erst ab 2003 gelten, mit dem Umweltzeichen kann jedoch frühzeitig ein Anreiz gesetzt werden, sich an den neuen Werten zu orientieren. Auch wenn die TA Luft für BHKW der untersuchten Leistungsklasse (bei Betrieb mit Erdgas oder Heizöl EL) nicht gilt, wurde in der Befragung deutlich, dass sich sowohl die Nachfrager als auch die Hersteller von BHKW an diesen Werten orientieren.

Die Werte der TA-Luft-Novelle entsprechen für Gas-Motoren in etwa den Werten der bisherigen halben TA Luft und werden von einem Teil bereits erreicht. Für Diesel-BHKW stellt diese Anforderung eine Herausforderung dar. Von den erhobenen Diesel-BHKW-Modulen kann nur ein einziges die strengen Grenzwerte erfüllen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit der Verabschiedung der TA-

Luft-Novelle strengere Anforderungen an Diesel-BHKW gestellt werden und sich ein Nachfragedruck ergibt.

Für NO_x empfehlen wir daher die folgenden Höchstwerte:

	Empfohlener Höchstwert		Erfüllt durch
Gas-BHKW-Module	250 mg/Nm ³	entspricht TA-Luft-Novelle bzw. ½ TA Luft	19 von 34
Diesel-BHKW-Module	1000 mg/Nm ³	entspricht TA Luft-Novelle bzw. ¼ TA Luft	1 von 14

Für CO empfehlen wir die folgenden Höchstwerte:

	Empfohlener Höchstwert		Erfüllt durch
Gas-BHKW-Module	300 mg/Nm ³	entspricht TA-Luft-Novelle bzw. 46% TA Luft	5 von 34 ³⁰
Diesel-BHKW-Module	300 mg/Nm ³	entspricht TA-Luft-Novelle bzw. 46% TA Luft	3 von 13

Für organische Stoffe wird ebenfalls entsprechend der TA-Luft-Novelle ein Wert von 0,10 g/Nm³, angegeben als Gesamtkohlenstoff, vorgeschlagen. Dieser Wert wird bislang nicht standardmäßig gemessen und wurde nur von wenigen Herstellern angegeben. Zu Diesel-BHKW-Modulen liegen keine Werte vor, zu sechs Gas-BHKW-Modulen wurden Werte angegeben, davon liegen drei unterhalb von 0,10 g/Nm³.

Emissionsanforderungen für Staub sind nur für Diesel-BHKW relevant. Hier liegen aus unserer Herstellerbefragung nur wenige Werte vor. Diese verdeutlichen, dass bislang kein Diesel-BHKW den Wert der TA-Luft-Novelle (20 mg/Nm³) einhält, eins liegt mit 25 mg/Nm³ knapp darüber. Dennoch schlagen wir den Wert der TA-Luft-Novelle vor, da auch hier zu erwarten ist, dass die Marktanforderungen strenger werden und entsprechende Verbesserungen vorgenommen werden.

Bezüglich der Messung der Emissionen empfehlen wir die Verfahren, die in den Vergabegrundlagen für Heizungsanlagen festgelegt sind.

³⁰ Zusätzlich halten 15 BHKW-Module den Wert der derzeitigen halben TA Luft (325 mg/m³) ein. Bei diesen ist zu vermuten, dass sie den etwas strengeren Wert von 300 mg/m³ auch einhalten können.

Für die Emissionsanforderungen schlagen wir folgenden Text vor:

Gas-BHKW-Module

Die nachstehend genannten Emissionsgrenzwerte – bezogen auf Abgas im Normzustand (0°C, 1013 mbar) mit einem Volumengehalt an Sauerstoff von 5% – sind im gesamten Einstellbereich ohne Inanspruchnahme einer Messtoleranz nach Abschnitt 6.5 der DIN EN 267 und der Fehlertoleranz der Kalibriergase einzuhalten. Die Maßeinheit mg/Nm^3 ist als mg Schadstoff je Normkubikmeter Abgas zu verstehen. Für die Prüfung sind die in Abschnitt x genannten Messverfahren anzuwenden.

Stickstoffoxide (NO_x)

Der Gehalt an Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid im Abgas darf $250 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, angegeben als Stickstoffdioxid, nicht überschreiten.

Kohlenstoffmonoxid (CO)

Der Gehalt an Kohlenstoffmonoxid im Abgas darf $300 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ nicht überschreiten.

Organische Stoffe

Der Gehalt an organischen Stoffen im Abgas darf die Massenkonzentration von $100 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, angegeben als Gesamtkohlenstoff, nicht überschreiten.

Diesel-BHKW-Module:

Einleitung wie bei Gas-BHKW-Modulen

Stickstoffoxide (NO_x)

Der Gehalt an Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid im Abgas darf $1000 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, angegeben als Stickstoffdioxid, nicht überschreiten.

Kohlenstoffmonoxid (CO)

Der Gehalt an Kohlenstoffmonoxid im Abgas darf $300 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ nicht überschreiten.

Gesamtstaub

Der Gehalt an Gesamtstaub im Abgas darf $20 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ nicht überschreiten.

Organische Stoffe (C_xH_y)

Der Gehalt an organischen Stoffen im Abgas darf die Massenkonzentration von $100 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, angegeben als Gesamtkohlenstoff, nicht überschreiten.

6.5 Schallemissionen

Bei der Festlegung von Grenzwerten für Schallemissionen ist zu berücksichtigen, dass die Schallemissionen am Modul unter Normbedingungen gemessen werden und im konkreten Anwendungsfall stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen (Bausubstanz, Einbaumaßnahme etc.) beeinflusst werden. Hierbei können insbesondere problematische tieffrequente Körperschallemissionen sowohl beim Mo-

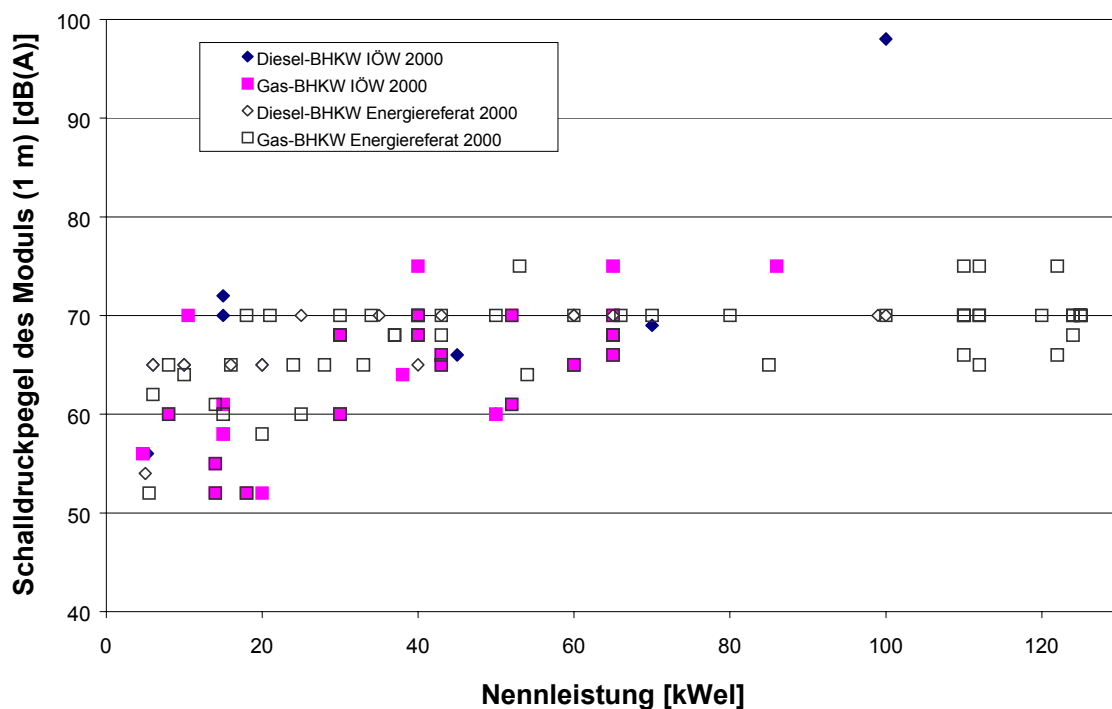
dul als auch bei der Abgasführung auftreten. Wir schlagen deshalb vor, auf Anforderungen an den Abgasschall zu verzichten, da dieser in stärkerem Maße von den Rahmenbedingungen als dem Modul selbst beeinflusst wird. Zudem kann der Abgasschall – je nach Bedarf – durch zusätzliche Maßnahmen (weitere Abgasschalldämpfer) weiter reduziert werden.

Für den Modulschall empfehlen wir jedoch eine Anforderung aufzunehmen, da Lärmemissionen ein relevantes Problem bei BHKW darstellen, das in den Umweltzeichenanforderungen berücksichtigt werden sollte, um im Schallbereich Anreize für Verbesserungen zu setzen. Zudem sind Begrenzungen der Schallemissionen auch in anderen aktuellen Umweltzeichenkriterien enthalten.

Da sich bei den Schallemissionen im Bedarfsfall zusätzliche Maßnahmen durchführen lassen, sollten die Grenzwerte hier nicht zu streng gewählt werden.

In Ergänzung zu den von uns ermittelten Werten werden auch hier die Werte der Erhebung des Energierates der Stadt Frankfurt (Energierate 2000) herangezogen.

Abbildung 30: Modulschall von BHKW-Modulen



Quelle: eigene Darstellung, Datenbasis Herstellerbefragung und Energierate 2000

Abbildung 30 verdeutlicht, dass kleine BHKW bis etwa 20 kW_{el} geringere Schallemissionen verursachen als größere Module. Dies ist auf die geringere Größe und damit verbundene leichtere Kapselbarkeit des Moduls zurückzuführen. Dies sollte sich auch in den Anforderungen widerspiegeln, weshalb wir hier eine Differenzierung vorschlagen. Wir empfehlen deshalb folgende Höchstwerte:

Tabelle 24: Empfohlene Höchstwerte für die Schalldruckpegel (1m)

	Bei Leistung:	Modulschall	Erfüllt durch
Gas-BHKW-Modul	$\leq 20 \text{ kW}_{\text{el}}$	56 dB(A)	6 von 10
	$> 20 \text{ kW}_{\text{el}}$	66 dB(A)	12 von 23
Diesel-BHKW-Modul	$\leq 20 \text{ kW}_{\text{el}}$	60 dB(A)	1 von 6
	$> 20 \text{ kW}_{\text{el}}$	66 dB(A)	3 von 6

Um den Herstellern zusätzlichen Messaufwand zu ersparen, sollte die Messung – wie es die Hersteller bisher handhaben – als Schalldruckpegel in 1m Entfernung gemessen werden. Die Messungen sollten gemäß DIN 45635 Teil 1 und Teil 11 erfolgen. Aus diesen Werten lassen sich Werte für die Schalleistungspegel (gemäß DIN 45635 Teil 1) abschätzen.

Aufgrund der besonderen Probleme mit tieffrequenten Geräuschen ist zu überlegen, ob von den Herstellern Einzeloktavanalysen gefordert werden sollten, um bei einer späteren Überarbeitung des Umweltzeichens spezielle Anforderungen an die tiefen Frequenzen zu stellen.

Zur Verringerung von Körperschallemissionen sollte zusätzlich in der Installationsanleitung auf die Probleme des Körperschalls hingewiesen werden und Empfehlungen zu seiner Vermeidung gegeben werden.

Zu Anforderungen an die Geräuschemissionen schlagen wir die folgende Formulierung vor:

Gas-BHKW-Module:
Der Schalldruckpegel des BHKW-Moduls darf in 1 m Entfernung die folgenden Werte nicht überschreiten:
Bei einer elektrischen Leistung $\leq 20 \text{ kW}$: 56 dB(A)
und bei einer elektrischen Leistung $> 20 \text{ kW}$: 66 dB(A)
gemessen nach DIN 45635 Teil 1 und Teil 11.

Diesel-BHKW-Module:
Der Schalldruckpegel des BHKW-Moduls darf in 1 m Entfernung die folgenden Werte nicht überschreiten:
Bei einer elektrischen Leistung $\leq 20 \text{ kW}$: 60 dB(A)
und bei einer elektrischen Leistung $> 20 \text{ kW}$: 66 dB(A)
gemessen nach DIN 45635 Teil 1 und Teil 11.

6.6 Lebensdauer und Wartung

In Abschnitt 4.2.5 wurde festgestellt, dass Vollwartungsverträge gemäß der Spezifikation für Serviceverträge des VDMA einer Garantieleistung für zehn Jahre entsprechen. Wir schlagen hier als Anforderung

rung für ein Umweltzeichen vor, dass die Hersteller entweder selbst oder durch geschulte Partnerunternehmen Vollwartungsverträge anbieten müssen.

Bei der Formulierung der Anforderungen an Wartungsverträge schlagen wir vor, sich an Berndt (1997, S. 170) zu orientieren. Danach gehören zu einem Wartungsvertrag die Durchführung periodischer Inspektions- und Wartungsarbeiten (z.B. Öl- oder Zündkerzenwechsel), die Durchführung von Reparatur- und Einstellungsarbeiten zur Beseitigung auftretender Betriebsstörungen, die nach längerer Betriebsdauer notwendige Instandsetzung bzw. Überholung der Anlage, die Bereitstellung der notwendigen Betriebsmittel (z.B. Schmieröl), Verschleißteile (z.B. Zündkerzen) und Ersatzteile (z.B. Zylinderköpfe) für die Wartungsarbeiten und Reparatur-/Instandsetzungsarbeiten und die Entsorgung verbrauchter Betriebsmittel und defekter Teile.

Zusätzlich sind hier analog zu den Umweltzeichen für Heizungsanlagen Anforderungen an die Bedienungs-, Einstell- und Wartungsanleitung zu formulieren, die sicherstellen, dass (geschultes) Fachpersonal die BHKW entsprechend den anderen Anforderungen betreiben kann. Die Formulierung dieser Anforderungen kann in Orientierung an den Vergabekriterien für die Heizungsanlagen erfolgen.

In Bezug auf die Wartung sowie Einstell- und Bedienanleitung sollten die folgenden Anforderungen erfüllt werden:

Gas- und Diesel-BHKW-Module:

Wartungsvertrag

Der Antragsteller verpflichtet sich, zu seinen Geräten einen Vollwartungsvertrag anzubieten, der die folgenden Leistungen umfasst:

- (1) Durchführung periodischer Inspektions- und Wartungsarbeiten (z.B. Öl- oder Zündkerzenwechsel),
- (2) Durchführung entsprechender Reparatur- und Einstellungsarbeiten zur Beseitigung auftretender Betriebsstörungen,
- (3) die nach längerer Betriebsdauer notwendige Instandsetzung bzw. Überholung der Anlage,
- (4) Bereitstellung der notwendigen Betriebsmittel (z.B. Schmieröl), Verschleißteile (z.B. Zündkerzen) und Ersatzteile (z.B. Zylinderköpfe) für die Wartungsarbeiten unter Nr. 1 und Reparatur-/Instandsetzungsarbeiten unter Nr. 2 und 3,
- (5) Entsorgung verbrauchter Betriebsmittel und defekter Teile.

Einstell- und Bedienungsanleitung

Die Einstellanleitung muss klare und eindeutige Aussagen zur korrekten Einstellung des Blockheizkraftwerkes durch Fachpersonal enthalten. Eine Einstellung nach der Einstellanleitung muss ermöglichen, dass die unter den Abschnitten Emissionsanforderungen, Anforderungen an die rationelle Energienutzung und Geräuschemissionen genannten Anforderungen im Betrieb eingehalten werden können. In der Einstellanleitung sind Hinweise für die Abstimmung des Blockheizkraftwerkes mit der Abgasanlage und Empfehlungen für die Vermeidung von Körperschall aufzunehmen.

6.7 Recyclinggerechte Konstruktion

In Abschnitt 4.2.6 wurde festgestellt, dass die meisten Hersteller auf demontagegerechte Konstruktion achten, ohne dabei Richtlinien für recyclinggerechtes Konstruieren zu berücksichtigen. Da es sich bei BHKW um langlebige Geräte mit relativ geringer Materialvielfalt handelt, die zum überwiegenden Teil aus Metallwerkstoffen bestehen, kann aus unserer Sicht darauf verzichtet werden, Anforderungen an recyclinggerechte Konstruktion aufzustellen.

Um eine ordnungsgemäße Entsorgung sicherzustellen, sollten sich die Hersteller zur Rücknahme ihrer Anlagen verpflichten. Hier schlagen wir folgende Formulierung vor:

Gas- und Diesel-BHKW-Module:
Der Antragsteller verpflichtet sich, seine Geräte mit dem Umweltzeichen nach deren Gebrauch zurückzunehmen, um diese einer Wiederverwendung bzw. werkstofflichen Verwertung zuzuführen. Nicht verwertbare Geräteteile sind umweltgerecht zu beseitigen.
Die Produktunterlagen des Gerätes müssen Informationen über Rückgabemöglichkeiten enthalten.

6.8 Zusammenfassung der vorgeschlagenen Kriterien

Zusammengefasst ergeben sich damit die in der folgenden Tabelle (nächste Seite) dargestellten Anforderungen.

Ein Vergleich dieser Anforderungen mit den Daten der Herstellerbefragung zeigt, dass sie bislang von vier der erfassten Gas-BHKW-Module erfüllt werden. Hierunter sind zwei BHKW-Module mit einer Leistung kleiner als 20 kW_{el} und zwei mit größerer Leistung. Etwa zehn weitere Module verfehlen die Anforderungen nur knapp, hier ist davon auszugehen, dass die gesetzten Anforderungen mit geringem zusätzlichem Aufwand erreichbar sind. Damit könnte das Umweltzeichen einen Anreiz für technische Weiterentwicklung leisten.

Von den Diesel-BHKW-Modulen erfüllt bislang keines die vorgeschlagenen Kriterien. Dies liegt vor allem an den strengen Emissionsgrenzwerten, nur ein Diesel-BHKW-Modul erreicht Emissionswerte, die in etwa den geforderten entsprechen. Hier bleibt abzuwarten, ob sich durch die TA Luft Novelle ein Entwicklungsschub ergeben wird.

Tabelle 25: Zusammenfassung der vorgeschlagenen Anforderungen

Produkt	Rationelle Energienutzung			Emissionen				Schallemissionen		Sonstige Anforderungen
	Gesamtwirkungsgrad η_{ges}	Elektrischer Wirkungsgrad η_{el}	Teillastanforderungen	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	Staub (mg/Nm ³)	Org. Stoffe (mg/Nm ³)	Bei Nennleistung $\leq 20 \text{ kW}_{el}$	Bei Nennleistung $> 20 \text{ kW}_{el}$ $\leq 125 \text{ kW}_{el}$	
Gas-BHKW-Modul	89%	$\eta_{el} \geq 2,5 \cdot \ln(P_{el}) + 21,5$	Bei Teillastfähigkeit darf η_{ges} bei 60% der Nennlast um maximal 2 Prozentpunkte geringer sein und η_{el} um maximal 3 Prozentpunkte als bei Volllast.	250	300		100	56	66	<ul style="list-style-type: none"> - Richtlinienkonformität - Angabe des Hilfsstrombedarfes - Angebot von Wartungsverträgen - Rücknahmeverpflichtung - Anforderungen an Bedienungsanleitung
Diesel-BHKW-Modul	89%	$\eta_{el} \geq 3,5 \cdot \ln(P_{el}) + 22,5$	Bei Teillastfähigkeit dürfen η_{ges} und η_{el} bei 60% der Nennlast um maximal 2 Prozentpunkte geringer sein als bei Volllast.	1000	300	20	100	60	66	<ul style="list-style-type: none"> - Richtlinienkonformität - Angabe des Hilfsstrombedarfes - Angebot von Wartungsverträgen - Rücknahmeverpflichtung - Anforderungen an Bedienungsanleitung

7. Exkurs: Brennstoffzellen

Langfristig werden die primären Energieträger Erdgas und Erdöl nicht mehr verfügbar sein. Aus diesem Grund muss bereits jetzt die Entwicklung der Technik für eine zukünftige Energieversorgung vorangetrieben werden. Neben den regenerativen Energien wie Photovoltaik, Solarwärme und Windkraft stellt auch die Brennstoffzellentechnik eine zukunftssträchtige Energieerzeugung dar.

Brennstoffzellen basieren auf einem vollständig anderen technischen Prinzip, sind aber im stationären Bereich für ähnliche Anwendungen wie BHKW geeignet. Ihnen wird zukünftig ein großes Potenzial zugesprochen. In dieser Untersuchung wird geprüft, inwieweit sie heute schon relevant sind und in die Entwicklung eines Umweltzeichens einbezogen werden sollten.

Im folgenden werden zunächst die Grundlagen der Brennstoffzellen-Technik erläutert und die verschiedenen Brennstoffzellentypen vorgestellt. Anschließend gehen wir auf den derzeitigen Markt bzw. das Marktpotenzial ein. Abschließend wird eine orientierende Einschätzung zur Umweltrelevanz von Brennstoffzellen vorgenommen.

7.1 Grundlagen

Die Brennstoffzellentechnik ist bereits seit über 150 Jahren bekannt. 1839 entdeckte der englische Physiker Sir William Robert Grove das Prinzip der Brennstoffzelle. Ende des 19. Jahrhunderts erschien diese Form der Energieerzeugung bereits veraltet, als Werner von Siemens das elektrodynamische Prinzip entdeckte. Mit der Generatorentwicklung verlor die Brennstoffzelle an technischer Bedeutung (HGC 1998).

Das Prinzip der Brennstoffzelle funktioniert wie eine Batterie, die kontinuierlich mit Brennstoff versorgt wird. Im Zuge der Diskussion um endliche Vorkommen der primären Brennstoffe wurde die Brennstoffzelle zur Stromversorgung wiederentdeckt. Die Diskussion für und wider die Wasserstoffversorgung hat die Brennstoffzellenentwicklung im mobilen und auch im stationären Bereich vorangetrieben. In den letzten Jahren betrieben viele Firmen, vor allem in den USA, die Entwicklung verschiedener Typen von Brennstoffzellen. Zu unterscheiden sind sechs Typen, von denen nur zwei für den Leistungsbereich kleiner 100 kW interessant sind. Die Brennstoffzellentypen unterscheiden sich durch ihren Elektrolyten und damit durch die Betriebstemperatur, bei welcher der elektrochemische Prozess im Zellstapel abläuft (OTTI 1999).

Jedes Brennstoffzellensystem besteht aus einem Zellstapel, einer Gasaufbereitung und der Leistungselektronik sowie Mess- und Regeltechnik (MSR). Je nach Anwendung wird ein Kühlsystem zur Nutzung der Wärmeenergie installiert.

Zellstapel: Eine Brennstoffzelle oder ein Zellstapel bezeichnet im allgemeinen eine Reihenschaltung von einzelnen Zellen. Eine einzelne Zelle besteht aus einem Elektrolyten, der links und rechts von Elektroden (Anode und Kathode) umgeben ist. An der Anode befindet sich die Zuführung für das Brenngas (Wasserstoff) und an der Kathode die Zuführung für die Luft (Sauerstoff). Der Elektrolyt trennt die Brenngas- von der Luftseite. Der Ladungstransport erfolgt je nach Zelltyp von der Kathode zur Anode oder umgekehrt. Die bipolare Trennplatte hat häufig noch eine Kühlplatte integriert, bevor die nächste Zelle

mit dem gleichen Aufbau beginnt. Eine einzelne Zelle hat eine Spannung von 0,7 Volt. In einer Reihenschaltung können dann entsprechend höhere Spannungen und damit Leistungen erzielt werden.

Gasaufbereitung:

Die Gasaufbereitung ist abhängig vom eingesetzten Brennstoff.

Im allgemeinen werden die Brennstoffzellen mit Wasserstoff betrieben. Dieser kann durch Elektrolyse, aus Erdgas, aus Sondergasen oder Benzin und Diesel hergestellt werden. Es müssen jedoch je nach Zelltyp verschiedene Anforderungen an die Reinheit des Reformates gestellt werden. Die höchsten Anforderungen hat die alkalische Brennstoffzelle (AFC), sie kann nur mit Reinstoffen betrieben werden.

Der überwiegend eingesetzte Brennstoff ist Erdgas. Es wird mit folgenden Schritten reformiert: Das Erdgas wird in einem Reformer bei einer Temperatur von ca. 800°C in Wasserstoff und Kohlenmonoxid aufgespalten. Je nach Zellstapeltyp kann das Reformat direkt verwendet werden oder es erfolgt eine weitere Reinigung durch Aufoxidierung des Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid. Danach kann das Reformat noch weiter gereinigt oder direkt verwendet werden.

Leistungselektronik /

MSR Technik:

Ein Zellstapel erzeugt Gleichstrom. In jedem System ist deshalb ein Wechselrichter vorhanden, der den Gleich- in Wechselstrom (230 V, 50 Hz) umwandelt. Der Prozessablauf in der Anlage erfolgt über ein Steuerungssystem. Anhand von internen Messstellen und aufgenommenen Daten wird geregelt und gesteuert.

Kühlsystem:

In stationären Anwendungen ist ein Kühlsystem für die Zellstapel integriert, das die nutzbare Wärme auskoppelt und dem Kunden über Wärmeübertrager zur Verfügung stellt. In mobilen Systemen wird die Wärme häufig über Luftkühlung nach außen abgegeben (HGC 1998).

Die folgende Abbildung zeigt einen Überblick über verschiedene Typen von Brennstoffzellen, die anschließend kurz erläutert werden.

Abbildung 31: Kennzeichnende Eigenschaften der Brennstoffzellentypen³¹

TYP	Kathodenkammer und Kathodengas	Elektrolyt mit Ionenstrom	Anodenkammer und Brenngas	Betriebs-temp.
PAFC Phosphoric Acid Fuel Cell	CO-freie Luft	Phosphorsäure H ⁺	Wasserstoffreiches Gas	200°C
AFC Alkaline Fuel Cell	Gemisch: CO ₂ -freie Luft und H ₂ O	Kalilauge OH ⁻	CO ₂ -freier Wasserstoff	70°C
PEFC Polymer Electrolyte Fuel Cell	CO-freie Luft	Polymermembran H ⁺	CO-freier Wasserstoff	80°C
MCFC Molten Carbonate Fuel Cell	Gemisch: Luft und CO ₂	Karbonatschmelze CO ₃ ⁻	Erdgas, C-Monoxid, Wasserstoff	650°C
SOFC Solid Oxide Fuel Cell	Luft	Zirkonoxidkeramik O ⁻	Erdgas, C-Monoxid, Wasserstoff	750°C bis 950°C

Quelle: HGC 1998, S. 10

➤ **Alkalische Brennstoffzelle (AFC)**

In den fünfziger Jahren wurde die Alkalische Brennstoffzelle (AFC) von den Firmen VARTA und SIEMENS entwickelt. Die Leistung dieser Systeme erreichte bis zu 100 kW. Da die AFC mit reinem Wasserstoff und Sauerstoff versorgt werden musste, blieb die Anwendung der AFC auf die Bereiche Raumfahrt und U-Boottechnik begrenzt.

Die AFC ist eine typische Niedertemperaturbrennstoffzelle, deren Elektrolyt bei 80° C einen Zellwirkungsgrad von 60% erreichen kann (HdT 2000, OTTI 1999).

➤ **Polymermembranbrennstoffzelle (PEFC bzw. PEMFC) und Direktmethanolbrennstoffzelle (DMFC)**

Die Automobilindustrie verwendet überwiegend Polymermembranbrennstoffzellen (PEFC oder PEMFC) und Direktmethanol Brennstoffzellen (DMFC). Die PEMFC arbeitet bei ca. 60 - 90°C. und die DMFC bei 80 - 130°C. Sie unterscheiden sich im Bereich der Wirkungsgrade erheblich. Die DMFC liegt z.Z. bei 20 - 30% Zellwirkungsgrad, während die PEFC 50 - 58% erreicht. Die Entwicklung in diesen Bereichen wird in den nächsten Jahren voraussichtlich stark voranschreiten.

➤ **Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)**

Im stationären Bereich ist neben der Niedertemperaturbrennstoffzelle PEFC, ein Brennstoffzellentyp der mittleren Temperatur, die phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC), die am weitesten entwickelte

³¹ Die Pfeile kennzeichnen die Flussrichtung von Ionen und Abgas.

Brennstoffzelle. Die PAFC arbeitet mit dem flüssigen Elektrolyten Phosphorsäure, der in einer Matrix gebunden ist, bei ca. 200°C. Die PAFC PC 25 der amerikanischen Firma ONSI ist seit acht Jahren auf dem Markt und mittlerweile ein marktreifes Produkt, von dem weltweit über 200 Anlagen betrieben werden, davon zwölf in Deutschland und etwa weitere acht in Europa.

➤ **Karbonatschmelzebrennstoffzelle (MCFC) und oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)**

Ebenfalls im stationären Bereich sind die Hochtemperaturbrennstoffzellen Karbonatschmelzebrennstoffzelle (MCFC) und oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC) angesiedelt. Die MCFC arbeitet wie die PAFC mit einem flüssigen Elektrolyten. Die Temperatur ist jedoch mit ca. 650°C deutlich höher. Die SOFC arbeitet bei ca. 1000°C mit einem festen Elektrolyten. Gerade bei den Hochtemperaturbrennstoffzellen ist die Entwicklung von geeigneten Werkstoffen eines der größten Probleme.

7.2 Einschätzung von Marktrelevanz und -potenzial

Im folgenden werden die erläuterten Brennstoffzellentypen hinsichtlich ihres Entwicklungsstandes und -potenzials beurteilt. Hierbei ist von besonderem Interesse, welche Brennstoffzellentypen im betrachteten Leistungsbereich bis 100 kW relevant sind.

➤ **AFC als Nischenprodukt**

Die AFC ist aufgrund der sehr hohen Anforderungen an den Brennstoff nicht für den Einsatz in der zukünftigen stationären Energieversorgung geeignet. Es werden reiner Wasserstoff und reiner Sauerstoff benötigt, deren Herstellungskosten auch langfristig einen sehr hohen Preisnachteil gegenüber Luft und Reformat haben werden (Kordes&Simader 1996).

➤ **PEFC im Bereich > 1W bis 250 kW**

Neben dem „großen“ Megawatt- und Kilowatt-Bereich werden auch Kleinsysteme für den Einsatz in Laptops, Handys und als Batterieersatz entwickelt. Hierfür werden ein bis 500 Watt benötigt. In dieser Leistungsklasse wurde jedoch nur eine Brennstoffzelle mit direkter Wasserstoff- und Luftversorgung entwickelt. Für diese Anwendungsfelder werden hauptsächlich PEFC eingesetzt, da diese am unempfindlichsten sind. Gerade im Bereich Kleinsysteme laufen zur Zeit viele Entwicklungen. Wann die Markteinführung dieser Systeme erfolgt, ist noch nicht abschätzbar.

Die PEFC wird in den USA, Kanada und Japan aber auch in Europa weiterentwickelt. Sie ist aufgrund ihres festen Elektrolyten problemlos im mobilen Bereich zu verwenden. Hier geht es vor allem um Schnellstarteigenschaften. Die Annahme, dass die Entwicklung im mobilen Bereich direkt auf den stationären Bereich übertragen werden kann, ist nur bedingt richtig. Die mobilen Anwendungen haben geringere Anforderungen an die Betriebsdauer als die stationären Anwendungen. Ein PKW-Motor ist mit 3000 Stunden am Ende seiner Lebensdauer, wobei eine Hausenergieversorgung im Schnitt mit 8000 Stunden pro Jahr betrieben wird. Ähnlich wie mobile Anwendungen werden auch die transportablen Kleinsysteme kaum kontinuierlich beansprucht.

Die PEFC wird zur Zeit von der Firma HGC Hamburg Gas Consult GmbH in einem Feldtest bei verschiedenen Gas- und Stromversorgern (u.a. Rheinische Energie AG, Wingas GmbH, Heingas Hamburger Gaswerke GmbH, VNG Verbundnetz Gas AG) in Deutschland getestet. Eingesetzt wird ein erdgasversorgtes PEFC-Miniblockheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 3 kW und einer maximalen thermischen Leistung von 8 kW. Eine optimierte Serie soll im Jahr 2001 in einem größer angelegten Feldversuch getestet werden, um dann im Jahr 2003 als Serienprodukt auf den Markt zu

gelegten Feldversuch getestet werden, um dann im Jahr 2003 als Serienprodukt auf den Markt zu kommen. Hersteller dieser Anlage ist Dais Analytic Corp., USA.

Weitere Firmen, wie z. B. die John Vaillant GmbH u. Co. haben Designstudien zu Aggregaten in ähnlichen Leistungsklassen entwickelt. Mit diesem Aggregat sind für Ende 2001 Feldtests mit 400 Geräten geplant (vgl. Anonym 2000). Die Leistung soll ebenso wie die HGC-Anlage auf den Leistungsbedarf eines Ein- oder Mehrfamilienhauses abgestimmt sein. Das erste Aggregat soll mit 4,5 kW elektrischer und 7 kW thermischer Leistung getestet werden (HdT 2000). Das Brennstoffzellen-Heizgerät ist mit einem integrierten Zusatzheizgerät geplant, das zusätzlich bis zu 50 kW modulierbare thermische Leistung liefert (Klinder 2000). Entwicklungspartner von Vaillant sind die amerikanischen Unternehmen Plug Power und General Electric Fuel Cell Systems (GE).

➤ **PAFC für den Bereich > 100 kW**

Die PAFC sind zur Zeit in einem Leistungsbereich von 200 kW_{el} und 220 kW_{th} verfügbar. Nachteilig bei diesen Brennstoffzellentypen wirkt sich der flüssige Elektrolyt aus. Die Anlage muss auf einer bestimmten Temperatur gehalten werden, damit der Elektrolyt nicht auskristallisiert, wodurch der Zellstapel irreparabel geschädigt wäre. In der PAFC kann Erdgas-Reformat oder reiner Wasserstoff verwendet werden. Auch entsprechend aufbereitete Sondergase, z.B. Biogas, Deponiegas oder Klärgas können verwendet werden, entsprechende Tests wurden bisher aber nicht veröffentlicht. Der Elektrolyt ist empfindlich gegenüber großen Mengen Kohlenmonoxid und verschiedener Schadstoffe, die z.B. in den Sondergasen vorkommen (Fluoride, Chloride und andere Halogene).

Die PAFC wird neben den USA auch in Japan entwickelt. Bereits Anfang der 90er Jahre wurde in Schweden eine PAFC mit einer Leistung von 50 kW der Firma Fuji installiert. Aufgrund von technischen Problemen zog Fuji dieses Aggregat bereits nach kurzer Zeit vom Markt zurück.

Zur Zeit entwickeln International Fuel Cells sowie die Firmen Fuji Electric, Toshiba und Mitsubishi Electric an der PAFC. Fuji Electric hat 100 kW Einheiten für eine Kommerzialisierung im Jahr 2002 vorgesehen. Nähere Informationen sind bisher noch nicht erhältlich (EscoVale 2000).

➤ **MCFC für den Bereich > 100 kW**

In der MCFC kann aufgrund ihrer hohen Betriebstemperatur eine interne Reformierung stattfinden. Das bedeutet, dass innerhalb des Zellstapelraumes auch die Umsetzung des Brenngases zu Wasserstoff stattfindet. Der Elektrolyt ist deutlich unempfindlicher und kann daher auch Sondergase sehr viel besser verarbeiten als Brennstoffzellen niedrigerer Temperatur. Hier stellen jedoch die Werkstoffe und die Temperaturschwankungen noch hohe Anforderungen an die Entwicklung.

Die MCFC wird u.a. von einem Firmenkonsortium, bei dem auch MTU Friedrichshafen partizipiert, weiterentwickelt. Das sogenannte Hot Module ist in einer 280 kW Feldtestanalyse in Deutschland installiert. Die MCFC ist für Systeme des größeren Leistungsbereichs > 200 kW auch in den USA in der Entwicklung. Alle Firmen haben zu Beginn mit 100 kW Anlagen Feldversuche durchgeführt. Vorgesehen sind die Anlagen jedoch für Leistungsbereiche deutlich über 100 kW bis in den Megawatt-Bereich (HdT 2000).

➤ **SOFC für 1 kW und den Bereich > 100 kW**

Die SOFC hat die gleichen Vor- und Nachteile wie die MCFC. Wie bei der MCFC können aufgrund der hohen Temperatur neben Erdgas auch Sondergase verwendet werden.

Diese Hochtemperatur-Brennstoffzelle wird u.a. von der Firma Siemens-Westinghouse entwickelt. Das Konzept wird zur Zeit mit einer 100 kW Anlage in einem Feldtest in den Niederlanden getestet. Im späteren Verlauf sollen diese Anlagen im MW-Bereich vertrieben werden.

Die SOFC wird auch in einem Konzept der Schweizer Firma Sulzer Hexis eingesetzt. Diese Anlage wird zur Zeit in Feldtests mit einer elektrischen Leistung von 1 kW und einer thermischen Leistung von 3 kW sowie einem thermischen Brenner von 12 kW getestet. Auch hier sind schon erfolgreiche Feldversuche betrieben worden. Neben Erdgas wurden auch Flüssiggas und leichtes Heizöl getestet. Die Anlage soll ebenso wie die HGC-Anlage im Jahre 2003 in Serie auf den Markt kommen (HdT 2000), eine erste Prototypserie soll im Jahr 2001 verfügbar sein (Schmidt 2000).

7.3 Gegenwärtig relevante Brennstoffzellentypen im kleinen Leistungsbereich

Auf Basis der aktuellen technischen Entwicklung werden im Bereich der stationären Brennstoffzellenanlagen im Leistungsbereich bis 100 kW in näherer Zukunft nur die PEFC und die SOFC eine Chance haben. Diese Anlagen werden für den Einsatz in Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern entwickelt. Die Versorgung der Mehrfamilienhäuser wird wahrscheinlich von Geräten mit integriertem Spitzenkessel erfolgen. Die Anlagen können problemlos im Inselbetrieb oder netzparallel betrieben werden. Zur Zeit sind die Aggregate im Leistungsbereich unter 100 kW jedoch noch nicht auf Drehstrom ausgelegt. Hier besteht großer Forschungsbedarf im Bereich der Wechselrichter. Bei Verwendung der Anlage in Einfamilienhäusern kann mit Hilfe der niedrigen Rücklauftemperaturen der Brennwerteffekt genutzt werden.

Zur Brennstoffzellentechnik wird sowohl in großen Firmen als auch an vielen Hochschulen und in Forschungsinstituten entwickelt und geforscht. Einige Projekte werden durch die EU³² und verschiedene Länder gefördert. Diese starke Entwicklungstätigkeit in allen Bereichen lässt auf eine baldige Produktreife hoffen. Die von uns befragten Verbände und Organisationen rechnen Brennstoffzellen fast ausnahmslos ein sehr großes Potenzial zu, das aber von den meisten erst in fünf bis zehn Jahren gesehen wird.

7.3.1 Regelwerke und Genehmigungspraxis

Die Brennstoffzellentechnik ist eine neue Technologie. Dies macht sich vor allem in den Regelwerken bemerkbar. Es gibt bislang kaum spezielle Richtlinien, die eingehalten werden müssen.

Brennstoffzellen-BHKW bis 70 kW elektrischer Leistung sind seit Frühjahr 2000 den Gasgeräten untergeordnet. Das heißt, dass eine Anlage, die mit einem CE-Zeichen ausgerüstet ist, nach der Gasgeräte-richtlinie sowie den VDE Bestimmungen geprüft wurde. Diese kann dann problemlos an jedem Standort installiert werden, solange örtliche Bestimmungen beachtet werden. Die Spezifikation der Gasgeräte-richtlinie für Brennstoffzellen-Gasgeräte in Form einer DVGW Prüfgrundlage ist noch nicht abgeschlossen. Hier werden in Zukunft voraussichtlich Funktionsanforderungen (Dichtheit, Wärmeleistung, Temperaturen etc.) sowie Anforderungen an Wirkungsgrade und Emissionen festgeschrieben werden.

³² Eine Zusammenstellung verschiedener EU-Forschungsprojekte gibt z.B. EVA 1999, hier werden insgesamt 27 Brennstoffzellenprojekte im 4. Forschungsrahmenprogramm der EU genannt.

Anlagen größer als 70 kW werden häufig in die Maschinenrichtlinie eingeordnet und haben in Abhängigkeit von den Drücken und Volumina auch Druckbehälter und Dampfkessel, die durch die entsprechenden Verordnungen (Druckbehälterverordnung) abgedeckt werden und geprüft werden müssen.

Zur Zeit ist die Genehmigung von Brennstoffzellen-BHKW aufwändig, da viele Anlagen noch kein CE-Zeichen besitzen. Fast alle Brennstoffzellen-BHKW auf dem Markt wurden in den USA entwickelt und gebaut. Einige deutsche Firmen haben sich in den letzten Monaten Partner in den USA gesucht, die die Entwicklung der Geräte durchführen. Bis diese Anlagen serienreif zur Verfügung stehen, werden noch mindestens drei Jahre vergehen. Im Jahre 2003 - 2004 werden die marktreifen Produkte erwartet.

Bis dahin erfolgen innerhalb Europas an verschiedenen Standorten Anlagentests. Viele davon auf Firmengeländen, damit die Genehmigung erleichtert wird.

In jedem Falle sind neben der Genehmigung, die als Ersatz für das CE-Zeichen durchgeführt wird, die folgenden Maßnahmen durchzuführen:

- Anmeldung der Gasanlage beim Gaslieferanten
- Anmeldung der Einspeisung beim Stromversorger, hier kann es noch zusätzliche Auflagen geben
- Genehmigung der Abgasanlage beim Schornsteinfeger
- Genehmigung der Kondensatentsorgung über die zuständige Behörde (z.B. Stadtentwässerung) soweit Kondensat vorhanden ist
- Weiterhin sollte jedes Brennstoffzellen-BHKW mit einer Ausrüstung als Wärmeerzeuger DIN 4751 Teil 2 für Anlagen mit Vorlauftemperatur bis 100°C ausgerüstet werden.

7.4 Umweltanalyse Brennstoffzellen

Da sich kleine stationäre Brennstoffzellen derzeit noch in der Entwicklungsphase befinden und lediglich Prototypen existieren, liegen bislang kaum detaillierte Informationen zur Umweltrelevanz vor. Dementsprechend werden Brennstoffzellen hier im Sinne eines Ausblicks in die Betrachtung miteinbezogen, ohne jedoch konkrete Anforderungen für ein potenzielles Umweltzeichen zu entwickeln. Aufgrund der Ergebnisse der Marktanalyse konzentrieren wir uns im weiteren Verlauf der Untersuchung auf die Brennstoffzellen PEFC (auch PEMFC oder PEM Brennstoffzelle) und SOFC.

Die Darstellung der Umweltrelevanz erfolgt auf Basis von Literatur und Betriebserfahrungen der HGC und zum Teil anderen Herstellern.

Im folgenden wird mit der erdgasbetriebenen Brennstoffzelle zunächst die Variante dargestellt, die aller Voraussicht nach auf breiterer Basis zuerst realisiert wird. Anschließend wird ein Ausblick auf den Idealfall einer wasserstoffversorgten Brennstoffzelle gegeben.

7.4.1 Erdgasbetriebene Brennstoffzellen-Mini-BHKW

Relevante Umweltaspekte bei Brennstoffzellen sind die Gasaufbereitung, die Emissionen, der Wirkungsgrad, Geräuschemissionen, Materialeinsatz, Lebensdauer und Entsorgung. Diese werden im folgenden erläutert.

7.4.1.1 Gasaufbereitung

Der eigentliche Brennstoffzellenprozess, die elektrochemische Umsetzung im Zellstapel, benötigt als Brennstoff Wasserstoff sowie Luftsauerstoff. Daher muss bei einer erdgasversorgten Brennstoffzelle der Wasserstoff, der in Form von Methan im Erdgas gebunden ist, erst erzeugt werden. Hierbei entsteht das sogenannte Prozessgas.

Methan ist das wasserstoffreichste Kohlenwasserstoffmolekül. Im Verhältnis von 4 : 1 von Wasserstoffatomen zum Kohlenstoffatom kann eine hohe Ausbeute an Energie bei einem geringen Anfall von Kohlenstoff erreicht werden. Zudem fällt bei der Verwendung von Erdgas weder Ruß noch Staub an.

Die Prozessabläufe zur Gasaufbereitung sind bei den verschiedenen zukünftigen Herstellern von Brennstoffzellen ähnlich. Nach dem Reformierungsprozess (Aufspaltung der Kohlenwasserstoffe in Wasserstoff und Kohlenmonoxid unter Zufuhr von Wasserdampf) erfolgt die Umsetzung des Kohlenmonoxids in Kohlendioxid (Shiftreaktion).



Dabei eröffnet sich eine weitere Möglichkeit Wasserstoff zu gewinnen. Das aufbereitete Prozessgas wird dann den Zellstapeln zugeführt, in denen der eigentliche Brennstoffzellenprozess (die Umsetzung des Wasser- und Sauerstoffes in Wasser) stattfindet.



Die hierbei erzeugte Wärme und der Strom werden genutzt. Die Umsetzung des Wasserstoffes erfolgt nicht vollständig sondern nur zu circa 80%, daher wird meist ein einfacher Brenner oder ein katalytischer Brenner nachgeschaltet, der das restliche Prozessgas überstöchiometrisch verbrennt. Im katalytischen Brenner läuft im Gegensatz zum normalen Brenner die Verbrennungsreaktion überwiegend ohne Flammenbildung ab. Die Wärme wird intern im Prozess verwendet oder dem Kunden zur Verfügung gestellt.

Die Gasaufbereitung stellt derzeit eine zentrale Voraussetzung für den optimalen und emissionsarmen Betrieb der Brennstoffzellen dar. Hierbei liegen noch keine Informationen vor, wie hoch der Energieaufwand für die Gasaufbereitung bei kleinen Brennstoffzellen-BHKW ist. Für die Brennstoffaufbereitung ist noch Entwicklungsarbeit notwendig. Zwar wird konventionelle Verfahrenstechnik zur Reformierung eingesetzt (die in Großanlagen bereits vielfach erprobt ist), ihre Anpassung auf die hier betrachteten Anlagengrößen stößt jedoch noch auf Schwierigkeiten (Oertel & Fleischer 2000, S. 153).

Die Anforderungen an die Reinheit des Prozessgases hängen von den verwendeten Zellstapeln ab. Bei der SOFC können aufgrund der hohen Betriebstemperatur (ca. 1000°C) neben Erdgas und Propan auch Biogase und Klärgas verwendet werden. Diese Hochtemperaturbrennstoffzellen können die genannten Gase in einem internen Reformierungsprozess umsetzen. Bei der PEFC erfolgt die Umsetzung bei maximal 800°C in einem externen Reformer. Daher wird hier eine höhere Energiemenge zur Umsetzung benötigt.

Ein limitierender Faktor bei PEFC Brennstoffzellen ist z.B. die Kohlenmonoxid-Konzentration des Prozessgases. Eine Konzentration oberhalb von 50 ppm würde den Zellstapel schädigen. Durch mehrstu-

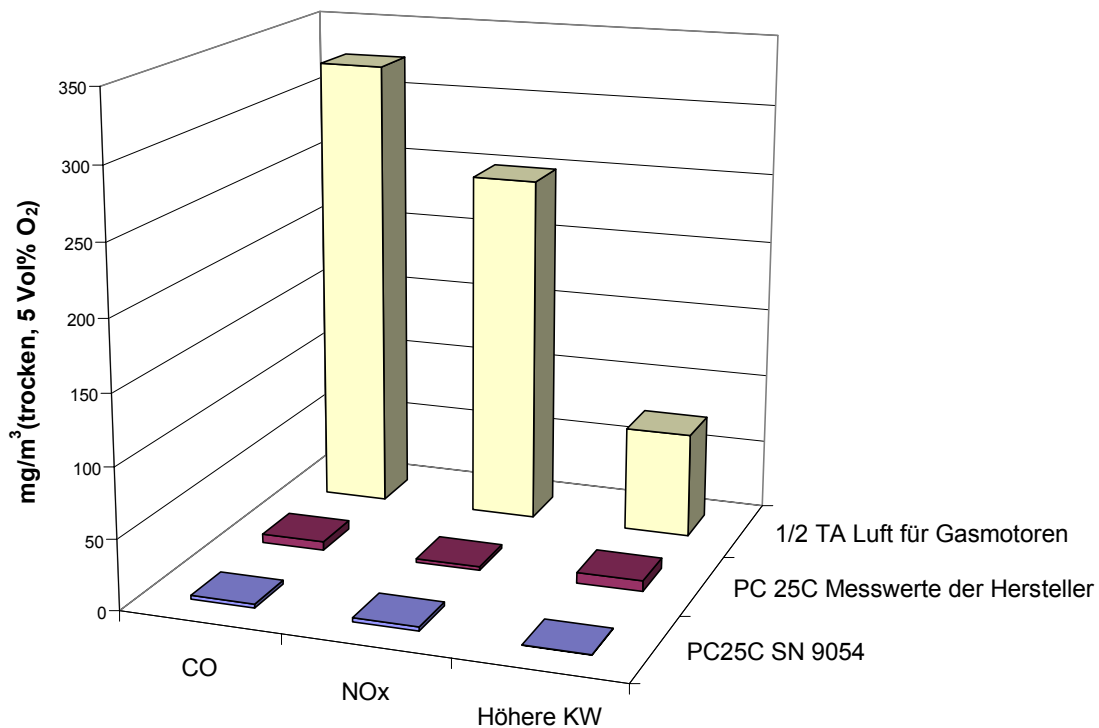
fige Aufbereitung des Prozessgases wird ein geringerer CO-Anteil erreicht und damit ein guter Brennstoff für den Brennstoffzellenbetrieb erzeugt.

7.4.1.2 Schadstoffemissionen

Die Verbrennung im katalytischen oder auch normalen Brenner erfolgt überstöchiometrisch. Die direkten Emissionen bestehen aus Wasserdampf, Kohlendioxid, Stickstoff und Sauerstoff sowie den restlichen in der Luft und im Erdgas befindlichen Stoffe (z.B. höhere Kohlenwasserstoffe). Auf Basis bisheriger Auswertungen zum Emissionsverhalten von Brennstoffzellen-BHKW zeigen sich im Vergleich zu motorisch betriebenen Gas-BHKW deutliche Verringerungen bei den CO₂-Emissionen.

Zusätzlich weisen Brennstoffzellen im Vergleich zu motorischen BHKW sehr geringe direkte Emissionen an Kohlenmonoxid und Stickoxiden auf. Für größere Brennstoffzellen liegen bereits Betriebserfahrungen vor. Abbildung 32 zeigt die CO-, NO_x- und VOC-Emissionen einer 200 kW PAFC in Relation zu den halben Grenzwerten der TA Luft für Gasmotoren.

Abbildung 32: Emissionen einer Phosphorsauren Brennstoffzelle im Vergleich zu den halben TA Luft Werten für Gasmotoren



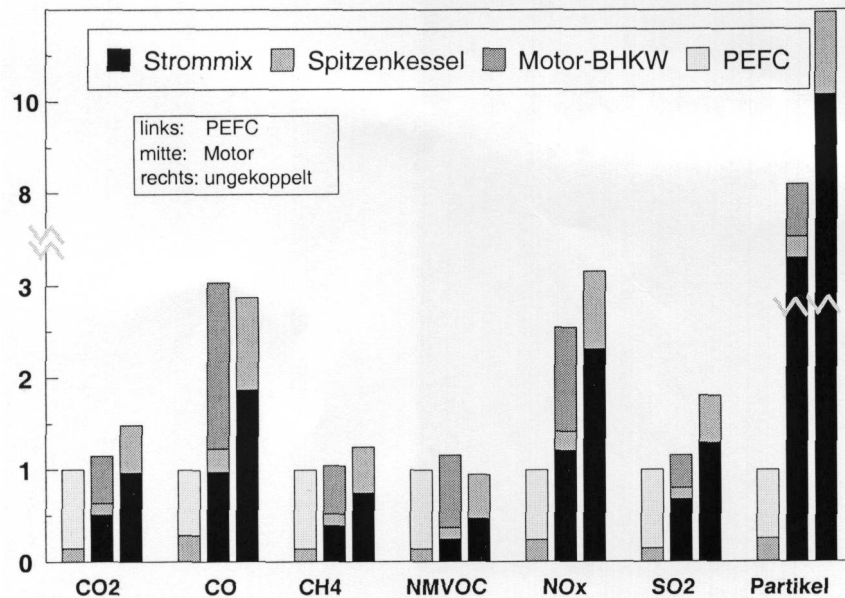
Quelle: Gummert 1999, S. 84

Deutlich wird, dass Brennstoffzellen wesentlich geringere Emissionen verursachen als BHKW, deren Emissionswerte überwiegend im Bereich der halben TA Luft liegen.

Bei der ganzheitlichen Beurteilung des Emissionsverhaltens müssen die Vorketten und die Brennstoffaufbereitung mitberücksichtigt werden. Für größere Brennstoffzellen liegen erste ökologische Systemvergleiche vor (vgl. z.B. Dienhart et al. 1998; Höhleln et al. 1998; Pehnt 2000; Patyk 2000; Pehnt & Nitsch 2000, Pehnt 2001). Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse eines Systemvergleiches (Nahwärmeversorgung mehrerer Wohnblöcke) zwischen einer 300 kW_{th}-PEFC (plus Spitzenkessel),

einem Motor-BHKW (plus Spitzenkessel plus zusätzlicher Strombezug (Kraftwerksmix)) und der ungekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom (Heizkessel, Strom aus Kraftwerksmix).

Abbildung 33: Vergleich der Luftemissionen von PEFC, Motor-BHKW und ungekoppelter Erzeugung (bezogen auf die Emissionen der PEFC)



Quelle: Dienhart et al. 1998

Das PEFC-System hat bei fast allen Emissionen die niedrigsten Werte. Insbesondere bei CO, NO_x und Partikeln ist ein deutlicher Vorteil zu erkennen. Bezogen auf Wirkungskategorien stellt Patyk (2000) bei Versauerung, Eutrophierung, Fotosmog und Treibhauseffekt deutliche Vorteile von SOFC gegenüber Wärme aus Erdgaskessel in Kombination mit Strom aus Kraftwerksmix fest. Pehnt & Nitsch (2000) ermitteln für SOFC (3 MW_{el}) und PEFC (200 kW_{el}) im Vergleich zu Kraft-Wärme-Kopplung in Gasturbinen oder Otto-Motoren deutliche Vorteile in Bezug auf Versauerung und Eutrophierung. SOFC haben ein um 12% geringeres Treibhauspotenzial als zukünftige GuD-Kraftwerke und um 47% geringer gegenüber dem zukünftigen Kraftwerksmix (Pehnt 2000).

Für kleine Brennstoffzellen liegen bislang kaum Erfahrungen zum Emissionsverhalten vor. Dies sollte unter Berücksichtigung der Brennstoffaufbereitung weiter untersucht werden, wenn umfangreichere Betriebserfahrungen vorliegen.

7.4.1.3 Wirkungsgrade und Jahresnutzungsgrad

Brennstoffzellen erreichen ihren höchsten elektrischen Wirkungsgrad bereits bei Teillast. Bei Volllast fällt der Wirkungsgrad geringfügig ab. Bei der HGC Anlage HEZ (Hausenergiezentrale) liegt der elektrische Wirkungsgrad bei Teillast (ca. 1 kW) bei 38% und bei Volllast (3 kW) bei 32%.³³ Ergebnisse von Anlagen größer als 100 kW bestätigen dieses Verhalten. Brennstoffzellensysteme, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden, können mit 10% der Nennlast betrieben werden. Bei Brennstoffzellen-

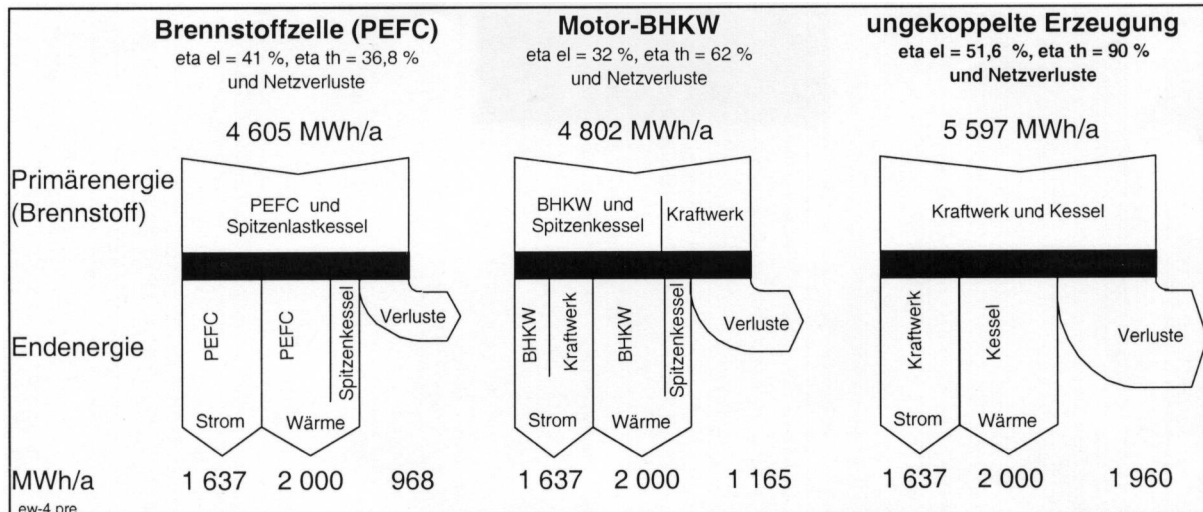
³³ Von anderen kleinen Anlagen liegen bisher noch keine veröffentlichten Ergebnisse vor.

systemen mit Reformern stellt dieser die begrenzende Komponente dar, hier wurde bislang die Nutzbarkeit bei einer Teillast von 50% der Nennlast erreicht (Oertel & Fleischer 2000, S. 169).

Es ist daher möglich, Brennstoffzellen über einen großen Leistungsbereich mit einem guten elektrischen Wirkungsgrad auch wärmegeführt zu betreiben. In den Wintermonaten kann die erzeugte Wärme zur Wärmeversorgung genutzt werden. Während der Sommermonate liegt die Stromkennzahl > 1, also ist eine im Verhältnis höhere Stromerzeugung möglich. Durch dieses Betriebsverhalten ist ein kontinuierlicher Betrieb der Anlage über das ganze Jahr (ca. 8700 h) möglich. Durch den Betrieb über das ganze Jahr kann sowohl im Vergleich zum deutschen Kraftwerksmix aus konventioneller Strom- und Wärmeerzeugung als auch im Vergleich zu motorisch betriebenen BHKW, die geringere Laufzeiten erreichen, eine deutliche Primärenergie- und CO₂-Reduktion erreicht werden.

Die folgende Abbildung zeigt den Vergleich des Primärenergieverbrauchs einer PEFC (300 kW_{th}), eines Motor-BHKW und ungekoppelter Erzeugung am Versorgungsfall einer Nahwärmeversorgung für mehrere Wohnblöcke.

Abbildung 34: Vergleich der Jahresenergiemengen am Versorgungsbeispiel



Quelle: Dienhart et al. 1998

In diesem Beispiel ergeben sich 4% Primärenergieeinsparung gegenüber dem Motor-BHKW und 18% gegenüber der ungekoppelten Erzeugung. Hierbei wurden für den Kraftwerksmix zukünftige Wirkungsgrade von 52% angenommen. Werden aktuelle Wirkungsgrade eingesetzt, fällt der Vergleich für die Brennstoffzelle wesentlich positiver aus.

Bei größeren Brennstoffzellen (z.B. 200 kW PAFC) nimmt der Wirkungsgrad im Betriebsverlauf ab (vgl. Wismann et al. 1999). Auf Basis des derzeitigen Erfahrungsstandes zu kleinen PEM Brennstoffzellen wird angenommen, dass auch bei PEM Zellstapeln eine Degradation erfolgen kann. Im Gegensatz zu PAFC Zellstapeln ist diese Degradation jedoch reparabel. Durch reinen Wasserstoff können Verunreinigungen am Katalysator (z.B. CO-Verunreinigungen) wieder beseitigt werden.

7.4.1.4 Geräuschemissionen

Der eigentliche Brennstoffzellenprozess, die elektrochemische Umsetzung des Wasserstoffes und Sauerstoffes zu Wasser ist geräuschlos. Dieser Prozess findet in den Zellstapeln statt. Lediglich bei Druckbetrieb der Zellstapel muss ein Kompressor für entsprechende Verdichtung der Gase sorgen.

Die Geräuschemissionen von Brennstoffzellen können im Gegensatz zu einem Motor-BHKW als sehr gering eingestuft werden. Bei Brennstoffzellen-BHKW sind keine zusätzlichen Dämmmaßnahmen zur Lärminderung notwendig.

7.4.1.5 Materialeinsatz

Nach FVV (1998) ist die Bereitstellung von Materialien für Brennstoffzellensysteme weder aus ökologischer Sicht noch im Hinblick auf ihre Verfügbarkeit problematisch. Die Umweltauswirkungen der Materialbereitstellung liegen bei weniger als 10% des Gesamtsystems. Besondere Aufmerksamkeit sollte jedoch der Verwendung von Edelmetallen als Katalysatormaterialien und als Legierungsbestandteil gewidmet werden (FVV 1998, S. 5-3).

7.4.1.6 Lebensdauer und Wartungsaufwand

Zu Lebensdauer und Wartungsaufwand liegen noch keine ausreichenden praktischen Erfahrungen vor. Der Wartungsaufwand ist bisher vergleichbar mit Motor-BHKW, soll aber zukünftig weiter reduziert werden.

Die Erhöhung der Lebensdauer stellt noch ein zentrales Entwicklungsziel dar. Sie sollte bei etwa 40.000 Stunden liegen (entspricht etwa 5 Jahren). Bisher wurden maximal 5.000 Betriebsstunden erreicht (Oertel & Fleischer 2000, S. 201).

7.4.1.7 Entsorgung

Erfahrungen mit der Entsorgung von Brennstoffzellen liegen lediglich für größere Anlagen vor (vgl. Wismann et al. 1999).

Die Katalysatoren aus der Brennstoffaufbereitung sind als besonders überwachungspflichtige Abfälle einzustufen (Wismann et al. 1999). Sie können jedoch bei der Entsorgung durch einen Fachbetrieb wieder aufbereitet und erneut verwendet werden. Auch das Platin aus den Zellstapeln kann wieder verwendet werden. Bei Brennstoffzellen-BHKW höherer Leistungsklassen wird dies bereits erfolgreich praktiziert. In der Leistungsklasse bis 5 kW ist die Aufarbeitung aus heutiger Sicht eher unwirtschaftlich, da die Wertstoffmengen in Katalysatoren und Zellstapeln gering sind.

7.4.2 Fazit zur Umweltrelevanz von Brennstoffzellen

Im Vergleich zum Motor-BHKW zeichnet sich die Brennstoffzelle durch einen höheren elektrischen Wirkungsgrad, bessere Teillastfähigkeit und höhere Stromkennzahl aus. Insbesondere durch die flexibleren Einsatzmöglichkeiten ermöglicht sie gegenüber BHKW eine noch effizientere Primärenergieausnutzung und CO₂-Einsparung (vgl. Bünger et al. 2000). Auch hinsichtlich sonstiger Schadstoffemissionen ist sie gegenüber BHKW ökologisch vorteilhaft. Dies gilt insbesondere für die direkten Emissionen, aber auch unter Berücksichtigung der Brennstoffvorketten. Zudem ist der elektrochemische Prozess geräuschlos, lediglich die Pumpen und Kompressoren, die zur Gasaufbereitung und Wärmeauskopplung benötigt werden, sind Geräuschemittenten. Diese sind jedoch deutlich leiser als ein Motor-BHKW, sodass eine Kapselung nicht notwendig ist.

Brennstoffzellen weisen damit deutliche ökologische Vorteile gegenüber Heizkesseln und Motor-BHKW auf. Sie stellen zukünftig eine bedeutende Alternative zu motorischen BHKW dar, an die dementsprechend strengere Umweltaanforderungen zu stellen sind. Die Formulierung von Anforderungen

ist vor dem Hintergrund des derzeitigen Entwicklungsstandes und der aktuellen Datenlage noch nicht möglich. Nach der Markteinführung sollten hier angemessene Kriterien entwickelt werden.

7.4.3 Wasserstofftechnik

Es wird angestrebt, Brennstoffzellen zukünftig direkt mit Wasserstoff zu betreiben. Die Versorgung mit Erdgas stellt vor diesem Hintergrund eine Übergangslösung dar. Werden Brennstoffzellen mit reinem Wasserstoff als Brennstoff betrieben, tritt als Emission nur Wasserdampf auf. Es entstehen keine Kohlendioxide oder andere Stoffe, die die Umwelt negativ beeinflussen könnten. Wasserstoff hat auch in Bezug auf seine chemischen Eigenschaften Vorteile gegenüber Erdgas. Bezogen auf den Heizwert hat Wasserstoff den 2,6-fachen Energieinhalt von Erdgas, was bei gleicher Menge die Versorgung über einen wesentlich längeren Zeitraum ermöglicht. Die Versorgung von Brennstoffzellen mit Wasserstoff wird heute bereits in Kleinanlagen in Labortests getestet. Die Laboranlagen werden überwiegend noch mit Wasserstoff aus industrieller Produktion gespeist. Dies macht den Transport des Wasserstoffes zum Verbrauchsort erforderlich, der häufig über die Straße erfolgt. Aus ökologischen Gründen sind kurze Transportstrecken anzustreben.

Zur Zeit ist die Herstellung des Wasserstoffes sehr kostenaufwändig. Hochleistungselektrolyseure, die die Erzeugung von großen Mengen an Wasserstoff kontinuierlich und günstig ermöglichen, sind noch in der Entwicklung. Einige Produkte sind zu derzeit noch hohen Kosten als Demonstrationsobjekte zu erwerben.

Wasserstoff ist unter Umgebungsbedingungen gasförmig. Seine Verteilung kann über Rohrleitungsnetze erfolgen. Dies wird bereits in einigen Versuchsprojekten getestet. Meist sind dies jedoch Labortests mit wenigen Watt elektrischer Leistung. Hierbei wird untersucht, inwieweit die bestehende Infrastruktur genutzt und eine Wasserstoffversorgung von dezentralen Hausenergiezentralen in Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern durch die bestehenden Erdgasleitungen realisiert werden kann.

Für stationäre Anwendungen, die nicht an ein Leitungsnetz anschließbar sind, sind Speichertechniken notwendig. Hier werden zur Zeit verschiedene Verfahren erforscht (vgl. Oertel & Fleischer 2000, S. 59f). Wasserstoff kann zum Beispiel flüssig in Tanks gelagert werden, er ist ein geeignetes Speichermedium, da er über längere Zeit stabil bleibt und sich nicht wie z.B. eine Batterie im Verlaufe der Zeit entlädt. Eine flüssige Lagerung erfolgt bei einer Temperatur von -253°C , dies kann auf energieeffiziente Weise in einem vakuumisolierten Tank erfolgen. Ein solcher Tank existiert z.B. in Hamburg in Verbindung mit einem $200 \text{ kW}_{\text{el}}$ Brennstoffzellen-BHKW. Die häufigste Form der Speicherung ist die Druckwasserstoffspeicherung, sie erfolgt bei Speicherdrücken von etwa 20-30 MPa (Oertel & Fleischer 2000, S. 60).

8. Zusammenfassung

Die Machbarkeitsstudie behandelt die Frage, ob ein Umweltzeichen für kleine BHKW-Module gerechtfertigt ist, und welche Anforderungen diese im Vergabefall erfüllen sollten. Die Studie wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes im Rahmen des Umweltforschungsplanes (Förderungskennzeichen 299 95 315/02) erstellt und mit Bundesmitteln finanziert. Die Untersuchung wurde in Anlehnung an die ISO 14024 (Environmental labels and declarations – Type I environmental labelling – Principles and procedures) durchgeführt.

Blockheizkraftwerke (BHKW) leisten eine dezentrale, gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung und können bevorzugt in der Wohnungswirtschaft, in privaten Gebäuden, im gewerblichen und industriellen Bereich, für öffentliche Einrichtungen, Schwimmbäder, Krankenhäuser oder Schulen eingesetzt werden. Die neuere Entwicklung geht dabei bis hin zur Versorgung von kleineren Gebäuden bzw. Einfamilienhäusern.

Die wesentliche vorteilhafte und ökologisch relevante Eigenschaft von BHKW ist ihre im Vergleich zu konventionellen Heizungsanlagen energieeffiziente Arbeitsweise. Daher liegen die Schwerpunkte der Umweltbewertung auf dem Energieverbrauch und den Emissionen. Neben motorischen BHKW umfasste die Untersuchung auch Brennstoffzellen für die stationäre Energieversorgung, die sich jedoch derzeit noch in einer Feldtest- und Erprobungsphase befinden.

Motorische Klein-BHKW

Im Rahmen der Untersuchung wurde zunächst eine umfassende Marktanalyse durchgeführt. Hierzu wurden bei zahlreichen Herstellern Verkaufszahlen und aktuelle Trends erhoben. Diese wurden durch eine Befragung von Verbänden und anderen relevanten Institutionen ergänzt.

Der Markt für BHKW ist in hohem Maße durch politische Rahmenbedingungen beeinflusst, wodurch sich im Jahr 1999 eine starke Veränderung gegenüber den Vorjahren ergeben hat. Als hemmend haben sich hier insbesondere die durch die Strommarktliberalisierung gesunkenen Strompreise ausgewirkt. Dies führte bei vielen Herstellern zu deutlichen Umsatzeinbußen. Positiv wirken hingegen die mit der Ökosteuer verbundene Befreiung von Gas-, Strom- und Mineralölsteuer unter bestimmten Bedingungen.

Die Marktanalyse ergab, dass im Leistungsbereich bis 100 kW_{el} Anfang 2000 ca. 5.000 bis 6.000 BHKW installiert waren, wovon ca. 4.000 auf den Bereich kleiner 10 kW_{el} entfielen. 1999 wurden mindestens 1.500 Neuanlagen im Leistungsbereich bis 100 kW_{el} in Betrieb genommen, für das Jahr 2000 kann in etwa die gleiche Größenordnung angenommen werden. Eindeutiger Marktführer im kleinen Leistungsbereich ist die Firma SenerTec, Schweinfurt, die seit 1997 BHKW mit einer elektrischen Leistung von 5 bis 5,5 kW anbietet, und seitdem jährlich mehr als 1000 Anlagen abgesetzt hat.

Die BHKW im Leistungsbereich bis 100 kW_{el} werden zu ca. 60% mit gasförmigen Brennstoffen und zu ca. 40% mit flüssigen Brennstoffen betrieben. Hierbei werden für die gasförmigen Brennstoffe Gas-Otto-Motoren und für die flüssigen Dieselmotoren verwendet. Als Brennstoffe werden überwiegend Erdgas und leichtes Heizöl eingesetzt. Sonderbrennstoffe wie Flüssig-, Klär-, Deponie-, Biogas, Pflanzenöl oder Pflanzenölmethylester nehmen eine Randstellung ein. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz sind im Bereich der regenerativen Brennstoffe (Klär-, Deponie-, Biogas, Pflanzenöle) Zunahmen zu erwarten.

Auf Basis der Marktanalyse wurden BHKW-Module mit Gas-Otto-Motoren und mit Dieselmotoren für die weitere Untersuchung ausgewählt. Für diese wurde erneut eine umfangreiche Herstellerbefragung durchgeführt, um Umwelteigenschaften der BHKW-Module zu ermitteln. Die Befragung umfasste:

- Wirkungsgrade bei Teillast und Volllast,
- Emissionsminderungsmaßnahmen und Katalysatorstandzeiten,
- Emissionen von CO, NO_x, SO₂, CH₄, VOC und Staub,
- Schallemissionen und Maßnahmen zur Schalldämmung,
- Verbrauchsmaterialien,
- Laufzeit und Wartung,
- Recyclinggerechte Konstruktion,
- Entsorgung der BHKW.

Die Befragung lieferte eine umfassende Datenbasis und verdeutlichte, dass zwischen den BHKW-Modulen erhebliche Unterschiede hinsichtlich der ökologischen Qualität bestehen. Dies betrifft insbesondere die Wirkungsgrade, die Schadstoffemissionen und die Schallemissionen. Die Gesamtwirkungsgrade liegen durchschnittlich bei 90% (Gas-BHKW-Module) und 88% (Diesel-BHKW-Module). Bei den elektrischen Wirkungsgraden schneiden die Diesel-BHKW mit durchschnittlich 34% besser ab als die Gas-BHKW mit 30%. Obwohl die TA Luft für BHKW (beim Einsatz von Erdgas und Heizöl EL) erst ab einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW gilt, wird sie in der Praxis auch für kleinere BHKW als Orientierungswert herangezogen. Der überwiegende Teil der untersuchten BHKW kann die Emissionswerte der TA Luft (Stand 1986) einhalten, Ausnahmen bilden einige Diesel-BHKW. Bei den Gas-BHKW erreicht mehr als die Hälfte Werte unterhalb des halben TA Luft-Wertes.

Zur Beurteilung der BHKW-Module wurde an einem fiktiven Versorgungsbeispiel (Mehrfamilienhaus) ein Systemvergleich zwischen vier verschiedenen kleinen BHKW (zwei Gas-, zwei Diesel-BHKW), einer Gas- und einer Ölheizung durchgeführt. Die BHKW erhielten für den parallel zur Wärme erzeugten Strom eine Stromgutschrift, die sowohl auf Basis des aktuellen Kraftwerksmixes, auf Basis von Steinkohlekraftwerken als auch mit modernen GuD-Kraftwerken ermittelt wurde.

Der Systemvergleich verdeutlicht, dass BHKW in einigen Bereichen ökologische Vorteile gegenüber modernen Heizkesseln aufweisen. Besonders deutlich zeigen sich die Vorteile in Bezug auf den Primärenergieverbrauch und den CO₂-Ausstoß. Hier weisen alle BHKW auch unter Berücksichtigung verschiedener Stromgutschriften Reduktionen auf. Bei einer Stromgutschrift auf Basis des deutschen Kraftwerksmixes sparen die untersuchten Gas-BHKW im Vergleich zu einem modernen Gaskessel durchschnittlich 42% Primärenergie und 46% CO₂ ein. Die Diesel-BHKW verursachen im Vergleich zu Ölheizkesseln 46% weniger Primärenergieverbrauch und 29% weniger CO₂-Emissionen. Der Systemvergleich zeigt außerdem, dass von den untersuchten BHKW in Bezug auf CO- und NO_x-Emissionen nur jeweils eins der Gas-BHKW ökologisch vorteilhafter ist als die betrachteten Heizkessel. Die Emissionen der übrigen BHKW übersteigen die der betrachteten Vergleichskessel deutlich. Die Emissionswerte der vorteilhaften BHKW liegen dabei jeweils weit unter dem Durchschnitt der in der Herstellerbefragung erhobenen Werte, bei einem Bruchteil der TA Luft Werte. Aufgrund der unterschiedlichen Technik (Verbrennungsmotor versus atmosphärische Verbrennung) und der unterschiedlichen Arbeits-

temperaturen können an Heizungen und BHKW jedoch nicht die gleichen Anforderungen hinsichtlich der Schadstoffemissionen gestellt werden.

Durch die deutlichen Reduktionen sowohl beim Primärenergieverbrauch als auch bei den CO₂-Emissionen können BHKW einen wichtigen Beitrag zur Klimaschutzstrategie leisten. Die Vergabe eines Umweltzeichens an BHKW ist somit sinnvoll.

Auf Basis der umfangreichen Herstellerdaten wurde jeweils ein Vorschlag für Vergabegrundlagen für Gas-BHKW-Module und Diesel-BHKW-Module entwickelt. Diese wurden im Rahmen eines Fachgespräches mit Herstellern und Verbänden diskutiert. Das Vorhaben wurde von den anwesenden Herstellern mit großem Interesse aufgenommen, sie signalisierten darüber hinaus ein deutliches Interesse an der weiteren Beteiligung bis zur endgültigen Verabschiedung des Umweltzeichens. Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen der Hersteller und Verbände wurden die Vorschläge für Vergabegrundlagen überarbeitet und werden mit dem Endbericht dem Umweltbundesamt zur Umsetzung empfohlen.

Vorgeschlagen wird die Vergabe des Umweltzeichens mit der Umschrift „Umweltzeichen ... weil energieeffizient“. Die vorgeschlagenen Vergabegrundlagen umfassen Anforderungen an:

- Richtlinienkonformität,
- Rationelle Energienutzung (Elektrischer und Gesamtwirkungsgrad bei Nennlast und Teillast, Angabe des Hilfsstrombedarfes),
- Emissionswerte von CO, NO_x, Staub und organischen Stoffen,
- Schallemissionen,
- Angebot von Wartungsverträgen,
- Rücknahmeverpflichtung,
- Anforderungen an die Bedienungsanleitung.

Die formulierten Anforderungen werden von etwa 10% der in der Herstellerbefragung berücksichtigten Gas-BHKW-Module erfüllt. Weitere 30% verfehlen die Anforderungen knapp. Hier kann das Umweltzeichen einen Anreiz für technische Verbesserungen liefern. Von den Diesel-BHKW-Modulen erfüllt bislang keines die vorgeschlagenen Kriterien. Dies liegt vor allem an den strengen Emissionsgrenzwerten. Nur ein Diesel-BHKW-Modul erreicht Emissionswerte, die in etwa den geforderten entsprechen. Hier bleibt abzuwarten, ob sich durch die TA Luft Novelle ein Entwicklungsschub ergeben wird.

Brennstoffzellen

Brennstoffzellen basieren auf einem vollständig anderen technischen Prinzip, sind aber ebenfalls zur Kraft-Wärme-Kopplung und im stationären Bereich für ähnliche Anwendungen wie motorische BHKW geeignet. Ihnen wird zukünftig ein großes Potenzial zugesprochen. Im Rahmen der Untersuchung wurde geprüft, inwieweit sie heute schon relevant sind und in die Entwicklung eines Umweltzeichens einbezogen werden sollten.

Brennstoffzellen können nach dem verwendeten Elektrolyten in sechs verschiedene Typen unterschieden werden. Für den stationären Einsatz im kleinen Leistungsbereich laufen derzeit Entwicklungsvorhaben und Feldversuche von zwei deutschen (in Kooperation mit amerikanischen Unternehmen) und

einer schweizerischen Firma. Hierbei handelt es sich um oxidkeramische Brennstoffzellen (SOFC) und Polymermembranbrennstoffzellen (PEFC). Die Markteinführung der Geräte ist in den Jahren 2003 bis 2004 geplant. Die Anlagen werden für den Einsatz in Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern entwickelt. Die Versorgung der Mehrfamilienhäuser wird wahrscheinlich von Geräten mit integriertem Spitzenkessel erfolgen. Die Anlagen ermöglichen im Vergleich zu motorischen BHKW eine stärkere Absenkung des Leistungsbereiches und können so zu einer weiteren Dezentralisierung der Energieversorgung beitragen.

Da die Anlagen zur Zeit noch in Feldversuchen laufen, ist von den Herstellern noch nicht ausreichend Datenmaterial für eine detaillierte Auswertung zur Verfügung gestellt worden. In den nächsten Jahren wird es in diesem Bereich eine starke Entwicklung geben, sodass es sinnvoll ist, in zwei bis drei Jahren eine detaillierte Übersicht über die Produkte zu geben.

Zum jetzigen Zeitpunkt kann festgestellt werden, dass sich Brennstoffzellen im Vergleich zu Motor-BHKW durch einen höheren elektrischen Wirkungsgrad, bessere Teillastfähigkeit und höhere Stromkennzahlen auszeichnen. Insbesondere durch die flexibleren Einsatzmöglichkeiten ermöglichen sie gegenüber BHKW eine noch effizientere Primärenergieausnutzung und CO₂-Einsparung. Auch hinsichtlich sonstiger Schadstoffemissionen sind sie gegenüber BHKW ökologisch vorteilhaft. Dies gilt insbesondere für die direkten Emissionen, aber auch unter Berücksichtigung der Brennstoffvorketten.

Brennstoffzellen weisen damit deutliche ökologische Vorteile gegenüber Heizkesseln und Motor-BHKW auf. Sie stellen zukünftig eine bedeutende Alternative zu motorischen BHKW dar, an die dementsprechend strengere Umweltaforderungen zu stellen sind. Die Formulierung von Anforderungen ist vor dem Hintergrund des derzeitigen Entwicklungsstandes und der aktuellen Datenlage noch nicht möglich. Nach der Markteinführung sollten hier entsprechende Kriterien entwickelt werden.

9. Literatur

- Anonym 2000** Anonym (2000): Brennstoffzelle als Heizgerät? Vaillant will 2001 einen Feldversuch starten. In: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 24, S. 72.
- ASUE 1998a** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (1998): BHKW-Marktübersicht '98. Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Kaiserslautern, 1998.
- ASUE 1998b** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (1998): Heizsysteme im Vergleich. Wirtschaftlichkeit und Auswirkungen auf Klima und Umwelt. Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Kaiserslautern, 1998.
- ASUE 1999** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (1999): BHKW-Grundlagen. Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Kaiserslautern, 1999.
- Baehr & Drake 1995** Baehr, H.D.; Drake, F.-D. (1995): Die Berechnung der CO₂-Emissionsminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung. In: BWK Bd. 47 (1995) Nr. 11/12.
- Berndt 1997** Berndt, G. (1997): Wartungsverträge für BHKW-Anlagen. In: GWF Das Gas- und Wasserfach / Ausgabe Gas, Erdgas, 138 (1997), Nr. 3, S. 170-173.
- Blöcker et al. 1990** Blöcker, J.; Dorka, S.; Neemeyer, R. (1990): Lärminderung bei Blockheizkraftwerken. UBA-Texte 6/90, Berlin.
- BMU 1999** Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (1999): Regierungserklärung zur Fünften Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, 5. November 1999.
- BMU 2000** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2000): Arbeitspapier: Erste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft). Stand: 08.12.2000.
- Bünger et al. 2000** Bünger, U.; Höhle, B.; Patyk, A.; Pehnt, M. (2000): Energieketten. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.): Zukunftstechnologie Brennstoffzelle. Berlin 2000, S. 59-64.
- Dienhart et al. 1998** Dienhart, H.; Nitsch, J.; Pehnt, M. (1998): Ökologische und ökonomische Bewertung von PEFC-BHKW am Beispiel einer Nahwärmeversorgung. Unveröffentlichtes Manuskript, Langfassung des Beitrages für Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97 (1998). Heft 24.

- DIN 45 635** Geräuschemessung an Maschinen
Teil 1: Luftschallemission, Hüllflächen-Verfahren, Rahmenverfahren für 3 Genauigkeitsklassen.
Teil 11: Luftschallemission, Hüllflächen-Verfahren, Verbrennungsmotoren.
- DIN 6280-14** Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren
Teil 14: Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren: Grundlagen, Anforderungen, Komponenten, Ausführung und Wartung. August 1997.
- DVGW (o.J.)** Deutsche Vereinigung für Gas- und Wasserfach e.V. (o.J.): DVGW-VP 109: Anschlussfertige Blockheizkraftwerke mit gasmotorisch angetriebenem Generator.
- E&M 1999** Anonym (1999): The winner is... . Rangfolge der BHKW-Hersteller. In: Energie & Management, 15/1999, 15.08.1999, S. 26.
- E&M 2000a** Anonym (2000): Einspeisevergütung für kommunale KWK?. In: Energie & Management, 5/2000, 1. März 2000, S. 26f.
- E&M 2000b** Anonym (2000): Stirling-Mini-BHKW startet Feldtest. In: Energie & Management, 5/2000, 1. März 2000, S. 23.
- Energieagentur NRW 1997** Energieagentur Nordrhein-Westfalen (1997): Energieeinsparung in Hallen- und Freibädern, Wuppertal 1997.
- Energierreferat 1999** Energierreferat der Stadt Frankfurt am Main, Dezernat Umwelt, Energie und Brandschutz (1999): Richtpreisübersicht MHKW-Anlagen 1999. Frankfurt 1999.
- Energierreferat 2000** Energierreferat der Stadt Frankfurt am Main, Dezernat Umwelt und Energie (2000): Richtpreisübersicht MHKW-Anlagen 2000. Frankfurt 2000.
- Enquête-Kommission 1995** Mehr Zukunft für die Erde: Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz. Schlussbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages, Bonn.
- EscoVale 2000** EscoVale, Consultancy Services (2000): Fuel Cells. The Source Book, February 2000, United Kingdom
- EU 2000** Entscheidung der Kommission vom 17. Dezember 1999 zur Festlegung der Umweltkriterien für die Vergabe des Umweltzeichens der Gemeinschaft für Waschmaschinen. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften 21.1.2000.

- EVA 1999** Energieverwertungsagentur & AUSTRIA FERN GAS (1999): Brennstoffzellen-Systeme – Energietechnik der Zukunft? Entwicklungsstand und Perspektiven der stationären Brennstoffzellen-Technologie. Informationsbroschüre im Rahmen des Projektes „Brennstoffzellen-Information-Initiative“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Verkehr, Wien 1999.
- Feist & Baffia 1999** Feist, W.; Baffia, E. (1999): Heizung im Niedrigenergiehaus, ein Systemvergleich, Passivhaus Institut, Fachinformation PHI-1998/2, 3. Auflage, Darmstadt.
- FG-BHKW 1998:** Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke: Entwicklung der Blockheizkraftwerke in Deutschland. Fax- Mitteilung vom 17.02.00.
- Fichtner 1986** Schadstoffbewertung der Heizsysteme, Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte, Bd. 10 (1986), Untersuchung im Rahmen des gemeinsamen Arbeitsprogramms des Bundesministers für Forschung und Technologie und des Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau, Bonn.
- FVV 1998** Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (1998): Brennstoffzellen-Studie. Ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen. Abschlußbericht, Vorhaben Nr. 686. Heft 657.
- Gailfuß 1998** Gailfuß, M. (1998): CO₂-Minderungspotentiale durch Ausbau der Blockheizkraftwerke in Deutschland. Peter Lang Verlag, Frankfurt am Main, 1998.
- GEMIS 4.0** Gesamt-Emissionsmodell integrierter Systeme. Ein Programm zur Analyse der Umweltaspekte von Energie-, Stoff- und Transportprozessen.
- Golbach 1999** Golbach, A. (1999): Die ersten Weichen sind gestellt. In: Umweltmagazin, Juni 1999, S. 28-30.
- Greßmann et al. 1999** Greßmann, A.; Sawillion, M.; Krewitt, W.; Friedrich, R. (1999): Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Forschungsbericht Bd. 61, Stuttgart.
- Gummert 1999:** Gummert, G. (1999): Praxiserfahrungen mit wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen-Heizkraftwerken. In: Energieagentur NRW (Hrsg.): Brennstoffzellen – technologie für das 21. Jahrhundert? Dokumentation zur Fachtagung am 28. Oktober 1999 in Wuppertal. S. 79-89.
- HdT 2000** Veranstaltungsunterlagen: Brennstoffzellen-Heizgerät zur Stromerzeugung im Haushalt, Haus der Technik e.V., Essen, 21./22.02.2000.

- Herdin et al. 1999** Herdin, G., Küffmeier, R., Kneissel, E. (1999): Dampferzeugung mit einem wirkungsgradoptimierten 2,8 MW Gasmotor im Vergleich zu einer Gasturbine. VDI Berichte 1485. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1999, S. 111-122.
- Hertle et al. 1999** Hertle, H.; Duscha, M.; Eisenmann, L.; Wiedemann, F.; Zipf, J. (1999): Untersuchung von Möglichkeiten zur Förderung der Wärmepumpentechnik durch das Umweltzeichen. UBA-FB 99-056, ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.
- HGC 1998** HGC Hamburg Gas Consult, Gummert, G.; Ebel, M.; Tiedge, H.; Bossel, U. (1998): Brennstoffzellen, Stand und Perspektiven einer zeitgemäßen Technik, April 1998.
- Höhlein et al. 1998** Höhlein, B.; Nitsch, J.; Carpetis, C. (1998): Energie- und Schadstoffbilanzen von Brennstoffzellen-Systemen. In: Forschungsverbund Sonnenenergie: Jahrestagung 1998.
- ISO 14024** Environmental labels and declarations – Type I environmental labelling – Principles and procedures. First edition 1999-04-01.
- Klinder 2000** Klinder, K. (2000): Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät. Strom und Wärme aus der Heizung. In: Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagungsband zur Tagung am 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen. S. 103-114.
- Kordesch & Simader 1996** Kordesch, K.; Simader, G. (1996): Fuel Cells and Their Applications, VCH Weinheim, New York 1996.
- Lucas & Fischer 1999** Lucas, K.; Fischer, C. (1999) : Aufteilung der Primärenergieeinsparung durch KWK auf die Koppelprodukte. In: Euroheat & Power - Fernwärme international 11/1999.
- Matthes 2000** Matthes, F. C. (2000): Stärkere Flankierung erforderlich. Eine Bilanz von zwei Jahren Wettbewerb auf dem Strommarkt. In: Ökologisches Wirtschaften, 1/2000, S. 4.
- Matthes & Cames 2000** Matthes, F. C.; Cames, M. (2000): Energiewende 2020. Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft. Eine Studie des Öko-Institutes, herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin 2000.
- Ménard et al. 1998** Ménard, M.; Dones, R.; Gantner, U.(1998): Stommix in Ökobilanzen. Auswirkungen der Strommodellwahl für Produkt- und Betriebs-Ökobilanzen. PSI Bericht Nr. 98-17, Villigen.
- Nordmeyer 1999** Nordmeyer, N.: Marktsituation dezentraler Energieversorgung mit BHKWs in Deutschland. Vortagsmanuskript zum Vortrag vom 5. November 1999, anlässlich des 4. Kasseler Symposiums Energie-Systemtechnik '99 an der Universität Gesamthochschule Kassel / ISET Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.

- Oertel & Fleischer 2000** Oertel, D.; Fleischer, T. (2000): TA-projekt „Brennstoffzellen-Technologie“ Endbericht, TAB-Arbeitsbericht Nr. 67, 2000.
- Öko-Institut 1997** Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit (1997): Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) Version 3.0. Ein Computer- Instrument zur Umwelt- und Kostenanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen. Darmstadt, Freiburg, Berlin.
- OTTI 1999** 6. Fachforum: Einsatz von Brennstoffzellen, OTTI Technologie Kolleg, Oktober 1999 in Leipzig, Regensburg 1999.
- Patyk 2000** Patyk, A. (2000): Umweltaspekte des Einsatzes von brennstoffzellen und ihrer Energieträger. In: Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagungsband zur Tagung am 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen. S. 41-50.
- Pehnt 2000** Pehnt, M. (2000): Life Cycle Assessment of Fuel Cells and Relevant Fuel Chains. To be published in: Proc. Hyforum, The Internationale Hydrogen Energy Forum 2000, 11th-15th September, Munich.
- Pehnt 2001** Pehnt, M. (2001): Life-Cycle assessment of fuel cell stacks. In: International Journal of Hydrogen Energy, 26 (2001), p. 91-101.
- Pehnt & Nitsch 2000** Pehnt, M.; Nitsch, J. (2000): Einsatzfelder und Marktchancen von Brennstoffzellen in der industriellen und öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung. In: Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagungsband zur Tagung am 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen. S. 15-28.
- RAL 1999** Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V.: Umweltzeichen: Produktanforderungen. Zeichenanwender und Produkte. April 1999.
- RAL 2000** Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V.: Umweltzeichen: Produktanforderungen. Zeichenanwender und Produkte. März 2000.
- Schmidt 2000** Schmidt, M. (2000): Heizgerät mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen für den Haushalt. In: Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagungsband zur Tagung am 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen. S. 99-102.
- Schmitz & Koch 1996** Schmitz, W.; Koch, G. (1996): Kraft-Wärme-KopplungAnlagenauswahl, Dimensionierung, Wirtschaftlichkeit, Emissionsbilanz, 2. überarbeitete Auflage, Düsseldorf.
- Stein 1999** Stein, R.: Blockheizkraftwerke. Ein Leitfaden für Anwender. Hrsg: Fachinformationszentrum Karlsruhe. 4. Auflage, TÜV-Verlag, Köln, 1999.
- Steinborn 1998** Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (Hrsg.); Steinborn, F. (1998): „BHKW-Plan“ Handbuch, Wirtschaftliche Auslegung und Planung von Blockheizkraftwerken. 4. Auflage, Stuttgart.

- Stromthemen 2000:** Uhlmannsiek, B.: Müller schlägt KWK-Soforthilfe vor. In: Stromthemen 3/2000, S. 4.
- Suttor & Müller 1999** Suttor, W.; Müller, A. (1999): Das Mini-Blockheizkraftwerk. Eine Heizung, die auch Strom erzeugt. 1. Auflage, Heidelberg.
- Tolle 1998** Tolle, A. (1998): Ökonomie und Ökologie der Kraft-Wärme-Kopplung. Zum Klimaschutz im liberalisierten Energiemarkt. In: BWK Bd. 50 (1998) Nr. 5/6.
- Traube & Schulz 2000** Traube, K.; Schulz, W.: Ökologische und ökonomische Wirkung eines mittelfristigen Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung zur Nah-/ Fernwärmeversorgung in Deutschland. Studie im Auftrag von Deutscher Städtetag, Gewerkschaft Öffentliche Dienste, Transport und Verkehr und Verband kommunaler Unternehmen e.V., Oberursel 2000.
- UBA 1990** Umweltbundesamt (1990): Das Umweltzeichen. Ziele – Hintergründe – Produktgruppen. Berlin 1990.
- UBA/Schäl 1995:** Umweltbundesamt, III 2.2-Schäl, Interne Mitteilung zur Umweltrelevanz von Kohlenmonoxid, 1995.
- VDEW 1.0** VDEW-GEMIS Stammdatensatz, Fichtner Development Engineering (FDE), im Auftrag der VDEW (Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke), 1996.
- VDEW 1997** Rumpel, M.: Stand der Blockheizkraftwerkstechnik 1996 in Deutschland. Ergebnisse der VDEW-Marktuntersuchung. Sonderdruck Nr. 4788 aus Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96 (1997), H. 25, S. 1501 – 1508.
- VDEW 1998** VDEW-BHKW-Umfrage 1998. Herr Rumpel, VDEW, Fax-Mitteilung vom 17.01.00.
- VDI 2243** Verein deutscher Ingenieure: VDI Richtlinie 2243: Konstruieren recyclinggerechter technischer Produkte. Grundlagen und Gestaltungsregeln. 1993.
- VDI 2067, Blatt 7** Verein deutscher Ingenieure: VDI Richtlinie 2067: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen; Blockheizkraftwerke. 1988
- VDI-GET o.J.** VDI Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): BHKW-Handbuch. Kraft-Wärme-Kopplung mit Verbrennungsmotoren. Springer-VDI-Verlag, Düsseldorf, o.J.
- VDMA 1998** Fachgemeinschaft Kraftmaschinen im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (Hrsg., 1998): BHKW-Servicevertrag und Leistungsverzeichnis. Ein Leitfaden für die Vertragspraxis. Frankfurt 1998.
- Wismann et al. 1999** Wismann, G.; Ledjeff-Hey, K.; Mahlendorf, F.; Schieke, W. (1999): Post-Mortem-Analyse und Entsorgung einer phosphorsauren Brennstoffzellenanlage PC 25A. In: GasWärme International, 48 (1999) Heft 3.

- Ziegler 1999** Ziegler, H. (1999): Auf dem Sprung in den Markt. In: Umweltmagazin, Juni 1999, S. 34.
- Znidar et al. 1999** Znidar, R.; Meyer, J.-U.; Droege, T.: GuD und KWK-Prozesse mit kleiner Gasturbine, groß, teuer, kompliziert? In: VDI Gesellschaft Energietechnik: Blockheizkraftwerke `99, Technik und Entwicklung, Wirtschaftlichkeit, Betriebserfahrung. VDI Berichte 1485, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1999, S. 95-109.

VERZEICHNIS DER ANHÄNGE

1. Liste der in der Marktanalyse interviewten Anbieter	II
2. Liste von interviewten Verbänden und Organisationen	IV
3. Liste der in der Umweltanalyse interviewten Anbieter	V
4. Tabellen zum Systemvergleich	VI
5. Teilnehmer/-innen am Fachgespräch	VII
6. Vorschlag für Vergabegrundlage für Gas-Klein-BHKW-Module	VIII
7. Vorschlag für Vergabegrundlage für Diesel-Klein-BHKW-Module.....	XIII

1. Liste der in der Marktanalyse interviewten Anbieter

Die nachfolgend aufgeführten Anbieter wurden im Rahmen der Marktanalyse zum überwiegenden Teil in Telefoninterviews, zum Teil schriftlich befragt.

Firma	Gesprächspartner/in	Ort
Autermann KG Haweka	Herr Müller	Selm
BITOP-Energietechnik	Herr Geisberger	Schwindegg
Buderus Heiztechnik GmbH	Wismach	Esslingen
COMUNA-metall GmbH	Herr Even	Herford
DEV- Diesel Energie Kleine-Wienker	Herr Kleine-Wienker	Verl
EES Erdgas Energie-Systeme GmbH	Herr Förster	Essen
Elsbett Technologie GmbH	Herr Elsbett	Thalmässing
Energiewerkstatt	Herr Dr. Eggers	Hannover
G.A.S. Energietechnik GmbH	Herr Ihle	Krefeld (Linn)
Gasturbo	Herr Stefan Paul	Büttelborn
Giese Energie- und Regeltechnik GmbH	Frau Giese	Puchheim
Haats Blockheizkraftwerke	Frau Lechner	Köln
Henkelhausen GmbH & Co. KG	Herr Schiffer	Krefeld (Linn)
Höfler Blockheizkraftwerke GmbH	Herr Höfler	Lindau/ Bodensee
Icemaster/ Panda Heizkraftwerke	Herr Backes	Paderborn
Kirsch GmbH	Herr Leyendecker	Trier
Köhler & Ziegler GmbH	Herr Nordmeyer	Lollar
Kraftwerk GbR	Herr Duensing	Hannover
Kuntschar & Schlüter	Herr Wöllenstein	Wolfhagen- Ippinghausen
Miturbo- Umwelttechnik GmbH & Co. KG	Herr Bünter	Hamburg
MTU Motoren- und Turbinenunion GmbH	Herr Berger	Friedrichshafen
Ochtruper Energietechnik	Herr Feldeber	Ochtrup
OSMO Anlagenbau GmbH & Co. KG	Herr Gößling	Georgsmarienhütte
Pro2 Anlagentechnik GmbH	Herr Stephan Waerdt	Willich
Sauter Wärme und Kraft GmbH	N. N.	Albstadt
SenerTec GmbH	Herr Backe	Mannheim
Sokratherm GmbH	Frau Wiltrud Redemeyer	Hiddenhausen
Solo Kleinmotoren GmbH	Herr Rümelin	Sindelfingen
Steinecke Wärme-Kraft-Kopplung	N. N.	Magdeburg
Strunk Elektro & Technik	Herr Strunk	Lünen
Sulzer Hexis AG	Herr Diethelm, Herr Zähringer	Winterthur
Tippkötter Energietechnik	Herr Paulus	Warendorf
UTE	Herr Bracht	Uhingen
Valentin Energie- und Umwelttechnik	Frau Wieland	Mainz
York International	Herr Jacobowsky	Mannheim

Zusätzlich wurde zu folgenden Herstellern im Internet recherchiert:

Firma	Internetadresse	Ort
ABL Lemkers- Energietechnik	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Grafring bei München
August Storm GmbH & Co. KG	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Spelle
Dieter Siebel Anlagenbau GmbH	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Bremen
DML Dieselmotorenwerk Leipzig (DML)	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Böhlitz- Ehrenberg
Energietechnik Petauer	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Schwarzach
Energietechnik Stüber	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Wiehl
Ergotec Energiesysteme	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Leverkusen
Höcker und Partner Energieanlagenbau GmbH	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Westenfeld
KKW Färber GmbH	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Appenweier- Urloffen
Schmitt-Enertec GmbH	http://www.energie-und-management.de/page8.htm	Mayen

2. Liste von interviewten Verbänden und Organisationen

Mit den nachfolgend aufgeführten Verbänden und Organisationen wurden im Rahmen der Marktrecherche Telefoninterviews geführt.

Verband	Gesprächspartner/in	Ort
Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) bei der VDEW	Herr Dr. Czaja	Frankfurt/ M.
Arbeitsgemeinschaft kommunaler Versorgungsunternehmen zur Förderung rationeller, sparsamer und umweltschonender Energieverwendung und rationeller Wasserverwendung im VKU (ASEW)	Herr Peter Jörg Heinzelmann	Köln
Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE)	Herr Dr. Telges	Essen
Berliner Energieagentur	Herr Bleyl	Berlin
BHKW-Infozentrum Rastatt	Herr Markus Gailfuß	Rastatt
Bund für Umwelt und Naturschutz (BUND)	Herr Prof. Klaus Traube	Oberursel
Bund der Energieverbraucher e.V. (BDE)	Herr Altheld	Rheinbreitbachtal
Bundesverband Motorkraftwerke	Herr Rössle	Ludwigsburg
COGEN Europe	Herr Erwan Cotard	Brüssel
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.	Herr DR. Gottscher	Gülzow
Fachverband Biogas e.V.	N.N.	Kirchberg-Weckelweiler
Fördergemeinschaft BHKW	Herr Adi Golbach	Berlin
Forum für Zukunftsenergien e.V.	Herr Eichelbronner	Bonn
hessenENERGIE GmbH	Herr Dr. Horst Meixner	Wiesbaden
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart	Herr Dr. Fischer	Stuttgart
Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR)	Herr Vornholt	Münster
Stadt Frankfurt am Main, der Magistrat, Energiereferat	Herr Friedel	Frankfurt/ M.
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW)	Herr Marc Rumpel	Frankfurt/ M.
VDI- Gesellschaft Energietechnik (VDI GET)	Frau Dr.-Ing. Eleni Konstantinidou	Düsseldorf
Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA)	Herr Krieger	Frankfurt/ M.
Verband der industriellen Kraftwirtschaft (VIK)	Herr Menzler	Essen
Verband für Wärmelieferung	Frau Birgit Arnold	Hannover
WEA Westfälische Energieagentur Ruhr	Herr Willamoski	Dortmund
Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)	Herr Friedhelm Steinborn	Stuttgart

3. Liste der in der Umweltanalyse interviewten Anbieter

Die nachfolgend aufgeführten Anbieter wurden im Rahmen der Umweltanalyse zum überwiegenden Teil in Telefoninterviews, zum Teil schriftlich befragt.

Firma	Gesprächspartner/in	Ort
Autermann KG Haweka	Herr Müller	Selm
Buderus Heiztechnik GmbH	Herr Wismach	Esslingen
COMUNA-metall GmbH	Herr Even	Herford
DEV- Diesel Energie Kleine-Wienker	Herr Kleine-Wienker	Verl
DIMAG Energie AG	Herr Sterk	Engen
EAW Energieanlagenbau Westenfeld GmbH	Herr Werner	Westenfeld
Energiewerkstatt	Herr Dr. Eggers	Hannover
FIMAG Finsterwalder Maschinen- und Anlagenbau GmbH	Herr Stanke	Finsterwalde
Giese Energie- und Regeltechnik GmbH	Frau Giese	Puchheim
Höfler Blockheizkraftwerke GmbH	Herr Höfler	Lindau/ Bodensee
Icemaster/ Panda Heizkraftwerke	Herr Backes	Paderborn
Kirsch GmbH	Herr Leyendecker	Trier
Köhler & Ziegler GmbH	Herr Nordmeyer	Lollar
Kraftwerk GbR	Herr Temme	Hannover
Kuntschar & Schlüter	Herr Wöllenstein	Wolfhagen-Ippinghausen
Miturbo- Umwelttechnik GmbH & Co. KG	Herr Bünter	Hamburg
MWB Motoren & Anlagen GmbH & Co.	Herr Niggemann	Bremerhaven
Ochtruper Energietechnik	Herr Feldevert	Ochtrup
PeWo Petrick & Wolf Energietechnik GmbH	Herr Hein	Elsterheide
Sauter Wärme + Kraft GmbH	Herr N.N.	Albstadt
SCHMITT ENERTEC GmbH	Herr Schmitt	Mayen
SenerTec GmbH	Herr Backe	Mannheim
Sokratherm GmbH	Herr Meinhold	Hiddenhausen
Steinecke Wärme-Kraft-Kopplung	Herr Steinecke, Herr Bukro	Magdeburg
Tippkötter Energietechnik	Herr Paulus	Warendorf
Valentin Energie- und Umwelttechnik	Herr Raschke	Mainz
York International	Herr Jacobowsky	Mannheim

4. Tabellen zum Systemvergleich

Tabelle 1: Stromgutschrift auf Basis von Mittellast-Steinkohlekraftwerken (nach GEMIS 4.0)

Stromgutschrift Steinkohle	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2
Stromkennzahl	0,44	0,38	0,51	0,45
erzeugte Strommenge kWh/a	34.047,92	29.546,35	32.855,28	36.129,03
Primärenergieeinsatz Steinkohlekraftwerke kWh/kWh	2,59	2,59	2,59	2,59
Primärenergieeinsatz für erzeugte Strommenge MWh/a	88,22	76,55	85,13	93,61
Emissionen CO ₂ g/kWh	878,13	878,13	878,13	878,13
Emissionen CO ₂ t/a	29,90	25,95	28,85	31,73
Emissionen CO mg/kWh	208,84	208,84	208,84	208,84
Emissionen CO kg/a	7,11	6,17	6,86	7,55
Emissionen NO _x mg/kWh	504,38	504,38	504,38	504,38
Emissionen NO _x kg/a	17,17	14,90	16,57	18,22

Tabelle 2: Primärenergiebedarf und Emissionen der zu vergleichenden Systeme inklusive Stromgutschrift auf Basis von Mittellast-Steinkohlekraftwerken

Gesamt incl. Gutschrift Steinkohle	Gas-Kessel	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2	Ölbrenner-Kessel
Brennstoffeinsatz MWh/a	131,5	84,73	88,79	82,90	77,60	127,8
Emissionen CO ₂ t/a	26,11	4,44	6,88	16,14	14,12	34,21
Emissionen NO _x kg/a	6,2	33,3	-5,0	249,7	227,5	12,3
Emissionen CO kg/a	1,5	-3,5	30,3	29,1	31,5	2,0

Tabelle 3: Stromgutschrift auf Basis von GuD-Kraftwerken (nach GEMIS 4.0)

Stromgutschrift GuD	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2
Stromkennzahl	0,44	0,38	0,51	0,45
erzeugte Strommenge kWh/a	34047,92	29546,35	32855,28	36129,03
Primärenergieeinsatz GuD kWh/kWh	1,89	1,89	1,89	1,89
Primärenergieeinsatz für erzeugte Strommenge MWh/a	64,21	55,72	61,96	68,13
Emissionen CO ₂ g/kWh	368,41	368,41	368,41	368,41
Emissionen CO ₂ t/a	12,54	10,89	12,10	13,31
Emissionen CO mg/kWh	375,81	375,81	375,81	375,81
Emissionen CO kg/a	12,80	11,10	12,35	13,58
Emissionen NO _x mg/kWh	690,97	690,97	690,97	690,97
Emissionen NO _x kg/a	23,53	20,42	22,70	24,96

Tabelle 4: Primärenergiebedarf und Emissionen der zu vergleichenden Systeme inklusive Stromgutschrift auf Basis von GuD-Kraftwerken

Gesamt incl. Gutschrift GuD	Gas-Kessel	Gas-BHKW 1	Gas-BHKW 2	Diesel-BHKW 1	Diesel-BHKW 2	Ölbrenner-Kessel
Brennstoffeinsatz MWh/a	131,5	108,75	109,62	106,07	103,08	127,8
Emissionen CO ₂ t/a	26,11	21,79	21,94	32,89	32,53	34,21
Emissionen NO _x kg/a	6,2	27,0	-10,5	243,5	220,8	12,3
Emissionen CO kg/a	1,5	-9,2	25,4	23,6	25,5	2,0

5. Teilnehmer/-innen am Fachgespräch

Das Fachgespräch fand am 5. September 2000 im Umweltbundesamt statt. Teilgenommen haben die folgenden Organisationen und Personen:

Organisation	Vertreter/in
Buderus Heiztechnik GmbH	Herr Ralf Wismach
BUND	Herr Prof. Klaus Traube
COMUNA metall	Herr Herbert Even
Fördergemeinschaft BHKW	Herr Adi Golbach
HGC Hamburg Gas Consult	Herr Thorsten Grimpe
HGC Hamburg Gas Consult	Frau Irina Reese
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)	Herr Bernd Hirschl
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)	Frau Esther Hoffmann
Köhler & Ziegler GmbH	Herr Helmut Ziegler
SenerTec GmbH	Herr Christian Brustmann
SOKRATHERM GmbH	Herr Klaus Pollmeier
Umweltbundesamt	Herr Jörg Schäl
Umweltbundesamt	Frau Angela Seifert
Umweltbundesamt	Herr Manfred Steinhagen
Umweltbundesamt	Herr Stinshoff
Umweltbundesamt	Herr Peter Wagenknecht
Valentin	Herr Josef Raschke
VDMA	Herr Gerd Krieger
	Herr Rolf Wiedenhoff

6. Vorschlag für Vergabegrundlage für Gas-Klein-BHKW-Module

Umschrift des Umweltzeichens: „weil energieeffizient“

1. Einführung

Blockheizkraftwerk-Module stellen durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme eine effiziente Form der Energieumwandlung dar. Sie leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Verringerung des Primärenergieeinsatzes und der Kohlendioxid-Emissionen. Zudem tragen sie zum Ausbau einer dezentralen Energieversorgung bei. Mit diesem Umweltzeichen können Blockheizkraftwerk-Module, wie unter Geltungsbereich bezeichnet, gekennzeichnet werden, die den eingesetzten Brennstoff rationell nutzen und deutlich weniger Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid emittieren als nach der geltenden TA Luft zulässig ist.

2. Geltungsbereich

Diese Vergabegrundlage gilt für motorische Blockheizkraftwerk-Module nach DIN 6280 Teil 14 mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 125 kW für den Einsatz von gasförmigen Brennstoffen.

3. Anforderungen

Mit dem oben abgebildeten Umweltzeichen können die unter Geltungsbereich genannten Gas-Blockheizkraftwerk-Module gekennzeichnet werden, sofern diese den folgenden Anforderungen entsprechen:

3.1 Allgemeines

Voraussetzung für die Vergabe des Umweltzeichens für Geräte gemäß Geltungsbereich ist der Nachweis der Richtlinienkonformität und die Berechtigung zum Führen der CE-Kennzeichnung nach EG-Richtlinie 90/396/EWG, 89/392/EWG, 89/106/EWG, 72/23/EWG und EG-EMV-Richtlinie.¹ Für serienmäßig hergestellte Produkte teilt der Hersteller mit, welche benannte Stelle die Überwachung in der Produktionsphase durchführt.

3.2 Emissionsanforderungen

Die nachstehend genannten Emissionsgrenzwerte – bezogen auf Abgas im Normzustand (0°C, 1013 mbar) mit einem Volumengehalt an Sauerstoff von 5% – sind im gesamten Einstellbereich ohne Inanspruchnahme einer Messtoleranz nach Abschnitt 6.5 der DIN EN 267 und der Fehlertoleranz der Kalibriergase einzuhalten. Die Maßeinheit mg/Nm³ ist als mg Schadstoff je Normkubikmeter Abgas zu verstehen. Für die Prüfung sind die in Abschnitt 4 genannten Messverfahren anzuwenden.

¹ EG-Gasgeräterichtlinie Richtlinie 90/396/EWG des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten für Gasverbrauchseinrichtungen, EG-Maschinenrichtlinie Richtlinie 89/392/EWG des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten für Maschinen, EG-Bauproduktenrichtlinie Richtlinie 89/106/EWG des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten über Bauprodukte, EG-Niederspannungsrichtlinie Richtlinie 72/23/EWG, EG-EMV-Richtlinie des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschrift der Mitgliedsstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit

Stickstoffoxide (NO_x)

Der Gehalt an Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid im Abgas darf 250 mg/Nm³, angegeben als Stickstoffdioxid, nicht überschreiten.

Kohlenstoffmonoxid (CO)

Der Gehalt an Kohlenstoffmonoxid im Abgas darf 300 mg/Nm³ nicht überschreiten.

Organische Stoffe

Der Gehalt an organischen Stoffen im Abgas darf die Massenkonzentration von 100 mg/Nm³, angegeben als Gesamtkohlenstoff, nicht überschreiten.

3.3 Anforderungen zur rationellen Energienutzung

Die Wirkungsgrade sind bei Volllast sowie bei Vorlauf- und Rücklauftemperaturen von 90°C und 70°C zu ermitteln.

Der Gesamtwirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf 89% nicht unterschreiten.

Der elektrische Wirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf die Werte, die sich nach der folgenden Formel in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung berechnen, nicht unterschreiten:

$$\eta_{el} \geq 2,5 \cdot \ln(P_{el}) + 21,5.$$

Mit η_{el} als elektrischer Wirkungsgrad und P_{el} als elektrische Leistung.

Im Prüfbericht ist anzugeben, mit welcher minimalen Leistung das BHKW-Modul betrieben werden kann und welchen elektrischen und Gesamtwirkungsgrad das BHKW-Modul bei minimaler Leistung erreicht. Bei teillastfähigen BHKW-Modulen darf der elektrische Wirkungsgrad bei Teillast (60%) nicht mehr als drei Prozentpunkte unter dem bei Volllast liegen, der Gesamtwirkungsgrad bei Teillast (60%) nicht mehr als zwei Prozentpunkte unter dem bei Volllast.

3.4 Geräuschemissionen

Der Schalldruckpegel des BHKW-Moduls darf in 1 m Entfernung die folgenden Werte nicht überschreiten:

Bei einer elektrischen Leistung ≤ 20 kW: 56 dB(A)

und bei einer elektrischen Leistung > 20 kW: 66 dB(A)

gemessen nach DIN 45635 Teil 1 und Teil 11.

3.5 Einstell- und Bedienungsanleitung

Die Einstellanleitung muss klare und eindeutige Aussagen zur korrekten Einstellung des Blockheizkraftwerkes durch Fachpersonal enthalten. Eine Einstellung nach der Einstellanleitung muss ermöglichen, dass die unter 3.2, 3.3 und 3.4 genannten Anforderungen im Betrieb eingehalten werden können. In der Einstellanleitung sind Hinweise für die Abstimmung des Blockheizkraftwerkes mit der Abgasanlage und Empfehlungen für die Vermeidung von Körperschall aufzunehmen.

3.6 Hilfsstrombedarf

Anhand der Messvorschrift gemäß Anlage 1 zur Vergabegrundlage sind die verschiedenen Hilfsstrombedarfe sowie der heizwasserseitige Widerstand vom Prüfinstitut zu ermitteln und im Messbericht anzugeben.

Falls das Gerät mit einer Heizungswasserumwälzpumpe ausgestattet ist, ist die elektrische Leistungsaufnahme dieses Bauteils gesondert im Prüfbericht anzugeben.

Das Messgerät zur Ermittlung des Hilfsstrombedarfs darf eine Messunsicherheit von $\pm 0,5$ W nicht überschreiten.

3.7 Wartungsvertrag

Der Antragsteller verpflichtet sich, zu seinen Geräten einen Vollwartungsvertrag anzubieten, der die folgenden Leistungen umfasst:

- (1) Durchführung periodischer Inspektions- und Wartungsarbeiten (z.B. Öl- oder Zündkerzenwechsel),
- (2) Durchführung entsprechender Reparatur- und Einstellungsarbeiten zur Beseitigung auftretender Betriebsstörungen,
- (3) die nach längerer Betriebsdauer notwendige Instandsetzung bzw. Überholung der Anlage,
- (4) Bereitstellung der notwendigen Betriebsmittel (z.B. Schmieröl), Verschleißteile (z.B. Zündkerzen) und Ersatzteile (z.B. Zylinderköpfe) für die Wartungsarbeiten unter Nr. 1 und Reparatur-/Instandsetzungsarbeiten unter Nr. 2 und 3,
- (5) Entsorgung verbrauchter Betriebsmittel und defekter Teile.

3.8 Rücknahme der Geräte

Der Antragsteller verpflichtet sich, seine Geräte mit dem Umweltzeichen nach deren Gebrauch zurückzunehmen, um diese einer Wiederverwendung bzw. werkstofflichen Verwertung zuzuführen. Nicht verwertbare Geräteteile sind umweltgerecht zu beseitigen.

Die Produktunterlagen des Gerätes müssen Informationen über Rückgabemöglichkeiten enthalten.

4. Prüfung

4.1 Prüfstellen

Die Prüfungen sind von Prüfern der für die EG-Baumusterprüfung zugelassenen neutralen Prüfstellen durchzuführen.

4.2 Prüfverfahren

Die Messungen sind jeweils bei Volllast und Grundlast vorzunehmen. Falls das BHKW-Modul nur für eine Leistung ausgelegt ist, ist die Messung nur bei dieser Leistung erforderlich.

Die Prüfung der Wirkungsgrade und der Normemissionsfaktoren ist nach DIN ISO 3046 Teil 2 und Teil 3 vorzunehmen.

Als Prüfgas für die Prüfung des Schadstoffauswurfs ist G 20 (Methan) nach DIN EN 437 zu verwenden. Sowohl die gemessenen Stickstoffoxid-Emissionswerte als auch die nach Anhang H der DIN EN 676 Ausgabe Dezember 1996 auf Bezugsbedingungen (Feuchte- und Temperaturkorrektur) umzurechnenden Werte sind im Prüfbericht anzugeben. Die so korrigierten Emissionswerte sind mit den Anforderungen nach Abschnitt 3.2 zu vergleichen.²

4.3 Eichgase und Messgeräte

Für die Kalibrierung der Messgeräte sind zertifizierte Eichgase zu verwenden. Die Zertifikate sind den Prüfungsunterlagen beizufügen. Messgasgeneratoren dürfen nicht verwendet werden.

Messgeräte sind entsprechend DIN EN 267 zu verwenden. In Abweichung von Anhang C dieser Norm sind für die NO_x-Messung Messgeräte einzusetzen, die nach dem Prinzip der Chemolumineszenz arbeiten. Die CO-Messung ist mit einem Messgerät auf der Basis der Infrarot-Spektroskopie durchzuführen.

5. Nachweise

Bei Antragstellung sind vorzulegen:

- 5.1 Der Prüfbericht über die Prüfung der Geräte unter Nennung der verwendeten Messgeräte /-verfahren sowie aller Toleranzen. Der Prüfbericht mit Bestätigung der Einhaltung der Anforderungen nach Abschnitt 3.2 bis 3.5 in Verbindung mit Abschnitt 4.
- 5.2 Die Einstell- und Bedienungsanleitung mit den Angaben gemäß Abschnitt 3.5.
- 5.3 Die Zusammenstellung der Prüfergebnisse nach Abschnitt 3.3 über das Teillastverhalten und die Wirkungsgrade bei Teillast.
- 5.4 Die Zusammenstellung der Prüfergebnisse nach Abschnitt 3.6 über die ermittelten Hilfsstrombedarfe.
- 5.5 Vorzulegen ist die Verpflichtung zum Angebot von Wartungsverträgen gemäß Abschnitt 3.7.
- 5.6 Vorzulegen ist die Verpflichtung zur Rücknahme der Geräte gemäß Abschnitt 3.8.
- 5.7 Vorzulegen ist der Nachweis der Richtlinienkonformität und die Benennung der überwachenden Stelle gemäß Abschnitt 3.1.

Anlage1 zur Vergabegrundlage

Messung des Hilfsstrombedarfs während verschiedener Betriebszustände

1. Hilfsstrombedarf im Ruhezustand

Messung des Hilfsstrombedarfes des Gas-BHKW-Moduls, wenn keine Anforderung besteht, die Brennstoffventile geschlossen sind und nur elektrische Verbraucher zur Einhaltung der Betriebsbereitschaft eingeschaltet bleiben. Der Energieverbrauch (ohne Berücksichtigung der Heizungswasserpumpe und des Mischerantriebs) wird über eine Zeit von mindestens 30 Minuten gemessen.

Falls Regelvorgänge den elektrischen Eigenverbrauch beeinflussen, kann eine längere Messzeit notwendig werden. Der ermittelte Eigenverbrauch wird auf die Messzeit bezogen und als Hilfsstrombedarf in Watt angegeben.

2. Hilfsstrombedarf im Betriebszustand

Bei dem Nachweis der Energienutzung durch die Ermittlung des Wirkungsgrades nach DIN 6280 Teil 14 wird der gesamte Hilfsstrombedarf des BHKW-Moduls (ohne Berücksichtigung der Heizungswasserpumpe und des Mischerantriebs) über die Messzeit summiert und bezogen auf die Messzeit als mittlere Hilfsstrombedarfsleistung für den jeweiligen Lastpunkt angegeben.

Die Messung ist für Vollast und Teillast durchzuführen, beide Werte sind anzugeben.

3. Heizwasserseitiger Widerstand

Es ist der heizwasserseitige Widerstand in Verbindung mit dem entsprechenden Heizwasservolumenstrom für die Temperaturdifferenz 20 Kelvin anzugeben. Falls das Gerät mit einer Heizungswasserpumpe ausgestattet ist, ist der Hilfsstrombedarf (Min-/Max-Werte) im Prüfbericht ebenfalls anzugeben.

7. Vorschlag für Vergabegrundlage für Diesel-Klein-BHKW-Module

Umschrift des Umweltzeichens: „weil energieeffizient“

1. Einführung

Blockheizkraftwerke-Module stellen durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme eine effiziente Form der Energieumwandlung dar. Sie leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Verringerung des Primärenergieeinsatzes und der Kohlendioxid-Emissionen. Zudem tragen sie zum Ausbau einer dezentralen Energieversorgung bei. Mit diesem Umweltzeichen können Blockheizkraftwerk-Module, wie unter Geltungsbereich bezeichnet, gekennzeichnet werden, die den eingesetzten Brennstoff rationell nutzen und deutlich weniger Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid emittieren als nach der geltenden TA Luft zulässig ist.

2. Geltungsbereich

Diese Vergabegrundlage gilt für motorische Blockheizkraftwerk-Module nach DIN 6280 Teil 14 mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 125 kW für den Einsatz flüssigen Brennstoffen.

3. Anforderungen

Mit dem oben abgebildeten Umweltzeichen können die unter Geltungsbereich genannten Diesel-Blockheizkraftwerk-Module gekennzeichnet werden, sofern diese den folgenden Anforderungen entsprechen:

3.1 Allgemeines

Voraussetzung für die Vergabe des Umweltzeichens für Geräte gemäß Geltungsbereich ist der Nachweis der Richtlinienkonformität und die Berechtigung zum Führen der CE-Kennzeichnung nach EG-Richtlinie 89/392/EWG, 89/106/EWG, 72/23/EWG und EG-EMV-Richtlinie.² Für serienmäßig hergestellte Produkte teilt der Hersteller mit, welche benannte Stelle die Überwachung in der Produktionsphase durchführt.

3.2 Emissionsanforderungen

Die nachstehend genannten Emissionsgrenzwerte – bezogen auf Abgas im Normzustand (0°C, 1013 mbar) mit einem Volumengehalt an Sauerstoff von 5% – sind im gesamten Einstellbereich ohne Inanspruchnahme einer Messtoleranz nach Abschnitt 6.5 der DIN EN 267 und der Fehlertoleranz der Kalibriergase einzuhalten. Die Maßeinheit mg/Nm³ ist als mg Schadstoff je Normkubikmeter Abgas zu verstehen. Für die Prüfung sind die in Abschnitt 4 genannten Messverfahren anzuwenden.

² EG-Maschinenrichtlinie Richtlinie 89/392/EWG des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten für Maschinen, EG-Bauproduktenrichtlinie Richtlinie 89/106/EWG des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten über Bauprodukte, EG-Niederspannungsrichtlinie Richtlinie 72/23/EWG, EG-EMV-Richtlinie des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschrift der Mitgliedsstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit

Stickstoffoxide (NO_x)

Der Gehalt an Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid im Abgas darf 1000 mg/Nm³, angegeben als Stickstoffdioxid, nicht überschreiten.

Kohlenstoffmonoxid (CO)

Der Gehalt an Kohlenstoffmonoxid im Abgas darf 300 mg/Nm³ nicht überschreiten.

Gesamtstaub

Der Gehalt an Gesamtstaub im Abgas darf 20 mg/Nm³ nicht überschreiten.

Organische Stoffe

Der Gehalt an organischen Stoffen im Abgas darf die Massenkonzentration von 100 mg/Nm³, angegeben als Gesamtkohlenstoff, nicht überschreiten.

3.3 Anforderungen zur rationellen Energienutzung

Der Gesamtwirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf 89% nicht unterschreiten.

Der elektrische Wirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf die folgenden Werte nicht unterschreiten:

Der elektrische Wirkungsgrad gemäß DIN 6280 Teil 14 darf die Werte, die sich nach der folgenden Formel in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung berechnen, nicht unterschreiten:

$$\eta_{el} \geq 3,5 \cdot \ln(P_{el}) + 22,5.$$

Mit η_{el} als elektrischer Wirkungsgrad und P_{el} als elektrische Leistung.

Im Prüfbericht ist anzugeben, mit welcher minimalen Leistung das BHKW-Modul betrieben werden kann und welchen elektrischen und Gesamtwirkungsgrad das BHKW-Modul bei minimaler Leistung erreicht. Bei teillastfähigen BHKW-Modulen dürfen der gesamt- und der elektrische Wirkungsgrad bei Teillast (60%) nicht mehr als zwei Prozentpunkte unter den Wirkungsgraden bei Volllast liegen.

3.4 Geräuschemissionen

Der Schalldruckpegel des BHKW-Moduls darf in 1 m Entfernung die folgenden Werte nicht überschreiten:

Bei einer elektrischen Leistung ≤ 20 kW: 60 dB(A)

und bei einer elektrischen Leistung > 20 kW: 66 dB(A)

gemessen nach DIN 45635 Teil 1 und Teil 11.

3.5 Einstell- und Bedienungsanleitung

Die Einstellanleitung muss klare und eindeutige Aussagen zur korrekten Einstellung des Blockheizkraftwerkes durch Fachpersonal enthalten. Eine Einstellung nach der Einstellanleitung muss ermöglichen, dass die unter 3.2, 3.3 und 3.4 genannten Anforderungen im Betrieb eingehalten werden können. In der Einstellanleitung sind Hinweise für die Abstimmung des Blockheizkraftwerkes mit der Abgasanlage und Empfehlungen für die Vermeidung von Körperschall aufzunehmen.

3.6 Hilfsstrombedarf

Anhand der Messvorschrift gemäß Anlage 1 zur Vergabegrundlage sind die verschiedenen Hilfsstrombedarfe sowie der heizwasserseitige Widerstand vom Prüfinstitut zu ermitteln und im Messbericht anzugeben.

Falls das Gerät mit einer Heizungswasserumwälzpumpe ausgestattet ist, ist die elektrische Leistungsaufnahme dieses Bauteils gesondert im Prüfbericht anzugeben.

Das Messgerät zur Ermittlung des Hilfsstrombedarfs darf eine Messunsicherheit von $\pm 0,5$ W nicht überschreiten.

3.7 Wartungsvertrag

Der Antragsteller verpflichtet sich, zu seinen Geräten einen Vollwartungsvertrag anzubieten, der die folgenden Leistungen umfasst:

- (1) Durchführung periodischer Inspektions- und Wartungsarbeiten (z.B. Öl- oder Zündkerzenwechsel),
- (2) Durchführung entsprechender Reparatur- und Einstellungsarbeiten zur Beseitigung auftretender Betriebsstörungen,
- (3) die nach längerer Betriebsdauer notwendige Instandsetzung bzw. Überholung der Anlage,
- (4) Bereitstellung der notwendigen Betriebsmittel (z.B. Schmieröl), Verschleißteile (z.B. Zündkerzen) und Ersatzteile (z.B. Zylinderköpfe) für die Wartungsarbeiten unter Nr. 1 und Reparatur-/Instandsetzungsarbeiten unter Nr. 2 und 3,
- (5) Entsorgung verbrauchter Betriebsmittel und defekter Teile.

3.8 Rücknahme der Geräte

Der Antragsteller verpflichtet sich, seine Geräte mit dem Umweltzeichen nach deren Gebrauch zurückzunehmen, um diese einer Wiederverwendung bzw. werkstofflichen Verwertung zuzuführen. Nicht verwertbare Geräteteile sind umweltgerecht zu beseitigen.

Die Produktunterlagen des Gerätes müssen Informationen über Rückgabemöglichkeiten enthalten.

4. Prüfung

4.10 Prüfstellen

Die Prüfungen sind von Prüfern der für die EG-Baumusterprüfung zugelassenen neutralen Prüfstellen durchzuführen.

4.11 Prüfverfahren

Die Messungen sind jeweils bei Volllast und Grundlast vorzunehmen. Falls das BHKW-Modul nur für eine Leistung ausgelegt ist, ist die Messung nur bei dieser Leistung erforderlich.

Die Prüfung der Wirkungsgrade und der Normemissionsfaktoren ist nach DIN ISO 3046 Teil 2 und Teil 3 vorzunehmen.

4.12 Prüfül und Korrektur der Messwerte

Es ist ein Prüfül gemäß DIN 51603 Teil 1 zu verwenden, dessen Gehalt an organisch gebundenem Stickstoff nach ASTM D 4629-91 vom Prüfinstitut bestimmt und angegeben werden muss. Sowohl die gemessenen Stickstoffoxid-Emissionswerte als auch die nach Anhang D der DIN EN 267 auf Bezugsbedingungen (Feuchte- und Temperaturkorrektur) umzurechnenden Werte sind im Prüfbericht anzugeben. Die auf Bezugsbedingungen korrigierten Stickstoffoxid-Emissionswerte beziehen sich auf einen Gehalt an organisch gebundenem Stickstoff im Prüfül von 140mg/kg.

Bei höherem Stickstoffgehalt bis 180 mg/kg können die auf Bezugsbedingungen korrigierten Emissionen an Stickoxiden, angegeben als Stickstoffdioxid, pro 1 mg Stickstoff im Brennstoff um 0,20 mg/kWh erhöht werden. Es sind Prüfüle mit einem Stickstoffgehalt von 100 bis 180 mg/kg zulässig.

Die auf Bezugsbedingungen korrigierten Stickstoffoxid-Emissionswerte müssen auf den Bezugsstickstoffgehalt von 140 mg/kg umgerechnet und angegeben werden. Die so korrigierten Emissionswerte sind mit den Anforderungen nach 3.2 zu vergleichen.

4.13 Eichgase und Messgeräte

Für die Kalibrierung der Messgeräte sind zertifizierte Eichgase zu verwenden. Die Zertifikate sind den Prüfungsunterlagen beizufügen. Messgasgeneratoren dürfen nicht verwendet werden.

Messgeräte sind entsprechend DIN EN 267 zu verwenden. In Abweichung von Anhang C dieser Norm sind für die NO_x-Messung Messgeräte einzusetzen, die nach dem Prinzip der Chemolumineszenz arbeiten. Die CO-Messung ist mit einem Messgerät auf der Basis der Infrarot-Spektroskopie durchzuführen.

5. Nachweise

Bei Antragstellung sind vorzulegen:

- 5.1 Der Prüfbericht über die Prüfung der Geräte unter Nennung der verwendeten Messgeräte /-verfahren sowie aller Toleranzen. Der Prüfbericht mit Bestätigung der Einhaltung der Anforderungen nach Abschnitt 3.2 bis 3.5 in Verbindung mit Abschnitt 4.
- 5.2 Die Einstell- und Bedienungsanleitung mit den Angaben gemäß Abschnitt 3.5.
- 5.3 Die Zusammenstellung der Prüfergebnisse nach Abschnitt 3.3 über das Teillastverhalten und die Wirkungsgrade bei Teillast.
- 5.4 Die Zusammenstellung der Prüfergebnisse nach Abschnitt 3.6 über die ermittelten Hilfsstrombedarfe.
- 5.5 Vorzulegen ist die Verpflichtung zum Angebot von Wartungsverträgen gemäß Abschnitt 3.7.
- 5.6 Vorzulegen ist die Verpflichtung zur Rücknahme der Geräte gemäß Abschnitt 3.8.
- 5.7 Vorzulegen ist der Nachweis der Richtlinienkonformität und die Benennung der überwachenden Stelle gemäß Abschnitt 3.1.

Anlage 1 zur Vergabegrundlage

Messung des Hilfsstrombedarfs während verschiedener Betriebszustände

1. Hilfsstrombedarf im Ruhezustand

Messung des Hilfsstrombedarfes des Diesel-BHKW-Moduls, wenn keine Anforderung besteht, die Brennstoffventile geschlossen sind und nur elektrische Verbraucher zur Einhaltung der Betriebsbereitschaft eingeschaltet bleiben. Der Energieverbrauch (ohne Berücksichtigung der Heizungswasserpumpe und des Mischerantriebs) wird über eine Zeit von mindestens 30 Minuten gemessen.

Falls Regelvorgänge den elektrischen Eigenverbrauch beeinflussen, kann eine längere Messzeit notwendig werden. Der ermittelte Eigenverbrauch wird auf die Messzeit bezogen und als Hilfsstrombedarf in Watt angegeben.

2. Hilfsstrombedarf im Betriebszustand

Bei dem Nachweis der Energienutzung durch die Ermittlung des Wirkungsgrades nach DIN 6280 Teil 14 wird der gesamte Hilfsstrombedarf des BHKW-Moduls (ohne Berücksichtigung der Heizungswasserpumpe und des Mischerantriebs) über die Messzeit summiert und bezogen auf die Messzeit als mittlere Hilfsstrombedarfsleistung für den jeweiligen Lastpunkt angegeben.

Die Messung ist für Vollast und Teillast durchzuführen, beide Werte sind anzugeben.

3. Heizwasserseitiger Widerstand

Es ist der heizwasserseitige Widerstand in Verbindung mit dem entsprechenden Heizwasservolumenstrom für die Temperaturdifferenz 20 Kelvin anzugeben. Falls das Gerät mit einer Heizungswasserpumpe ausgestattet ist, ist der Hilfsstrombedarf (Min-/Max-Werte) im Prüfbericht ebenfalls anzugeben.



Plan of Environmental Research of the Federal Ministry for the Environment
Research and Development Project No.: 299 95 315 / 02

**Feasibility Study for New Ecolabels
within the Product Group:
Small Cogeneration Plant Modules**

Final Report

Authors:

**Dipl.-Ing. Esther Hoffmann, Dipl.-Ing. oec. Bernd Hirschl
Institute for Ecological Economy Research
(Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (iÖW) gGmbH)**

with assistance from

Cand.-Ing. Judith Kaliske
Institute for Ecological Economy Research
(Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (iÖW) gGmbH)

Dipl.-Ing. Irina Reese, Thorsten Grimpe
Hamburg Gas Consult (HGC) GmbH

Commissioned by the Federal Environmental Agency

Berlin / Heidelberg, March 2001

Content

1	Introduction	5
2	Cogeneration: Technological Principles and Fundamentals	7
3	Market Analysis in the Field of CHP and Plant Selection.....	10
3.1	Proceeding.....	10
3.2	Market Relevance of Different Types of CHP Plants	11
3.2.1	Fuels	14
3.2.2	Relevant Drive Systems	16
3.2.3	Grid-Operation and the Generator Concept.....	19
3.2.4	Pre-selection of Appropriate Types of Cogeneration Plants	20
3.3	Summary: Relevant Types of Cogeneration Plants within the Further Scope of the Analysis	23
4	Ecological Relevance of the selected Small-CHP-Modules.....	24
4.1	Proceedings and Methodology.....	24
4.2	Ecological Relevance of Small Engine-powered Cogeneration Plant Modules	25
4.2.1	Energy-efficiency.....	25
4.2.2	Emissions	32
4.2.3	Sound Emissions	39
4.2.4	Working Materials	42
4.2.5	Service Life and Maintenance	43
4.2.6	Appropriate Construction for Recycling, Harmful Substances and Disposal	46
4.2.7	Reliability and Product Quality.....	47
4.2.8	National and International Laws and Agreements	47
4.3	System Comparison between Small Cogeneration Plants and Heating Plants	49
4.3.1	Assumptions of the System Comparison.....	50
4.3.2	Results.....	54
4.3.3	Conclusion of the System Comparison.....	59
5	Participation of the Interest Groups in this Field	61
6	Recommendations of Specified Criteria for an Ecolabel for Small Cogeneration Plants.....	63
6.1	Scope	64
6.2	Compliance with Directives	64
6.3	Criteria of Energy Efficiency	65
6.3.1	Efficiency factors.....	65
6.3.2	Supplementary Electrical Consumption and Partial Load Behaviour	67
6.4	Pollutant Emissions.....	69
6.5	Sound Emissions	71
6.6	Service Life and Maintenance	73
6.7	Appropriate Construction for Recyclability.....	74

7	Fuel Cells.....	76
7.1	Fundamentals.....	76
7.2	Estimation of the Market Relevance and Potential.....	79
7.3	Pre-selection of appropriate Fuel Cell Types.....	81
7.3.1	Relevant Laws and Agreements.....	81
7.4	Ecological Assessment of Fuel Cells.....	82
7.4.1	Small Cogeneration Fuel Cells Fuelled by Natural Gas.....	82
7.4.2	Conclusion about the Ecological Relevance of Fuel Cells.....	87
7.4.3	Hydrogen Technology.....	88
8	Conclusion.....	89
9	Bibliography.....	93

Appendix

Index of Figures

Figure 1:	Outline of the Proceeding in the course of the Analysis.....	6
Figure 2:	Pattern of Construction of a Cogeneration Plant.....	8
Figure 3:	Newly installed CHP Plants between 1986 and 1998	13
Figure 4:	Influential Factors on the Market for Cogeneration	14
Figure 5:	Use of Fuels for CHP (in Relation to the Performance).....	15
Figure 6:	Observed Distinctive Characteristics and Recommendations for the Further Analysis	20
Figure 7:	Efficiency Factors of Typical CHP Aggregates	27
Figure 8:	Overall Efficiency Factors of the Analysed CHP Modules	28
Figure 9:	Electrical Efficiency Factors of the analysed Cogeneration Modules	29
Figure 10:	Power-to-Heat Ratio of the Analysed Cogeneration Modules	30
Figure 11:	Supplementary Electrical Consumption of the Examined Cogeneration Plants	32
Figure 12:	NO _x -Emissions of the Examined Diesel CHP Modules	35
Figure 13:	NO _x -Emissions of the Examined Gas CHP Modules.....	35
Figure 14:	CO-Emissions of the Analysed Cogeneration Modules	37
Figure 15:	Dust Emissions of the Analysed Diesel Cogeneration Plants.....	38
Figure 16:	Sound Pressure Level (1m Distance) of the CHP Modules	40
Figure 17:	Exhaust Gas Sound Pressure Level of the Observed Cogeneration Plants	41
Figure 18:	Consumption of Lubrication oil of the Analysed CHP Modules	42
Figure 19:	Consumption of the Modules' Lubrication oil Separated into Synthetic and Mineral Lubrication oil	43
Figure 20:	Maximum Service Life of the Cogeneration Modules Achieved thus far.....	44
Figure 21:	Maintenance Interval Recommended for the Cogeneration Modules	45
Figure 22:	Price Conditions Maintenance Contracts for Frankfurt am Main	46
Figure 23:	Comparison of Heat Generated by CHP and without CHP	53
Figure 24:	Consumption of Primary Energy Sources of the Compared Systems	56
Figure 25:	Comparison of the CO ₂ Emissions of the Different Systems.....	57
Figure 26:	Comparison of the NO _x Emissions of the Different Systems.....	58
Figure 27:	CO Emissions of the Different Compared Systems	59
Figure 28:	Correlation between Electrical Performance and Electrical Efficiency Factor of Gas Cogeneration Modules	66
Figure 29:	Correlation between Electrical Performance and Electrical Efficiency Factor of Diesel Cogeneration Plants	67
Figure 30:	Module Sound of Cogeneration Modules.....	72
Figure 31:	Characteristics of different Fuel Cell types.....	78
Figure 32:	Emissions of a PAFC in comparison to ½ TA Luft for Gas Engines	84
Figure 33:	Comparison of the Air Emissions of PEFC, Engine Powered CHP Plant, and Generation without CHP (Related to the Emissions of the PEFC).....	85
Figure 34:	Comparison of the Annual Energy Amounts in the Example Case.....	86

Index of Tables

Table 1:	Components of Cogeneration-plants
Table 2:	Figures of existing CHP Plants in 1998 and 1997
Table 3:	Proportion of Fossil Fuels
Table 4:	Typical Parameters of Gas Engines and Diesel Engines
Table 5:	Types of CHP Plants with Market Relevance in the Performance Range <100 kW_{el}
Table 6:	Market Shares of Smaller Cogeneration Plants divided into Operator Groups for the Year 1996
Table 7:	Overview: Proposed Selection of relevant Types of CHP Plants
Table 8:	Efficiency Factors of the Analysed CHP Plants
Table 9:	Typical Efficiency factors of CHP Plants
Table 10:	Change of the Efficiency Factors under Partial Load Conditions
Table 11:	Emission Limits for Plants with Combustion Engines according to the currently valid (including dynamic adoption) and probable values of the TA Luft amendment
Table 12:	Applied Measures in order to Reduce Emissions
Table 13:	NO_x-Emissions of the Analysed Modules in Relation to TA Luft
Table 14:	CO-Emissions of the Analysed Cogeneration Modules in Relation to TA Luft
Table 15:	Immission Limits specified by TA Lärm
Table 16:	Parameters of the Fictitious Object of Supply
Table 17:	Parameters of the Examined Cogeneration Plants and Gas Heating Systems
Table 18:	Operating Periods and Total Warmth Amount of the compared Systems
Table 19:	Demand for Primary Energy and Emissions of the Systems of Comparison without Power Credit
Table 20:	Power Credit on the Basis of the German Power Mix (according to Öko-Institut 1997, p. 24 ff.)
Table 21:	Demand for Primary Energy and Emissions of the Compared Systems including Power Credit Calculated on the Basis of the German Average Power Mix
Table 22:	Consumption of Primary Energy of the Cogeneration Plants in Relation to Heating Boilers
Table 23:	CO₂ Emissions of Cogeneration Plants in Relation to Heating Boilers
Table 24:	Recommended Maximum Values for the Sound Pressure Levels (1 m)
Table 25:	Summary of the Proposed Requirements

1 Introduction

Within this feasibility study, criteria for certifications according to an ecolabel for smaller cogeneration modules and combined heat and power plants (CHP) will be developed. These plants serve the purpose of supplying power and heat in a decentralised way. For that reason, they are favourably applied for housing, private buildings, in industry and public institutions, swimming pools, hospitals or schools. Newer developments even tend to extend the field of application to the energy supply of smaller buildings and one-family homes.

The combined generation of heat and power by cogeneration plants constitutes an eco-efficient way of energy supply. Since plants like these usually achieve efficiency factors of more than 90% and accordingly allow resources to be saved and emissions decreased on a correspondingly large scale, the German federal government also favours cogeneration as a means to achieve its climate goal (see e.g. BMU 1999). Beside its ecological advantages, cogeneration is also highly important with regard to the security of the energy supply and the local added value because its dependence on local warmth potentials makes it a locally based generation technology (Matthes & Cames 2000, p. 15).

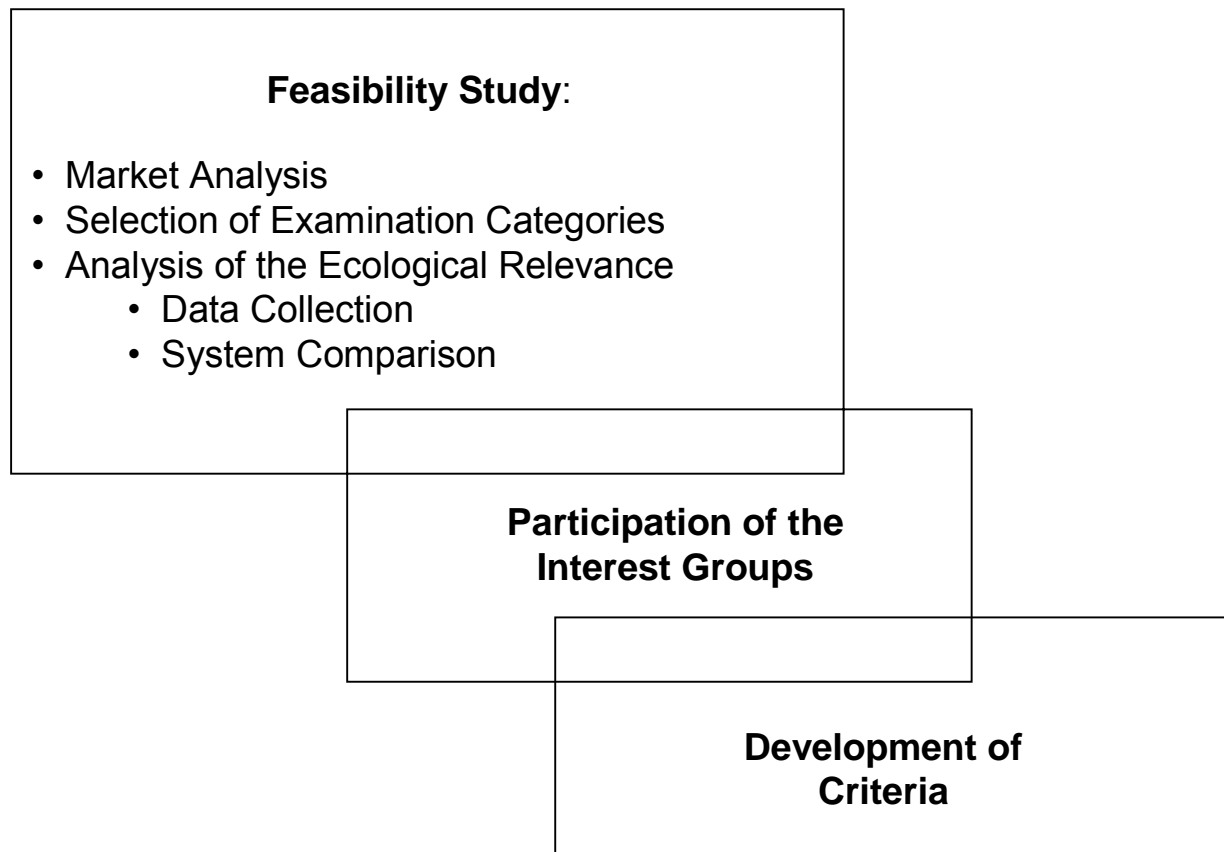
This study is striving to formulate proposals for how requirements of an ecolabel in this field (Type I environmental labelling) would have to be specified according to ISO 14024 (Environmental labels and declarations – Type I environmental labelling – Principles and procedures). Ecolabels according to ISO 14024 are a “voluntary, multiple criteria-based third party programme that awards a licence which authorises the use of environmental labels on products indicating overall environmental preferability of a product within a particular product category based on life cycle considerations.” (ISO 14024, 3.1) Ecolabels of this category are voluntary instruments providing independent information about a particular product, and are aiming at the following goals:

- to reinforce an environmental policy conforming to market principles,
- to inform the consumer about typical problems related to particular products,
- to create competitive incentives and
- to accelerate the technological change (see UBA 1990, p. 4).

The study is carried out according to the principles as laid down by ISO 14024. Within the scope of this expert opinion one also has to examine which cogeneration modules might be eligible for an ecolabel and which criteria should be fulfilled in the case of a licence. The essential advantage and the ecologically relevant characteristic of cogeneration technology is its energy efficiency when compared to conventional heating plants. Therefore the focus of the ecological assessment will be upon energy consumption.

The single steps of the project follow the principles of ISO 14024 with the project being separated into three different parts which are outlined in the following figure.

According to ISO 14024, the expert opinion consists of two blocks which are based on each other: first a feasibility study will be conducted, the development of requirements for an ecolabel follows as the second step of the project.

Figure 1: Outline of the Proceeding in the course of the Analysis

In the following part of the study, fundamentals and technological aspects of cogeneration technology will be discussed. Afterwards, the results of the market analysis will be treated, which will lead to recommendations about the analysis of selected particular types of CHP plants (Chapter 3). The selected plants will then be analysed by assessing their ecological relevance. In this context survey results and scientific literature will be evaluated and a comparison with conventional heating plants fuelled with oil or gas will be made. Within the scope of an expert talk, concerned groups and interested people were involved and participated; the important outcomes of this expert talk are outlined in chapter 5. In chapter 6, criteria for an ecolabel are developed by drawing from the results of the investigation and the proposed ideas of the participants in the expert talk.

Stationary fuel cells can also be used for the combined production of thermal and electrical energy. Corresponding plants in the field of lower performances are currently being developed; several pilot projects constructed for demonstration purposes already exist. Due to their significant future potential, the field of fuel cells will be discussed without deriving concrete criteria at this time.

The study ends with a conclusion and an outlook with regard to the demand for further research in the observed field.

2 Cogeneration: Technological Principles and Fundamentals

According to the VDI directive "Calculation of the costs of heat supply plants: cogeneration plants" (VDI 2067 Blatt 7), cogeneration plants can be defined as, "Small heating power plants generating heat and power simultaneously by applying CHP technology (combined heat and power)." More precisely, the term CHP plants stands for plants generating both heat and power and which generate waste warmth at a temperature level appropriate for the heating of buildings, which can then be applied in a decentralised way, i.e. either directly near the consumer (on-site generation) or in decentralised heating grids.

Within the scope of this feasibility study, cogeneration plant modules were analysed. In this context, it is necessary to first provide a definition of necessary basic terms, i.e. to distinguish between cogeneration aggregates, cogeneration modules and cogeneration in general. The definitions are carried out according to the principles of DIN 6280-14. A cogeneration aggregate forms the nucleus of a cogeneration plant and consists of an internal combustion engine, a generator, components of power transmission, and storage media. Cogeneration modules consist of:

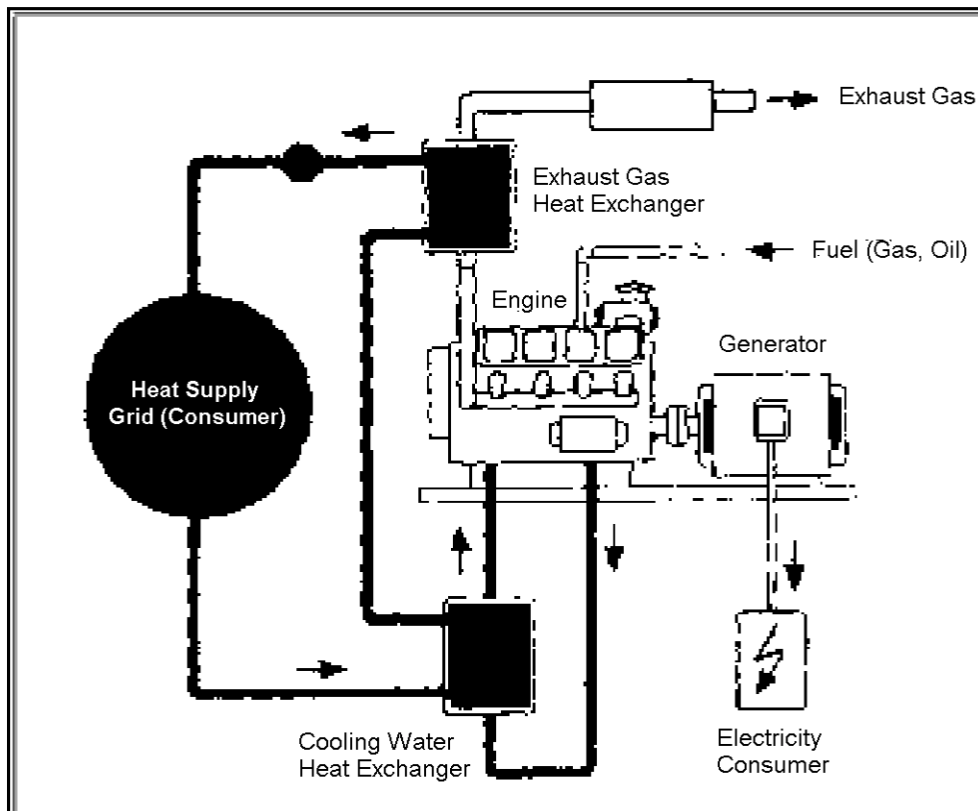
- cogeneration-aggregate,
- heat exchange components,
- devices of measurement, steering and control; a monitoring system,
- ignition device,
- components of the intake system and exhaust gas system
- lubrication oil system
- fuel system
- safety components.

A cogeneration module is a constructive unit consisting of all the described components.

One or more cogeneration modules belong to a CHP plant. For the operation of the plant, necessary assisting devices, corresponding switch and control systems, noise protection measures, exhaust gas systems and a mounting area are also required. (See DIN 6280-14.)

By this definition, it becomes clear that the criteria of certification according to an ecolabel must be focussed on single modules. CHP plants as a whole are usually only designed for a specific case of application and therefore can not be the point of focus of this ecolabel. The investigation is therefore concentrated on cogeneration plant modules which are ready for production in the form they are offered by manufacturers. Concrete applications like, the installation of the plants heating cycle or the integration of the cogeneration plant with a supplementary boiler (covering peak load) are not the object of this analysis.

Generally speaking, one can distinguish between cogeneration plants driven by engines (gas-Otto-engine, diesel engine, Stirling-engine) or plants employing gas turbines. The following figure illustrates the principle of construction of a typical engine-powered CHP plant.

Figure 2: Pattern of Construction of a Cogeneration Plant

Source: Energy Agency North-Rhine-Westphalia (Energieagentur NRW) 1997, quoted in Stein 1999, p. 45

Table 1 shows the essential components of various cogeneration plants.

Table 1: Components of Cogeneration-plants

CHP plants powered by engines	CHP plants powered by gas turbines
Engine	Gas Turbine
Generator	Generator
Heat Exchanger	Heat Exchanger
Electronic Control Systems	Electronic Control Systems
Exhaust Gas Purification	Exhaust Gas Purification
Silencers	Silencers

Explanation of the components¹:

Engine: Internal combustion engine used as generator of mechanical and thermal energy.

Motors used for CHP plants are predominantly partially reconstructed engines or versions modified for the specific requirements of the process of operation. They often stem from the large-scale production for cars, lorries or ships, with low engine rotation speed of 1500 rotations/minute. There are

¹ See Gailfuß 1998, Stein 1999, VDI-GET w.Y.

differences between gas Otto-motors, diesel engines and Stirling-motors (see section 3.2.1).

As far as gas-Otto-engines are concerned, one must differentiate between so-called lean-burn engines or Lambda-1 Engines due to differences in their conditions of operation (see section 3.22.1).

- Gas turbine:** Gas turbines are used as generators of mechanical and thermal energy.
- More than one half of the electrical output supplied by gas turbines takes the form of useable waste energy emitted at temperature levels of approx. 500°C. This high temperature level enables the transformation of the waste emission energy into warmth that is useable for various thermal processes (steam, hot gas, warm water for heating purposes). (Znidar et al. 1999, p. 96). In order to increase the electrical efficiency factor, frequently the steam from the waste heat boiler (exhaust gas heat exchanger) is used for the generation of power via steam turbines (Stein 1999, p. 17).
- Generator:** Generators transform mechanical into electric energy.
- Both asynchronous and synchronous generators are being applied in this field. The choice of the generator depends on the application's specific purpose, the local conditions of the grid and the requirements demanded by the utility operating the grid (see section 3.2.3). Generators cooled by water and cooled by air are both applicable; however the water-cooled generators achieve a better electrical and thermal performance.
- Heat exchanger:** Heat exchangers are used for motors and gas turbines to cool the oil, the water, and waste emissions. For this purpose, mostly pipe bundle heat exchangers are used.
- Exhaust gas purification:** In most cases, catalytic converters are used for the purification of the exhaust gas emissions. Depending on the specific type of engine and performance area, three-way catalytic converters, oxidation-catalytic converters, SCR-catalytic converters, or soot filters are used (see section 3.2.1 and 4.2.3).
- Noise protection:** The noise emitted from a cogeneration plant primarily stems from the combustion engine (ignition and revolutions). The noise level can be reduced, for instance, by using exhaust silencers and by placing the engine-generator-unit elastically on the ground floor of the building as well as by applying a noise protection (see 4.2.3).

3 Market Analysis in the Field of CHP and Plant Selection

In the first step of the ecolabel feasibility study for small CHP plants, a comprehensive market research and market analysis was carried out. This market analysis should provide a current overview of the investigation area, and should lead to suitable systematisation which makes it possible to insulate from examination categories an area of analysis. The systematisation should play an important role with regard to the targeted ecolabel specification requirements in the further course of the study. In the first instance, the performance area to be investigated was limited to 100 kW_{el}.

3.1 Proceeding

For the market analysis of the area of CHP technology, existing statistical surveys of different associations in this market sector (Promotion Community Cogeneration [Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke, FG-BHKW], Society for Economical and Eco-sensitive Energy Consumption [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., ASUE] and the German Electricity Association [Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V.]) were used, as well as available information about the manufacturers from the internet. This data was supplemented by numerous guideline-based interviews with manufacturers, suppliers and associations involved in this field², allowing a comprehensive picture of this heterogeneous and dynamic market to be drawn. The primary survey was necessary because the recent data provided by the associations dated from 1997 and 1998; besides that, the data was hardly categorized into different performance classes and cogeneration plants with lower levels of performance had only been taken into account by some of the existing data. There are a large number of active players on the market for cogeneration technology and the recent years have been characterised by a strong increase in endurance realised, especially as far as small plants are concerned. For that reason, the market has become more complex. The business associations mentioned above have ended their surveys and investigations within the cogeneration market; an inquiry made in February 2001 confirmed that more recent and accurate data from these organisations was not available.

Moreover, the cogeneration market depends largely on political framework and other conditions (e.g. liberalisation of the German energy market, “eco-tax” etc.). Because of this, 1999 was characterised by a fundamental change in comparison to the years before.³ Yet despite our survey, a claim of complete field coverage can not be made because the market is still very dynamic: a large number of companies specialising in plant construction have been active players in the cogeneration market, having added CHP technology to their product portfolio in the short term and then dropping CHP

² A detailed list of the interviewed companies, associations and organisations is added to the appendix. The survey was carried out in February 2000.

³ The fall of the electricity prices sparked by the liberalisation of the energy market has had a negative influence in this context (see Matthes 2000). A positive effect resulted from exemption from the gas and power tax imposed through the “eco-tax” (for cogeneration plants until 2 MW) and exemption from the “mineral oil tax” (for cogeneration plants with an annual utilisation ratio of more than 70%). A further essential change was due to the “Renewable Energy Law” [Erneuerbare Energien Gesetz] regulating feed-in tariffs for electric power generated by renewable energy sources as well as due to the “Law on Cogeneration”. Furthermore, an extension of the law on cogeneration, in which a quota or a bonus-system for the promotion of cogeneration technology is discussed, has recently been politically debated (see E&M 2000a, Golbach 1999, Stromthemen 2000).

products again due to declining demand. In addition, there were several take-overs and mergers within the market segment.

In the survey, “suppliers” of cogeneration plants, i.e. manufacturers and packagers⁴ and a portion of resellers, had been investigated and interviewed. More detailed information, however, could usually only be provided by the manufacturers. Manufacturers were interrogated about the sales figures of cogeneration plants in Germany, sales trends, stock data, the number of suppliers within the performance class below 100 kW_{el}, the major customer group, sales channels, and aspects related to the required components.

Additionally, business associations and organisations were asked about their estimation of the current market situation, sales trends, key framework conditions and technological developments.

The area of analysis will be determined on the basis of several fundamental criteria which have to be fulfilled for certification according to the ecolabel. These requirements are related to the market relevance of the single cogeneration categories:

- **Sales Figures:** *relevance of the particular CHP category measured by its sales figures,*
- **Trend:** *stable or positive development of sales figures,*
- **Number of Suppliers:** *competitive situation, i.e. the existence of several suppliers.*

These requirements describe aspects which should be fulfilled in the ideal case. The reasons for this approach are: by examining the sales figure criteria, it should be ensured that the product is mature and well-established within the market and not a short-term pilot series or a research product. Exemptions to this rule are only granted to those products which seem to have a particularly high future potential. The observation of sales trends makes allowance for such tendencies and acts as a complement to the first requirement. By analysing the third point “Number of Suppliers”, product-specific monopolies should be excluded. In consideration of this aspect, attention is also paid to the fact that there is at least one manufacturer situated in Germany in order to increase the probability of a certification according to the ecolabel.

3.2 Market Relevance of Different Types of CHP Plants

In the past, statistical surveys of installed cogeneration plants had been conducted by VDEW (1998), FG-BHKW (1998) and ASUE (1998). All three sets of statistics have only a limited relevance with regard to this analysis:

- FG-BHKW takes into account the total number of all cogeneration plants, divided into those powered by engines and those using gas turbines but without making a distinction between performance classes.
- The statistics of VDEW only measure cogeneration plants using engines fuelled by fossil fuels. In the survey of 1998, CHP plants from a size of 40 kW_{el} upwards are counted. Since VDEW relies on the data provided by its member companies, only plants operated by energy utilities and grid-connected plants are taken into account by the data. The data is merely evaluated according to performance classes, taking into regard different groups of operators.

⁴ Packagers purchase single plant components and assemble complete cogeneration modules.

- The association ASUE records engine driven cogeneration plants starting from a performance of 10 kW_{el}, with no distinction being made according to any performance classes.

As a result of the different data sources, all three statistics lead to different total numbers (see Table 2).

Table 2: Figures of existing CHP Plants in 1998 and 1997

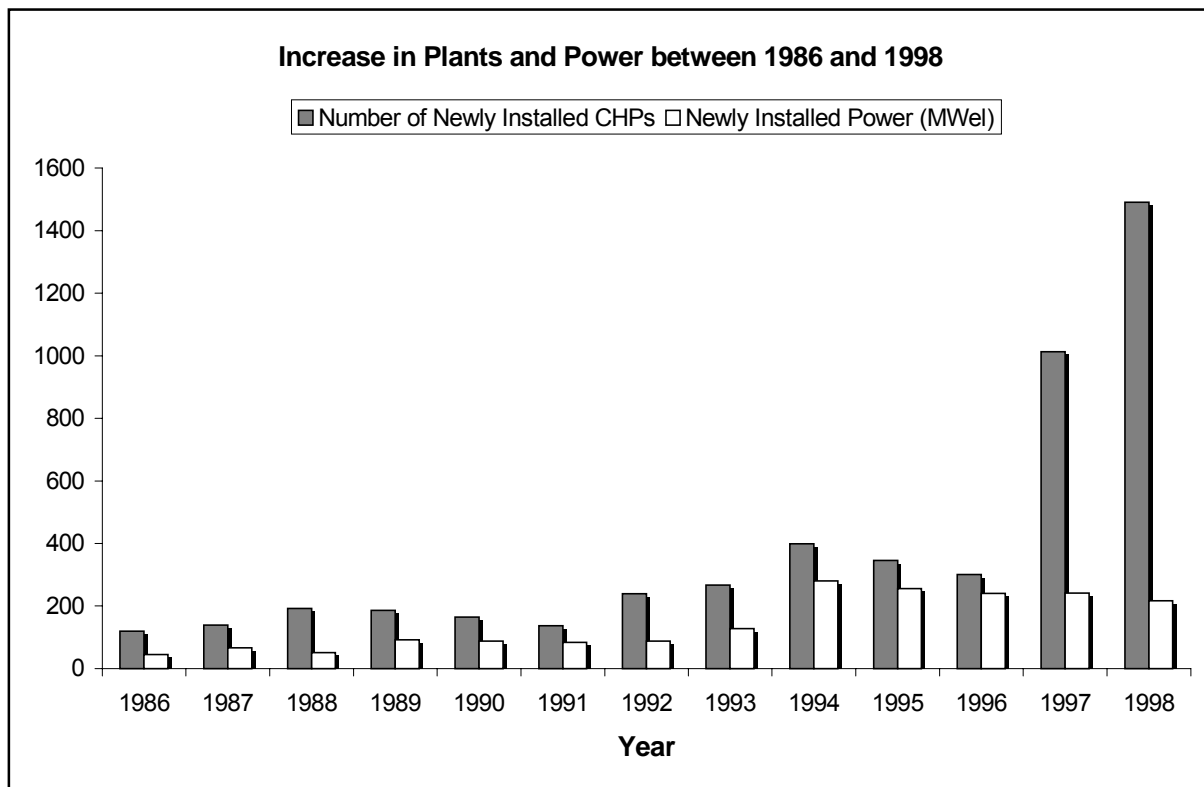
Observed Performance Classes and Types	1997			1998	
	VDEW	FG-BHKW	ASUE	VDEW	FG-BHKW
up to 99 kW _{el} , engine-powered ⁵	676	-	-	-	-
41 – 99 kW _{el} , engine-powered	-	-	-	385	-
all performances, engine-powered	2.197	4.013	4.875	2.188	5.503
all performances, engine-powered and gas turbines	-	4.255	-	-	5.755

Source: data sources by ASUE 1998, FG-BHKW 1998, VDEW 1997, VDEW 1998, self composition

The clearly lower number of plants calculated by VDEW when compared to the statistical data of the other associations hints to the fact that even in 1997, small plants had hardly been taken into consideration by the statistics. Differences between the figures by ASUE and FG-BHKW can not be explained by the characteristics of the statistical sources mentioned above.

When observing the development of the cogeneration market, all three statistical surveys conclude that there has been a strong increase in the installed performance until 1994 which has been slightly decreasing since then. In contrast to the survey of VDEW which detected a strong increase in 1996 – after a smaller increase in 1995 – the statistics by ASUE and FG-BHKW indicate that there has been an overall decrease in the number of newly installed plants since 1994. The data collected by FG-BHKW shows an explicit increase since 1997. This statistical data describes the development relevant to this analysis in the clearest way because it also takes small plants into account:

⁵ In 1997, performance classes below 49 kW_{el} (405 plants) and 50-99 kW_{el} (271 plants) were merged.

Figure 3: Newly installed CHP Plants between 1986 and 1998

Source: self diagram, data source: FG-BHKW 1998

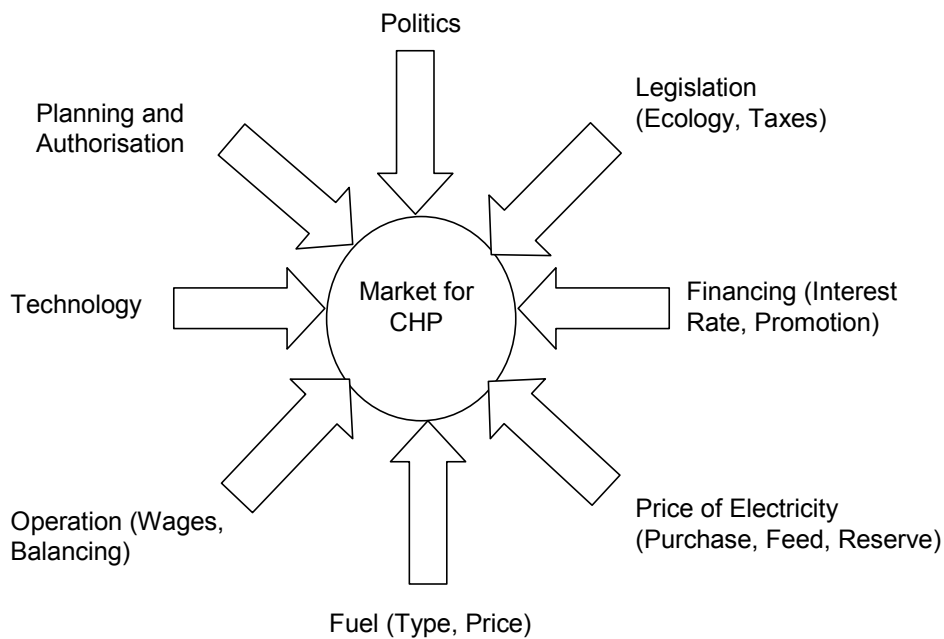
The comparison between newly installed plants and newly installed performance makes it clear that there has been a strong increase in the field of small performances since 1997. This presumption is confirmed by our inquiry of the manufacturers. As far as the market segment of smaller performances is concerned, the company SenerTec, which has been supplying plants belonging to the performance range from 5 to 5.5 kW_{el} since 1997, has been the market leader. So far, SenerTec has installed approx. 3,660 plants, 1,380 of which were installed solely in 1999.⁶

The associations consulted could not supply data for 1999; however, according to experts the cogeneration market experienced a large shock in 1999 traceable back to the effects of the deregulation of the German electricity market and this especially impacted larger performance classes. Regarding large performances classes, numerous cogeneration plants have already been closed down because they could no longer be run economically due to dropping of offers by some electric utilities.

According to our investigations, one can assume that a total of at least 5,000 to 6,000 installed plants fall into the area below 100 kW_{el}, with about 4,000 belonging to the performance area below 10 kW_{el}.

Besides political framework conditions and the developments of prices within the electricity market, the market for cogeneration is influenced by a number of other factors (see Figure 4).

⁶ According to statements by SenerTec, the number of plants sold in 2000 was about 1300 to 1400 plants; the stock of plants has therefore been significantly increased again.

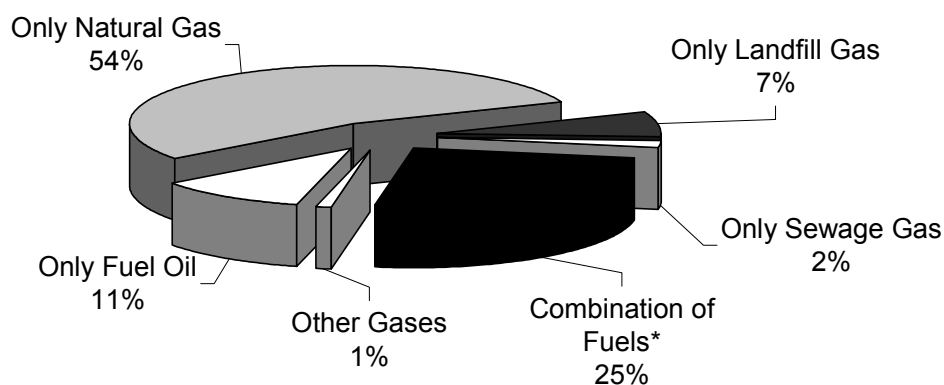
Figure 4: Influential Factors on the Market for Cogeneration

Source: Nordmeyer 1999

In the following section, distinctive categorical characteristics of CHP plants will be discussed and evaluated with regard to their market relevance. First different fuels used for cogeneration plants will be examined, followed by analysis of the drive systems, and finally grid operation methods will be assessed.

3.2.1 Fuels

In the field of cogeneration one can usually distinguish between gas fuelled and oil fuelled cogeneration plants. The following pie chart provides an overview of different types of fuels used in the process of energy generation via cogeneration.

Figure 5: Use of Fuels for CHP (in Relation to the Performance)

* 21 % of which in Combination with Natural Gas

Source: ASUE 1998

As the chart makes explicitly clear, natural gas is the fuel most frequently used. VDEW (1998), which only takes plants operating with fossil fuels into account, states the distribution of fuels in relation to both the performance and the number of plants (see Table 3). The scale of both statistics match relatively well. When comparing the number of plants to the performance, it becomes clear that the proportion of plants powered by natural gas declines as the size, and hence plant performance, increases.

Table 3: Proportion of Fossil Fuels

Fossil Fuels	in Relation to the No. of Plants	in Relation to the Performance
Natural Gas	61.11%	55.20%
Natural Gas/Liquid Gas	0.50%	0.80%
Liquid Gas	0.78%	0.36%
Natural Gas/ EL Fuel Oil	8.55%	25.30%
EL Fuel Oil	27.24%	15.94%
EL Fuel Oil / H Fuel Oil	0.05%	0.01%
H Fuel Oil	0.50%	0.85%
other types	1.28%	1.53%
Total	100.00%	100.00%

Source: self composition , data source VDEW 1998

Both statistics make no distinction between different performance classes; therefore within the group of cogeneration plants with a performance below 100 kW_{el}, no statement about the proportions of different types of fuels can be made.

Drawing from the information provided by the manufacturers, one can make the following assessment: within the field of cogeneration plants achieving a performance of up to 100 kW_{el}, gaseous fuels account for about 60% of the fuels whereas diesel contributes 40% to the whole. With regard to gas, one can say that natural gas is clearly dominating with several manufacturers stating that appreciable portions of their plants are fuelled with sewage gas. The importance of the latter form of gas especially grew in 1999; this can be traced back to the fact that faced by the strong shock in the market of cogeneration, many manufacturers were seeking new fields of application. Other kinds of gas (liquid petroleum gas, landfill gas, biogas) as well as plant oil or rape-methyl-ester, only play a minor role.⁷ The relatively large share from landfill gas, with its high importance within the data composition of ASUE, is not relevant as far as smaller CHP plants are concerned due to the fact that landfill gas is primarily used for plants with performances above 100 kW_{el}.

Special types of gases (sewage gas, biogas, pit-gas) partially contain pollutants which could have a negative impact on the environment as they might pollute the catalytic converter (with sulphur-hydrogen, fluoride etc.). For that reason, so-called lean-burn engines are usually applied with these special gases. Usually additional processing of the gases is also necessary. Only a few modifications (e.g. use of bearings containing non-ferrous metals) to these engines are required.

For the further course of the analysis, selection of natural gas and diesel is recommended, justified by the fact that they are the most frequently applied fuels in the field of smaller CHP plants, the object of this study.

3.2.2 Relevant Drive Systems

In this section, various drive systems for cogeneration plants and their particular market relevance will be discussed.

3.2.2.1 Gas Otto-Engines

Gas Otto-engines (also called gas engines) account for 60% of all drives motors applied for cogeneration plants. As our investigations showed, one can assume that gas motors also have a roughly 60% share as far as the performance area below 100 kW_{el} is concerned. Among the most influential manufacturers of gas engines used for cogeneration plants below 100 kW_{el} are MAN, Ford, Iveco, MTU, Sachs, Caterpillar (100 kW_{el}), Valmet and Scania. With regard to their method of operation, gas engines can be distinguished as either lean-burn or Lambda-1-engines.

◆ Lean-burn engine

With the lean-burn concept, a reduction of emissions is achieved by an increase of the air-fuel-ratio along with adjustment of the ignition point. Due to the air excess ($\lambda=1.5$ to 1.6) within the motor, lean-

⁷ As a result of the renewable energy law (EEG) which was passed in April 2000, a slight increase in the field of landfill and sewage gas as well as pit-gas can be assumed; this expectation can be justified by the fact that there is an obligatory minimum payment of DM 0.15 per kWh for power produced by these renewable energy sources (§4 EEG). In the same way, one can expect a similar increase with regard to biogas and plant-oil. The payment for power generated by the combustion of biomass has been fixed at DM 0.20 per kWh (§5 EEG).

burn engine top temperatures are reduced and thus the formation of NO_x is prevented. As an effect of the higher air content, the performance of the engine is slightly lower. This decrease of the performance can be counteracted by the use of a turbo charge (see Gailfuß 1998). In order to improve the quality of the exhaust gases (rate of CO and C_xH_y), usually oxidation catalytic converters are applied with the lean-burn engines.

◆ **Lambda-1 engines (λ -1 engines)**

A complicated regulation of the fuel-air-mixture at a constant value slightly below 1 ($\lambda=0.986$ to 0.990) is necessary for the operation of an engine functioning according to the lambda-1 concept. For that reason, a Lambda-sensor measures the oxygen content of the exhaust gas and influences the fuel-air mixture via the λ -regulation. As a means of cleaning the exhaust gases, catalytic converters (three way catalytic converters) are employed so that reduced emission levels of NO_x , CO and C_xH_y can be reached. (See Stein 1999.)

◆ **Performance modulating engines, respectively variable speed engines**

Since 1999 three manufacturers (Valentin Energie- und Umwelttechnik, Mainz; Kraftwerk, Hannover; Miturbo Umwelttechnik, Hamburg) have been offering CHP plants with a modulating performance; the engines used for these plants are primarily characterised by the fact that they can maintain their efficiency without loss in efficiency. In this context, different voltages are generated and transformed to the standard alternating current (AC) (400 Volt/50 Hz) via an additional frequency-converter. By applying this concept it is possible for the module to cover different performances so that the annual operating time can be increased. Performance modulating engines can work in both possible modes of operation (lean-burn and λ -1). Alternatively, cogeneration plants not working according to this concept can apply several modules and thereby achieve variable performances by switching single modules on or off.

Within the investigated performance class below $100 \text{ kW}_{\text{el}}$, both lean-burn motors and lambda-1 motors are applied on a relevant scale. Detailed figures about the magnitude of the various methods of operation of the cogeneration engines are not available. Since both types are diffused within the market sector, it is recommended to include lean-burn engines as well as Lambda-1-motors in the further analysis. Due to their different method of operation, set-up and catalytic converters they will be treated as separate categories in the following course of the study. Performance modulating CHP plants will also be looked at; however, we do not consider an extra category for them necessary.

3.2.2.2 Diesel Engines

In general, diesel motors achieve a higher mechanical, and therefore higher electrical, efficiency than gas Otto-engines. As a means of exhaust gas purification, soot-filters or particle-filters are applied so that solid exhaust particles are prevented from being expelled. Alternatively, catalytic converters working according to the so-called SCR (selective catalytic reduction) concept can be applied in order to reduce an engine's NO_x -emissions. However, this method is quite expensive and is therefore only used in plants exceeding $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ (Stein 1999).

Important manufacturers of diesel motors used within our investigated area include MAN, Iveco, MTU, Caterpillar (100 kW), Valmet, Scania and Deutz.

Diesel engines at variable speed are not yet offered. The manufacturers of cogeneration plants with modulating performances are however currently planning to launch performance modulating diesel cogeneration plants onto the market.

The following table shows a comparison of various parameters of diesel engines and Gas Otto-engines used as cogeneration drive systems:

Table 4: Typical Parameters of Gas Engines and Diesel Engines

Parameter	Gas-Otto-Engine	Diesel-Engine
Electrical performance of the module	5 to over 5,000 kW	5 to over 20,000 kW
Efficiency factors at nominal load:		
electrical	28 to 43%	40 to 46%
thermal	41 to 69%	33 to 66%
Overall Efficiency Factor	85 to 95%	85 to 95%
Behaviour at partial load	good	very good
Predominantly used fuel	Natural Gas	Diesel / light fuel oil

Source: Stein 1999, p. 44

Furthermore, diesel and gas engines differ from each other with regard to the sound pressure; in diesel engines, this pressure is about two times higher than in gas engines (Stein 1999, p. 48).

Because cogeneration plants driven by diesel engines differ from those using gas engines in regards to their efficiency, emissions, and fuel, we will treat cogeneration plants with diesel engines as a category of its own in the further course of this analysis.

3.2.2.3 Diesel-Gas Engines

Diesel-gas engines or gas ignition jet engines are gas motors into which diesel is injected for the ignition. Due to the injection of ignition oil, diesel-gas-motors can be operated with higher air excess so that a lower amount of pollutants is emitted. Moreover, gases with lower caloric values can be safely burnt.

Since two fuel connections are necessary for diesel-gas engines, they are usually only applied in performance classes from 1 MW_{el} onwards or for the combustion process of special gases (bio-gas, sewage gas, etc.). These engines are therefore omitted from the further course of the investigation.

3.2.2.4 Stirling-Engines

In contrast to the Otto-engine, no internal combustion takes place and no change in charge occurs when the engine operates according to the Stirling concept. The drive energy in the form of exhaust gas is fed into the Stirling-motor from an external heat boiler. Using a heat exchange cooler, a second lower temperature level is brought about. The difference between these two temperature levels generates mechanical work. Due to the external combustion, many fuels of very different qualities – even solid fuels – can be used, which must be regarded as the primary advantage of the Stirling engine concept. (See Gailfuß 1998.)

Manufacturers of Stirling motors for CHP plants include the company Solo-Kleinmotoren situated in Sindelfingen and SIG (Schweizerische Industriegesellschaft) (see E&M 2000b, Ziegler 1999). However, cogeneration plants based on Stirling engines only exist thus far in pilot versions. All interviewed experts predict that Stirling engines will probably continue to remain a market niche technology. Therefore, the concept of the Stirling engine will be excluded from further analysis.

3.2.2.5 Gas turbines

Gas turbines have only been applied in the performance area above 1 MW_{el}, because the operation of smaller plants did not, up to this point, make sense from an economic perspective (Stein 1999, p. 17; Gailfuß 1998, p. 8). Since 1999, micro turbines of a performance area below 200 kW_{el} have existed. Their development can be traced back to the improvement of turbo technology and technological developments within the aviation industry.

According to Cogen Europe, there were two manufacturers of micro gas turbines in early 2000, as well as about 20 to 30 installed mini gas turbines. Since 1999, two German suppliers (Gasturbo, Büttelborn; G.A.S., Krefeld) have also brought micro turbines with a performance of 30 kW_{el} (G.A.S.), 45, 60 and 80 kW_{el} (Gasturbo) onto the market. The turbines used are produced by an English (Bowman) and an American (Capstone) manufacturer. At the time when our interviews took place (i.e. in February 2000) G.A.S had only sold one plant whereas Gasturbo had not sold any.

Micro gas turbines offered by Gasturbo are primarily suited for special applications (sterilisation or drying). According to the view of the company G.A.S. on the other hand, micro gas turbines can be used in the same fields of application as conventional cogeneration engines. The essential problem regarding gas turbines comes from the fact that they must be operated at a very high gas pressure, a condition which is only rarely available for consumers. Manufacturers of CHP plants based on micro turbines therefore offer "low-pressure" versions with an integrated gas compressor; in this way, cogeneration plants with micro turbines can be connected to gas grids with standard gas pressures.

Due to the special cases of application, the low numbers of manufacturers, low sales figures and the lack of German manufacturers of micro turbines, cogeneration plants based on gas turbines will be excluded from the further analysis.

3.2.3 Grid-Operation and the Generator Concept

Generally speaking, differences between grid-connected operation, stand-alone operation, and emergency power operation can be identified. As a result of the specific kind of grid in operation, there are different requirements on the generator of the cogeneration-module. With regard to grid-connected operation methods, both asynchronous and synchronous generators are suitable. In the case of stand-alone operation, synchronous generators which are adapted for phase synchronisation are required. In this context, a coupling device (coupling switch, triggering device) is additionally necessary.

In almost all cases, CHP plants below 100 kW_{el} are run as grid connected plants, as our inquiry demonstrated. The generated power is usually fed into a low-voltage grid (400/230-Volt-level) (ASUE 1999, p. 12).

In the area above 100 kW_{el}, synchronous generators are almost always applied. Within the area below 100 kW_{el} however, both synchronous and asynchronous generators are employed (this according to the results of our inquiry). In some cases, the observed generators were water cooled; at other locations, generators cooled by air could also be found. For the area below 30 kW_{el}, mainly water

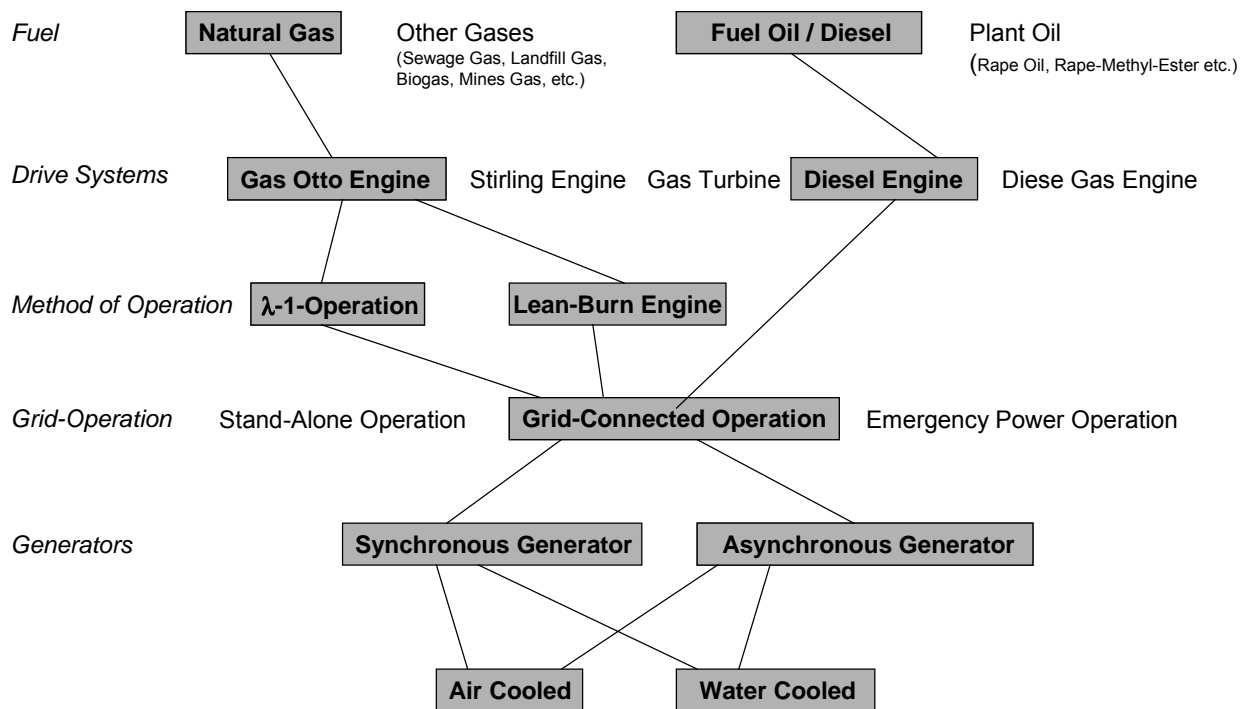
cooled generators are employed. The frequent use of air cooled generators in larger plants can be attributed to the fact that in greater performance areas, the costs of investment from these measures are disproportionately high when compared to the increase in efficiency. Essential manufacturers of these generators include the companies Leroy Somer, Stanford, Weier, and Kaiser.

With regard to the further course of this study, only the standard case of grid connected operation will be taken into consideration. Additional components (coupling devices) which are necessary for isolated operation of cogeneration plants will not be analysed due to their minor market relevance.

3.2.4 Pre-selection of Appropriate Types of Cogeneration Plants

The following figure shows a summarising illustration of the observed distinguishing characteristics. The grey shadows mark the characteristics which will be analysed within the further scope of the study.

Figure 6: Observed Distinctive Characteristics and Recommendations for the Further Analysis



Source: self presentation

After evaluating the interviews with the manufacturers and the available data, the following types of cogeneration plants could be favoured with regard to the criteria named above (see 4.1):

Table 5: Types of CHP Plants with Market Relevance in the Performance Range <100 kW_{eI}

Types of CHP Plant	Estimated Sales Figures 1999	Sales Trend	Number of Suppliers
1. CHP Plant using a Gas Otto-engine in lean-burn operation	> 900	➔	> 15
2. CHP plant using a Gas Otto-engine in λ -1 operation	> 100	➔	> 15
3. CHP plant using a Diesel Engine	> 600	➔	> 15

One has to contextually consider that the stated figures can only serve as indicators of the true scale since they are based on the estimations of the manufacturers and not on any exact statistical survey. The interviewed firms partially did not differentiate the sales figures with regard to different types of cogeneration plants, so that the separation into divisions therefore had to be estimated ourselves.

When analysing the sales figures, it becomes clear that the plants of the company SenerTec (with 1,380 in 1999, of which 810 were using gas Otto-engines with lean-burn operation and 570 employed diesel engines) is leading the market and accounts for the vast majority of plants sold. Within the performance area below 100 kW_{el.}, Energiewerkstatt situated in Hannover, which sold about 75 plants in 1999, takes the second rank in terms of sales figures. The fact that SenerTec is regarded as the market leader as far as the number of installed plants is concerned is also affirmed by E&M (1999), who collected data about the stock figures of plants of all sizes from 35 manufacturers and had ranked them in a comparative way. According to this ranking, the SenerTec company's stock is five times higher than the stock of other small cogeneration plants producers.

The majority of the interviewed companies stated that in the years before 1999, about 20 to 30 cogeneration plants were installed by each firm annually within the observed performance class; however, more than half of the manufacturers mentioned that they were confronted by a strongly declining demand in 1999.

In the CHP technology sector, the sales trend strongly depends on the political framework. Given the current conditions, manufacturing companies of small cogeneration plants below approx. 20 kW_{el.} are expecting stable sales trends.⁸ Yet as far as larger plants are concerned, a decreasing sales trend has to be expected due to sales figures indications from 1999.

The customer group of small CHP plants largely consists of smaller businesses, public institutions, especially municipalities (swimming pools, schools etc.) as well as companies from the housing sector. In addition to the results of our inquiry, the division of operators into groups with regard to different performance classes as offered by VDEW can also be used for means of evaluation. According to these statistics, one can observe the following situation for the year 1996:

⁸ At least in the case of the market leader SenerTec, this observation can be confirmed. According to statements from SenerTec, the sales figures of 2000 were on the same scale as in 1999.

Table 6: Market Shares of Smaller Cogeneration Plants divided into Operator Groups for the Year 1996

Operator	0 - 49 kW					50 - 99 kW				
	Number	Performance in KW	Generation of Energy in MWh	Proportion in relation to the whole number of plants below 49 kW [%]	Proportion in relation to the whole installed performance of all CHP plants below 49 kW [%]	Number	Performance in KW	Generation of Energy in MWh	Proportion in relation to the whole number of plants up to 99 kW [%]	Proportion in relation to the whole installed performance of all CHP plants up to 99 kW [%]
Energy Utilities	40	816	2596	9.88	9.76	76	4574	21961	28.04	26.21
Operating societies with participation of an energy utility	6	57	1154	1.48	0.68	9	471	2773	3.32	2.70
Operating societies without participation of an energy utility	43	888	1218	10.62	10.62	10	642	748	3.69	3.68
Industry and Business	200	4426	1891	49.38	52.92	113	8097	1712	41.70	46.30
Public Institutions	38	856	720	9.38	10.24	59	3440	3468	21.77	19.71
Private operators	78	1320	1029	19.26	15.78	4	244	209	1.48	1.40
Total	405	8363	8608	100.00	100.00	271	17468	30871	100.00	100.00

Source: self composed, data source VDEW 1997

According to the ranking of VDEW, industry and business clearly contribute the largest share. In comparison to our survey, the proportion of public institutions is lower. Furthermore, the statistics also show a high amount of private operators within the performance area below 100 kW_{el.}. Yet according to our inquiry, private households only constitute a minor customer group. Since the ecolabel also has positive effects with regard to the purchasing decisions of other target groups, such as business and public customers, the type of customer should not be a criterion of exclusion.⁹

Cogeneration plants are for the most part directly distributed by the manufacturers themselves. Within the performance sector below approx. 20 kW_{el.}, several producers have their plants distributed by heating installation companies, a portion of which are trained by the manufacturers for that reason. The company SenerTec owns the most complex distribution network with about 350 trained distributing partners and 20 nation-wide SenerTec sales centres. Plants produced by SenerTec are even resold by some manufacturers producing their own larger plants.

When buying a CHP plant, a maintenance contract is also usually agreed upon in conjunction with purchasing the plant itself; this contract is either taken over by the producer himself or the installation

⁹ The federal environment agency writes in this context (in RAL 1999): "the ecolabel should be a support for the purchasing decision of the customer", without closely defining the term "customer". "For suppliers, the ecolabel ("Blue Angel") can also serve a supportive function with regard to the sales of their products."

company. The German Engineering Federation VDMA [Verband deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.] has developed a specification and contract pattern with regard to maintenance contracts. This maintenance contract includes all forms of maintenance services and repairs, as well as spare parts and working materials (excluding fuels) required for the process of operation of a cogeneration plant.

3.3 Summary: Relevant Types of Cogeneration Plants within the Further Scope of the Analysis

This study strives to focus on types of cogeneration which are market standards and aims to assess the selected categories with regard to their environmental impact within the next step of the project. These criteria imply the following types of cogeneration plants which will be examined closer in the course of this study.

The performance sector is limited to the area below 100 kW_{el}. With regard to fuels, natural gas and light fuel oil (EL) respectively diesel will be treated. As far as grid operation is concerned, only CHP plants designed for grid-connected operation will be discussed (asynchronous generators as well as synchronous generators). The assessment of the various drive systems for cogeneration plants resulted in the following recommendations summarised in Table 7.

Table 7: Overview: Proposed Selection of relevant Types of CHP Plants

Cogeneration Plant Types	Recommendation
1. CHP plant with Gas Otto-engine in lean-burn operation below 100 kW _{el}	+
2. CHP plant with Gas Otto-engine in λ -1-operation below 100 kW _{el}	+
3. CHP plant with Diesel engine below 100 kW _{el}	+
4. CHP plant with Diesel-Gas engine	-
5. CHP plant with Stirling engine	-
6. CHP plant with Gas turbine	-

By choosing these types of cogeneration plants for the analysis, at least 90% of the current stock of cogeneration plants below 100 kW_{el} installed in Germany will be covered. Therefore, our emphasis will be focused on these types of plants within the scope of the further analysis.

The explained exceptions include:

- in the field of drive systems: diesel-gas engine, Stirling engine and gas turbine,
- in the field of fuels: sewage gas, landfill gas, biogas and pit gas as well as plant oils (rape-seed oil, rape-methyl-ester),
- stand-alone operation,

which will not be taken into account during the course of the further analysis.

4 Ecological Relevance of the selected Small-CHP-Modules

Within the main body of the feasibility study for an ecolabel within the product group of small cogeneration plants, comprehensive research regarding the ecological impact of cogeneration plants, quality requirements and relevant regulations was carried out. This investigation should provide an up-to-date overview of the ecological effects related to the selected types of cogeneration plants. Drawing from this information, recommended criteria for ecolabel certification should be formulated.

4.1 Proceedings and Methodology

In order to gain an insight into the environmental impact of CHP plants, scientific literature was evaluated, with a total of 27 telephone and formal interviews¹⁰ conducted. In addition, a systematic comparison of cogeneration technology to conventional heating plant technologies was composed.

Essentially the same manufacturers involved in the market analysis were interviewed in this inquiry. Not included were producers who:

- entirely buy and resell cogeneration-modules within the performance class below 100 kW,
- assemble their cogeneration plant modules according to the wishes of their customers and do not have any standard modules within their portfolio of products,
- exclusively offer cogeneration modules fuelled by renewables only,
- exclusively offer cogeneration plants employing micro turbines or Stirling engines,
- have insignificant sales figures, and for which cogeneration does not serve as a core business.

With the 27 producers interviewed, the market for cogeneration within the performance sector has been covered quite sufficiently.

The inquiry of the manufacturers included the following aspects:

- Efficiency factors at partial load and full load,
- Measures to reduce emissions,
- Emissions of CO, NO_x, SO₂, CH₄, VOC, soot and dust,
- Measures of silencing and reducing noise emissions,
- Working materials,
- Service life and maintenance,
- Construction appropriate for recycling,
- Disposal of the cogeneration plant.

The producers were asked about between one and three of their offered modules. In this context, special attention was given to ensure that information about both cogeneration modules with gas and diesel engines was collected. With regard to gas engines, gathering of information about engines using the lean-burn and the λ -1 concept was also attempted. When manufacturers offered a broad

¹⁰ The list of producers interviewed is located in the appendix.

range of products, the selection of the module was addressed through sales figures. Altogether there is information available about:

- 14 gas cogeneration modules with lean-burn operation from 11 manufacturers,
- 21 gas modules with λ -1-operation from 16 manufacturers in total,
- 14 diesel modules from a total of 12 producers.

4.2 Ecological Relevance of Small Engine-powered Cogeneration Plant Modules

In the following section, the inquiry results will be presented and compared to the information provided about this area by scientific literature. Then a systematic comparison between cogeneration plant modules and conventional heating systems will be conducted. (section 4.3).

4.2.1 Energy-efficiency

In order to assess the energy efficiency, efficiency factors of the plants, behaviour under partial load conditions and the supplementary electrical consumption will be dealt with.

4.2.1.1 Efficiency Factor and Power-to-Heat Ratio

The cogeneration module efficiency factors serve as indicators of the technical efficiency of the plants and the degree of efficiency regarding the exploitation of primary energy. In this context, one has to distinguish between the overall, the electrical and the thermal efficiency factors.

The standard specification DIN 6280 Part 14 defines the efficiency factors of cogeneration modules in the following way:

- “Electrical efficiency factor: the relationship between the generated electrical performance and the heat performance of the fuel input related to its specific thermal value (H_u).
- Thermal efficiency factor: the relationship between the generated thermal performance and the heat performance of the fuel input related to its specific thermal value (H_u).
- Overall efficiency factor of the whole cogeneration plant module: sum of the electrical and thermal efficiency factors. The performance needed for supportive drives is not taken into account by the overall efficiency.” (DIN 6280-14, 1997, p. 5)

Additionally, one can distinguish between different utilisation ratios. In this context, the electrical utilisation ratio is for instance defined as the “relationship between the generated electrical energy (effective power x time) and the heat energy of the fuel input expressed by its thermal value (H_u) measured over a longer period (e.g. one year); the energy required by supportive drives (pumps and aerators, for example) and the losses due to a standstill of the plant are also taken into account by the parameter.” (DIN 6280-14, 1997, p. 5)

In contrast to the efficiency factors which depend on the specific characteristics of the modules, degrees of utilisation additionally depend on the concrete case of application. This parameter enables an assessment of the true effectiveness of a plant in the actual operation process because supportive drives – whose degree of energy consumption differs from one case of application to the next – as well as differences in efficiency factors for full or partial load must be taken into account.

Within the scope of our interviews with the manufacturers, data about the efficiency factors (electrical, thermal and overall) of the CHP plant modules was collected. The following table illustrates the average efficiency factors of the different types of cogeneration plants.

Table 8: Efficiency Factors of the Analysed CHP Plants

Type of CHP Plant	Overall Efficiency Factor		Electrical Efficiency Factor		Thermal Efficiency Factor	
	Average	Variation	Average	Variation	Average	Variation
Gas-CHP plant, lean-burn operation (N=14)	90.6%	80.0-100.3	28.8%	24-31.9	61.7%	55.3-68.3
Gas-CHP plant, λ -1-operation (N=21)	89.8%	85-103.7	31.1%	25-33.9	58.6%	54-71.6
Diesel-CHP plant (N=13)	87.6%	81.6-95.0	33.8%	28-40	53.3%	44-62

Source: self composed; data basis manufacturers survey

The values match well with the efficiency factors mentioned by the scientific literature in this field (see e.g. Stein 1999, p. 44; Schmitz & Koch 1996, p. 75) which are illustrated in the next table.

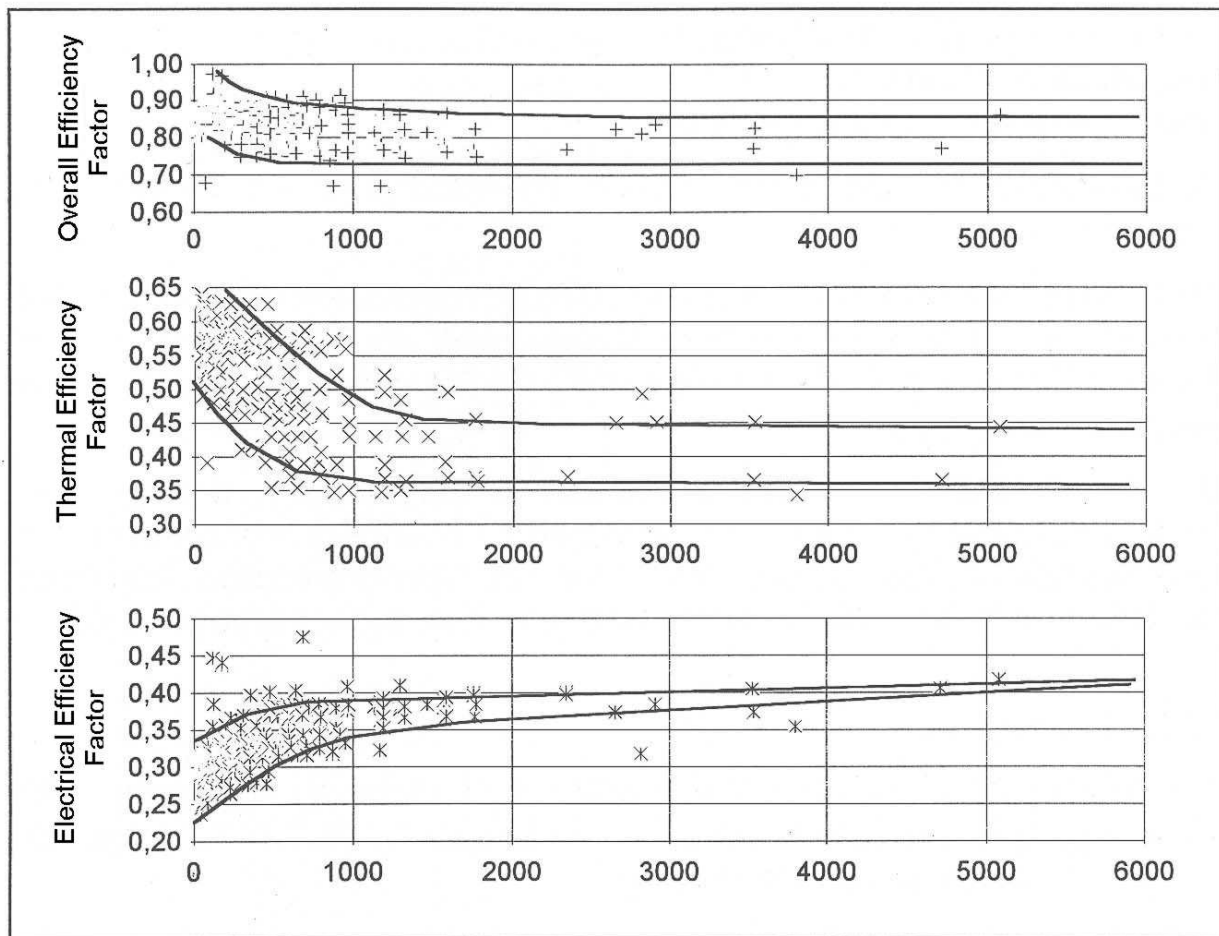
Table 9: Typical Efficiency factors of CHP Plants

Type of CHP Plant	Source	Overall Efficiency Factor	Electrical Efficiency Factor	Thermal Efficiency Factor
Gas-CHP	Stein 1999	85-95%	28-43%	41-69%
	Schmitz & Koch 1996	85-89%	30-36%	53-55%
Diesel-CHP	Stein 1999	85-95%	40-46%	33-66%
	Schmitz & Koch 1996	78-82%	34-40%	42-44%

Source: self composed; data found in Stein (1999, p. 44) and Schmitz & Koch (1996; p. 75)

The values from our inquiry lie at the margin of the spectrums of efficiency factors named here; the electrical efficiency factors mentioned by the scientific literature are however slightly higher than the ones from our survey whereas the thermal ones are a bit lower than in our analysis. This can be traced back to the fact that, according to Schmitz & Koch (1996; p. 74), the electrical efficiency factor of small plants is lower than the efficiency factor of larger plants, whereas the overall efficiency factor and the thermal efficiency factor are higher. This phenomenon is also illustrated by the following figure in which the different efficiency factors are shown in relation to the plant performance.

Figure 7: Efficiency Factors of Typical CHP Aggregates



Source: Schmitz & Koch (1996; p. 74)

Despite the large range of variation, a correlation between the thermal and electrical efficiency factors and the electrical performance of the cogeneration aggregates can be detected. Given that a reduction of the electrical performance usually implies an improvement of the thermal efficiency factor, the overall efficiency factor is not strongly affected by this phenomenon. The large range of variation in thermal efficiency factors can be explained as with similarly sized aggregates by the different overall concepts of energy utilisation. The upper marginal curve results when the entire waste heat expended by the engine can be used in an optimal way and an exhaust gas temperature level of 120°C is possible. The marginal curve beneath corresponds to an exhaust gas temperature level of 180°C (Schmitz & Koch 1996, p. 73).

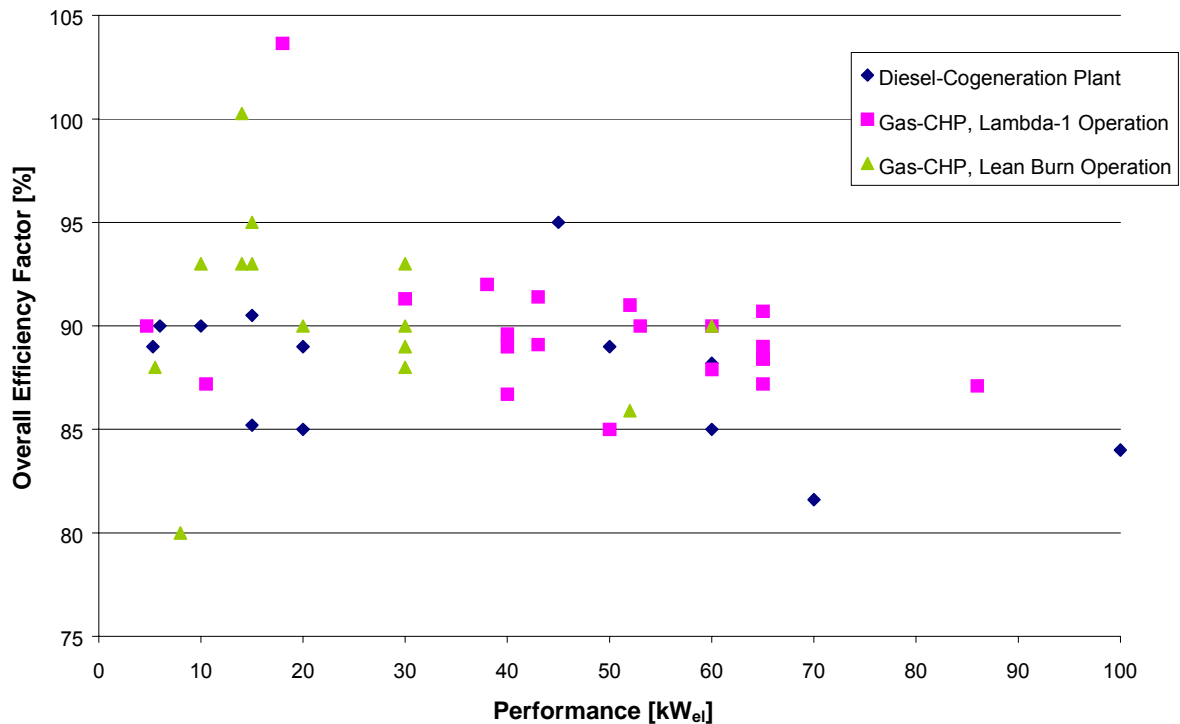
In the realm of electrical efficiency factors, the upper curve belongs to diesel cogeneration and the lower curve describes the values achieved by gas powered cogeneration aggregates.

Diesel engines generally have a higher mechanical and hence higher electrical efficiency factors than engines operating with gas (Stein 1999, p. 43). As our survey clearly shows, diesel modules achieve an electrical efficiency factor which is 3% higher than the one of cogeneration modules working with gas. On the other hand, in comparison to diesel modules, gas modules achieve a thermal efficiency factor which is about 6% higher; therefore, the overall efficiency of gas driven modules is higher. When examining the field of gas CHP plants more closely, it becomes clear that engines based on λ -1

have a higher electrical but lower thermal efficiency than those using a lean-burn operation, so that the overall efficiency of both kinds is almost equal. The reduction of the electrical efficiency factor of engines designed according to the lean-burn concept can be traced back to the over-stoichiometric combustion. However, this problem can be partially compensated by using a turbo charger.

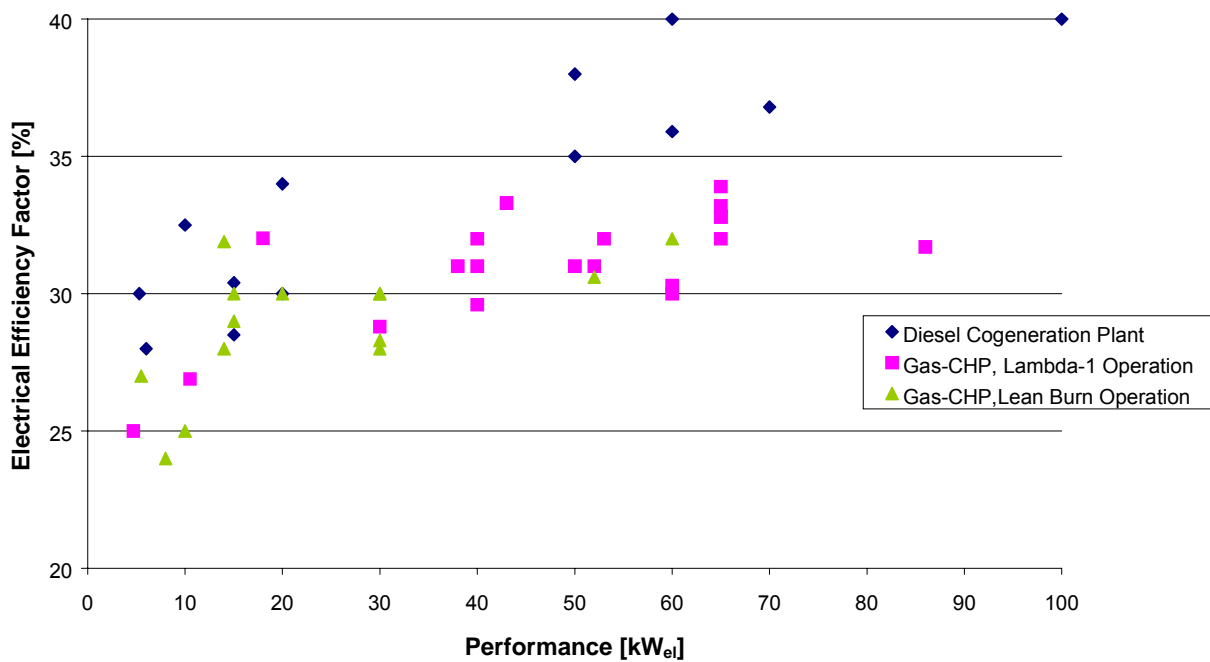
The following figures provide an overview of the overall efficiency factors and the electrical efficiency factors in relation to the modules' performance.

Figure 8: Overall Efficiency Factors of the Analysed CHP Modules



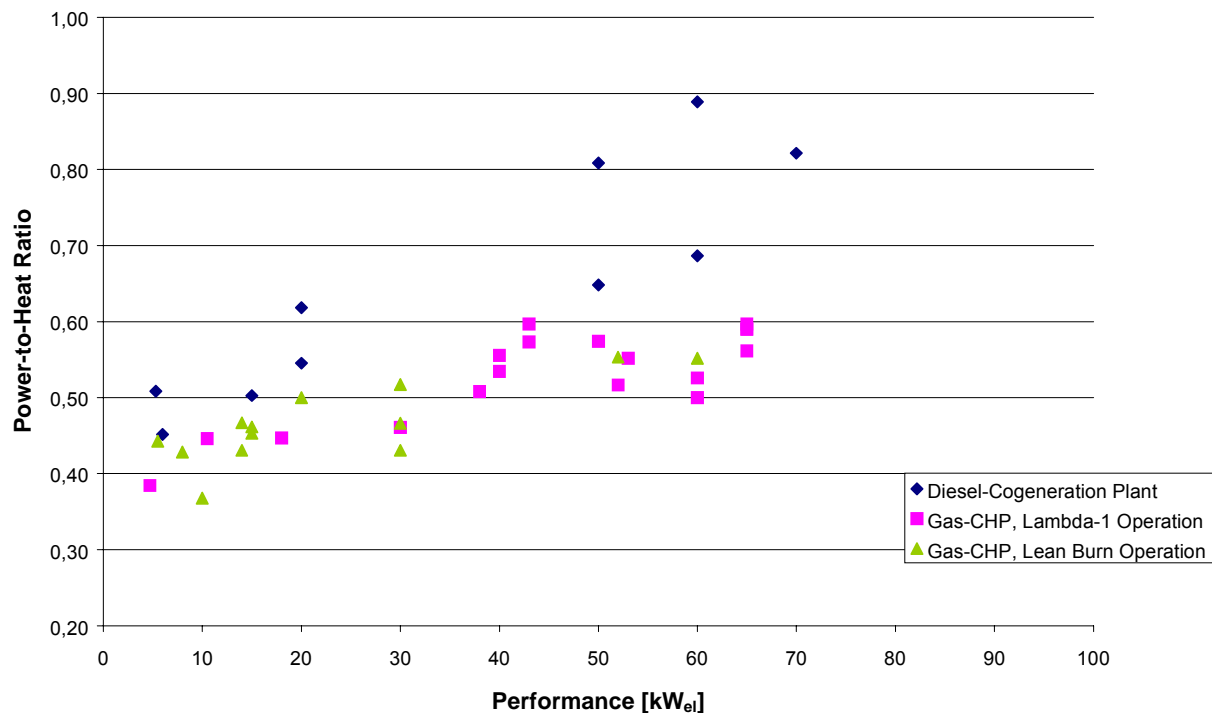
Source: self illustration; data basis manufacturer inquiry

As far as the overall efficiency factor is concerned, a correlation between the size of a module and its performance can not be found. The two modules achieving an efficiency of 100% or more are cogeneration plants employing the thermal value method.

Figure 9: Electrical Efficiency Factors of the analysed Cogeneration Modules

Source: self-created illustration; data source manufacturer survey

Figure 9 demonstrates – as was already in figure 7 made clear – that the electrical efficiency factor of smaller cogeneration modules is slightly worse than in larger plants. The difference becomes even more striking when the power-to-heat ratio, which constitutes another indicator of the energy efficiency of the cogeneration plants is looked at. This parameter describes the relationship between electrical and thermal performance. A high power-to-heat ratio has to be positively judged when emphasising energetic aspects because power must be regarded as a higher form of energy than heat. The next figure shows the power-to-heat ratio in relation to performance. One can observe that on average, smaller CHP modules usually have lower power-to-heat ratios. Beyond that, it becomes clear that diesel modules achieve higher power-to-heat ratios than gas modules.

Figure 10: Power-to-Heat Ratio of the Analysed Cogeneration Modules

Source: self-created illustration; data source manufacturer inquiry

4.2.1.2 Operation Under Partial Load Conditions

In general, cogeneration plants can be operated under full or partial load conditions. Normally it is assumed that the optimal efficiency of the plant is achieved during operation at full load. According to Stein (1999, p. 43), the performance of gas modules can be reduced by up to 60% of the nominal performance without causing a significant decrease in the efficiency factor. If the partial load is lower than 50% however, the efficiency factors of the modules are declining. Cogeneration plants driven by diesel engines usually demonstrate better behaviour than gas CHP plants under partial load conditions (see Stein 1999, p. 44).

Basically, the possibility of an operation at partial load must be regarded as desirable since the heating capacity can be adopted in a more flexible way, thus ensuring longer operating periods especially during summer. This aspect can be regarded as advantageous from both an ecological and economic perspective.

Three manufacturers stated that their cogeneration modules could only be operated under full load conditions. In the other cases, an operation at partial load is also possible with up to 50% performance in most cases; in the case of some other modules, an operation at even lower partial loads is possible (down to 20%). The efficiency factors of most cogeneration plants show differences between operation under full and partial load conditions. In this context, only a portion of the manufacturers could provide precise information about the behaviour of their products under partial load conditions. The figures show a high range of variation (see table 10). The single manufacturer values can not be used for a direct comparison because they refer to different conditions (75%, 60%, 50%, 40% or 30% of partial load).

When looking at electrical efficiency factors stated by the manufacturers, one can also observe a high degree of volatility (see table 10). On the average, the decline in electrical efficiency of gas driven CHP modules is stronger than in cogeneration plants fuelled with diesel.

Table 10: Change of the Efficiency Factors under Partial Load Conditions¹¹

	Gas-CHP-Modules		Diesel-CHP-Modules	
	Overall Efficiency Factor	Electrical Efficiency Factor	Overall Efficiency Factor	Electrical Efficiency Factor
Constant	7	4	1	
Increase	5			
Slight Decrease (by two per cent)	3	3	2	3
Stronger Decrease	5	12 ¹²	2	2
No Part Load Operation	3		1	

In order to counteract the problem of declining effectiveness under partial loads, so-called performance modulating cogeneration modules were developed to regulate performance without facing a decreased efficiency factor. Modules of this kind have only been offered by three suppliers so far.

From our point of view, it is useful to specify a requirement with regard to the efficiency factors at partial load in order to emphasise the central importance of efficient use under partial load for overall plant efficiency.

4.2.1.3 Supplementary Electrical Consumption of the CHP Modules

Statements regarding supplementary electrical consumption of cogeneration modules show a large range of variation. This can be traced back to the fact that the manufactures partially took different consumption profiles into consideration. In this context for instance, some firms merely measure the energy consumed by the plant's control system, others also include pumps whereas others take the electricity demanded by aerating systems into account as well. For that reason, the data from different plants is hardly suitable for comparative purposes. The following figure shows the results of statements from producers with regard to the supplementary electrical consumption of their plants.

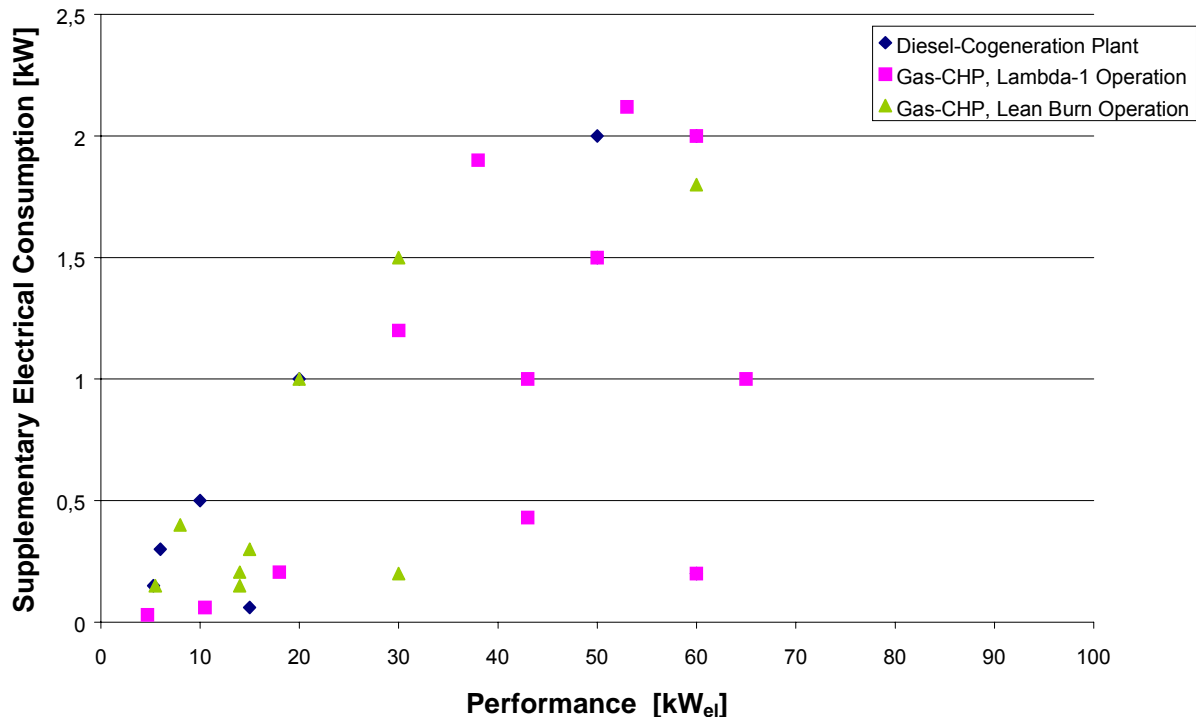
In this context, the supplementary electrical consumption of the plant accounts for approx. 4% of its nominal performance. According to our point of view, a requirement specification concerning the supplementary electrical consumption of the cogeneration plant does not make sense at this point and time due to the quality of the data source and the current disagreement about the definition of what supplementary electrical consumption should include. In this context, we recommend an approach similar to the one used with the ecolabel for heating plants: the first draft of the certification criteria should only entail the obligation of the manufacturers to state the value of the supplementary electrical

¹¹ Furthermore, two manufacturers mentioned that the values measured under partial load are almost equal yet without giving concrete data. In the case of three gas cogeneration plants, the overall efficiency factors were almost the same whereas the electrical efficiency was once almost equal and two other times slightly lower,

¹² In this context, the efficiency of two cogeneration plant modules falls by 2-3%.

consumption. When the first amendment to the criteria is being discussed, a newly specified requirement derived from this data source might be added.

Figure 11: Supplementary Electrical Consumption of the Examined Cogeneration Plants



Source: self-created illustration; data basis manufacturer inquiry

4.2.2 Emissions

According to the principles laid down in the German law covering emissions in the combustion plant field (BImSchG), cogeneration plants with a combustion performance below 1 MW (approx. 350 kW_{el}) and fuelled by natural gas or diesel are not subject to licence. According to this law, the criteria demanded by the technical regulation of air-pollutant emissions (TA Luft, 3.3.1.4) only have to be fulfilled by those plants which are subject to licence i.e. plants whose combustion performance exceeds 1 MW (approx. 350 kW_{el}) (4. BImSchV, § 5). In the practical world however, the emission limits demanded by TA Luft are also used as yardstick for smaller plants. As far as plants whose combustion performance exceeds 1 MW are concerned, the limits grouped in Table 11 directed by TA Luft must be fulfilled.¹³ In this context, diesel cogeneration plants belong to the category of self-ignition engines whereas plants with gas powered engines belong to the category of other engine types. Gas CHP plants are usually equipped with four-stroke engines.

In order to reduce emissions through measures corresponding to best available technology, TA Luft holds onto dynamic adoption possibilities. In 1991, the emission protection commission of the German federal states (LAI) had worked out recommendations regarding concrete steps for dynamic adoption. At that point in time, a goal of 1.0 g/m³ with respect to NO_x-emissions and of 80 mg/m³ with regard to dust had been proposed. These limits have not yet been binding. Additionally, the LAI had

¹³ The limits refer to exhaust gas emissions under normal conditions (0°C, 1013 mbar) and an oxygen content of 5 Vol.%.

supplemented the emission limits by specifying a limit for hydrocarbons of 0.15 g/m³ and had proposed its implementation to the German federal states (Schmitz & Koch 1996, p. 62 f.). An amendment to the technical regulation of TA Luft is currently being prepared. The future emission limits are expected to be close to the values illustrated in the following table and will be valid from 2003 onwards (see BMU 2000).

Table 11: Emission Limits for Plants with Combustion Engines according to the currently valid (including dynamic adoption) and probable values of the TA Luft amendment

Type of Engine	TA Luft (1986)				TA Luft Amendment (state 08.12.2000)				
	CO [g/m ³]	NO _x [g/m ³]	Dust [g/m ³]	HC [g/m ³]	CO [g/m ³]	NO _x [g/m ³]	Dust [g/m ³]	HC [g/m ³]	FA ¹⁴ [g/m ³]
Self-ignition engines (< 3 MW) (dynamic adoption)	0.65	4.0 (1.0)	0.13 (0.08)	HC (0.15)	0.30	1.0	0.020	0.10	0.060
other engine types (4-stroke engines)	0.65	0.50	-		0.30	0.25		0.10	0.060
other engine types (2-stroke engines)	0.65	0.80	-		0.30	0.80		0.10	0.060

Source: self-created presentation according to TA Luft (February 27, 1986), Zi. 3.3.1.4 and Schmitz & Koch 1996, p. 62f. as well as BMU, Zi. 5.4.1.4

Since the exact changes to the criteria demanded by the future amendments to the regulation of respect to air emissions (TA Luft) were not known at the time when the survey took place, the discussion of emissions criteria refer to the regulation valid at the moment. In order to reduce the level of emissions in the field of cogeneration, the following instruments are normally used:

- Primary measures: lean-burn engines (see 3.2.2);
- Secondary measures:
 - Oxidation catalytic converter for cogeneration plants using lean-burn engines;
 - Three-way catalytic converter for cogeneration plants with λ -1-engines;
 - Soot filter or oxidation catalytic converters for diesel plants.

The interviewed manufacturers take the following measures to reduce the emission levels of their products:

Table 12: Applied Measures in order to Reduce Emissions

Type of Engine	Measure of Emission Reduction	Number of CHP Modules in the Inquiry
Gas engine (N=35)	Lean-burn engine	14
	No. of engines equipped with an oxidation catalytic converter	6 (+ 3 optional)
	λ -1-engine with three-way catalytic converter	21
Diesel engine (N=14)	Diesel engine with soot filter	4 (+ 2 optional)
	Diesel engine with oxidation catalytic converter	1 (+ 2 optional)

¹⁴ Formaldehyde

In contrast to lean-burn engines and diesel cogeneration engines where secondary measures to reduce the level of exhaust gases are only partially applied, all cogeneration plants responding to our inquiry and using λ -1-engines were applying three-way catalytic converters. In the field of lean-burn engines, the use of additional catalytic converters is a standard practice primarily for those plants belonging to lower performance classes.

Over time, the cleaning performance of catalytic converters usually declines (Stein 1999, p. 39). This is why manufacturers always state the minimum values which can be ensured in every case. If the catalytic converter is new, the actual emission values will be significantly lower than the values named by the manufacturers.

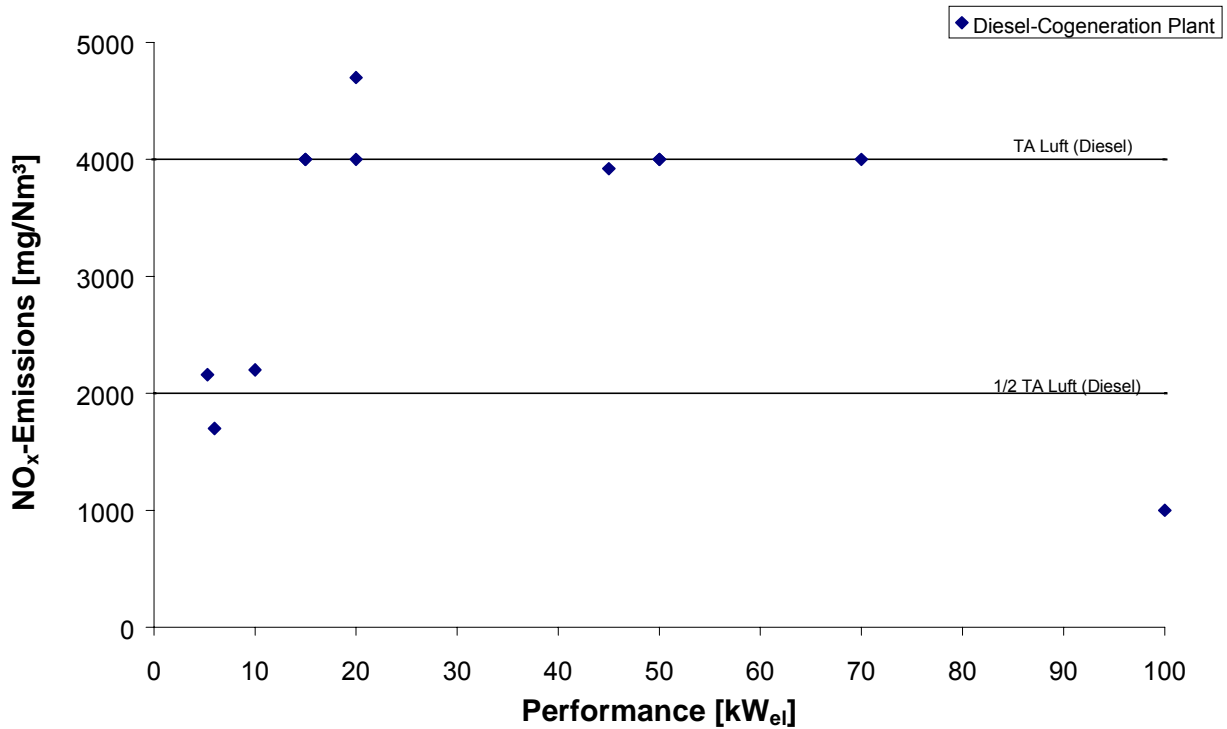
As far as the service life of catalytic converters is concerned, about 20,000 hours of operation are stated in the field of three-way systems whereas oxidation systems usually last approx. 24,000 h. Some converters only have to be purified after this period of application, others have to be replaced entirely.

Within the scope of our inquiry of the producers, data about NO_x , CO, SO_2 , CH_4 , VOC, and dust emissions was collected. Most manufacturers could only provide information about NO_x and CO; the other kinds of emissions were only measured by a few companies.

4.2.2.1 Nitrogen Oxide

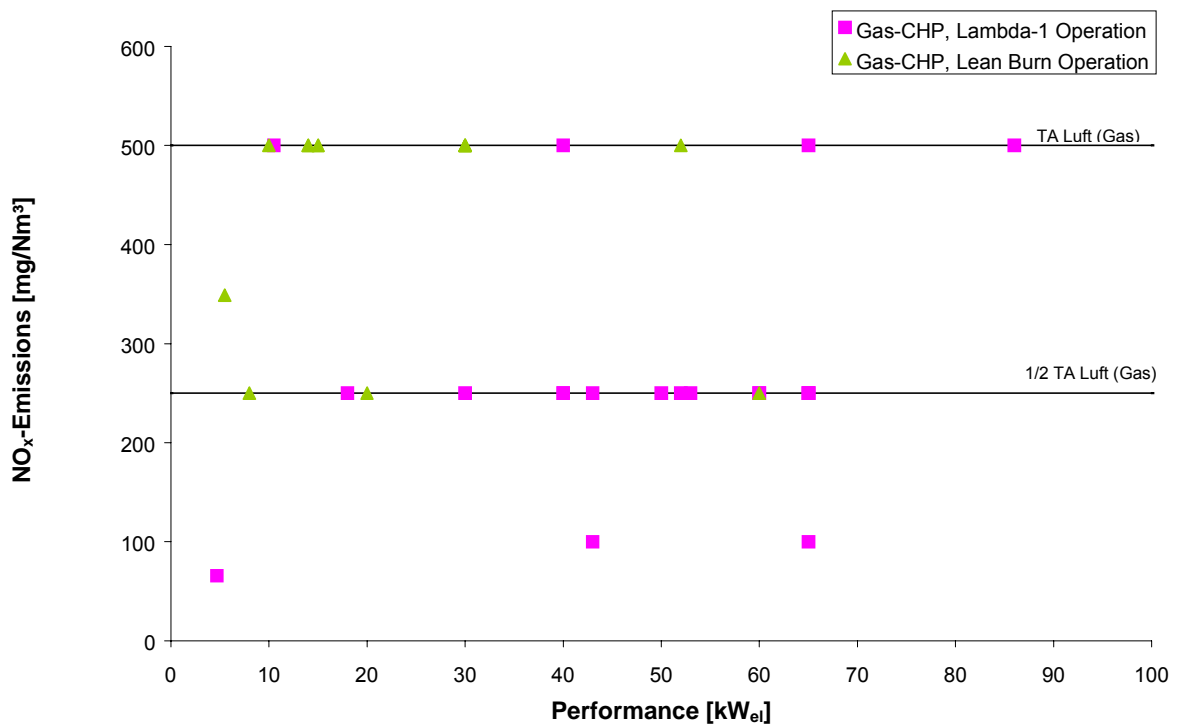
Nitrogen oxides are acid-forming air pollutants and contribute to acidification of soil and water. Furthermore they contribute to the nitrification of soil and water. In addition, nitrogen oxides are precursor substance to the formation of ozone concentrating close to the earth's surface and therefore contribute to photochemical smog as well as to the greenhouse effect. Because the technical regulation TA-Luft defines two different limits on NO_x emissions with regard to diesel and gas engines, the results of our survey will be shown in two separate illustrations.

Figure 12: NO_x-Emissions of the Examined Diesel CHP Modules



Source: self-created illustration; data source manufacturer survey

Figure 13: NO_x-Emissions of the Examined Gas CHP Modules



Source: self-created illustration; data source manufacturer survey

Table 13 puts the emission values of the examined cogeneration modules in relation to the emission limits specified by TA Luft.

Table 13: NO_x-Emissions of the Analysed Modules in Relation to TA Luft

NO _x -Emissions	No. of Gas CHP Plant Modules with Lean-burn Engine	No. of Gas CHP Plant Modules with λ-1-Engine	No. of Diesel CHP Plant Modules
> TA Luft	---	---	3
< TA Luft > ½ TA Luft	11	4	9
< ½ TA Luft > ¼ TA Luft	3	13	1
< ¼ TA Luft	---	3	1
Total	14	20	14

All gas module meet at least the requirements demanded by the technical regulations of air-pollutant emissions (TA-Luft) with 19 (56%) even achieving ½ TA Luft; when looking at the diesel CHP modules however, only three modules exceed the limit and only two achieve values below ½ TA Luft.

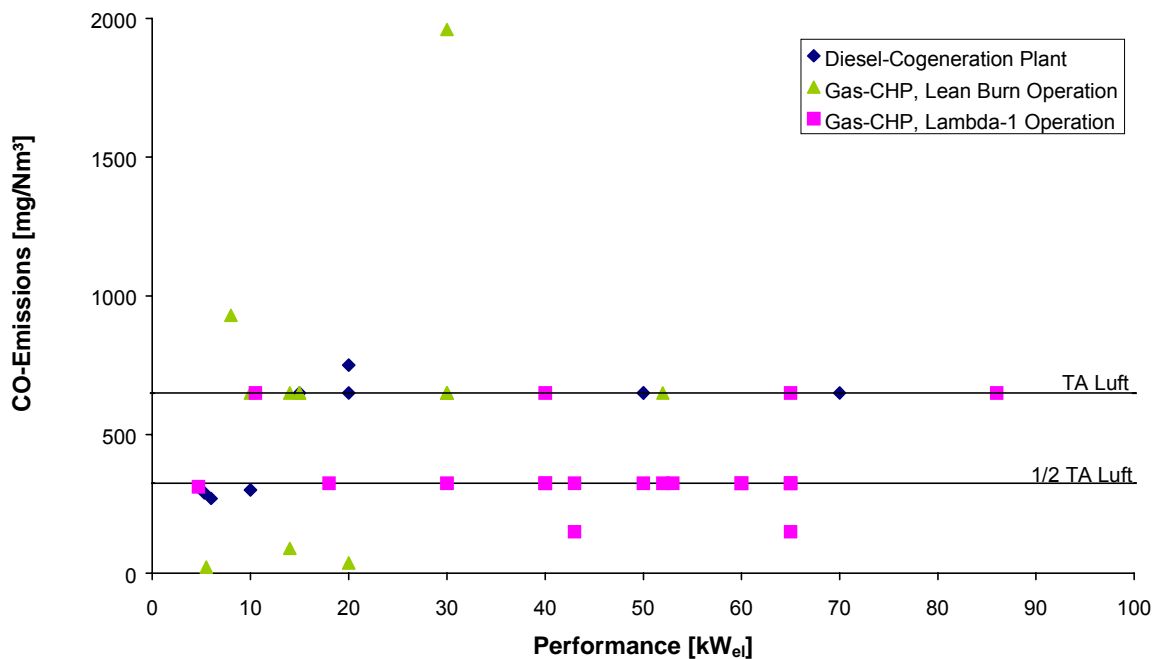
Some manufacturers additionally offer other optional solutions by which improvements of the emission behaviour can be realised. For five gas modules and one diesel module, of which all are fulfilling the limits demanded by the TA-Luft regulation, it was stated that through additional measures, emission values below ½ of the values demanded by TA Luft could be achieved. Likewise, the two gas modules fulfilling the limits of ½ TA Luft have the option to realise even smaller emissions levels.

4.2.2.2 Carbon Monoxide

Carbon Monoxide (CO) remains in the earth's atmosphere for several months. CO emitted close to the earth's surface can spread throughout the entire lower atmosphere. Because of photochemical reactions, carbon monoxide contributes to an increase in ozone and carbon dioxide concentrations in the troposphere. As far as the contribution to the atmospheric carbon dioxide concentrations is concerned, carbon monoxide plays only a minor role in relation to the directly emitted amounts of CO₂, whereas its impact on the formation of ozone in the troposphere is regarded as considerable. Ozone contributes to both the greenhouse effect and to photochemical smog. (See UBA/Schäl 1995.)

The following figure shows the emission levels of carbon monoxide in relation to the emission limit demanded by TA Luft. As the same limit applies to both gas and diesel modules, they are illustrated together in one figure.

Figure 14: CO-Emissions of the Analysed Cogeneration Modules



Source : self-created illustration; data source manufacturer inquiry

When comparing our empirical data to the emission limits by TA Luft, the following figure can be drawn:

Table 14: CO-Emissions of the Analysed Cogeneration Modules in Relation to TA Luft

CO-Emissions	No. Gas CHP Modules with lean-burn engines	No. Gas CHP Modules with λ-1 engines	No. Diesel Modules
> TA Luft	2	---	4
< TA Luft > ½ TA Luft	8	4	5
< ½ TA Luft > ¼ TA Luft	1	14	3
< ¼ TA Luft	3	2	---
Total	14	20	12

Within the sphere of gas cogeneration plants, all observed modules (with only two exceptions) fulfilled the limits demanded by TA Luft and 20 even achieved ½ TA Luft. The available data basis for diesel modules was not as broad; nevertheless, it becomes clear that ½ TA Luft is only achieved by a small number of diesel cogeneration plants.

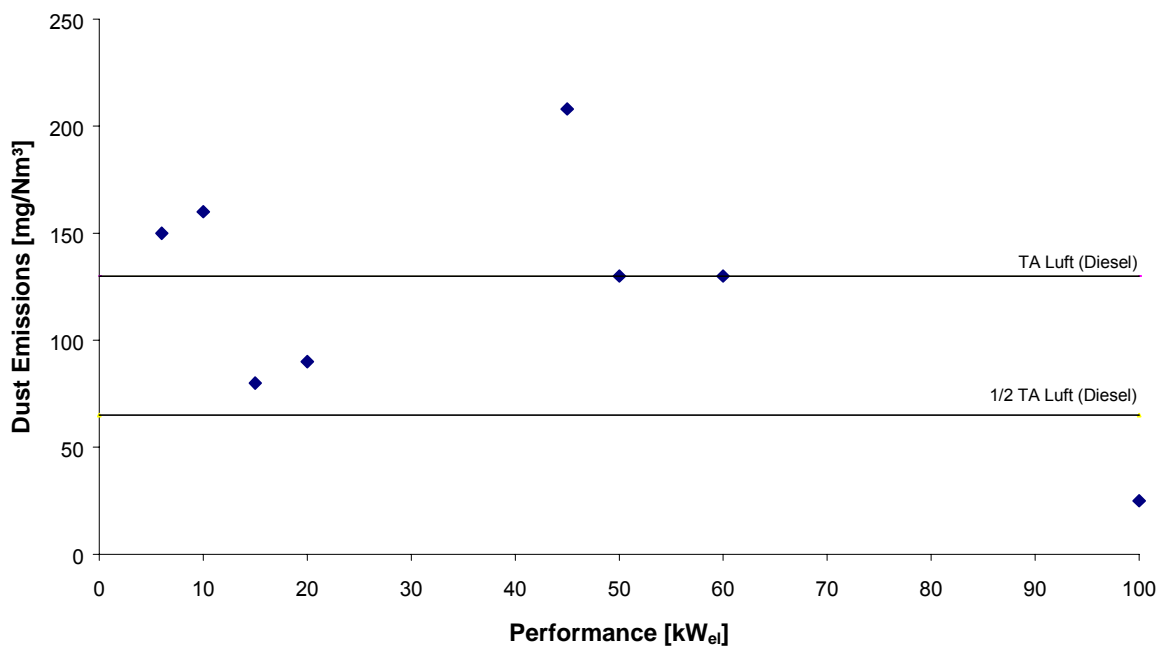
In this context, some manufacturers also realise better emission levels by equipping their products with additional optional solutions. Three gas modules and one diesel module achieved emission values below ½ TA Luft by applying additional measures, as their manufacturers stated. Likewise, the three gas modules which achieve ½ TA Luft could obtain even better values by employing optional measures.

4.2.2.3 Other Kinds of Emissions

Dust or soot emissions are only relevant for CHP plants powered by diesel engines. Dust is a problematic emission because it contains parts of the mineral oil (e.g. nickel, vanadium) which are suspected to cause cancer.

The scale of the dust emissions was only stated by a few diesel plant producers. The results are illustrated by the following figure.

Figure 15: Dust Emissions of the Analysed Diesel Cogeneration Plants



Source: self-created illustration; data basis producer survey

Only a portion of the observed cogeneration plants were able to meet the emission requirements for dust (130 mg/Nm³) set by the regulation TA-Luft.

Only some manufacturers were able to provide data with regard to **VOC-emissions**. Nine modules achieved values of 150 mg/m³ and seven achieved values of 75 mg/m³. The levels of VOC-emissions are hence located within the parameters recommended by the commission for emission protection of the federal states (150 mg/m³) or even at one half of this limit. Information about this type of emission stemmed primarily from gas modules. Only one manufacturer of diesel CHP plants stated that its module conforms with the limit of 150 mg/m³.

No company among the producers of the cogeneration plants interviewed within the scope of this study could provide data about the emissions of methane and sulphur dioxide. None of the producers had these air pollutants measured; this can be ascribed to the high cost and complexity of measuring the emissions of methane and SO₂. According to statements by the manufacturers, these two pollutants do not play a problematic role within the field of cogeneration.

This statement from manufactures regarding methane deserves comment. **Methane** contained in fuel is combusted within the engine. According to Herdin et al. (1999, p. 118), one can assume that due to uncomplete combustion, the exhaust gas contains approximately 2-5% of the total energy input.

Sulphur dioxide is a fuel-specific pollutant. Fuel oil has a higher factor of SO₂-emissions when compared to natural gas. Scientific literature provides us with values of typical SO₂-emissions per MWh of fuel input (MWh_{in}).

In the plants driven by engines (within the performance area of 1 to 5 MW), Schmitz and Koch (1996, p. 255) mention SO₂-emission factors from:

Engine-plants fuelled by diesel: 270 g/ MWh_{in}

Engine-plants fuelled by natural gas: 1 g/ MWh_{in}

As becomes obvious, the problem of sulphur dioxide emissions relates to the specific characteristics of fuels and not to the engines. For that reason, TA-Luft regulates SO₂ with regard to the fuels with which engines operate. With respect to SO₂, TA-Luft orders that liquid fuels may only contain a sulphur content which conforms to the standard DIN 51 603 Part 1. In the future, sulphur content of liquid fuels will be regulated within the scope of the amended German regulation regarding emissions protection (BImSchV).

4.2.3 Sound Emissions

With cogeneration plants, the requirements and directives demanded by the technical regulations for sound emissions, TA Lärm, are relevant. Depending on the ranking of the area where the plant is sited, TA Lärm distinguishes between different sound immission limits.¹⁵

Table 15: Immission Limits specified by TA Lärm

Areas where only businesses or industrial plants and residential houses for the owners or leaders of the plant as well as supervisors or emergency personnel are located.	70 dB(A)
Areas where predominantly business plants are located.	day 65 dB(A) night 50 dB(A)
Areas with business plants and residences in which neither business plants nor residential houses are predominantly located.	day 60 dB(A) night 45 dB(A)
Areas in which predominantly residential houses are situated	day 55 dB(A) night 40 dB(A)
Areas in which only residential houses are located	day 50 dB(A) night 35 dB(A)
Health resort areas, hospitals, sanatoriums	day 45 dB(A) night 35 dB(A)

Source: Blöcker et al. 1990, p. 12

Since CHP plants can normally be operated during the night as well, the noise values for night operation have to be used as yardstick.

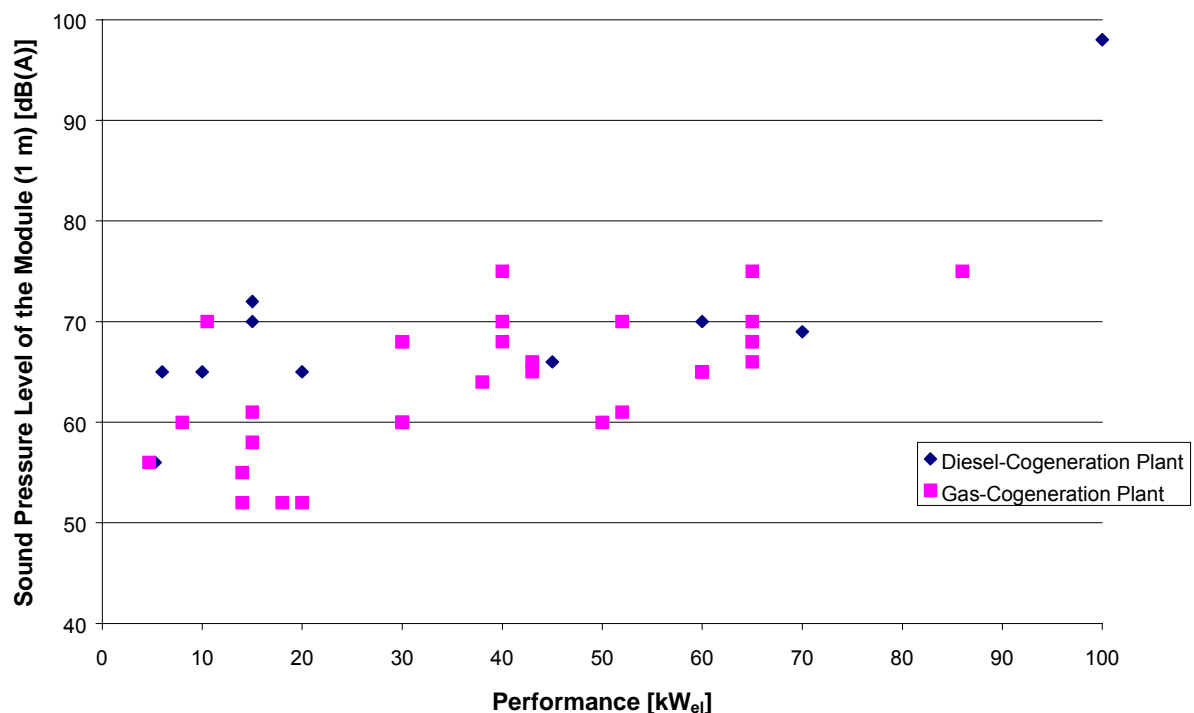
¹⁵ In order to determine the particular values, the microphone should be mounted about 0.5 m exterior of the building, in the middle of an opened window (Blöcker et al. 1990, p. 12).

However, emission figures can not be directly compared to the sound immission requirements demanded by TA Lärm.

The sound power level emitted by a cogeneration plants predominantly arises from the sound emissions caused by the combustion engine. The main source of noise is the sound radiation of the engine block caused by combustion noises. Additional noises stemming from aeration and noise radiation of the exhaust gas line before the heat exchanger also contribute to the total noise level of the cogeneration plant (Blöcker et al. 1990, pp. 32f). As far as noise transmission to neighbouring buildings is concerned, the propagation of sound mainly takes place through the air; within the building itself, both propagation of air- and structure-borne sound contribute to the noise level (Blöcker et al. 1990, pp. 28f.).

The manufacturers of cogeneration plants usually measure the sound pressure level from a distance of 1 m from the module. Some manufacturers also state the exhaust sound pressure level (1m after the exhaust gas silencer). Standard methods of measurement are described by the technical standard DIN 45 635 (Part 1 and 11). The measurement of the sound *pressure* level is a method derived from regulations about the protection of the workforce, more exactly from the law on machine protection. For CHP plants, determining sound *performance* levels is necessary. Since only information about values measured by the manufacturers was gathered within the scope of our survey, the different sound pressure levels will be illustrated in the following figure.

Figure 16: Sound Pressure Level (1m Distance) of the CHP Modules



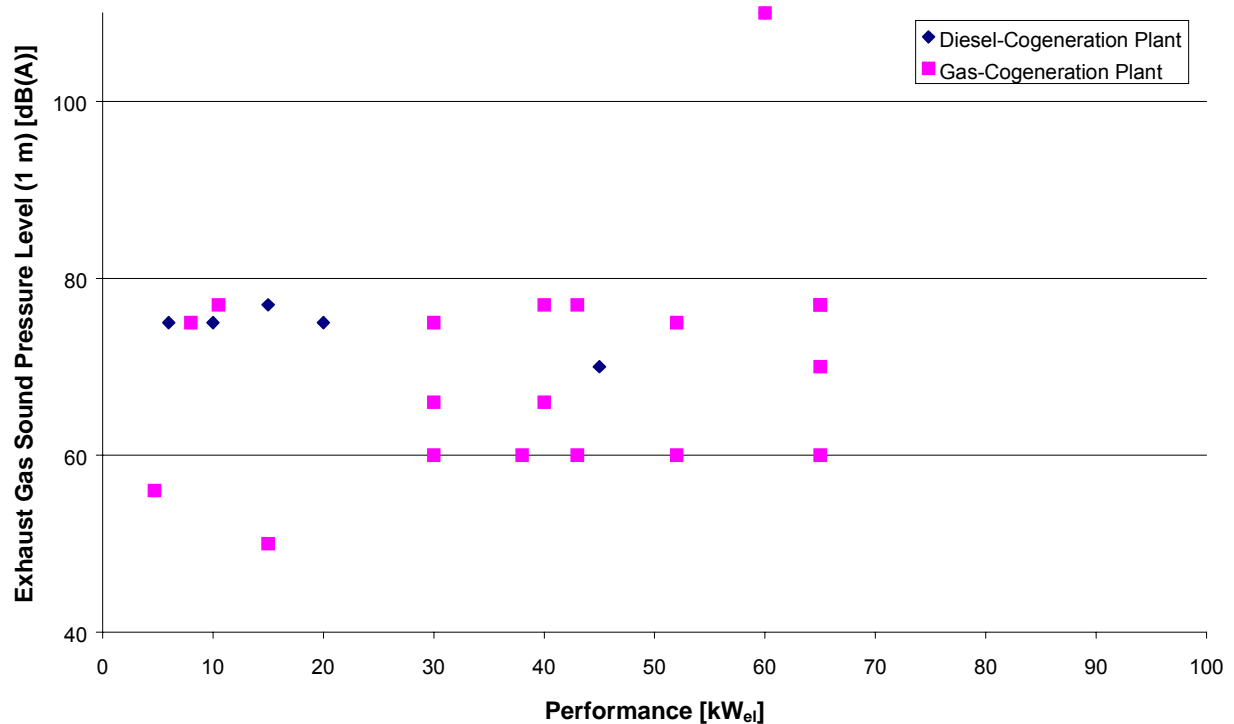
Source: self-created illustration; data source manufacturer survey

The sound radiation of the module increases proportionately with the module's performance. Blöcker et al. (1990, p. 32) found a logarithmic correlation between the electrical performance and sound pressure level. The formula derived in this context can not be applied under our circumstances because higher values would result for all cogeneration plants when calculated according to this

formula.¹⁶ Even at the same electrical performance, the sound emissions of the module are characterised by a significant range of variation.

Beyond that, the average diesel modules are noisier than gas modules, as shown by the illustration. According to Stein (1999, p. 48), the sound pressure of diesel engines is twice as high as the one of gas Otto-engines.

Figure 17: Exhaust Gas Sound Pressure Level of the Observed Cogeneration Plants



Source: self-created plot graph; data basis manufacturer survey

As far as the sound emissions of the exhaust gases are concerned, no correlation to plant size could be detected. In this field as well, one can observe a large degree of variation of the values.

The noises emitted from cogeneration plants are problematic due to the fact that the combustion processes of both the intake systems and the exhaust gas systems cause tones of deep frequency below 100 Hz (Blöcker et al. 1990, p. 17). Because of the influences of resonance, these noises are particularly inconvenient and by the an assessment on db(A) they are not appropriately measured in a way corresponding to the actual hearing (Blöcker et al. 1990, p. 17). This problem especially emerges in small CHP plants which emit noises of deep frequency levels due to the low frequency of ignition. In order to measure the sound emissions in a more realistic way, octave analyses would be necessary, but these measurements are not carried out by the manufacturers.

The standard equipment of CHP modules usually includes a de-coupled and elastic suspension, a module case, exhaust silencer, as well as exhaust air silencers and air intake silencers. In order to fulfil the requirements concerning the immission values in residential areas demanded by TA Lärm, an

¹⁶ The formula of Blöcker et al. (1990) had been developed on the basis of a collection of data from 15 cogeneration plants with performances ranging from 75 to 3.250 kW_{ei} in 1987. Since the survey was conducted, the sound emissions of cogeneration plants have been reduced.

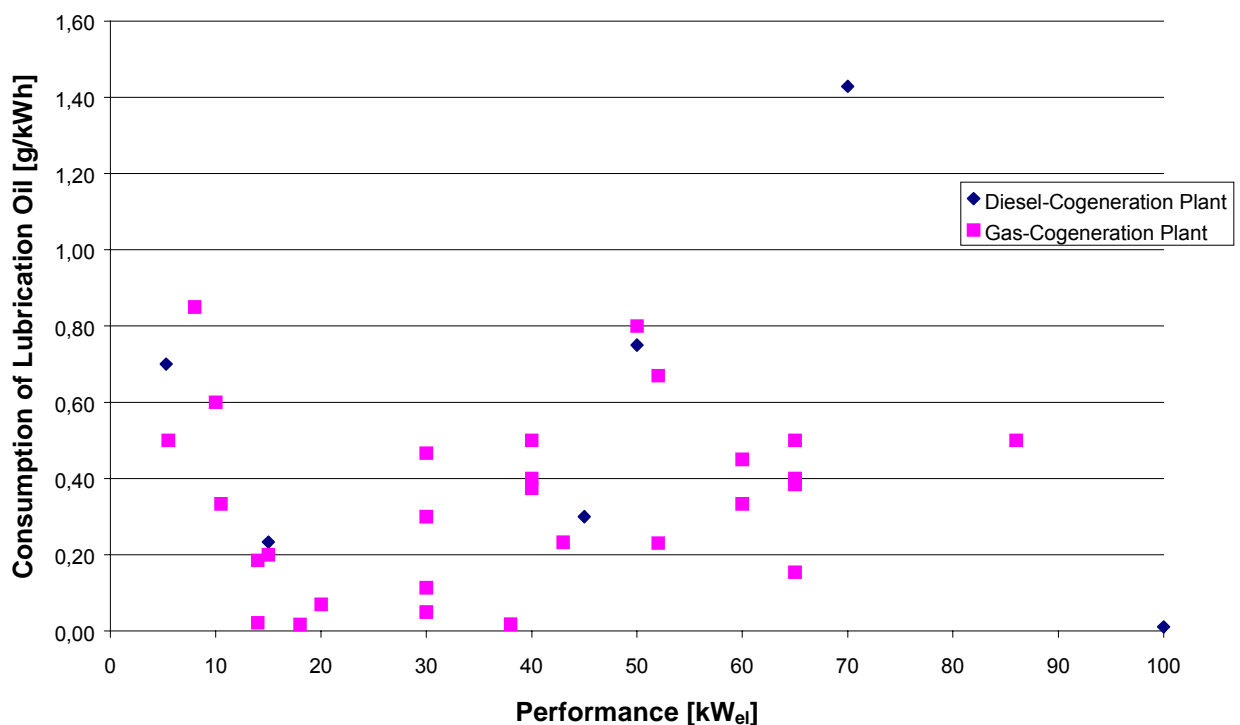
application of two or three exhaust silencers is frequently necessary (especially in order to silence the noises with deep frequency levels). In this context, most manufacturers offer individual solutions for the specific case of application.

4.2.4 Working Materials

Besides the fuel, only lubrication oil must be named as a material consumed in cogeneration. Mineral oils as well as synthetic or partially synthetic lubrication oils are applied for this purpose. Synthetic lubrication oils excel in terms of their quality and service life. When using these special types of easy-running oils, better friction reduction is realised because these oils reach the critical points of degradation in the engine quicker and therefore induce a reduced fuel consumption. Beyond that, these advantages to synthetic versions of lubrication oils (easy-running oils) can prolong the engine's service life. An oil substitution is necessary less often and the intervals between maintenance are longer. One has to consider, however, that synthetic lubrication oils cost significantly more than conventional lubrication oils.

The following figure shows a distribution of the module's consumption of lubrication oil.

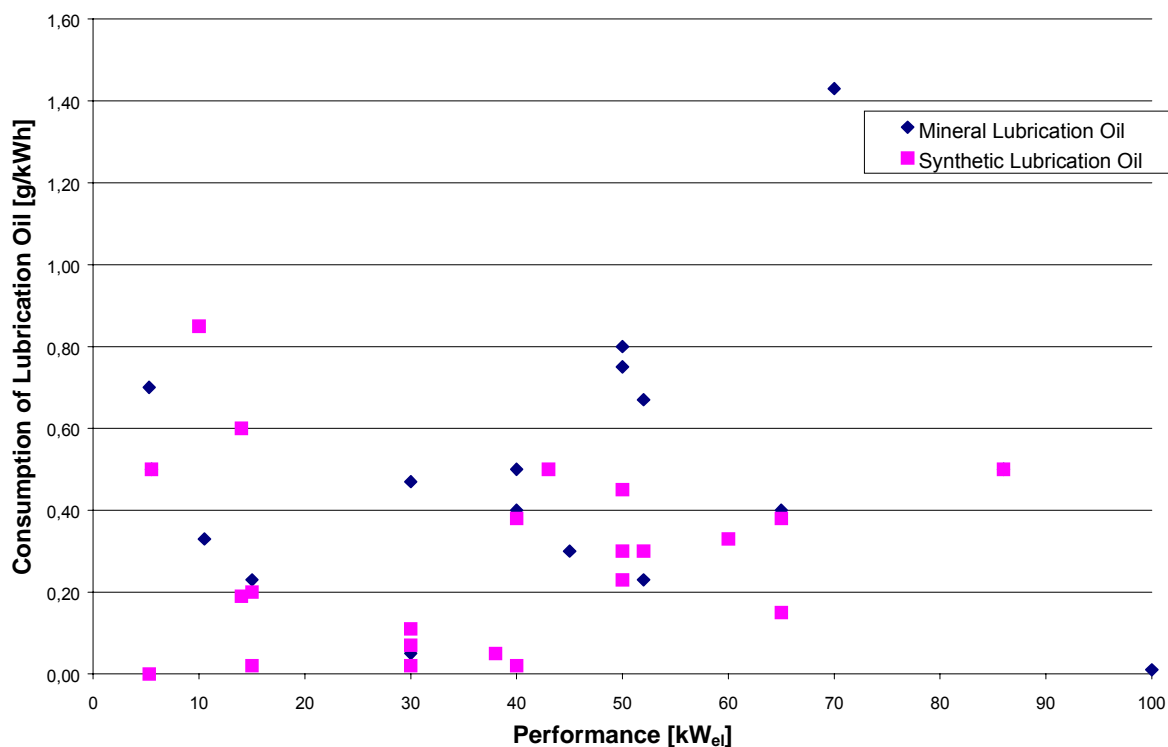
Figure 18: Consumption of Lubrication oil of the Analysed CHP Modules



Source: self-created plot graph; data basis manufacturer survey

According to our manufacturer survey, the average consumption of lubrication oil amounts 0.4 g/kWh; however, one can observe a relatively high degree of variation. Figure 19 shows a distribution of the consumption of lubrication oil separated into synthetic and mineral lubrication oil.

Figure 19: Consumption of the Modules' Lubrication oil Separated into Synthetic and Mineral Lubrication oil



As the distribution shows, the consumption of mineral lubrication oil is clearly higher than the consumption of synthetic equivalents. Mineral oils consume an average of 0.5 g/kWh whereas synthetic versions consume 0.3 g/kWh. In this context only manufacturers of gas CHP plants claimed to use synthetic lubrication oils.

The application of synthetic lubrication oils has various interdependent effects on maintenance cycles, fuel demand, and service life. Before specifying a requirement with regard to lubrication oils, a detailed analysis of these interdependencies would be necessary. A comparative assessment of the ecological effects of mineral and synthetic oils during the process of production and disposal would also be necessary.

4.2.5 Service Life and Maintenance

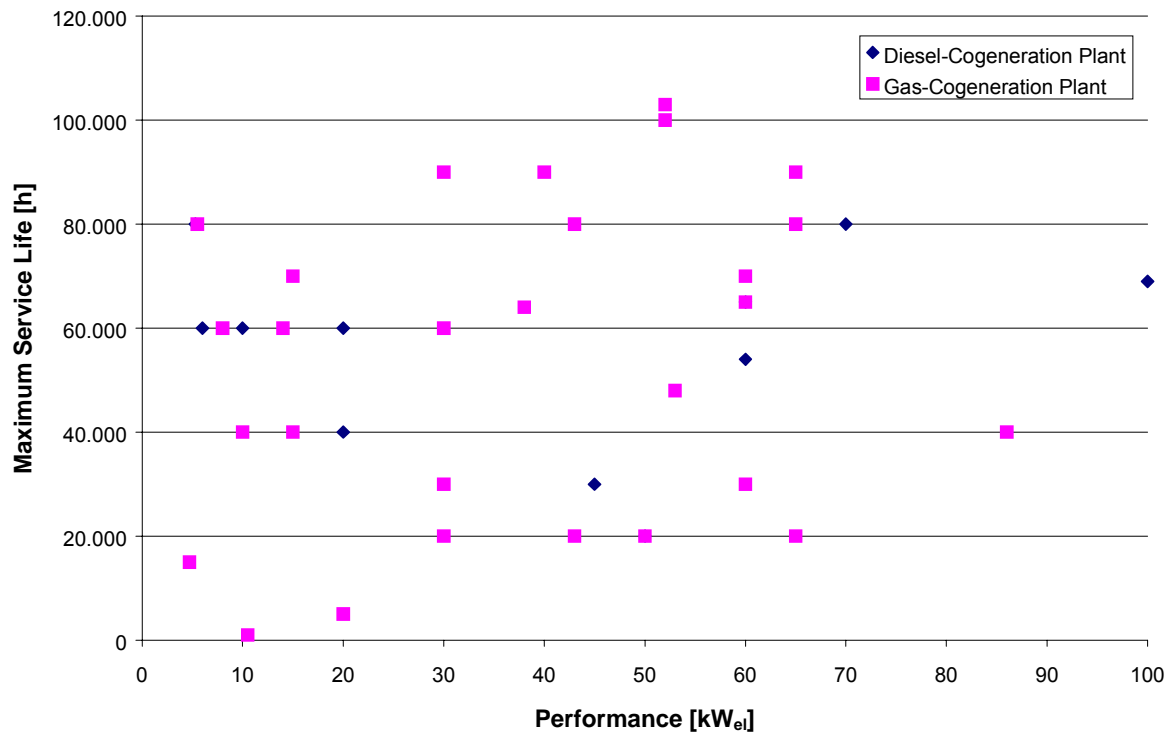
According to Stein (1999, p. 67) the service life of CHP plants amounts to approx. 120,000 hours of operation or roughly 20 years. That period includes one or two general overhauls.

The life limiting component of cogeneration plant is generally the engine. In comparison to engines applied for vehicles, cogeneration engines achieve a significantly longer service life. This can be traced back to the low rpm rate, constant load, continuous use, and constant cooling of the engine (Stein 1999, p. 67).

In order to determine the service life, manufacturers were asked about the longest real service life achieved by their cogeneration plants. Since a significant number of the investigated cogeneration plants had been launched onto the market only in recent years, this figure is only partially relevant. On average, the longest service life of the investigated cogeneration plant modules amounted to 54,000

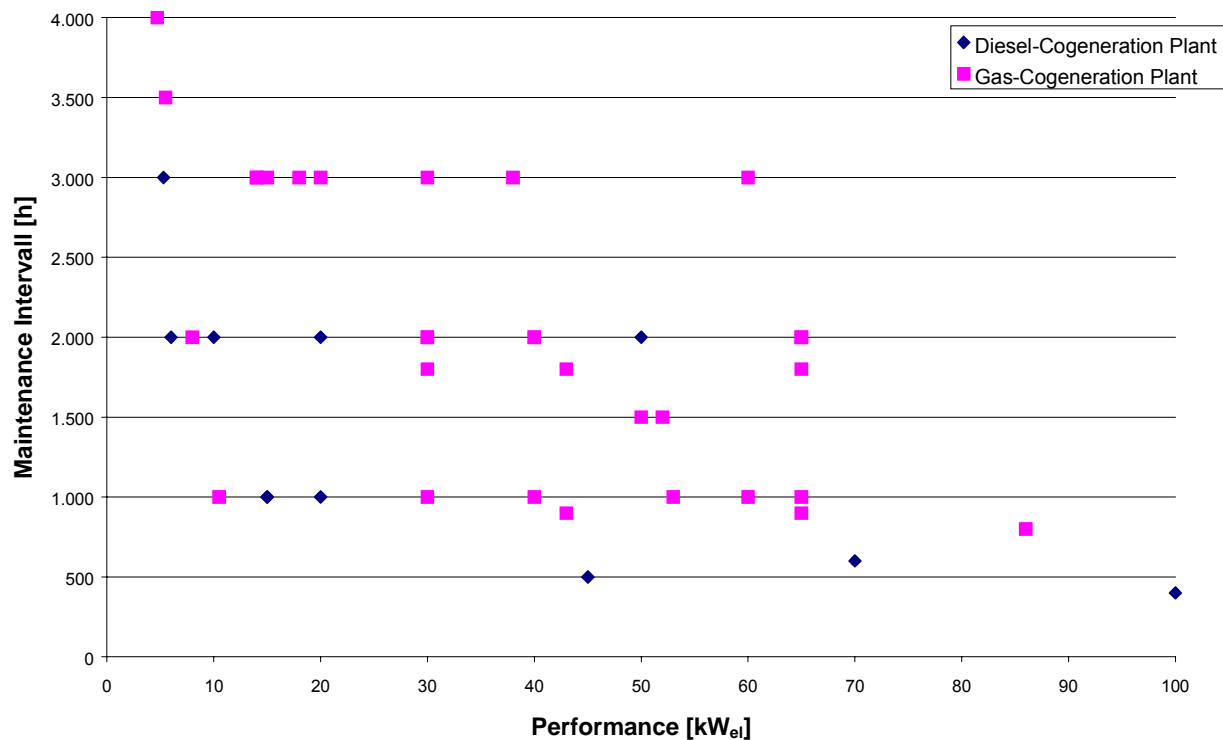
hours of operation, with more than 100,000 hours of operation only achieved by two producers. All mentioned modules are still in operation at the moment.

Figure 20: Maximum Service Life of the Cogeneration Modules Achieved thus far



Source : self-created presentation; data basis manufacturer survey

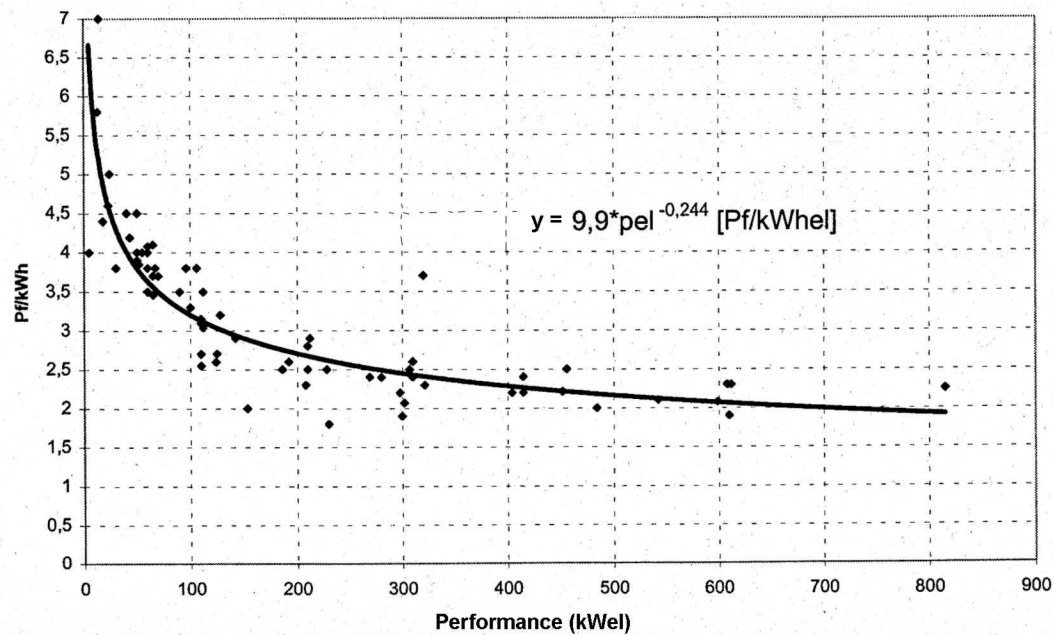
In order to achieve a long service life, regular maintenance of the module is necessary. Regular maintenance includes exchanging ignition plugs, changing oil, checking the valves, etc. Depending on the particular type of catalytic converter used, various measures to maintain the reliability of the catalytic converter (replacement or cleaning of the catalytic converter) are also required. The maintenance intervals recommended by manufacturers show a large degree of variation with the intervals ranging from 500 to 4,000 hours of operation. Furthermore, after 40,000 hours of operation a general overhaul is recommended.

Figure 21: Maintenance Interval Recommended for the Cogeneration Modules

Source: self-created presentation; data source manufacturer inquiry

25 of the manufacturers in the cogeneration field interviewed offer full or partial maintenance contracts themselves. The remaining two companies co-operate with partner companies which conduct maintenance services on their behalf.

The committee “engines“ of the VDMA association developed a specification and a contract pattern for maintenance and servicing contracts within the market sector for cogeneration plants (VDMA 1998). The terms of this maintenance contract or full maintenance contract include all maintenance services, spare parts, and operating materials which are necessary for the cogeneration plant. Usually the contract terms are for 10 years with a general overhaul normally included. In a broader sense, the contract therefore resembles a paid warranty service (Energierferat 1999, p. 7). Prices of maintenance contracts for cogeneration plants of different sizes were investigated by the energy department of the city of Frankfurt am Main (1999). As figure 22 shows, the maintenance costs for smaller cogeneration plants are higher in relation to those of larger cogeneration plants.

Figure 22: Price Conditions Maintenance Contracts for Frankfurt am Main

Source: Energierferat 1999, p. 7

4.2.6 Appropriate Construction for Recycling, Harmful Substances and Disposal

Cogeneration plants primarily consist of metallic materials. Other materials (such as synthetic materials) are contained by the electronic components, the catalytic converters, and the insulating materials.

Within the scope of our survey, the manufacturers were interrogated as to whether they construct their plants in a suitable way for recycling and if they are taking corresponding directives into consideration. As our inquiry showed, the synthetic materials used are predominantly pure synthetics and are marked in a corresponding manner. An appropriate construction for recycling is already advantageous during the period of utilisation, because it makes the repair or substitution of components easier. Since most manufacturers offer maintenance contracts themselves, one can assume a vivid interest by the manufacturers in construction techniques which facilitate repairs. Therefore, most producers pay attention to constructing their product with appropriate construction techniques in a way that enables the plant to be easily dismantled. However, directives about an appropriate construction for recycling purposes such as the VDI 2243 guideline are hardly being taken explicitly into account as far as the construction is concerned. Most manufacturers did not know this directive. The VDI-guideline, specifying general principles of an appropriate construction for recycling, is not focussed on a particular product group and must be regarded as an instruction rather than a checkable regulation.

Only a few manufacturers already have experience with the disposal of cogeneration plants. Most companies mentioned that all of their plants are still in operation. Usually the disposal of cogeneration plants is conducted by the manufacturer himself who takes the modules back and separates the components for recycling. Exhausted/old oil is disposed of separately. Metallic components can be scrapped. Electronic parts, cables, and insulation material can also largely be separated and then disposed of. Various components such as metallic frames, heat exchangers, generators, coupling and flanges are suitable for reuse and recycling.

Pollutants such as flame-protecting substances can be contained by the synthetic components and electronic parts of cogeneration plants. From our point of view, the formation of application limitations and prohibitions is not necessary because cogeneration plants have a high durability and producers predominantly resolve waste disposal matters themselves.

4.2.7 Reliability and Product Quality

Aspects of reliability and product quality (service life and maintenance effort) were already discussed in section 4.2.5.

With regard to the reliability of the cogeneration plants it is of particular importance that the cogeneration plants supply outgoing and returning temperatures which are comparable to those of conventional heating plants. Nearly all interviewed companies stated that their cogeneration plant modules are set up for maximum outgoing and returning temperature levels of 90°C and 70°C. In almost all observed cases, the temperature difference between outgoing and returning is 20 K. Cogeneration plants therefore correspond to the usual standards of heating plants in this respect.

4.2.8 National and International Laws and Agreements

In the following portion of the text, relevant laws and agreements, the conditions of promotion for cogeneration plants and the licensing conventions for cogeneration plants will be discussed. The principles laid down by important decrees and directives concerning cogeneration modules were already briefly discussed in the sections above. The requirements demanded TA Luft and TA Lärm are examples (see sections 4.2.2 and 4.2.3).

➤ Laws and Agreements

Cogeneration plants have to be marked with a CE label according to the EEC directives 90/396/EEC, 89/392/EEC, 89/106/EEC, 72/23/EEC and EEC-EMC-directive¹⁷, which have not been specified directed for cogeneration plants yet. Usually the declaration of a conformity with the CE requirements is accomplished by a self-declaration by the manufacturer. Only one interview partner had his product certified externally according to a gas device directive.

Most guidelines (VDE, VDEW etc.) covering the field of cogeneration comprise general requirements about the installation connections, etc. with product-specific requirements barely specified.

The German Association of the Gas and Water Sector [Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V., DVGW] has specified a preliminary audit entitled "Cogeneration Plants with Gas-engine Powered Generator Ready for Connection" with special attention given to gas driven cogeneration plants (DVGW VP 109). The fulfilment of the criteria demanded by this association allows a cogeneration plant to be marked with a certification label. The certification according to this label is however voluntary and only a few manufacturers have their products proved in this way. The content of this audit specification should become part of the technical standard DIN 6280 Part 21 which is currently being prepared.

¹⁷ EEC Council Directive on Gas Devices 90/396/EEC about an adjustment of the law of the member states for gas consuming devices, EEC Council Directive on machines 89/392/EEC about the law of the member states with regard to machines, EEC Council Directive on Construction-products 89/106/EEC about the adjustment of the member states' law on construction-products; EEC Council Directive on Low Voltages 72/23/EEC, EEC Council Directive on EMC about the adjustment of the relevant law of the member states with regard to electromagnetic compatibility.

Requirements according to DVGW VP 109 predominantly refer to aspects of workforce protection and product security and are for example:

- materials and components must be qualitatively formed and designed in a way which ensures a permanent safety and operational reliability over an appropriate period,
- there must not be a danger of becoming injured (as far as handling, maintenance, etc. are concerned),
- cogeneration plant aggregates must be safe with regard to fire and reliable with regard to their operation,
- parts which must be serviced or substituted must be set up in a way facilitating their installation and replacement,
- cogeneration plants must be equipped with control and monitoring systems for the start, operation and the control of the gas input, ensuring an automatic start and an automatic supervision of the operating process,
- the emission values of NO_x, CO, NMHC have to be proved under test conditions and should be mentioned in the installation and mounting instructions as well as in technical data sheet.

Beyond that, DVGW VP 109 contains requirements on testing conditions.

When installing a cogeneration plant, a number of regulations must be considered. Examples include VDE directives such as the VDE 0116 (electrical equipment of combustion plants) or VDEW directives about grid connected operation.

Cogeneration plants which are awarded a licence to carry an ecolabel should meet agreed technical standards. Compliance with directives and the authorisation to carry a CE label can be derived as concrete criteria.

➤ **Promotion Programmes**

In promotion programmes, particular requirements are demanded which in part exceed the standards demanded by law. Hesse is the only federal state at present where an explicit promotion programme for cogeneration exists. Within the scope of this programme, gas cogeneration plants in the performance area below 30 kW_{el} are promoted when emitting less than 350 mg/m³ NO_x and 650 mg/m³ CO (see Energierferat 2000, p. 57). The promotion is carried out by the Ministry of Environment, Agriculture and Forestry for the state of Hesse; the audit is proved by the company Hessen-Energie Gesellschaft für rationale Energienutzung mbH.

In other federal states (such as Thuringia, North Rhine-Westphalia) there are promotion programmes of cogeneration plants promoting the diffusion of cogeneration plants which are fuelled by regenerative fuels.

➤ **Licensing Practises**

In the following the course taken when a licence to build an engine powered cogeneration plant has been awarded will be discussed. According to the law on emission protection (4. BImSchV), engine driven cogeneration plants with a combustion performance below 1 MW do not need to be licensed unless they are operated with old oil, landfill gas, sewage gas, or bio gas.

Following building laws, a licence is usually required. In Germany this responsibility falls on the federal states, which have enacted specific building directives for each state. These directives partially exclude cogeneration plants from the obligation of obtaining a building-permit (Stein 1999, p. 109).

Before a cogeneration plant below 100 kW can be launched, the following steps have to be taken in every case:

- registration of the gas plant with the gas supplier,
- registration of the incoming supply with the energy utility, and there may be additional requirements here,
- licence of the exhaust gas system awarded by a chimney-sweep,
- registration of the incoming supply of condensation water with the responsible authority (e.g. municipal water authority),
- conformity with the directives about oil reservoirs,
- every cogeneration plant must also be equipped with heat generator equipment as demanded by the standard specification DIN 4751 Part 2 covering plants with incoming temperatures up to 100°C. With respect to this aspect however, no proof by a regulation authority is necessary.

To a large extent, the measures and rules described in this part of the study also refer to the conditions of connection and mounting and do not contain any concrete product-specific requirements.

In this light, it should be merely requested that the producers of the cogeneration plants mention the aspects necessary for meeting the requirements for a licence within the product's operating instructions. Since many regulations differ from federal state to state, this would only apply to a few aspects.

4.3 System Comparison between Small Cogeneration Plants and Heating Plants

This systematic comparison between cogeneration plants and heating plants aims to answer, whether the use of cogeneration plants for the decentralised supply of heat and warm water within small performance classes makes sense from an ecological perspective. For that purpose, heating plants carrying an ecolabel will be used as yardstick in order to examine whether cogeneration plants can also compete with ecologically progressive plants.

Both systems of heat supply will be judged according to their consumption of primary energy sources and with regard to their CO₂, CO and NO_x emissions. In this sense, one has to consider that cogeneration plants simultaneously produce power while generating heat, an ecologically advantageous aspect and therefore ought to be taken into account by the analysis. For this reason, additional power credit is granted to cogeneration plants in order to compare them to heating systems.

In the following part, the fundamental assumptions of the comparison will first be described, and then the results will be discussed.

4.3.1 Assumptions of the System Comparison

Within the scope of our analytic comparisons between the different heating systems, four different small cogeneration plants as well as a special gas boiler (ecolabel RAL-UZ 39) and combined oil burner and boiler unit (ecolabel RAL-UZ 46) were looked at. The comparison was conducted by analysing the smallest cogeneration modules available on the market (10.5-13 kW_{th}) with a fictitious object of supply being the basis of the comparison.

Correspondingly to the optimal configuration conditions of cogeneration plants, it is assumed that cogeneration plants should cover the basic heating load which is about 15% of the peak load (Stein 1999, p. 118; Steinborn 1998, p. 13). An optimal peak load of about 80 kW_{th} for the selected cogeneration plants results from these assumptions. In order to calculate the peak load, a standard value of the heating demand of 80 W/m² generally used in practice will be assumed. This implies that objects with a housing surface of about 1,000 m² could be supplied by the selected cogeneration plants. If one assumes that average flats in multiple family dwellings have housing surfaces of 70 m², a building consisting of 14 housing units will be assumed as the object of our observation.

Therefore, the following assumptions will be made about the fictitious object of supply:

Table 16: Parameters of the Fictitious Object of Supply

Number of Flats	14
Housing Surface/Flat (m ²)	70
Total Surface (m ²)	980
Persons/Flat	2.5
Total Number of Persons	35
Specific Annual Demand for Heating (kWh/m ² a) ¹⁸	100
Annual Demand for Heating of the whole surface (kWh/a)	98.000
Demand for Warm Water (kWh/a) ¹⁹	23.000
Sum of Demand for Surface and Water (kWh/a)	121.000
Peak Load (kW) ²⁰	78.4
CHP Plant Proportion of the Peak Load (CHP Plant Performance of 10.5-13 kW _{th})	13.4-16.6%

Source: Own Presentation

Within the scope of the comparison, gas cogeneration plants using lean-burn operations equipped with an oxidation catalytic converter, a performance modulating gas cogeneration plant with λ-1-

¹⁸ This value corresponds to the maximum limit permitted by the German statutory regulation on heat insulation enacted in 1995 and can be interpreted as a representative value for the actual stock of flats.

¹⁹ The annual demand for warm water can be calculated by using the following formula which is an applied standard in practice:

$$n * 0,045 \text{ m}^3/\text{Person} * \text{d} * 365 \text{ d} * 1,163 \text{ kW}/\text{K} * \text{m}^3 * \Delta T$$

with n standing for the no. of persons, 0,045 m³ for the consumption of warm water per person and day, 1,163 kW/Km³ for specific heat coefficient of water and ΔT standing for the necessary temperature difference of 35 K.

²⁰ As far as the calculation of the peak load is concerned, a peak load of 80 W/m² will be assumed.

operation and a three-way catalytic converter, and two diesel cogeneration plants with soot filters will be included. As reference systems on behalf of the heating plants and as a supplementary boiler to the cogeneration plants, a low-emission gas-burner (according to the ecolabel RAL-UZ 39) as well as a combined oil burner and boiler units (corresponding to RAL-UZ 46) will be assumed; this can be justified by the fact that these systems supply heating temperatures comparable to those supplied by cogeneration plants. In this context, the gas-special heating boiler will be assumed as a supplementary boiler for the cogeneration plants working with gas whereas the oil-burner/boiler combination will be assumed for diesel cogeneration plants.

The analysed cogeneration plants and heating systems are characterised by the parameters assembled in the following table. The parameters of the cogeneration plants are based on the information provided by the producers whereas the values in the field of heating plants stem from the average values of products which are eligible for the existing ecolabel for heating plants and are based on data provided by the Federal Environmental Agency.

Table 17: Parameters of the Examined Cogeneration Plants and Gas Heating Systems

	Gas CHP Plant 1	Gas CHP Plant 2	Diesel-CHP Plant 1	Diesel CHP Plant 2	Gas burner	Oil Burner/Boiler
Thermal Performance (kW _{th})	12.5	6.0-12.5	10.5	13	2 boilers à 40	2 boilers à 40
Thermal Efficiency Factor (%)	61	65	59	62	Nominal Utilization Ratio: 92	Nominal Utilization Ratio: 94.7
Electrical Performance (kW _{el})	5.3	2-4.7	6	6	---	---
Electrical Efficiency Factor (%)	27	25	30	28	---	---
Power-to-Heat Ratio	0.44	0.38	0.51	0.45	---	---
Means of Exhaust Gas reduction	Lean-burn with Oxidation Catalytic Converter	Three-way Catalytic Converter	Soot Filter	Soot Filter	---	---
CO-Emissions (mg/kWh _{in}) ²¹	24.7	311.8	327.3	304.8	11.2	15.9
NO _x -Emissions (mg/kWh _{in}) ²²	391.6	65.4	2438.1	1918.9	46.8	96.1
Specific Fuel Demand (kWh _{in} /kWh _{th})	1.64	1.54	1.69	1.61	1.09	1.10
Specific CO ₂ -Emissions Factor (g/kWh _{in}) ²³	198.54	198.54	267.76	267.76	198.54	267.76

Source: self-created presentation, data sources manufacturer survey, data bank Federal Environmental Agency

²¹ Milligram per kWh fuel input. The values were calculated by using the data from the manufacturer survey, which had been given in part as other physical units (ppm, mg/Nm³) and had to be transformed into a uniform scale.

²² The values had been calculated on the basis of statements by the manufacturers as well.

²³ Specific CO₂ emission factors for natural gas and diesel according to GEMIS 4.0.

The emission levels of cogeneration plants expressed in relation to the values demanded by TA Luft are

	NO _x	CO
Gas-cogeneration plant 1	0.7 TA	0.04 TA
Gas-cogeneration plant 2	0.1 TA	0.6 TA
Diesel-cogeneration plant 1	0.6 TA	0.4 TA
Diesel-cogeneration plant 2	0.4 TA	0.4 TA

With respect to CO and NO_x, the emissions of gas cogeneration Plant 1 and gas cogeneration Plant 2 are far below average. Both observed diesel cogeneration plants show relatively low emission levels.

It was further assumed that cogeneration plants achieve operating times of 6000 h/a if covering about 15% of the peak load; therefore about 70% of the annual demand for heat is covered. As far as the examined performance modulating cogeneration plant is concerned, an operating period of 7000 hours per year under a medium performance is assumed²⁴. As a means of covering the peak load, the cogeneration plants are equipped with a supplementary heating boiler. In our fictitious example (peak load 80 kW_{th}), two additional boilers of a performance of 40 kW each are assumed.

The operating periods and overall performances illustrated in table 18 can be determined for the different scenarios.

Table 18: Operating Periods and Total Warmth Amount of the compared Systems

	Gas CHP Plant 1	Gas CHP Plant 2	Diesel CHP Plant 1	Diesel CHP Plant 2	Special gas Boiler	Oil Burner/Boiler
Performance of the Cogeneration Plant (kW _{th})	12.5	10.7	10.5	13	---	---
Performance Boiler (kW)	80 (2x40)	80 (2x40)	80 (2x40)	80 (2x40)	80 (2x40)	80 (2x40)
Operating Hours Cogeneration Plant (h/a)	6000	7000	6000	6000	---	---
Total Heat Amount Cogeneration Plant (MWh/a)	75	74.9	63	78	---	---
Total Heat Amount Boiler (MWh/a)	46	46.1	58	43	121	121
Working Hours Boiler (h/a)	575	576	725	538	1513	1513
Total Heat Amount Cogeneration Plant and Boiler (MWh/a)	121	121	121	121	121	121

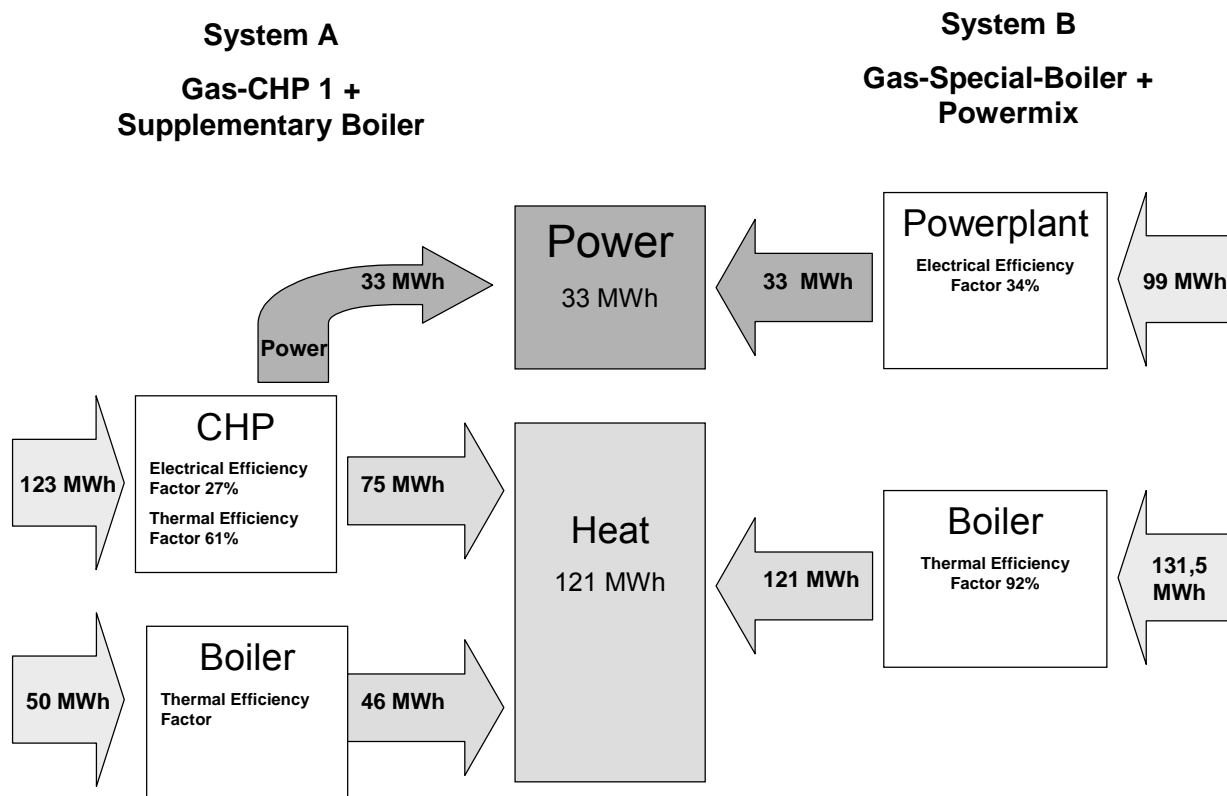
Source: self-created presentation

²⁴ The selected scenario used for the comparison does not correspond to the optimal conditions of configuration, as far as the performance modulating cogeneration plant is concerned. An optimal use of the plant is generally ensured when it covers 30% of the peak load. In order to assess the different systems according to a uniform and comparable scale, it will be examined under conditions below the optimum.

The losses occurring in the process of the heat distribution have been neglected since it is assumed that they are equal in all cases of supply. The supplementary electrical consumption of the analysed systems will not be taken into account because the manufacturers of the cogeneration plants could not provide any precise data.

The power which is generated by the cogeneration plant will be treated as a credit in form of a power credit. For that reason, the method used by ASUE will be applied.²⁵ In the following illustration this method will be presented by using the example of the gas cogeneration Plant 1.

Figure 23: Comparison of Heat Generated by CHP and without CHP



Source: self-created presentation

In System A (cogeneration process) both power and heat are generated simultaneously by the cogeneration plant and additional heat is generated by the supplementary boiler. In System B the boiler generates solely heat. As a way of rendering both systems comparable to each other, the system will be extended by the corresponding amount of power produced by power plants.

Since the calculation should refer to the generated heat, the primary energy demand and the emissions of the power generated without CHP will be subtracted from the primary energy demand and the emissions of the cogeneration plant.

²⁵ Various other models for the determination of credits or the comparison between power and heat production in both ways - with or without combined heat and power - can be found in the literature (e.g. Baehr & Drake 1995; Substitution Efficiency Factor in Tolle; Method of Power Credit in Suttor & Müller 1999, p. 53; Consideration of Energy Losses according to Lucas & Fischer 1999,). However the ASUE method is the most frequently used analytic method in practice (see for instance Enquête-Kommission 1995, pp. 322 ff., Gailfuß 1998, p. 5).

In order to determine the size of the power credit granted to the cogeneration plant, data by “Öko-Institut” (1997) and GEMIS 4.0 will be used. The emission factors stated in this context partially differ from those of other sources (e.g. VDEW 1.0). The data of Öko-Institut 1997 and GEMIS 4.0 was chosen as the basis of our analysis because this data is based on average values. Other data sources assume in part the emission levels of modern power plants, which are no realistic approximations of the average power plant mix prevailing at present.²⁶

4.3.2 Results

The values compiled in the next table can be determined for the systems described above. Table 19 shows the demand for primary energy and emissions without yet taking the power credit into account.

Table 19: Demand for Primary Energy and Emissions of the Systems of Comparison without Power Credit

	Gas CHP Plant 1	Gas CHP Plant 2	Diesel CHP Plant 1	Diesel CHP Plant 2	Special Gas Boiler	Oil Burner/Boiler
Fuel Input (MWh/a)	173.0	165.3	168.0	171.2	131.5	127.8
CO ₂ (t/a)	34.34	32.83	44.99	45.84	26.11	34.21
NO _x (kg/a)	50.5	9.9	266.5	245.8	6.2	12.3
CO (kg/a)	3.6	36.5	35.9	39.1	1.5	2.0

Table 20 shows the values which result for the power credits to the four cases. The power credit is calculated on the basis of the German average power plant mix including transportation losses according to Öko-Institut (1997).

Table 20: Power Credit on the Basis of the German Power Mix (according to Öko-Institut 1997, p. 24 ff.)

	Gas-Cogeneration Plant 1	Gas-Cogeneration Plant 2	Diesel-Cogeneration Plant 1	Diesel-Cogeneration Plant 2
Power-to-Heat-Ratio	0.44	0.38	0.51	0.45
Generated Power (MWh/a)	33197	28808	32034	35226
Use of Primary Energy Power Mix (kWh/kWh) ²⁷	2.98	2.98	2.98	2.98
Use of Primary Energy for the Generated Power (MWh/a)	98.96	85.87	95.49	105.00
Emissions CO ₂ (g/kWh)	646.82	646.82	646.82	646.82
Emissions CO ₂ (t/a)	21.47	18.63	20.72	22.78
Emissions CO (mg/kWh)	225.42	225.42	225.42	225.42
Emissions CO (kg/a)	7.48	6.49	7.22	7.94
Emissions NO _x (mg/kWh)	592.68	592.68	592.68	592.68
Emissions NO _x (kg/a)	19.67	17.07	18.99	20.88

²⁶ In order to gain a better insight into the differences of the different data sources, see Hertle u.a. (1999, p. 80f.) or Öko-Institut (1997, p. 14f.).

²⁷ Necessary amount of primary energy to produce one kWh of power calculated on the basis of the German average power plant mix including losses arising from the process of transportation and distribution according to Öko-Institut (1997, p. 29).

The following table shows the total outcome of the heating systems, when the power credit is taken into account. In this context, the consumption of primary energy and the emissions which would be necessary, if they were to be produced from the average German power plant mix, will be subtracted from the primary energy demand and the emissions of the cogeneration plants.

Table 21: Demand for Primary Energy and Emissions of the Compared Systems including Power Credit Calculated on the Basis of the German Average Power Mix

	Gas CHP Plant 1	Gas CHP Plant 2	Diesel CHP Plant 1	Diesel CHP Plant 2	Special Gas Boiler	Oil Burner/Boiler
Fuel Input (MWh/a)	74.00	79.47	71.83	65.43	131.5	127.8
Emissions CO ₂ (t/a)	12.87	14.19	24.89	23.75	26.11	34.21
Emissions NO _x (kg/a)	30.8	-7.2	247.2	224.9	6.2	12.3
Emissions CO (kg/a)	-3.9	30.0	28.7	31.1	1.5	2.0

Source: self-created presentation

There has been a long debate with regard to the issue of power credits used in lifecycle assessments, especially which kind of power supply should be used for the means of comparison (see for instance Fichtner 1986; Öko-Institut 1997; Ménard et al. 1998). Frequently the average German power mix is employed as a yardstick in this context. On the other hand, it has been emphasised in several publications on this topic that power stemming from cogeneration plants usually substitutes medium load power which is predominantly produced by coal-fired power plants at present in Germany (Fichtner 1986, p. 66; Öko-Institut 1997, p. 14).

Moreover, the question must be posed as to how cogeneration plants should be judged in comparison to heating systems combined with power generation in natural gas fired combined cycle gas turbines (CCGT). The importance of this question is reinforced by the fact that a future extension of the power production capacity, particularly with regard to CCGT plants, is awaited; therefore one has to presume that cogeneration plants will be increasingly faced by competition for power generation from CCGT power plants in the future.

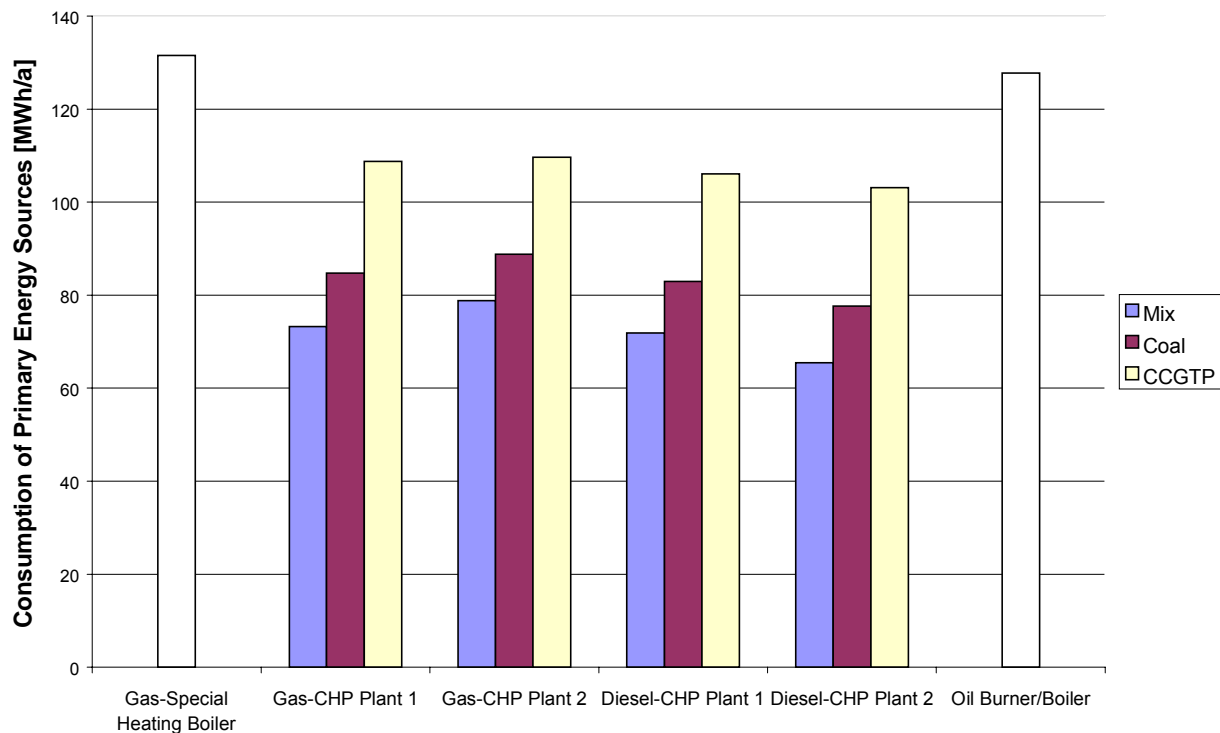
Since the outcome of the comparison largely depends on the type of power generation chosen, power credit on the basis of coal-fired power plants and on the basis of CCGT power plants will be calculated additionally. Transmission losses of 2.5% are assumed for the central power supply (coal-fired power plant, CCGT power plant) (see Traube & Schulz 2000).

The results of the three different power credits are summarised in the following figures. Tables listing the corresponding values can be found in the appendix.

4.3.2.1 Consumption of Primary Energy

Irrespective of the kind of power credit, all cogeneration plants have advantages in comparison to heating plants when examining the consumption of primary energy.

Figure 24: Consumption of Primary Energy Sources of the Compared Systems



The more power produced by a cogeneration plant, the better its ecological advantages when the power credits referring to the average power mix or coal-fired power plants are taken into account. Gas cogeneration Plant 2 has the lowest electrical efficiency and therefore generates the lowest amount of power.

In all cases, the difference between a credit based on the power mix and based on a coal power plant amounts to about 5 MWh; the difference between the power credit calculated by assuming an average power mix and credit calculated on the basis of a CCGT power plant falls between 35 and 40 MWh, which can be explained by the different efficiency factors of the power plants.

Table 22 shows the consumption of primary energy sources of cogeneration plants in relation to heat produced by heating plants. In this context, the gas cogeneration plants will be put in relation to gas-heating boilers and the diesel cogeneration plants will be judged against the oil-burner/boiler combination. The consumption of primary energy of each heating plant is set at 100%.

Table 22: Consumption of Primary Energy of the Cogeneration Plants in Relation to Heating Boilers

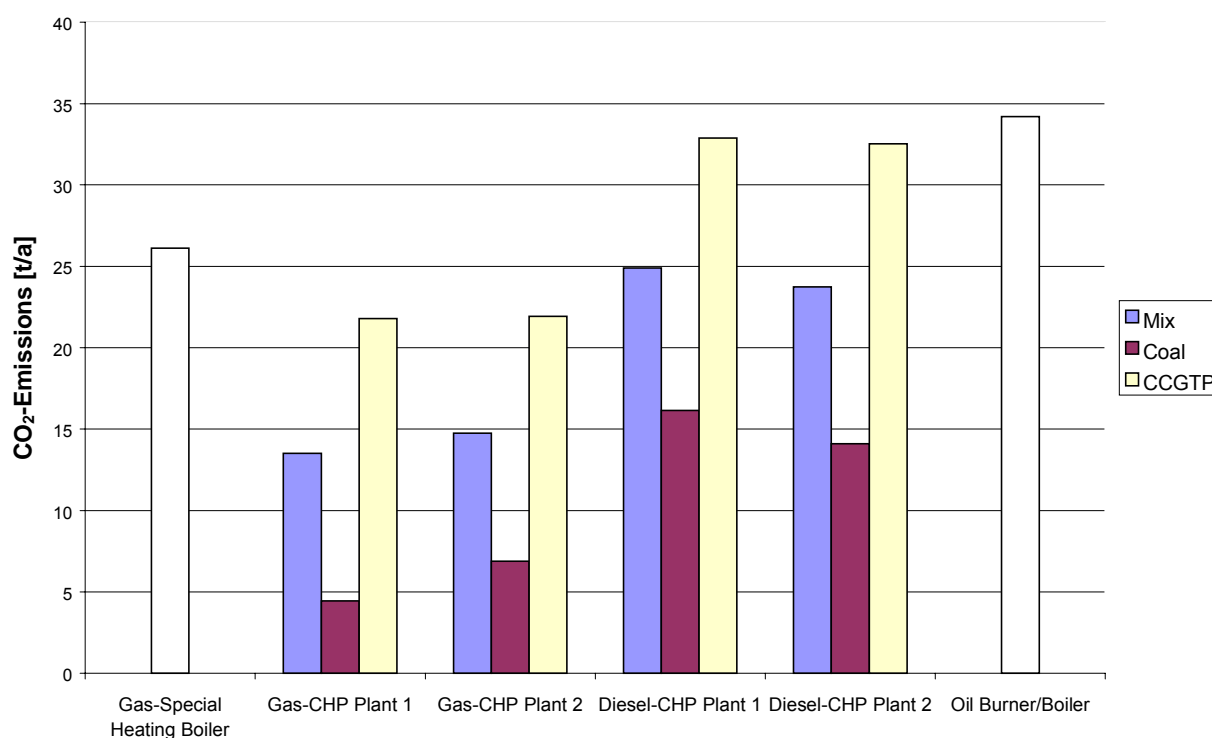
	Power Mix	Coal Power Plant	CCGT Plant	Heating Plant
Gas-Cogeneration Plant 1	55.70%	64.43%	82.68%	Special Gas Boiler: 100%
Gas-Cogeneration Plant 2	59.94%	67.51%	83.35%	
Diesel-Cogeneration Plant 1	56.21%	64.88%	83.01%	Oil-Burner-Boiler: 100%
Diesel-Cogeneration Plant 2	51.21%	60.74%	80.68%	

Depending on the particular power credit, there are average reductions to the consumption of primary energy of 44% (credit: power mix), 36% (credit: coal power plant) and 18% (credit: CCGT power plant)

4.3.2.2 Emissions of Carbon Dioxide

Within the sphere of CO₂ emissions, a different picture can be drawn. In this respect, the higher emission factor of diesel in comparison to natural gas has a negative impact on the balance of diesel cogeneration plants.

Figure 25: Comparison of the CO₂ Emissions of the Different Systems



It becomes clear that gas cogeneration plants have advantages regarding the emission level of carbon dioxide in comparison to a gas-heating boiler. The diesel cogeneration plants are also advantageous when compared to oil heating plants. This observation is true for all assumed power credits.

The resulting reduction in carbon dioxide emissions strongly varies from power credit to power credit. This is traceable to the fact that coal-fired power plants intended to cover the medium load, clearly emit more CO₂ in comparison to the average power mix due to the qualities of the applied fuel, whereas CCGT power plants fuelled by natural gas clearly expel fewer emissions of CO₂. Both gas cogeneration plants show a particularly positive result since natural gas causes less emissions than diesel.

Table 23: CO₂ Emissions of Cogeneration Plants in Relation to Heating Boilers

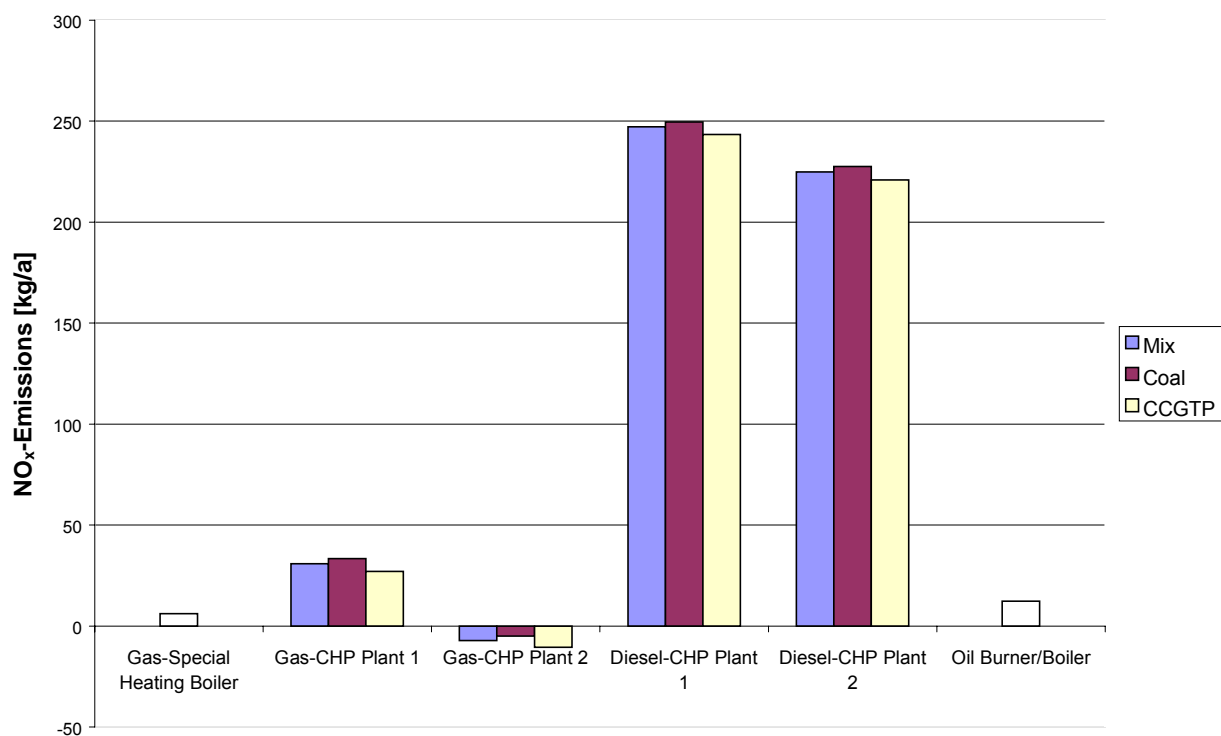
	Power Mix	Coal Power Plant	CCGT Plant	Heating Plant
Gas-cogeneration Plant 1	51.75%	17.00%	83.46%	Special Gas Boiler: 100%
Gas-cogeneration Plant 2	56.50%	26.35%	84.03%	
Diesel-cogeneration plant 1	72.77%	47.18%	96.12%	Oil-Burner-Boiler: 100%
Diesel-cogeneration plant 2	69.41%	41.27%	95.09%	

When comparing the CO₂ emission levels of the systems, one can observe that, depending on the particular power credit, gas cogeneration plants can achieve reductions of the CO₂ emissions by 78% (power credit: coal-fired power plant), 46% (power credit: average power plant mix) and 16% (power credit: CCGT power plant). In the field of diesel cogeneration plants, average reductions of the CO₂ emissions of 56% (power credit: coal power plant), 29% (power credit: power mix) and 4% (power credit: CCGT power plant) could be detected.

4.3.2.3 Emissions of Nitrogen Oxides

When examining the emissions of nitrogen oxides, one observes a different picture. In this context, there are large differences between the single cogeneration plants.

Figure 26: Comparison of the NO_x Emissions of the Different Systems



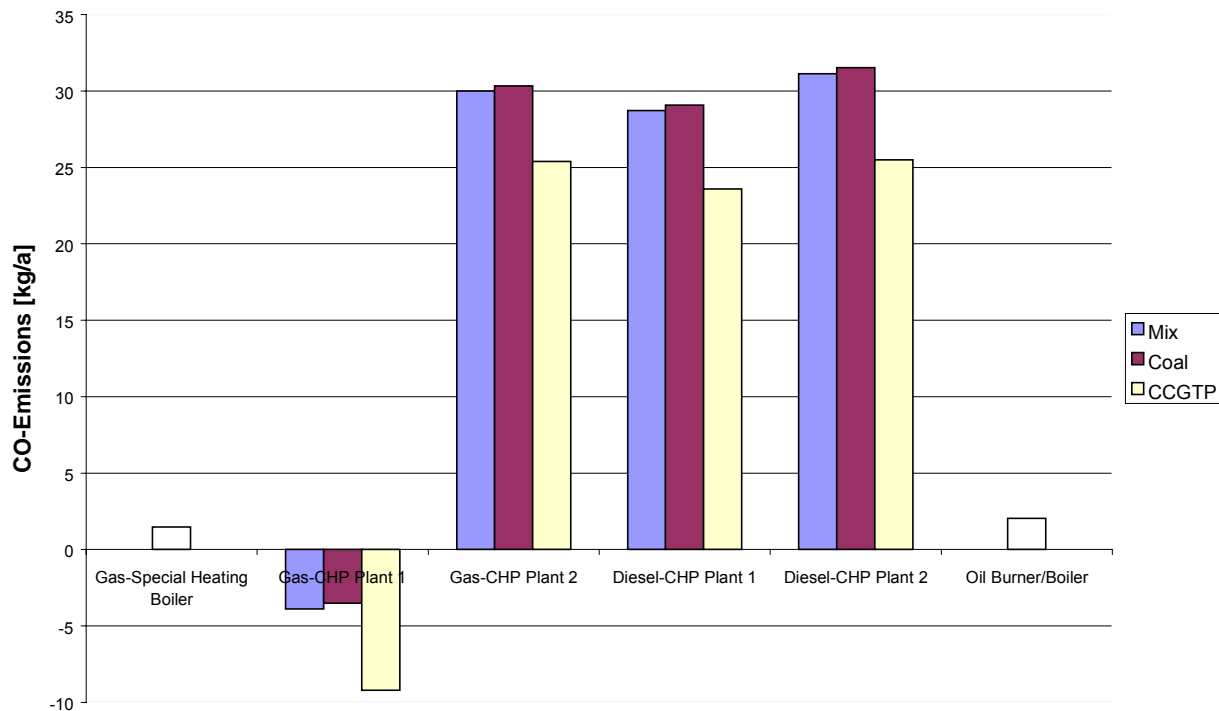
Only gas cogeneration plant 2 releases less NO_x emissions than a gas-special heating boiler. Due to the low emission values and the added power credit, even “negative emissions” result. However diesel cogeneration plants emit clearly higher levels of nitrogen oxides, both in comparison to the heating boilers and to the gas cogeneration plants. Although both observed diesel cogeneration plants emit about one half of the limits demanded by TA Luft in the diesel engine field, they showed very high emission levels in our specific scenario. One must consider however that both observed diesel cogeneration plants show relatively low electrical efficiency factors compared to average diesel cogeneration plants and hence receive only a relatively low power credit.

As far as nitrogen oxides are concerned, the differences between the various power credits are not as strong as in the case of the CO₂ emissions. In general, cogeneration plants show the best result when assuming a power credit calculated on CCGT plants because this type of power generation causes the highest emission levels of nitrogen oxides.

4.3.2.4 Carbon Monoxide

Within the field of CO emission, one can again detect strong differences between the cogeneration plants.

Figure 27: CO Emissions of the Different Compared Systems



Only gas cogeneration plant 1 is in a better position than the gas-heating boiler in this respect; due to the low emission values, one can again observe “negative emissions”. The other three cogeneration plants cause emissions of approximately the same scale which is clearly higher than the level emitted from heating boilers, although all three cogeneration plant show emission levels in the range of ½ TA Luft.

In this respect, the difference between the different kinds of power credit again becomes obvious. When assuming a power credit calculated on the basis of CCGT plants, cogeneration plants also show the best results with regard to CO due to the fact that the CCGT causes the highest amounts of CO emissions of all observed types of power generation.

4.3.3 Conclusion of the System Comparison

As the comparison of the different heating systems makes clear, cogeneration has several ecological advantages when compared to modern heating boilers. The advantages with regard to the consumption of primary energy and the emissions of carbon dioxide are particularly striking. In this regard, all cogeneration plants lead to reductions even when different power credits are assumed. With regard to the emissions of carbon monoxide and nitrogen oxides, it becomes obvious that from an ecological point of view only one of the examined gas cogeneration plants is better than the observed heating plants. The emission values of these advantageous cogeneration plants are far below the average determined by the evaluation of the manufacturer inquiry and at a fraction of the limits demanded by the emission regulation TA Luft. Due to the different technology (combustion engine versus atmospheric combustion) and the different temperatures of operation, one can not

apply the same standards and requirements concerning the emissions of pollutants to heating plants and to cogeneration plants.

The results of our comparison of the different systems are affirmed by other inquiries in this field. When assessing the supply scenario of a swimming pool or a hospital, Greßmann et al. (1999, p. 92) found that cogeneration plants cause lower emission levels of CO₂ but emit higher amounts of CO and NO_x in comparison to gas heating boilers operating at low temperatures. In the example case of a free-standing one-family house ASUE (1998b, p. 15) concludes that cogeneration plants emit lower amounts of carbon dioxide and monoxide but higher amounts of nitrogen oxide than comparable gas-special heating boilers (low temperature boilers). By using the example case of an old peoples' home and a group of several multiple family dwellings, Traube and Schulz (2000) compared a cogeneration plant (equipped with a supplementary boiler) to heat supplied by a heating boiler combined with power supplied through coal-fired power plants or CCGT plants. In this example, the use of cogeneration plants for heating purposes leads to a lower consumption of primary energy and a reduction in CO₂ emissions for both cases. Feist & Baffia (1999) determined the CO₂ emissions within the scope of a comparative analysis of various heating systems used for a low-energy house and a passive house; the authors came to the conclusion that decentralised heating systems using combined heat and power technology causes less CO₂ emissions than other types of heating systems.

In the same way as the other quoted research studies, our analysis affirms that cogeneration plants make an important and clear contribution to the strategy of climate protection. Due to the lucid reductions of both the consumption of primary energy and the emissions of carbon dioxide, the introduction of an ecolabel makes sense from our perspective

5 Participation of the Interest Groups in this Field

According to the principles laid down by ISO 14024, the development of an ecolabel involves the participation of those people and organised groups which are concerned and interested. In order to increase the transparency of the project, these people should become involved from an early stage onwards. This implies presentation of the selected product categories and of the developed requirements. Representatives from the interested groups in this market sector should be given the opportunity to inform themselves about the current state of the developments and should have the chance to tell their opinion.

The inclusion of the interested groups was carried out within the scope of the interviews and talks with manufacturers. Additionally, an expert talk was conducted in co-operation with the federal environmental agency where the results of the analysis of ecological relevance and an outline of the developed criteria were presented and discussed. Representatives of manufacturers, business associations in the field, and of the federal environmental agency participated in this expert talk²⁸

Within the scope of this discussion, the participants were given the opportunity to make a statement with regard to the proposals. As the active participation during the expert talk and further statements in the aftermath of the discussion round showed, the project was met with vivid interest.

In the following, the different attitudes and opinions of the various participants with regard to the proposed requirements will be outlined:

➤ **Environmental Label and Performance Area**

In general, manufacturers and associations support the introduction of an ecolabel for cogeneration plant modules. Yet the majority of the firms favour limiting the performance area to 30 kW_{el} (or even 10 or 20 kW_{el}) because by far the highest amount of plants sold belongs to this performance class. Some manufacturers regarded the performance class until 125 kW_{el} as desirable for the scope of an ecolabel since several communal plants would hence be included and the ecolabel could serve as an essential criteria in the decision-making process of municipalities.

The majority of the producers are in favour of a specification of different requirements for gas and diesel modules.

➤ **Efficiency Factors**

According to the prevailing manufacturers' opinion, minimum requirements concerning the electrical and the overall efficiency factor would make sense. With respect to the efficiency factors, most companies favoured a differentiation between different sizes. This should be accomplished by either dividing the plants into different performance classes or on the basis of a mathematical formula according to which the required efficiency factor could be calculated in relation to the module's performance.

Beyond that, the companies propose fixed outgoing and returning temperatures of 80°C and 60°C.

²⁸ A list of the participants can be found in the appendix.

➤ **Emissions**

Regarding the emissions, the participants were in favour of orienting requirements at the limits of ½ TA Luft, which is regarded as a practical and realistic criteria. As far as the requirements for diesel cogeneration plants were concerned, several manufacturers desired even stricter demands than ½ TA Luft. Others pointed to the fact that, especially for smaller plants, an economic burden would be created since the use of selective catalytic converters would become necessary to achieve this requirement; therefore, the costs of the module would increase by about 25% to 30%.

➤ **Sound Emissions**

The manufacturers hinted at the fact that structure-borne sounds of especially deep frequencies emitted both the module and the exhaust gas system might occur. These sound emissions largely depend on the construction material, the installation methods, and the location in the specific case of application; their relevance therefore only depends to a minor extent on the module itself. Several manufacturers therefore suggested revoking on limits concerning the sound emitted by the module and the exhaust system. On the contrary, to other participants, limits on sound emissions would indeed make sense. The manufacturers therefore recommended mentioning the problem of structure-borne sound within the operating instructions of the product and to provide information about how these sound emissions might be reduced or prevented.

➤ **Maintenance Contracts and Taking Back of the Plants**

The players which participated in our expert discussion support the obligation to offer maintenance contracts. The service-contract pattern developed by VDMA was judged as not precise enough. It was hence suggested to include the necessary repairs in cases of disruption, the supply of working materials, and the disposal of lubrication oil as additionally demanded terms within the contract. Furthermore it was hinted that, in order to ensure the quality of the services, maintenance contracts should be made on the basis of inclusive terms (per operating hour or per kWh) and not on the basis of effort.

An obligation to take cogeneration plant modules back at the end of their life cycle is also supported by the manufacturers.

6 Recommendations of Specified Criteria for an Ecolabel for Small Cogeneration Plants

Based on the results of our inquiry, we generally support the introduction of an eco-label for cogeneration plant modules since they show a high degree of energy efficiency when compared to other types of heating systems. This is due to the fact that less primary energy is consumed, therefore leading to a clear reduction in carbon dioxide emissions. As our survey of the manufacturing firms showed, there are distinct differences between different cogeneration plants in terms of their quality and ecological influence. It is therefore necessary to define requirements.

As the comparison of the heating systems made obvious, diesel cogeneration plants especially show clearly worse results with regard to emissions of NO_x and CO than existing conventional heating plants already certified according to an ecolabel. In this context, one has to analyse under which circumstances an ecolabel might still be suitable for these types of cogeneration plants. From our point of view an ecolabel for cogeneration plants based on diesel technology would also make sense because the advantages regarding the consumption of primary energy and emissions of carbon dioxide outweigh the disadvantages of these plants as far as NO_x and CO emissions are concerned. Furthermore, through the diffusion of diesel cogeneration plants a stronger decentralisation of the energy supply could be achieved because they can also be used in areas and regions lacking a connection to the gas grid infrastructure. The argument in favour of an ecolabel for diesel cogeneration plants is further reinforced by the fact that in the field of heating boilers as well ecolabels for diesel based systems have been developed, for which partially higher limits are admitted than for their gas-fired equivalents. However, in view of the in part clearly higher amounts of emissions (NO_x and CO) in relation to the average values found in our survey, relatively strict requirements concerning emissions should be specified in order to create an incentive for technological improvements.

The ecolabel certification principles for cogeneration modules are recommended in analogy to those in the field of heating boilers. The fundamental principles of certification laid down for heating plants (RAL-UZ 9, 39, 40, 41, 46, 61, 71, 80)²⁹ contain criteria with regard to :

- evidence of the compliance with directives and the authorisation to carry a CE label,
- nominal utilisation ratio or efficiency factor (RAL UZ 71),
- emissions of CO and NO_x as well as soot, organic substances (C_xH_y) and the concentration of CO₂ in the exhaust gas in the field of oil-fired plants (RAL UZ 9 and 46),
- instructions regarding the set up and the operation and
- electric power consumption and water-side flow resistance (see RAL 2000.).

In the following part of the text, we will derive the recommendations of the certification criteria for gas and diesel cogeneration plants. To this end, the characteristics of the requirements will first be

²⁹ RAL UZ 9: Low-Emission Atomizing Oil Burners, RAL UZ 39: Special Gas Boiler, RAL UZ 40: Combination Boilers and Circulating Water Boilers for the Use of Gaseous Fuels, RAL UZ 41: Combined Burner- and Boiler Units Equipped with Gas Burner and Fan, RAL UZ 46: Combined Oil-Burner and Boiler Units, RAL UZ 61: Low-Emission and Energy-Saving Gas-Fired Calorific-Value Heating Devices, RAL UZ 71: Independent Gas Heaters and Gas Heating Elements, RAL UZ 80: Low-Emission Fan-Assisted Gas Burners.

discussed and then the formulated proposal will be presented. The complete proposed texts of the certification principles are included in the appendix.

When developing the requirements, it is necessary to make sure that they are strict enough in order to create incentives for improvements; in addition, they must be formulated pragmatically, i.e. in such a way that cogeneration plants which are able to fulfil all the criteria already exist.

Due to the discussed advantages with regard to the consumption of primary energy and CO₂ emissions, the criteria will be focussed on energy efficiency. Therefore, we recommend to award the ecolabel with the transcription “because energy efficient”.

6.1 Scope

We recommend introducing separate labels for gas and diesel cogeneration modules because both systems differ partially with regard to their catalogue of requirements. Although differences in the field of gas plants were detected in section 4.2.1 concerning the electrical efficiency factors of lean burn engines and λ -1-engines, we do not consider different criteria to be necessary in this context because the lower efficiency factors and higher emissions of lean-burn-engines can be reduced by additional measures (turbo charger and oxidation catalytic converters).

We suggest 125 kW_{el} as the upper limit of the performance range. When taking relevant customer groups for the ecolabel into account (public institutions, municipalities, consumers, private companies), this performance limit seems to make sense, especially when municipal institutions are considered (schools, public swimming pools, etc.). Several manufacturing firms argued that the introduction of an ecolabel for a smaller performance range (up to 20 or 30 kW) would be more advantageous since the largest number of sales are clearly realised within this market segment. However, because of the particularly high relevance of the ecolabel for the public supply, we support a greater performance area. If the performance range was limited to 30 kW_{el}, the number of possible acceptors of the label would be reduced as only about 15 manufacturers produce plants falling within this performance area.

As definition of the scope for which the ecolabel is valid, we propose the following text:

Gas-Cogeneration-Module:
These Basic Criteria apply to engine-powered cogeneration plant modules pursuant to DIN 6280 Part 14 with an electrical output up to and including 125 kW designed for the use of gaseous fuels.

Diesel-Cogeneration Module:
These Basic Criteria apply to engine-powered cogeneration plant modules pursuant to DIN 6280 Part 14 with an electrical output up to and including 125 kW designed for the use of liquid fuels.

6.2 Compliance with Directives

As it was discussed in section 4.2.8, cogeneration plants are obliged to carry a CE label according to various EU directives. This is also a necessary precondition for ecolabel eligibility.

With respect to the compliance with directives, the following formulation is suggested:

Gas-Cogeneration Module:

Prerequisites for award of the ecolabel are a certification of conformity with standards and a licence to use the CE Label according to EC directives 90/396/EEC, 89/392/EEC, 89/106/EEC, 72/23/EEC and the EEC-EMC-directive³⁰.

The manufacturer shall name the agency supervising the manufacture of series products.

Diesel-Cogeneration Module:

Prerequisites for award of the ecolabel are a certification of conformity with standards and a licence to use the CE Label according to EC directives 89/392/EEC, 89/106/EEC, 72/23/EEC and the EEC-EMC-directive³¹. The manufacturer shall name the agency supervising the manufacture of series products.

6.3 Criteria of Energy Efficiency

6.3.1 Efficiency factors

From our perspective, requirements with regard to the overall efficiency factor and the electrical efficiency factor which are the most essential indicators of energy efficiency should be specified. In this context, the demands on the electrical efficiency factor should be stricter, justified by the fact that power constitutes a higher form of energy than heat. The efficiency factors should be determined at outgoing and returning temperatures of 90°C and 70°C.

As far as the overall efficiency is concerned, different performance criteria depending on the modules' performances – as suggested by some producers- are not regarded as useful from our side because only a small degree of dependence on the size could be detected (see Figure 8, p. 28, and figure 9, p. 29).

As minimum limits regarding the overall efficiency factor, we propose:

	Overall Efficiency Factor	Fulfilled by
Gas-Cogeneration-Module	≥ 89%	23 out of 35
Diesel-Cogeneration-Module	≥ 89%	7 out of 14

In the context of the electrical efficiency factor, the survey showed differences depending on the specific performance of the modules, which is also confirmed by the scientific literature in this field

³⁰ EEC Council Directive on Gas Devices 90/396/EEC about an adjustment of the law of the member states for gas consuming devices, EEC Council Directive on machines 89/392/EEC about the law of the member states with regard to machines, EEC Council Directive on Construction-products 89/106/EEC about the adjustment of the member states' law on construction-products; EEC Council Directive on Low Voltages 72/23/EEC, EEC Council Directive on EMC about the adjustment of the relevant law of the member states with regard to electromagnetic compatibility.

³¹ EEC Council Directive on machines 89/392/EEC about the law of the member states with regard to machines, EEC Council Directive on Construction-products 89/106/EEC about the adjustment of the member states' law on construction-products; EEC Council Directive on Low Voltages 72/23/EEC, EEC Council Directive on EMC about the adjustment of the relevant law of the member states with regard to electromagnetic compatibility.

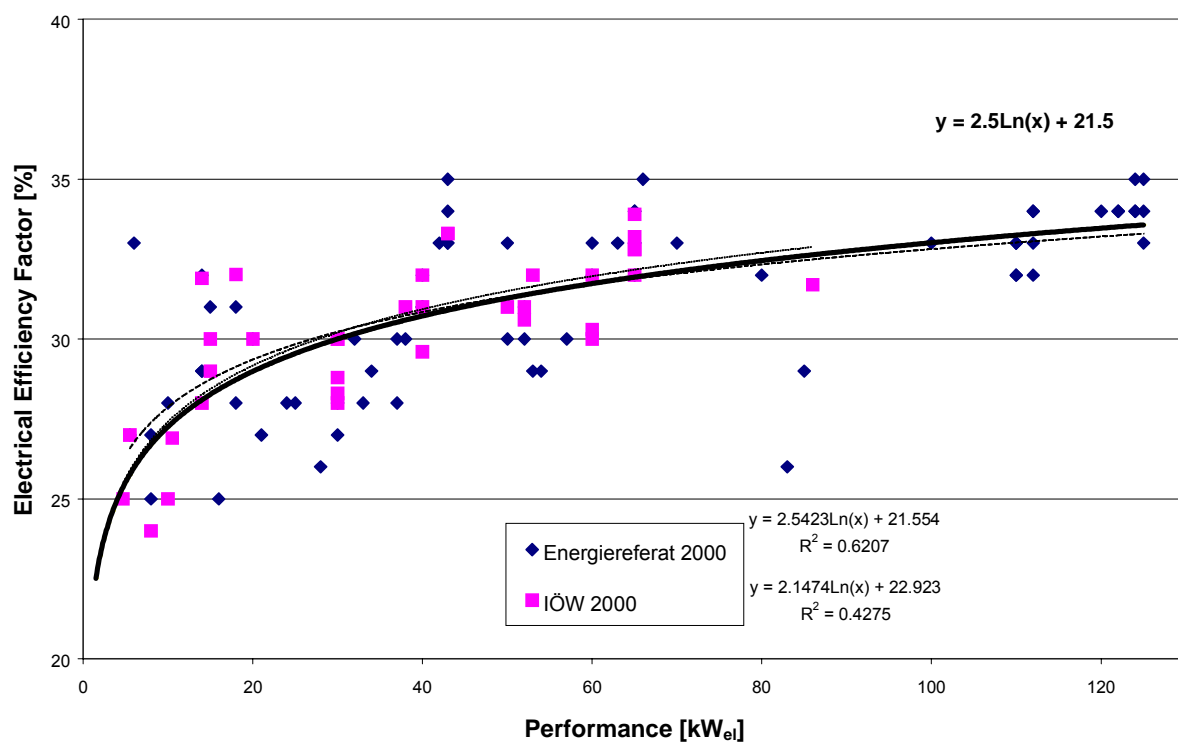
(see Schmitz & Koch 1996). This aspect should be taken into account when specifying criteria relating to the electrical efficiency factors.

The companies suggested establishing different size groups. In this context concrete proposals exist from three manufacturers, differing in both the number of groups, the limits of the groups as well as the demanded minimum values.

The creation of size groups leads to discontinuous jumps whose exact definition can hardly be justified. We therefore recommend determining the minimum value for the electrical efficiency factor by using a mathematical formula. This proceeding is analogous to the criteria regarding the nominal utilisation ratio which are specified in the principles of certification of an ecolabel for several heating plants (RAL-UZ 39, 40, 41, 46, 61). Since the data basis of our survey is relatively small in this respect, resulting in problems with deriving the correlation between the performance and the electrical efficiency factor exactly, additional data stemming from a survey carried out by the Energierreferat of the City of Frankfurt is also used (Energierreferat 2000). Within the scope of this survey 76 gas cogeneration modules and 19 diesel cogeneration modules with a performance up to 125 kW_{el} were analysed.

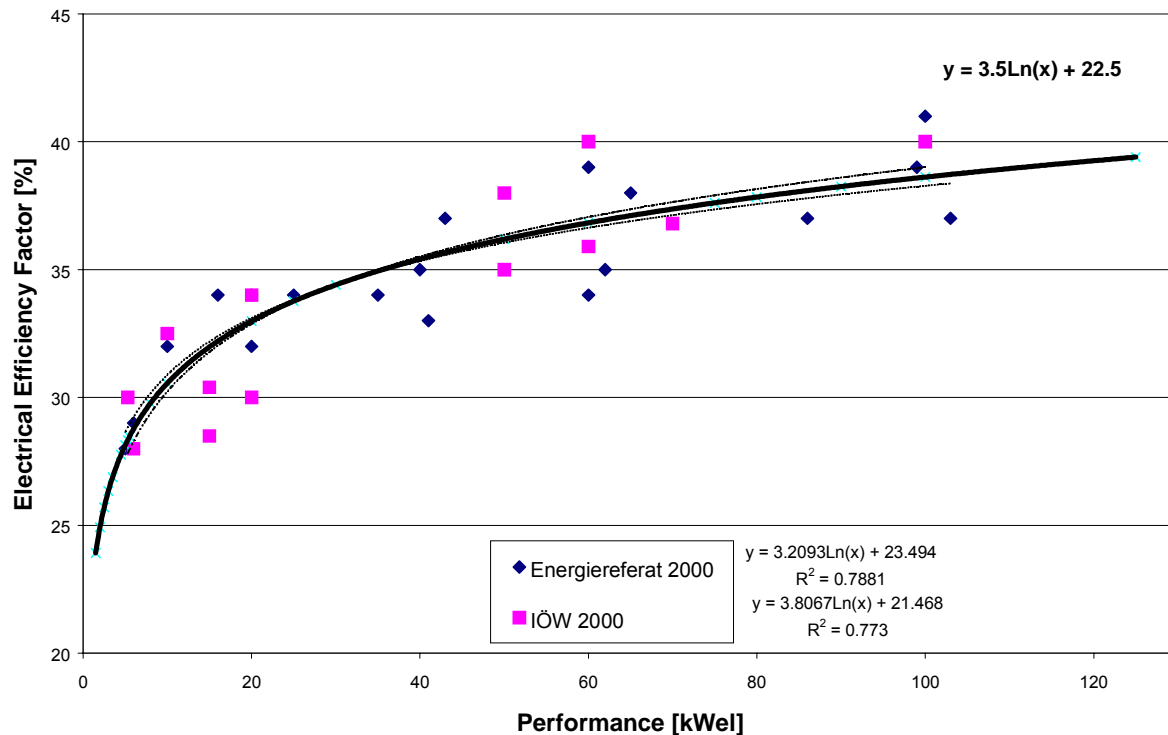
The following figures illustrate the data from our survey and of the Energierreferat Frankfurt survey. It becomes obvious that logarithmic curves are relatively well suited to show the dependence between electrical performance and the corresponding electrical efficiency factor. By using the determined graphs, graph shapes for the ecolabel criteria are suggested which roughly correspond to the shapes of the curves. These curves are emphasised by fat lines in the figures. The equations are given in the upper right hand corner.

Figure 28: Correlation between Electrical Performance and Electrical Efficiency Factor of Gas Cogeneration Modules



source : self-created illustration, Data basis manufacturer survey and Energierreferat 2000

Figure 29: Correlation between Electrical Performance and Electrical Efficiency Factor of Diesel Cogeneration Plants



Source: self-created illustration, Data source manufacturer survey and Energierferat 2000

As minimum values regarding the electrical efficiency factor we recommend:

Gas-cogeneration-Modules: $\eta_{el} \geq 2.5 \cdot \ln(P_{el}) + 21.5$

Diesel-cogeneration-Modules: $\eta_{el} \geq 3.5 \cdot \ln(P_{el}) + 22.5$

η_{el} : electrical efficiency factor

P_{el} : electrical performance

These values are achieved by 19 (out of 35) gas-fired cogeneration modules and 6 (out of 14) modules fuelled by diesel.

6.3.2 Supplementary Electrical Consumption and Partial Load Behaviour

As far as the supplementary electrical consumption of the cogeneration plants is concerned, one can not derive any concrete requirements from the available data yet because of the lack of agreement between experts as to what exactly constitutes supplementary electrical consumption. Given this context, we suggest a process analogous to the case of heating plants. The first draft of the catalogue of requirements should merely contain the obligation of the manufacturers to declare the supplementary electrical consumption of their products. By drawing from the results of this information, a revision could possibly entail a new requirement developed on the basis of this data. Supplementary electrical consumption should be defined as the electricity consumed by the control, the pump for the internal cycle, the ventilation system. The heat water circulation pump should not be taken into account or should be treated separately because the performance consumption of this pump depends on the connection of the cogeneration plant to the heating cycle.

In relation to the plant's behaviour under partial load conditions, the data currently available – though not complete – allows the development of requirements. The ability to operate under partial load conditions should not be a prerequisite; however, this characteristic is desirable and cogeneration plants whose efficiency only slightly decrease at partial load should be recognized. In order to render values for manufacturers comparable in future, the point of reference of partial load efficiency factors should be specified. In this respect we recommend 60% of the nominal load.

Due to the fact that diesel cogeneration plants have better partial load efficiency factors than gas-fuelled ones, we recommend the following requirements for cogeneration plant modules which are operable at partial load.

	Decrease of the Efficiency Factor at Partial Load (60%) by a maximum of		Fulfilled by ³²
	Overall Efficiency Factor	Electrical Efficiency Factor	
Gas-CHP-Plant-Modules	2 percentage points	3 percentage points	approx. 11 out of 19
Diesel-CHP-Plant-Modules	2 percentage points	2 percentage points	approx. 3 out of 5

Cogeneration plants whose minimum load is less than 60% of the full load should mention the minimum load and the efficiency factor achieved under these conditions.

As text defining the requirements for the efficient energy use, we propose the following:

Gas-Cogeneration Modules:
<p>Requirements on Energy Efficiency</p> <p>The efficiency factors have to be determined at outgoing and returning temperatures of 90°C and 70°C.</p> <p>The overall efficiency factor according to DIN 6280 Part 14 must not be lower than 89%.</p> <p>The electrical efficiency factor according to DIN 6280 Part 14 must not be lower than the values that are calculated by using the following formula dependent upon the electrical performance:</p> $\eta_{el} \geq 2.5 \cdot \ln(P_{el}) + 21.5.$ <p>With η_{el} being the electrical efficiency factor and P_{el} being the electrical performance</p> <p>The test report must contain information about the minimum performance condition under which the cogeneration plant can be operated and the overall efficiency factor achieved by the module under minimum performance conditions. In the case of cogeneration plants operable at partial load, the electrical efficiency factor at partial load (60%) must not decrease more than 3 percentage points of the efficiency factor achieved at full load and the overall efficiency must not decrease more than 2 percentage points of the efficiency factor achieved at full load.</p>

³² The total number differs from the number of our survey because not all manufacturers provided information regarding this aspect. The number of cogeneration plants fulfilling this criteria can not be stated exactly because not all of the manufacturers' data was obtained at 60% of the full load.

Supplementary Electrical Consumption

The testing institute shall determine the different values of supplementary electrical consumption as well as water-side flow resistance on the basis of the measuring provision according to Appendix 1 to the Basic Criteria and list them in the test report.

If the device is equipped with a heating water circulating pump, the consumption of electrical performance of this component must be mentioned separately within the report provided.

The measuring uncertainty of the measuring device for the determination of electric power consumption must not exceed $\pm 0,5$ W.

Diesel-Cogeneration Modules:

Requirements regarding the efficient energy use

The efficiency factors should be determined at outgoing and returning temperatures of 90°C and 70°C.

The overall efficiency factor according to DIN 6280 Part 14 must not be lower than 89%.

The electrical efficiency factor according to DIN 6280 Part 14 must not be lower than the values that are calculated by using the following formula in dependent upon the electrical performance:

$$\eta_{el} \geq 3.5 \cdot \ln(P_{el}) + 22.5.$$

With η_{el} being the electrical efficiency factor and P_{el} being the electrical performance.

The audit report must contain information about the minimum performance under which the cogeneration plant can be operated and the overall efficiency factor achieved by the module under minimum performance conditions. In the case of cogeneration plants operable at partial load, the electrical efficiency and the overall efficiency at part load (60%) must not be lower than 2% than the one achieved under full load conditions.

Supplementary Electrical Consumption

See gas cogeneration modules

6.4 Pollutant Emissions

Limits concerning emissions can be defined by drawing from the information available from our survey about the NO_x and CO values. In addition, limits with regard to dust (only for plants fuelled by diesel) and C_xH_y should be specified analogue to the regulation of air-pollutant emissions (TA Luft). Within the field of heating plants, the certification criteria for diesel-fired plants additionally contain requirements for soot and C_xH_y emissions.

When defining the marginal values, we can use the values of TA Luft and the conditions demanded in this context (5 Vol% O_2) as benchmarks. We generally recommend taking the limits of the amended regulation TA Luft as yardstick for the definition of the emission limits because the amendment will be used as reference in future.

Although the TA-Luft amendment will only become valid from 2003 onwards, the ecolabel should begin creating an incentive to use the new values early as means of orientation. Even though the TA

Luft does not apply to cogeneration plants of the observed performance range (fuelled by gas or diesel) the survey made obvious that both consumers and producers of cogeneration plants use these marginal values as benchmark.

The limiting values demanded by the TA Luft amendment roughly correspond to the values of ½ TA Luft and are already achieved by a portion of the observed plants. As far as diesel plants are concerned however, this requirement constitutes a challenge. Only one of the examined diesel-fuelled cogeneration plants is already fulfilling the strict criteria. One has to presume however that when the TA Luft amendment is enacted, stricter standards will also be demanded for diesel CHP plants and demand pressure will result.

We therefore recommend the following limits with respect to NO_x:

	Recommended Maximum Value		Fulfilled by
Gas-Cogeneration-Modules	250 mg/Nm ³	corresponds to TA Luft Amendment resp. ½ TA Luft	19 out of 34
Diesel-Cogeneration Modules	1000 mg/Nm ³	corresponds to TA Luft Amendment resp. ¼ TA Luft	1 out of 14

As far as CO emissions are concerned the following maximum values are suggested:

	Recommended Maximum Value		Fulfilled by
Gas-cogeneration-Modules	300 mg/Nm ³	corresponds to TA Luft Amendment resp. 46% of TA Luft	5 out of 34 ³³
Diesel-Cogeneration Modules	300 mg/Nm ³	corresponds to TA Luft Amendment resp. 46% of TA Luft	3 out of 13

As far as organic substances are concerned, a value of 0.10 g/Nm³, stated as total carbon, is recommended in analogue to the TA Luft amendment. This value is normally not measured by the manufacturers and was only mentioned by a few companies. No data of diesel modules was available but six manufacturers of gas CHP plant modules provided information with this regard; of those plants, three achieve values below 0.10 g/Nm³.

The emission criteria should contain the following text:

Gas-Cogeneration Modules
The emission values listed below – related to exhaust gas under standard conditions (0°C, 1013 mbar) with an oxygen volume content of 5% - must not be exceeded within the entire setting range without making use of a measuring tolerance under para. 6.5 of the DIN EN 267 and the error tolerance of the calibration gases. The measuring unit of the emission values (mg/Nm ³) must be understood as mg of pollutant per standard cubic meter of exhaust gas. Testing shall be done according to the measuring methods listed in para. 4.

³³ Additionally 15 cogeneration plants fulfil ½ TA Luft (325 mg/m³). As far as these plants are concerned, one can presume that they will also be able to achieve the stricter value of 300 mg/m³.

Nitrogen Oxides (NO_x)

The content of nitrogen monoxide and nitrogen dioxide in the exhaust gas must not exceed 250 mg/Nm³ given as nitrogen dioxide.

Carbon Monoxide (CO)

The content of carbon monoxide in the exhaust gas must not exceed 300 mg/Nm³.

Organic Substances

The content of organic substances in the exhaust gas must not exceed 100 mg/Nm³, given as total carbon.

Diesel-Cogeneration Modules:

Same Introduction as in the case of gas-cogeneration-modules

Nitrogen Oxides (NO_x)

The content of nitrogen monoxide and nitrogen dioxide within the exhaust gas must not exceed 1000 mg/Nm³, stated as nitrogen dioxide.

Carbon Monoxide (CO)

The amount of carbon monoxide contained by the exhaust gas must not exceed 300 mg/Nm³.

Dust

The total content of dust within the exhaust gas must not exceed 20 mg/Nm³.

Organic Substances

The content of organic substances in the exhaust must not exceed a concentration of 0.10 g/Nm³, stated as total carbon.

6.5 Sound Emissions

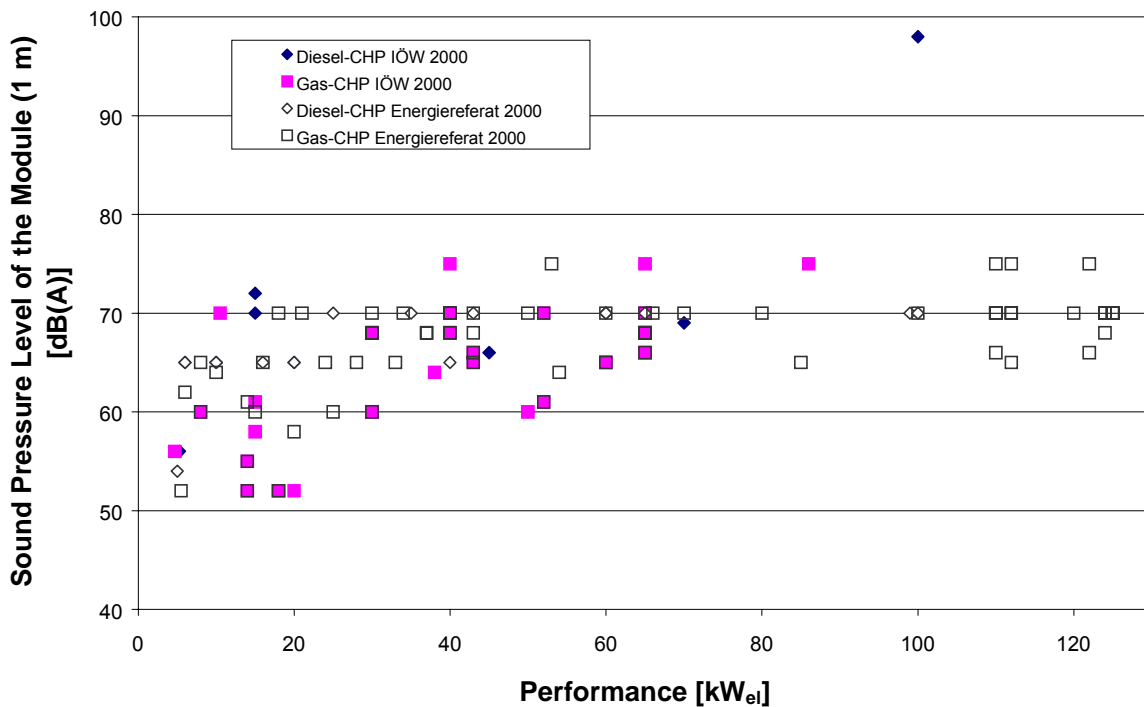
When determining limits with regard to sound emissions, one has to consider that sound emissions of the module are measured under standard conditions and are usually strongly influenced by the specific circumstances (building material, type of installation, etc.). In this context, especially problematic structure-borne sound emissions of low frequency levels can occur in both the module itself and the exhaust gas system. We therefore recommend renouncing demands with respect to exhaust sound because the sound is influenced in a stronger way by the specific circumstances rather than by the module itself. Furthermore, the exhaust sound emissions can be reduced by additional measures such as additional exhaust gas sound silencers.

We propose defining a requirement for module sound however because noise emissions are a relevant problem of cogeneration plants and should be taken into account by criteria for the ecolabel in order to create incentives. Furthermore, limits for sound emissions are also part of certification principles for other ecolabels.

Due to the fact that sound emissions can further be reduced by additional methods if necessary, the limits should not be specified too strictly.

Supplementary to our data, the values stemming from the survey of Energierferat Frankfurt (Energierferat 2000) will be analysed in this context.

Figure 30: Module Sound of Cogeneration Modules



Source: self-created presentation, data source manufacturer survey and Energierferat 2000

Figure 30 makes clear, that smaller cogeneration plants of up to approx. 20 kW_{ei} generally cause fewer sound emissions than larger equivalents. This phenomenon can be traced back to the smaller size which makes it easier to build a case. Because this fact should also be reflected in the criteria specifications, we propose a differentiation. According to our opinion, the following limits should be used:

Table 24: Recommended Maximum Values for the Sound Pressure Levels (1 m)

	At Performance	Module Sound	Fulfilled by
Gas-cogeneration-Module	≤ 20 kW _{ei}	56 dB(A)	6 out of 10
	> 20 kW _{ei}	66 dB(A)	12 out of 23
Diesel-Cogeneration Module	≤ 20 kW _{ei}	60 dB(A)	1 out of 6
	> 20 kW _{ei}	66 dB(A)	3 out of 6

In order to relieve the producers from too much measurement effort, the sound pressure level should be measured from a distance of 1 m as the manufacturers already do. The measurements should be conducted according to DIN 45635 Part 1 and 11. The values of the sound performance level (according to DIN 45635) can be estimated by using this data.

Due to the problems arising from sound with deep frequency levels one has to deliberate whether the manufacturers should be obliged to carry out single octave analysis in order to specify special criterion with regard to deep frequency levels within the scope of future revision of the ecolabel.

As a means to reduce structure-borne sound emissions, the manual of installation should contain further hints about this problem as well as recommendations of how to avoid structure-borne sound.

The following text is recommended as formulation of the requirements with regard to sound emissions:

Gas-Cogeneration Modules:	
The sound pressure level of the cogeneration module measured from a distance of 1 m should not exceed the following values:	
At an electrical performance ≤ 20 kW:	56 dB(A)
and at an electrical performance > 20 kW:	66 dB(A)
measured according to DIN 45635 Part 1 and Part 11.	

Diesel-Cogeneration Modules:	
The sound pressure level of the cogeneration module measured from a distance of 1 m should not exceed the following limits:	
At an electrical performance ≤ 20 kW:	60 dB(A)
and at an electrical performance > 20 kW:	66 dB(A)
measured according to DIN 45635 Part 1 and Part 11.	

6.6 Service Life and Maintenance

In section 4.2.5 it was stated that full maintenance contracts according to the specification of VDMA service contracts corresponds to warranty services for ten years. As recommendation for ecolabel certification criteria, it is suggested that the manufacturers must offer full maintenance contracts either by themselves or by specially trained partner companies for this purpose.

When formulating the criterion for full maintenance contracts, we recommend using the definition of Berndt (1997, S. 170) as a pattern. According to his point of view, a maintenance contract includes the periodic carrying out of inspections and servicing measures (e.g. oil exchange or substitution of the sparking plug) repairs and installation measures in order to prevent disruptions during the process of operation, the maintenance resp. the overhaul necessary after a longer period of operation, the supply of the necessary operating materials (such as lubrication oil), the substitution of worn out components (e.g. sparking plugs) and spare components (e.g. cylinder heads) for the maintenance works and the accomplishment of repairs and overhauls as well as the disposal and recycling of used operating materials and defective components.

Analogous to the ecolabel for heating plants, requirements for the operation manual, installation and maintenance should be formulated in such a way that trained expert staff can operate the cogeneration plant correspondingly to the other criteria. The definition of these specifications can be formulated in a similar way as in the case of the certification principles for heating plants.

The following formulation is suggested as requirement for the maintenance and the instructions of installation and operation:

Gas and Diesel-Cogeneration Modules:
<p>Maintenance Contract</p> <p>The applicant obliges himself to offer a full maintenance contract for his product comprising the following services:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Accomplishment of periodic inspection and maintenance measures (e.g. oil and sparking plug change), (2) Accomplishment of corresponding repairs and installation works to eliminate disruptions of the operating process, (3) The necessary maintenance, respectively overhaul of the plant after a longer period of operation, (4) Supply of necessary materials for the process of operation (e.g. lubricating oil), worn out components (e.g. sparking plugs) and spare parts (such as cylinder heads) for the maintenance works mentioned above (no.1) and repairs and overhauls (no. 2 and no. 3), (5) Disposal of used materials of operation and defective components. <p>Setting and Operation Instructions</p> <p>The Setting Instructions must include precise and definite information on the proper adjustment of the cogeneration plant by the expert. Adjustment according to the Setting Instructions must enable the operator to meet the requirements for efficient energy utilisation and emissions during operation. The Setting Instructions must include detailed information on how to adapt the cogeneration plant to the exhaust gas system, as well as recommendations of how to avoid structure-borne sound.</p>

6.7 Appropriate Construction for Recyclability

As section 4.2.6 showed, most producers are striving to construct their products in an appropriate way for recycling but without sticking to the guidelines for recyclability construction. Due to the fact that cogeneration plants constitute devices of a long service life with relatively little variety of applied materials can a requirement on construction for recyclability be renounced.

In order to ensure appropriate disposal, the manufacturers should oblige themselves to take their products back at the end of their service life.

In this field, the following text is recommended:

Gas and Diesel-Cogeneration Modules:
<p>The applicant obliges himself to take his products carrying an ecolabel back after their use in order to recycle them. Components which can not be recycled must be disposed of in an ecologically appropriate way.</p> <p>The product's instruction manual must contain information about the possibilities for plant return to the producer.</p>

Table 25: Summary of the Proposed Requirements

Product	Efficient Energy Utilisation			Emissions				Sound Pressure Level		Other Requirements
	Overall Efficiency Factor	Electrical Efficiency Factor	Requirements under Partial Load	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	Dust (mg/Nm ³)	Org. Subst. (mg/Nm ³)	at an Performance ≤ 20 kW _{el} (dB(A))	at an Performance > 20 kW _{el} ≤ 125 kW _{el} (dB(A))	
Gas-Cogeneration Module	89%	$\eta_{el} \geq 2.5 \cdot \ln(P_{el}) + 21.5$	The electrical efficiency factor at partial load (60%) must not decrease more than 3 percentage points of the efficiency factor achieved at full load and the overall efficiency must not decrease more than 2 percentage points of the efficiency factor achieved at full load.	250	300		100	56	66	<ul style="list-style-type: none"> - Compliance with Directives - Declaration of Supplementary Electrical Consumption - Offer of Maintenance Contracts - Take Back of Plants - Requirements on Operation Instructions
Diesel-Cogeneration Module	89%	$\eta_{el} \geq 3.5 \cdot \ln(P_{el}) + 22.5$	The electrical and the overall efficiency factor at partial load (60%) must not decrease more than 2 percentage points of the efficiency factors achieved at full load.	1000	300	20	100	60	66	<ul style="list-style-type: none"> - Compliance with Directives - Declaration of Supplementary Electrical Consumption - Offer of Maintenance Contracts - Take Back of Plants - Requirements on Operation Instructions

7 Fuel Cells

From a long-run perspective, the primary energy sources natural gas and oil will become scarce. For this reason, the development of technology of the future energy supply must already be striven for now. Besides regenerative energy sources such as photovoltaic, solar heat, and wind power is fuel cell technology presented as a way of energy generation promising high future potential.

Fuel cells are based on a completely different kind of technological principle as cogeneration plants but in stationary appliances they can be used for similar applications. A high future potential of this technology is expected. This study examines how relevant they are at present and how they should be included into the development of an ecolabel.

In the following part of the study, the fundamentals of fuel cell technology will first be described and the various types of fuel cells will be presented. Then the current market, including the market potential, will be discussed. Finally an estimation of the ecological impact of fuel cells will be carried out.

7.1 Fundamentals

Fuel cell technology has been known already for more than 150 years. In 1839 the English scientist Sir William Robert Grove discovered the principle of the fuel cell. When Werner von Siemens discovered the electro-dynamic principle at the end of the 19th century, fuel cell technology already seemed to be out of date. Due to the increasing development of generators, the fuel cell lost its technological significance (HGC 1998).

The fuel cell principle functions in the same way as a battery which is permanently supplied with fuel. In the course of the discussion about the limits of primary energy carriers, the application of the fuel cell for the generation of power was rediscovered. The discussion in favour and against hydrogen supply has further supported the development of fuel cells for stationary and mobile applications. In recent years many firms, primarily in the US, were striving for the development of various types of fuel cells. One can distinguish six types of cells, only two of which are interesting for the performance area below 100 kW_{el}.

Fuel cell types usually differ with regard to their electrolytes and the resulting operation temperature at which the electrochemical process occurs within the stack of cells (OTTI 1999).

Every fuel cell system consists of a stack of cells, a gas processing system, and the power electronics as well as devices of measurement and steering. Depending on the kind of application, a cooling system for the use of the heat can be installed.

Cell stack : A fuel cell or a stack of cells generally stands for the connection of single cells in series. A single cell consists of an electrolyte which is surrounded by electrodes (anodes and cathodes) on the left and on the right. At the anode the fuel gas (hydrogen) is injected and at the cathode air (oxygen) is injected. The electrolyte separates the side of the fuel gas from the air side. Depending on the specific cell type, the charge is either transported from the cathode to the anode or vice versa. The bipolar separation often includes an integrated cooling plate before the next cell with the same pattern starts. A single cell generates a voltage of 0,7 Volt. Due to series

connections correspondingly higher voltages and hence performances can be generated.

Gas processing system : The gas processing system depends on the type of fuel used. Generally, fuel cells work with hydrogen which can be either produced by electrolyse, or generated from natural gas, special gases or petrol, and diesel. Depending on the particular cell type however, the demand on purity of the reformed gas differs. The alkaline fuel cell (AFC) demands the highest degree of purity since it can only be run by pure substances.

Natural gas constitutes the predominant fuel. It is reformed according to the following steps. In a reformer the natural gas is separated into carbon monoxide and hydrogen at a temperature of about 800°C. Depending on the specific type of cell stack, the reformed gas can be either used directly or another purification can be carried out by oxidising carbon monoxide into dioxide; then the reformed gas can be either purified further or can be used directly.

Power electronics: A cell stack generates DC. For that reason every system needs an inverter which transforms the DC into AC (230 V, 50 Hz). This process is steered and controlled by a steering system. By using internal sensors and data, the system is controlled and steered.

Cooling system: Stationary applications normally use an integrated cooling system for the cell stacks which absorbs useable heat and supplies the client with heat by using heat exchange systems. Mobile systems often emit the heat via the airing to the external environment (HGC 1998).

Figure 31 shows an overview of various types of fuel cells which will be explained in the following part of the study.

Figure 31: Characteristics of different Fuel Cell types³⁴

Type	Cathode and Cathode Gas	Electrolyte	Anode and Fuel Gas	Temperature
PAFC Phosphoric Acid Fuel Cell	Exhaust Gas Air (Free of CO)	Phosphoric Acid H ⁺	Gas, Rich in Hydrogen	200°C
AFC Alkaline Fuel Cell	Mixture: Air (Free of CO ₂) and H ₂ O	Potassium Hydroxide OH ⁻	Exhaust Gas Hydrogen (Free of CO ₂)	70°C
PEFC Polymer Electrolyte Fuel Cell	Exhaust Gas Air (Free of CO)	Polymer Membrane H ⁺	Hydrogen (Free of CO)	80°C
MCFC Molten Carbonate Fuel Cell	Mixture: Air and CO ₂	Molten Carbonate CO ₃ ⁻	Exhaust Gas Natural Gas, CO, Hydrogen	650°C
SOFC Solid Oxide Fuel Cell	Air	Zirkonium Solid Oxide O ⁻	Exhaust Gas Natural Gas, CO, Hydrogen	750°C to 950°C

Source: HGC 1998, 10

➤ Alkaline Fuel Cell (AFC)

During the 1950s the Alkaline Fuel cell (AFC) was developed by the companies VARTA and SIEMENS. The performance of these systems reached to up to 100 kW. The AFCs needed to be supplied by pure hydrogen and oxygen; therefore, the application of the AFC remained limited to areas such as space technology and submarine technology.

The AFC is a typical low temperature fuel cell whose electrolyte can achieve a cell efficiency factor of 60% at 80°C (HdT 2000, OTTI 1999).

➤ Polymer Electrolyte Fuel Cell / Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEFC resp. PEMFC) and Direct-Methanol Fuel Cell (DMFC)

The automobile industry predominantly uses fuel cells based on polymer-membranes (PEFC or PEMFC) and direct-methanol fuel cells (DMFC). The PEMFC works at temperatures ranging between about 60 - 90°C whereas the DMFC operates at temperature levels between 80 - 130°C. Both types differ significantly in terms of their efficiency factors. The DMFC currently achieves a cell efficiency of 20 - 30%; the PEFC on the other hand has an efficiency factor of 50 - 58%. It seems very likely that there will be a strong progress in these area within the next years.

➤ Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)

Beside the low temperature cell PEFC, a fuel cell type with a medium temperature level, the phosphoric acid fuel cell (PAFC) constitutes the most highly advanced fuel cell type within the field of

³⁴ The arrows show the transportation direction of the ions and the exhaust gas.

stationary applications. The PAFC operates at around 200°C with the liquid electrolyte phosphoric acid which is linked in a matrix structure. The PAFC PC 25 offered by the American company ONSI has been available on the market for eight years and therefore constitutes a mature product. There are 200 plants world-wide, twelve of which are sited in Germany and about eight others in Europe.

➤ **Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC) and Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)**

The high temperature fuel cells MCFC and SOFC are also designed for stationary applications. Similarly to the PAFC, the MCFC operates by using a liquid electrolyte with a significantly higher temperature of about 650°C. In contrast, the SOFC works at operating temperatures of about 1000°C and uses a solid electrolyte. Especially in the field of high temperature fuel cells, the development of appropriate materials constitutes one of the largest problems.

7.2 Estimation of the Market Relevance and Potential

➤ **AFC as a Niche Product**

Due to the very high demands on the fuel, the AFC is not appropriate for application in the future stationary energy supply. Pure hydrogen and oxygen are required, whose manufacturing costs would lead to a disadvantageously high price when compared to air or reformed gas (Kordesch & Simader 1996), a disadvantage which will still persist in the future.

➤ **PEFC in the Range > 1W up to 250 kW**

Beside the "large" megawatt and kilowatt applications, smaller systems are also being developed for the use in laptops, mobile phones and as battery substitutes. For this purpose a performance of one to 500 watts is needed. In this performance range, only fuel cells with hydrogen and air supplies were developed. For these fields of application were mainly PEFCs applied since they are the less sensible systems. Many technological developments are currently being pursued in the small systems area. One can not state at this point in time however when the entry of these systems into the market will occur.

Technological improvements and developments to the PEFC are being made in the US, Canada, Japan but also in Europe. Due to its solid electrolyte, the cell can be easily used for mobile applications. In this context, particularly the quick start qualities of the cells are important. The assumption that developments in the mobile area can be directly applied in the field of stationary applications is only partly true. Mobile applications generally have lower demands on the operating time than stationary applications. A car engine achieves a service life of 3000 h whereas the energy supply system of a building must be operated on the average 8000 h per year. Similar to mobile applications, transportable small systems are rarely used continuously.

In Germany the PEFC is currently being tested by the company HGC (Hamburg Gas Consult GmbH) in a field study at various gas and power utilities (e.g. Rheinische Energie AG, Wingas GmbH, Heingas Hamburger Gaswerke GmbH, VNG Verbundnetz Gas AG). A miniature PEFC-cogeneration plant supplied by natural gas achieving an electrical performance of 3 kW and a maximum thermal performance of 8 kW is being used. An optimised series should be tested in a broader field study during the course of 2001 in order to prepare the product for market entry as a series product in 2003. The manufacturer of this plant is Dais Analytic Corp., USA.

Other companies such as John Vaillant GmbH u. Co. have developed design studies of aggregates in similar performance classes. At the end of 2001, field studies with 400 plants are planned in order to test these aggregates (see Anonymous 2000). As with HGC, the performance should be designed for the performance demand of a one-family house or a multiple family dwelling. The first aggregate should be tested with an electrical performance of 4.5 and a thermal performance of 7 kW (HdT 2000). The fuel cell heating plant is equipped with an supplementary integrated heating device which can additionally supply thermal performance in a flexible way (Klinder 2000). Cooperating development partner companies of Vaillant are the American companies Plug Power and General Electric Fuel Cell Systems (GE).

➤ **PAFC for the Range > 100 kW**

Currently PAFCs are available at a performance range of 200 kW_{el} and 220 kW_{th}. The major disadvantage of this fuel cell type is the liquid electrolyte. The plant must be kept at a special temperature in order to prevent the electrolyte from crystallising, which would seriously damage the cell stack in a non-repairable way. PAFCs can be operated either by using reformed natural gas or pure hydrogen. Special gases such as biogas, landfill gas or sewage gas can also be used after having been cleaned up correspondingly; experiments in this field have not yet been published. The electrolyte is sensible towards large amounts of carbon monoxide and various other pollutants which might be contained in special gases (fluorides, chlorides and other halogens).

Besides in the USA, the PAFC is also being developed in Japan. At the beginning of the 1990s a PAFC constructed by the company Fuji was already installed in Sweden. Due to the occurrence of technical problems, this aggregate was removed from the market soon afterwards by its manufacturer.

At this moment the PAFC is developed by International Fuel Cells as well as the companies Fuji Electric, Toshiba, Mitsubishi Electric. A market introduction of 100 kW units is targeted by Fuji Electric for the year 2002. More detailed information however has not been available yet (EscoVale 2000).

➤ **MCFC for the Range > 100 kW**

Due to its high temperature of operation internal reformation can be accomplished within the MCFC itself. This means that the transformation of the fuel gas into hydrogen takes place within the cell stack. The electrolyte is by far less sensitive and can therefore be operated with special gases in a much better way in comparison to low temperature fuel cells. In this context however, the materials and the temperature volatility still poses many demands on research and development.

Among others, the MCFC is being developed by a consortium of several firms under the participation of MTU Friedrichshafen. In Germany the so-called "Hot Module" is installed within the scope of a field test with a performance of 280 kW. Firms in the US are also working on MCFC development for use in systems with performance ranges > 200 kW. All companies started by conducting field studies with 100 kW plants. These plants should foreseeable become designed for performance areas clearly augmenting 100 kW up to the megawatt level (HdT 2000).

➤ **SOFC for 1 kW and the Range > 100 kW**

The SOFC mainly has the same advantages and disadvantages as the MCFC. As in the case of the MCFC, special gases can also be used instead of only natural gas due to the high operating temperatures.

Among other companies, this high temperature fuel cell is being developed by the company Siemens-Westinghouse. The concept is currently being tested in a field study with a plant of 100 kW in the Netherlands. In future however these plants should be sold with performance in the Megawatt area.

The SOFC is also applied within a concept developed by the Swiss company Sulzer Hexis. This plant is currently being tested in a field test with an electrical performance of 1 kW and a thermal performance of 3 kW as well as a thermal burner of 12 kW. Within this context, successful testing has already taken place. Besides natural gas, liquid gas and light fuel oil have also been tested. In the same fashion as the plant offered by HGC, the market entry of this product is being targeted for the year 2003 for mass production (HdT 2000), and a first prototype series should be available in 2001 (Schmidt 2000).

7.3 Pre-selection of appropriate Fuel Cell Types

Within the field of stationary fuel cell plants in the performance range up to 100 kW, only the PEFC and the SOFC are likely to play a relevant role in the near future. The plants have been developed particularly for application in one-family houses and multiple family dwellings. The supply of multiple family dwellings with electrical and thermal energy will probably be accomplished by using an integrated supplemental boiler. These plants can either be operated easily in stand-alone operation or can be connected to the grid. However, so far aggregates in the performance area up to 100 kW have not been designed for alternating current. Hence there is a high demand for research in the field of inverters. When using the plants for one-family houses, the thermal value method can be used with the help of the low return temperatures.

Beside large companies, many universities and institutes are involved in development and research of fuel cell technology. Several projects are being promoted by the EU³⁵ and different countries. This strong development effort in all areas observed at present promises product maturity soon. Business associations and organisations which took place in our survey overwhelmingly expect a very large potential for fuel cells within five to ten years.

7.3.1 Relevant Laws and Agreements

Fuel cell technology is a young technology, a fact which is reflected by the rules and legislative framework. There are hardly any directives which have to be conformed with.

Since the beginning of 2000, fuel cell cogeneration plants up to an electrical performance of 70 kW were classified as gas devices. This implies that a plant carrying a CE sign was examined according to the gas device directive and VDE rules. A plant like this can be easily installed at every location if local rules are conformed with. The specification of the gas device directive for fuel cell gas devices in a DVGW format as an examination basis is not yet concluded. In the future, it is very likely that requirements regarding particular functions (compression, heat performance, temperatures, etc.) and with regard to efficiency factors and emissions will be specified.

Plants which are larger than 70 kW are covered by the machine directive and also have pressure containers and steam boilers depending on the specific pressures and volumes which have to be covered and examined according to the corresponding directives (Rule on pressure containers).

³⁵ For an overview on EU research projects on fuel cells see e.g. EVA 1999 who names 27 fuel cell projects within the 4th Framework Program.

At present, a licence to operate a fuel cell cogeneration plant is complicated to receive because most plants do not yet possess a CE label. Nearly all fuel cell cogeneration plants which are available on the market are developed and constructed in the US. Several German companies have tried to find American partner companies in recent months to carry out the development of the devices. Until these plants are available and ready to begin production, a minimum period of three years is needed. In 2003-2004 market ready products can be expected.

Until that time there are tests of plants at various locations in Europe, many of which are situated on business sites in order to facilitate the licensing.

In addition to the licensing carried out as substitute for the CE label, the following steps must also be taken:

- registration of the gas plant at the gas supplier,
- registration of the power intake at the power utility, with other possible additional regulations to be conformed with,
- licensing of the exhaust gas system by the chimney-sweep,
- licensing of the condensed water disposal by the relevant authority (e.g. municipal water authority) if condensed water is a by-product,
- furthermore, every fuel cell cogeneration plant should be equipped with the necessary equipment for heat generators according to DIN 4751 Part 2 for plants with outgoing temperatures up to 100°C

7.4 Ecological Assessment of Fuel Cells

Since small stationary fuel cells are still in the development process and merely prototypes exist, there is hardly any information available regarding their ecological impact. For that reason, fuel cells will be observed in an outlook sense but without developing concrete criteria for an ecolabel. Drawing from the results of our survey, we will focus on the fuel cell types PEFC (also PEMFC or PEM Fuel Cell) and SOFC.

The analysis of the ecological relevance will be conducted by evaluating the existing scientific literature in this area as well as by collecting information from the experience of HGC and other manufacturers with this new technology.

The following part of the study deals with fuel cell versions working with natural gas, the most likely type to become realised on a broad basis. Then an outlook on the ideal case of a cell supplied by hydrogen will be given.

7.4.1 Small Cogeneration Fuel Cells Fuelled by Natural Gas

From an ecological perspective, the gas processing system, emissions, efficiency, sound emissions, use of working materials, service life and disposal are relevant environmental aspects which will be discussed in the following section.

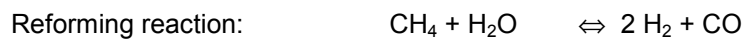
7.4.1.1 Gas Processing System

The essential process within the fuel cell, i.e. the electrochemical transformation within the cell stack, requires the fuel hydrogen as well as oxygen contained by air. Therefore the necessary hydrogen

which is bound in the form of methane within natural gas must first be produced. During this process of reforming a so called process gas is created.

Methane is the carbon-hydrogen molecule with the highest amount of bound hydrogen atoms. Because of the 4:1 relationship of 4 hydrogen atoms per carbon atom, a high exploitation of energy is possible with the by-generated amount of carbon being minor. Moreover, there are no soot or dust emissions.

The chemical reactions occurring in the course of gas processing are similar for the various concepts developed by future manufacturers of fuel cells. After the reformation process (fission of the carbon-hydrogen molecules into hydrogen and carbon monoxide by using water steam), the carbon monoxide is transformed into carbon dioxide (shift reaction).



In this context there is another possibility to produce hydrogen. The processed gas is injected into the cell stacks where the actual fuel cell processes take place (the transformation of hydrogen and oxygen into water):



The heat and power generated in this process are used for the supply of thermal and electrical energy. The transformation of hydrogen does not occur completely but only by about 80%; therefore a simple burner or a catalytic burner is often used to burn the remaining unprocessed gas. In contrast to the normal burner, the catalytic burner does not cause flames and the produced heat is used for the internal process or supplied to the client.

The gas processing system constitutes a central prerequisite for an optimal operation of the fuel cell at low emission levels. However, information about the energy needed for the gas processing of small fuel cell cogeneration plants has not been available.

As far as the fuel processing is concerned, there is still development effort necessary. In spite of conventional processing technology being used for the purpose of reforming (which has already been tested extensively in large-scale plants), its adoption to the plant scales observed in our context is still fraught with difficulties (Oertel & Fleischer 2000, 153).

The tolerance to fuel impurities depends on the cell stacks used. Besides natural gas and propane, the SOFC can also be fuelled by biogases and sewage gas due to its high operating temperatures (approx. 1000°C). These types of high temperature fuel cells can convert the named gases in an internal reformation process. At the PEFC, the conversion takes place in an external reformer at a maximum temperature of 800°C. Therefore a higher amount of energy is needed for the conversion.

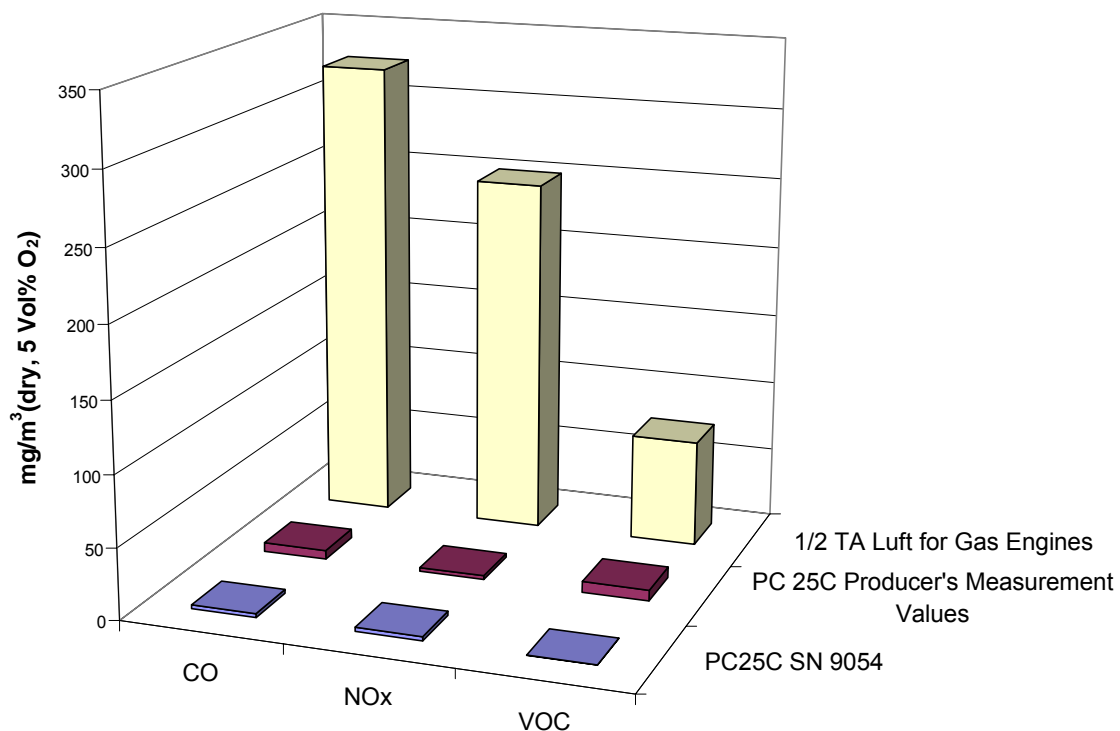
As far as PEFCs are concerned, a limiting factor is the concentration of carbon monoxide within the process gas. A concentration above 50 ppm would damage the cell stacks. By processing the gas in multiple levels, a lower CO content is achieved and hence an appropriate fuel for the fuel cell operation is produced.

7.4.1.2 Emissions of Pollutants

The burning process within the catalytic or in the normal burner occurs in a over-stoichiometric way. The direct emissions are water steam, carbon dioxide, nitrogen and oxygen as well as remaining substances bound in the air or natural gas (e.g. higher hydrocarbons). Based on existing analyses of the emission behaviour of fuel cell cogeneration plants in comparison to gas cogeneration plants driven by engines clear reductions of carbon dioxide emissions can be observed.

Furthermore fuel cells show lower direct emissions of carbon monoxide and nitrogen oxide in comparison to motorised cogeneration plants. As far as larger fuel cells are concerned, information from operation experience is already available. Figure 32 shows the emissions of CO, NO_x and VOC of a PAFC plant of 200 kW in relation to ½ TA Luft for gas engines.

Figure 32: Emissions of a PAFC in comparison to ½ TA Luft for Gas Engines

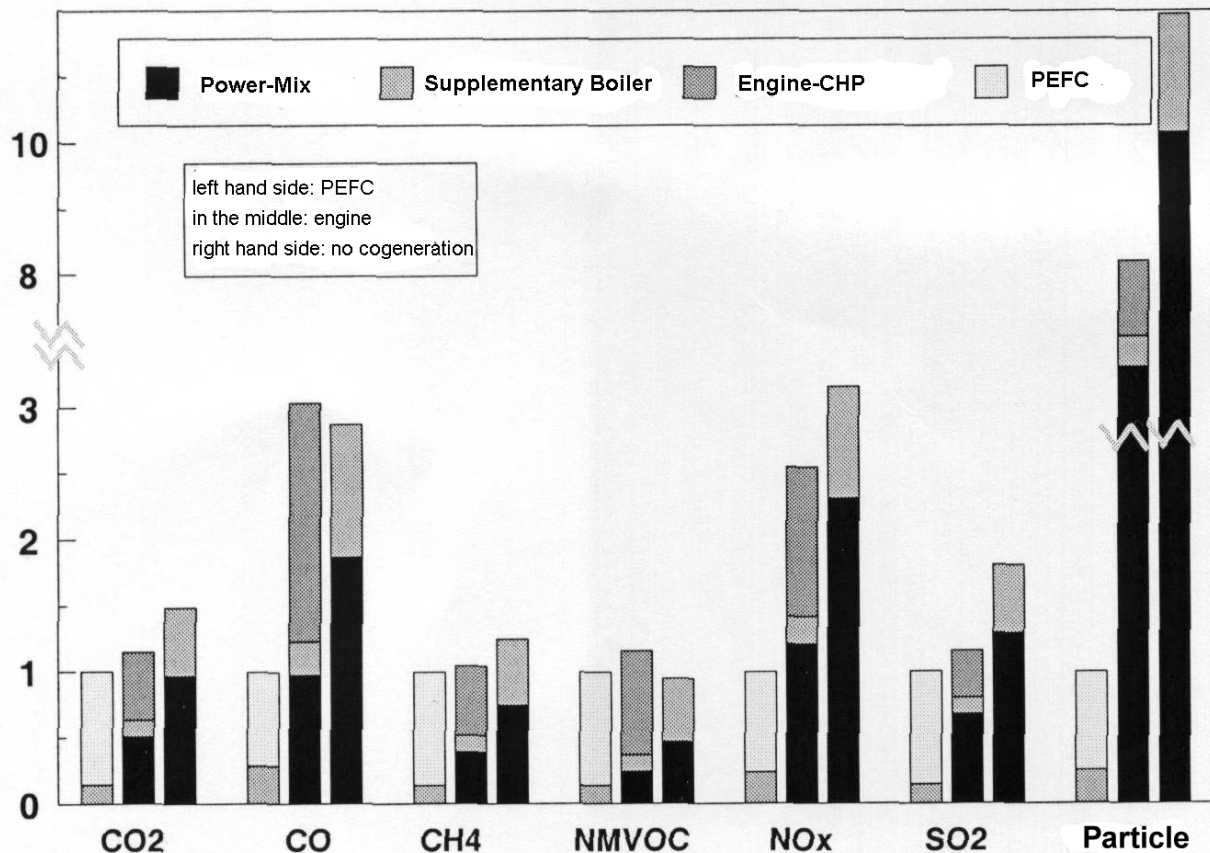


Source: Gummert 1999, 84

One can observe that fuel cells cause by far less emissions than cogeneration plants whose emission values lie in the area of 1/2 TA Luft.

When assessing the emission behaviour totally, the earlier stages of production and the fuel processing must be taken into account by the analysis. For larger fuel cells life-cycle assessment results have been published (see e.g. Dienhart et al. 1998; Höhlelein et al. 1998; Pehnt 2000; Patyk 2000; Pehnt & Nitsch 2000, Pehnt 2001). The following figure illustrates the results of a system comparison (heating supply for several blocks of flats) between a 300 kW_{th}-PEFC (including a supplementary boiler to cover peak load), a conventional engine-powered CHP plant (including supplementary boiler plus additional power consumption (power plant mix)) and the heat and power generation without cogeneration technology (heating boiler, electricity from a mix of power plants).

Figure 33: Comparison of the Air Emissions of PEFC, Engine Powered CHP Plant, and Generation without CHP (Related to the Emissions of the PEFC)



Source: Dienhart et al. 1998

With regard to almost all types of emissions, the PEFC system has the lowest values. Especially with CO, NO_x and particles, the clear advantage of a PEFC system can be observed. Patyk (2000) sees clear advantages to SOFC when referring to the categories of acidification, nitrification, photochemical smog and global warming potential when compared to heat produced by gas boilers in combination with the power produced by the power plant mix. In comparison to combined heat and power production by gas turbines or Otto-engines, Pehnt & Nitsch (2000) determine clear advantages to SOFCs (3 MW_{el}) and PEFCs (200 kW_{el}) with respect to acidification and nitrification. SOFCs are reported to have a global warming potential which is 12% lower than future CCGT power plants and 47% lower in comparison to the future power plant mix (Pehnt 2000).

As far as small fuel cells are concerned hardly any practical experience with regard to the emission behaviour exists. When comprehensive experiences from operation are available, ecological research should be focused on this aspect while taking the fuel processing into account as well.

7.4.1.3 Efficiency Factors and Annual Utilisation Ratio

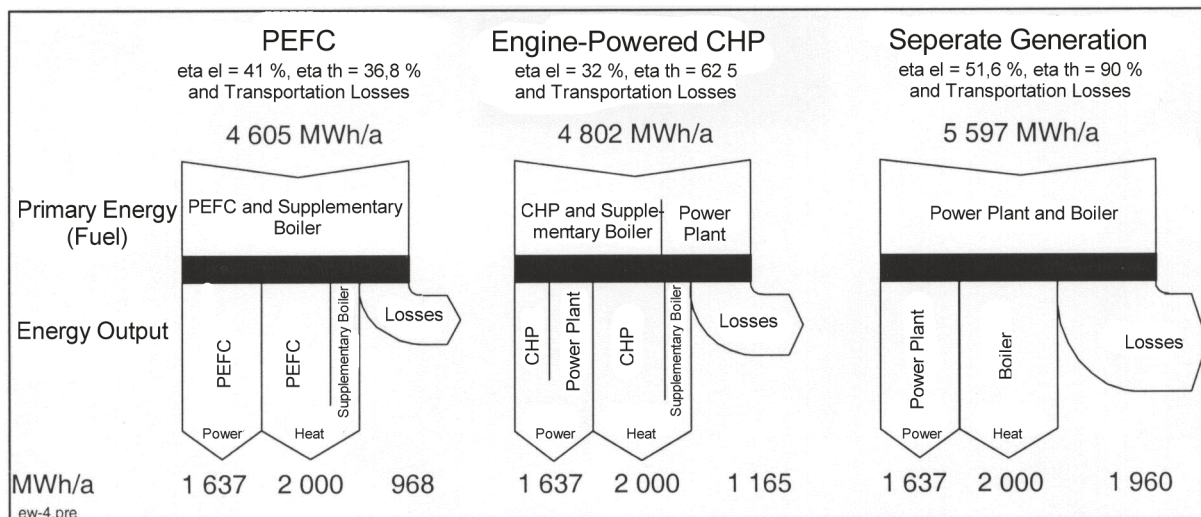
Fuel cells already tend to achieve their highest electrical efficiency under partial load conditions. Under full load conditions the efficiency factor falls slightly. The plant operated by HGC, HEZ (Hausenergiezentrale) achieves an electrical efficiency under partial load (about 1 kW) of 38% and of

32% under full load conditions (3 kW).³⁶ Results of plants larger than 100 kW confirm the findings. Fuel cell systems fuelled by pure hydrogen can be operated at 10% of the nominal load. As far as fuel cell systems with reformers are concerned, this component constitutes a limiting factor; so far, the operability at a partial load of 50 % of the nominal load has been achieved (Oertel & Fleischer 2000, 169).

It is then also possible to operate fuel cells efficiently over a large performance range according to heat demand. During winter, the generated heat can be used for heating purposes within the building. During summer the power-to-heat ratio is > 1 ; ergo a relatively higher degree of power production is possible. Due to these qualities of the operating process, a continuous operation of the plant over the whole year is possible (approx. 8700 h). When comparing fuel cells to the average German power plant mix of conventional power and heat generation or to engine-driven cogeneration plants, which usually have shorter annual working time, a clear reduction of primary energy and CO₂ could be realised.

The following illustration shows the comparison of the consumption of primary energy of a PEFC (300 kW_{th}), an engine-powered cogeneration plant and generation of power and heat without CHP technology for the example case of the heating supply for several blocks of flats.

Figure 34: Comparison of the Annual Energy Amounts in the Example Case



Source: Dienhart et al. 1998

In this example, the savings of primary energy amount to 4% compared to the engine-powered CHP plant and 18% compared to generation without cogeneration technology. In this context future efficiency factors of 52% were assumed for the future power plant mix. However, if the efficiency currently prevailing is assumed, the comparison shows clear advantages in favour of the fuel cell.

As far as larger fuel cells are concerned (e.g. 200 kW PAFC), the efficiency factor falls during the period of operation (see Wismann et al. 1999). Based on the current state of experience with small PEM fuel cells, it is assumed that a degradation of the cell stacks can occur in this context as well. In contrast to the stacks of PAFCs the abraded cells can however be repaired. By using pure hydrogen, the pollution of the catalytic converter (e.g. pollution with CO) can be eliminated.

³⁶ Published results from other small plants are currently not yet available.

7.4.1.4 Sound Emissions

The electro-chemical process within the fuel cell itself does not cause any sound or noise. This process takes place within the cell stacks. Only if the fuel cell works under pressure is a compressor needed in order to compress the gases in a corresponding way. In contrast to plants with engines, the sound emissions of a cogeneration plant using fuel cells can be regarded as very low. Therefore no silencers or measures of that kind are necessary in order to prevent high noise levels.

7.4.1.5 Supply of Working Materials

According to FVV (1998), the supply of materials for fuel cell systems constitute a problem neither from an ecological viewpoint nor with regard to their availability. The ecological impact of the supply of working materials amounts to less than 10% of the whole system. Particular attention should be devoted to the use of precious metals as materials for catalytic converters and as part of metallic bonds (FVV 1998, S. 5-3).

7.4.1.6 Service Life and Maintenance Effort

No sufficient empirical data has been available yet about service life and maintenance. The maintenance effort can be compared to the one of engine powered cogeneration plants, but in the future this effort should be further reduced.

The increase of the service life still constitutes a central development objective. A service life period of 40,000 hours is targeted (which corresponds to about 5 years). So far only a maximum of 5,000 hours of operation have been achieved (Oertel & Fleischer 2000, 201).

7.4.1.7 Disposal

Experience regarding the disposal of fuel cells has thus far only been available from larger plants (see Wismann et al. 1999).

The catalytic converters of the fuel processing system have to be regarded as a particularly problematic waste which needs to be supervised; however, they can be treated and recycled by a specialised company. The platinum contained by the cell stacks can also be recycled. As far as fuel cell cogeneration plants of larger performance categories are concerned, this recycling already successfully occurs. Within the performance class up to 5 kW, the reprocessing currently makes no sense from an economic perspective because of low amounts of recyclable material.

7.4.2 Conclusion about the Ecological Relevance of Fuel Cells

In contrast to the engine-powered cogeneration plant, the fuel cell is characterised by a higher electrical efficiency, better partial load behaviour, and a higher power-to-heat ratio. Especially because of their flexibility with regard to possible ways of application, fuel cells can enable an even more efficient use of primary energy and reduction of CO₂ (see Bünger et al. 2000). The ecological advantages of fuel cells also extend to other types of emissions. This particularly applies for direct emissions but also when earlier stages of fuel production are taken into account. Furthermore, the electro-chemical process is silent; only the pumps and compressors which are needed for the gas processing and the heat decoupling emit sound and even then on a clearly lower level than engine powered equivalents. A special capsule to prevent sound emissions is therefore unnecessary.

For the reasons described above, fuel cells have clear ecological advantages when compared to heating boilers or cogeneration plants with engines. They constitute an important alternative to conventional engine-powered cogeneration plants; correspondingly stricter ecological standards must be demanded. In view of the current state of development and recent data condition, the formulation of specified criteria to this end is not yet possible. After the introduction of products onto the market suitable requirements for this future market sector should be developed.

7.4.3 Hydrogen Technology

Current research efforts are being made to realise the future direct operation of fuel cells with hydrogen. The supply of fuel cells with natural gas therefore only serves as a short-term solution.

If fuel cells work with pure hydrogen as fuel, water steam is the only resulting emission. No carbon dioxides or other substances influencing the environment negatively would be created. With regard to its chemical characteristics hydrogen also has advantages when compared to natural gas. When referring to its thermal value, hydrogen contains 2.6 time more energy than natural gas. Assuming the same amount of energy to be carried, an energy supply would be possible over a significantly longer period of time.

The direct supply of fuel cells with hydrogen is already being tested in laboratories in the form of small experimental plants which are primarily supplied by industrially produced hydrogen. For this reason, the hydrogen has to be transported to the location where it is needed, frequently by transports via the road infrastructure. From an ecological point of view, short transportation distances should be pursued.

At the moment, the production of hydrogen is still very cost-intensive. Electrolyse systems which would enable the production of hydrogen on a large scale and at cheap price are currently being developed. Several products can be purchased for demonstration purposes at high prices. From the economic and ecological perspective this can only be accepted during the testing stage. In the case of scale production, a cheap electrolyse system must be occupied with the task of hydrogen production.

Under normal conditions hydrogen is in a gas state. Its supply can be accomplished via grid networks which are already being tested in several experimental projects. However, in most cases these are laboratory tests with only a small electrical performance. In this context, the focus of research deals with the question of how far the existing infrastructure can be used and how house energy supply systems in one-family and multiple family dwellings could be supplied with hydrogen via the existing natural gas grids.

For stationary applications which can not be connected to the grid network, storage techniques are necessary. In this context, various methods are being researched at present (see Oertel & Fleischer 2000, pp. 59f). Liquid hydrogen can be stored in tanks, for example. It is a suitable storage medium, since it is stable over long periods of time and does not discharge like a battery. A liquid storage is possible at a temperature of 253°C , in a vacuum-isolated tank. This kind of tank exists in Hamburg in combination with a 200 kW fuel cell. The most frequent storage method is pressurised hydrogen storage, at pressures of approx. 20-30 MPa (Oertel & Fleischer, p. 60).

8 Conclusion

This feasibility study deals with the question whether an ecolabel for small cogeneration plant modules is suitable and which requirements should be fulfilled in the case of certification. The study was commissioned by the federal environmental agency and was conducted within the scope of the environmental research plan and was financed by federal funds (project promotion no. 299 95 315/02). The study was carried out according to the principles as laid down by ISO 14024 (Environmental labels and declarations – Type I environmental labelling – Principles and procedures).

Cogeneration plants (CHP plants) generate power and heat simultaneously in a decentralised way and can be applied predominantly in the residential housing sector, private buildings, business and industrial sector, public institutions, swimming pools, hospitals and schools. Newer developments even apply to the supply of smaller buildings resp. one-family houses.

In comparison to conventional heating plants, CHP plants have advantages and ecologically relevant features with regard to their energy efficient way of operation; therefore, the ecological assessment is focussed on energy consumption and emissions. Beside cogeneration plants powered by engines, fuel cells for stationary application were also analysed. However, stationary fuel cells are still in the development process and merely prototypes exist. Hence, the availability of data is limited.

Engine-powered Small Cogeneration Plants

Within the scope of the study, a comprehensive market research was first carried out. In this context, data about sales figures and recent trends within the market segment was collected from numerous manufactures. This data was further complemented by information provided by associations and other relevant institutions in this field.

The market segment of cogeneration is influenced to large extent by the political framework, resulting in a strong change compared to previous years in 1999. The falling power prices triggered by deregulation of the energy market had an especially negative impact. This led to turnover losses for many manufacturers. Positive impulses were arising from the eco-tax-related liberation of taxes on gas, power, and mineral oil.

At the beginning of 2000 about 5,000 to 6,000 plants were installed in Germany within the performance range up to 100 kW_{el}, according to our market analysis. Approximately 4,000 plants belonged to the power range below 10 kW_{el}. At least 1,500 plants started their operation in 1999 within the performance range until 100 kW_{el}; about the same scale can be assumed for the year 2000. The dominant market leader in the smaller performance area is the company SenerTec, Schweinfurt, which has been offering CHP plants with a performance of 5 to 5.5 kW since 1997 and has sold more than 1000 plants annually since then.

About 60% of the cogeneration plants within the performance range up to 100 kW_{el} are operated with gaseous fuels whereas approx. 40% are operated with liquid fuels. Gas-Otto engines are used with gaseous fuels and diesel engines with liquid fuels. Predominantly natural gas and diesel are used as fuels in this field. Special fuels such as liquid gas, sewage gas, landfill gas, biogas, plant oil, and plant-oil-methyl-ester only play a minor role. As a result of the renewable energy law however, one can expect increases in the field of renewables (sewage gas, landfill gas, biogas, plant oils).

On the basis of the market analysis, cogeneration plants with Gas-Otto engines as well as diesel engines were selected for the study. Another comprehensive manufacturer survey was conducted in order to determine the ecological characteristics of the cogeneration plant modules. The survey included:

- efficiency factors at partial and full load,
- measures of emission reduction,
- emissions of CO, NO_x, SO₂, CH₄, VOC, and dust,
- sound emissions and silencing measures,
- working materials,
- service Life and Maintenance,
- construction for recyclability,
- disposal of the cogeneration plants.

The survey supplied a broad data basis and demonstrated that there were significant differences with respect to the ecological quality between the cogeneration plant modules; this especially refers to the efficiency factors, pollutant emissions and sound emissions. On average, the overall efficiency factors of the plants are 90% (gas modules) and 88% (diesel modules). As far as the electrical efficiency factors are concerned diesel plants show better results (34%) in comparison to gas cogeneration plants (30%). Although the German regulation with regard to air-pollutant emissions, TA Luft, only applies to cogeneration plants with a combustion performance of 1 MW onwards, it is also used as a yardstick for smaller cogeneration plants. The predominant portion of investigated cogeneration plants are able to fulfil the limits demanded by TA Luft (1986) with the only exception being some diesel plants. In the field of the gas cogeneration plants, the majority even achieve values below ½ TA Luft.

In order to assess the cogeneration plants, a system comparison between four different small cogeneration plants (two gas and two diesel plants), one gas, and one oil heating plant was carried out within the scope of a supply example (a multiple family dwelling). The cogeneration plants received a power credit for cogenerated power, which was determined both on the basis of the current power plant mix, on the basis of coal-fired power plants and from modern CCGT power plants.

As the system comparison made clear, cogeneration plants have some ecological advantages compared to modern heating boilers. This is clearly shown with respect to the consumption of primary energy and CO₂ emissions. All cogeneration plants lead to reductions in this regard with different power credits taken into account. Assuming a power credit calculated on the basis of the prevailing German power plant mix at present, the observed gas cogeneration plants save 42% of primary energy and 46% of CO₂ on average when compared to a modern gas boiler. Diesel cogeneration plants on the other hand cause a 46% lower consumption of primary energy and 29% less CO₂ emissions than oil-fired heating boilers. Furthermore, the system comparison showed that only one of the observed cogeneration plants shows better results than the observed boiler equivalent with regard to emissions of CO and NO_x. The emissions of the remaining cogeneration plants clearly exceed the boiler values. The emission values of the advantageous CHP plants are far below the averages of the manufacturer survey at a fraction of the limits demanded by TA Luft. Due to the different technology (combustion engine versus atmospheric combustion) as well as the different operating temperatures, it

is not possible to specify the same requirements for cogeneration plants and heating plants with regard to pollutant emissions. Because of the clear reductions of both the consumption of primary energy and CO₂ emissions, cogeneration plants can make an essential contribution to the strategy of climate protection. The introduction of an ecolabel for cogeneration plants is therefore suitable.

Drawing from the information provided by the manufacturers a specific proposal for certification principles was developed for gas cogeneration plant modules and for diesel modules. Within the scope of an expert talk, a discussion of these proposed criteria took place at which manufacturers and business associations participated. The project was met with large interest on behalf of the participating companies; they also showed a clear interest in co-operation until the final passing of the ecolabel. Taking the statements of the participants into account, the proposals for the certification principles were improved and along with the final report were recommended for implementation by the federal environmental agency.

The introduction of the ecolabel with the transcription „Ecolabel ... because energy-efficient“ is recommended. The proposed catalogue of certification criteria comprises requirements with regard to:

- Compliance with directives,
- Efficient energy use (Electrical and overall efficiency at nominal load and partial load, statement of the supplementary electrical consumption),
- Emission values of CO, NO_x, dust, and organic substances,
- Sound emissions,
- Offer of maintenance contracts,
- Taking back obligations,
- Requirements on the instruction manual.

The formulated criteria are fulfilled by approx. 10% of the gas cogeneration plant modules which were analysed in our survey. 30% almost fulfil the requirements. For that reason, the ecolabel can serve as an incentive to accelerate technological improvements. As far as diesel modules are concerned, none of the plants is currently fulfilling the recommended requirements for an ecolabel, traceable back to the strict emission levels. Only one diesel cogeneration plant module achieves values which roughly correspond to the demanded limits. In this context, one still has to wait to see whether the amended regulation on air-pollutant emissions, TA Luft, will result in a push in development.

Fuel Cells

Fuel cells are based on a completely different technological concept but they are also appropriate for combined heat and power production and in stationary applications they can be used similarly to engine-powered cogeneration plants. A large future potential for this technology is currently expected. Within the scope of this study the relevance of fuel cells at this time was examined and whether they should be included in the development of an ecolabel.

Depending on the electrolyte, fuel cells can be distinguished into six different types. As far as the stationary application in smaller performance ranges is concerned, development projects and field studies by two German companies (in co-operation with American companies) and a Swiss company are currently taking place. The fuel cells applied are solid oxide fuel cells (SOFC) and polymer electrolyte fuel cells (PEFC). The market entry of the products is targeted for 2003-2004. These types

of plants are developed and designed for the supply of one-family houses and multiple family dwellings. Supply to multiple family dwelling will probably be accomplished by devices equipped with an integrated supplementary boiler to cover peak loads. In contrast to engine-powered counterparts, the plants named above are suitable for smaller performance ranges and can therefore contribute to a further decentralisation of the energy supply.

Since the plants are still being tested in field studies at the moment, the manufacturers could not supply sufficient data for a more detailed evaluation yet. In the next few years, a strong development in this technology sector can be assumed; therefore it makes sense to give a detailed overview of the products in two to three years.

At the moment one can state that fuel cells have a higher electrical efficiency, better behaviour at partial load and higher power-to-heat ratios than engine-powered cogeneration plants. Especially due to their flexible possibilities of application, they enable an even more efficient use of primary energy and CO₂ reductions than conventionally powered cogeneration plants. When other types of emissions are looked at, ecological advantages can also be detected. This applies particularly to the direct emissions but also when the earlier stages of the fuel production are taken into account.

Fuel cells therefore show clear ecological advantages compared to heating boilers and engine-powered cogeneration plants. In the future they will constitute a significant alternative to engine-powered cogeneration versions; correspondingly, stricter ecological requirements are called for. In view of the current state of development and the recent data situation, a formulation of criteria is not possible at present. After market introduction, corresponding criteria in this context should be developed.

9 Bibliography

- Anonymus 2000** Anonymus (2000): Brennstoffzelle als Heizgerät? Vaillant will 2001 einen Feldversuch starten. In: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 24, S. 72.
- ASUE 1998a** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (1998): BHKW-Marktübersicht '98. Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Kaiserslautern, 1998.
- ASUE 1998b** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (1998): Heizsysteme im Vergleich. Wirtschaftlichkeit und Auswirkungen auf Klima und Umwelt. Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Kaiserslautern, 1998.
- ASUE 1999** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (1999): BHKW-Grundlagen. Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Kaiserslautern, 1999.
- Baehr & Drake 1995** Baehr, H.D.; Drake, F.-D. (1995): Die Berechnung der CO₂-Emissionsminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung. In: BWK Bd. 47 (1995) Nr. 11/12.
- Berndt 1997** Berndt, G. (1997): Wartungsverträge für BHKW-Anlagen. In: GWF Das Gas- und Wasserfach / Ausgabe Gas, Erdgas, 138 (1997), Nr. 3, S. 170-173.
- Blöcker et al. 1990** Blöcker, J.; Dorka, S.; Neemeyer, R. (1990): Lärminderung bei Blockheizkraftwerken. UBA-Texte 6/90, Berlin.
- BMU 1999** Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (1999): Regierungserklärung zur Fünften Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, 5. November 1999.
- BMU 2000** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2000): Arbeitspapier: Erste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft). Stand: 08.12.2000.
- Bünger et al. 2000** Bünger, U.; Höhle, B.; Patyk, A.; Pehnt, M. (2000): Energieketten. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.): Zukunftstechnologie Brennstoffzelle. Berlin 2000, S. 59-64.
- Dienhart et al. 1998** Dienhart, H.; Nitsch, J.; Pehnt, M. (1998): Ökologische und ökonomische Bewertung von PEFC-BHKW am Beispiel einer Nahwärmeversorgung. Unveröffentlichtes Manuskript, Langfassung des Beitrages für Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97 (1998). Heft 24.

- DIN 45 635** Geräuschmessung an Maschinen
Teil 1: Luftschallemission, Hüllflächen-Verfahren, Rahmenverfahren für 3 Genauigkeitsklassen.
Teil 11: Luftschallemission, Hüllflächen-Verfahren, Verbrennungsmotoren.
- DIN 6280-14** Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren
Teil 14: Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren: Grundlagen, Anforderungen, Komponenten, Ausführung und Wartung. August 1997.
- DVGW (w.Y.)** Deutsche Vereinigung für Gas- und Wasserfach e.V. (w.Y.): DVGW-VP 109: Anschlussfertige Blockheizkraftwerke mit gasmotorisch angetriebenem Generator.
- E&M 1999** Anonymous (1999): The winner is... . Rangfolge der BHKW-Hersteller. In: Energie & Management, 15/1999, 15.08.1999, S. 26.
- E&M 2000a** Anonymous (2000): Einspeisevergütung für kommunale KWK?. In: Energie & Management, 5/2000, 1. März 2000, S. 26f.
- E&M 2000b** Anonymous (2000): Stirling-Mini-BHKW startet Feldtest. In: Energie & Management, 5/2000, 1. März 2000, S. 23.
- Energieagentur NRW 1997** Energieagentur Nordrhein-Westfalen (1997): Energieeinsparung in Hallen- und Freibädern, Wuppertal 1997.
- Energierreferat 1999** Energierreferat der Stadt Frankfurt am Main, Dezernat Umwelt, Energie und Brandschutz (1999): Richtpreisübersicht MHKW-Anlagen 1999. Frankfurt 1999.
- Energierreferat 2000** Energierreferat der Stadt Frankfurt am Main, Dezernat Umwelt und Energie (2000): Richtpreisübersicht MHKW-Anlagen 2000. Frankfurt 2000.
- Enquête-Kommission 1995** Mehr Zukunft für die Erde: Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz. Schlussbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages, Bonn.
- EscoVale 2000** EscoVale, Consultancy Services (2000): Fuel Cells. The Source Book, February 2000, United Kingdom
- EU 2000** Entscheidung der Kommission vom 17. Dezember 1999 zur Festlegung der Umweltkriterien für die Vergabe des Umweltzeichens der Gemeinschaft für Waschmaschinen. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften 21.1.2000.

- EVA 1999** Energieverwertungsagentur & AUSTRIA FERN GAS (1999): Brennstoffzellen-Systeme – Energietechnik der Zukunft? Entwicklungsstand und Perspektiven der stationären Brennstoffzellen-Technologie. Informationsbroschüre im Rahmen des Projektes „Brennstoffzellen-Information-Initiative“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Verkehr, Wien 1999.
- Feist & Baffia 1999** Feist, W.; Baffia, E. (1999): Heizung im Niedrigenergiehaus, ein Systemvergleich, Passivhaus Institut, Fachinformation PHI-1998/2, 3. Auflage, Darmstadt.
- FG-BHKW 1998:** Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke: Entwicklung der Blockheizkraftwerke in Deutschland. Fax- Mitteilung vom 17.02.00.
- Fichtner 1986** Schadstoffbewertung der Heizsysteme, Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte, Bd. 10 (1986), Untersuchung im Rahmen des gemeinsamen Arbeitsprogramms des Bundesministers für Forschung und Technologie und des Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau, Bonn.
- FVV 1998** Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (1998): Brennstoffzellen-Studie. Ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen. Abschlußbericht, Vorhaben Nr. 686. Heft 657.
- Gailfuß 1998** Gailfuß, M. (1998): CO₂-Minderungspotentiale durch Ausbau der Blockheizkraftwerke in Deutschland. Peter Lang Verlag, Frankfurt am Main, 1998.
- GEMIS 4.0** Gesamt-Emissionsmodell integrierter Systeme. Ein Programm zur Analyse der Umweltaspekte von Energie-, Stoff- und Transportprozessen.
- Golbach 1999** Golbach, A. (1999): Die ersten Weichen sind gestellt. In: Umweltmagazin, Juni 1999, S. 28-30.
- Greßmann et al. 1999** Greßmann, A.; Sawillion, M.; Krewitt, W.; Friedrich, R. (1999): Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Forschungsbericht Bd. 61, Stuttgart.
- Gummert 1999:** Gummert, G. (1999): Praxiserfahrungen mit wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen-Heizkraftwerken. In: Energieagentur NRW (Hrsg.): Brennstoffzellen – technologie für das 21. Jahrhundert? Dokumentation zur Fachtagung am 28. Oktober 1999 in Wuppertal. S. 79-89.
- HdT 2000** Veranstaltungsunterlagen: Brennstoffzellen-Heizgerät zur Stromerzeugung im Haushalt, Haus der Technik e.V., Essen, 21./22.02.2000.

- Herdin et al. 1999** Herdin, G., Küffmeier, R., Kneissel, E. (1999): Dampferzeugung mit einem wirkungsgradoptimierten 2,8 MW Gasmotor im Vergleich zu einer Gasturbine. VDI Berichte 1485. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1999, S. 111-122.
- Hertle et al. 1999** Hertle, H.; Duscha, M.; Eisenmann, L.; Wiedemann, F.; Zipf, J. (1999): Untersuchung von Möglichkeiten zur Förderung der Wärmepumpentechnik durch das Umweltzeichen. UBA-FB 99-056, ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.
- HGC 1998** HGC Hamburg Gas Consult, Gummert, G.; Ebel, M.; Tiedge, H.; Bossel, U. (1998): Brennstoffzellen, Stand und Perspektiven einer zeitgemäßen Technik, April 1998.
- Höhlein et al. 1998** Höhlein, B.; Nitsch, J.; Carpetis, C. (1998): Energie- und Schadstoffbilanzen von Brennstoffzellen-Systemen. In: Forschungsverbund Sonnenenergie: Jahrestagung 1998.
- ISO 14024** Environmental labels and declarations – Type I environmental labelling – Principles and procedures. First edition 1999-04-01.
- Klinder 2000** Klinder, K. (2000): Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät. Strom und Wärme aus der Heizung. In: Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagungsband zur Tagung am 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen. S. 103-114.
- Kordesch & Simader 1996** Kordesch, K.; Simader, G. (1996): Fuel Cells and Their Applications, VCH Weinheim, New York 1996.
- Lucas & Fischer 1999** Lucas, K.; Fischer, C. (1999) : Aufteilung der Primärenergieeinsparung durch KWK auf die Koppelprodukte. In: Euroheat & Power - Fernwärme international 11/1999.
- Matthes 2000** Matthes, F. C. (2000): Stärkere Flankierung erforderlich. Eine Bilanz von zwei Jahren Wettbewerb auf dem Strommarkt. In: Ökologisches Wirtschaften, 1/2000, S. 4.
- Matthes & Cames 2000** Matthes, F. C.; Cames, M. (2000): Energiewende 2020. Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft. Eine Studie des Öko-Institutes, herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin 2000.
- Ménard et al. 1998** Ménard, M.; Dones, R.; Gantner, U.(1998): Stommix in Ökobilanzen. Auswirkungen der Strommodellwahl für Produkt- und Betriebs-Ökobilanzen. PSI Bericht Nr. 98-17, Villigen.
- Nordmeyer 1999** Nordmeyer, N.: Marktsituation dezentraler Energieversorgung mit BHKWs in Deutschland. Vortagsmanuskript zum Vortrag vom 5. November 1999, anlässlich des 4. Kasseler Symposiums Energie-Systemtechnik '99 an der Universität Gesamthochschule Kassel / ISET Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.

- Oertel & Fleischer 2000** Oertel, D.; Fleischer, T. (2000): TA-projekt „Brennstoffzellen-Technologie“ Endbericht, TAB-Arbeitsbericht Nr. 67, 2000.
- Öko-Institut 1997** Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit (1997): Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) Version 3.0. Ein Computer- Instrument zur Umwelt- und Kostenanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen. Darmstadt, Freiburg, Berlin.
- OTTI 1999** 6. Fachforum: Einsatz von Brennstoffzellen, OTTI Technologie Kolleg, Oktober 1999 in Leipzig, Regensburg 1999.
- Patyk 2000** Patyk, A. (2000): Umweltaspekte des Einsatzes von brennstoffzellen und ihrer Energieträger. In: Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagungsband zur Tagung am 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen. S. 41-50.
- Pehnt 2000** Pehnt, M. (2000): Life Cycle Assessment of Fuel Cells and Relevant Fuel Chains. To be published in: Proc. Hyforum, The Internationale Hydrogen Energy Forum 2000, 11th-15th September, Munich.
- Pehnt 2001** Pehnt, M. (2001): Life-Cycle assessment or fuel cell stacks. In: International Journal of Hydrogen Energy, 26 (2001), p. 91-101.
- Pehnt & Nitsch 2000** Pehnt, M.; Nitsch, J. (2000): Einsatzfelder und Marktchancen von Brennstoffzellen in der industriellen und öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung. In: Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagungsband zur Tagung am 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen. S. 15-28.
- RAL 1999** Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V.: Umweltzeichen: Produkthanforderungen. Zeichenanwender und Produkte. April 1999.
- RAL 2000** Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V.: Umweltzeichen: Produkthanforderungen. Zeichenanwender und Produkte. März 2000.
- Schmidt 2000** Schmidt, M. (2000): Heizgerät mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen für den Haushalt. In: Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft, Tagungsband zur Tagung am 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen. S. 99-102.
- Schmitz & Koch 1996** Schmitz, W.; Koch, G. (1996): Kraft-Wärme-KopplungAnlagenauswahl, Dimensionierung, Wirtschaftlichkeit, Emissionsbilanz, 2. überarbeitete Auflage, Düsseldorf.
- Stein 1999** Stein, R.: Blockheizkraftwerke. Ein Leitfaden für Anwender. Hrsg: Fachinformationszentrum Karlsruhe. 4. Auflage, TÜV-Verlag, Köln, 1999.
- Steinborn 1998** Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (Hrsg.); Steinborn, F. (1998): „BHKW-Plan“ Handbuch, Wirtschaftliche Auslegung

- und Planung von Blockheizkraftwerken. 4. Auflage, Stuttgart.
- Stromthemen 2000:** Uhlmannsiek, B.: Müller schlägt KWK-Soforthilfe vor. In: Stromthemen 3/2000, S. 4.
- Suttor & Müller 1999** Suttor, W.; Müller, A. (1999): Das Mini-Blockheizkraftwerk. Eine Heizung, die auch Strom erzeugt. 1. Auflage, Heidelberg.
- Tolle 1998** Tolle, A. (1998): Ökonomie und Ökologie der Kraft-Wärme-Kopplung. Zum Klimaschutz im liberalisierten Energiemarkt. In: BWK Bd. 50 (1998) Nr. 5/6.
- Traube & Schulz 2000** Traube, K.; Schulz, W.: Ökologische und ökonomische Wirkung eines mittelfristigen Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung zur Nah-/Fernwärmeversorgung in Deutschland. Studie im Auftrag von Deutscher Städtetag, Gewerkschaft Öffentliche Dienste, Transport und Verkehr und Verband kommunaler Unternehmen e.V., Oberursel 2000.
- UBA 1990** Umweltbundesamt (1990): Das Umweltzeichen. Ziele – Hintergründe – Produktgruppen. Berlin 1990.
- UBA/Schäl 1995:** Umweltbundesamt, III 2.2-Schäl, Interne Mitteilung zur Umweltrelevanz von Kohlenmonoxid, 1995.
- VDEW 1.0** VDEW-GEMIS Stammdatensatz, Fichtner Development Engineering (FDE), im Auftrag der VDEW (Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke), 1996.
- VDEW 1997** Rumpel, M.: Stand der Blockheizkraftwerkstechnik 1996 in Deutschland. Ergebnisse der VDEW-Marktuntersuchung. Sonderdruck Nr. 4788 aus Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96 (1997), H. 25, S. 1501 – 1508.
- VDEW 1998** VDEW-BHKW-Umfrage 1998. Herr Rumpel, VDEW, Fax-Mitteilung vom 17.01.00.
- VDI 2243** Verein deutscher Ingenieure: VDI Richtlinie 2243: Konstruieren recyclinggerechter technischer Produkte. Grundlagen und Gestaltungsregeln. 1993.
- VDI 2067, Blatt 7** Verein deutscher Ingenieure: VDI Richtlinie 2067: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen; Blockheizkraftwerke. 1988
- VDI-GET w.Y.** VDI Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): BHKW-Handbuch. Kraft-Wärme-Kopplung mit Verbrennungsmotoren. Springer-VDI-Verlag, Düsseldorf, w.Y.
- VDMA 1998** Fachgemeinschaft Kraftmaschinen im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (Hrsg., 1998): BHKW-Servicevertrag und Leistungsverzeichnis. Ein Leitfaden für die Vertragspraxis. Frankfurt 1998.
- Wismann et al. 1999** Wismann, G.; Ledjeff-Hey, K.; Mahlendorf, F.; Schieke, W. (1999): Post-Mortem-Analyse und Entsorgung einer phosphorsauren

Brennstoffzellenanlage PC 25A. In: GasWärme International, 48 (1999) Heft 3.

Ziegler 1999

Ziegler, H. (1999): Auf dem Sprung in den Markt. In: Umweltmagazin, Juni 1999, S. 34.

Znidar et al. 1999

Znidar, R.; Meyer, J.-U.; Droege, T.: GuD und KWK-Prozesse mit kleiner Gasturbine, groß, teuer, kompliziert? In: VDI Gesellschaft Energietechnik: Blockheizkraftwerke `99, Technik und Entwicklung, Wirtschaftlichkeit, Betriebserfahrung. VDI Berichte 1485, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1999, S. 95-109.

INDEX OF THE APENDIZES

1. List of Suppliers of the Market Analysis	II
2. List of interviewed Associations and Organisations	IV
3. List of interviewed Suppliers of the Ecological Analysis	V
4. Tables about the Comparison of Heating Systems.....	VI
5. Participants of the Expert Discussion.....	VII
6. Proposal for Certification Principles for small Gas Cogeneration Plants	VIII
7. Proposal of Certification Principles for small Diesel Cogeneration Plant Modules.....	XIV

1. List of Suppliers of the Market Analysis

The suppliers which are mentioned in the following table were predominantly interviewed on the telephone, partly they were interviewed formally by using questionnaires.

Company	Interviewee	Location
Autermann KG Haweka	Mr Müller	Selm
BITOP-Energietechnik	Mr Geisberger	Schwindegg
Buderus Heiztechnik GmbH	Wismach	Esslingen
COMUNA-metall GmbH	Mr Even	Herford
DEV- Diesel Energie Kleine-Wienker	Mr Kleine-Wienker	Verl
EES Erdgas Energie-Systeme GmbH	Mr Förster	Essen
Elsbett Technologie GmbH	Mr Elsbett	Thalmässing
Energiewerkstatt	Mr Dr. Eggers	Hannover
G.A.S. Energietechnik GmbH	Mr Ihle	Krefeld (Linn)
Gasturbo	Mr Stefan Paul	Büttelborn
Giese Energie- und Regeltechnik GmbH	Mrs Giese	Puchheim
Haats Blockheizkraftwerke	Mrs Lechner	Köln
Henkelhausen GmbH & Co. KG	Mr Schiffer	Krefeld (Linn)
Höfler Blockheizkraftwerke GmbH	Mr Höfler	Lindau/ Bodensee
Icemaster/ Panda Heizkraftwerke	Mr Backes	Paderborn
Kirsch GmbH	Mr Leyendecker	Trier
Köhler & Ziegler GmbH	Mr Nordmeyer	Lollar
Kraftwerk GbR	Mr Duensing	Hannover
Kuntschar & Schlüter	Mr Wöllenstein	Wolfhagen- Ippinghausen
Miturbo- Umwelttechnik GmbH & Co. KG	Mr Bünter	Hamburg
MTU Motoren- und Turbinenunion GmbH	Mr Berger	Friedrichshafen
Ochtruper Energietechnik	Mr Feldeber	Ochtrup
OSMO Anlagenbau GmbH & Co. KG	Mr Gößling	Georgsmarienhütte
Pro2 Anlagentechnik GmbH	Mr Stephan Waerd	Willich
Sauter Wärme und Kraft GmbH	N. N.	Albstadt
SenerTec GmbH	Mr Backe	Mannheim
Sokratherm GmbH	Mrs Wiltrud Redemeyer	Hiddenhausen
Solo Kleinmotoren GmbH	Mr Rümelin	Sindelfingen
Steinecke Wärme-Kraft-Kopplung	N. N.	Magdeburg
Strunk Elektro & Technik	Mr Strunk	Lünen
Sulzer Hexis AG	Mr Diethelm, Mr Zähringer	Winterthur
Tippkötter Energietechnik	Mr Paulus	Warendorf
UTE	Mr Bracht	Uhingen
Valentin Energie- und Umwelttechnik	Mrs Wieland	Mainz
York International	Mr Jacobowsky	Mannheim

Complementary internet research was carried out about the following manufacturers:

Company	Web Page	Location
ABL Lemkers- Energietechnik	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Grafring bei München
August Storm GmbH & Co. KG	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Spelle
Dieter Siebel Anlagenbau GmbH	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Bremen
DML Dieselmotorenwerk Leipzig (DML)	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Böhlitz- Ehrenberg
Energietechnik Petauer	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Schwarzach
Energietechnik Stüber	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Wiehl
Ergotec Energiesysteme	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Leverkusen
Höcker und Partner Energieanlagenbau GmbH	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Westenfeld
KKW Färber GmbH	http://www.fen.baynet.de/~xx596/herstell.htm	Appenweier- Urloffen
Schmitt-Enertec GmbH	http://www.energie-und-management.de/page8.htm	Mayen

2. List of interviewed Associations and Organisations

The associations and organisations named below were participants of our market research and were interrogated via telephone interviews.

Association	Interviewee	Location
Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) bei der VDEW	Mr Dr. Czaja	Frankfurt/ M.
Arbeitsgemeinschaft kommunaler Versorgungsunternehmen zur Förderung rationeller, sparsamer und umweltschonender Energieverwendung und rationeller Wasserverwendung im VKU (ASEW)	Mr Peter Jörg Heinzelmann	Köln
Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE)	Mr Dr. Telges	Essen
Berliner Energieagentur	Mr Bleyl	Berlin
BHKW-Infozenrum Rastatt	Mr Markus Gailfuß	Rastatt
Bund für Umwelt und Naturschutz (BUND)	Mr Prof. Klaus Traube	Oberursel
Bund der Energieverbraucher e.V. (BDE)	Mr Alteheld	Rheinbreitbachtal
Bundesverband Motorkraftwerke	Mr Rössle	Ludwigsburg
COGEN Europe	Mr Erwan Cotard	Brüssel
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.	Mr DR. Gottscher	Gülzow
Fachverband Biogas e.V.	N.N.	Kirchberg-Weckelweiler
Fördergemeinschaft BHKW	Mr Adi Golbach	Berlin
Forum für Zukunftsenergien e.V.	Mr Eichelbronner	Bonn
hessenENERGIE GmbH	Mr Dr. Horst Meixner	Wiesbaden
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart	Mr Dr. Fischer	Stuttgart
Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR)	Mr Vornholt	Münster
Stadt Frankfurt am Main, der Magistrat, Energiereferat	Mr Friedel	Frankfurt/ M.
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW)	Mr Marc Rumpel	Frankfurt/ M.
VDI- Gesellschaft Energietechnik (VDI GET)	Mrs Dr.-Ing. Eleni Konstantinidou	Düsseldorf
Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA)	Mr Krieger	Frankfurt/ M.
Verband der industriellen Kraftwirtschaft (VIK)	Mr Menzler	Essen
Verband für Wärmelieferung	Mrs Birgit Arnold	Hannover
WEA Westfälische Energieagentur Ruhr	Mr Willamoski	Dortmund
Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)	Mr Friedhelm Steinborn	Stuttgart

3. List of interviewed Suppliers of the Ecological Analysis

The companies mentioned in the following table were interviewed within the scope of our ecological analysis which was primarily conducted by telephone interviews, partly formally by using questionnaires.

Company	Interviewee	Location
Autermann KG Haweka	Mr Müller	Selm
Buderus Heiztechnik GmbH	Mr Wismach	Esslingen
COMUNA-metall GmbH	Mr Even	Herford
DEV- Diesel Energie Kleine-Wienker	Mr Kleine-Wienker	Verl
DIMAG Energie AG	Mr Sterk	Engen
EAW Energieanlagenbau Westenfeld GmbH	Mr Werner	Westenfeld
Energiewerkstatt	Mr Dr. Eggers	Hannover
FIMAG Finsterwalder Maschinen- und Anlagenbau GmbH	Mr Stanke	Finsterwalde
Giese Energie- und Regeltechnik GmbH	Mrs Giese	Puchheim
Höfler Blockheizkraftwerke GmbH	Mr Höfler	Lindau/ Bodensee
Icemaster/ Panda Heizkraftwerke	Mr Backes	Paderborn
Kirsch GmbH	Mr Leyendecker	Trier
Köhler & Ziegler GmbH	Mr Nordmeyer	Lollar
Kraftwerk GbR	Mr Temme	Hannover
Kuntschar & Schlüter	Mr Wöllenstein	Wolfhagen- Ippinghausen
Miturbo- Umwelttechnik GmbH & Co. KG	Mr Bünter	Hamburg
MWB Motoren & Anlagen GmbH & Co.	Mr Niggemann	Bremerhaven
Ochtruper Energietechnik	Mr Feldevert	Ochtrup
PeWo Petrick & Wolf Energietechnik GmbH	Mr Hein	Bergen
Sauter Wärme + Kraft GmbH	Mr N.N.	Albstadt
SCHMITT ENERTEC GmbH	Mr Schmitt	Mayen
SenerTec GmbH	Mr Backe	Mannheim
Sokratherm GmbH	Mr Meinhold	Hiddenhausen
Steinecke Wärme-Kraft-Kopplung	Mr Steinecke, Mr Bukro	Magdeburg
Tippkötter Energietechnik	Mr Paulus	Warendorf
Valentin Energie- und Umwelttechnik	Mr Raschke	Mainz
York International	Mr Jacobowsky	Mannheim

4. Tables about the Comparison of Heating Systems

Table 1: Power Credit on the Basis of Medium Load Coal-Fired Power Plants (According to GEMIS 4.0)

Power Credit Coal	Gas CHP Plant 1	Gas CHP Plant 2	Diesel CHP Plant 1	Diesel CHP Plant 2
Power-to-Heat Ratio	0.44	0.38	0.51	0.45
Generated Power Amount kWh/a	34,047.92	29,546.35	32,855.28	36,129.03
Use of Primary Energy Coal-Fired Power Plants kWh/kWh	2.59	2.59	2.59	2.59
Use of Primary Energy for the Generated Power Amount MWh/a	88.22	76.55	85.13	93.61
CO ₂ Emissions g/kWh	878.13	878.13	878.13	878.13
CO ₂ Emissions t/a	29,90	25.95	y	31.73
CO Emissions mg/kWh	208.84	208.84	208.84	208.84
CO Emissions kg/a	7.11	6.17	6.86	7.55
NO _x Emissions mg/kWh	504.38	504.38	504.38	504.38
NO _x Emissions kg/a	17.17	14.90	16.57	18.22

Table 2: Consumption of Primary Energy and Emissions of the Compared Systems Including Power Credit on the Basis of Medium Load Coal-Fired Power Plants

Total, Including Credit	Gas Boiler	Gas CHP Plant 1	Gas CHP Plant 2	Diesel CHP Plant 1	Diesel CHP Plant 2	Oil Burner/Boiler
Fuel Input MWh/a	131.5	84.73	88.79	82.90	77.60	127.8
CO ₂ Emissions t/a	26.11	4.44	6.88	16.14	14.12	34.21
NO _x Emissions kg/a	6.2	33.3	-5.0	249.7	227.5	12.3
CO Emissions kg/a	1.5	-3.5	30.3	29.1	31.5	2.0

Table 3: Power Credit on the Basis of CCGT Power Plants (according to GEMIS 4.0)

Power Credit CCGT	Gas CHP plant 1	Gas CHP plant 2	Diesel CHP plant 1	Diesel CHP plant 2
Power-to-Heat Ratio	0.44	0.38	0.51	0.45
Generated Amount of Power kWh/a	34047.92	29546.35	32855.28	36129.03
Use of Primary Energy CCGT kWh/kWh	1.89	1.89	1.89	1.89
Use of Primary Energy for Generated Amount of Power MWh/a	64.21	55.72	61.96	68.13
CO ₂ Emissions g/kWh	368.41	368.41	368.41	368.41
CO ₂ Emissions t/a	12.54	10.89	12.10	13.31
CO Emission mg/kWh	375.81	375.81	375.81	375.81
CO Emissions kg/a	12.80	11.10	12.35	13.58
NO _x Emissions mg/kWh	690.97	690.97	690.97	690.97
NO _x Emissions kg/a	23.53	20.42	22.70	24.96

Table 4: Use of Primary Energy and Emissions of the Compared Systems Including Power Credit on the Basis of CCGT Power Plants

Total Including Power Credit CCGT	Gas Boiler	Gas CHP plant 1	Gas CHP plant 2	Diesel CHP plant 1	Diesel CHP plant 2	Oil Burner Boiler
Fuel Input MWh/a	131.5	108.75	109.62	106.07	103.08	127.8
CO ₂ emissions t/a	26.11	21.79	21.94	32.89	32.53	34.21
NO _x emissions kg/a	6.2	27.0	-10.5	243.5	220.8	12.3
CO emissions kg/a	1.5	-9.5	25.4	23.6	25.5	2.0

5. Participants of the Expert Discussion

The expert talk took place at the Federal Environmental Agency on September 5th, 2000. The following organisations and persons took part in the discussion:

Organisation	Representative
Buderus Heiztechnik GmbH	Mr Ralf Wismach
BUND	Mr Prof. Klaus Traube
COMUNA metall	Mr Herbert Even
Fördergemeinschaft BHKW	Mr Adi Golbach
HGC Hamburg Gas Consult	Mr Thorsten Grimpe
HGC Hamburg Gas Consult	Mrs Irina Reese
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)	Mr Bernd Hirschl
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)	Mrs Esther Hoffmann
Köhler & Ziegler GmbH	Mr Helmut Ziegler
SenerTec GmbH	Mr Christian Brustmann
SOKRATHERM GmbH	Mr Klaus Pollmeier
Umweltbundesamt	Mr Jörg Schäl
Umweltbundesamt	Mrs Angela Seifert
Umweltbundesamt	Mr Manfred Steinhagen
Umweltbundesamt	Mr Stinshoff
Umweltbundesamt	Mr Peter Wagenknecht
Valentin	Mr Josef Raschke
VDMA	Mr Gerd Krieger
	Mr Rolf Wiedenhoff

6. Proposal for Certification Principles for Small Gas Cogeneration Plants

Transcription of the ecolabel: "... because energy-efficient"

1. Introduction

Due to the combined production of thermal and electrical energy, cogeneration plant modules constitute an efficient technology of energy conversion. They hence make an essential contribution to a reduction of the consumption of primary energy carriers and carbon dioxide emissions. Besides these environmental effects, they contribute to the decentralisation of energy supply. The above-shown ecolabel may be used for the marking of small cogeneration plant modules for the use of gaseous fuels, as specified in Scope, which make efficient use of the fuel and emit less pollutants than would be permissible according to the current technical regulation regarding air-pollutant emissions, TA Luft.

2. Scope

These Basic Criteria apply to engine-powered cogeneration plant modules pursuant to DIN 6280 Part 14 with an electrical output up to and including 125 kW designed for the use of gaseous fuels.

3. Requirements

The ecolabel shown above may be used for the marking of appliances as specified in Scope, provided that they meet the following requirements:

3.1 General Requirements

Prerequisites for award of the ecolabel are a certification of conformity with standards and a licence to use the CE Label according to EC directives 90/396/EEC, 89/392/EEC, 89/106/EEC, 72/23/EEC and the EEC-EMC-directive¹.

The manufacturer shall name the agency supervising the manufacture of series products.

3.2 Emission Requirements

The emission values listed below – related to exhaust gas under standard conditions (0°C, 1013 mbar) with an oxygen volume content of 5% - must not be exceeded within the entire setting range without

¹ EEC Council Directive on Gas Devices 90/396/EEC about an adjustment of the law of the member states for gas consuming devices, EEC Council Directive on machines 89/392/EEC about the law of the member states with regard to machines, EEC Council Directive on Construction-products 89/106/EEC about the adjustment of the member states' law on construction-products; EEC Council Directive on Low Voltages 72/23/EEC, EEC Council Directive on EMC about the adjustment of the relevant law of the member states with regard to electromagnetic compatibility.

making use of a measuring tolerance under para. 6.5 of the DIN EN 267 and the error tolerance of the calibration gases. The measuring unit of the emission values (mg/Nm^3) must be understood as mg of pollutant per standard cubic meter of exhaust gas. Testing shall be done according to the measuring methods listed in para. 4.

Nitrogen Oxides (NO_x)

The content of nitrogen monoxide and nitrogen dioxide in the exhaust gas must not exceed 250 mg/Nm^3 given as nitrogen dioxide.

Carbon Monoxide (CO)

The content of carbon monoxide in the exhaust gas must not exceed 300 mg/Nm^3 .

Organic Substances

The content of organic substances in the exhaust gas must not exceed 100 mg/Nm^3 , given as total carbon.

3.3 Efficient Energy Utilization

The efficiency factors have to be determined at outgoing and returning temperatures of 90°C and 70°C.

The overall efficiency factor according to DIN 6280 Part 14 must not be lower than 89%.

The electrical efficiency factor according to DIN 6280 Part 14 must not be lower than the values that are calculated by using the following formula dependent upon the electrical performance:

$$\eta_{\text{el}} \geq 2.5 \cdot \ln(P_{\text{el}}) + 21.5.$$

With η_{el} being the electrical efficiency factor and P_{el} being the electrical performance

The test report must contain information about the minimum performance condition under which the cogeneration plant can be operated and the overall efficiency factor achieved by the module under minimum performance conditions. In the case of cogeneration plants operable at partial load, the electrical efficiency factor at partial load (60%) must not decrease more than 3 percentage points of the efficiency factor achieved at full load and the overall efficiency must not decrease more than 2 percentage points of the efficiency factor achieved at full load.

3.4 Sound Emissions

The sound pressure level of the cogeneration module measured from a distance of 1 m should not exceed the following values:

At an electrical performance ≤ 20 kW: 56 dB(A)

and at an electrical performance > 20 kW: 66 dB(A)

measured according to DIN 45635 Part 1 and Part 11.

3.5 Setting and Operation Instructions

The Setting Instructions must include precise and definite information on the proper adjustment of the cogeneration plant by the expert. Adjustment according to the Setting Instructions must enable the operator to meet the requirements under paras. 3.2, 3.3 and 3.4 during operation. The Setting Instructions must include detailed information on how to adapt the cogeneration plant to the exhaust gas system, as well as recommendations of how to avoid structure-borne sound.

3.6 Supplementary Electrical Consumption

The testing institute shall determine the different values of supplementary electrical consumption as well as water-side flow resistance on the basis of the measuring provision according to Appendix 1 to the Basic Criteria and list them in the test report.

If the device is equipped with a heating water circulating pump, the consumption of electrical performance of this component must be mentioned separately within the report provided.

The measuring uncertainty of the measuring device for the determination of electric power consumption must not exceed $\pm 0,5$ W.

3.7 Maintenance Contract

The applicant obliges himself to offer a full maintenance contract for his product comprising the following services:

- (1) Accomplishment of periodic inspection and maintenance measures (e.g. oil and sparking plug change),
- (2) Accomplishment of corresponding repairs and installation works to eliminate disruptions of the operating process,
- (3) The necessary maintenance, respectively overhaul of the plant after a longer period of operation,
- (4) Supply of necessary materials for the process of operation (e.g. lubricating oil), worn out components (e.g. sparking plugs) and spare parts (such as cylinder heads) for the maintenance works mentioned above (no.1) and repairs and overhauls (no. 2 and no. 3),
- (5) Disposal of used materials of operation and defective components.

3.8 Taking Back of the Plants

The applicant obliges himself to take his products carrying an ecolabel back after their use in order to recycle them. Components which can not be recycled must be disposed of in an ecologically appropriate way.

The product's instruction manual must contain information about the possibilities for plant return to the producer.

4. Testing

4.1 Testing Institutes

Testing shall be done by testers from independent licensed testing institutes for the design certification test.

4.2 Testing Methods

Measurements are to be taken at partial and full load each. If the cogeneration plant module is designed for just one electrical output value the measurement is to be taken at this nominal electrical output only.

Efficiency factors and nominal emission factors shall be tested in accordance with DIN ISO 3046 Parts 2 and 3.

G 20 (methane) according to DIN EN 437 shall be used as test gas for pollutant emission test. The measured nitrogen oxide emission values as well as the values to be adjusted to reference conditions (humidity and temperature adjustment) according to Annex H of DIN EN 676 (December 1996 edition) shall be listed in the test report. The emission values thus corrected are to be compared to the requirements under para. 3.2.

4.3 Calibration Gases and Measuring Instruments

Certified calibration gases shall be used for the calibration of measuring instruments. The certificates are to be attached to the test documents. Calibration gas generators must not be used.

Measuring instruments shall be used in accordance with DIN EN 267. Notwithstanding Annex C to said standard, the NO_x measurement shall be done with measuring instruments working according to the principle of chemiluminescence. The CO measurement is to be done with a measuring instrument working on the basis of infrared spectroscopy.

5. Evidences

When applying for the certification of the product according to the ecolabel the following evidences must be provided:

- 5.1 The test report about the assessment of the devices including the statement of the measurement instruments and methods applied as well as measuring tolerances. The test report including the affirmation of the fulfilment of the criteria specified in paras. 3.2 to 3.5 in combination with para. 4.
- 5.2 The instructions of installation and operation including the statements according to section 3.5.

- 5.3 The compilation of the examination results with regard to the behaviour at partial and full load as specified in section 3.3.
- 5.4 The compilation of the examination results about the determined kinds of supplementary electrical consumption as specified in section 3.6.
- 5.5 The obligation to offer maintenance contracts according to section 3.7 has to be provided.
- 5.6 The obligation to take the products back according to section 3.8 has to be provided.
- 5.7 Evidence regarding the compliance with directives and the mentioning of the supervisory unit as laid down in section 3.1 has to be provided.

Appendix 1 to Certification Principles

Measurement of the supplementary electrical consumption during different conditions of operation.

1. Consumption of Supplementary Electricity under Non-operating Condition

Measurement of the supplementary electrical consumption of the gas cogeneration plant module when the fuel valves are closed and only electrical consumers serving the purpose of maintaining the operability of the plant are switched on. The consumption of energy (without taking the heating water circulating pump and the mixer drive into account) is measured over a minimum period of 30 minutes.

If processes of control and steering influence the supplementary electrical consumption a longer measurement period might become necessary. The determined supplementary electrical consumption is related to the measurement period and is stated in Watt.

2. Consumption of Supplementary Electricity under Operating Condition

When giving evidence of the energy use by determining the efficiency factors according to DIN 6280 Part 14, the total supplementary electrical consumption of the cogeneration plant module (without consideration of the heating water circulating pump and the mixer drive) is summed up over the measurement period and is related to the measurement period; it is stated as performance of supplementary electrical consumption for the specific degree of load.

The measurement must be conducted at full load and partial load; both values have to be mentioned.

3. Water-Side Flow Resistance

The water-side flow resistance has to be named in combination with the corresponding heating water volume flow for the temperature difference of 20 Kelvin. If the plant is equipped with a heating water circulating pump, the supplementary electrical consumption (Minimum and Maximum values) also has to be stated in the test report.

7. Proposal of Certification Principles for Small Diesel Cogeneration Plant Modules.

Transcription of the ecolabel: "... because energy-efficient"

1. Introduction

Due to the combined production of thermal and electrical energy, cogeneration plant modules constitute an efficient technology of energy conversion. They hence make an essential contribution to a reduction of the consumption of primary energy carriers and carbon dioxide emissions. Besides these environmental effects, they contribute to the decentralisation of energy supply. The above-shown ecolabel may be used for the marking of small cogeneration plant modules for the use of liquid fuels, as specified in Scope, which make efficient use of the fuel and emit less pollutants than would be permissible according to the current technical regulation regarding air-pollutant emissions, TA Luft.

2. Scope

These Basic Criteria apply to engine-powered cogeneration plant modules pursuant to DIN 6280 Part 14 with an electrical output up to and including 125 kW designed for the use of liquid fuels.

3. Requirements

The ecolabel shown above may be used for the marking of appliances as specified in Scope, provided that they meet the following requirements:

3.1 General Aspects

Prerequisites for award of the ecolabel are a certification of conformity with standards and a licence to use the CE Label according to EC directives 89/392/EEC, 89/106/EEC, 72/23/EEC and the EEC-EMC-directive². The manufacturer shall name the agency supervising the manufacture of series products.

3.2 Emission Requirements

The emission values listed below – related to exhaust gas under standard conditions (0°C, 1013 mbar) with an oxygen volume content of 5% - must not be exceeded within the entire setting range without making use of a measuring tolerance under para. 6.5 of the DIN EN 267 and the error tolerance of the calibration gases. The measuring unit of the emission values (mg/Nm³) must be understood as mg of

² EEC Council Directive on machines 89/392/EEC about the law of the member states with regard to machines, EEC Council Directive on Construction-products 89/106/EEC about the adjustment of the member states' law on construction-products; EEC Council Directive on Low Voltages 72/23/EEC, EEC Council Directive on EMC about the adjustment of the relevant law of the member states with regard to electromagnetic compatibility.

pollutant per standard cubic meter of exhaust gas. Testing shall be done according to the measuring methods listed in para. 4.

Nitrogen Oxides (NO_x)

The content of nitrogen monoxide and nitrogen dioxide in the exhaust gas must not exceed 1000 mg/Nm³ given as nitrogen dioxide.

Carbon Monoxide (CO)

The content of carbon monoxide in the exhaust gas must not exceed 300 mg/Nm³.

Total Dust Emissions

The total content of dust in the exhaust gas must not exceed 20 mg/Nm³.

Organic Substances

The content of organic substances in the exhaust gas must not exceed 100 mg/Nm³, given as total carbon.

3.3 Efficient Energy Utilization

The efficiency factors have to be determined at outgoing and returning temperatures of 90°C and 70°C.

The overall efficiency factor according to DIN 6280 Part 14 must not be lower than 89%.

The electrical efficiency factor according to DIN 6280 Part 14 must not be lower than the values which are calculated by using the following formula in dependence on the electrical performance:

$$\eta_{el} \geq 3.5 \cdot \ln(P_{el}) + 22.5.$$

With η_{el} being the electrical efficiency factor and P_{el} being the electrical performance

The test report must contain information about the minimum performance condition under which the cogeneration plant can be operated and the overall efficiency factor achieved by the module under minimum performance conditions. In the case of cogeneration plants operable at partial load, the overall and the electrical efficiency factor at partial load (60%) must not decrease more than 2 percentage points of the efficiency factors achieved at full load.

3.4 Sound Emissions

The sound pressure level of the cogeneration module measured from a distance of 1 m should not exceed the following values:

At an electrical performance ≤ 20 kW: 60 dB(A)

and at an electrical performance > 20 kW: 66 dB(A)

measured according to DIN 45635 Part 1 and Part 11.

3.5 Setting and Operation Instructions

The Setting Instructions must include precise and definite information on the proper adjustment of the cogeneration plant by the expert. Adjustment according to the Setting Instructions must enable the operator to meet the requirements under paras. 3.2, 3.3 and 3.4 during operation. The Setting Instructions must include detailed information on how to adapt the cogeneration plant to the exhaust gas system, as well as recommendations of how to avoid structure-borne sound.

3.6 Supplementary Electrical Consumption

The testing institute shall determine the different values of supplementary electrical consumption as well as water-side flow resistance on the basis of the measuring provision according to Appendix 1 to the Basic Criteria and list them in the test report.

If the device is equipped with a heating water circulating pump, the consumption of electrical performance of this component must be mentioned separately within the report provided.

The measuring uncertainty of the measuring device for the determination of electric power consumption must not exceed $\pm 0,5$ W.

3.7 Maintenance Contract

The applicant obliges himself to offer a full maintenance contract for his product comprising the following services:

- (1) Accomplishment of periodic inspection and maintenance measures (e.g. oil and sparking plug change),
- (2) Accomplishment of corresponding repairs and installation works to eliminate disruptions of the operating process,
- (3) The necessary maintenance respectively overhaul of the plant after a longer period of operation,
- (4) Supply of necessary materials for the process of operation (e.g. lubricating oil), worn out components (e.g. sparking plugs) and spare parts (such as cylinder heads) for the maintenance works mentioned above (no.1) and repairs and overhauls (no. 2 and no. 3),
- (5) Disposal of used materials of operation and defective components.

3.8 Taking Back of the Plants

The applicant obliges himself to take his products carrying an ecolabel back after their use in order to recycle them. Components which can not be recycled must be disposed of in an ecologically appropriate way.

The product's instruction manual must contain information about the possibilities for plant return to the producer.

4. Testing

4.1 Testing Institutes

Testing shall be done by testers from independent licensed testing institutes for the design certification test.

4.2 Testing Methods

Measurements are to be taken at partial and full load each. If the cogeneration plant module is designed for just one electrical output value the measurement is to be taken at this nominal electrical output only.

Efficiency factors and nominal emission factors shall be tested in accordance with DIN ISO 3046 Parts 2 and 3.

4.3 Test Oil and Adjustment of Measured Values

Testing shall be done with a test oil pursuant to DIN 51603 Part 1 whose content of organically bonded nitrogen has to be determined and specified by the testing institute according to ASTM D 4629-91. The measured nitrogen oxide emissions values as well as the values to be adjusted to reference conditions (humidity and temperature adjustment) according to Annex D of DIN EN 267 are to be listed in the test report. The nitrogen oxide emission values adjusted to reference conditions refer to a content of organically bonded nitrogen in the test oil of 140 mg/kg.

With a higher nitrogen content of up to 180 mg/kg, the nitrogen oxide emissions adjusted to reference conditions, given as nitrogen dioxide, may be increased by 0.20 mg/kWh per 1 mg of nitrogen in the fuel. Test oils must have a nitrogen content of 100 to 180 mg/kg.

The nitrogen oxide emission values adjusted to reference conditions must be adjusted to the reference nitrogen content of 140 mg/kg and listed in the test report. The emission values thus adjusted have to be compared to the requirements under para. 3.2.

4.4 Calibration Gases and Measuring Instruments

Certified calibration gases shall be used for the calibration of the measuring instruments. The certificates are to be attached to the test documents. Calibration gas generators must not be used.

Measuring instruments are to be used in accordance with DIN EN 267. Notwithstanding Annex C to said standard, NO_x measurement is to be done with measuring instruments working according to the principle of chemiluminescence. The CO measurement is to be done with a measuring instrument working on the basis of infrared spectroscopy.

5. Evidences

When applying for the certification of the product according to the ecolabel the following evidences must be provided:

- 5.1 The test report about the assessment of the devices including the statement of the measurement instruments and methods applied as well as measuring tolerances. The test report including the affirmation of the fulfilment of the criteria specified in paras. 3.2 to 3.5 in combination with para. 4.
- 5.2 The instructions of installation and operation including the statements according to section 3.5.
- 5.3 The compilation of the examination results with regard to the behaviour at partial and full load as specified in section 3.3.
- 5.4 The compilation of the examination results about the determined kinds of supplementary electrical consumption as specified in section 3.6.
- 5.5 The obligation to offer maintenance contracts according to section 3.7 has to be provided.
- 5.6 The obligation to take the products back according to section 3.8 has to be provided.
- 5.7 Evidence regarding the compliance with directives and the mentioning of the supervisory unit as laid down in section 3.1 has to be provided.

Appendix 1 to Certification Principles

Measurement of the supplementary electrical consumption during different conditions of operation.

1. Consumption of Supplementary Electricity under Non-Operating Condition

Measurement of the supplementary electrical consumption of the gas cogeneration plant module when the fuel valves are closed and only electrical consumers serving the purpose of maintaining the operability of the plant are switched on. The consumption of energy (without taking the heating water circulating pump and the mixer drive into account) is measured over a minimum period of 30 minutes.

If processes of control and steering influence the supplementary electrical consumption a longer measurement period might become necessary. The determined supplementary electrical consumption is related to the measurement period and is stated in Watt.

2. Consumption of Supplementary Electricity under Operating Condition

When giving evidence of the energy use by determining the efficiency factors according to DIN 6280 Part 14, the total supplementary electrical consumption of the cogeneration plant module (without consideration of the heating water circulating pump and the mixer drive) is summed up over the measurement period and is related to the measurement period; it is stated as performance of supplementary electrical consumption for the specific degree of load.

The measurement must be conducted at full load and partial load; both values have to be mentioned.

3. Water-Side Flow Resistance

The water-side flow resistance has to be named in combination with the corresponding heating water volume flow for the temperature difference of 20 Kelvin. If the plant is equipped with a heating water circulating pump, the supplementary electrical consumption (Minimum and Maximum values) also has to be stated in the test report.