

# Das „CombiPower-Verfahren“ – eine Möglichkeit der dezentralen Erzeugung von Strom, Wärme und Industriegas aus Kohle und Biomasse\*)

## The “CombiPower Process” – a Possibility for Decentralized Generation of Power, Heat and Industrial Gas from Coal and Biomass\*)

Le procédé « CombiPower » – un moyen de production décentralisée de courant, de chaleur et de gaz industriel à partir de charbon et de biomasse\*)

El “procedimiento CombiPower” – una opción para la producción descentralizada de electricidad, calor y gas industrial a partir de carbón y biomasa\*)

Von Dipl.-Ing. Norbert Topf, Dipl.-Ing. Madeleine Berger, Dipl.-Ing. Gert Palitzsch und Dr.-Ing. Sascha Schröder, Dresden\*\*)

**Zusammenfassung** Es wird ein Verfahren vorgestellt (CombiPower-Verfahren), das die Wirbelschichtvergasung mit Luft als Vergasungsmittel und die Wirbelschichtverbrennung kombiniert. Auf diese Weise ist eine bedarfsgerechte, dezentrale Produktion von Elektroenergie und Heizwärme aus Biomasse gemäß den Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowohl verfahrenstechnisch als auch wirtschaftlich möglich. Durch Anreicherung der Luft mit Sauerstoff, z. B. auf etwa 50 % O<sub>2</sub>, kann im CombiPower-Plus-Verfahren zusätzlich auch ein Industriegas mit einem Heizwert von rd. 8 MJ/kg bereitgestellt werden. Außerdem wird gegenüber einer ansonsten baugleichen CombiPower-Anlage eine auf das 2,5- bis 3-fache erhöhte Brennstoffleistung erzielt. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen, dass bei einer weiteren weltweiten Verteuerung der Energierohstoffe – neben der Nutzung regenerativer Rohstoffe wie Holz – die regional verfügbare Braunkohle als Brennstoff für eine dezentrale Energiewandlung wirtschaftlich angewandt werden kann.

**Summary** A process (the CombiPower process) is presented that combines fluidized bed gasification with air as the gasification medium and fluidized bed combustion. With this process, decentralized generation of electric energy and heat from biomass in compliance with the regulations of Germany's Renewable Energy Act (EEG) is feasible both with regard to the processing equipment required and in terms of economic efficiency. By enriching the oxygen content in the air, e.g. to around 50 % O<sub>2</sub>, in the CombiPower-Plus process, an industrial gas with a calorific value of around 8 MJ/kg can be produced. Moreover, compared to an otherwise identical CombiPower plant, the fuel rating can be increased by a factor of 2.5 to 3. Feasibility studies show that with a further global increase in the prices for energy resources, besides the use of regenerative raw materials such as wood, regionally available brown coal can also be used cost-efficiently for decentralized energy conversion.

**Résumé** L'article traite d'un procédé (le procédé CombiPower) combinant la gazéification en lit fluidisé utilisant l'air comme agent de gazéification et la combustion en lit fluidisé. Une production décentralisée d'énergie électrique et de chaleur de chauffage à partir de la biomasse, répondant aux besoins et conforme aux réglementations de la loi sur les énergies renouvelables (EEG), est ainsi possible aussi bien du point de vue technologique qu'économique. Par enrichissement de l'air en oxygène, par exemple à env. 50 % O<sub>2</sub>, il peut, d'autre part, être obtenu par le procédé CombiPower-Plus un gaz industriel d'un pouvoir calorifique d'env. 8 MJ/kg. D'autre part, par rapport à une installation CombiPower par ailleurs de même conception, il est obtenu une puissance de combustible de 2,5 à 3 fois supérieure. Les études de rentabilité montrent que dans la perspective de l'enchérissement continu des matières premières énergétiques au niveau mondial, à côté des matières premières renouvelables tel que le bois, la lignite disponible au niveau régional peut être utilisée de manière économique comme combustible pour une conversion d'énergie décentralisée.

**Resumen** Se presenta un procedimiento (el procedimiento CombiPower) que combina la gasificación de lecho fluidizado, utilizando el aire como medio de gasificación, con la combustión en lecho fluidizado. De este modo se hace posible desde un punto de vista tanto técnico como económico realizar de forma descentralizada y acorde a las necesidades una producción de energía eléctrica y de calor a partir de biomasa de conformidad con las disposiciones de la Ley de Energías Renovables. El procedimiento CombiPower-Plus permite además producir gas industrial con un valor calorífico de aprox. 8 MJ/kg mediante el enriquecimiento del aire con oxígeno, por ejemplo al 50 % O<sub>2</sub>. En comparación con la instalación CombiPower que, por lo demás, es idéntica en su construcción, se alcanza de este modo una potencia de combustible de 2,5 a 3 veces superior. Los estudios de rentabilidad muestran que, teniendo en cuenta el encarecimiento continuado de las fuentes de energía primarias a escala mundial, es posible emplear, junto a las materias primas regenerativas como la madera, el lignito disponible en la región como combustible para una conversión descentralizada de la energía.

\*) Überarbeitete Fassung des Vortrages auf dem Innovationsforum „Stoffwandlung in Gase im Bereich der Energieverfahrenstechnik des FIRE e.V. im November 2006 in Freiberg/Sachsen

\*\*) VER Verfahreningenieure GmbH, Dresden

\*) Revised version of a paper presented at the Innovation Forum “Converting Materials to Gases in Processing Systems for Energy Generation” organized by FIRE e.V. in Freiberg/Saxony in November 2006

\*\*) VER Verfahreningenieure GmbH, Dresden

## 1. Einführung

Klimawandel, Verknappung und Verteuerung der fossilen Brennstoffe, zunehmende Verschmutzung der Luft durch Emissionen von Schadstoffen – das alles sind Dinge, die die Menschheit zum Umdenken bei der Nutzung und beim Umgang mit den Ressourcen unserer Erde zwingen. In diesem Zusammenhang gewinnt nicht nur die verstärkte Nutzung alternativer Energien wie Wind, Solarenergie, Biomasse oder Erdwärme an Interesse, sondern es werden auch die jeweiligen Potenziale einer Energieressource, deren Verfügbarkeit und deren Reichweite bewertet.

Die Ressource „Erdöl“ stellt dabei weltweit die Leitwährung für den Markt von Energieträgern dar [1]. Öl ist heute gleichermaßen ein wirtschaftlich sowie ein politisch bedeutender Einflussfaktor. Die Preisentwicklung für Erdöl der letzten drei Jahre zeigt einen Anstieg von etwa 30 US-\$/Barrel auf gegenwärtig fast 80 US-\$/Barrel (Bild 1). Entgegen der vielfach verbreiteten Meinung ist dieser Preisanstieg jedoch nicht allein mit politischen Krisen zu begründen. Er ist auch logische Konsequenz einer zunehmend schnell wachsenden, globalen Wirtschaft und Nachfrage nach Energie.

Alein in China wurden in den letzten 3,5 Jahren etwa 20 Mio. Autos produziert und neu zugelassen. Dies entspricht etwa der Hälfte des Fahrzeugbestandes der Bundesrepublik Deutschland und vermittelt nur einen groben Anhaltspunkt für eine Prognose des zukünftigen Energiebedarfs allein dieser aufstrebenden Wirtschaftsregion.

Konsequenz der weltweit stark ansteigenden Nachfrage nach Öl und Energie sind Preiserhöhungen in allen Bereichen der Energiewirtschaft.

Daher gilt es, neue Ideen für eine regionale, wirkungsvolle Energiegewinnung auf der Grundlage einheimischer Ressourcen zu entwickeln und umzusetzen.

Vor allem die einheimischen Kohlereserven und das stoffliche und technische Entwicklungspotenzial regenerativer Energiequellen eröffnen zahlreiche Ansatzpunkte, langfristig die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern und Wertschöpfungsketten aufzubauen.

Der CombiPower-Prozess bietet eine interessante Möglichkeit, auf der Grundlage inländischer Ressourcen erfolgreich und zukunftsorientiert die Gewinnung von „sauberer“ Energie zu fördern. Ziel dieses Berichtes ist es, neben der technischen Beschreibung des Verfahrens und der Anlagentechnik durch Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen die Anwendbarkeit des CombiPower-Prozesses nachzuweisen.

## 1. Introduction

Climatic change, the scarcity of fossil fuels, the steady rise in their price, and the increasing pollution of the air by emissions – these are all things are forcing people to think again about the way we use and manage the resources of our earth. In this context, not only the increased use of alternative energies such as wind, solar energy, biomass or geothermal energy is attracting more and more interest, but the respective potential of an energy resource, its availability and its scope are also evaluated.

“Crude oil” is the key currency on the world fuel market [1]. Today, oil is equally an economically and politically important factor. The development of the price of crude oil over the last three years shows an increase of around 30 US \$/barrel to the current level of almost 80 US \$/barrel (Fig. 1). Contrary to widespread opinion, this price increase cannot, however, only be explained with political crises. It is also the logical consequence of an ever faster growing global economy and rising energy demand.

In China alone, around 20 mill. cars were produced and licensed for the first time over the last 3.5 years. This corresponds to around half of the total vehicles in the Federal Republic of Germany and serves as a rough guide for forecasting the future energy requirement in this up-and-coming economic region alone.

Consequence of the drastically increasing global demand for oil and energy are price increases in all sectors of energy supply industry.

It is therefore important to develop and realize new ideas for regional, efficient energy generation on the basis of indigenous resources.

Especially the indigenous coal reserves and the potential for the material and technical development of regenerative energy sources can open up numerous avenues for lowering dependence on energy imports in the long term and the build-up of a value added chain.

The CombiPower process presents an interesting possibility for the efficient generation of “clean” energy on the basis of domestic resources in a future-oriented system. The objective of this paper is to present a technical description of the process and plant engineering and, in addition, to establish the applicability of the CombiPower process based on feasibility studies.

## 2. Process Description

The CombiPower process is used for the decentralized generation of power and heat from solid fuels such as biomass, brown coal or waste-derived fuels (WDF) from processed domestic waste or commercial waste with air as the gasification medium.

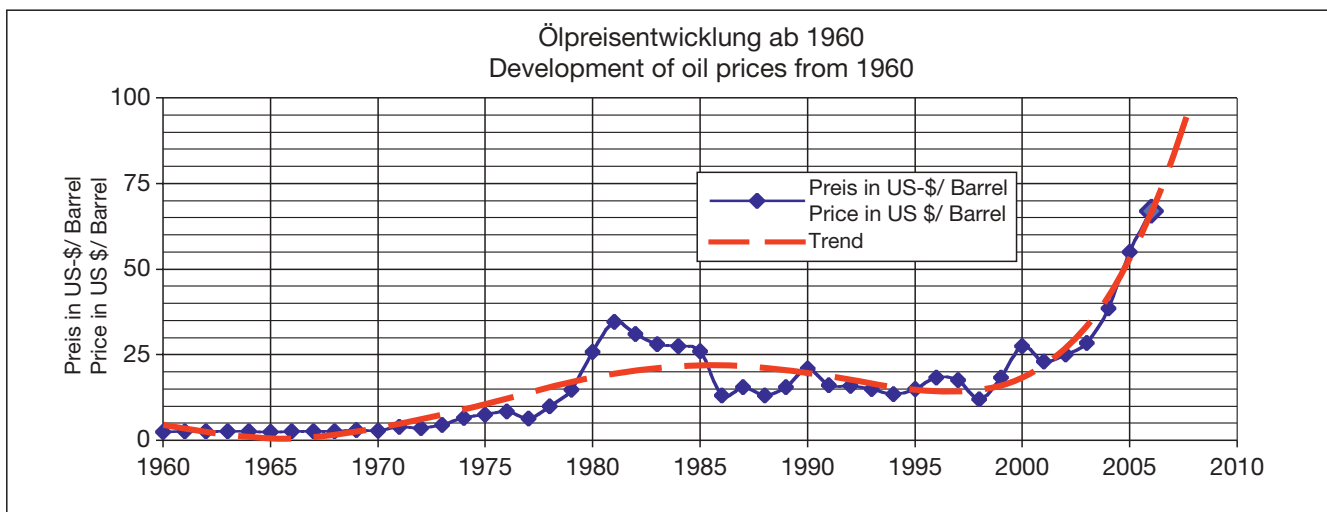


Bild 1: Entwicklung des Ölpreises von 1960 bis 2006

Fig. 1: Development of the oil prices from 1960 to 2006

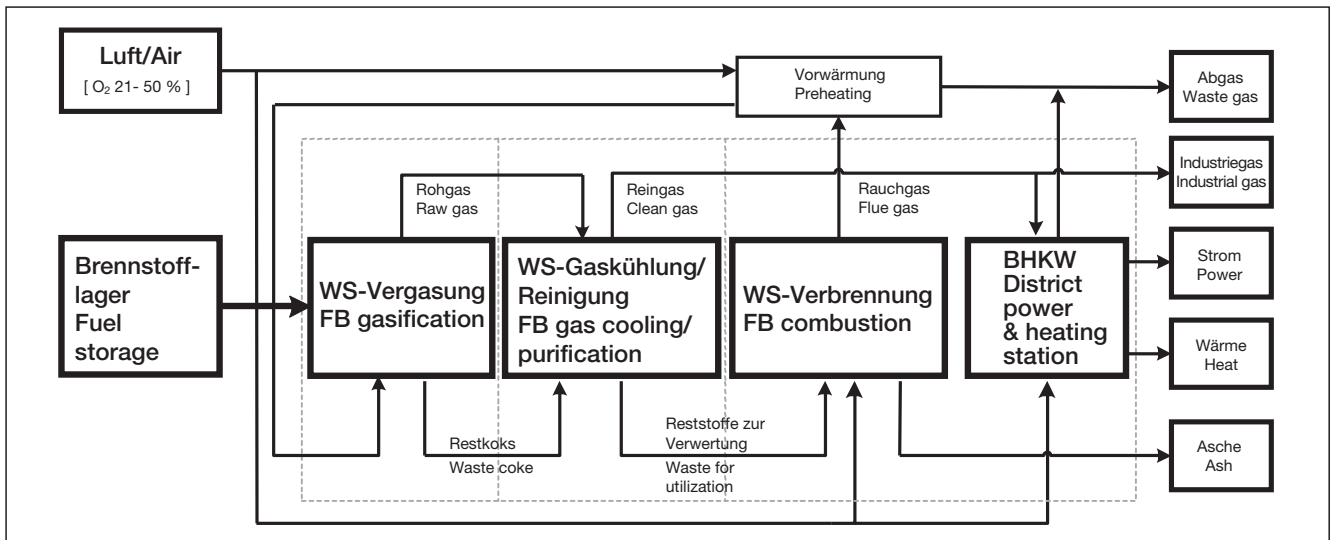


Bild 2: Fließbild des PowerCombi-Plus-Prozesses, schematisch  
Fig. 2: Flowsheet of the PowerCombi-Plus process, schematic

## 2. Verfahrensbeschreibung

Der CombiPower-Prozess dient der dezentralen Gewinnung von Strom und Wärme aus festen Brennstoffen wie Biomasse, Braunkohle oder Ersatzbrennstoffen (EBS) aus aufbereitetem Haushaltsrestabfall oder Gewerbeabfall mit Luft als Vergasungsmittel.

Bild 2 zeigt das Fließbild des CombiPower-Verfahrens mit den drei wesentlichen Verfahrensstufen

- Wirbelschichtvergasung
- Gaskühlung und -reinigung in der Wirbelschicht
- Wirbelschichtverbrennung
- Biomasse- bzw. EBS- oder Braunkohleheizkraftwerk (BHKW).

Aufbauend auf diesem Konzept, bietet der CombiPower-Plus-Prozess durch Einsatz sauerstoffangereicherter Luft als Vergasungsmittel zusätzlich die Möglichkeit, neben Strom und Wärme auch Industriegas zu erzeugen. Hierzu wird die bestehende Anlage lediglich um eine Sauerstoffanreicherung durch Druckwechsel-Adsorptionsanlage erweitert.

Bei einem Durchsatz von  $m_{BS} = 3,5$  t/h Brennstoff können spezifische Nutzenergiemengen in Form von elektrischer Energie (Strom),  $P_{elt} = 1,5$  MW/h, thermischer Energie (Heizwärme),  $Q_{therm} = 2$  MW/h und Industriegas,  $Q_{chem} = 8$  MW/h produziert werden.

### 2.1 Anlagentechnik

Die dreistufige Wirbelschichtanlage (WS-Anlage, Bild 3) mit den oben genannten Prozessstufen besteht aus den Teilsystemen

- Brennstofflager mit Prüfeinrichtung zur Bestimmung der Brennstoffqualität
- Vergaser mit Eintragssystem
- Brenngasaufbereitung (Reinigung und Kühlung)
- Brennkammer mit Ascheabstrag
- Aschelager
- BHKW
- Notfackel
- Rückkühlwerk
- Sauerstoffanreicherung,

die im Folgenden kurz beschrieben werden.

#### 2.1.1 Brennstofflagerung und Brennstoffqualität

Voraussetzung für einen kontinuierlichen Dauerbetrieb mit gleich bleibender Brennstoffqualität ist eine mindestens halbjährige Brennstoffbevorratung. Die Brennstoffvortrocknung erfolgt durch Nutzung von Abwärme aus dem Gesamtprozess.

Der Brennstoff muss eine Korngrößenverteilung aufweisen, die für die Behandlung in der Wirbelschicht geeignet ist; die Förder-

Fig. 2 shows a flowsheet of the CombiPower process with the main process stages

- fluidized bed gasification
- gas cooling and purification in the fluidized bed
- fluidized bed combustion
- biomass, WDF or brown coal district heating and power station.

On the basis of this concept, the CombiPower-Plus process also offers the possibility of producing industrial gas in addition to the generation of power and heat based on the use of oxygen-enriched air as the gasification medium. For this purpose the existing plant is simply extended with oxygen enrichment in a pressure swing adsorption plant.

At a throughput of  $m_{BS} = 3.5$  t/h fuel, specific useful energy in the form of electric energy (power –  $P_{elt} = 1.5$  MW/h), thermal energy (heat –  $Q_{therm} = 2$  MW/h), and industrial gas ( $Q_{chem} = 8$  MW/h) can be produced.

### 2.1 Plant Engineering

The three-stage fluidized bed plant (FB plant, Fig. 3) with the above process stages consists of the following subsystems

- fuel storage with testing system determining the fuel quality
- gasifier with feed system
- fuel gas processing (purification and cooling)
- combustion chamber with ash discharge
- ash storage
- district power and heating station
- emergency flare stack
- recooling unit
- oxygen enrichment.

These subsystems are briefly described below.

#### 2.1.1 Fuel storage and fuel quality

The precondition for continuous operation with consistent fuel quality is storage of the fuel for at least six months. The fuel is pre-dried utilizing waste heat from the overall process.

The fuel must have a particle size distribution suitable for treatment in the fluidized bed, and the conveying and metering systems must be adapted appropriately. In the plant currently in planning only untreated wood in the form of chippings in the particle size range from 20 to 60 mm will be used. The percentage of misplaced particles may be 10 wt. % in the fines range < 20 mm and in the oversize > 60–100 mm. The preferred feed is a material with a water content < 18 wt. %, but water contents

und Dosiereinrichtungen sind entsprechend anzupassen. In der gegenwärtig in Planung befindlichen Anlage wird ausschließlich naturbelassenes Holz in Form von Hackschnitzeln im Korngrößenbereich von 20 bis 60 mm eingesetzt. Der Feil Kornanteil darf im Feinbereich  $< 20$  mm sowie im Überkorn  $> 60$ – $100$  mm 10 Gew.-% betragen. Bevorzugt wird Material mit einem Wassergehalt  $< 18$  Gew.-%, aber auch Gehalte bis 30 Gew.-% sind möglich. Der Heizwert  $H_u$  sollte 12 MJ/kg nicht wesentlich unterschreiten. Der Brennstoff sollte frei von metallischen und anderen Störstoffen sein. Brennstoffdosierung und -zuführung erfolgen über Schubboden und Trogkettenförderer.

### 2.1.2 Vergaser

Kernstück der Gesamtanlage ist der Wirbelschichtvergaser, indem der Brennstoff mit einer unterstöchiometrischen Luftmenge in ein brennbares Gasgemisch (Brenngas) mit den Hauptkomponenten  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $N_2$  und Wasserdampf umgesetzt wird. Die Vergasung findet in einer stationär betriebenen Wirbelschicht unter Verwendung von Koks als Wirbelbettmaterial und der vorgewärmten Luft als Wirbelmedium bei etwa  $620^\circ C$  statt. Der Vergaser wird mit geringem Überdruck betrieben, um den Druckverlust der nachfolgenden Gasreinigung auszugleichen. Der Brennstoffeintrag erfolgt über Förderschnecken oberhalb des Vergaser-Düsenbodens. Über ein System aus Förderschnecken und ein gasdicht abschließendes Doppelschiebersystem ist die Rückbrandsicherung gewährleistet.

### 2.1.3 Brenngasaufbereitung

Das Brenngas wird zunächst in einem Heißgaszyklon entstaubt. Danach erfolgt eine Abkühlung von rund  $620^\circ C$  auf etwa  $100^\circ C$  in einem nachgeschalteten Brenngaskühler, der ebenfalls als stationärer Wirbelschichtapparat mit indirekter Wasserkühlung (Kühlregister) ausgelegt ist. Als Wirbelbettmaterial dient der Restkoks aus dem WS-Vergaser, an dem das Rohgas zunächst gequenchet und dann indirekt gekühlt wird. Dabei kondensiert der im Gas enthaltene Teer am Wirbelbettmaterial. Der mit Teer beladene Restkoks wird mit einer Förderschnecke in die nachfolgende Verbrennungsstufe gefördert und dort verbrannt. Durch diese Verfahrensweise werden eine kontinuierliche Erneuerung des Bettmaterials im WS-Kühler und eine vollständige energetische Umsetzung des Kohlenstoffs einschließlich des Teers erreicht. Nach der Rohgaskühlung folgen weitere Reinigungsstufen des Brenngases mit Wäscher, Tropfenabscheider, Wiederaufheizung, Aktivkohleabsorber und gegebenenfalls Feinstaubabreinigung. Die im WS-Kühler vom Brenngas abgegebene Wärme wird zur Aufheizung von Heizwasser genutzt.

### 2.1.4 Verbrennungsstufe mit Ascheausstrag

Die bei der Gaserzeugung und -reinigung einschließlich des Überschusswassers entstehenden Reststoffe werden in einer dritten stationären Wirbelschicht bei Temperaturen von etwa  $900^\circ C$  verdampft bzw. vollständig verbrannt. Das erzeugte Rauchgas wird energetisch zur Vorwärmung der Luft für die Vergasung genutzt. Die Abgase entsprechen den Anforderungen der TA Luft, die Deponiefähigkeit der Asche ist gewährleistet. Diese wird über eine gekühlte Zellenradschleuse sowie eine Förderschnecke abgetragen und in einem Sammelbehälter gelagert.

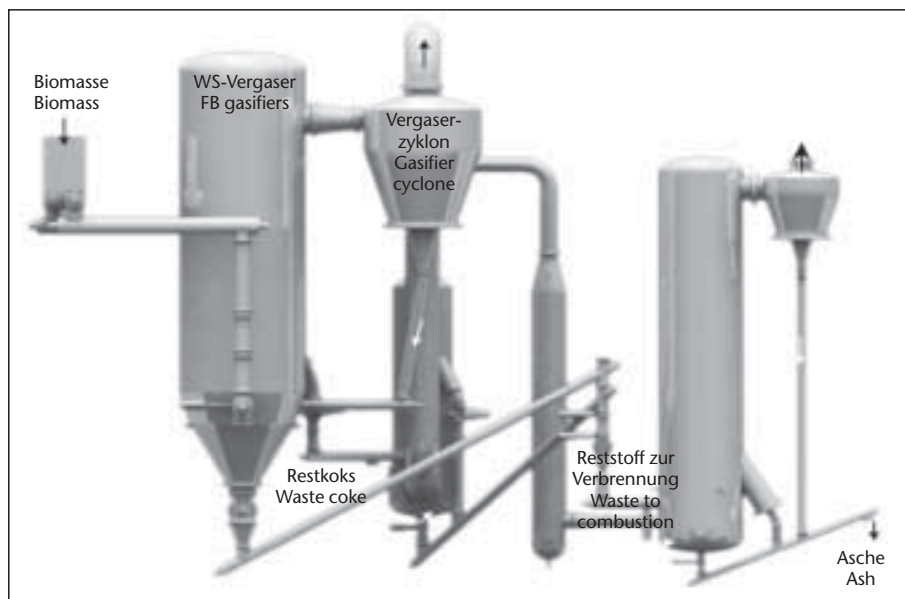


Bild 3: Ansicht der 3-stufigen Wirbelschichtanlage (CombiPower-Prozess)  
Fig. 3: View of the three-stage fluidized bed system of the CombiPower process

up to 30 wt. % are possible. The calorific value  $H_u$  should not fall much below 12 MJ/kg. The fuel should be free of metallic and other impurities.

The fuel is metered and fed by means of pusher plates and troughed chain conveyors.

### 2.1.2 Gasifier

Core element of the entire plant is the fluidized bed gasifier in which the fuel is converted with a substoichiometric quantity of air into a combustible gas mix (fuel gas) with the main components  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $N_2$  and water vapour.

Gasification is performed in a stationary operated fluidized bed with coke as the fluidized bed material and preheated air as the fluidized medium at around  $620^\circ C$ . The gasifier is operated with slight overpressure to compensate for the pressure loss in the subsequent gas purification stage.

The fuel is fed into the fluidized bed by screw conveyors above the gasifier nozzle plate. A system of screw conveyors and a gas-tight-sealed double gate reliably prevents reburning.

### 2.1.3 Fuel gas processing

The fuel gas is first dedusted in a hot gas cyclone. This is followed by cooling from around  $620^\circ C$  to around  $100^\circ C$  in a downstream fuel gas cooler, which is also designed as a stationary fluidized bed with indirect water cooling (cooling dampers). The waste coke from the fluidized bed gasifier is used as the fluidized bed material. Here the crude gas is first quenched and then indirectly cooled. The tar contained in the gas condenses on the fluidized bed material. The tar-loaded spent coke is transported by a screw conveyor to the downstream combustion stage and burned off there. With this process, a continuous renewal of the bed material in the FB cooler and a complete energy conversion of the carbon including the tar are ensured.

Cooling of the crude gas is followed by further cleaning of the fuel gas with scrubbers, mist collectors, reheating, activated carbon adsorption and, if required, removal of the fines. The heat emitted by the fuel gas in the FB cooler is used to heat hot water.

### 2.1.4 Combustion with ash discharge

The waste materials including the surplus water accumulated during gas production and purification are evaporated or burnt off in a third stationary fluidized bed at temperatures of around

Einsatzmaterial Input material	Holzhack- schnittzel Wood chippings	Trockenbraun- kohle Dry brown coal
Abmessungen Dimensions	20 – 60 mm < 20 mm 5 % > 60 –100 mm 5 %	0 – 6 mm
Heizwert [MJ/kg] Calorific value [MJ/kg]	14.86	21.65
Wassergehalt [Gew.-%] Water content [wt. %]	18	9.9

Table 1: Brennstoffcharakterisierung  
Table 1: Fuel characterization

### 2.1.5 BKHW mit Notfackel

Das gereinigte Brenngas passiert eine Gasmischregelstrecke, einen Turbolader und einen Gemischkühler. Als Arbeitsmaschine kommt ein Viertakt-Gas-Ottomotor zum Einsatz, der einen Drehstrom-Synchrongenerator antreibt. Das Abgas wird durch einen regenerativen Thermoreaktor geleitet, in dem das restliche CO bei etwa 800 °C umgesetzt wird. Die Abgaskühlung wird zur Heizwassererzeugung genutzt. Eine Notfackel dient der sicheren Verbrennung des Brenngases während instationärer Betriebszustände des Vergasers und der Brenngasaufbereitung (An- und Abfahren, Störungen).

### 2.1.6 Rückkühlwerk

Die Rückkühlung des Kühlwassers aus der Brenngasreinigung (Wäscher) und dem BKHW (Motorkühlung) erfolgt in einem zwangsbelüfteten Trockenkühlturm. Die dabei erzeugte warme Abluft wird zur Brennstoffvortrocknung genutzt.

## 2.2 Prozessparameter

Die Prozessbilanzierung sowie die Variationsberechnung der Ein- und Ausgangsgrößen wurden mithilfe des bei der VER GmbH entwickelten Softwareprogramms „Palito“ [4] durchgeführt. Verändert wurden der Sauerstoffanteil im Vergasungsmittel und der Brennstoffmassenstrom.

### 2.2.1 Input und Prozessdaten

Als Brennstoffe kommen neben Waldrest- und Plantagenholz auch sonstige Biomassen wie Stroh, Miscanthus, Ganzpflanzen, aber auch Braunkohle als regional verfügbarer Einsatzstoff infrage. Auch der Einsatz von aufbereiteten Abfällen (EBS) ist verfahrenstechnisch grundsätzlich möglich.

Die nachfolgende Prozessbilanzierung der CombiPower-Anlage wird beispielhaft für naturbelassenes Holz (Brennstoff 1) und für Trockenbraunkohle (TBK, Brennstoff 2) durchgeführt (Charakterisierung in **Tabelle 1**). Durch einen O<sub>2</sub>-Gehalt von 50 % in

900° C. The energy of the flue gas is used to preheat the air for gasification. The flue gases comply with the requirements of Germany's Clean Air Act, the suitability of the ash for landfilling is guaranteed. This is discharged via a cooled star wheel and a screw conveyor and stored in a collecting tank.

### 2.1.5 Combined power and heat generating plant with emergency flare stack

The cleaned fuel gas passes a gas mixing control system, a turbocharger and a compound cooler. The working machine consists of a four-stroke gas Otto engine, which drives a three-phase synchronous generator. The flue gas is fed through a regenerative thermal reactor in which the remaining CO is converted at around 800° C. The flue gas cooling is used for the production of hot water. An emergency flare stack is used for the safe combustion of the fuel gas during non-steady operation of the gasifier and fuel gas processing (start-up and shutdown, faults).

### 2.1.6 Recooler

The cooling water from fuel gas purification (scrubber) and the district power and heating station (motor cooling) is recooled in a drying and cooling tower with forced ventilation. The warm exhaust air from this process is used for pre-drying of the fuel.

## 2.2 Process parameters

The process was balanced and calculations based on variation of the input and output values were performed with the “Palito” program developed by VER GmbH [4]. The oxygen content in the gasification medium and the mass flow of the fuel were varied.

### 2.2.1 Input and process data

Besides waste wood from forestry and plantations other biomasses such as straw, miscanthus, whole plants are possible feed materials. Brown coal is another regionally available feed material. Even the use of fuel derived from processed waste (WDF) is generally possible in this system.

The following process balance of the CombiPower plant is based on the example of untreated wood (fuel 1) and dry brown coal (DBC, fuel 2) (characterization in **Table 1**). With an O<sub>2</sub> content of 50 % in the gasification air, the fuel throughput can be increased by a factor of 2.2 for wood and 2.8 for dry brown coal with the same plant configuration (**Table 2**). Furthermore, with such a process, the specific investment can be lowered from around 3,750 €/kW<sub>elt</sub> to below 2,000 €/kW<sub>elt</sub>.

### 2.2.2 Output

**Table 3** shows the output data for the two fuels with an energy production of P<sub>elt</sub> = 1.5 MW and production of industrial gas. If with the same input, no industry gas is produced, it is possible to increase the conversion rate into electric energy: wood to P<sub>elt</sub> = 4.3 MW; coal to P<sub>elt</sub> = 4.5 MW. It should be noted that a corresponding number of additional district power and

Brennstoff Fuel	Ohne Sauerstoffanreicherung Without oxygen enrichment			Mit Sauerstoffanreicherung (O <sub>2</sub> = 50 %) With oxygen enrichment (O <sub>2</sub> = 50 %)		
	Menge an BS in kg/h Quantity of fuel in kg/h	Vergasungsluft in m <sup>3</sup> i.N./h Gasification air in m <sup>3</sup> i.N./h	Verbrennungsluft in m <sup>3</sup> i.N./h Combustion air in m <sup>3</sup> i.N./h	Menge an BS in kg/h Quantity of fuel in kg/h	Vergasungsluft in m <sup>3</sup> i.N./h Gasification air in m <sup>3</sup> i.N./h	Verbrennungsluft in m <sup>3</sup> i.N./h Combustion air in m <sup>3</sup> i.N./h
Holz (BS1) Wood (F1)	1289	1537	472	3500	1666	493
Kohle (BS2) Coal (F2)	849	1 466	607	2400	1031	742

Table 2: Prozessinputdaten  
Table 2: Process input data

	Einheit Unit	Strom Power		Wärme Heat		Industriegas Industrial gas		Rauchgas Flue gas		Asche Ash	
		BS1 F1	BS2 F2	BS1 F1	BS2 F2	BS1 F1	BS2 F2	BS1 F1	BS2 F2	BS1 F1	BS2 F2
Leistung: Capacity:	MW	1.5		2		8	8.5	0.9	0.4		
Volumenstrom: Volume flow:	m <sup>3</sup> i.N./h					3600	3300	6730	5835		
Massestrom: Mass flow:	kg/h					3500	3100	8760	7795	17	120
Temperatur: Temperature:	°C					39	40	85	58	900	900
Zusammensetzung Composition	Vol. % (CO <sub>2</sub> )					17.1	1.6	15.4	15.5		
	Vol. % (H <sub>2</sub> O)					4.3	4.3	17.4	9.5		
	Vol. % (N <sub>2</sub> )					15.1	17.2	62.4	68.5		
	Vol. % (O <sub>2</sub> )							4.8	6.5		
	Vol. % (H <sub>2</sub> )					33	26.3				
	Vol. % (CO)					28.4	50.4				
	Vol. % (CH <sub>4</sub> )					2.1	0.2				
Heizwert: Caloric value:	kJ/kg					8 200	9 900				

Tabelle 3: Prozessoutputdaten  
Table 3: Process output data

<sup>1)</sup>Mit O<sub>2</sub>-Anreicherung auf 50 % im Vergasungsmittel und Industriegasproduktion

<sup>1)</sup>With O<sub>2</sub> enrichment to 50 % in the gasification medium and industrial gas production

der Vergasungsluft kann der Brennstoffdurchsatz um den Faktor 2,2 für Holz und 2,8 für Trockenbraunkohle bei gleicher Apparauslegung erhöht werden (Tabelle 2). Weiterhin können bei einer derartigen Verfahrensweise die spezifischen Investitionskosten von etwa 3.750 €/kW<sub>elt</sub> auf unter 2.000 €/kW<sub>elt</sub> gesenkt werden.

### 2.2.2 Output

Tabelle 3 zeigt die Outputdaten für beide Brennstoffe bei einem Energiegewinn von P<sub>elt</sub> = 1,5 MW und die Industriegasabgabe. Wird bei gleichem Input kein Industriegas erzeugt, besteht die Möglichkeit der erhöhten Energiewandlung in Elektroenergie: Holz auf P<sub>elt</sub> = 4,3 MW, Kohle auf P<sub>elt</sub> = 4,5 MW. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine entsprechende Anzahl zusätzlicher BHKWs (Kapazitätserweiterung) zu installieren ist (Tabelle 4). Neben der Erhöhung der Elektroenergieabgabe steigt analog die Abgabemenge von Heizwärme von Q<sub>therm</sub> = 2,0 MW auf 2,7 MW (Holz) und 3,1 MW (Kohle).

### 2.3 Prozessparametervariation

Als Prozessvariable wird der Sauerstoffgehalt im Bereich zwischen 21 und 100 % betrachtet. Im großtechnischen Maßstab können O<sub>2</sub>-Gehalte bis zu 95 % (5 % N<sub>2</sub>) wirtschaftlich mit Druckadsorptionsverfahren erzeugt werden.

heating stations must be installed (capacity expansion) (Table 4).

Besides the increase in the generation of electric energy, the amount of heat released also increases from Q<sub>therm</sub> = 2.0 MW to 2.7 MW (wood) and 3.1 MW (coal).

### 2.3 Process parameter variations

The oxygen content in the range between 21 and 100 % is regarded as a process variable. On commercial scale, an O<sub>2</sub> content up to 95 % (5 % N<sub>2</sub>) can be cost-efficiently produced with the pressure swing adsorption process.

Figs. 4 and 5 show the results of the variant calculated for the production of industrial gas, heat and electric energy from wood (F1) and coal (F2) as a function of the oxygen content in the gasification medium, at a constant electric energy generation of P<sub>elt</sub> = 1.5 MW and variable industrial gas production Q<sub>chem</sub>.

Further, Figs. 5 and 6 show the results of the calculations for a constant industrial gas production of Q<sub>chem</sub> = 4 MW and variable electric energy generation P<sub>elt</sub>.

Figs. 4 and 5 show that at constant electric energy generation of P<sub>elt</sub> = 1.5 MW with the CombiPower process, the energy contained in the fuel is almost only converted into electric energy and heat. The variation of the O<sub>2</sub> content in the gasification medium allows the control of the industrial gas produced: the higher

O <sub>2</sub> -Gehalt [%] O <sub>2</sub> content [%]	P <sub>elt</sub> (BS1) [kW] P <sub>elt</sub> (F1) [kW]	P <sub>elt</sub> (BS2) [kW] P <sub>elt</sub> (F2) [kW]	Anzahl der BHKW No. district power and heating stations
30	998	1091	1
50	2880	3062	2
70	4647	4864	3
90	6401	6739	4

Tabelle 4: Elektroenergiebereitstellung bei konst. Industrieabgabe von Q<sub>chem</sub> = 4 MW  
Table 4: Electric energy supply at constant industrial gas production of Q<sub>chem</sub> = 4 MW

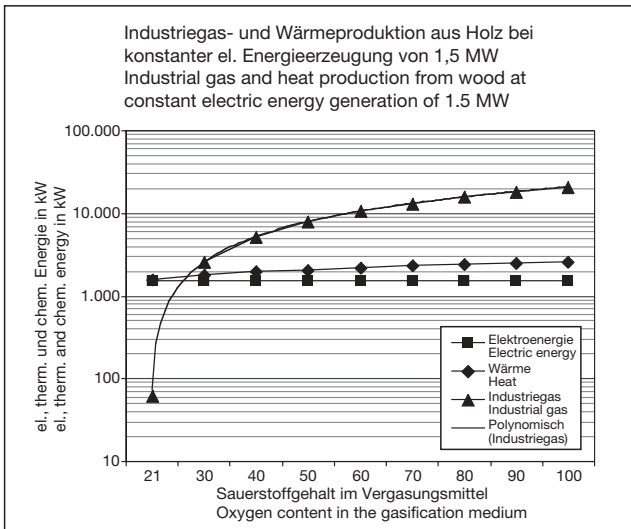


Bild 4: Energiebereitstellung durch Holz (BS1) bei konstanter elektrischer Energieabgabe  
 Fig. 4: Energy supply based on wood (F1) with constant electric energy generation of 1.5 MW

In Bild 4 und 5 sind die Ergebnisse der Variantenberechnung für die Gewinnung von Industriegas, Wärme und Elektroenergie aus Holz (BS1) und Kohle (BS2) in Abhängigkeit vom Sauerstoffgehalt im Vergasungsmittel bei einer konstanten Elektroenergieabgabe von  $P_{\text{elt}} = 1,5 \text{ MW}$  und variabler Industriegasabgabe  $Q_{\text{chem}}$  dargestellt.

Des Weiteren sind aus Bild 5 und 6 die Berechnungsergebnisse bei einer konstanten Industriegasabgabe von  $Q_{\text{chem}} = 4 \text{ MW}$  und variabler Elektroenergieerzeugung  $P_{\text{elt}}$  ersichtlich.

Aus Bild 4 und 5 ist zu erkennen, dass bei konstantem Elektroenergiegewinn von  $P_{\text{elt}} = 1,5 \text{ MW}$  mit dem CombiPower-Prozess die im Brennstoff enthaltene Energiemenge fast ausschließlich in Elektroenergie und Wärme umgewandelt wird. Die Variation des  $\text{O}_2$ -Gehaltes im Vergasungsmittel gestattet die Steuerung an erzeugtem Industriegas: je höher der  $\text{O}_2$ -Gehalt, desto größer die Brennstoffleistung und die Menge an Industriegas.

Der Einsatz von TBK ist gegenüber Holz aufgrund des geringeren Wassergehaltes und des höheren Heizwertes aus energetischer Sicht effektiver. Bei einer  $\text{O}_2$ -Anreicherung auf 100 % kann eine

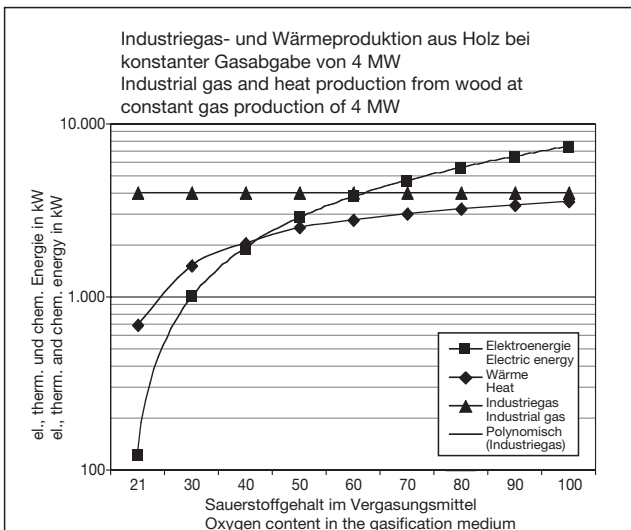


Bild 6: Energiebereitstellung durch Holz (BS1) bei konstanter Gasabgabe  
 Fig. 6: Energy supply based on wood (F1) with constant gas production

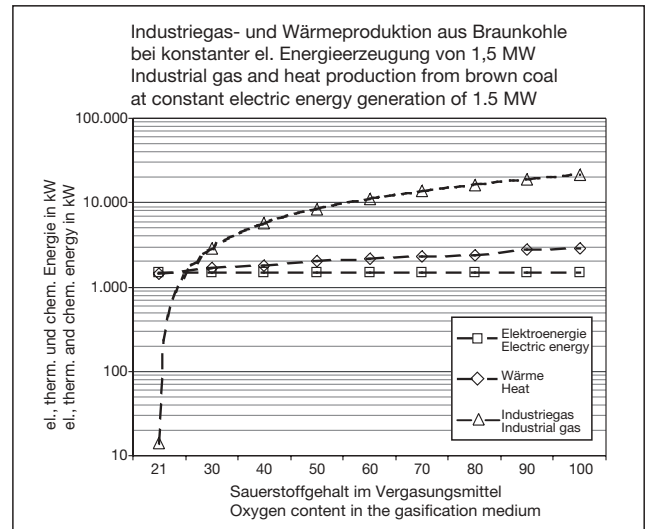


Bild 5: Energiebereitstellung durch TBK (BS2) bei konstanter elektrischer Energieabgabe  
 Fig. 5: Energy supply based on TBC (F2) with constant electric energy generation

the  $\text{O}_2$  content is, the higher are the combustion rate and the quantity of industrial gas.

On account of the lower water content and the higher calorific value, the use of DBC is more effective than wood in energy terms. With  $\text{O}_2$  enrichment to 100 %, it is possible to produce around 6 t/h industrial gas with an average calorific value of  $H_u = 9 \text{ MJ/kg}$  (wood) or  $12.5 \text{ MJ/kg}$  (DBC).

At a constant industrial gas production of  $Q_{\text{chem}} = 4 \text{ MW}$  and regular air, the energy contained in the fuel is almost exclusively converted into industrial gas and heat (Fig. 6 and 7). With an increase of the  $\text{O}_2$  content in the gasification medium, the surplus fuel gas can be used for generating electric energy. It should be noted that the generation of electric energy is tied to the rating of the installed district power and heating stations and only a certain partial load variation per type of district power and heating station is possible. Table 4 shows the electric energy generation for wood (F1) and coal (F2) as examples for various  $\text{O}_2$  contents and the necessary number of district power and heating stations ( $P_{\text{elt}} = 1.5\text{--}1.9 \text{ MW/district power and heating station}$ ).

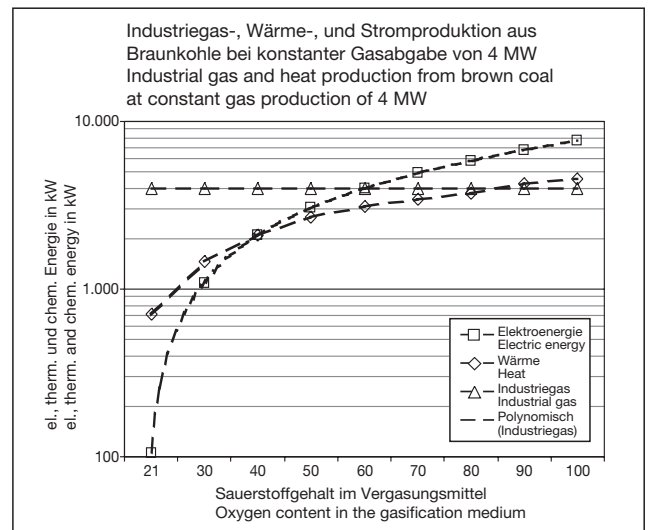


Bild 7: Energiebereitstellung durch TBK (BS2) bei konstanter Gasabgabe  
 Fig. 7: Energy supply based on wood TBC (F2) with constant gas production

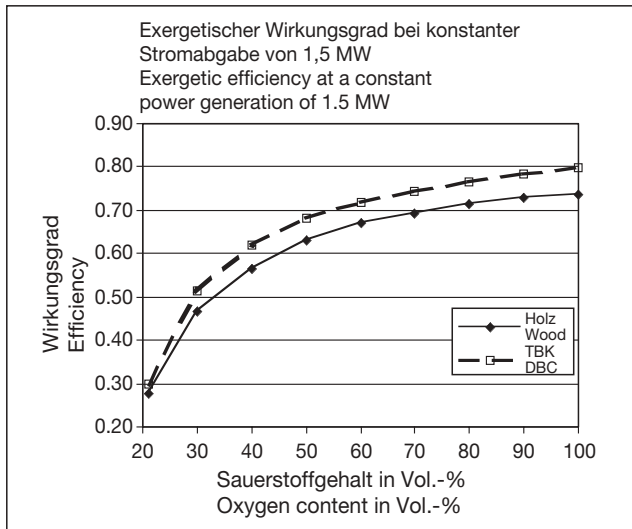


Bild 8: Exergetischer Wirkungsgrad (Industriegasmenge variabel)  
 Fig. 8: Exergetic efficiency (quantity of industrial gas variable)

Industriegasmenge von etwa 6 t/h mit einem mittleren Heizwert von  $H_u = 9$  MJ/kg (Holz) bzw. 12,5 MJ/kg (TBK) erzeugt werden. Bei einer konstanten Industriegasbereitstellung von  $Q_{chem} = 4$  MW und Normalluft wird die jeweilige im Brennstoff enthaltene Energiemenge fast ausschließlich in Industriegas und Wärme umgewandelt (Bild 6 und 7). Bei Erhöhung des  $O_2$ -Gehaltes im Vergasungsmittel kann der Überschuss an Brenngas zur Elektroenergiegewinnung genutzt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Erzeugung von Elektroenergie an die Leistungsgröße des oder der vorhandenen BHKWs gekoppelt ist und nur eine bestimmte Teillastvariation je BHKW-Typ möglich ist. Tabelle 4 zeigt die Elektroenergiebereitstellung für Holz (BS1) und Kohle (BS2) beispielhaft für verschiedene  $O_2$ -Gehalte sowie die benötigte Anzahl an BHKWs ( $P_{elt} = 1,5-1,9$  MW/BHKW).

Um einen Vergleich über die Effektivität der Energiewandlung für Holz und Kohle bei Betrieb mit Normalluft sowie mit erhöhtem  $O_2$ -Gehalt zu erhalten, wurde ein exergetischer Wirkungsgrad gemäß [2] ermittelt.

Dieser ist als Quotient der Summe der gewonnenen und der Summe der aufgewendeten Exergieströme definiert:

$$\eta_{exerg} = (E_{chem(Ind)} + P_{elt} + E_Q) / (E_{chem(BS)} + P_{eig})$$

Dabei sind

- $E_{chem(Ind)}$  = Exergiestrom des Industriegases
- $P_{elt}$  = Exergiestrom der Elektroenergie
- $E_Q$  = Exergiestrom der Heizwärme
- $E_{chem(BS)}$  = Exergiestrom des Brennstoffs
- $P_{eig}$  = Exergiestrom des Elektroenergieeigenbedarf

Die so berechneten Wirkungsgrade sind in Bild 8 und 9 für die Varianten konstante Elektroenergie- und Industriegasabgabe dargestellt.

Unter Berücksichtigung eines Umwandlungswirkungsgrades des BHKW von etwa 35 % bezogen auf das Brenngas am Eintrittsstutzen des Verbrennungsmotors liegt bei Normalluftbetrieb und konstanter Elektroenergieerzeugung  $\eta_{exerg}$  bei 28–30 %. Das mit Erhöhung des  $O_2$ -Gehaltes zusätzlich erzeugte Industriegas führt – da dieses im Wesentlichen thermisch genutzt wird – zu keinen weiteren bedeutenden Umwandlungsverlusten (Wärmeverluste wurden nicht berücksichtigt). Daraus folgt, dass bei einer derartigen Kraft-Brennstoff-Kopplung die Energieausbeute, bezogen auf den eingesetzten Brennstoff, mit steigendem  $O_2$ -Gehalt im Vergasungsmittel wächst.

Bei konstanter Industriegasabgabe wird im Normalluftbetrieb nur eine vernachlässigbar kleine Menge an Elektroenergie erzeugt.

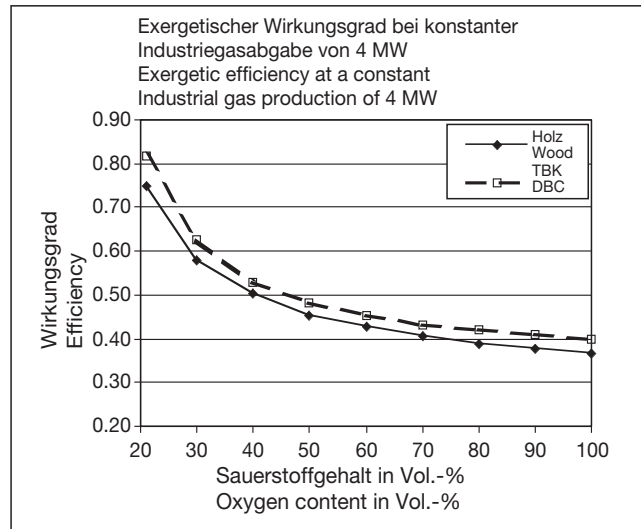


Bild 9: Exergetischer Wirkungsgrad (Elektroenergiemenge variabel)  
 Fig. 9: Exergetic efficiency (quantity of electric energy variable)

To compare the efficiency of energy conversion for wood and coal in operation with standard air and with an increased  $O_2$  content, the exergetic efficiency was determined in accordance with [2]. This is defined as the quotient of the sum of the exergy flows produced and the sum of the exergy flows consumed:

$$\eta_{exerg} = (E_{chem(Ind)} + P_{elt} + E_Q) / (E_{chem(BS)} + P_{eig})$$

where

- $E_{chem(Ind)}$  = exergy flow of the industrial gas
- $P_{elt}$  = exergy flow of the electric energy
- $E_Q$  = exergy flow of the heat
- $E_{chem(BS)}$  = exergy flow of the fuel
- $P_{eig}$  = exergy flow of the electric energy requirement

The efficiency rates calculated according to the above are shown in Fig. 8 and 9 for the variants constant electric energy generation and industrial gas production.

Allowing for a conversion efficiency of the district power and heating station of around 35 % relative to the fuel gas at the entry connections of the combustion engine, in standard air operation and with constant electric energy generation,  $\eta_{exerg}$  is calculated as 28–30 %. As this is essentially utilized thermally, the industrial gas additionally produced with the increase in the  $O_2$  content does not lead to any further significant conversion losses (heat losses were not taken into account). It follows that with such a power-fuel combination the energy yield, relative to the fuel used, rises with increasing  $O_2$  content in the gasification medium.

At constant industrial gas production, in standard air operation, only a negligible amount of electric energy is generated. If the  $O_2$  content of the gasification medium is increased, commensurately more electric energy can be recovered from the fuel used. Corresponding to the curve shown in Fig. 9, this leads to a deterioration in the overall efficiency or to an apparent decrease in the energy yield. In fact, however, the additionally generated electric energy can be applied as pure exergy in many cases (e.g. to cover peak loads), so that no deterioration in the energy yield is registered.

### 3. Feasibility Studies

The variants considered so far (constant electric energy generation and constant industrial gas production) do not permit any conclusive evaluation, and for this reason an initial economic evaluation of the process is conducted below.

This requires an economic assessment with inclusion of appropriate criteria. The type of the fuel used is crucial. In Germany, providing the Renewable Energy Act applies, e.g. in the case of



Steigert man wiederum den O<sub>2</sub>-Gehalt des Vergasungsmittels, kann entsprechend mehr an Elektroenergie aus dem eingesetzten Brennstoff gewonnen werden. Dies führt entsprechend dem in Bild 9 dargestellten Kurvenverlauf zu einer Verschlechterung des Gesamtwirkungsgrades bzw. scheinbar zu einer Abnahme der Energieausbeute. Tatsächlich kann aber die zusätzlich gewonnene Elektroenergie als reine Exergie vielfältig Anwendung finden (z.B. für eine bedarfsgerechte Spitzenlastdeckung), so-

untreated wood, for the plant size described above, a statutorily guaranteed power acceptance rate of around twice the current market price can be obtained. For the heat and the industrial gas produced, standard market prices are assumed.

Important for the economic efficiency of the CombiPower process is access to a district heating network so that the heat recovered can be fed into the network over almost 5,000 to 6,000 full load hours.

Basisdaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung Basic data for the feasibility study	Werte Values	Dimension Dimension
Investitionskosten (spezifisch) Investment costs (specific)	3.750	€/kW
Investitionszulage auf Neuinvestitionen Investment allowance on new investments	25.0	%
Zinssatz auf eingesetzte Mittel Rate of interest on the capital invested	5.0	%
Abschreibungsdauer für Maschinen und Anlagen Period of depreciation for plants and machinery	10.0	a
Abschreibungsdauer auf Gebäude und Nebenanlagen Period of depreciation for building and ancillary facilities	25.0	a
Strompreisvergütung für naturbelassenes Holz gemäß EEG Remuneration for electric energy generated from untreated wood i.a.w. REA	163.4	€/MWh
Stromvergütung für Regelbrennstoffe (keine EEG-Vergütung) Remuneration for electric energy generated from standrad fuels (no. REA remunerated)	80.0	€/MWh
Brennstoffkosten für Holz und Kohle gemäß Spezifikation Fuel costs for wood and coal according to specifications	50.0	€/t
Stromkosten für Eigenbedarf bei 100 bis 300 kW (O <sub>2</sub> -Anreicherung 50 Vol.-%) Power costs for plant requirement at 100 to 300 kW (O <sub>2</sub> enrichment 50 vol. %)	80.0	€/MWh
Abgabepreis Wärme bei ca. 1,7 bis 2,0 MW Selling price for heat at around 1.7 to 2.0 MW	25.0	€/MWh
Abgabepreis Industriegas bei 8,0 MW (O <sub>2</sub> -Anreicherung 50 Vol.-%) Selling price for industrial gas at 8.0 MW (O <sub>2</sub> enrichment 50 vol. %)	30.0	€/MWh
Betriebsstunden Stromerzeugung – variiert zwischen 7.000 und 8.000 Operating hours for power generation – varies between 7,000 and 8,000	7 500	h/a
Betriebsstunden Wärmeerzeugung – variiert zwischen 4.000 und 6.000 Operating hours for heat generation – varies between 4,000 and 6,000	5 000	h/a
Betriebsstunden Industriegaserzeugung – variiert zwischen 5.500 und 7.500 Operating hours for industrial gas production – varies between 5,500 and 7,500	6 500	h/a
Personal für den Anlagenbetrieb bei 2 Personen pro Schicht Labour for plant operation with 2 operatives per shift	8	VBE/a
Betriebsleitung Plant management	1	VBE / a
Personalkosten/Produktion Labour costs/production	28 000	Euro/VBE·a
Personalkosten/Betriebsleiter Labour costs/plant manager	40 000	Euro/VBE·a
Personalnebenkosten (bezogen auf Gesamtpersonalkosten) Ancillary labour costs (relative to the total labour costs)	5.0	%
Instandhaltung und Wartung bezogen auf die Investsumme für (M+A) Service and maintenance relative to the investment total for (M+A)	2.0	%
Versicherung bezogen auf die Investsumme Insurance relative to the investment total	1.0	%

Tabelle 5: Basisdaten zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

Table 5: Basic data feasibility study

O <sub>2</sub> -Gehalt [%] O <sub>2</sub> content [%]	30	40	50	60	70	80	90	100
P <sub>elt.</sub> [kW]	998	1 879	2 880	3 785	4 647	5 517	6 401	7 237
Vergütung [€/MWh] Remuneration [€/MWh]	170.9	160.7	156.6	154.8	153.7	153.0	144.8	138.4

Tabelle 6: Basisdaten für die Elektroenergievergütung beim Einsatz von Holz (BS1) nach EEG

Table 6: Basic data for the remuneration for the electric energy with the use of wood (F1) in compliance with the REA

dass keine Verschlechterung der Energieausbeute zu verzeichnen ist.

### 3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Die bis hierher betrachteten Varianten (konstanter Elektroenergie- und konstanter Industriegasabgabe) lassen hinsichtlich einer Bewertung noch kein abschließendes Ergebnis zu, daher wird im Folgenden eine einführende wirtschaftliche Bewertung des Prozesses vorgenommen.

Hierzu ist eine wirtschaftliche Bewertung unter Einbeziehung entsprechender Kriterien erforderlich. Wesentlich ist dafür bereits die Art des eingesetzten Brennstoffs. Greift das EEG, z. B. bei naturbelassenem Holz, so kann bei der betrachteten Anlagengröße ein gesetzlich garantierter Strom-Abnahmepreis von etwa dem doppelten des zurzeit üblichen Marktpreises erlöst werden. Für die erzeugte Heizwärme bzw. das Industriegas werden übliche Marktpreise angenommen.

Wichtig für die Wirtschaftlichkeit des CombiPower-Prozesses ist ein Standort, an dem ein Fernwärmenetz vorhanden ist und die gewonnene Heizwärme über nahezu 5.000 bis 6.000 Volllaststunden eingespeist werden kann.

In die Wirtschaftlichkeitsabschätzung sind folgende Parameter eingegangen:

- Brennstoffart
- Sauerstoffgehalt im Vergasungsmittel
- Anlagenbetrieb mit konstanter Elektroenergieabgabe von P<sub>elt.</sub> = 1,5 MW oder konstanter Industriegasabgabe von Q<sub>chem.</sub> = 4 MW.

Zinsen, Abschreibungszeiträume, Förderungen usw. werden aus Gründen der Komplexität nicht variabel betrachtet und sind in der Tabelle 5 zusammengestellt. Der Wert für die Vergütung der

The following parameters were considered in the feasibility study:

- type of fuel
- oxygen content in the gasification medium
- plant operation with constant electric energy generation of P<sub>elt.</sub> = 1.5 MW or constant industrial gas production of Q<sub>chem.</sub> = 4 MW.

Interest, depreciation periods, receivables, etc. were not taken into consideration as variables owing to the complexity of the resulting calculations and are listed in Table 5. The value for the remuneration for the electric energy (163.4 €/ MW/h) is based on a constant generation of P<sub>elt.</sub> = 1,500 kW using wood as a fuel. If the generation of electric energy increases with constant industrial gas production of Q<sub>chem.</sub> = 4 MW, the rate of remuneration per MWh changes in accordance with the REA as shown in Table 6. The diagrams based on the feasibility calculations in Fig. 10 and 11 show the results following variation of the fuel type and costs, the O<sub>2</sub> content (standard air operation, 50, 70 and 90 % O<sub>2</sub>), and for plant operation with constant electric energy generation or industrial gas production. For better understanding, selected results are listed in Table 7.

Despite the lower specific production costs for the electric energy and industrial gas, the earnings achieved with the use of dried brown coal (DBC) are around 40 % lower compared to those obtained with wood as the fuel. This is influenced significantly by the rate of remuneration for the generated electric energy, which stands at around 163.40 €/MW/h for wood as a fuel in accordance with Germany's Renewable Energy Act and at a market price for electric energy of 80.00 €/MW/h for DBC. For the variant with constant industrial gas production, operation with wood as the fuel is more favourable in economic terms despite higher

Verfahrens- variante Process variant	BS F	Brennstoff- kosten Fuel costs [€/t]	Spez. Produktionskosten Strom Spec. production costs for power [€/MWh]	Spez. Produktionskosten Industriegas (O <sub>2</sub> = 50 %) Spec. production costs for industrial gas (O <sub>2</sub> = 50 %) [€/MWh]	Betriebsergebnis (O <sub>2</sub> = 50 %) [€/Jahr] Earnings (O <sub>2</sub> = 50 %) €/year
P <sub>elt.</sub> = 1.5 MW (konst.) (const.)	Holz Wood	50	148.67	20.85	1067820
	Kohle Coal	50	135.02	16.12	577660
–	–	–	Spez. Produktionskosten Industriegas [€/MWh] Spec. production costs for industrial gas [€/MWh]	Spez. Produktionskosten Strom bei O <sub>2</sub> = 50 % Spec. production costs for power at O <sub>2</sub> = 50 % [€/MWh]	–
4 MW <sub>chem.</sub> (konst.) (const.)	Holz Wood	50	50.15	73.93	1 633 148
	Kohle Coal	50	45.66	59.32	407 660

Tabelle 7: Produktionskosten und Betriebsergebnis für Holz (BS1) und Kohle (BS2)

Table 7: Production costs and earnings for wood (F1) and coal (F2)

Elektroenergie (163,4 €/MWh) bezieht sich auf eine konstante Abgabe von  $P_{\text{el.}} = 1.500 \text{ kW}$  beim Einsatz von Holz. Erhöht sich die Elektroenergieabgabe bei konstanter Industriegasabgabe von  $Q_{\text{chem}} = 4 \text{ MW}$ , so ändert sich der Vergütungssatz je MWh entsprechend dem EEG gemäß **Tabelle 6**. Aus den Diagrammen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen in **Bild 10** und **11** können die entsprechenden Ergebnisse bei Variation der Brennstoffart und -kosten, des  $\text{O}_2$ -Gehaltes (Normalluftbetrieb, 50, 70 und 90 %  $\text{O}_2$ ) sowie für Anlagenbetrieb mit konstanter Elektroenergie- oder Industriegasproduktion abgelesen werden. Zur besseren Nachvollziehbarkeit sind einige Ergebnisse in **Tabelle 7** aufgeführt.

Trotz der geringeren spezifischen Produktionskosten für Elektroenergie und Industriegas fällt das Betriebsergebnis beim Einsatz von TBK gegenüber Holz um etwa 40 % geringer aus. Maßgeblichen Einfluss darauf hat die Vergütung der produzierten Elektroenergie, die für Holz als Brennstoff nach dem EEG bei rund 163,40 €/MWh und für TBK bei einem markt-gängigen Preis für Elektroenergie von 80,00 €/MWh liegt. Auch für die Variante konstante Industriegasabgabe ist der Betrieb mit dem Brennstoff Holz durch die Vergütungsregelungen des EEG trotz höherer Produktionskosten wirtschaftlich von Vorteil.

Hinsichtlich des Vergleichs der Verfahrensvarianten „CombiPower“ oder „CombiPower-Plus“ wird deutlich, dass gegenwärtig der CombiPower-Prozess lediglich für naturbelassenes Holz bei vertretbaren Brennstoffpreisen von 40 bis 60 €/t (TS 18 %) und der gesetzlich zugesicherten Vergütung gemäß EEG wirtschaftlich betrieben werden kann. Deutlich wird aber auch, dass Anlagen mit einer höheren Leistung, in diesem Fall mit einer Sauerstoffanreicherung im Vergasungsmittel, betriebswirtschaftlich von Vorteil sind.

Genauso lassen sich die Produktionskosten für den Fall einer ausschließlichen Produktion von Elektroenergie sowie von Industriegas betrachten (**Tabelle 8**). Hier zeigt sich, dass der Einsatz von TBK günstiger ist die spezifischen Produktionskosten sind in beiden Fällen niedriger. Ursachen sind der höhere Heizwert der Kohle und die sich daraus ergebende geringere Brennstoffmenge bei gleicher Anlagenleistung.

Betrachtet man die reine Elektroenergieerzeugung, so ist der Einsatz von Holz wegen der EEG-Vergütungsregelung wirtschaftlicher durchführbar. Beim Einsatz von Kohle kann bei den heutigen Verkaufserlösen für Elektroenergie von 80 €/MWh kein wirtschaftlicher Betrieb erfolgen. Daher ist für den Fall des Einsatzes von Kohle die gekoppelte Produktion von Elektroenergie, Heizwärme und Industriegas für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich.

Für die ausschließliche Produktion von Industriegas ist der Einsatz von Kohle zu bevorzugen. Dabei sei besonders darauf hingewiesen, dass bei einer reinen Industriegasproduktion das EEG nicht angewandt wird und somit auch eine Bevorzugung von Holz als Brennstoff nicht gegeben ist.

Die Schlussfolgerungen aus den dargestellten Berechnungen sind: Sowohl das CombiPower- als auch das CombiPower-Plus-Verfahren können wirtschaftlich mit verschiedenen Brennstoffen betrieben werden. Dabei sind die Rahmenbedingungen wie Standort, Anschlussmöglichkeiten an ein vorhandenes BHKW, Art

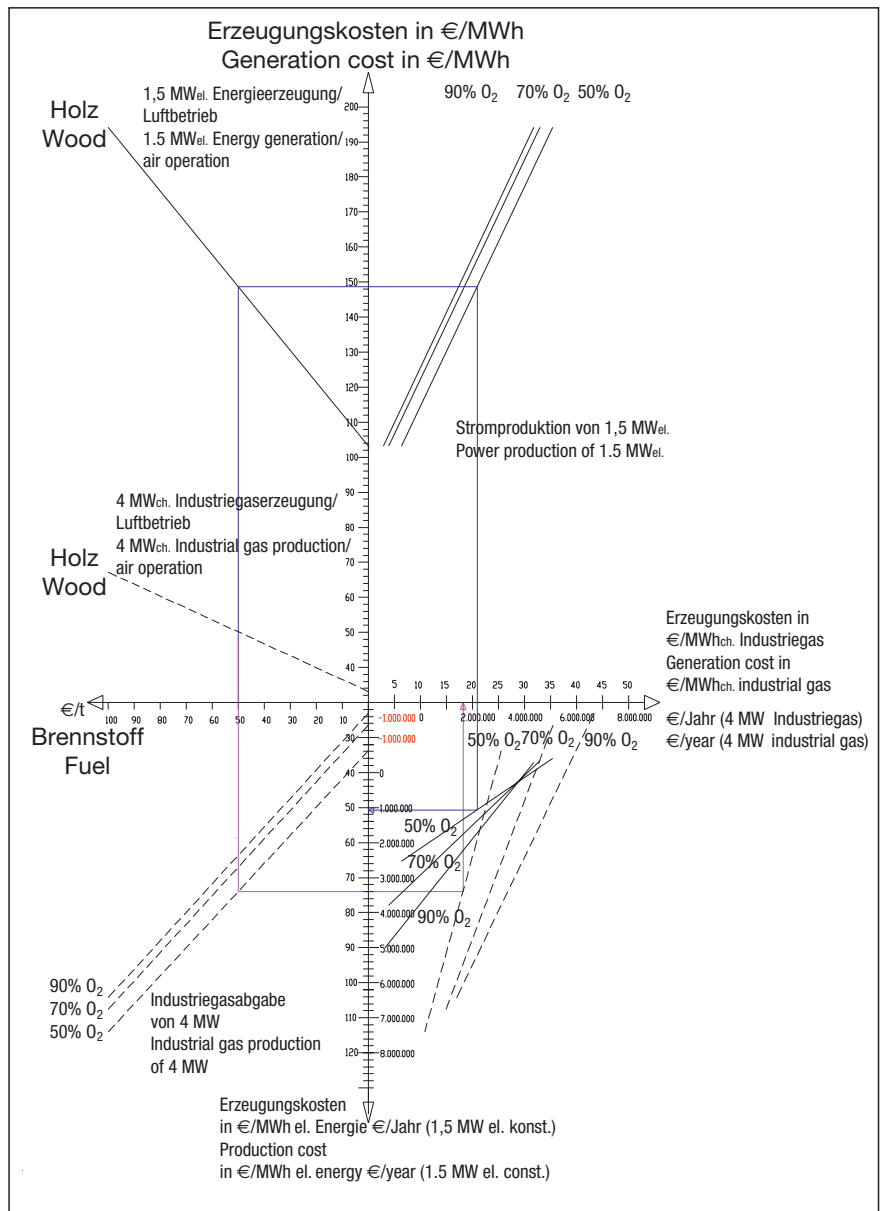


Bild 10: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Brennstoff Holz (BS1)

Fig. 10: Feasibility study for wood as fuel (F1)

production costs on account of the remuneration specifications in the Germany's Renewable Energy Act.

With regard to the comparison of the process variants "CombiPower" or "CombiPower-Plus", it is clear that at present the CombiPower process can only be operated cost-efficiently with untreated wood at reasonable fuel prices of 40 to 60 €/t (DS 18 %) and with the statutorily assured remuneration as specified in Germany's Renewable Energy Act. It is also clear that plants with a higher efficiency, in this case with oxygen enrichment of the gasification medium, are more cost efficient.

In the same way as above, the production costs for the exclusive generation of electric energy and the production of industrial gas can also be evaluated (**Table 8**). Here it can be seen that the use of DBC as fuel is more favourable, the specific production costs being lower in both cases. The reason for this is the higher calorific value of the coal and resulting lower quantity of fuel required to achieve the same plant performance.

For the straight generation of electric energy, the use of wood is more economic on account of the REA remuneration regulations. With the currently achievable sales revenue of 80 €/MWh

	Sauerstoffgehalt Oxygen content	O <sub>2</sub> – 21 Vol.-%		O <sub>2</sub> – 50 Vol.-%	
	Brennstoff Fuel	Holz Wood	Kohle Coal	Holz Wood	Kohle Coal
100 % Elektroenergie 100 % Electric energy	P <sub>elt</sub> in kW	1 500	1 500	4 278	4 469
	Spez. Produktionskosten in €/MWh Spec. production costs in €/MWh	146.53	134.57	102.44	87.11
100 % Industriegas 100 % Industrial gas	Q <sub>chem</sub> in kW	4 300	4 300	12 226	12 740
	Spez. Produktionskosten in €/MWh Spec. production costs in €/MWh	45.58	41.34	29.77	24.71

Tabelle 8: Produktionskosten bei der Erzeugung von ausschließlich Elektroenergie oder ausschließlich Industriegas  
Table 8: Production costs for the generation of electric energy only or industrial gas only

der Outputströme, Vergütung von Strom und anderen Energien durch gesetzliche Regelungen u. a. von großem Einfluss und daher sorgfältig zu berücksichtigen.

for electric energy, no economic operation is possible with coal as the fuel. The combined generation of electric energy and heat and the production of industrial gas is necessary for the economic

operation of the CombiProcess with coal as a fuel.

For the exclusive production of industrial gas, the use of coal is preferable. It should be noted for pure industrial gas production, Germany's Renewable Energy Act does not apply and therefore wood is not the preferred fuel.

The conclusions from the calculations are that both the CombiPower and the CombiPower-Plus process can be operated economically with different fuels. General conditions such as location, access to an existing district heating power station, type of output streams, rates of remuneration for power and other energies specified in statutory regulations, etc. have considerable influence on their cost-efficient operation and must be taken into careful consideration.

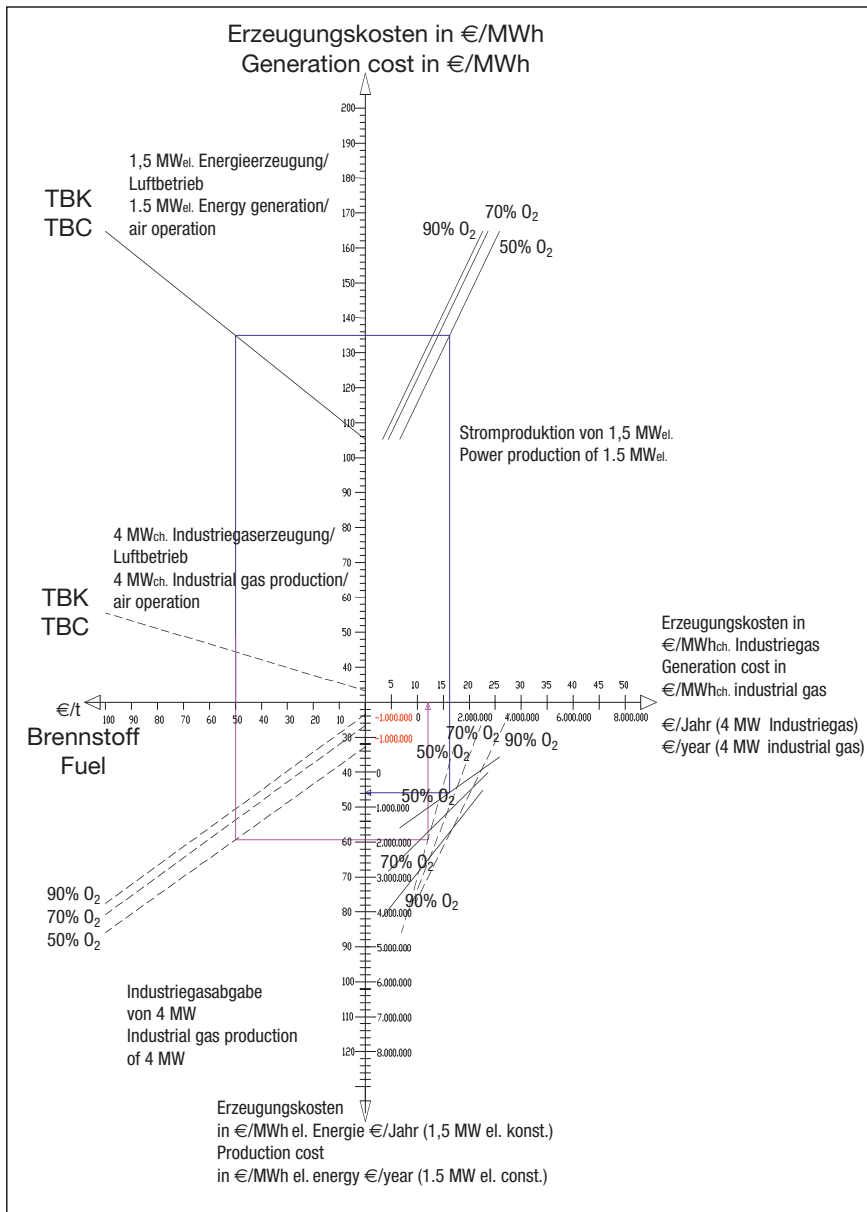


Bild 11: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Brennstoff TBK (BS2)  
Fig. 11: Feasibility study for TBC as a fuel (F2)

### Schrifttum/References

- [1] [www.tescon.de/rohoel.gif](http://www.tescon.de/rohoel.gif)
- [2] Baehr, H. D.: Thermodynamik. Springer-Verlag (8. Auflage), Berlin Heidelberg 2002
- [3] Rebhan, E. u. a.: Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Springer-Verlag (8. Auflage), Berlin Heidelberg 2002
- [4] VER GmbH: Studie zur Entwicklung des CombiPower-Verfahrens 2005, firmenintern