



Interne Zusatzfeuerung

Maßnahme zur Reduzierung der CO₂-Emissionen von Dampfkraftwerken

Zur Unterstützung der in Kyoto vereinbarten Emissionsreduktionen klimarelevanter Treibhausgase wurde von der EU die Einführung eines Handels mit Emissionsrechten ab dem Jahr 2005 beschlossen. CO₂-Emissionen bekommen damit einen wirtschaftlichen Wert. Es ist deshalb davon auszugehen, dass zukünftig in zunehmendem Maße in Technologien zur Vermeidung von CO₂-Emissionen investiert wird. Die interne Zusatzfeuerung mit Erdgas oder Wasserstoff in Dampfkraftwerken ist eine dieser Technologien, mit der sich die spezifischen CO₂-Emissionen bei gleichzeitiger Erhöhung von Wirkungsgrad und Leistung reduzieren lassen.

Bei Dampfkraftwerken wird üblicherweise die gesamte im Prozess benötigte Wärme durch Kohleverbrennung im Dampferzeuger freigesetzt und von den heißen Verbrennungsgasen auf das Wasser bzw. den Wasserdampf übertragen. Als eine der maßgebenden Einflussgrößen auf den Wirkungsgrad des Kraftwerksprozesses wird die maximale Temperatur der Wärmeübertragung durch die Werkstoffeigenschaften der Wärmeüberträgerrohre bestimmt. Die Temperaturbeschränkungen lassen sich jedoch umgehen, wenn die Wärme direkt im Dampfstrom freigesetzt wird. So können zum Beispiel bei der internen Zusatzfeuerung Erdgas oder Wasserstoff

mit reinem Sauerstoff im Dampfstrom zwischen Teilturbinen oder zwischen Dampferzeuger und –turbine verbrannt werden (**Bild 1**).

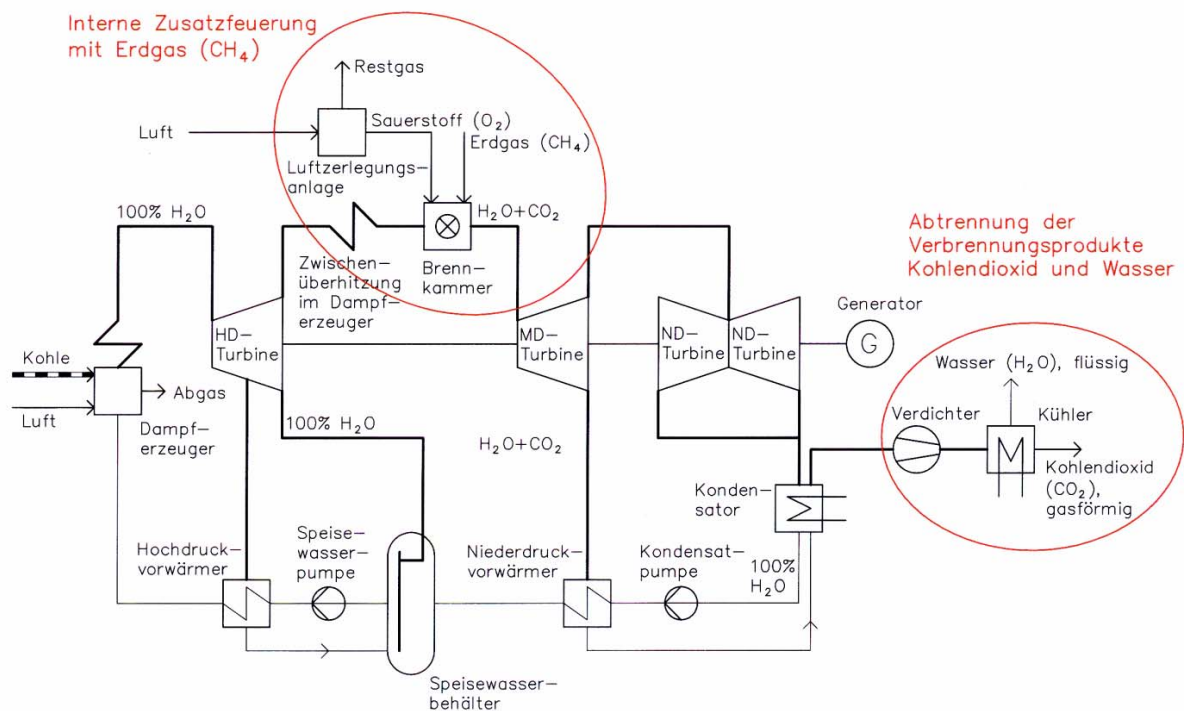


Bild 1: Schema eines Dampfkraftwerkes mit interner Zusatzfeuerung auf Erdgasbasis in der Zwischenüberhitzung

Bei der Verbrennung von Erdgas mit reinem Sauerstoff entstehen als Verbrennungsprodukte Wasserdampf und CO_2 , die mit dem im Kessel erzeugten Wasserdampf in der Turbine als Arbeitsmittel genutzt werden können. Wird das bei der Zusatzfeuerung entstehende Wasserdampf- CO_2 -Gemisch nach der Kondensation des im Kreislauf verbleibenden Wasserdampfes im Kondensator ausgekoppelt, verdichtet und gekühlt, kondensiert der überwiegende Teil des Wasserdampfes aus. Als Rückstand verbleibt nahezu reines, gasförmiges CO_2 , das verflüssigt, abtransportiert und zum Beispiel in erschöpften Öl- oder Erdgasfeldern gelagert werden kann [1; 2]. Wenn als Brennstoff Wasserstoff zum Einsatz kommt, der durch Reformierung von Erdgas hergestellt wird, kann das dabei entstehende CO_2 relativ einfach aus dem Produktgas der Reformierung abgetrennt werden. Für beide Fälle gilt, dass das CO_2 mit einem vergleichsweise geringen Energieaufwand zurückgehalten werden kann.

Der Kraftwerksprozess mit interner Erdgas-Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung zeichnet sich gegenüber dem konventionellen Kraftwerksprozess durch folgende Besonderheiten aus:

- Der Speisewasserbehälter muss an eine Anzapfung oberhalb der internen Zusatzfeuerung angeschlossen werden, um zu vermeiden, dass im gesamten Kreislauf ein Wasserdampf- CO_2 -Gemisch vorliegt.

- Das Anzapfkondensat der Niederdruckvorwärmer muss aus demselben Grund in den Kondensator geleitet werden und kann nicht - wie üblich - an dem jeweiligen Vorwärmer dem Hauptkondensat zugemischt werden.
- Die im Vergleich zu konventionellen Dampfkraftwerken höheren Dampftemperaturen nach der internen Zusatzfeuerung ermöglichen den Einsatz eines zusätzlichen getrennten Enthitzers zur Erhöhung der Vorwärm-Endtemperatur des Speisewassers.
- Die interne Zusatzfeuerung erfordert die Neuentwicklung von einigen Komponenten des Kraftwerkes. Hier ist vor allem die mit einer Dampfkühlung versehene Brennkammer zu nennen, in der unter Anwesenheit von Wasserdampf eine stöchiometrische Verbrennung von Erdgas oder Wasserstoff mit reinem Sauerstoff stattfindet. Um zu vermeiden, dass zum Beispiel Sauerstoff oder Wasserstoff in nennenswerten Anteilen in die Turbine gelangen, sollte die Verbrennung möglichst vollständig und die Regelung der Brenngas- und Sauerstoffmenge relativ genau sein. Derartige Brennkammern wurden unter anderem von Jericha [3] und Inoue [4] untersucht. Auch die Mitteldruck-Dampfturbine, die mit einer Eintrittstemperatur von bis zu 900 °C beaufschlagt wird, muss an diese neuen Bedingungen angepasst werden. Werden in der Turbine Konstruktionsprinzipien und Werkstoffe aus dem Gasturbinenbau eingesetzt, sollten diese Temperaturen beherrschbar sein. Falls Dampf für die Kühlung der Turbine erforderlich ist, kann dieser aus der kalten Seite der Zwischenüberhitzung entnommen werden.
- Ferner ist zu prüfen, welche Auswirkungen das bei der Erdgas-Variante im Dampfstrom vorliegende CO₂ auf die Werkstoffe der Turbine, die Wasserchemie im gesamten Kreislauf und auf den Wärmeübergang im Kondensator und in den Speisewasservorwärmern hat. Entsprechende Untersuchungen müssen für geringe Sauerstoff-, Wasserstoff- und Kohlenmonoxidmengen durchgeführt werden. Für eine möglichst vollständige Abtrennung dieser Gase aus dem Kondensat wird voraussichtlich der Einsatz einer Kondensatreinigungsanlage notwendig sein. Zur Vermeidung von Korrosionseffekten in den Endstufen der ND-Turbine ist es unter Umständen sinnvoll, den Endpunkt der Expansion aus dem Nassdampf- in das Dampfgebiet zu verschieben. Da das Ende der Expansion bei einer Dampftemperatur von 900 °C und einem Druck von 59 bar am Austritt der internen Zusatzfeuerung ohnehin bereits nah an der Taulinie liegt, lässt sich mit einer moderaten Erhöhung der Temperatur oder einer geringfügigen Absenkung des Druckes eine Kondensation in der ND-Turbine vermeiden.
- Die zusätzliche Leistung der internen Zusatzfeuerung kann bei entsprechender Bevorratung relativ schnell zur Verfügung gestellt werden, so dass sie auch zur Abdeckung von Spitzenlastanforderungen oder zur Stützung der Netzfrequenz bei großen Belastungsschwankungen eingesetzt werden kann. Es bleibt allerdings zu prüfen, zu welchen Beschränkungen die maximal zulässigen Temperaturgradienten der Dampfturbine führen.

Höhere Effizienz und Leistung bei geringerem CO₂-Ausstoß

Die Berechnung des Wirkungsgrades, der Leistung und der Kohlendioxid-Emissionen eines Dampfkraftwerks mit interner Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung wurde anhand eines steinkohlebefeuernden Dampfkraftwerkes mit einem Frischdampfzustand von 285 bar und 600 °C, einer Zwischenüberhitzung bei 60 bar und 620 °C, acht Vorwärmstufen und einem getrennten Enthitzer durchgeführt.

Bei Einsatz eines Nasskühlturms (Kondensationsdruck 45 mbar) und bei einem Frischdampfmassenstrom von 400 kg/s erreicht das Kraftwerk ohne interne Zusatzfeuerung eine elektrische Nettoleistung von rund 510 MW und einen Nettowirkungsgrad von rund 46 %.

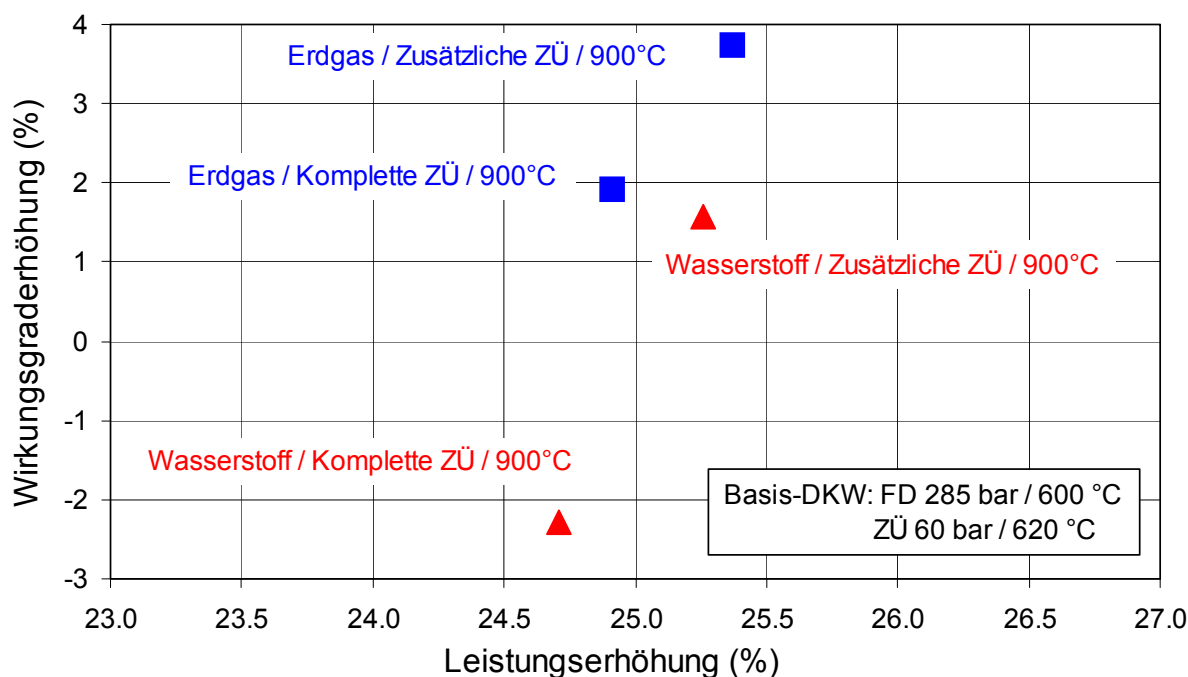


Bild 2: Wirkungsgrad- und Leistungserhöhung durch die interne Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung

In **Bild 2** ist die Wirkungsgrad- und Leistungserhöhung durch interne Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung dargestellt. Alle Punkte wurden jeweils als Neuauslegung des Kraftwerkes mit gleichem Frischdampfmassenstrom berechnet. Als Brenngas wird Erdgas oder durch allotherme Reformierung von Erdgas hergestellter Wasserstoff eingesetzt. Die interne Zusatzfeuerung wird entweder als zusätzliche Zwischenüberhitzung zu der im Dampferzeuger stattfindenden Zwischenüberhitzung oder als komplette (alleinige) Zwischenüberhitzung angewendet. Die Austrittstemperatur der internen Zusatzfeuerung beträgt 900 °C.

Die maximale Wirkungsgraderhöhung wird bei einer Zusatzfeuerung mit Erdgas als zusätzliche Zwischenüberhitzung erreicht und beträgt 3.7 %. Wird anstatt des Erdgases Wasserstoff als Brennstoff eingesetzt, so ist der Wirkungsgradgewinn mit

1.6 % niedriger, da für die Herstellung des Sekundärenergieträgers Wasserstoff Energie aufgewendet werden muss. Die dazugehörigen Leistungserhöhungen sind mit rund 25 % in beiden Fällen ungefähr gleich groß.

Die Wirkungsgraderhöhung durch die interne Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung kann zum einen auf die höhere mittlere Temperatur der Wärmezufuhr (Carnot-Faktor [5]) zurückgeführt werden. Zum anderen wird der Expansionswirkungsgrad der Niederdruckturbine durch einen höheren Dampfgehalt in den letzten Stufen verbessert. Ferner ist mit Blick auf den Wirkungsgrad zu erkennen, dass es nicht sinnvoll ist, die komplette Zwischenüberhitzung über eine interne Zusatzfeuerung zu realisieren. Dies liegt daran, dass die Kohle bei den hier vorliegenden Prozessrandbedingungen im Dampfturbinenprozess (Clausius-Rankine-Prozess) mit einem höheren Wirkungsgrad umgesetzt wird als das Erdgas im Gasturbinenprozess (Joule-Prozess). Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, sollte Kohle nicht durch Erdgas substituiert, sondern lediglich ergänzt werden.

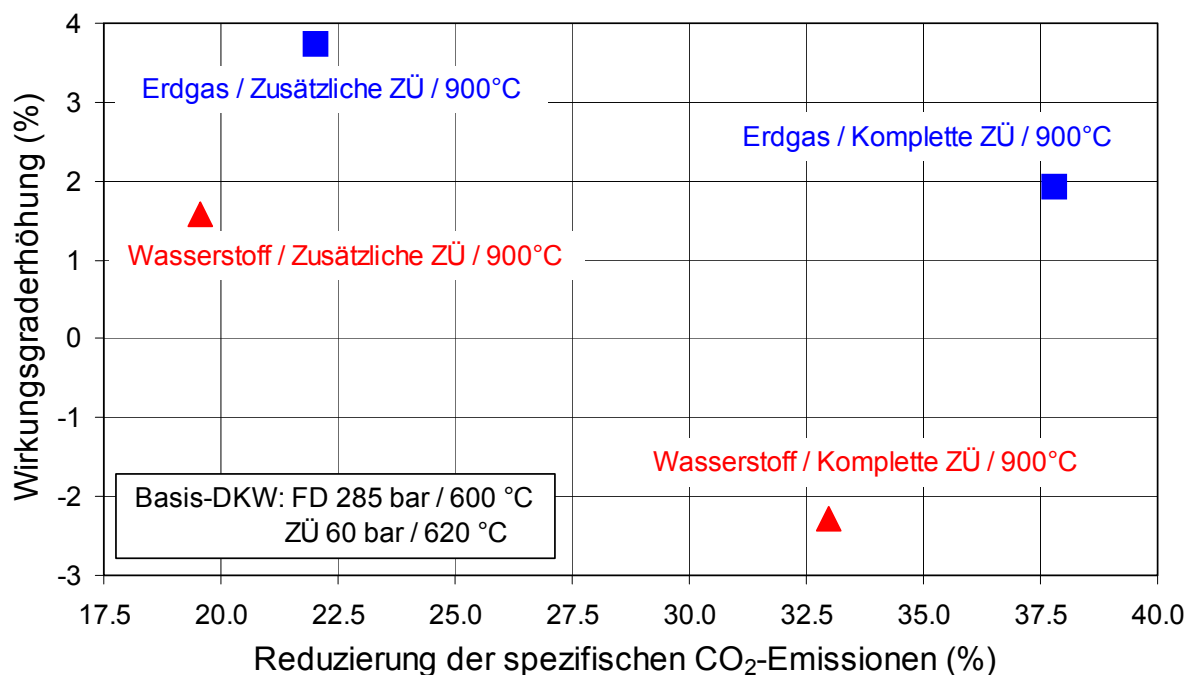


Bild 3: Wirkungsgraderhöhung und Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen durch die interne Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung

Wird das bei der Zusatzfeuerung entstehende CO₂, wie oben beschrieben, dem Prozess entzogen, gespeichert und somit nicht der Atmosphäre zugeführt, sinken die spezifischen CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Elektrizität (**Bild 3**). Je mehr Brennstoff in der internen Zusatzfeuerung eingesetzt wird, umso größer ist die Emissionsreduktion. Neben dem Verhältnis der Brennstoffleistungen (Erdgas/Kohle) hängt die erzielbare CO₂-Emissionsminderung auch von dem Wirkungsgrad ab, mit dem der Brennstoff der internen Zusatzfeuerung in elektrische Energie umgewandelt wird. So sinken die spezifischen CO₂-Emissionen im günstigsten Fall einer Zusatz-

feuerung mit Erdgas bei kompletter Zwischenüberhitzung um etwa 37.8 %.

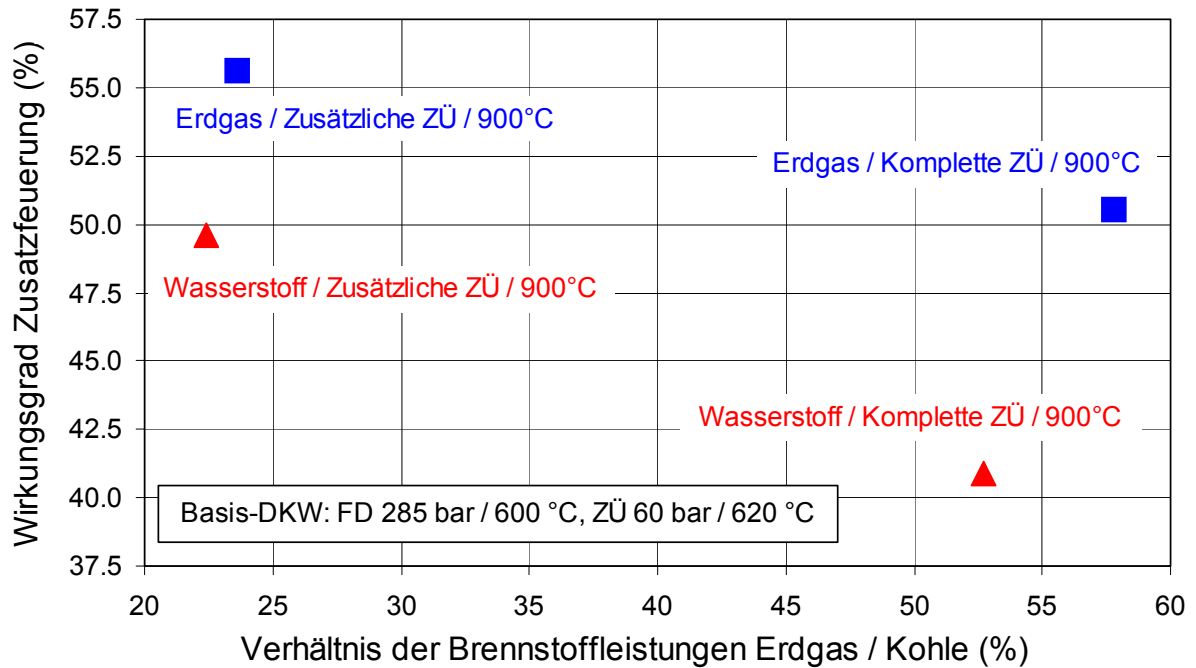


Bild 4: Wirkungsgrad der internen Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung und Verhältnis der Brennstoffleistungen Erdgas/Kohle

Als Wirkungsgrad der Zusatzfeuerung kann das Verhältnis der Änderung der abgegebenen elektrischer Leistung zur Änderung der zugeführten Brennstoffleistung im Vergleich zum Dampfkraftwerk ohne Zusatzfeuerung definiert werden (**Bild 4**). Dieser Wirkungsgrad kennzeichnet die Qualität eines erdgasbefeuerten Kraftwerksprozesses, bei dem das Kohlendioxid zurückgehalten und in flüssiger Form abgegeben wird. Bei einer als zusätzliche Zwischenüberhitzung ausgeführten Zusatzfeuerung auf Erdgasbasis wird ein Wirkungsgrad von 55.7 % erzielt, ein deutlich höherer Wert als bei anderen Konzepten zur CO₂-Rückhaltung in Großkraftwerken. Bei erdgasbefeuerten GUD-Kraftwerken mit CO₂-Rückhaltung werden Wirkungsgrade von 45 bis 50 % erzielt, bei GUD-Kraftwerken mit Kohlevergasung (IGCC) Werte von 40 bis 45 % und bei kohlebefeuerten Dampfkraftwerken Werte von 30 bis 35 % [6 bis 13].

Das Verhältnis der Brennstoffleistungen Erdgas/Kohle variiert über einen weiten Bereich und beträgt hier maximal 57.8 %. Die interne Zusatzfeuerung bietet demnach eine gewisse Flexibilität in Hinsicht auf die eingesetzte Brennstoffart und den Umfang der Kohlendioxid-Rückhaltung.

Mögliche Zusatzinvestitionen

Um einen ersten Eindruck über die Wirtschaftlichkeit von Dampfkraftwerken mit interner Zusatzfeuerung zu erhalten, werden unter der Annahme gleicher Stromerzeugungskosten die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen gegenüber üblichen Dampfkraftwerken ermittelt. Für diese Berechnungen werden spezifische Kosten für CO₂-Emissionen in Höhe von 30 €/t angenommen. Die Kosten für den Transport und die Einlagerung des zurückgehaltenen Kohlendioxids werden mit 10 €/t angenommen [14; 15]. Weitere Annahmen sind:

- Auf den Heizwert bezogener Brennstoffpreis von Steinkohle: 0.005 €/kWh,
- auf den Heizwert bezogener Brennstoffpreis von Erdgas: 0.016 €/kWh,
- Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betriebsmittel: 0.0075 €/kWh_{el},
- spezifische Anlagenkosten des Dampfkraftwerkes ohne interne Zusatzfeuerung: 850 €/kW_(el.),
- Anzahl der äquivalenten Volllaststunden (Grundlastkraftwerk): 7500 h/a,
- Personalkosten pro Kraftwerksblock einer 2-Block-Anlage: 2.5 Mio €/a.

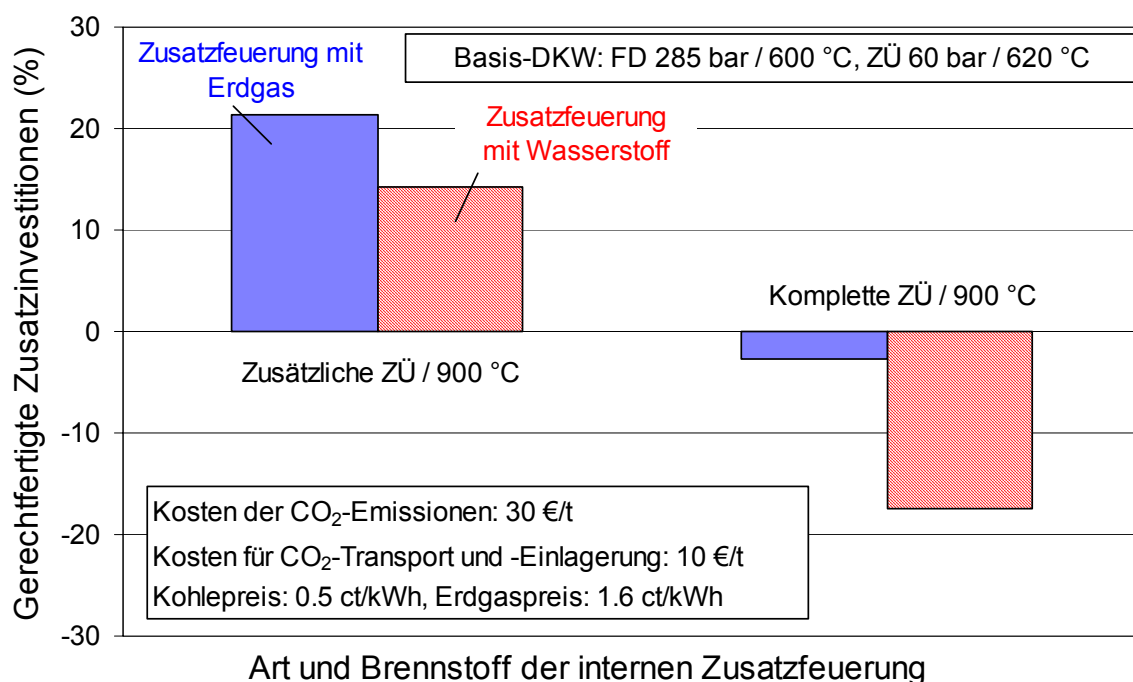


Bild 5: Gerechtfertigte Zusatzinvestitionen steinkohlebefeuerter Dampfkraftwerke mit interner Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung

Wie in **Bild 5** zu sehen ist, betragen die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen von mit Steinkohle befeuerten Dampfkraftwerken mit interner Zusatzfeuerung gegenüber üblichen mit Steinkohle befeuerten Dampfkraftwerken im günstigsten Fall einer Zusatzfeuerung mit Erdgas als zusätzliche Zwischenüberhitzung 21.3 % der Basis-Investition. Wird die komplette Zwischenüberhitzung durch die interne Zusatzfeuerung realisiert, sind Zusatzinvestitionen nicht mehr gerechtfertigt (negative Werte), da günstige Kohle durch teures Erdgas ersetzt wird. Die Substitution von

Kohle durch Erdgas erscheint bei Dampfkraftwerken also nicht nur unter thermodynamischen, sondern auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll zu sein. Im Fall einer Zusatzfeuerung mit dem Sekundärenergieträger Wasserstoff fließen die Umwandlungsverluste durch die Wasserstoffherzeugung ein, so dass die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen geringer als bei einer Zusatzfeuerung mit Erdgas ausfallen.

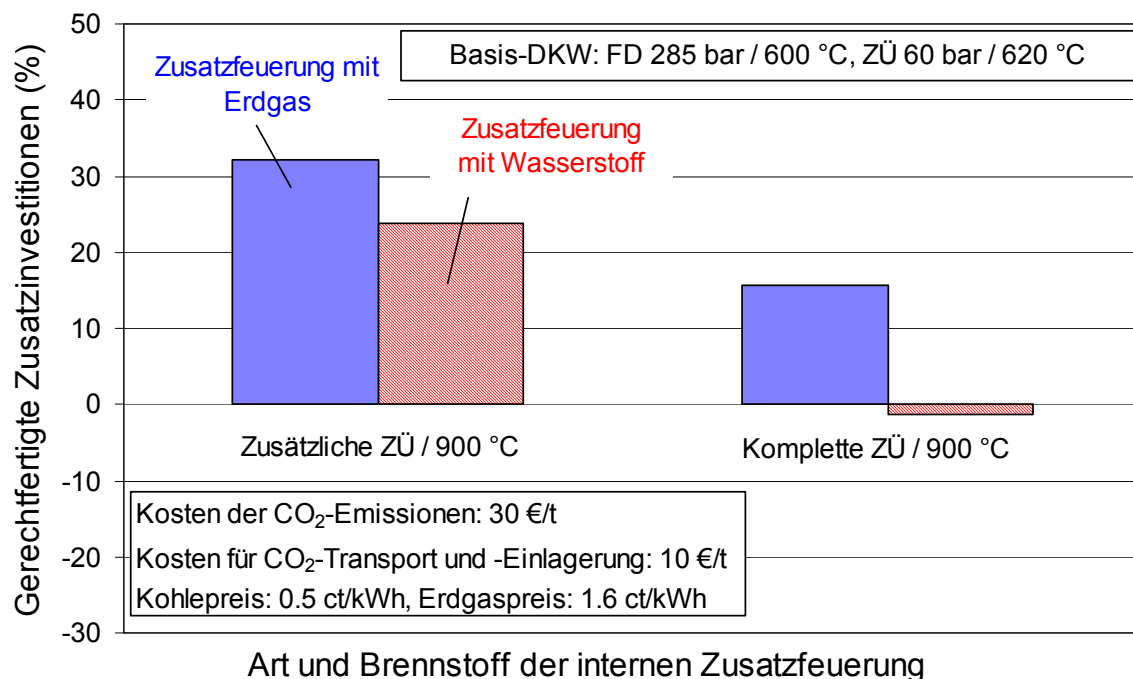


Bild 6: Gerechtfertigte Zusatzinvestitionen braunkohlebefuerter Dampfkraftwerke mit interner Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung

Bei Dampfkraftwerken auf Braunkohlebasis sind höhere Zusatzinvestitionen möglich als bei Steinkohlekraftwerken, da bei der Verbrennung von Braunkohle mehr Kohlendioxid freigesetzt wird als bei Steinkohle. Für die maximal gerechtfertigten Zusatzinvestitionen wird beim Einsatz von Braunkohle unter ansonsten gleichen Randbedingungen ein Wert von 32.1 % ausgewiesen (**Bild 6**).

Die in den Bildern 2 bis 4 dargestellten Ergebnisse, die Erhöhung von Wirkungsgrad und Leistung sowie die Reduzierung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen, gelten bei gleicher Qualität des Basisprozesses ohne interne Zusatzfeuerung für stein- und braunkohlebefeuerte Dampfkraftwerke.

Autoren

Prof. Dr.-Ing. **Christoph Kail**, Jahrgang 1965, von 1986 bis 1991 Maschinenbaustudium an der Universität Hannover. Von 1991 bis 1999 beim Erlanger Siemens-Bereich Power Generation Gruppenleiter „Wärmekreislaufrechnung, Kaltes Ende, Kondensatoren und fortschrittliche Kraftwerkskonzepte“, promovierte 1998 am Lehrstuhl für Thermische Kraftanlagen der TU München. Seit 1999 ist er Professor für Energietechnik an der FH Südwestfalen in Meschede.

Dr.-Ing. **Bert Rukes**, Jahrgang 1949, Studium des Allgemeinen Maschinenbaus an der FH Düsseldorf und des theoretischen Maschinenbaus an der TU Berlin einschließlich Promotion von 1967 bis 1978, seit 1978 bei Siemens PG, heute Leiter für den Bereich „Prozesstechnik“.

Dipl.-Ing. **Georg Haberberger**, Jahrgang 1967, Studium des Maschinenbaus von 1988 bis 1992 an der FH Würzburg-Schweinfurt, seit 1982 bei Siemens PG Gruppenleiter „Wärmekreislaufrechnung Dampfkraftwerke, Kaltes Ende, Kondensatoren“.

Literatur

- [1] Hanisch, C.: Nicht mehr klimawirksam – Entsorgung des Treibhausgases CO₂ im Meer geplant. Süddeutsche Zeitung vom 08.09.1998, Ressort Wissenschaft
- [2] Gas- und Ölfelder als CO₂-Lager, Energie & Management, 15. Oktober 2002
- [3] Jericha, H; Pirker, H. P.; Starzer, O.; Dötl, R.: Weiterentwicklung des H₂/O₂-Dampfprozesses (Brennkammer und Hochtemperaturturbine). VGB Kraftwerkstechnik 73 (1993), Heft 9, S. 781-786
- [4] Inoue, H.; Kobayashi, N.; Koganezawa, T.: Research and Development of Methane-Oxygen Combustor for Carbon Dioxide Recovery Closed-Cycle Gas Turbine. 23rd CIMAC World Congress on Combustion Engine Technology for Ship Propulsion, Power Generation, Rail Traction, Hamburg, Germany, May 7 – 10, 2001
- [5] Baehr, H. D.: Thermodynamik. Springer Verlag, Berlin, 2002
- [6] Anderson, R. E.; Brandt, H.; Mueggenburg, H.; Taylor, J.; Viteri, F.: A Power Plant Concept which Minimize the Cost of Carbon Dioxide Sequestration and Eliminates the Emission of Atmospheric Pollutants. 4th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Interlaken, Switzerland, 1998
- [7] Edmonds, J. A.; Freund, P.; Dooley, J. J.: The Role of Carbon Management Technologies in Addressing Atmospheric Stabilization of Greenhouse Gases. Pacific Northwest National Laboratory, Washington
- [8] Freund, P.; Thambimuthu, K. V.: Options for Decarbonising Fossil Energy Supplies. Conference Combustion Canada '99, Calgary, Canada, 1999
- [9] Marion, J.; ya Nsakala, N.; Griffin, T.; Bill, A.: Controlling Power Plant CO₂ Emissions: A Long Range View. First National Conference on Carbon Sequestration, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, May 15-17, 2001

- [10] Marion, J.; ya Nsakala, N.; Bozzuto, C.; Liljedahl, G.; Palkes, M.; Vogel, D.; Gupta, J. C.; Guha, M.; Johnson, H.; Plasynski, S.: Engineering Feasibility of CO₂ Capture on an Existing US Coal-Fired Power Plant. 26th International Conference on Coal Utilization & Fuel Systems, Clearwater, FL, March 5-8, 2001
- [11] Bolland, O.; Mathieu, P.: Comparison of two CO₂ Removal Options in Combined Cycle Power Plants. Energy Conversion and Management, 39 (16-18), p. 1653-1663
- [12] Kvamsdal, H. M.; Ertesvag, I. S.; Bolland, O.; Tolstad, T.: Exergy Analysis of Gas-Turbine Combined Cycle with CO₂ Capture using Pre-Combustion Decarbonization of Natural Gas. ASME Turbo Expo 2002, June 3-6, 2002, Amsterdam
- [13] Göttlicher, G.: Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 421, 1999
- [14] Hendriks, C. A.; Wildenborg, A. F. B.; Blok, K.; Floris, F.; van Wees, J. D.: Cost of Carbon Dioxide Removal by Underground Storage. 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia, 2000
- [15] Herzog, H. J.: The Economics of CO₂ Capture. 4th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Interlaken, Switzerland, 1998