

# Steinkohlekraftwerke

*Harald Lohner*

*Selbst bei optimistischer Abschätzung möglicher Effizienzsteigerungen wird der weltweite Stromverbrauch in den nächsten Jahrzehnten weiter ansteigen. Der daraus resultierende, immense Bedarf kann auf absehbare Zeit nicht vollständig durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger gedeckt werden. Vielmehr zeigen alle einschlägigen Szenarien, dass der überwiegende Bedarf an elektrischer Energie auch weiterhin durch fossile Kraftwerke bereitgestellt werden muss. Trotz der Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Primärenergieeinsatz werden die klimapolitischen Ziele daher nur durch die konsequente Weiterentwicklung hocheffizienter Kohlenutzungstechnologien zu erreichen sein.*

*Einige Aspekte dieses Themas werden im Folgenden kurz angerissen. Weitergehende Informationen finden sich in der angegebenen Literatur.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Einleitung	1–3	3.3.2 EON 50+	29–30	
2	Thermodynamik und Wirkungsgrade	4–16	3.3.3 Integrierte Kohlevergasung	31–35	
2.1	Der Clausius-Rankine-Prozess	8–10	4	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und Speicherung	36–59
2.2	Wirkungsgradverbesserung	11–16	4.1	Verfahren zur CO <sub>2</sub> -Abscheidung	40–47
2.2.1	Verbesserung der Frischdampfparameter	12–13	4.1.1	Pre-Combustion	41–42
2.2.2	Zwischenüberhitzung	14–15	4.1.2	Oxyfuel-Verfahren	43–44
2.2.3	Regenerative Speisewasservorwärmung	16	4.1.3	Post-Combustion	45–46
3	Kraftwerkstechnik	17–36	4.2	Transport und Speicherung	47–48
3.1	Funktionsprinzip	17–22	4.3	Gesetzliche Rahmenbedingungen	49–52
3.2	Emissionen	23	4.4	Demonstrationsanlagen	53–58
3.3	Zukünftige Entwicklung	24–36	5	Ausblick	59–61
3.3.1	COMTES700	26–28	6	Literatur	

## 1 Einleitung

- 1 „Fossile Kraftwerke produzieren heute den Löwenanteil des deutschen Stroms. Auch wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz ambitioniert vorangetrieben werden, wird dies noch eine ganze Weile so bleiben. Damit Deutschland sein 40%-Klimaschutzziel dennoch erreicht, müssen alte, ineffiziente Kraftwerke dringend durch moderne, hocheffiziente Anlagen ersetzt werden.“ [1]
- 2 Dieses Zitat stammt aus der „Roadmap Energiepolitik“ der deutschen Bundesregierung. Erfreulich daran ist, dass die Bedeutung effizienter Kohlekraftwerke für den Klimaschutz endlich auch von politischen Entscheidungsträgern anerkannt wird. Die Zukunft der Energieversorgung „ist unbestritten regenerativ, ebenso unbestreitbar ist aber auch die Notwendigkeit innovativer, fossiler Brückentechnologien“. Das Negieren dieser Tatsache hat nicht zuletzt dazu geführt, dass Neubauvorhaben im Bereich fossiler Kraftwerke zu einem Abenteuer mit fast unwägbareren Risiken geworden sind. Genehmigungsverfahren sind im günstigsten Fall langjährige Diskussionsvorhaben und häufig von politischen Einzelinteressen geprägt.
- 3 In diesem Beitrag sollen die Grundlagen moderner Kraftwerkstechnik angerissen und wichtige Entwicklungen erläutert werden. Zur Bedeutung der Steinkohle für die deutsche Energieversorgung sei auf den Beitrag 4102 dieses Handbuchs verwiesen.

## 2 Thermodynamik und Wirkungsgrade

- 4 Um die in der Kohle gespeicherte Energie in Form von elektrischer Energie nutzen zu können, durchläuft sie drei Umwandlungsschritte (Abb. 2.1). Der erste Schritt besteht in der Umwandlung von chemisch gespeicherter Energie in thermische Energie (Verbrennung). Die thermische Energie wiederum wird zur Dampferzeugung genutzt und der Dampf anschließend durch die Turbinenstufen geleitet. Die am Ausgang der Turbine vorliegende, mechanische Energie treibt dann den Generator an, der letztendlich Strom bereitstellt.

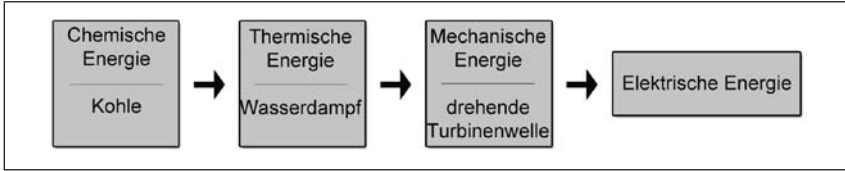


Abb. 2.1: Umwandlungsschritte

Nun ist elektrische Energie zwar vielfältig einsetzbar und relativ einfach zu transportieren, aufgrund der notwendigen Umwandlungsschritte ist sie aber ein Luxusgut, das mit immensen Energieverlusten bei der Erzeugung erkauft werden muss. Insbesondere die Umwandlung von Wärme in mechanische Energie ist nur sehr eingeschränkt möglich. So ist selbst bei einem – technisch nicht realisierbaren – Idealprozess der Wirkungsgrad begrenzt auf:

$$\eta = 1 - (T_{\min} / T_{\max})$$

Eine vollständige Umwandlung wäre also nur bei einer minimalen Prozesstemperatur von  $T_{\min} = 0 \text{ K}$  möglich. Oder anders ausgedrückt: Da die minimale Temperatur durch die Umgebungstemperatur vorgegeben ist (also nicht  $-273,15 \text{ °C}$  betragen kann), ist der Wirkungsgrad thermischer Kraftwerke zwangsläufig begrenzt. Zur Illustration

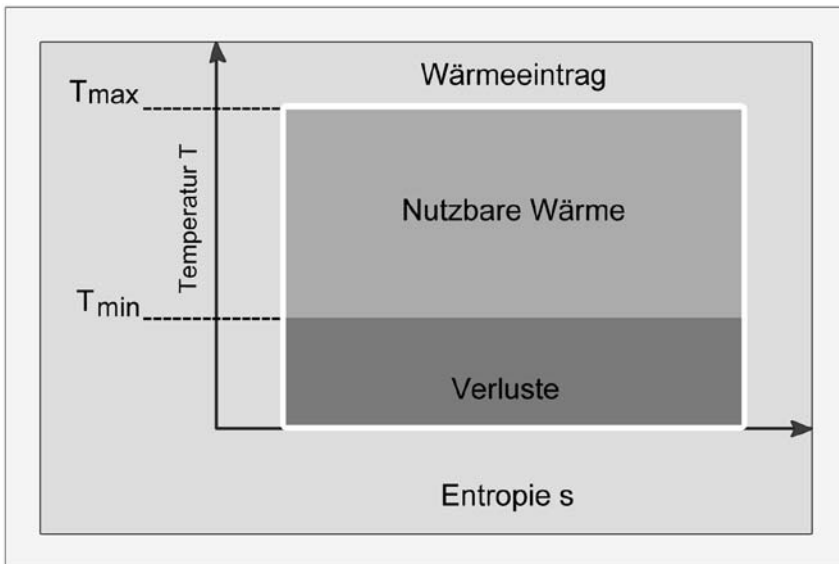


Abb. 2.2: Nutzbare Wärme

dieses Sachverhalts sind die nutzbaren (= umwandelbaren) und nicht nutzbaren Anteile der thermischen Energie in Abbildung 2.2 grafisch dargestellt.

- 7 Letztendlich kann also lediglich ein Teil der thermischen Energie, die Exergie, in andere Energieformen eingetauscht werden. Der nicht nutzbare Anteil, die Anergie, muss unweigerlich als Wärmeverlust in die Umgebung geleitet werden. Nimmt man z. B. als  $T_{\max}$  eine Dampftemperatur von 580 °C an und als  $T_{\min}$  eine Kühltemperatur von 10 °C, so folgt daraus ein theoretisch erreichbarer optimaler Wirkungsgrad von 67 Prozent. Selbst in einem idealen Kraftwerk würden also 33 Prozent der eingebrachten Energie verloren gehen.

## 2.1 Der Clausius-Rankine-Prozess

- 8 Als Hauptarbeitsmittel kommt im Kraftwerksprozess Wasser bzw. Wasserdampf zur Anwendung. Im Dampferzeuger wird Speisewasser mit Hilfe der Verbrennungswärme in die Dampfphase überführt. Der überhitzte Dampf wird anschließend in die Turbine geleitet, in der die innere Energie des Dampfes in mechanische Arbeit gewandelt wird. Bei diesem Prozess fallen Druck und Temperatur des Wasserdampfes ab. Im Kondensator wird der Dampf schließlich verflüssigt und das Wasser anschließend durch die Speisepumpe wieder in den Verdampfer gedrückt.
- 9 Als thermodynamischer Vergleichsprozess für diese Vorgänge wird der Clausius-Rankine-Prozess herangezogen. Vergleichsprozess bedeutet, dass der mithilfe dieses Kreisprozesses ermittelte Wirkungsgrad als Bezugsgröße für den realen Prozess herangezogen wird. Ein einfacher Clausius-Rankine-Prozess mit einer Zwischenüberhitzung ist in Abbildung 2.3 im  $T,s$ -Diagramm aufgezeigt.
- 10 In dieser Abbildung ist gut zu erkennen, dass der theoretisch nutzbare Teil der Wärme (Gesamtfläche) nur teilweise verwertet werden kann (dunkle Fläche). In der Realität bedeutet dies, dass selbst der zuvor erwähnte, ideale Wirkungsgrad von 67 Prozent bei weitem nicht zu erreichen ist.

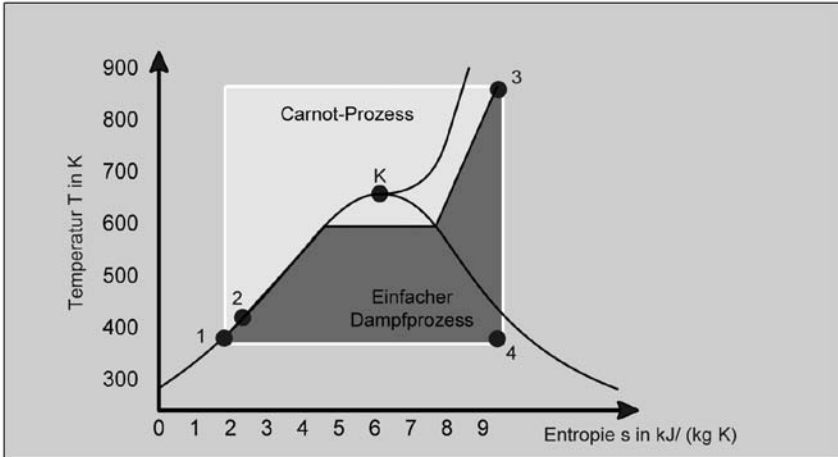


Abb. 2.3: Einfacher Dampfprozess

## 2.2 Wirkungsgradverbesserung

Aus thermodynamischer Sicht entstehen die größten Exergieverluste und damit Wirkungsgradeinbußen bei der Verbrennung und anschließenden Wärmeübertragung. Die hier ablaufenden irreversiblen Prozesse erhöhen den anergischen Energieteil erheblich. Darüber hinaus fallen aber auch Abweichungen des realen Prozesses vom thermodynamischen Vergleichsprozess ins Gewicht (Abwärmeverluste, Reibungsverluste etc.). Die wesentlichen Möglichkeiten zur Steigerung des thermischen Wirkungsgrades werden im Folgenden kurz dargestellt. 11

### 2.2.1 Verbesserung der Frischdampfparameter

Die grundlegendste Maßnahme zur Steigerung des Wirkungsgrades besteht in der Erhöhung der Frischdampfparameter Druck und Temperatur vor Eintritt in die Turbine. Der Steigerung der Frischdampfparameter sind aber durch die Belastbarkeit der verfügbaren Werkstoffe Grenzen gesetzt. So sind mithilfe der heute üblichen Kraftwerksstähle Temperaturen bis 600 °C (bei Drücken bis 280 bar) technisch und vor allem wirtschaftlich darstellbar. 12

Der Maximaldruck wird darüber hinaus durch den Mindestdampfgehalt hinter der Turbine begrenzt. Je geringer der Druck hinter den 13

Turbinensätzen, desto höher die Gefahr, dass ein Anteil des Dampfes bereits innerhalb der Turbine kondensiert. Eine Schädigung der Turbinenschaufeln wäre die Folge. Da Turbineneingangs- und -ausgangsdruck gekoppelt sind, ist durch den geforderten Minimaldruck hinten gleichzeitig der Maximaldruck vorne vorgegeben. Es gilt also, diese thermodynamische Kopplung zu umgehen.

### 2.2.2 Zwischenüberhitzung

- 14 Ein Weg, diese Entkopplung zu erreichen, besteht in der Nutzung mehrerer Turbinenstufen. So wird der Dampf in einer Hochdruckturbinenstufe lediglich bis zu einem definierten Zwischendruck entspannt. Anschließend wird der teilentspannte Dampf erneut erhitzt (meist auf die Anfangstemperatur bzw. leicht darüber hinaus) und in die nächste Turbinenstufe eingespeist. Erst nach der letzten Turbinenstufe, der Niederdruckturbinenstufe, findet dann eine Expansion auf den Kondensatordruck statt.
- 15 Durch diese Vorgehensweise kann der Frischdampfdruck erhöht werden, ohne Rücksicht auf eine mögliche Kondensation am anderen Ende der Turbinenstufe nehmen zu müssen. Letztendlich wird so das Temperaturniveau im Dampferzeuger angehoben und die Exergieverluste bei der Wärmeübertragung werden verringert. Durch die Anwendung einer ein- bzw. mehrmaligen Zwischenüberhitzung kann der Wirkungsgrad eines Kraftwerkes um ca. drei Prozentpunkte gesteigert werden [2].

### 2.2.3 Regenerative Speisewasservorwärmung

- 16 Bei der regenerativen Speisewasservorwärmung wird der Turbinenstufe ein Dampfstrom entnommen, der das Speisewasser vor Eintritt in den Dampferzeuger vorwärmt. Durch diese Maßnahme wird das Temperaturniveau im Dampferzeuger weiter angehoben. Ergänzt wird die Speisewasservorwärmung durch die Vorwärmung der Verbrennungsluft durch das Abgas. In der Praxis werden mehrere Vorwärmer mit einer entsprechenden Anzahl von Dampfernahmen vorgesehen. Da die Steigerung des Wirkungsgrades mit ansteigender Zahl der Stufen abnimmt, muss hier eine wirtschaftliche Optimierung durchgeführt werden.

### 3 Kraftwerkstechnik

#### 3.1 Funktionsprinzip

Die grundlegenden Abläufe in einem Kraftwerk sind in Abbildung 3.1 dargestellt. Als erster Schritt wird der Brennstoff in den Kohlemühlen zerkleinert und der Kohlenstaub in den Dampferzeuger befördert. Durch die in der Staubfeuerung entstehende Wärme wird Wasser in Rohrwärmetauschern verdampft. Bei einer Feuerungsleistung von ca.  $1600 \text{ MW}_{\text{th}}$  werden so im Vollbetrieb  $2200 \text{ t}$  Dampf pro Stunde erzeugt. Die verbleibende Asche wird abgezogen, das entstehende Rauchgas gereinigt und über den Schornstein in die Umgebung geleitet.

17

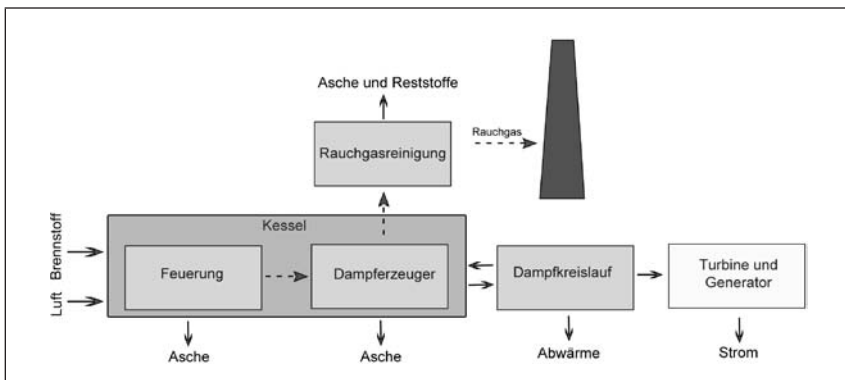


Abb. 3.1: Funktionsprinzip

Der Frischdampf verlässt den Dampferzeuger mit einem Druck von  $285 \text{ bar}$  und einer Temperatur von  $600 \text{ }^\circ\text{C}$ . Mit diesen Parametern wird er in die Hochdruck-Stufe des Turbinensatzes geleitet. Nach dem Passieren der Hochdruckturbinen gelangt der noch nicht vollständig entspannte Dampf zur Zwischenüberhitzung wieder in den Dampferzeuger. An die Zwischenüberhitzung auf  $610 \text{ }^\circ\text{C}$  bzw.  $620 \text{ }^\circ\text{C}$  schließt sich die zweite Druckstufe, die sogenannte Mitteldruckturbine, an. Der überhitzte Dampf kühlt in der Mitteldruckturbine weitgehend ab und wird zur Niederdruckturbinen weitergeleitet. In der Niederdruckturbinen wird der Dampf schließlich bis auf die Kondensatortemperatur abgekühlt, wobei die Kondensatortemperatur durch die Kühlwassertemperatur bestimmt wird.

18

- 19 Die Entstaubung der Abgase der Feuerung erfolgt durch Elektrofilter. Die Staubpartikel im Rauchgas werden statisch aufgeladen und durch eine Niederschlagselektrode angezogen. Von dieser wird der Staub bzw. die Flugasche entfernt und zur Weiterverarbeitung in einem Silo gesammelt. Flugaschen von Steinkohle lassen sich beispielsweise als Betonzusätze weiterverwenden.
- 20 Zur primären Reduzierung von Stickstoffoxidverbindungen im Abgas wird die Steinkohle im Brenner mit Luftüberschuss verbrannt. Als Sekundärmaßnahme ist der Entstaubung eine Rauchgas-Entstickungsanlage nachgeschaltet. Mithilfe eines Katalysators wandeln sich die Stickoxide durch Zuführung von Ammoniak zu Wasser und reinem Stickstoff.
- 21 Zur abschließenden Entschwefelung ist eine Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) gesetzlich vorgeschrieben. Ziel ist, das Schwefeldioxid durch eine Kalkwäsche aus dem Rauchgas abzuscheiden. Die Rauchgase werden durch einen Sprühnebel mit einer Kalksteinsuspension geleitet. Das Schwefeldioxid wird im Kalk gebunden und reagiert mit diesem zu Kalziumcarbonat. Durch dieses nichtregenerative Verfahren fällt Gips als Nebenprodukt der Stromerzeugung an.
- 22 Im Generator wird schließlich aus der Bewegungsenergie Strom erzeugt. Die Frequenz des Wechselstroms wird in Synchrongeneratoren mittels der Umdrehungszahl bestimmt. Bei einer Spannung an den Generatorklemmen von 27.000 Volt wird der Strom vor der Einspeisung ins Höchstspannungsnetz auf 380.000 Volt hochgespannt.

### 3.2 Emissionen

- 23 In den vergangenen Jahrzehnten konnten die Wirkungsgrade von Kraftwerken kontinuierlich gesteigert werden. Die wichtigsten Einzelmaßnahmen waren dabei die Erhöhung der Frischdampfparameter, die Verringerung der Verluste in der Turbine, die Erhöhung der Dampferzeugerwirkungsgrade und die Verbesserung der Rückkühlung. Selbstverständlich verringert ein höherer Wirkungsgrad nicht nur die notwendige Kohlemenge, sondern daran gekoppelt ebenfalls die entstehenden Emissionen. Trotz der erreichten Fortschritte sind die Auswirkungen von Großkraftwerken auf die Umgebung aber weiterhin enorm. Einen Eindruck der Massenströme, die mit dem Be-

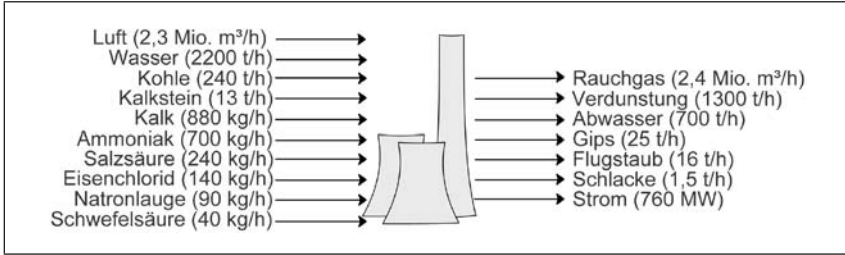


Abb. 3.2: Spezifische Emissionen [3]

trieb eines Kraftwerkblocks von ca. 800 MW verbunden sind, vermittelt Abbildung 3.2.

Bei modernen Kohlekraftwerken sind derzeit Wirkungsgrade von 45 Prozent technisch realisierbar. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der weltweit betriebenen Anlagen beträgt aber lediglich 30 Prozent. Würde bei allen weltweit existierenden Kraftwerken der heutige Stand der Technik realisiert, könnte mehr als ein Drittel der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kohlekraftwerken (ca. 8 Prozent der globalen Kohlenstoffdioxidemissionen) vermieden werden. Die Auswirkung der Steigerung von Wirkungsgraden auf den Kohleverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

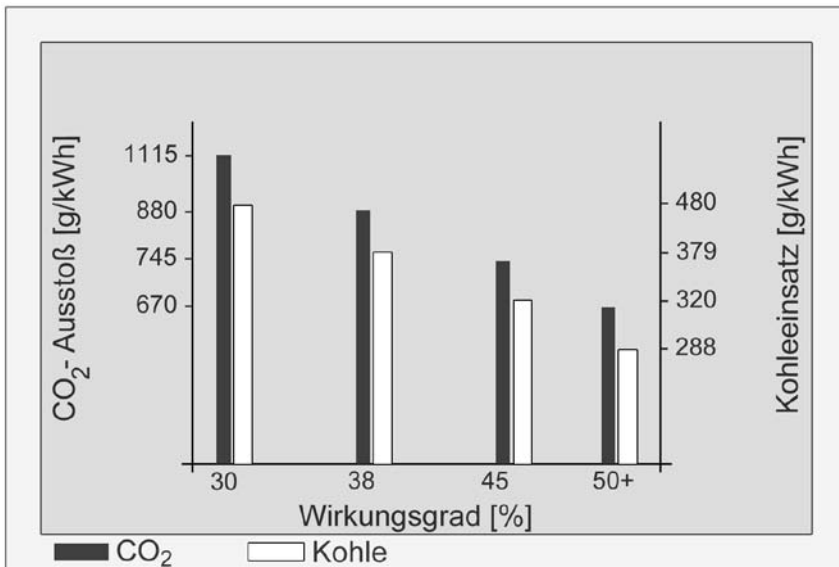


Abb. 3.3: Wirkungsgradverbesserung und CO<sub>2</sub>-Emissionen

### 3.3 Zukünftige Entwicklung

24 Der Fokus liegt heute auf der Weiterentwicklung noch emissionsärmerer Kraftwerkstypen, der sogenannten Clean Coal-Technologies. Im Rahmen des COORETEC-Programms<sup>1</sup> unterstützt die deutsche Bundesregierung in diesem Zusammenhang seit einigen Jahren öffentliche Forschungsvorhaben, die in gemeinsamen Projekten zwischen Industrie und Forschung realisiert werden. Hierbei werden zwei grundsätzliche Strategien unterschieden [4]:

- Technologien zur Wirkungsgradsteigerung von Kraftwerken
- Technologien zur Abscheidung und zum Transport von CO<sub>2</sub> zur langfristigen und sicheren Speicherung in geologischen Formationen.

Zur weiteren Wirkungsgradsteigerung werden zwei grundsätzlich unterschiedliche Technologiepfade verfolgt. Zum einen die Erhöhung der Frischdampfparameter im konventionellen Kraftwerksprozess zum anderen die Weiterentwicklung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit vorgelagerter Kohlevergasung.

25 Insbesondere auf dem Gebiet der Erhöhung der Frischdampfparameter wird seit Jahren eine Vielzahl von Forschungsprojekten durchgeführt, in denen grundlegende Fragestellungen zu beantworten sind. Im Endeffekt geht es hier um den Einsatz völlig neuer Werkstoffe und damit verbunden auch um die Entwicklung geeigneter Fertigungs- und Prüfverfahren. Wenn man sich die Dimension der Anlagenteile vor Augen führt, erhält man einen Eindruck von der Größe der zu meisterrnden Herausforderungen. Neben den rein technischen Aufgabenstellungen geht es aber auch um die Qualifizierung von Unternehmen in der gesamten Zulieferkette, von der Herstellung bis zur Montage.

#### 3.3.1 COMTES700

26 Wirkungsgradsteigerungen in Regionen oberhalb von 50 Prozent sind in konventionellen Dampfkraftwerken nur auf Grundlage er-

---

1 COORETEC ist eine Abkürzung für „CO<sub>2</sub>-Reduktions-Technologien“.

höher Frischdampftemperaturen möglich. Da die erforderlichen Temperaturen von ca. 700 °C außerhalb des Einsatzgebietes herkömmlicher Eisen-Kohlenstoffstähle liegen, ist der Einsatz neuer Werkstoffe auf Nickel-Basis unumgänglich. Die Anforderungen an diese Ni-Cr-Legierungen sind hoch [5]:

- Hohe Zeitstandfestigkeit
- Widerstand gegen Versprödung
- Hoher Korrosionswiderstand
- Hoher Oxidationswiderstand
- Einfache Fertigung von Schmiede- und Gussteilen
- Einfache Bearbeitung.

Um die Werkstoffe, bzw. Bauteile aus diesen Werkstoffen im Kraftwerksbetrieb zu testen, wurde 2004 das internationale Projekt COMTES700 (component test facility for a 700 °C power plant) gestartet. Im Rahmen dieses Projektes wurden Testkomponenten in den Block F des EON-Kraftwerks Scholven integriert. Im Einzelnen befinden sich hier folgende Komponenten in der Erprobung: 27

- Verdampfer
- Überhitzer
- Hochdruck-Umleitstation
- Sicherheitsventil
- Turbinenventil
- dickwandige Rohrverbindungen.

Die Komponenten bestehen größtenteils aus Alloy 617. Für den Testbetrieb werden 40 Tonnen Dampf pro Stunde aus dem regulären Betrieb entnommen und auf 700 °C überhitzt. Durch die direkte Kopplung an den regulären Kraftwerksbetrieb in Scholven sind realistische Testbedingungen garantiert und die Ergebnisse somit direkt nutzbar. Zwischenergebnisse aus dem COMTES700-Programm sind in die Studie NRWPP700 eingeflossen, in der die Planungen für ein 700 °C-Kraftwerk konkretisiert wurden. 28

### 3.3.2 EON-Kraftwerk 50+

- 29 Aufbauend auf die Betriebserfahrungen von COMTES700 sowie langjähriger, vorbereitender und begleitender Versuchsreihen plant EON am Standort Wilhelmshaven den Bau des weltweit ersten Steinkohlekraftwerks mit einem Wirkungsgrad von mehr als 50 Prozent. Die Maßnahmen, die zu dieser Wirkungsgraderhöhung führen sollen, sind in Abbildung 3.4 vereinfacht dargestellt.

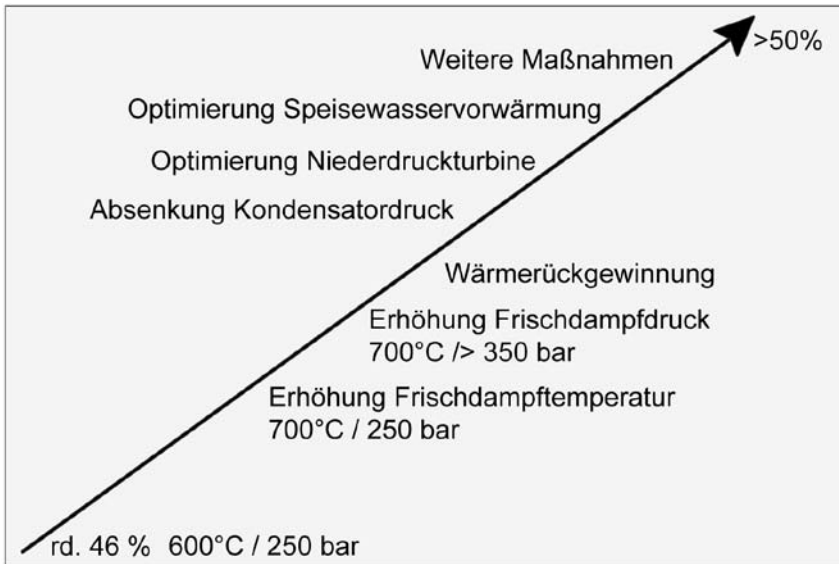


Abb. 3.4: Der Weg zu 50+ [6]

- 30 Wilhelmshaven bietet sich als Standort an, da hier bereits ein Kraftwerk mit einer Bruttoleistung von 820 MW betrieben wird, auf dessen Infrastruktur zugegriffen werden kann. So sind z. B. auf dem Kraftwerksgelände Freiflächen für den neuen Block sowie für eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung vorhanden und ausgewiesen. Darüber hinaus bietet die Meerwasser-Durchlaufkühlung aus der Nordsee das Potential für größtmögliche Wirkungsgrade.

Dampfparameter	700°C /> 350 bar
Nettowirkungsgrad	> 50 %
Elektrische Leistung	508 MW
CO - Emissionen	670 g CO <sub>2</sub> /kWh
Budget	> 1 Mrd.€
NO <sub>x</sub> : 80 mg/m <sup>3</sup> , SO <sub>2</sub> : 70 mg/m <sup>3</sup> , Staub: 10 mg/m <sup>3</sup>	

Tab. 3.1: Auslegungsparameter EON 50+ in Wilhelmshaven

### 3.3.3 IGCC-Kraftwerke

Eine weitere Option zur Steigerung des Wirkungsgrades bei der Stromerzeugung aus Steinkohle ist der Einsatz von GuD-Kraftwerken (Gas- und Dampfturbinen). In diesen Kraftwerken wird die Abwärme einer Gasturbine in einem nachgeschalteten Dampfkreislauf genutzt. Zur Nutzung von Steinkohle ist dem eigentlichen GuD-Block mit der Kohlevergasung eine weitere Prozessstufe vorzuschalten. Das bei der Vergasung entstehende Synthesegas wird dann, quasi als Substitut für Erdgas, der Gasturbine zugeführt. Für Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung wird die Abkürzung IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) verwendet. 31

Die grundsätzliche Funktionsweise von IGCC-Kraftwerken ist in Beitrag 6311 „Moderne Braunkohleverstromung“ dieses Handbuchs bereits ausführlich beschrieben. Auf eine Wiederholung an dieser Stelle wird verzichtet, da sowohl die dort geschilderten Prozesse als auch der Entwicklungsstand grundsätzlich übertragbar sind. Festzuhalten ist, dass der Aufwand für eine CO<sub>2</sub>-Abtrennung im IGCC-Prozess erheblich geringer ausfällt als bei konventionellen Kraftwerken. Da das zu reinigende Gas unter Druck steht und nicht mit Stick- 32

stoff verdünnt ist, fallen nur relativ geringe Volumenströme an. Ob diese Einsparungen bei der Abscheidung aber die, grundsätzlich erst einmal höheren, Grundinvestitionskosten in das Kraftwerk kompensieren können, muss sich zeigen.

- 33 Weltweit sind zusätzlich zu den bestehenden, kleinen Anlagen in Buggenum, Wabash River und Tampa eine Reihe neuer Anlagen in Planung:

#### **Hatfield (UK)**

In Hatfield ist ein Kraftwerk mit einer elektrischen Gesamterzeugungsleistung von 900 MW (im Endausbau) in Planung. Der GuD-Teil soll 2011 in Betrieb gehen und einen Wirkungsgrad größer als 60 Prozent aufweisen. Die Inbetriebnahme der Vergasungsanlage ist für 2013 geplant. Zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung soll das Oxyfuel-Verfahren zum Einsatz kommen. Durch eine Pipeline soll das abgeschiedene CO<sub>2</sub> zu einer küstennahen Erdgas-Lagerstätte transportiert und dort verpresst werden.

#### **Edwardsport, Indiana (USA)**

- 34 Am Standort Edwardsport realisiert General Electric derzeit ein IGCC-Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 630 MW. Brennstoff ist Steinkohle. Die heiße Inbetriebnahme bzw. der kommerzielle Betrieb ist für 2012 geplant.

#### **Puertollano (Spanien)**

- 35 1998 wurde in Puertollano ein IGCC-Kraftwerk mit einer Erzeugungsleistung von 300 MW in Betrieb genommen. Als Brennstoffe kommen Steinkohle und Petrolkoks zum Einsatz. Die Anlage verfügt inkl. der Vergasungsanlage über einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 47 Prozent. Das Kraftwerk wurde von der Europäischen Union gefördert. Im Rahmen einer auf den Betriebsergebnissen basierenden Studie wurden für Folgeanlagen Kosten von ca. 1100 USD pro installiertem kW<sub>e</sub> angegeben. Der bestmögliche elektrische Wirkungsgrad wurde auf 51 Prozent geschätzt.

## 4 CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung

Im Energiemix der Bundesrepublik Deutschland werden fossile Brennstoffe auf absehbare Zeit einen wichtigen Anteil leisten. Um die festgesetzten klimapolitischen Ziele dennoch erreichen zu können, sind die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> in den Fokus der Diskussion geraten. Die notwendigen Technologien befinden sich zurzeit noch in der Forschungsphase. Frühestens ab 2020 werden großtechnische Anlagen erwartet. **36**

Um die derzeit in Planung oder Bau befindlichen Kraftwerke auf einen möglichen Einsatz der zukünftigen Technologien vorzubereiten, wurde die Zertifizierung „Capture ready“ eingeführt. Bei den so ausgezeichneten Projekten wurden in der Planung bereits Vorkehrungen getroffen, die eine Nachrüstung der CO<sub>2</sub>-Sequestrierung ermöglichen. **37**

Hauptziele der laufenden Entwicklungsarbeiten sind [4]: **38**

- die Senkung der Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung auf weniger als 20 €/t (zurzeit werden die Kosten auf 50–70 €/t geschätzt)
- die Reduzierung der Effizienzverluste durch die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung von heute 9–13 Prozent auf 6–11 Prozent.

Inwieweit diese Ziele erreicht werden können, ist ungewiss. Offensichtlich ist aber der Widerspruch zwischen Klimaschutz und effizientem Umgang mit Ressourcen. Denn in einem CO<sub>2</sub>-freien Kraftwerk muss durch die Minderung des Wirkungsgrades wesentlich mehr Kohle eingesetzt werden als in einem konventionellen Kraftwerk. Selbstverständlich entsteht in der Folge auch wesentlich mehr CO<sub>2</sub>, was den Begriff „CO<sub>2</sub>-frei“ ad absurdum führt. **39**

### 4.1 Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid sind drei grundlegende Verfahren möglich. Je nach Kraftwerksprozess ist eine Abscheidung des Kohlenstoffdioxids vor der Verbrennung, nach der Verbrennung sowie die Verbrennung in einer reinen Sauerstoff-Atmosphäre möglich. Sämtliche Verfahren befinden sich derzeit in der Erforschung. Ziel der Entwicklungstätigkeiten ist eine hohe Abscheidungsrate bei mög- **40**

lichst geringen Wirkungsgradverlusten. Technisch geht man derzeit von erreichbaren Abscheidungsgraden von 80 bis 90 Prozent aus.

#### 4.1.1 Pre-Combustion

- 41 Die Abscheidung vor der Verbrennung ist nur bei IGCC-Kraftwerken möglich. Das bei der Kohlevergasung entstehende Produktgas besteht hauptsächlich aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid. Durch Zugabe von Wasserdampf wird das Kohlenstoffmonoxid zu  $\text{CO}_2$  umgesetzt und in einer physikalischen Wäsche abgeschieden.
- 42 Der im Synthesegas verbleibende Wasserstoff wird in einer Gasturbine verbrannt, wobei die Energie der Abgase in einem nachgeschalteten Dampfprozess genutzt wird. Eine Nachrüstung bestehender Anlagen ist mit diesem Verfahren nicht möglich.

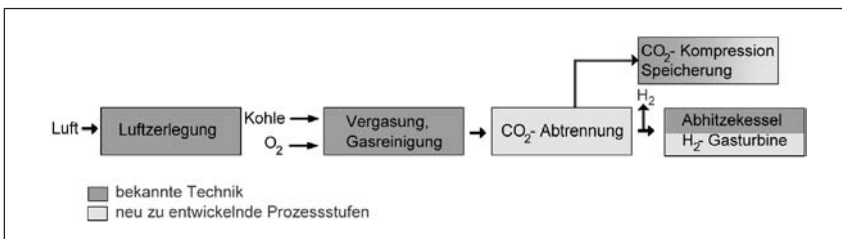


Abb. 4.1: Pre-Combustion [7]

#### 4.1.2 Oxyfuel-Verfahren

- 43 Der erste Schritt dieses Verfahrens besteht in der Zerlegung der Verbrennungsluft in Sauerstoff und Stickstoff. Der Brennstoff wird dann in einer reinen Sauerstoffatmosphäre verbrannt. Neben einem wesentlich geringeren Rauchgasvolumenstrom entsteht so ein Abgas, das neben Wasserdampf zum Großteil aus  $\text{CO}_2$  besteht. Durch Abkühlung wird der Wasserdampf auskondensiert und das verbleibende Kondensat für Transport und Speicherung verflüssigt.
- 44 Dieses Verfahren wird bereits in der Glasherstellung sowie in Hochöfen angewendet. Analog zur Abscheidung vor der Verbrennung ist auch beim Oxyfuel-Verfahren eine nachträgliche Integration in ein bestehendes Kraftwerk nicht möglich.

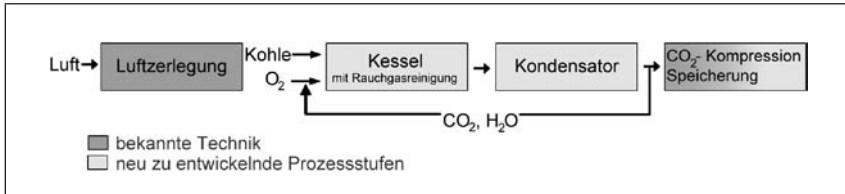


Abb. 4.2: Oxyfuel-Verfahren [7]

### 4.1.3 Post-Combustion

Die Abscheidung von CO<sub>2</sub> nach der Verbrennung gleicht den Verfahren der Rauchgasreinigung. Das CO<sub>2</sub> wird in einer Absorptionskolonne ausgewaschen und das Absorptionsmittel durch Verdampfung regeneriert. Das selektierte CO<sub>2</sub> kann dann für den Transport und die Lagerung verflüssigt werden. Während zurzeit hauptsächlich Ammoniakverbindungen als Absorbentien eingesetzt werden, laufen Versuche mit Kalk als Einsatzmittel. 45

Mit diesem Verfahren ist es möglich, bestehende effiziente Kraftwerke mit einer Abscheidungsanlage nachzurüsten. Jedoch müssen im Vorfeld zur Planung des Kraftwerks Freiflächen eingeplant werden, um die Anlage einfügen zu können. Das grundsätzliche Verfahren zur Anwendung von Rauchgaswäschen wird bereits in Rauchgasentschwefelungsanlagen großtechnisch eingesetzt. 46

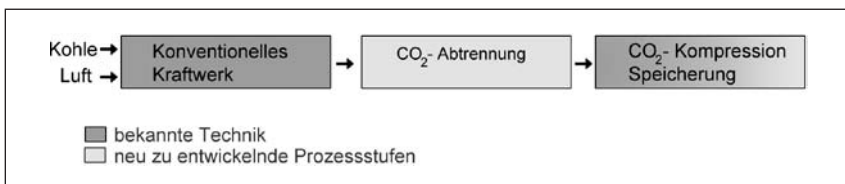


Abb. 4.3: Post-Combustion [7]

## 4.2 Transport und Speicherung

Der Transport des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> soll hauptsächlich durch Pipelines erfolgen. Hier können Kraftwerksbetreiber auf ein großes Know-how aus anderen, vergleichbaren Transportbereichen zurückgreifen. Der Transportpreis ist aber aufgrund der erforderlichen Sicherheitsvorkehrungen und der kostenintensiven Maßnahmen zum Korrosionsschutz nicht zu unterschätzen. 47

- 48 Wesentlich komplexer sind die Herausforderungen bei der unterirdischen Speicherung. Sicher kann die Rückführung von Begleitgas in Förderfelder bei der Erdölförderung als Referenztechnologie gelten. Die Wechselwirkungen von CO<sub>2</sub> und dessen Begleitstoffen mit dem Gestein sind aber in jedem Einzelfall zu untersuchen. Letztendlich hängt davon das Rückhaltevermögen der geologischen Schichten ab. Die Frage der Langzeit-Speicherbarkeit ist also nicht endgültig geklärt. Insbesondere auf dem Gebiet der Permeabilität vorhandener Aquifere sind hier noch grundlegende Versuchsreihen notwendig.

### 4.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

- 49 Die Rahmengesetzgebung zur Errichtung erster Pilotanlagen wurde in der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates vom 23. April 2009 geschaffen. Ziel ist es, auf Basis der Richtlinie erste Erfahrungen mit den Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid zu sammeln. Bis zum 30. Juni 2015 muss der Rat die Richtlinie auf Basis der gesammelten Erkenntnisse prüfen und eventuell überarbeiten.
- 50 Die gesetzlichen Bedingungen zur Errichtung einer Anlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid sowie der dauerhaften Speicherung sind derzeit in der Bundesrepublik Deutschland noch weitgehend unklar. Zum Transport und der langfristigen Speicherung des verflüssigten Kohlenstoffdioxids wurde ein Referentenentwurf zum „Gesetz über den Transport und die dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid“ in den Bundestag eingebracht und ohne Entscheidung zur Sache wieder zurückgenommen.
- 51 Inhaltlich beschrieb dieser Entwurf die Rahmenbedingungen zur Errichtung von Pipelines und Speicherstätten. Ziel war die Gewährleistung der langfristigen Speicherung sowie die Verfahrensweise bei Leckagen. Außerdem wurde das Planungsverfahren nach dem Bundesbergrecht beschrieben. Weiterhin wurden die Nachsorgepflichten der injizierenden Unternehmen sowie die langfristige Übertragung der Verantwortung geregelt.
- 52 Im Rahmen der öffentlichen Debatte zeigte sich jedoch, dass noch unklar ist, wie die im Gesetzentwurf beschriebenen Prozesse zur Genehmigung von Transportleitungen und unterirdischen Speichern er-

möglichst werden können. Die beantragten Erforschungen der potenziellen unterirdischen Speicher wurden von den zuständigen Landkreisen bzw. Landratsämtern weitgehend abgelehnt. Sollte der öffentliche Widerstand nicht abnehmen, wäre zur Ermöglichung der unterirdischen Speicherung eine Änderung im Planungs- und Bergrecht nötig. Für den Bau und Betrieb einer Anlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid wurde eine Bundesimmissionsschutzverordnung angekündigt. Jedoch sind bisher keine Referentenentwürfe veröffentlicht worden.

#### **4.4 Demonstrationsanlagen**

In der Bundesrepublik Deutschland sind derzeit drei Demonstrationsanlagen zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid im Betrieb. **53**

##### **Kraftwerk Schwarze Pumpe**

Seit September 2008 betreibt Vattenfall am brandenburgischen Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe die bundesweit erste Pilotanlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid. Als Brennstoffe für die Anlage mit einer Leistung von 30 MW werden Braun- und Steinkohle eingesetzt. Der Verbrennungsprozess findet nach dem Oxyfuel-Verfahren in einer Sauerstoff-Umgebung statt. Das abgeschiedene und verflüssigte CO<sub>2</sub> wird in dem von Vattenfall und GDF Suez Energie initiierten Forschungsprojekt „Altmark“ zur Erforschung von unterirdischen Lagermöglichkeiten eingesetzt. **54**

##### **Kraftwerk Niederaußem**

Am 18. August 2009 wurde im nordrhein-westfälischen Kraftwerk Niederaußem von RWE in Zusammenarbeit mit den Unternehmen Linde und BASF eine Pilotanlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid in Betrieb genommen. Ziel ist die Abstimmung der Post-Combustion-Anlage auf die Bedürfnisse innovativer Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik sowie der Braunkohlevortrocknung. **55**

##### **Kraftwerk Staudinger**

E.ON Kraftwerke und Siemens haben am 18. September 2009 am hessischen Kraftwerksstandort Großkrotzenburg (Kraftwerk Staudinger) eine Pilotanlage zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid in **56**

Betrieb genommen. Die Anlage wird mit einem Teil des Rauchgases aus dem steinkohlebefeuerten Block 5 gefahren. Ziel der Anlage ist das Sammeln von Erfahrungen zur Realisierung erster Demonstrationsanlagen. Die Forschungsmaßnahmen sind Teil des 5. Energieforschungsprogramms „Innovation und Neue Energietechnologien“ der deutschen Bundesregierung.

- 57 Durch den Betrieb der Pilotanlage werden wichtige Impulse hinsichtlich der Langzeitstabilität der Reinigungssubstanzen sowie der Effektivität unter realen Kraftwerksbedingungen erwartet.

### **Jänschwalde**

- 58 Zusätzlich zu den drei existierenden Versuchsanlagen plant Vattenfall am Kraftwerksstandort Jänschwalde in Brandenburg ein Demonstrationskraftwerk aus zwei Kraftwerksblöcken mit einer elektrischen Gesamtleistung von 500 MW. Als Primärenergieträger kommt Braunkohle zum Einsatz. Ziel ist es, einen Kessel mit einer Abscheidungsanlage nach dem Post-Combustion-Verfahren nachzurüsten sowie einen weiteren auf der Grundlage des Oxyfuel-Verfahrens neu zu bauen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2015 vorgesehen.

## **5 Ausblick**

- 59 Die Effizienz von Steinkohlekraftwerken konnte in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich verbessert werden. Sowohl Optimierungen in der Prozessführung als auch die Weiterentwicklung einzelner Komponenten haben dazu geführt, dass heute Wirkungsgrade von bis zu 46 Prozent erreichbar sind. Die nächste Kraftwerksgeneration soll, auf der Grundlage von Prozesstemperaturen über 700 °C, Wirkungsgrade von >50 Prozent ermöglichen. Die Entwicklung dieser Hochtechnologie-Kraftwerke wird von namhaften europäischen Unternehmen, wie EON Energie, RWE Power, Vattenfall, Siemens, Alstom Power Systems, Hitachi Power Europe etc. vorangetrieben. Und nur in dieser Konstellation ist der enorme Forschungs- und Entwicklungsaufwand zu bewältigen.
- 60 Zum jetzigen Zeitpunkt sind bei Weitem nicht alle Herausforderungen auf dem Weg zu 50+ gelöst. Es bleibt außerdem abzuwarten, in wie weit die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke das Engagement der beteiligten Konzerne bremst. Als aussagekräftiges

Indiz muss in diesem Zusammenhang die Terminierung der Errichtung des Demonstrationskraftwerkes in Wilhelmshaven gedeutet werden. Die Laufzeitverlängerung steht wohl auch hier notwendigen technologischen Weiterentwicklungen im Weg.

Ob die Abscheidung und Speicherung von  $\text{CO}_2$  eine reale Zukunftsoption ist, wird sich zeigen. Viele Fragestellungen sind noch ungelöst. Dabei geht es vor allem um die Weiterentwicklung der verfahrenstechnischen Prozesse. Nicht zuletzt stehen aber auch weitere geologische Untersuchungen zur Langzeitspeicherfähigkeit aus. Fest steht, dass die  $\text{CO}_2$ -Sequestrierung die Effizienz des Kraftwerksprozesses erheblich senken wird (s. Abb. 5.1).

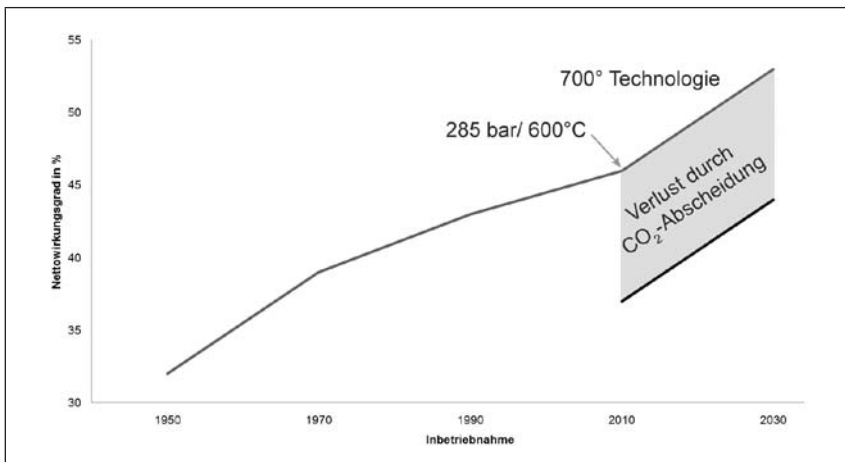
**61**

Abb. 5.1: Entwicklung der Wirkungsgrade von Steinkohlekraftwerken

## 6 Literatur

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Neues Denken/Neue Energie – Roadmap Energiepolitik 2020, Berlin, Januar 2009
- [2] Baehr, H.D.; Thermodynamik, Springer, Berlin 2002
- [3] Strauß, K.; Kraftwerkstechnik, Springer, Berlin 2006
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Leuchtturm COORETEC, Forschungsbericht Nr. 566, Berlin 2007

- [5] Gierschner, G.; Penner, H.; Comtes700 – Auf dem Weg zum Kraftwerk 50plus; 34. VDI Tagung – Schadensanalyse in Kraftwerken; Würzburg 2008
- [6] Tschaffon, H.; Entwicklung eines kohlebefeuerten 700°C-Kraftwerks; 6. Fachtagung „Kraftwerke – in die Zukunft investieren“; Managerakademie; Düsseldorf 2009
- [7] Gesamtverband Steinkohle; Jahresbericht 2008; Essen 2008

## Impressum

Dieser Beitrag ist ein Auszug aus dem  
im Verlag EW Medien und Kongresse  
erscheinenden Loseblattwerk

*Handbuch Energiemanagement*  
ISBN 978-3-8022-0778-5

### *Redaktion*

Für Anregungen, Hinweise und Fragen zum  
„Handbuch Energiemanagement“ steht  
Ihnen die Redaktion zur Verfügung:

Dipl.-Ing. Cornelia Haaß-Ropeter  
Am Rollberg 1  
38678 Clausthal-Zellerfeld  
Telefon 0 53 23 / 92 27 84  
E-Mail [cornelia@haass.de](mailto:cornelia@haass.de)

Ass. jur. Wolfgang Dietze  
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen  
Forschungsbereich Atom- und Energierecht  
Am Stollen 19  
38640 Goslar  
Telefon 0 53 21 / 68 55 – 1 76  
E-Mail [wolfgang.dietze@efzn.de](mailto:wolfgang.dietze@efzn.de)

### *Verlag*

EW Medien und Kongresse GmbH  
Kleyerstr. 88  
60326 Frankfurt am Main  
Telefon 0 69 / 7 10 46 87 – 3 18  
Telefax 0 69 / 7 10 46 87 – 3 59  
E-Mail [vertrieb@ew-online.de](mailto:vertrieb@ew-online.de)  
Internet [www.ew-online.de](http://www.ew-online.de)

### *copyright*

EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich  
geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des  
Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages  
unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Veröffentlichungen  
in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes  
Verfahren), Übersetzungen und die Einspeicherung und Verarbeitung  
in elektronischen Systemen.

# BESTELLSCHEIN

EW Medien und Kongresse GmbH  
Buchverlag/Fachinformation  
Kleyerstr. 88

oder per  
**Telefax** 0 69 / 7 10 46 87 – 3 59  
eMail vertrieb@ew-online.de

D-60326 Frankfurt am Main

Ich bestelle hiermit

## 1 Expl. Handbuch Energiemanagement

Grundwerk Print (Derzeit 4 Ordner mit rd. 3.200 Seiten) € 248,— einmalig

**mit** Abonnement\* der Ergänzungslieferungen

(ca. 4 Ergänzungslieferungen pro Jahr,  
Preis je Ergänzungslieferung nach

Umfang, Seitenpreis derzeit

€ —,37 je Seite/Lieferung

**mit** Zugang zum Online-Portal

**im Abo-Preis enthalten**

Alle Preise einschließlich Mehrwertsteuer. Preisstand August 2010

\* Das Abonnement für die Ergänzungslieferungen läuft mindestens 12 Monate und kann danach jederzeit mit einer Frist von 3 Monaten zum Jahresende gekündigt werden. Die Preise der Ergänzungslieferungen sind nicht im Preis des Grundwerks enthalten. Mit der Kündigung des Abonnements entfällt auch der Zugang zum Online-Portal.

Unternehmen \_\_\_\_\_

Abteilung/Ansprechpartner \_\_\_\_\_

eMail-Adresse  
des Ansprechpartners

(= Zugang zum online-Portal) \_\_\_\_\_

Straße, Hausnummer \_\_\_\_\_

PLZ, Ort \_\_\_\_\_

Datum, Unterschrift \_\_\_\_\_