

Kohlendioxid-Rückhaltung und Wirkungsgraderhöhung durch interne Zusatzfeuerung bei Dampfkraftwerken

Prof. Dr.-Ing. **Christoph Kail**, Meschede; Dipl.-Ing. **Georg Haberberger**, Erlangen

Zusammenfassung

Die interne Zusatzfeuerung ist eine Verbrennung von Erdgas oder Wasserstoff mit reinem Sauerstoff im Dampfstrom zwischen Teilturbinen oder zwischen Dampferzeuger und Dampfturbine. Mögliche Ziele der internen Zusatzfeuerung sind eine Rückhaltung von Kohlendioxid, eine Erhöhung von Leistung und Wirkungsgrad, die Abdeckung von Spitzenlastanforderungen sowie ein Einsatz zur Stützung der Netzfrequenz.

Bei einem Dampfkraftwerk, welches mit einem Frischdampfzustand von 250 bar / 540 °C und einem Zustand in der Zwischenüberhitzung von 56 bar / 560 °C dem Stand der Technik entspricht, kann die Leistung des Kraftwerks bei konstantem Frischdampfmassenstrom durch die interne Zusatzfeuerung um bis zu 33 % erhöht werden. Der Wirkungsgrad steigt im günstigsten Fall um mehr als 5 %. Die spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des Dampfkraftwerks können in den hier betrachteten Fällen durch die Rückhaltung des Kohlendioxids der internen Zusatzfeuerung um bis zu 42 % gesenkt werden. Bei Kosten für Kohlendioxid-Emissionen in Höhe von 30 €/t und unter der Voraussetzung gleicher Stromerzeugungskosten betragen die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen von Dampfkraftwerken mit interner Zusatzfeuerung gegenüber konventionellen Dampfkraftwerken bei den hier untersuchten Beispielen bis zu 30 %.

Das Konzept der internen Zusatzfeuerung kann prinzipiell bei allen Dampfkraftprozessen eingesetzt werden, also nicht nur bei Dampfkraftwerken sondern auch bei GUD- und Kernkraftwerken. Es kann auch als Nachrüstung bestehender Kraftwerke herangezogen werden.

Allgemeines

Der zunehmende Kohlendioxidgehalt in der Erdatmosphäre, der vor allem auf die Nutzung fossiler Brennstoffe zurückgeführt werden kann, wird für die Erwärmung der Erde und die damit einhergehenden Klimaänderungen verantwortlich gemacht. Um dieser Tendenz entgegenzuwirken, finden seit einigen Jahren internationale Klimaschutzkonferenzen statt, bei denen über eine Reduzierung der Kohlendioxid-Emissionen verhandelt wird. So hat sich z. B. Deutschland auf der UN-Klimavertragsstaatenkonferenz 1997 in Kyoto verpflichtet, seine Kohlendioxid-Emissionen im Zeitraum von 2008 – 2012 gegenüber 1990 um 21 % zu senken. Um die Umsetzung der international vereinbarten Emissionsreduzierungen zu unterstützen, wird in der EU über die Einführung eines Handels mit Emissionsrechten nachgedacht. Es wird erwartet, dass die Kosten für Kohlendioxid-Emissionsrechte dann zwischen 20 und 30 €/t liegen werden [13].

Maßnahmen zur Reduzierung der Kohlendioxid-Emissionen können im Bereich der Energiebereitstellung, der Energiewandlung und der Energieanwendung ergriffen werden. Im Bereich der Energiewandlung, der hier im Vordergrund steht, sind folgende Maßnahmen zur Reduzierung der Kohlendioxid-Emissionen möglich: Erhöhung der Effizienz der Energiewandlung [10, 11, 12], Nutzung von kohlenstoffarmen und -freien Brennstoffen wie Erdgas und Kernenergie, Nutzung von regenerativen Energien sowie die Rückhaltung und Lagerung bzw. Weiterverwendung des Kohlendioxids oder des Kohlenstoffes aus fossilen Brennstoffen.

Die Abtrennung und Rückhaltung des Kohlendioxids kann prinzipiell vor der Verbrennung aus dem Synthesegas der Kohlevergasung oder Methanreformierung oder nach der Verbrennung aus den Verbrennungsgasen geschehen. Die Abtrennung ist mit einem zusätzlichen Energieaufwand verbunden, der zu entsprechenden Leistungs- und Wirkungsgradeinbußen führt. Eine Verbrennung mit reinem Sauerstoff anstatt mit Luft führt zu höheren Kohlendioxidgehalten im Verbrennungsgas und vermindert so den Energieaufwand zur Abtrennung des Kohlendioxids aus den Verbrennungsgasen. Das zurückgehaltene Kohlendioxid kann in erschöpften Öl- und Ergasfeldern oder im Meer gelagert werden [5, 6].

Alternativ ist bei flüssigen und gasförmigen Brennstoffen auch eine Abtrennung des Kohlenstoffes aus dem Brennstoff durch katalytische oder thermische Spaltung (Cracking, Pyrolyse) denkbar. Bei dieser Methode bleibt allerdings die Brennstoffenergie des Kohlenstoffes ungenutzt.

Dampfkraftwerk mit interner Zusatzfeuerung

Das im Folgenden vorgestellte Konzept eines Dampfkraftwerkes mit interner Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung ermöglicht nicht nur die Rückhaltung des Kohlendioxids der Zusatzfeuerung sondern führt bei geeigneter Konfiguration auch zu einer Erhöhung von Wirkungsgrad und Leistung im Vergleich zu einem gängigen Dampfkraftwerk.

Bei Dampfkraftwerken wird üblicherweise sämtliche Wärme, die im Prozess benötigt wird, durch Verbrennung von Kohle im Dampferzeuger erzeugt. Im Anschluss an die Verbrennung wird die Wärme von den heißen Verbrennungsgasen auf das Wasser bzw. den Wasserdampf übertragen. Die Temperatur der Wärmeübertragung ist hierbei durch die Werkstoffeigenschaften der Wärmeübertragerrohre beschränkt. Diese Temperaturbeschränkungen können vermieden werden, wenn die Wärme direkt im Dampfstrom freigesetzt wird und nicht mehr durch einen Werkstoff übertragen werden muss, wie dies bei der internen Zusatzfeuerung der Fall ist. Sie ist eine Verbrennung von Erdgas oder Wasserstoff mit reinem Sauerstoff im Dampfstrom zwischen Teilturbinen oder zwischen Dampferzeuger und Dampfturbine (siehe Abbildung 1).

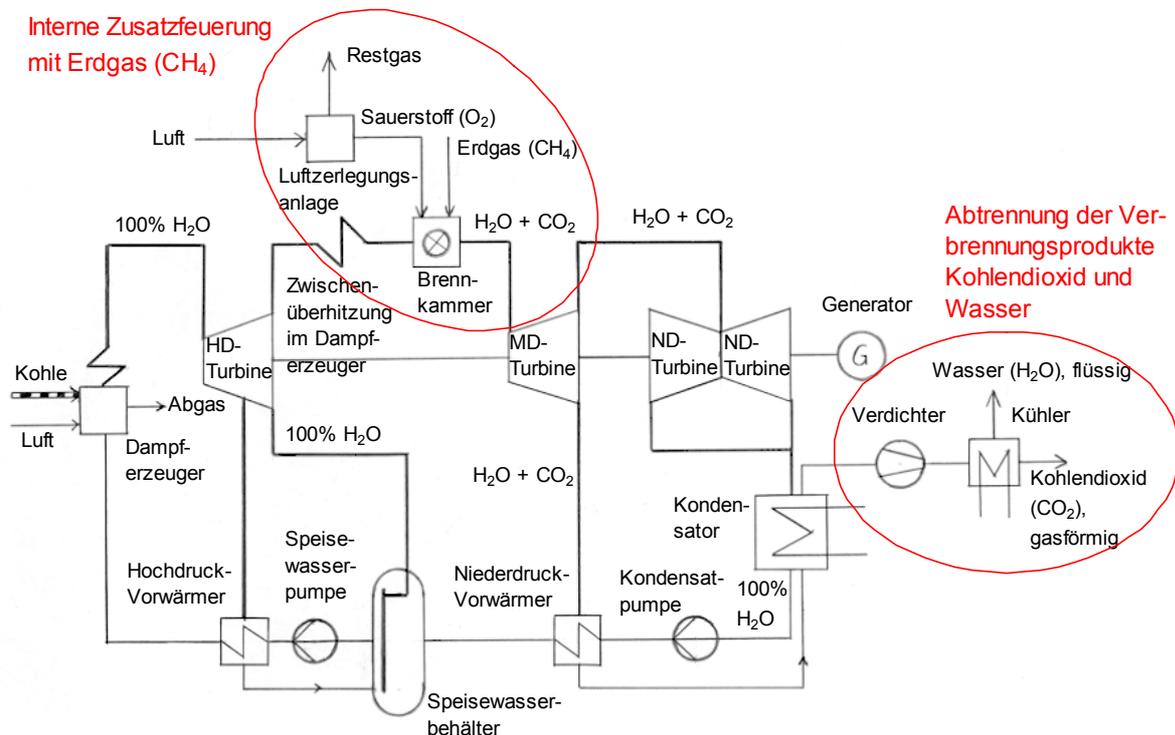


Abb. 1: Schema eines Dampfkraftwerkes mit interner Zusatzfeuerung mit Erdgas in der Zwischenüberhitzung

Die Produkte der internen Verbrennung werden in der Turbine als Arbeitsmittel genutzt und werden anschließend dem Wasser-Dampf-Kreislauf im Kondensator entnommen. Im Fall einer Verbrennung von Erdgas mit reinem Sauerstoff entstehen

als Verbrennungsprodukte Wasserdampf und Kohlendioxid. Der Anteil des Kohlendioxids im Dampfstrom liegt bei den hier durchgeführten Berechnungen zwischen 2.5 und 7.5 Gewichtsprozent. Wird das Wasserdampf-Kohlendioxid-Gemisch, welches bei der Verbrennung entsteht, im Kondensator dem Kreislauf entnommen, verdichtet und gekühlt, so kondensiert der Wasseranteil weitgehend und es bleibt nahezu reines, gasförmiges Kohlendioxid übrig. Dies kann anschließend abtransportiert und z. B. in erschöpften Öl- oder Erdgasfeldern gelagert werden. Wird Wasserstoff als Brennstoff eingesetzt, welcher durch Reformierung aus Erdgas hergestellt wird, so kann das anfallende Kohlendioxid aus dem Produktgas der Reformierung abgetrennt werden. In beiden Fällen kann das Kohlendioxid mit vergleichsweise geringem Energieaufwand zurückgehalten werden.

Die Schaltung des Dampfkraftwerkes mit interner Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung weist einige Besonderheiten gegenüber üblichen Dampfkraftwerken auf. So muss z. B. bei einer Zusatzfeuerung mit Erdgas der Speisewasserbehälter an eine Anzapfung oberhalb der internen Zusatzfeuerung angeschlossen werden, um zu vermeiden, dass im gesamten Kreislauf ein Wasserdampf-Kohlendioxid-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 Leistung der Kondensatpumpe ist dadurch höher, da nun die gesamten Nebenkondensatströme auch durch die Kondensatpumpe gehen. Die gegenüber üblichen Dampfkraftwerken höheren Dampftemperaturen nach der internen Zusatzfeuerung ermöglichen den Einsatz eines zusätzlichen getrennten Enthitzers zur Erhöhung der Vorwärmendtemperatur des Speisewassers.

Die Bereitstellung von Sauerstoff und Brenngas bei dem entsprechenden Druck für die interne Zusatzfeuerung sowie des Kohlendioxids für den Abtransport erfordert zusätzliche Verdichter. Um die Leistung der Verdichter zu minimieren, sind sowohl der Sauerstoff- als auch der Kohlendioxid-Verdichter, die jeweils recht hohe Druckverhältnisse aufweisen, mit Zwischenkühlungen versehen (nicht in Abb. 1 dargestellt). Die bei der Zwischenkühlung anfallende Wärme wird zur Kondensatvorwärmung benutzt und vermindert dadurch die Mengen von Anzapfdampf. Der Druck des Erdgases an der Übergabestation wird mit 25 bar angenommen.

Der für die Verbrennung notwendige Sauerstoff wird in einer Luftzerlegungsanlage gewonnen. Der Energieaufwand für die Bereitstellung von drucklosem Sauerstoff wird hierbei mit $0.35 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3$ angenommen.

Als Brenngas der internen Zusatzfeuerung wird Erdgas oder Wasserstoff, der durch allotherme Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt wird, eingesetzt. Die Reformierung findet bei einem Druck von 10 bar, einer Temperatur von 825 °C und einem Stoffmengenverhältnis Wasser / Methan von 3 statt. Der Umsatzgrad der Reaktion wird mit 90 % angenommen. Die Abtrennung des Wasserstoffes aus dem Produktgas der Reformierung geschieht durch Druckwechseladsorption bei einem

oberen Druck von 25 bar und einem unteren Druck von 1 bar. Für den Rückgewinnungsfaktor des Wasserstoffs wird hierbei ein Wert von 90 % angesetzt. Die Brennstoffenergie des Restgases nach der Druckwechseladsorption wird zur Beheizung des Reformers und zur Speisewasservorwärmung eingesetzt. Als weitere Wärmequellen für den Reformer werden im Hochtemperaturbereich Verbrennungsgase des kohlebefeierten Dampferzeugers und im Niedertemperaturbereich Dampf aus der Turbine (Kraft-Wärme-Kopplung) benutzt. Der Wirkungsgrad der Wasserstoffherzeugung beträgt 79.5 %.

Das Dampfkraftwerk mit interner Zusatzfeuerung weist gegenüber üblichen Kraftwerksprozessen einige Besonderheiten auf, die Neuentwicklungen notwendig machen. 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. Die Regelung der Brenngas- und Sauerstoffmenge sollte relativ genau sein, um zu vermeiden, dass überschüssiger Sauerstoff oder überschüssiges Brenngas in die Dampfturbine gelangt. Eine derartige Brennkammer wurde unter anderem von [8] untersucht.

Auch die Mitteldruck-Dampfturbine, die bei interner Zusatzfeuerung mit Eintrittstemperaturen in Höhe von 750 bis 900 °C beaufschlagt wird, muss an diese Bedingungen angepasst werden. Werden Nickel-Basis-Legierungen in der Turbine eingesetzt, so sollte eine Kühlung nicht notwendig sein. Falls doch Kühldampf erforderlich sein sollte, so kann dieser aus der kalten Seite der Zwischenüberhitzung entnommen werden. Bei den hier durchgeführten Rechnungen wurde kein Kühldampf berücksichtigt.

Wirkungsgrad, Leistung und Kohlendioxid-Emissionen

Die Berechnung der nachfolgend dargestellten Ergebnisse wurde anhand eines mit Steinkohle befeuertes Dampfkraftwerkes mit einem Frischdampfzustand von 250 bar / 540 °C, einer Zwischenüberhitzung bei 56 bar / 560 °C, mit 9 Vorwärmstufen und einem getrennten Enthitzer durchgeführt. Bei Einsatz eines Nasskühlturms (Kondensationsdruck 45 mbar) erreicht das Kraftwerk im Betrieb ohne interne Zusatzfeuerung bei einem Frischdampfmassenstrom von 500 kg/s eine elektrische Nettoleistung von rund 590 MW und einen Nettowirkungsgrad von rund 44 %. Die spezifischen Kohlendioxid-Emissionen betragen in diesem Fall 0.74 kg/kWh_{el}.

In Abb. 2 ist die Wirkungsgrad- und Leistungserhöhung durch interne Zusatzfeuerung (ZF) in der Zwischenüberhitzung dargestellt. Als Brenngas wird Erdgas (CH₄) oder Wasserstoff (H₂) eingesetzt. Wird die interne Zusatzfeuerung als zusätzliche Zwischenüberhitzung eingesetzt, so beträgt die Eintrittstemperatur in die interne Zusatzfeuerung 560 °C. Wird die komplette Zwischenüberhitzung durch interne Zusatzfeuerung bewerkstelligt, so beträgt die Eintrittstemperatur 318 °C. Die Austrittstemperatur der internen Zusatzfeuerung liegt bei 750 °C oder 900 °C.

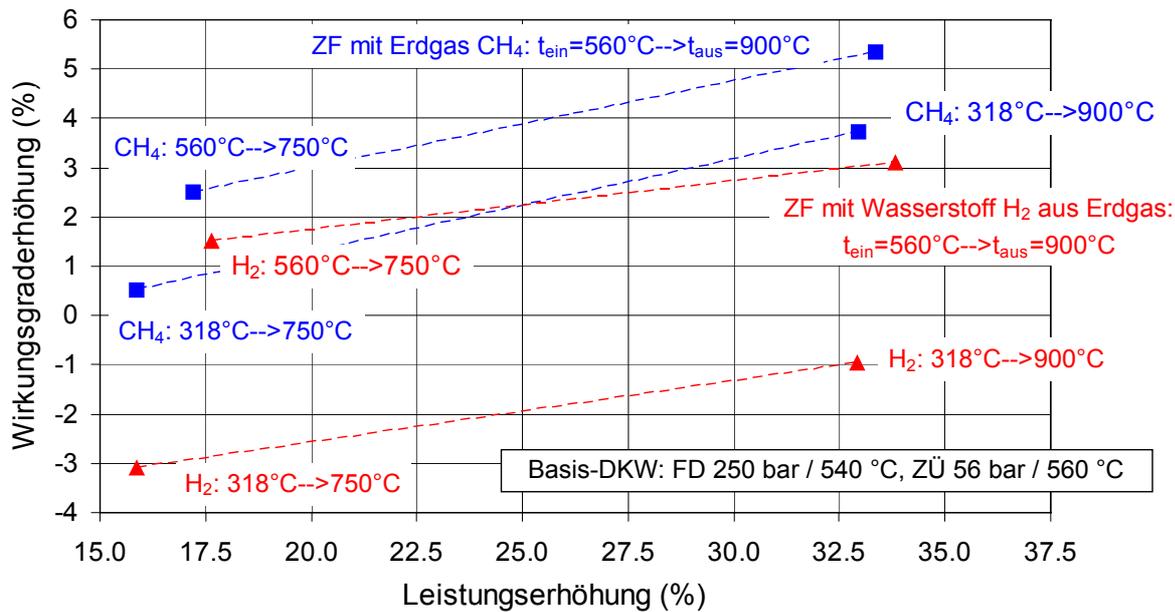


Abb. 2: Wirkungsgrad- und Leistungserhöhung durch interne Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung

Die maximale Wirkungsgraderhöhung wird bei einer Zusatzfeuerung mit Erdgas als zusätzliche Zwischenüberhitzung auf eine Temperatur von 900 °C erreicht und beträgt 5.3 %. Wird anstatt des Erdgases Wasserstoff eingesetzt, so ist der Wirkungsgradgewinn mit 3.1 % deutlich niedriger. Dies kann auf die Verluste im Zusammenhang mit der Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas zurückgeführt werden. Die dazugehörigen Leistungserhöhungen sind mit rund 33 % in beiden Fällen ungefähr gleich groß.

Die Wirkungsgraderhöhung durch interne Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung kann zum einen auf die höhere mittlere Temperatur der Wärmezufuhr (CARNOT-Faktor [2]) zurückgeführt werden. Zum anderen wird der Expansionswirkungsgrad der Niederdruckturbine durch einen höheren Dampfgehalt in den letzten Stufen erhöht. Entsprechend dieser Mechanismen ist der Wirkungsgradgewinn bei einer Temperatur nach der internen Zusatzfeuerung von 750 °C kleiner als bei 900 °C. Bei fortschrittlichen Dampfkraftwerken mit höheren Dampfzuständen ist die Wirkungsgraderhöhung durch interne Zusatzfeuerung aus dem gleichen Grund geringer als bei Dampfkraftwerken mit niedrigen Dampfzuständen. So beträgt z. B. bei einem Dampfkraftwerk mit einem Frischdampfzustand von 350 bar / 700 °C und einem Zustand in der Zwischenüberhitzung von 75 bar / 720 °C der Wirkungsgradgewinn durch interne Zusatzfeuerung mit Erdgas in der Zwischenüberhitzung auf 900 °C noch 1.3 %. Bei Einsatz von Kühldampf zur Kühlung der Turbine sollte die Dampftemperatur nach der internen Zusatzfeuerung jedoch noch weiter erhöht werden können. Es bleibt zu prüfen, wie hoch dann die maximale Wirkungsgrad- und Leistungserhöhung ist.

Wie des Weiteren zu erkennen ist, ist es in Hinsicht auf den Wirkungsgrad nicht sinnvoll, die komplette Zwischenüberhitzung mit der internen Zusatzfeuerung zu bewerkstelligen. Dies liegt daran, dass die Kohle bei den vorliegenden Bedingungen im dazugehörigen Clausius-Rankine-Prozess mit einem höheren Wirkungsgrad umgesetzt wird als das Erdgas im dazugehörigen Joule-Prozess. Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, sollte also Kohle nicht durch Erdgas substituiert sondern nur ergänzt werden.

Ein Einsatz der internen Zusatzfeuerung im Bereich des Frischdampfes führt aufgrund der hohen Drücke und der damit verbundenen hohen Verdichterleistungen zu Wirkungsgradverlusten in Bezug auf den Gesamtprozess und wird hier deshalb nicht betrachtet.

Die zusätzliche Leistung der internen Zusatzfeuerung kann bei entsprechender Bevorratung schnell zur Verfügung gestellt werden, so dass die interne Zusatzfeuerung auch zur Abdeckung von Spitzenlastanforderungen oder zur Stützung der Netzfrequenz bei großen Belastungsschwankungen eingesetzt werden kann.

Wird das Kohlendioxid der Zusatzfeuerung wie oben beschrieben dem Prozess entnommen und gelagert und nicht der Atmosphäre zugeführt, so sinken die auf den erzeugten Strom bezogenen atmosphärischen spezifischen Kohlendioxid-Emissionen (Abb. 3). Je mehr Brennstoff in der internen Zusatzfeuerung eingesetzt wird, desto größer ist die Reduzierung der Emissionen. Außer dem Verhältnis der Brennstoffleistungen Erdgas / Kohle hat natürlich auch der Wirkungsgrad des in der Zusatzfeuerung eingesetzten Brennstoffes einen Einfluss auf die Emissionsminderung. Im für die Emissionsreduzierung günstigsten Fall, einer Zusatzfeuerung mit Erdgas von 318 °C auf 900 °C, sinken die spezifischen Kohlendioxid-Emissionen um 42.4 %.

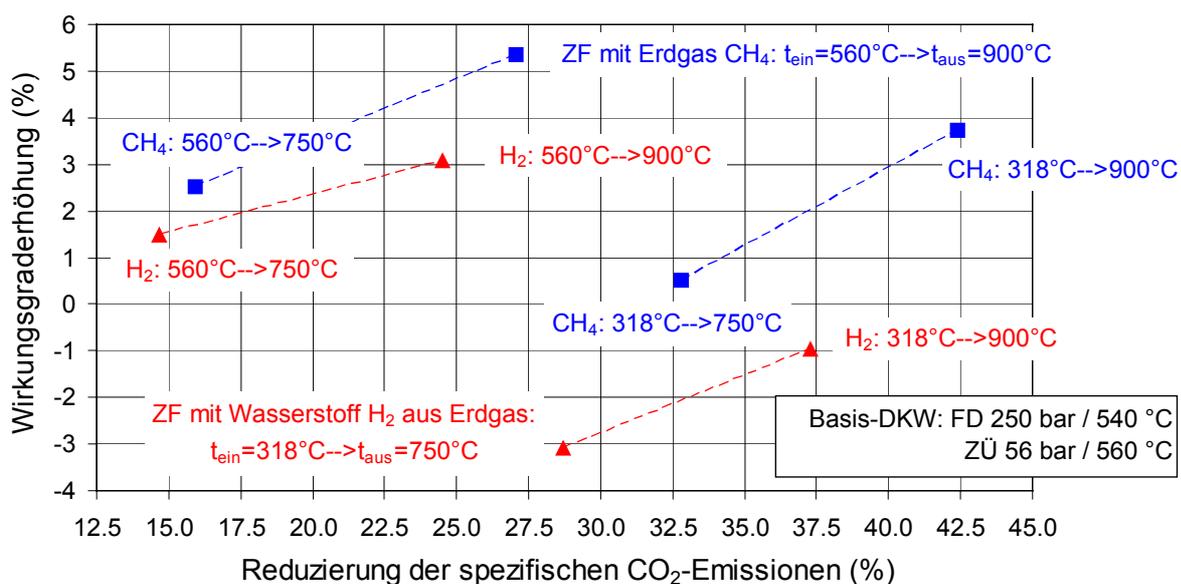


Abb. 3: Wirkungsgraderhöhung und Reduzierung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen durch interne Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung

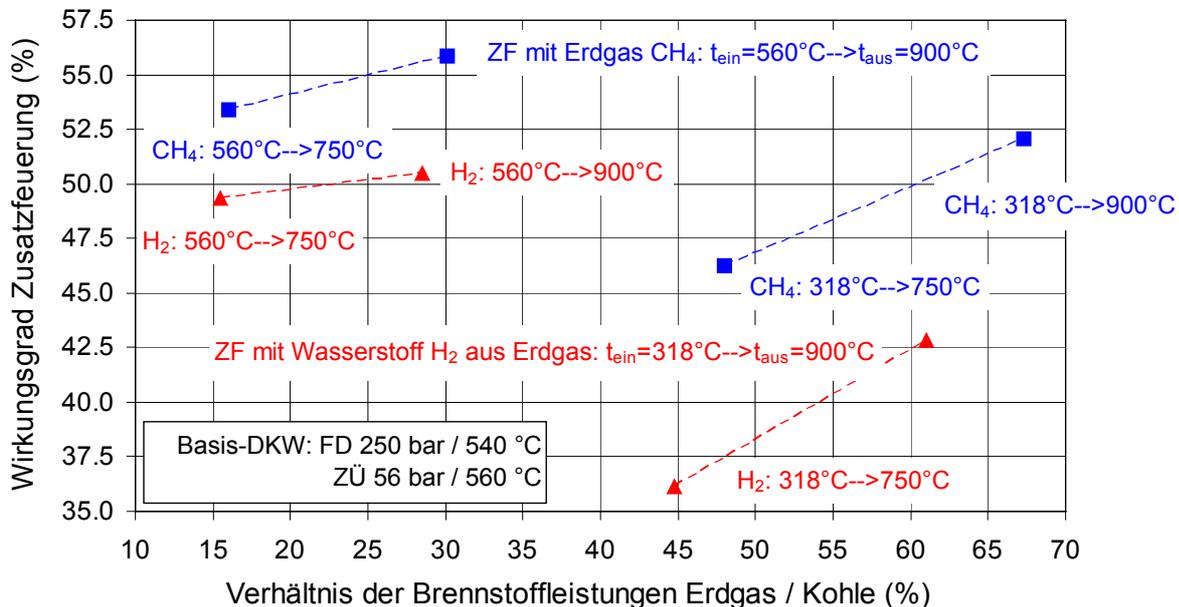


Abb. 4: Wirkungsgrad der interne Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung und Verhältnis der Brennstoffleistungen Erdgas / Kohle

Weist man der Zusatzfeuerung einen Wirkungsgrad zu, der durch das Verhältnis der Änderung von abgegebener elektrischer Leistung zu Änderung von zugeführter Brennstoffleistung im Vergleich zum Dampfkraftwerk ohne interne Zusatzfeuerung berechnet wird, so ergeben sich die in Abb. 4 dargestellten Werte. Der Wirkungsgrad kennzeichnet im Wesentlichen die Qualität eines mit Erdgas befeuerten Prozesses, bei dem das Kohlendioxid zurückgehalten wird (Abgabedruck des Kohlendioxids hier 34 bar). Er liegt im Fall einer Zusatzfeuerung mit Erdgas von 560 °C auf 900 °C bei 55,8 % und ist damit deutlich höher als bei anderen Konzepten zur Kohlendioxid-Rückhaltung im Bereich der Großkraftwerke. Der Wirkungsgrad von mit Erdgas befeuerten GUD-Kraftwerken liegt bei Betrieb mit Kohlendioxid-Rückhaltung zwischen 45 und 50 %. Bei GUD-Kraftwerken mit Kohlevergasung (IGCC) liegt er zwischen 40 und 45 % und bei kohlebefeueten Dampfkraftwerken bei rund 30 % [1, 3, 4].

Neben den oben genannten Standard-Kraftwerksprozessen mit Ergänzungen zur Kohlendioxid-Rückhaltung gibt es auch einige Sonderprozesse, die für den Betrieb mit Kohlendioxid-Rückhaltung entwickelt worden sind und höhere Wirkungsgrade erreichen sollen als die Standard-Prozesse. Hier ist z. B. der Graz Cycle zu nennen [9], der dem GUD-Prozess ähnelt. Eine Besonderheit des Graz Cycles ist, dass die gesamte Wärmezufuhr durch interne Verbrennung von Erdgas mit reinem Sauerstoff bewerkstelligt wird. Die Verbrennungsprodukte, Wasserdampf und Kohlendioxid, werden in den Turbinen als Arbeitsmittel genutzt, bevor sie dann im

Kondensator aus dem Kreislauf abgezogen werden. In diesen Punkten ähnelt der Graz Cycle dem hier vorgeschlagenen Konzept der internen Zusatzfeuerung bei Dampfkraftwerken. Ansonsten weicht der Graz Cycle jedoch wesentlich stärker von üblichen Kraftwerksprozessen ab und erfordert daher mehr Aufwand für Neuentwicklungen. Der Wirkungsgrad des Graz Cycles liegt bei vergleichbaren Bedingungen (Kondensationsdruck, Abgabedruck des Kohlendioxids) bei rund 48.5 %. Ein weiterer Prozess zur Kohlendioxid-Rückhaltung ist der CES (Clean Energy Systems) Process [1], der einem Dampfkraftprozess ähnelt. Auch hier wird die gesamte Wärmezufuhr durch interne Verbrennung von Erdgas mit reinem Sauerstoff durchgeführt. Der Wirkungsgrad dieses Prozesses dürfte jedoch unterhalb von dem des Graz Cycles liegen.

Gerechtfertigte 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 Kosten für Kohlendioxid-Emissionen in Höhe von 30 €/t angenommen. Die Kosten für den Transport und die Einlagerung des zurückgehaltenen Kohlendioxids werden mit 10 €/t angenommen [6, 7]. Weitere Annahmen für die Berechnungen sind: Brennstoffpreis von (Import-)Steinkohle 0.005 €/kWh_{HU}, Brennstoffpreis von Erdgas 0.016 €/kWh_{HU}, Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betriebsmittel 0.0075 €/kWh_{el}, spezifische Anlagenkosten des Dampfkraftwerkes ohne interne Zusatzfeuerung 750 €/kW_{el}, Personalkosten in Höhe von 2.5 Mio €/a pro Kraftwerksblock einer 2-Block-Anlage.

Wie in Abb. 5 zu sehen ist, betragen die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen von Dampfkraftwerken mit interner Zusatzfeuerung gegenüber üblichen Dampfkraftwerken im günstigsten Fall, bei einer Zusatzfeuerung mit Erdgas von 560 °C auf 900 °C, rund 30 %. In Anbetracht der Tatsache, dass der Kostenanteil der Dampfturbine an den Gesamtkosten des Kraftwerks nur rund 10 % beträgt, erscheint es machbar zu sein, die Zusatzkosten für die interne Zusatzfeuerung in dem gerechtfertigten Rahmen von 30 % zu halten.

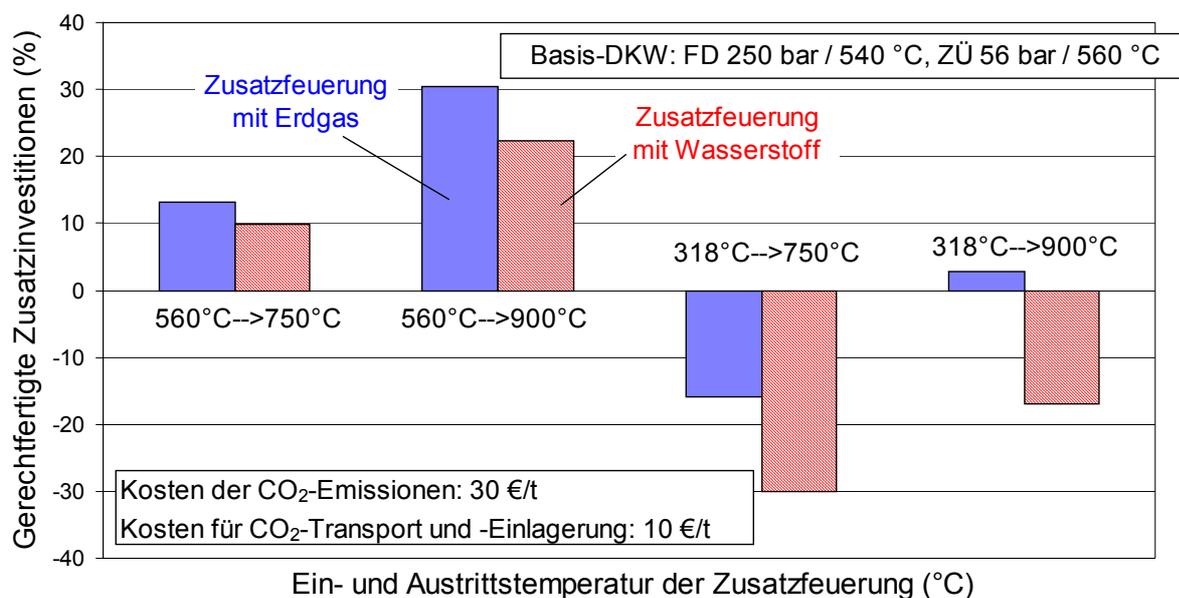


Abb. 5: Gerechtfertigte Zusatzinvestitionen von Dampfkraftwerken mit interner Zusatzfeuerung in der Zwischenüberhitzung

Bei einer Temperatur von 750 °C sind die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen entsprechend der geringeren Wirkungsgrad- und Leistungserhöhung kleiner als bei einer Temperatur von 900 °C. Wird die komplette Zwischenüberhitzung durch die interne Zusatzfeuerung bewerkstelligt, so sind die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen in den meisten Fällen sogar negativ, da billige 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 Wasserstoff bewirken die Verluste der Wasserstoffherzeugung, dass die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen geringer sind als bei einer Zusatzfeuerung mit Erdgas. In Anbetracht der Tatsache, dass die Wasserstoff-Variante bei niedrigeren gerechtfertigten Zusatzinvestitionen zusätzliche Komponenten zur Herstellung des Wasserstoffes benötigt, erscheint diese Variante unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten weniger attraktiv als die Zusatzfeuerung mit Erdgas.

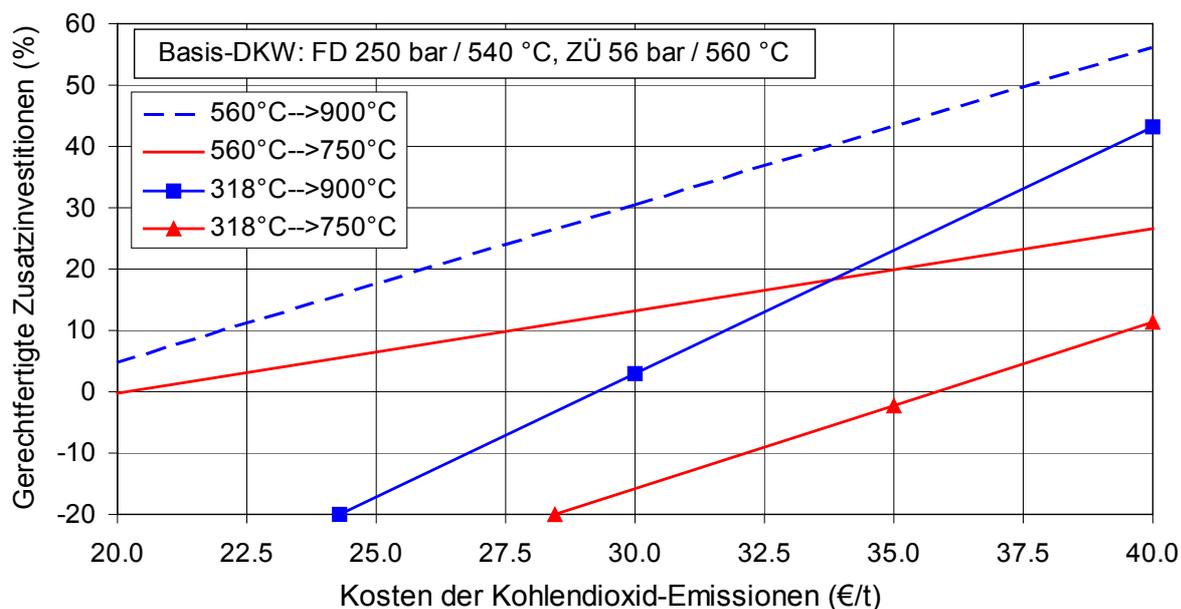


Abb. 6: Gerechtfertigte Zusatzinvestitionen von Dampfkraftwerken mit interner Zusatzfeuerung mit Erdgas in der Zwischenüberhitzung

Eine Variation der Kosten für die Kohlendioxid-Emissionen verdeutlicht, dass eine Wirtschaftlichkeit der internen Zusatzfeuerung mit Erdgas erst ab Kosten für Kohlendioxid-Emissionen in Höhe von rund 20 €/t möglich ist. Bei Kosten von 40 €/t betragen die gerechtfertigten Zusatzinvestitionen im günstigsten Fall 56 %.

Literaturverzeichnis

- [1] R. E. Anderson, H. Brandt, H. Mueggenburg, J. Taylor, F. Viteri: 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
- [2] H. D. Baehr: Thermodynamik. Springer Verlag, Berlin, 2000
- [3] J. A. Edmonds, P. Freund, J. J. Dooley: The Role of Carbon Management Technologies in Addressing Atmospheric Stabilization of Greenhouse Gases. Pacific Northwest National Laboratory, Washington
- [4] P. Freund; K. V. Thambimuthu: Options for Decarbonising Fossil Energy Supplies. Conference Combustion Canada '99, Calgary, Canada, 1999
- [5] C. Hanisch: Nicht mehr klimawirksam – Entsorgung des Treibhausgases CO₂ im Meer geplant. Süddeutsche Zeitung vom 08.09.1998, Ressort Wissenschaft
- [6] C. A. Hendriks, A. F. B. Wildenborg, K. Blok, F. Floris, J. D. van Wees: Cost of Carbon Dioxide Removal by Underground Storage. 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia, 2000
- [7] H. J. Herzog: The Economics of CO₂ Capture. 4th International Conference on

Greenhouse Gas Control Technologies, Interlaken, Switzerland, 1998

- [8] H. Jericha, H. P. Pirker, O. Starzer, R. Dötl: Weiterentwicklung des H₂/O₂-Dampfprozesses (Brennkammer und Hochtemperaturturbine). VGB Kraftwerkstechnik 73 (1993), Heft 9, S. 781-786
- [9] H. Jericha, M. Fesharaki, A. Lukasser, H. Tabesh: Graz Cycle – eine Innovation zur CO₂-Minderung, BWK Bd. 50 (1998), Nr. 10, S. 30 – 34
- [10] C. Kail: Fortschrittliche gasbefeuerte Kraftwerksprozesse für höchste Wirkungsgrade und niedrige Stromerzeugungskosten. VGB-Kongress „Forschung für die Kraftwerkstechnik 1998“, Tagungsband VGB-TB 233A, Kap. 6-3, Essen, 1998
- [11] C. Kail, G. Haberberger: Technik und Kosten der Kraft-Wärme-Kopplung bei GUD- und Dampfkraftwerken. VDI-Berichte 1495, S. 95-111, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999
- [12] C. Kail, G. Haberberger: Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. VDI-Berichte 1594, S. 99-112, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2001
- [13] U. Kalthoff: Energiepolitische Rahmenbedingungen aus der Sicht der Verbraucher. VDI-Berichte 1670, S. 11-32, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2002