



KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH GmbH

**Programmgruppe Systemforschung
und Technologische Entwicklung**

Angewandte Systemanalyse Nr. 29

Emissionen von Kohlennutzungsanlagen und mögliche Minderungsmaßnahmen

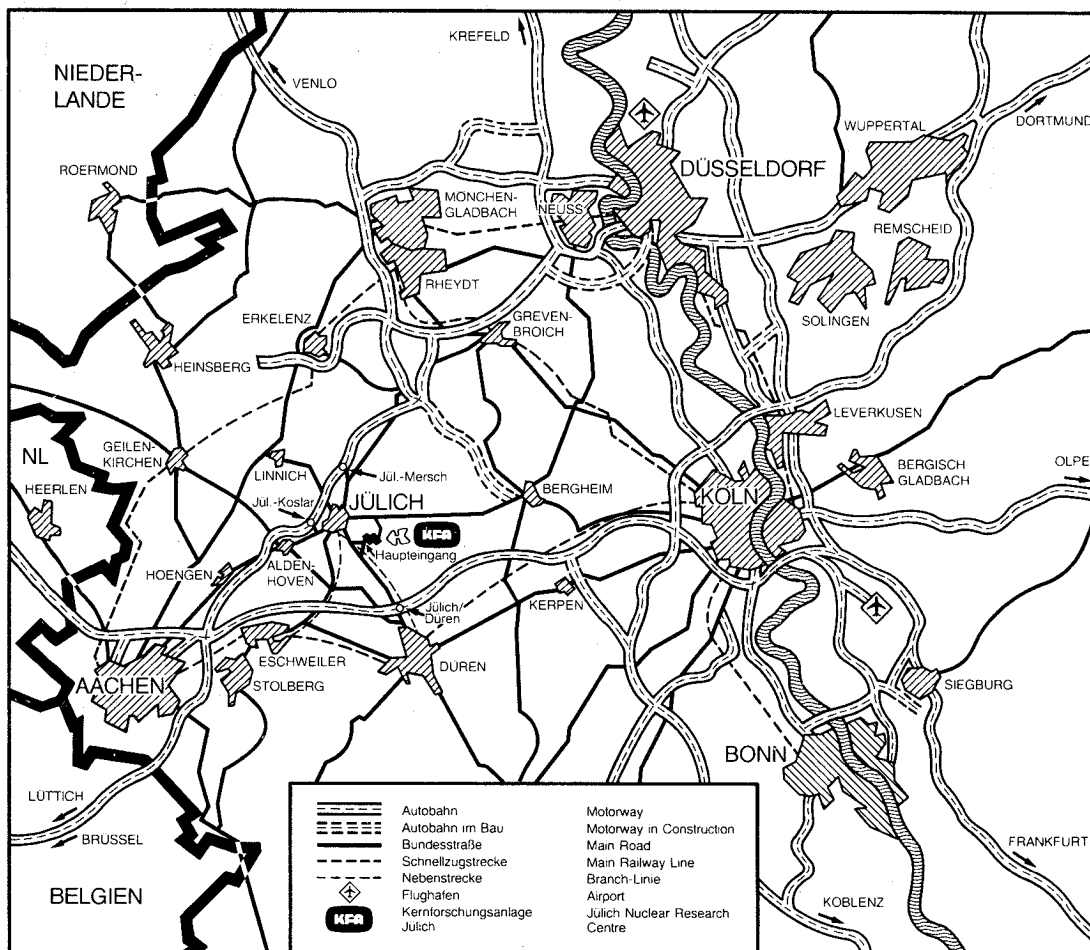
von

W. Huber, H. Allhorn und U. Birnbaum

Jül - 1815

November 1982

ISSN 0366-0885



Als Manuskript gedruckt

Berichte der Kernforschungsanlage Jülich – Nr. 1815

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung Jül-1815

Zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Postfach 1913 · D-5170 Jülich (Bundesrepublik Deutschland)

Telefon: 02461/610 · Telex: 833556 kfa d

Angewandte Systemanalyse Nr. 29

Emissionen von Kohlennutzungsanlagen und mögliche Minderungsmaßnahmen

von

W. Huber, H. Allhorn und U. Birnbaum

Korrekturblatt

- | | | |
|--------|----------|--|
| S. V | Zeile 5 | "und Kohle" anstelle von "der Kohle" |
| S. 9 | Zeile 9 | "Windsichtung" anstelle von "Windrichtung" |
| S. 15 | Zeile 22 | "Einzugsbereich" anstelle von
"Bezugsbereich" |
| S. 42 | Zeile 21 | "dies" anstelle von "die" |
| S. 53 | Zeile 18 | "und" anstelle von "uns" |
| S. 76 | | "Kalkwaschverfahren" anstelle von
"Kalkwasserverfahren" |
| S. 87 | | Neue Kraftwerke: $\text{CO}_2 = 106480 \text{ kg/TJ}$ |
| S. 158 | Zeile 6 | (Shell-Verfahren) $\text{Pb} = 8,5 \cdot 10^{-3}$ |

Kurzfassung

Bei dem erwarteten steigenden Einsatz von Kohlen und Kohlenprodukten zur Energiebedarfsdeckung ist eine Betrachtung der bei Kohlenförder- und Nutzungsanlagen freiwerdenden Emissionen von besonderem Interesse.

Ausgehend von der Diskussion der technischen Grundlagen werden mögliche Emissionsquellen der wichtigsten Verfahren ermittelt, wobei Stromerzeugung und Kohleveredelung Schwerpunkte bilden.

Die Darstellung möglicher Emissionsminderungsmaßnahmen sowie der aus Literaturstellen verfügbaren Emissionsdaten geben Hinweise auf zukünftige Handlungsalternativen beim Einsatz der verschiedenen Nutzungsverfahren.

SUMMARY

In view of the expected increasing application of coal and coal products to cover energy requirements, a consideration of emissions released from coal mining and utilization facilities is of particular interest.

Starting from a discussion of the technical bases, possible emission sources for the most important processes will be determined, in which connection electricity generation and coal refining form the main priorities.

The representation of possible measures to reduce emissions, as well as emission data available in the literature, indicates future alternatives for taking action in the employment of the various exploitation procedures.

Inhaltsverzeichnis

0. Zusammenfassung	VIII
1. Problemstellung	1
1.1 Ziel der Arbeit	3
1.2 Einschränkungen	3
2. Gewinnung	5
2.1 Steinkohlenuntertagebau	5
2.1.1 Technische Kurzbeschreibung	5
2.1.2 Umweltrelevante Probleme	9
2.1.2.1 Umweltbereich Luft	9
2.1.2.2 Umweltbereich Wasser	9
2.1.2.3 Umweltbereich Boden	9
2.1.3 Technische Möglichkeiten zur Ver-	
minderung der Emissionen	10
2.1.4 Daten	11
2.2 Braunkohlentagebau	12
2.2.1 Technische Kurzbeschreibung	12
2.2.2 Umweltrelevante Probleme	15
2.2.2.1 Umweltbereich Luft	15
2.2.2.2 Umweltbereich Wasser	15
2.2.2.3 Umweltbereich Boden	15
2.2.3 Technische Möglichkeiten zur Ver-	
minderung der Emissionen	16
3. Kokerei, Ortsgaswerke	17
3.1 Verfahrensbeschreibung	18
3.2 Umweltrelevante Probleme	23
3.2.1 Umweltbereich Luft	23
3.2.2 Umweltbereich Wasser	26
3.2.3 Umweltbereich Boden	26
3.3 Technische Möglichkeiten zur Verminderung	
der Emissionen	27
3.4 Daten	29

	Seite
4. Brikettherstellung	30
4.1 Steinkohlenbrikettherstellung	30
4.1.1 Verfahrensbeschreibung	30
4.1.2 Umweltrelevante Probleme	32
4.1.2.1 Umweltbereich Luft	32
4.1.2.2 Umweltbereich Wasser	33
4.1.2.3 Umweltbereich Boden	33
4.1.3 Technische Möglichkeiten zur Vermin- derung der Emissionen	33
4.1.4 Daten	33
4.2 Braunkohlenbrikettherstellung	34
4.2.1 Verfahrensbeschreibung	34
4.2.2 Umweltrelevante Probleme	36
4.2.2.1 Umweltbereich Luft	36
4.2.2.2 Umweltbereich Wasser	37
4.2.2.3 Umweltbereich Boden	37
4.2.3 Technische Möglichkeiten zur Vermin- derung der Emissionen	37
4.2.4 Daten	38
5. Kohleverstromung	39
5.1 Steinkohlenkraftwerke	40
5.1.1 Trocken- und Schmelzfeuerung	40
5.1.1.1 Verfahrensbeschreibung	40
5.1.1.2 Umweltrelevante Probleme	41
5.1.1.2.1 Umweltbereich Luft	47
5.1.1.2.2 Umweltbereich Wasser	63
5.1.1.2.3 Umweltbereich Boden	63
5.1.1.3 Technische Möglichkeiten zur Ver- minderung der Emissionen	67
5.1.1.3.1 Staub	67
5.1.1.3.2 Schwefeldioxid, SO ₂	70
5.1.1.3.3 Stickstoffoxide, NO _x	77
5.1.1.3.4 CO ₂ , CO, C _m H _n , HF, HCl, Cancerogene Stoffe, Radionuklide	85
5.1.1.4 Daten	87

	Seite
5.1.2 Kombinierte Kraftwerksprozesse	88
5.1.2.1 Verfahrensbeschreibung	88
5.1.2.2 Umweltrelevante Probleme	93
5.1.2.3 Daten	93
5.1.3 Wirbelschichtfeuerung	95
5.1.3.1 Verfahrensbeschreibung	95
5.1.3.2 Umweltrelevante Probleme	96
5.1.3.2.1 Umweltbereich Luft	96
5.1.3.2.2 Umweltbereich Wasser	98
5.1.3.2.3 Umweltbereich Boden	98
5.1.3.3 Daten	99
5.2 Braunkohlenkraftwerke	101
5.2.1 Verfahrensbeschreibung	101
5.2.2 Umweltrelevante Probleme	102
5.2.3 Technische Möglichkeiten zur Vermin- derung der Emissionen	102
5.2.4 Daten	103
6. Kohleveredelung	104
6.1 Lurgi-Druckvergasung	113
6.2 Texaco-Verfahren	119
6.3 Shell-Koppers-Verfahren	122
6.4 Saarberg-Otto-Vergasungsverfahren	125
6.5 Hochtemperatur-Winkler (HTW)-Verfahren	129
6.6 Hydrierende Vergasung von Braunkohle	132
6.7 Modifiziertes IG-Verfahren	136
6.8 Umweltrelevante Probleme	140
6.8.1 Verflüssigung	141
6.8.2 Kohlevergasung	149
6.9 Technische Möglichkeiten zur Vermin- derung der Emissionen	152
6.10 Daten	155
7. Schlußfolgerungen	161
8. Literaturverzeichnis	166

Abbildungsverzeichnis

		Seite
Abb. 1-1	Produktionsstruktur der Kohlewirtschaft	1
" 1-2	Gewinnung von Chemierohstoffen aus Mineral- öl der Kohle	2
" 2-1	Verfahrensstammbaum einer Kohlenaufbereitungs- anlage	8
" 3-1	Verfahrensschema für eine Koksofengasbe- handlung	22
" 5-1	Kohlenstoff-Kreislauf der Erde	44
" 5-2	Globale CO ₂ -Emissionen, Konzentration und Menge von CO ₂ in der Atmosphäre	45
" 5-3	Grundprinzipien der Entschwefelungsverfahren	74
" 5-4	Schema eines Kalkwaschverfahrens mit Gips als Endprodukt	76
" 5-5	Fließschema des Walther-Verfahrens	76
" 5-6	Systemkonfiguration zur NO _x -, SO ₂ - und Staubabscheidung	85
" 5-7	10 t/h Versuchsanlage, VEW-Kohleumwandlungs- verfahren	90
" 5-8	Steag Prozeß zur Kohledruckvergasung	91
" 5-9	Schalbild des Modellkraftwerk Völklingen	92
" 5-10	Entschwefelungswirkung von Kalkstein in einer Laborwirbelschichtfeuerung beim Einsatz verschiedener Kohlen	99
" 5-11	NO _x -Konzentration im Abgas einer Labor- wirbelschichtfeuerung in Abhängigkeit von Luftüberschuß, Kalksteinzusatz und Druck	100
" 5-12	Trocken Additiv-Verfahren zur Rauchgasent- schwefelung bei Braunkohle	103
" 6-1	Vergasung von Kohle, charakterisiert durch Vergasungsmittel und Gasverwendung	105
" 6-2	Verfahrenswege zur Kohleverflüssigung	107
" 6-3	Fließbilder der Ruhr 100-Anlage	119
" 6-5	Texaco Verfahrensflußbild	121
" 6-6	Verfahrensflußbild des Shell-Koppers Verfahren	125

		Seite
Abb. 6-7	Verfahrensflußbild des Saarberg-Otto- Verfahrens	129
" 6-8	Verfahrensschema des HTW-Prozesses	130
" 6-9	Verfahrensschema der hydrierenden Vergasung von Braunkohle	135

Tabellenverzeichnis

		Seite
Tab. 2-1	Einhaltbare Reingasstaubgehalte nach VDI	10
" 2-2	Technische Daten eines Schaufelradbaggers	13
" 2-3	Technische Daten eines Absetzers	13
" 2-4	Daten einer Bandanlage	14
" 5-1	Wirkungsphasen des Waldsterbens	43
" 5-2	Kraftwerksnebenprodukte, Anforderung und Verwendung	64
" 5-3	Ascheanfall in Kraftwerken und deren Verwertung	65
" 5-4	Rauchgasentschwefelungsanlagen in Kraft- werken der Bundesrepublik Deutschland	72
" 5-5	Klassifikation der RGE-Verfahren	73
" 5-6	Streubereiche von Meßwerten an Kraftwerks- feuerungen und Richtwerte	81
" 5-7	Basis NO _x -Emissionen verschiedener Feuerungsbauarten	82
" 6-1	Projekte zur Kohlevergasung	110
" 6-2	Projekte zur Kohleverflüssigung	112
" 6-3	Emissionskennzahlen für die Berechnung der Staubemission	156
" 6-4	Emissionsfaktoren von Kohleveredlungsanlagen	158
" 6-5	Kohlenwasserstoffemissionen von Vergasungs- anlagen	159
" 6-6	Kohlenwasserstoffemissionen von Kohle- hydrieranlagen	160

Zusammenfassung

Kohlenförder- sowie -umwandlungsverfahren, die derzeit und/oder in den nächsten Jahren in der Bundesrepublik Deutschland zum Einsatz kommen, werden im Hinblick auf ihre Umweltverträglichkeit untersucht.

Die wesentlichen Probleme der untertägigen Steinkohlengewinnung liegen nicht bei der Kohlenförderung sondern eher bei den Aufbereitungsanlagen und in der Beseitigung sowohl der salzhaltigen Grubenabwässer als auch der anfallenden Waschberge.

Da die Braunkohle überwiegend im Tagebau gewonnen wird, sind die Umweltauswirkungen deutlich anders gelagert. Beim Abbau durch große Schaufelradbagger sowie beim Transport über kilometerlange Förderbandstrecken kommt es zu Staub- und Lärmentwicklungen, die nur durch Wasserbedüsung und geeignete Lärmschutzwälle eingedämmt werden können. Das notwendig werdende Abpumpen des Grundwassers führt zu einer weitreichenden Absenkung des Grundwasserspiegels und den damit verbundenen Folgen wie etwa Bodenabsenkungen. Die Beseitigung bzw. Rekultivierung entstandener Gruben ist im wesentlichen gesetzlich geregelt und wird nach anerkannten Maßstäben vorgenommen.

Trotz jahrelanger Bemühungen ist es bislang nicht gelungen, das Emissionsproblem bei Kokereien vollständig zu lösen. Die zu ergreifenden Umweltschutzmaßnahmen zielen darauf ab Staub-, Gas- und Dampfemissionen zu verringern, die beim Betrieb der Koksöfen entweichen. Außerdem werden Verfahren zur Kokstrockenkühlung erprobt, mit dem Ziel, die fühlbare Wärme des Koks zu nutzen. Ein Nebeneffekt wäre die Verringerung bzw. das "Nicht Auftreten" von Löschschwaden, die Staubpartikel mitreißen.

Für die im Bereich von Brikettfabriken auftretenden Emissionen ergeben sich derzeit keine weiteren sinnvollen Verringerungsmöglichkeiten. Hinzu kommt, daß es sich dabei um einen an Bedeutung verlierenden Industriezweig handelt.

Obwohl die Anlagen zur Stromerzeugung fortwährend weiterentwickelt und verbessert werden, stellen sie noch immer erhebliche Emissionsquellen dar. Im wesentlichen sind zu nennen Staub, Schwefeldioxid und Stickoxide. Verbesserungen bzw. Verringerungen der Emissionen werden in der Zukunft durch den Einsatz von Entschwefelungsanlagen bei bestehenden Anlagen bzw. neuer Stromerzeugungstechniken wie der Wirbelschichtfeuerung oder der kombinierten Kraftwerksprozesse zu erwarten sein.

Nach dem derzeitigen Stand der Entwicklung der Kohlenverflüssigung ist bei der Bestimmung von Emissionsfaktoren zu berücksichtigen, daß es sich bei den berechneten Mengenströmen einzelner Quellen um Planungsdaten handelt. Betriebsmeßwerte von großtechnischen Anlagen liegen noch nicht vor.

Dieser Sachverhalt trifft auch auf Anlagen zur Kohlenvergasung zu, von denen es mehr als siebenzig in Betrieb befindliche Industrieanlagen gibt. Zuverlässige Emissionsdaten sind auch hier kaum verfügbar. Hierdurch sind die angestellten Analysen mit Unsicherheiten behaftet, Fehleinschätzungen unvermeidbar. Durch den Vergleich mit Emissionsmeßwerten bzw. Erfahrungswerten prinzipiell ähnlicher Prozesse läßt sich zum Teil das Risiko von Fehleinschätzungen in Grenzen halten. Ist die Einbeziehung ähnlicher Prozesse nicht möglich, so ist die Abschätzung von Umweltbeeinträchtigungen durch erhebliche Ungenauigkeiten gekennzeichnet.

Dieses trifft besonders für den Verbleib von Spurenelementen zu. Angaben über alle Prozeßstufen und damit die Ausschleusung über Gas-, Flüssigkeits- und Feststoffwege sind für die angesprochenen Verfahren größtenteils noch ungeklärt, Angaben über umweltrelevante Spurenelemente sind folglich nicht möglich. Weiterhin ist die Art der Abwasserbehandlung für Hydrieranlagen noch nicht endgültig geklärt, da sehr wenig Erfahrungen über die Zusammensetzung und Konzentration umweltrelevanter Inhaltsstoffe sowie deren Abbau vorliegen. Die Abwasserproblematik ist in erster Linie in dem voraussichtlich hohen Phenol- und Sulfidgehalt zu sehen.

Ein weiteres ungelöstes Problem liegt in den entstehenden Veredelungsprodukten, die bzgl. ihrer toxikologischen, mutagenen

und carcinogenen Eigenschaften noch nicht ausreichend untersucht worden sind.

Insgesamt muß festgestellt werden, daß die vorliegenden Emissionsfaktoren lediglich abschätzbaren Charakter besitzen. Belastbare Ergebnisse sind erst zu erwarten, wenn die Schadstoffbelastung einzelner Massenströme nach einem verbindlichen Schema zuverlässig gemessen wird.

1. Problemstellung

Die Möglichkeiten der Substitution von Erdöl und Erdgas durch Kohle sind von vielfältiger Natur, wie ein Blick auf die Produktionsstruktur (vgl. Abb. 1-1) der Kohlewirtschaft zeigt /1-2/.

Am Beispiel der Gewinnung von Chemierohstoffen wird besonders deutlich, wie groß das Substitutionspotential von Kohle ist (vgl. Abb. 1-2).

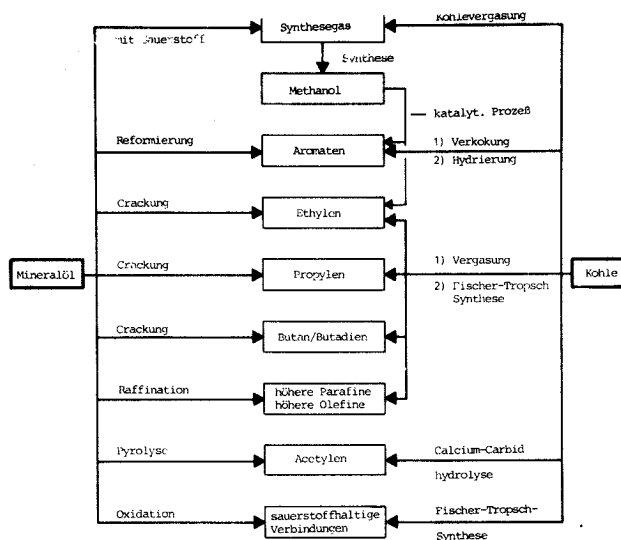


Abb. 1-2: Gewinnung von Chemierohstoffen aus Mineralöl und Kohle /1-3/

Da mit jeder Art der Nutzung von Kohle eine nicht unerhebliche Einwirkung in die Umwelt verbunden ist, ist der Weg auf dem die Kohle optimal einsetzbar ist, nicht nur aus ökonomischer oder technischer Sicht, sondern auch aus der Sicht des Umweltschutzes von Bedeutung. Eine Beurteilung wird dadurch erschwert, daß die zur ökologischen Bewertung notwendige Datenbasis meist unvollständig und pro Technologie von unterschiedlicher Qualität sein kann. Darüber hinaus ist es meist nicht sinnvoll, einzelne Technologien oder Prozesse einander gegenüberzustellen und zu vergleichen, sondern vielmehr ist es notwendig die vor- bzw. nachgelagerten Produktionsprozesse in einer Prozeßkettenanalyse mitzuerfassen.

Die Vorgehensweise bei der Prozeßkettenanalyse wird schon durch den Namen charakterisiert. Ein komplexer Vorgang wird in eine Vielzahl kleiner, überschaubarer Einzelaktivitäten aufgegliedert, für die dann alle relevanten In- und Outputs erfaßt und energetisch bzw. ökologisch bewertet werden können. Am Ende einer solchen Kette steht dann das Endprodukt, in dem alle vorausgegangenen Aufwendungen bzw. Umweltbeeinträchtigungen kumuliert sind /1-4, 1-5/. Bei einer derartigen Vorgehensweise ist es notwendig eine Vielzahl umweltrelevanter Daten zu beschaffen, was aufgrund des punktuell geringen Informationsstandes mit Schwierigkeiten verbunden ist.

1.1 Ziel der Arbeit

Ziel der Arbeit ist es, alle umweltrelevante Daten der wichtigsten Prozesse aus der Kohlewirtschaft zu erfassen, um einerseits eine umweltbezogene Datenbasis für weitere systemanalytische Arbeiten auf dem Gebiet der Energiewirtschaft zu schaffen und andererseits die Umweltauswirkungen der bei einem verstärktem Kohleeinsatz zum Tragen kommenden diversen Kohlenutzungsstrategien, im Sinne eines Technology Assessment, beschreiben zu können. Ziel der Arbeit ist es weiterhin, mögliche umweltrelevante Probleme sowie Möglichkeiten zur Verminderung der von Anlagen der Kohlewirtschaft ausgehenden Umwelteinwirkungen aufzuzeigen.

1.2 Einschränkungen

Die Ergebnisse dieser Arbeit, insbesondere die numerischen Werte der Emissionsfaktoren, müssen unter folgenden - nicht immer quantifizierbaren - Randbedingungen gesehen werden:

- Für dasselbe Verfahren können je nach Anlage sehr unterschiedliche Emissionsfaktoren auftreten, da diese von Alter, Wartung, Auslastung, Prozeßführung etc. der Anlage abhängen können. Eine Angabe von durchschnittlichen Emissionsfaktoren je nach Verfahren (z.B. bestehender Steinkohlenkraftwerkspark) ist daher nicht unproblematisch.

- Für einzelne Verfahren und Schadstoffe gibt es nur Einzelmessungen. Ob diese Faktoren dann als repräsentativ für alle Anlagen dieser Art gelten können, kann nicht immer abgeklärt werden.
- Insbesondere bei der Kohlevergasung und -verflüssigung befinden sich noch viele Verfahren im Pilot-Stadium. Die Übertragung von Emissionsfaktoren aus Pilotanlagen auf Großanlagen ist generell mit einer großen Unsicherheit behaftet.
- die Anlagengrenzen (battery limits) sind nicht immer vergleichbar, etwa wenn in einer Anlage Fremdbezug von Dampf, H_2 etc. vorliegt und in einer anderen Anlage diese Energieträger selbst produziert werden.

2 Gewinnung

2.1 Steinkohleuntertagebau

Steinkohle ist ein wichtiger heimischer Energieträger. Die Reserven der Bundesrepublik Deutschland werden auf etwa $7 \cdot 10^5$ PJ /2-1/ geschätzt. Gegenwärtig erfolgt der Abbau in ca. 44 Zechenbetrieben.

2.1.1 Technische Kurzbeschreibung /2-2/

Unter den in der Bundesrepublik Deutschland üblichen Bedingungen, die mittlere Teufe liegt bei etwa 800 m, sind fast ausschließlich Abbauverfahren mit langfrontartiger Bauweise üblich. Bis zur mäßig geneigten Lagerung wird vorzugsweise der Strebbau eingesetzt. In diesem Bereich ist eine vollmechanische Gewinnung möglich. In der Bundesrepublik Deutschland werden je nach Lagerung Leistungen von 4000 t/d je Streb erreicht.

Die Strebausrüstung besteht aus der Gewinnungseinrichtung, dem Kettenkratzerförderer und dem Ausbau. Die Kohle wird durch Kohlenhobel oder Walzenschrämlader gelöst. Der Kohlenhobel ist ein meißelbestückter Stahlkörper mit Führung am Strebeförderer; er wird mit einer Kette am Kohlenstoß entlanggezogen und schält bei jedem Durchgang mehrere Zentimeter vom Kohlenstoß ab (schälende Gewinnung). Der Walzenschrämlader zieht sich auf dem Strebeförderer (Kettenkratzerförderer) an einer gespannten Kette an der Abbaufont entlang. Er besitzt eine oder zwei meißelbesetzte, rotierende und meist höhenverstellbare Schrämwälzen mit horizontaler Drehachse (schneidende Gewinnung). Bei beiden Gewinnungsverfahren wird die gelöste Kohle selbsttätig auf den Förderer geladen.

Zum Schutz gegen hereinbrechendes Gestein muß der Strebraum durch Stützung der Gesteinschichten über dem Flöz ausgebaut werden.

80 % der gesamten Förderung kommen bereits aus Streben mit schreitendem hydraulischen Ausbau, der bei Betätigten der Steuer-ventile schrittweise dem Strebförderer nachrückt. Ein Viertel davon entfällt auf den Schreitausbau, der sich als modernste Variante des Strebausbaus in diesem Jahrzehnt stürmisch entwickelt hat. Er schirmt den Strebraum vollständig gegen das umgebende Gebirge ab. Während im Streb nur Kettenkratzerförderer in Gebrauch sind, wird die Kohle in den Abbaustrecken fast ausschließlich durch Gurtbandförderer transportiert. Anschließend wird sie an Zentralladestellen in Förderwagen geladen oder gelangt über Bandstraßen zum Förderschacht. 1974 waren im Steinkohlenbergbau der Bundesrepublik Deutschland Stetigförderer mit mehr als 1100 km Nutzlänge in Betrieb, davon 800 km Gurtbandförderer. Gleichzeitig dienten fast 2000 Lokomotiven der Förderung, der Fahrung (Personenbeförderung) und dem Materialtransport.

Eine ausreichende Bewetterung ist zur Versorgung der Belegschaft mit Atemluft, zur Verbesserung des Grubenklimas und zur Verdünnung und Beseitigung schädlicher Gase unabdingbar. Je 100 m Teufe erhöht sich die Gebirgstemperatur um 3 °C. Zur Schaffung erträglicher Arbeitsbedingungen reicht die Bewetterung allein vielfach nicht mehr aus, so daß Kühlanlagen erforderlich sind.

Ein besonderes Problem ist das Auftreten von Grubengas (CH_4), das in Konzentrationen zwischen 5 und 14 % explosibel ist (Schlagende Wetter). Durchschnittlich werden bei der Gewinnung je Tonne Kohle etwa 0,2 m³ Methan frei, zuweilen auch ein Mehrfaches davon. Da der höchstzulässige Methan-Gehalt in den Grubenwettern bergbehördlich zu 1 % festgelegt ist, bestimmt der Gaszustrom im Streb häufig die Leistungsfähigkeit der Abbaubetriebe. Deshalb wird das Grubengas in vielen Bergwerken aus Bohrlöchern im Flöz und im Nebengestein abgesaugt. 1974 wurden auf diese Weise fast 300 Mio. m³ Methan gewonnen und verwertet (vgl. 2-9 - 2-11).

Ein weiterer wichtiger Anlagenteil der Steinkohlengewinnung ist die Aufbereitung. Diese ist notwendig, da die Rohkohle im zutage geförderten Zustand nicht den Anforderungen der Verbraucher entspricht. Sie enthält die verschiedenartigsten Begleitmineralien und Verwachsungen; darüber hinaus unterscheidet sich die Kohlesubstanz der Förderkohle einer einzigen Schachtanlage hinsichtlich ihres Verhaltens bei der Verkokung, bei der Verbrennung im Kraftwerk und im Hausbrand oft erheblich. Vom Verbraucher werden aber gleichmäßige Produkte mit genau festgelegten mittleren Eigenschaften verlangt.

Der Aufbereitung fällt damit die Aufgabe zu, die jeweils zur Verfügung stehenden Rohstoffe mit möglichst geringem Aufwand so aufzuarbeiten, daß der Verbrauchermarkt mit seinen unterschiedlichen Sorten-, Mengen- und Qualitätsanforderungen befriedigt wird.

Den vereinfachten Verfahrensstammbaum einer modernen Aufbereitungsanlage für die Herstellung von etwa 90 % Kokskohle und 10 % Kraftwerkskohle mit einer Aufgaberate von 1200 t Rohförderkohle/h zeigt Abb. 2-1.

2.1.2 Umweltrelevante Probleme

2.1.2.1 Umweltbereich Luft

Bei der Bewetterung der Grube wird etwa die Hälfte des freiwerdenden Methans der Atmosphäre zugeführt, wobei die Methankonzentration etwa 0,4 % beträgt. Der Wetterstrom beträgt pro t Kohle etwa 40 m³. Bei der Aufbereitung von Steinkohle können an zahlreichen Stellen staubhaltige Emissionen auftreten. Überall dort, wo trockenes Gut gefördert oder zerkleinert wird, sowie bei der Windrichtung und bei der Trocknung von Schlamm und Feinkohle. Die Abluft wird in Abscheidern gereinigt. Daneben können staubförmige Emissionen durch Abwehungen von Halden entstehen. Haldenabwehungen wird durch bepflanzte Wälle, bei Bergehalden durch Beregnen sowie bei Feinkohlehalden durch Besprühen mit Chemikalien begegnet.

2.1.2.2 Umweltbereich Wasser

Das in die Gruben eindringende Grundwasser muß gesammelt und zu Tage gefördert werden. Diese Grubenabwässer sind unterschiedlich salzhaltig und tragen zur Salzbelastung der Flüsse bei. Das Abwasser aus der Kohleaufbereitung ist mit mineralischen und organischen Stoffen belastet.

2.1.2.3 Umweltbereich Boden

Etwa 60 % der bei der Aufarbeitung anfallenden Waschberge werden auf Halden gekippt. Neben den Abraumhalden ist bei der Umweltbelastung auch an die Kohle- und Kokshalden zu denken. Der Gesamtflächenbedarf beträgt etwa 1130 m²/TJa.

2.1.3 Technische Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen

Um den Staubausswurf in die Atmosphäre zu vermindern, kommen verschiedene Entstaubungssysteme zum Einsatz, z.B. Zyklone, Naßentstauber, filternde Entstauber oder Elektrofilter. Neue Anlagen halten die in der VDI-Richtlinie 2293 /2-4/ genannten Werte ein (Tab.2-1).

Abluft aus der Entstaubungsvorrichtung für:	Staubkonzentration im Reingas	
	1961 (mg/m ³)	1975 (mg/m ³)
Raumluft	150	75
Sichtluft	150	75
Brüden	300	150

Tab. 2-1: Einhaltbare Reingasstaubgehalte nach VDI 2293 bei Aufbereitungsanlagen für Steinkohlen /2-4/

Das Abluftproblem kann daher als gelöst betrachtet werden. Gruben- und Sickerwässer aus dem Steinkohlebergbau wurden in der bundesdeutschen Wassergesetzgebung nicht als Abwässer eingestuft. Eine Veränderung ist hier nicht zu erwarten. Die aus der Aufbereitung anfallenden Kohlenwaschwasser werden nur mechanisch geklärt. Eine Verbesserung dieser Reinigungsstufe ist in nächster Zeit nicht zu erwarten.

2.1.4 Daten

Die Emissionsfaktoren sind bezogen auf 1 TJ geförderte Kohle

Luft

Staub	0,9 kg		/2-6/
-------	--------	--	-------

1)	2,05 kg	1974 und früher	/2-7/
----	---------	-----------------	-------

$C_n H_m$	38,9 kg		/2-5/
-----------	---------	--	-------

Wasser

BSB ₅ 2)	0,56 kg O ₂		/2-8/
---------------------	------------------------	--	-------

Wasserbedarf	34,1 m ³		/2-8/
--------------	---------------------	--	-------

Boden

Deponie	9,2 kg		/2-7/
---------	--------	--	-------

Flächenbedarf ³⁾	341 m ²		/2-8/
-----------------------------	--------------------	--	-------

1) Kohlenwasserstoff

2) Biologische Sauerstoffbedarf für 5 Tage

3) Unter Einbezug der Felder oder Berechtsame. Dies sind Gebiete, die auf der Erdoberfläche vermessen, unter Tage abgebaut werden dürfen, wobei über Tage durchaus andere Nutzungen vorliegen können.

2.2 Braunkohletagebau

Die Niederrheinische Braunkohlenlagerstätte ist mit einem Gesamtvorrat von 55×10^9 t das größte geschlossene Braunkohlenvorkommen in Europa. Sie erstreckt sich über eine Fläche von 2500 km² zwischen Köln-Aachen-Düsseldorf.

2.2.1 Technische Kurzbeschreibung /2-12/

Die Fördertechnik bei der Braunkohlegewinnung ist wesentlich dadurch geprägt, daß bis auf unwesentliche Ausnahmen in Hessen, die Kohle im Tagebau gewonnen wird. Der Zwang zu rationeller Förderung bei großen zu bewegendenden Massen führte zur Entwicklung und zum Einsatz von Großgeräten. Der Abtransport der Güter erfolgt über Band und Gleis. Teufen bis zu 600 m sind im Tagebau realisierbar. Die erforderliche Absenkung des Grundwasserspiegels erfolgt durch Tiefbrunnen (Galerien) am Tagebaurand, den Tagebausohlen und im Vorfeld. Im folgenden sind einige wichtige Systembestandteile des Fördersystems beschrieben: Bei der Entwicklung der Schaufelradbagger für 200.000 bis 250.000 fm³ Tagesleistung wurden sowohl der prinzipielle Geräteaufbau als auch die Hauptabmessungen der jüngsten 100.000er-Geräte beibehalten. Der Geräteaufbau ist charakterisiert durch die Dreiteilung der Gesamtanlage in Bagger-Verbindungsbrücke - Beladegerät und die Dreiteilung des Baggers in Fahrwerksunterbau, festen turmartigen Mittelbau und drehbaren Oberbau, wobei die Brücke seitlich am Unterbau verlagert ist.

Einige wesentliche Daten eines solchen Baggers sind in Tab. 2-2 aufgeführt. Die Daten des Absetzers finden sich in Tab. 2-3.

Baggerdaten	Einheit	200 000er
Kapazität	fm ³ /Tag	200 000-250 000
Stundenleistung	fm ³	11 000- 13 000
Max. Förderstrom	lm ³ /h	18 000- 22 000
Größte Höhe	m	80
Größte Länge	m	225
Länge des Schaufel- radauslegers	m	70.5
Max. Hochschnitt	m	50
Max. Tiefschnitt	m	17
Abtragsbereich mit Stufeneinsatz	m	98
Blockbreite	m	90
Schaufelrad- durchmesser	m	22
Eimernenninhalt	m ³	6.5
Gurtbreite der Gerätebänder	mm	3 200
Gurtgeschwindig- keit	m/s	3.8-5.2
Antriebsleistung Schaufelrad	kW	2 500 - 3 300
Gesamtinstall. Antriebsleistung	kW	14 000 -15 000
Dienstgewicht der Gesamtanlage	t	13 000
Breite der Raupen- platten	m	3.7
Gesamte Raupen- fläche	m ²	790
Mittlerer Bodendruck	kp/cm ²	1.7

Tab. 2-2: Technische Daten eines Schaufelradbaggers /2-12/

Absetzerdaten	Einheit	200 000er
Kapazität	fm ³ /Tag	240 000 - 270 000
Stundenleistung	fm ³	12 000 - 14 000
Max. Förderstrom	lm ³ /h	25 000
Größte Höhe	m	60
Größte Länge	m	180
Länge des Abwurf- auslegers	m	100
Länge des Übernahme- auslegers	m	80
Max. Schütthöhe	m	40
Normale Schütttiefe	m	60 - 70
Gurtbreite der Gerätebänder	mm	3 200
Gurtgeschwindig- keit	m/s	5.2 - 8,0
Antriebsleistung des Förderweges	kW	6 500 - 7 000
Gesamtinstall. Antriebsleistung	kW	8 500
Dienstgewicht	t	4 700
Mittlerer Bodendruck	kp/cm ²	1.7

Tab. 2-3: Technische Daten eines Absetzers /2-12/

Der Einsatz optimaler Transportanlagen hat für die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlentagebauen eine besondere Bedeutung, da die Transportkosten relativ hoch sind.

Als Transportanlagen für die Systemleistung 200.000 bis 250.000 fm³/Tag werden sowohl für den Tagebau als auch für den Langstreckentransport zu den Außenkippen im wesentlichen Bandanlagen vorgesehen (Tab. 2-4).

Bandanlagendaten	Einheit	200 000er
Gurtbreite	mm	3 000
Gurtgeschwindigkeit	m/s	6.0
Max. Förderleistung	lm ³ /h	24 000
Max. Förderleistung	t/h	39 000
Antriebsleistung	kW	6 x 1 500
Gurtqualität	-	St 5 400
Gurtzug beim Anfahren	t	270
Gurtzug im Betrieb	t	225
Länge der Antriebsstation	m	85
Systemlänge der Gerüste	m	7.5
Gewicht der Antriebsstation	t	600-800
Gewicht eines Gerüststoßes	t	5.2

Tab. 2-4: Daten einer Bandanlage /2-12/

Zugbetrieb wird es auch in Zukunft dort geben, wo geringe oder stark schwankende Mengen in einem verzweigten Streckennetz von mehreren Beladestellen zu mehreren Entladepunkten zu transportieren sind. Das trifft im Rheinischen Revier zu einem erheblichen Teil für die Kohletransporte zu den Verbrauchern zu.

Wegen der Problematik einer direkten Verladung des Förderstroms eines 200.000er-Bagger in Züge werden im Bereich des Tagesbaudrehpunktes Grabenbunker mit Aufnahmegeräten zwischengeschaltet.

2.2.2 Umweltrelevante Probleme

Die Tagebaumaßnahmen stellen in einem Gebiet mit einer Einwohnerdichte von 410 Einwohnern pro km² mit hochwertigen stark genutzten landwirtschaftlichen Nutzflächen und einem dichten Netz von Verkehrswegen einen tiefen Eingriff in die Umwelt dar. So werden bis zum Jahre 2000 insgesamt 30.000 Menschen umgesiedelt sein. Dies kann in Einzelfällen zu einer erheblichen sozialen Belastung führen.

2.2.2.1 Umweltbereich Luft

Im Tagebau können Staub und Lärmemissionen auftreten. Eine Abschätzung der Emissionsstärke ist nicht bekannt. Die Staubemissionen, die verstärkt im Bereich der Transportbandübergaben sowie im Bereich des Schaufelradbaggers entstehen werden durch Wasser-Bedüsung überwiegend niedergeschlagen. Die Staubausbreitung wird durch Wasserschleier, bepflanzte Schutzwälle am Rande des Tagebaus überwiegend auf den Tagebau selber beschränkt. Lärmemissionen treten überwiegend bei den Transportbändern auf. Durch Lärmschutzwände werden Anwohner davor geschützt.

2.2.2.2 Umweltbereich Wasser

Durch das erforderliche Abpumpen des Grundwassers am Tagebau- rand durch Vertikalfilterbrunnen wird in einem weiten Bezugsbereich der Grundwasserspiegel abgesenkt. Dadurch können Bodensenkungen durch Zusammendrücken der entwässerten Lockergesteine entstehen, was wiederum zu Bergschäden an Gebäuden und anderen Bauwerken führen kann. Die Angaben über die Menge des abgepumpten Wassers liegen bei 10-16 m³ pro t Braunkohle.

2.2.2.3 Umweltbereich Boden

Das Abraum-Kohle-Verhältnis wird sich von derzeit ca. 3 m³/t auf etwa 5 m³/t im Jahre 2000 vergrößern. Gesetzliche Bestimmungen verlangen nach Schließung eines Tagebaus die Rekultivierung der beanspruchten Fläche. Die Abbaufolge wird daher so

gesteuert, daß mit den bei Aufschluß der neuen Tagebaue geförderten Abraum die Resträume auslaufender Tagebaue verfüllt werden. Der Braunkohlenbergbau hat bisher 188 km² Land in Anspruch genommen, davon wurden 127 km² rekultiviert. Die Rekultivierungsflächen werden zu 44 % forstwirtschaftlich und zu 43 % landwirtschaftlich genutzt. Der Flächenbedarf wird während der Förderung mit 29 m²/1000 t Kohle angegeben.

2.2.3 Technische Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen

Neue Techniken zur Verminderung auftretender Emission sind in absehbarer Zeit in Form von Lärmschutz und Staubrückhaltemaßnahmen zu erwarten.

3 Kokerei, Ortsgaswerke

Wegen der Substitution des Kokes durch Öl im Bereich Haushalt und Kleinverbrauch sowie im Bereich Industrie ging die Nachfrage so stark zurück, daß eine Reihe von Kokereien stillgelegt werden mußten. Heute wird rund 83 % des erzeugten Kokes in der eisenschaffenden Industrie vorwiegend als Reduktionsmittel eingesetzt. Wegen der weiter anhaltenden wirtschaftlichen Stagnation dieses Industriezweiges begnügen sich die verbliebenen Kokereien damit, bestehende Anlagen auszubessern und neue Batterien nur im Zuge unumgänglicher Ersatzinvestitionen zu errichten. Aus diesem Grund sind die bestehenden Kokereien zum großen Teil überaltert, denn bereits 40 % der Anlagen haben die zugrundegelegte Lebensdauer von 25 Betriebsjahren bereits erreicht; bis 1985 werden es etwa 70 % sein. In den anderen westlichen Industriestaaten liegen diese Werte in ähnlicher Größenordnung /3-1/.

Ortsgaswerke

Seitdem Erdgas das bevorzugte Brenngas für Haushalt und Industrie ist, hat die Stadt- und Ferngaserzeugung aus Kohle und flüssigen Brennstoffen nur noch untergeordnete Bedeutung. Die früher auf Stadtgaswerken übliche Hochtemperaturentgasung ist heute fast völlig verschwunden /3-10/.

Vergasungsrohstoffe für die Stadtgaserzeugung waren sowohl feste als auch flüssige und gasförmige Brennstoffe. Vorherrschend waren flüssige Kohlenwasserstoffe, anfangs besonders das Heizöl, später Benzin. Aber auch Kohle wurde verwendet; so wird z.B. die Stadt Zwickau seit den 30er Jahren bis zum heutigen Tage durch eine Kohledruckvergasung mit Stadtgas versorgt.

Die Gaserzeugung aus Kohle in den Ortsgaswerken kann in zwei Verfahrensschritte unterschieden werden:

- Entgasung der Kohle in Kammeröfen.
Diese Stufe ist weitgehend identisch mit dem Kokereiprozeß.
- Vergasung des Koks in der Koksofenkammer oder in nachgeschalteten Generatoren zu Wasser- bzw. Generatorgas.

Da diese Art der Gaserzeugung für die Zukunft keine Bedeutung haben wird, 1981 soll die letzte Anlage dieser Art, die Gaskokerei Kattwyk, stillgelegt werden /3-11/, erscheint es für die Vergangenheitsbeschreibung ausreichend, die Emissionsdaten der Kokereien zu verwenden.

3.1 Verfahrensbeschreibung

Wird Steinkohle unter Luftabschluß bis etwa 1000 °C erhitzt, findet eine thermische Umwandlung statt, die als Verkokung, Entgasung oder trockene Destillation bezeichnet wird. Während dieses Prozesses werden die "Flüchtigen Bestandteile" der Kohle ausgetrieben und man erhält als Endprodukte Koks und Gas. Im Gas sind noch mehrere Nebenprodukte enthalten, vor allem Teer, Schwefelverbindungen, Ammoniak und Benzol.

Entsprechend der Verkokungstemperatur unterscheidet man 3 verschiedene Koksarten:

- Tieftemperatur- oder Schwelkoks
400 - 600 °C
- Mitteltemperaturkoks
650 - 800 °C
- Hochtemperaturkoks
oberhalb von 900 °C .

In der Bundesrepublik Deutschland wird praktisch ausschließlich die Hochtemperaturverkokung von Steinkohle im Horizontalkammerofen durchgeführt. Eine Kokereianlage, die nach diesem Verfahren arbeitet, besteht im wesentlichen aus:

- Kohlenaufbereitungsanlage einschließlich Mahl- und Mischanlagen
- Koksofenanlage einschließlich Füllwagen, Druckmaschine Kokskuchenführungswagen und Kokslöscheinrichtung
- Kohlenwertstoffgewinnungsanlage einschließlich Teer-, Gas- und Nebenproduktgewinnung.

Kohlenaufbereitungsanlage

In der Kohlenaufbereitungsanlage werden die angelieferten Kohlensorten gemischt und gemahlen. Die fertig gemahlene Kokskohlenmischung wird im Kohlenturm gebunkert, von dort durch den Kohlefüllwagen abgezogen und in den jeweiligen Ofen eingefüllt.

Der Energieverbrauch im Bereich der Kohlenaufbereitung beschränkt sich auf den Antrieb von Kohlemühlen, Mischwerken und Transportbändern. Der Anteil am Gesamtenergieverbrauch einer Kokerei ist gering.

Die Koksofenanlage

Die Koksofenanlage ist das Kernstück der Kokerei; sie besteht im wesentlichen aus

- den Koksofenkammern mit Heizkammern und Regeneratoren, dem Gaszuführungs- und -steuersystem
- der Maschinenanlage zum Füllen der Koksöfen, zum Ausdrücken des garen Koks aus der Ofenkammer und zum Löschen des ausgedrückten glühenden Koks.

Die meisten der derzeit in der Bundesrepublik betriebenen Koksöfen haben Kammerabmessungen von 0,45 m mittlerer Breite, 14 m Länge und 4 m Höhe. Moderne Großraumöfen erreichen Längen von 16,5 m und Höhen zwischen 7 und 8 m, bei 0,45 Kammerbreite. Die Beheizung der Koksofenkammern erfolgt indirekt über Heizkammern, die jeweils direkt neben den Ofenkammern liegen.

Als Heizgas wird entweder gereinigtes Koksofengas (Starkgas) oder Gichtgas bzw. Generatorgas (Schwachgas) verwendet. Ofenkammern und Heizkammern wechseln sich entlang einer Batterie ab. Eine Batterie wird aus einer größeren Anzahl von Koksofen- und Heizkammern gebildet. Die vordere und hintere Stirnseite jeder Kokskammer ist durch Türen verschlossen, die vor dem Drücken des Koks von der Koksdruckmaschine aus bzw. vom Kokskuchenführungswagen aus mechanisch entriegelt und abgehoben werden.

Auf der Koksseite übernimmt der Kokskuchenführungswagen das mechanische Abheben und Wiedereinhängen der koksseitigen Türen und gegebenenfalls das Reinigen der Türdichtungen und -rahmen. Beim Koksdrücken leitet der Kokskuchenführungswagen den gedrückten Koks auf den Löschezug über, der sich während des Drückens langsam an der Kokskuchenführung vorbeibewegt, so daß es zur gleichmäßigen Verteilung des heißen Koks auf dem Löschezug kommt. Der Löschezug fährt nach der Aufnahme des Koks zum Löschurm, wo der heiße Koks durch Wasser, das aus Löschdüsen austritt noch auf dem Löschezug gelöscht wird. Der entstehende Dampf zieht durch den Löschurm ins Freie ab. Nach dem Löschen bringt der Löschezug den gelöschten Koks zur Koksrampe. Von dort erfolgt der Transport über Förderbänder zur Koks-sieberei /3-2/.

Kohlenwertstoffgewinnungsanlage /3-3/

Für die zweckmäßigste Gestaltung und Durchführung der Gasaufbereitung kann kein starres System angegeben werden, da für jedes Werk verschiedenartige Voraussetzungen hinsichtlich der Platzverhältnisse, der mengen- und kostenmäßig zur Verfügung stehenden Hilfsstoffe, der Absatzverhältnisse für die Kohlenwertstoffe, der Abgabebedingungen für das Gas und der Beschaffenheit des Vorfluters vorliegen.

Die Menge und Zusammensetzung der Kokereiteere hängt weitgehend von der verwendeten Kokskohle und den gewählten Verkokungsbedingungen ab. Die Teermenge beträgt 2,0 - 5,5 % der trockenen Kohle. Zur möglichst vollständigen Abscheidung der teerigen Bestandteile aus dem Rohgas sind heute Elektrofilter in Betrieb, die bei einem Energieaufwand von rund 1 kWh/1000 m³ Gas (Normvolumen) die Teernebel bis auf 0,1 - 1,0 g/100 m³ (Normvolumen) abscheiden. Abb. 3-1 zeigt ein mögliches Verfahrensschema für die Koksofengasbehandlung von Rohgas bis zum gereinigten Ferngas.

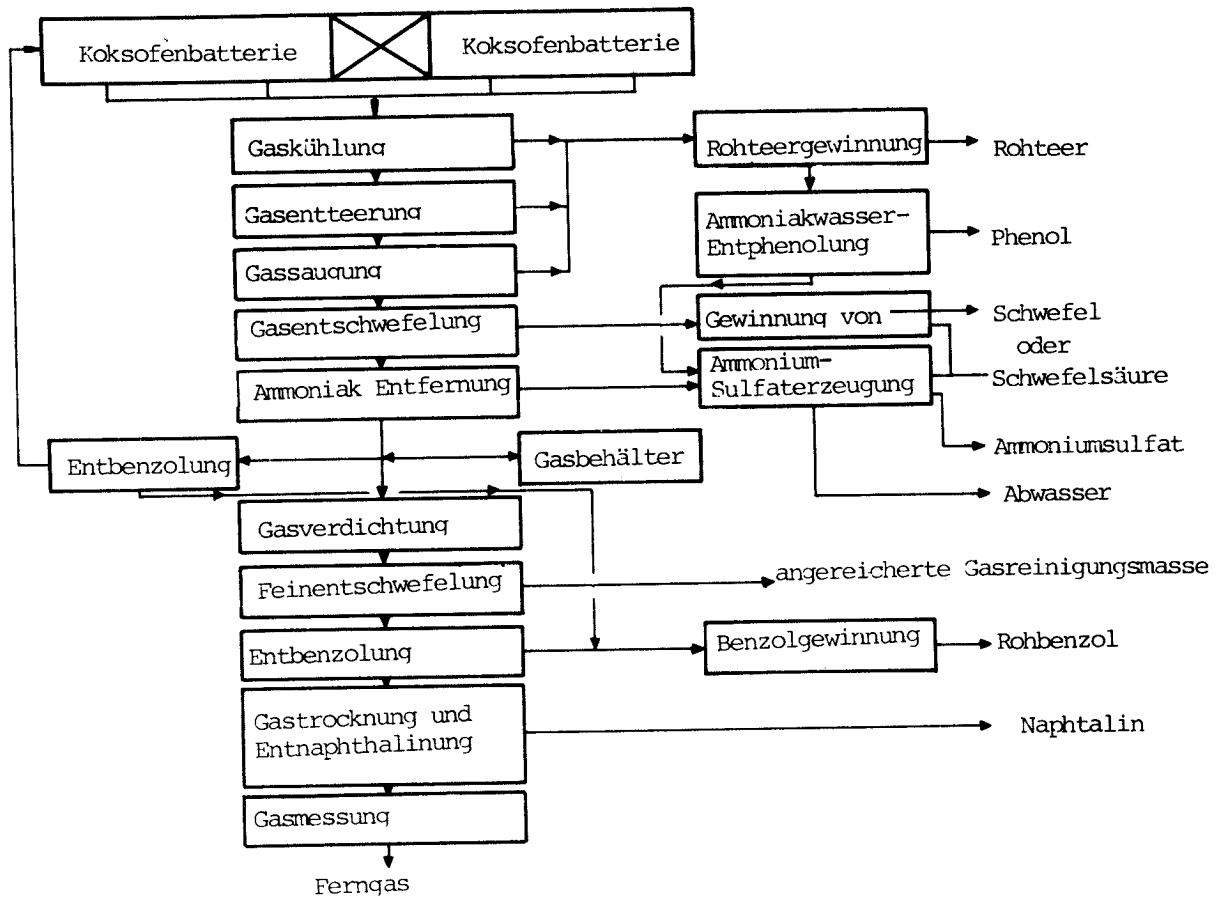


Abb. 3-1: Verfahrensschema für eine Koksofengasbehandlung /3-3/

3.2 Umweltrelevante Probleme

3.2.1 Umweltbereich Luft

Ein Kokereibetrieb ist gekennzeichnet, durch eine Vielzahl von Emissionsquellen, sowie einer großen Anzahl möglicher Schadstoffe. Von herausragend arbeitsmedizinischer Bedeutung ist hierbei die Emissionsminderung von kancerogenen Schadstoffemissionen wie Benzol, Phenol, Benzo-a-pyren, 4-Aminodiphenyl, Benzidin, 2-Naphtylamin.

Nach /3-4/ starb, je nach Einsatzbereich, jeder 6. - 9. Kokereiarbeiter an einem Karzinom der Atmungswege. Darüber hinaus wurde bei den direkt am Ofen beschäftigten Personen sowie bei den Rohrnetzarbeitern signifikant häufigere Harnwegskarzinome festgestellt.

Der PAH-Gehalt in Steinkohlenteer schwankt in weiten Konzentrationsbereichen und ist von vielen Einflußgrößen, nämlich Einsatzkohle, Füllverfahren, Verkokungsbedingungen, Bauart, Alter etc., abhängig. In /3-4/ wird ein Konzentrationsbereich von 150 - 5000 ppm angegeben.

Ein weiteres Problem ist durch die Geruchsbelästigung des Kokereibetriebes gegeben. Bei der Verkokung der Steinkohle unter Luftabschluß bildet sich aus deren Elementarbestandteilen Kohlenstoff, Wasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff und Schwefel eine große Anzahl von organischen und anorganischen Stoffen, die im Koksofengas, in Waschflüssigkeiten, in Gaskondensaten und in den erzeugten flüssigen Produkten, Rohbenzol, Phenol, Teer und Ammoniakwasser vorhanden sind. Hinsichtlich der Geruchsintensität kommt die größte Bedeutung aus der Vielzahl der Stoffe dem Schwefelwasserstoff, dem Schwefelkohlenstoff, den Mercaptanen, dem Ammoniak, dem Naphthalin und dem Phenol zu. Die übrigen geruchsintensiven Stoffe, die gleichzeitig mit den charakteristischen Komponenten auftreten, können bei der Betrachtung als weniger relevant ausgeklammert werden /3-12/.

Einige der kokereitypischen Komponenten sind geruchlich schon bei extrem niedrigen Konzentrationen in Luft wahrnehmbar. In der Literatur werden die Geruchsschwellen wie folgt in ppm (cm^3/m^3) angegeben: Mercaptane 0,00006 bis 0,0085, Schwefelwasserstoff 0,001 bis 0,014, Naphthalin 0,03 Phenol 0,7 bis 5, Schwefelkohlenstoff 0,01 und Ammoniak 0,04 bis 55 /3-13, 3-14/.

Eine Untersuchung, welche 1970 im Auftrag des Landesoberbergamts Nordrhein-Westfalen durchgeführt wurde, erbrachte als wesentliches Ergebnis, daß praktisch die Intensität des durch eine Kokerei hervorgerufenen Geruchs in Entfernungen von über 750 m wesentlich abgeschwächt und daß über 1000 m Entfernung der Kokereigeruch kaum noch wahrnehmbar ist. Unter 500 m Entfernung wurde der Kokereigeruch in Lee fast immer deutlich wahrgenommen /3-15/.

Da Wohngebiete und Industrieanlagen im Ballungsraum Ruhrgebiet historisch bedingt eng miteinander verzahnt sind, sollten betrieblicherseits geeignete Maßnahmen getroffen werden, um Geruchsbelästigungen auf das mögliche Mindestmaß zu reduzieren.

Entsprechend der verschiedenen Arbeitsvorgänge bei der Kokserzeugung können die Emissionsquellen einer Koksofenanlage in drei Gruppen eingeteilt werden:

Staubemissionen aufgrund des Kohleumschlages und der Kohlenvorbereitung;

Bei der Verkokung verursachte Emissionen von Stäuben, Gasen und teerhaltigen Dämpfen (Beschickung der Koksöfen, Verkokungsvorgang, Koksdrücken, Kokslöschen, und Beheizung der Koksöfen);

Staubemissionen, die durch Anlagen zum Kokstransport und durch Kokssiebereien hervorgerufen werden.

Angaben über die Menge der einzelnen Emissionen sind sehr unterschiedlich. Das ist allerdings auch nicht anders zu erwarten, da die feststellbaren Mengen an luftverunreinigenden Substanzen abhängig sind von vielen Faktoren, wie z.B. vom Meß- und Auswertverfahren, von der verwendeten Kohle und ihrer Aufmahlung,

vom Füllverfahren, also Schütt- oder Stampfbetrieb, von den Verkokungsbedingungen, von der Bauart, dem Alter und Wartungszustand der Ofenanlage und der vor- und nachgeschalteten Einrichtungen sowie von der Gasart für die Beheizung der Koksöfen, also Koksofengas, Gichtgas, Raffineriegas oder Flüssiggas-Luft-Gemisch /3-3/.

Neben den Emissionen, die bei der eigentlichen Koksproduktion anfallen, sind noch die Emissionen, die bei der Kohlenwertstoffgewinnung anfallen, zu berücksichtigen.

Als allgemeine Emissionsquellen müssen Pumpenentlüftungen, Probenentnahmen, Entspannungs- und Entleerungssysteme angesehen werden. Bei der Lagerung von Stoffen, die toxische Substanzen wie z.B. Benzol enthalten, sind Festdachtanks mit Zwangsbeatmung vorzusehen und die anfallenden Gase dem Gassammelsystem gefahrlos zuzuleiten (z.B. vor Gassauger) oder durch Verbrennung wirksam zu beseitigen. Der Austritt kohlenwasserstoffhaltiger Emissionen von Roh-, Zwischen- und Fertigprodukten mit einem Dampfdruck über 13 mbar bei der Temperatur 20 °C und geruchsintensiver Produkte mit geringerem Dampfdruck ist bei der Verladung auf Schienen- oder Straßenfahrzeuge durch Maßnahmen wie Gaspendelsysteme, Rückführung der Gase in das Gassystem, Absaugung und Beseitigung durch Absorption, Adsorption oder Verbrennen zu vermeiden.

Da die TA-Luft vorsieht, daß für Kohlenwertstoffanlagen die gleichen Richtlinien gelten sollen wie für die Mineralölindustrie, ist für Maßnahmen zur Begrenzung der Emissionen u.a. auch die VDI-Richtlinien 2440 "Auswurfbegrenzung Mineralölraffinerien" zu beachten /3-3/.

3.2.2 Umweltbereich Wasser

Die Abwässer der Kokereien gehören mit zu den Industrieabwässern, die weitgehend gereinigt werden müssen, bevor sie in die öffentlichen Kläranlagen oder Gewässer abgeleitet werden können.

Hierzu werden zunächst die geruchsintensive Stoffe, wie H_2S , NH_3 und Mercaptane aus dem Abwasser entfernt. Wegen ihrer hohen Toxizität bei einer evtl. nachfolgenden biologischen Abwasserbehandlung müssen auch Cyanide und Phenole weitgehend entfernt werden. Weiterhin muß aus dem Abwasser Öle und teerige Bestandteile entfernt werden.

Prinzipiell sind zur Entfernung der organischen Inhaltstoffe des Kokereiabwassers folgende Methoden geeignet:

- Biochemische Behandlung (Tropfkörper- und Belebtschlammverfahren)
- Abwasser-Verbrennung
- Extraktion
- Adsorption an Aktivkohle /3-3/.

3.2.3 Umweltbereich Boden

Die großtechnische Kokerei ist eine Anlage hohen Flächenbedarfs. Sie besteht aus einem umfangreichen Kohlelager, der Ofenbatterie für die Verkokung der Kohle und einem weiteren, sehr ausgedehnten Anlagenteil für die Aufbereitung des erzeugten Kokereigases. Deponieprobleme bestehen nicht.

3.3 Technische Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen

Verstärkte Anstrengungen zur Verminderung der Emissionen werden auf der Koksseite der Ofenanlage unternommen. So wurde in der Kokerei Zollverein in Essen der gesamte Löschbereich überdacht. Es besteht so ein hallenartiger Raum von etwa 100 m Länge. Die Breite beträgt etwa 12 m. Die Überdachung beginnt auf der Koksseite der Batterien, an der Oberkante der Ofendecke, sie erstreckt sich über den Bereich des Führungswagen- und Löschwagengleises und ist auf der anderen Seite aufstrebend hochgezogen. Hier überragt das Dach etwa um 6 m die Ofendecke. Die Firsthöhe der Halle beträgt damit 18 m über Grund. Der Löschzug der Koks sowie der Koksführungswagen können sich innerhalb der Halle frei bewegen. Im Dach sind Radialgebläse zum Absaugen der Luft angebracht, jeweils mit einer Leistung von 60.000 m³/h. In die Absaugestutzen der Gebläse wird Wasser eingedüst. Dieses wird dann mit dem Staub in nachgeschalteten Tangentialabscheidern aufgefangen. Es wird berichtet, daß mit diesem Verfahren, die Staubemissionen um 90 % herabzusetzen ist.

Der Staubausswurf in die Umgebung soll mit diesen Maßnahmen von früher 6 kg auf heute 200 g pro Druckvorgang gesenkt worden sein /3-4/. Daneben werden weitere Entstaubungsverfahren wie z.B. der Haubenwagen in der Kokerei Minister Stein eingesetzt.

Eine deutliche Emissionsminderung könnte auch gleichzeitig mit dem Bestreben einer rationelleren Energieverwendung und -nutzung im Kokereiwesen erreicht werden. Im Fall der kokerei-internen Nutzung der Abwärme soll sich der betriebliche Energieverbrauch gegenüber herkömmlich arbeitenden Kokereien um 1/3 reduzieren /3-2/.

Inwieweit der Übergang auf andere Koksproduktionsverfahren eine Umweltentlastung bringen kann, kann heute noch nicht quantifiziert werden, da die verschiedenen Varianten der Formkoksverfahren sich noch in der Entwicklung befinden. Man kann jedoch annehmen, daß ein Verfahren, welches vollständig in geschlossenen Apparaten abläuft, umweltfreundlicher arbeitet als ein solches, in welchem der Verkokungsprozeß in Koksofenbatterien abläuft.

Um die aus Kokereien anfallenden hoch belasteten Abwässer in die kommunalen biologischen Kläranlagen einleiten zu können, wurden innerhalb der Kokereien verschiedene Emissionsminderungsmaßnahmen getroffen /3-18/:

- Die Temperatur des Gesamtablaufes wird durch Wärmetauscher oder mittels Klärteiche unter 30 °C gehalten
- In nachfolgenden Absetzbecken werden aufschwimmende Öle und teerige Stoffe abgeschieden.
- Durch verschiedene verfahrenstechnische Maßnahmen wird der Gehalt an Cyaniden, Schwefelwasserstoff und Ammoniumverbindungen weitgehend reduziert.
- Phenol wird durch verschiedene Extraktionsverfahren zurückgewonnen.

Bei dem Phenosolvan-Verfahren der Lurgi wird z.B. ein niedrigsiedendes Lösungsmittel, und zwar Diisopropyläther, verwandt. Die Extraktion der Phenole erfolgt in einem zehnstufigen Gegenstrom-Extraktor, der nach dem Mixer-Settler-Prinzip arbeitet. Nach der Extraktion wird das Lösungsmittel durch Destillation von den Phenolen getrennt und dann zu erneuter Phenolawaschung verwandt. Das im Sumpf der Destillationskolonne anfallende Rohphenolöl wird dann weiter zu einem verkaufsfähigen Produkt aufgearbeitet.

In einer Entphenolungsanlage nach dem Phenosolvan-Verfahren kann der Restgehalt an Phenolen im entphenolten Wasser unter 10 mg/l gesenkt und damit ein Wirkungsgrad von über 99 % im Dauerbetrieb erreicht werden. Hierbei werden zusammen mit dem Phenol noch weitere organische Stoffe aus dem Kokereiabwasser entfernt.

3.4 Daten

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren sind jeweils bezogen auf 1 TJ Input.

- Luft

Gesamtstaub	(kg)	57,02	(1974)	/3-5, 3-6/
Feinstaub	(kg)	2,72	(1974)	/3-17/
SO ₂	(kg)	27,15		/3-8/
		20,87		/3-7/
NO _x		keine Angaben verfügbar		
C _m H _n	(kg)	8,15		/3-9/
		57,02		/3-8/
PAH ¹⁾	(kg)	4,89 x 10 ⁻²		/3-15/
CO	(kg)	14,42		/3-16/
Abwärme	(TJ)	0,166		/3-2/

- Wasser

BSB ₅	mg/l	1200		/3-18/
CSB ²⁾	mg/l	6500		/3-18/
(KMnO ₄ -Verbrauch)				
COD ³⁾	mg/l	30000		/3-18/
(K ₂ Cr ₂ O ₇ -Verbrauch)				
TOC ⁴⁾	mg/l	750		/3-18/
Phenole	mg/l	100		/3-18/

- 1) Polycyclic Aromatic Hydrocarbons
- 2) Chemischer Sauerstoffbedarf
- 3) Chemical Oxygen Demand
- 4) Total Organic Carbon

4 Brikettherstellung

4.1 Steinkohlebrikettherstellung

4.1.1 Verfahrensbeschreibung /4-1/

Bei der Brikettierung handelt es sich um eine hauptsächlich mechanisch zu bewirkende Veredelung feinkörniger Kohle, wie sie beim Abbau Untertage oder der Aufbereitung Übertage anfällt. Unter Brikettierung versteht man im allgemeinen das Stückigmachen von kleinstückigem, sand- oder staubförmigem Material mit oder ohne besondere Bindemittel durch starke Pressung in einer festen Form.

Zur Brikettierung wird gewaschene oder ungewaschene Feinkohle der Kornfraktion 0 - 6 mm aus der Sieberei oder der Wäsche eingesetzt. Die aus Siebereien stammende Feinkohle wird direkt in Vorratsbunkern gelagert. Gewaschene Kohle wird im Naßbunker gelagert und gelangt von hier aus in den Trockner und anschließend in den Vorratsbunker für getrocknete Kohle. Üblicherweise werden in den Steinkohlenbrikettfabriken Feuergas-Gleichstrom-Trommeltrockner eingesetzt. Die Beheizung erfolgt durch Feuergas von festen, flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen. Die Trockner sind mit Rieseleinbauten versehen, die die zu trocknende Kohle in den Heizgasstrom bewegen. Die Eintrittstemperatur der Heizgase beträgt ca. 700 °C. Die getrocknete Kohle ist nach dem Austritt aus dem Trockner noch etwa 70 °C bis 80 °C warm. Die Trocknungszeit beträgt ungefähr 30 Minuten.

Die entstehenden Brüden werden abgesaugt und in Staubabscheidern entstaubt. Der Staub wird zum Teil der Brikettierkohle zugeführt, zum anderen zur Beheizung der Trockner eingesetzt. Als Staubabscheider werden üblicherweise Zyklone und Elektrofilter benutzt. Die Trocknung erfolgt von etwa 10 % - 14 % auf eine Restfeuchte von 1 % - 1,5 %. Vor oder nach der Trocknung erfolgt eine Absiebung der nicht erwünschten Kornfraktionen, von denen die grobe Fraktion aufgemahlen, die feine zur Unterfeuerung eingesetzt wird.

Das einzusetzende Bindemittel wird im allgemeinen in fester Form angeliefert. In Brechern und Mahlanlagen wird das feste Bindemittel zerkleinert und zur dosierten Zugabe in einem Speicher gelagert.

Erfolgt die Anlieferung in flüssigem Zustand, wird das Bindemittel in normalerweise dampfbeheizten Behältern gelagert. Entsprechend der Ausführung der Anlage kann das Bindemittel in festen oder flüssigen Zustand der Brikettierkohle zugegeben werden. Der Anteil des Bindemittels an der Brikettierkohle beträgt 6 % - 8 %. Die Zumischung des Bindemittels erfolgt in festem Zustand über Dosiereinrichtungen wie Bandwaagen und ähnlichem, in flüssigem Zustand durch Einspritzen mittels Düsen.

Kohle und Bindemittel werden in Mischern gründlich miteinander gemischt, da eine gute Mischung wesentlichen Einfluß auf die Brikettiereigenschaften hat.

Thermoplastische Bindemittel, die in fester Form dem Brikettiergut zugegeben werden, müssen zur Herbeiführung des plastischen Zustands im Gemisch erhitzt werden. In jahrzehntelangem Betrieb haben sich hier Dampfknetwerke bestens bewährt. In diesen Knetwerken wird das Brikettiergut erwärmt, gut durchgemischt und geknetet. Durch Düsen wird überhitzter Dampf in das Knetwerk geleitet, wodurch die thermoplastischen Bindemittel erweichen. Der Dampf hat Temperaturen zwischen 150 °C und 350 °C je nach Art der Erzeugung und der notwendigen Einsatztemperatur. Die Knetzeit beträgt bis zu 10 Minuten.

Aus dem Knetwerk gelangt das Brikettiergut über Verteiler zu den einzelnen Pressen. Auf diesem Weg kann das Gemisch mit einer Temperatur von 80 °C bis 90 °C ausdampfen. Über Verteilerköpfe wird das Gemisch den Pressen zugeführt.

Aufgabe der Pressen ist es, aus dem plastischen Gemisch Briketts von gleicher Form und Größe und gleichem Gewicht zu erzeugen. Die Pressen werden mit der Masse durch Auslauf-

schieber beschickt, durch die auch der Massenstrom geregelt wird. Über die zugeführte Menge wird auch der Preßdruck geregelt. Die heute in der Steinkohlenbrikettierung üblichen Walzenpressen haben Durchmesser bis ca. 1400 mm, die Walzenbreite beträgt ungefähr 550 mm. Die Oberfläche der Walzenmäntel ist mit Formmulden versehen. Das Brikettiergut wird zwischen die Walzen eingezogen und solange verdichtet, bis die Formen geschlossen sind. Mit dem Öffnen der Form tritt eine geringe Expansion ein und das Brikett löst sich aus der Form.

Nach dem Preßvorgang fallen die Briketts auf eine feste Rutsche, über die sie auf ein Kühlband gelangen. Die Rutsche ist im allgemeinen als Siebrost ausgeführt, um den Antrieb sofort beseitigen zu können. Ferner sind Stellklappen vorgesehen, um Fehlbriketts der Abriebrückführung zuleiten zu können.

Auf den Kühlbändern kühlen die noch warmen Briketts aus, damit sie die für die Verladung und Lagerung notwendige Festigkeit erreichen.

Abrieb und Fehlbriketts werden den Mischern wieder zugeführt, Briketts werden nötigenfalls vorher zerkleinert. Die Preßzeit beträgt je nach Betriebsbedingungen zwischen 0,045 und 0,08 sek.

Die Kühldauer beträgt etwa 3 bis 6 Minuten.

Nach dem Auskühlen werden die Briketts auf Halden gefördert oder direkt verladen.

4.1.2 Umweltrelevante Probleme

4.1.2.1 Umweltbereich Luft

Brikettfabriken emittieren staubhaltige Luft hinter den Trocknern, an Übergabestellen von Fördergut und aus Zerkleinerungs-, Sieb- und Kühlanlagen.

In der TA-Luft 1974 wird gefordert, daß ein Reingasstaubgehalt von 75 mg/m³ nicht überschritten wird. Zum Einsatz kommen naßarbeitende Entstauber oder filternde Entstauber, sowie bei der Brüdenentstaubung auch Elektrofilter. Der Abscheidegrade für Teilchen < 10 µm liegt bei über 80 %. Eine weitere Verbesserung dieser Abscheidegrade wäre mit einem erheblichen Kostenaufwand verbunden .

4.1.2.2 Umweltbereich Wasser

Der Wasserkreislauf einer Brikettfabrik ist in der Regel geschlossen; Abwasser wird vor Abgabe an den Vorfluter im Absetzbecken geklärt.

4.1.2.3 Umweltbereich Boden

Nicht relevant

4.1.3 Technische Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen

Die Möglichkeiten der Entstaubung der aus Brikettfabriken emittierten Luftströme sind weitgehend ausgenutzt, so daß eine weitergehende Verringerung der Emissionsfaktoren nicht zu erwarten ist.

4.1.4 Daten

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren sind jeweils bezogen auf 1 TJ Input.

Luft

Gesamtstaub	(kg)	8,77	/4-2/
Feinstaub	(kg)	7,76	/4-2/

4.2 Braunkohlebrikettherstellung

4.2.1 Verfahrensbeschreibung /4-1/

Brikettieren ist das Stückigmachen von mehr oder weniger feinkörnigen, auch pulverigen Stoffen unter Anwendung von Druck, wobei Körper von gleicher Gestalt, Größe und entsprechender Festigkeit hergestellt werden. Dies kann je nach Material mit oder ohne Zusatz von Bindemitteln geschehen.

Für die Braunkohlenbrikettierung ist der Einsatz eines Bindemittels durch die Kohlenstruktur und den Kornaufbau überflüssig. Nur für spezielle Einsatzzwecke ist die Hinzugabe eines Bindemittels erforderlich.

Um die abgebauten Rohbraunkohlen für die Brikettierung einzusetzen, ist eine vorgeschaltete "Zurechtmachung" notwendig. Diese Zurechtmachung setzt sich zusammen aus der Klassierung, Zerkleinerung, Trocknung und Absiebung.

Die aus dem Tagebau gewonnene Rohbraunkohle wird erst in einem Kohlebunker gelagert, wo die Artunterschiede, die zwischen den verschiedenen Baggerschnitten auftreten, ausgeglichen werden. Der Rohkohlenbunker ist in so viele Abschnitte unterteilt wie Baggerschnitte zu erwarten sind, wobei jedem Bunkerabschnitt ein Bunkerentleerungswagen (Schaufelradentleerer) zugeordnet ist. Die Rohbraunkohle wird entsprechend der gewonnenen Abschnittsmengen der Klassierung zugeführt.

In der Klassierung werden die für die Brikettierung störenden Bestandteile abgetrennt. Dabei werden die Holz- und Lignitanteile der Rohbraunkohle mittels Resonanz-Flachwurf-Schwingsieben abgetrennt, während der Schwefelkies und etwaige metallische Bestandteile mittels Magnetabscheider herausgetrennt werden. Die Holz- und Lignitanteile werden dem Kraftwerk zur Kesselfeuerung zugeführt.

Da die klassierte Kohle für die Brikettierung zu grobstückig ist, wird sie zuerst auf die gewünschte Korngröße zerkleinert.

Dies geschieht mittels sogenannter siebloser Hammermühlen mit einem offenen Mahlraum oder mittels Prallhammermühlen. Beim Einsatz von sieblosen Hammermühlen findet eine Nachsiebung zur Abscheidung von Überkorn mittels Vibratorsieben statt. Das anfallende Überkorn wird dem Aufbereitungsgang vor der Hammermühle wieder zugeführt. Die so klassierte und aufgemahlene Brikettierkohle hat eine Korngröße von ≤ 6 mm.

Um den für eine einwandfreie bindemittellose Brikettierung der aufbereiteten Kohle erforderlichen Wassergehalt von 18 % bis 21 % zu erreichen, muß die Rohbrikettierkohle getrocknet werden. Dies geschieht in sogenannten Röhrentrocknern, einem direkten Trocknungsverfahren mittels Abdampf (435°K und 3 bis 4 bar) der Dampfturbinen des Kraftwerkes.

Die Kohle wird mittels Pressluft in den Trockner eingeblasen, wobei der Pressluftdruck so eingestellt ist, daß sich die Braunkohle gerade in der Schwebe befindet. In den Röhren des Röhrentrockners sind Einbauten angebracht, die eine gute Durchmischung der Kohle bewirken und gleichzeitig dafür sorgen, daß gröberes Korn länger im Trockner verbleibt als das feinere Korn. Beide Auswirkungen der Einbauten haben die erwünschte gleichmäßige Trocknung zur Folge. Der kondensierte Wasserdampf des Abdampfes wird mittels Wassertassen und sogenannten Schwanenhälsen aus dem leicht geneigten (10°) Trockner gehoben. Die aus der Trockenkohle entwichenen Brüden werden mittels Rohrleitungen zur Entstaubungseinrichtung geführt. Die Entstaubung dieser Brüden findet mittels Elektrofilter statt. Der so gewonnene Staub wird entweder dem Kraftwerk zur Kesselfeuerung zugeführt oder zum Verkauf angeboten.

Die getrocknete Brikettierkohle wird mittels Wirbelschichtkühlkettenförderer zum Pressenhaus transportiert. Auf diesem Transportweg dampft die Kohle nach, wobei eventuell vorhandene Wassergehaltsspannen ausgeglichen werden können. Die so geförderte Kohle wird in Zwischenbunkern, die als Puffer dienen, gelagert. Diese Bunker, mit trichterförmigem Auslauf zur Presse

hin, sind mit Einbauten versehen, die eine Entmischung der Brikettierkohle verhindern.

Zur Brikettierung der Braunkohle werden sogenannte Drillingspressen eingesetzt. Diese sind als Schubkurbelstrangpressen aufgebaut mit einem Antriebsmotor (elektrisch) und einem Gehäuse für drei Preßstempel; diese Pressen erzeugen einen Preßdruck von 100 bis 120 kN/cm².

Das Formzeug der Pressen ist wassergekühlt, um die Reibung im Formkanal niedrig zu halten und damit Verschleißerscheinungen am Formzeug und das Auftreten von hiermit zusammenhängenden Brikettierfehlern zu vermindern.

Die Ausfallprodukte werden dem Kraftwerk zur Kesselfeuerung zugeführt.

Von den Pressen gelangen die Briketts auf Kühlrinnen in seitlich offene Kühlhäuser, wo die bei der Brikettierung erzeugte Wärme abgeführt wird und das Brikettgerüst sich festigt.

Nach einer Auskühlzeit werden die Briketts zur Verladung transportiert, wo sie zu Verkaufseinheiten zusammengepackt und verladen werden.

4.2.2 Umweltrelevante Probleme

4.2.2.1 Umweltbereich Luft

Brikettfabriken emittieren Luftverunreinigungen, Lärm und Abwasser. Vor allem dort, wo Trockenkohle bewegt oder zerkleinert wird, entstehen staubhaltige Luft und Brüden. Die größten Staubmassenströme treten in den Brüden am Trockneraustritt auf. Lärmquellen in Brikettfabriken sind sämtliche maschinelle Einrichtungen wie Gebläse, Kompressoren, Brikettpressen, die Rinnen, in denen Briketts ruckweise vorgeschoben werden, sowie das LKW- und Eisenbahntransportwesen /4-3/.

Wassergehalt und Körnungsaufbau des Gutes beeinflussen maßgeblich den Umfang der Emissionen. Die in einer Brikettfabrik entstehenden Gesamtstaubmengen verteilen sich zu 85 bis 90 % auf die Trocknerbrüdenentstaubung und zu 10 bis 15 % auf die Kühlluft- und Preßstempelentstaubung /4-4/.

Zur Staubabscheidung im Bereich der Brüdenentstehung werden derzeit bevorzugt Elektrofilter eingesetzt. Nach der VDI-Richtlinie 2294 /4-4/ sind für alle Anlagenteile Staubkonzentrationswerte von 150 mg/m^3 einhaltbar. Bei Neuanlagen ist jedoch zu erwarten, daß für einige Anlagenteile gemäß Ziffer 2.3.3.2 der TAL /4-5/ nur maximale Reingaskonzentrationen von 75 mg/m^3 zulässig sind /4-2/.

4.2.2.2 Umweltbereich Wasser

Die Abwassermengen und Abwasserqualitäten schwanken stark von Anlage zur Anlage gemäß ihrem technologischen Aufbau. Die Abwässer werden meist nur mechanisch gereinigt /4-3/.

4.2.3 Technische Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen

Aufgrund der rückläufigen Bedeutung dieser Technologie, kann nicht damit gerechnet werden, daß wesentliche Verbesserungen der Abluftreinigung, die über die von der TA-Luft geforderten Standards hinausgehen würden, erfolgen.

4.2.4 Daten

Die Emissionsfaktoren sind jeweils auf 1 TJ Input bezogen.

Luft

Staub	kg	34,4	/4-2/
Feinstaub	kg	28,7	/4-2/
SO ₂	kg	110	/4-6/
NO _x	kg	100	/4-6/
Fluor	kg	2,2	/4-6/

5. Kohleverstromung

Elektrische Energie hat in der Anwendung gegenüber anderen Energieformen besondere Vorzüge, sie läßt sich leicht transportieren, verteilen, umformen und steuern. Der Bedarf an elektrischer Energie läßt sich aber nur durch Umwandlung von Primärenergie decken.

Man kann Elektrizität entweder durch eine direkte Umwandlung aus einer primären Energieform erzeugen oder indirekt über eine Reihe von Zwischenformen. Verfahren der Direktumwandlung, z.B. aus chemischer Energie oder elektromagnetischer Energie der Sonnenstrahlung, werden in jüngster Zeit viel diskutiert. Sie sind auf den ersten Blick die 'elegantesten' Methoden zur Erzeugung des elektrischen Stroms. Doch in der Praxis wirft die Direktumwandlung erhebliche technische und wirtschaftliche Probleme auf.

Heute beruhen noch alle wirtschaftlich bedeutenden Verfahren zur Erzeugung elektrischer Energie auf dem dynamoelektrischen Prinzip, das 1866 von Werner von Siemens entdeckt wurde.

Auf der Basis dieses Prinzips entstand der Generator, der die elektrische Energie aus der mechanischen Energie der Drehbewegung eines elektrischen Leiters im Magnetfeld gewinnt. Daraus ist dann die Kraftwerkstechnik gewachsen, eine Technik mit inzwischen über hundertjähriger Tradition. Sie hat den Generator zum großtechnischen Einsatz gebracht und außerdem wirtschaftlich günstige Verfahren zum Umwandeln der Primärenergie in elektrische Energie entwickelt. Diese Umwandlungsverfahren sind inzwischen technisch ausgereift /5-1/.

Hier werden nur Stromerzeuger auf fossiler Basis berücksichtigt und zwar:

- Steinkohlenkraftwerke
 - Trocken- und Schmelzfeuerung
 - Steinkohlenvorentgasung
 - Wirbelschichtfeuerung
- Braunkohlekraftwerke
 - Staubfeuerung

5.1 Steinkohlenkraftwerke

Das Verfahrensprinzip fossil befeuerter Kraftwerke besteht darin, daß die bei der Verbrennung von Kohle, Öl oder Gas freigesetzte Wärme zur Dampferzeugung ausgenutzt wird. Der erzeugte Dampf wird auf eine Turbine gegeben, die den zur Stromerzeugung notwendigen Generator antreibt.

5.1.1 Trocken- und Schmelzfeuerung

5.1.1.1 Verfahrensbeschreibung

Die Feuerungssysteme von Kohlekraftwerken können durch zwei Größen charakterisiert werden. Erstens durch die Form der Brennstaubeinblasung (direkt oder indirekt) und zweitens durch die Art der Entaschung (flüssig oder trocken). Weiterhin kann nach der Feuerungsanordnung unterschieden werden in:

- Linear-Feuerung
 - Horizontal (Front, Boxer)
 - Vertikal (Boden, Decke)
- Tangential-Feuerung
- U-Feuerung.

Dampferzeuger mit Steinkohlenstaubfeuerungen werden heute in allen Leistungsbereichen bevorzugt als Trockenfeuerung mit direkter Staubeinblasung ausgeführt. Bei diesen Anlagen werden im wesentlichen zwei Feuerungskonzepte eingesetzt, und zwar die

Linearfeuerung sowie die Tangentialfeuerung. Bei großen Anlagen wird die Linearfeuerung meist in Boxer- bzw. Gegenanordnung ausgeführt, während bei kleineren Anlagen die Frontanordnung bevorzugt wird. Die Tangentialfeuerung findet für alle Dampferzeugergrößen Anwendung.

Schmelzfeuerungen für niedrigflüchtige und ballastreiche Kohlen werden heute vorwiegend mit Linearfeuerung in U-Anordnung ausgeführt. Je nach Brennstoffqualität kann eine indirekte Staubeinblasung notwendig werden.

Das gleiche Feuerungskonzept (U-Anordnung) ist für Trockenfeuerungen mit brenntechnisch schwierigen Steinkohlen in vielen Fällen erforderlich. Die indirekte Einblasung ist auch für kohlenstaubgefeuerte Zündfeuerungen notwendig /5-2/.

5.1.1.2 Umweltrelevante Probleme

Bei der Umwandlung von fossiler Primärenergie wird die Umwelt belastet durch

- Staub und Schadstoffe aus den Verbrennungsprozessen
- Nicht mehr nutzbare Wärme (Abwärme)
- Radioaktivität
- Lärm
- Abfallstoffe

Der Umfang der Umweltbelastung ist abhängig von der Zusammensetzung des Brennstoffes sowie von der Art der Umwandlungstechnik.

Zwei neu in die öffentliche Diskussion gekommene Belastungsformen die durch die Emission von Schadstoffen verursacht werden, sind "Saurer Regen" und "Mögliche Klimabeeinflussung durch CO₂".

- Saurer Regen

Atmosphärisches SO_2 wie auch HF und NO_x bewirkt im Boden eine Abnahme des pH-Wertes und eine Zunahme der Sulfatkonzentrationen /5-32/. Über bodenchemische und pflanzenphysiologische Vorgänge kann dies unter Mitwirkung von anderen Schadstoffen wie Schwermetalle und Halogene zu Pflanzenschädigungen führen. Nach /5-94/ werden vier Phasen des Waldsterbens unterschieden (vgl. Tab. 5-1). Der schlüssige Nachweis dieser Hypothesen ist allerdings bis jetzt noch nicht gelungen. Vielmehr wurde im Februar 1982 eine Dokumentation des Gesamtverbandes des Deutschen Steinkohlenbergbaus vorgelegt, in welcher Gegenhypothesen formuliert wurden. Aus dieser Dokumentation geht auch hervor, daß das sogenannte Tannen bzw. Fichtensterben durchaus auch schon vor dem industriellen Zeitalter in nennenswertem Umfang auftrat /5-95/.

- CO_2 -Problem

Durch die Nutzung fossiler Brennstoffe werden derzeit 5 Milliarden t Kohlenstoff pro Jahr als CO_2 freigesetzt. Die Folge ist eine ständige Erhöhung des Kohlendioxidgehaltes der Atmosphäre. Die könnte zu Auswirkungen auf das globale Klima führen, da das CO_2 -Molekül die Eigenschaft hat infrarote Strahlung zu absorbieren, aber den sichtbaren Teil der Sonnenstrahlung ungehindert passieren zu lassen. Dadurch wird ein großer Teil der von der Erde ausgestrahlten Wärmestrahlung in der Atmosphäre zurückgehalten. Eine Erhöhung des CO_2 -Gehaltes der Atmosphäre kann somit zu einer Erhöhung der Oberflächentemperatur der Erde führen.

Betrachtet man den globalen Kohlenstoffkreislauf der Erde wie er in Abb. 5-1 in stark vereinfachter Form dargestellt ist, wird deutlich, daß der anthropogene Einfluß relativ gering ist. Dennoch wird seit längerem ein Anstieg des CO_2 -Gehaltes in der Atmosphäre beobachtet.

Die einzige längere, homogene Beobachtungsreihe, die für das CO_2 vorliegt, wurde vom Observatorium Mauna Loa auf Hawaii aufgenommen. Diese Station liegt in 3400 m Höhe, fast völlig

W I R K U N G S P H A S E N

Akkumulation von Nährstoffen in der Vegetation

1. Phase Wachstumsförderung

Akkumulation von Säure im Boden

————→ Übergang des Bodens in Al-Pufferbereich

————→ Destabilisierung von Waldökosystemen
durch toxische Metallkonzentrationen
(Al, Schwermetalle) in Bodenlösung

2. Phase	————→ Schädigung von Mikroorganismen (Mineralisierung) und von Wurzeln (Aufnahme), Einschränkung Stoffwechsel-Regulatorischer Fähigk.
----------	--

Akkumulation von Schwermetallen als Schadstoff-
Potential im Kronen- und Wurzelraum

3. Phase	————→ Nach Wurzelschädigung bei niedrigem pH-Wert Blatt- und Rindenschäden an Gewebeoberflächen durch toxische Konzentrationen
----------	--

4. Phase	Absterben der Bäume durch Folgeschäden, Ersatz des Waldökosystems durch Säuresteppe, Heide, Moor
----------	--

Tab. 5-1: Wirkungsphasen des Waldsterbens /5-94/

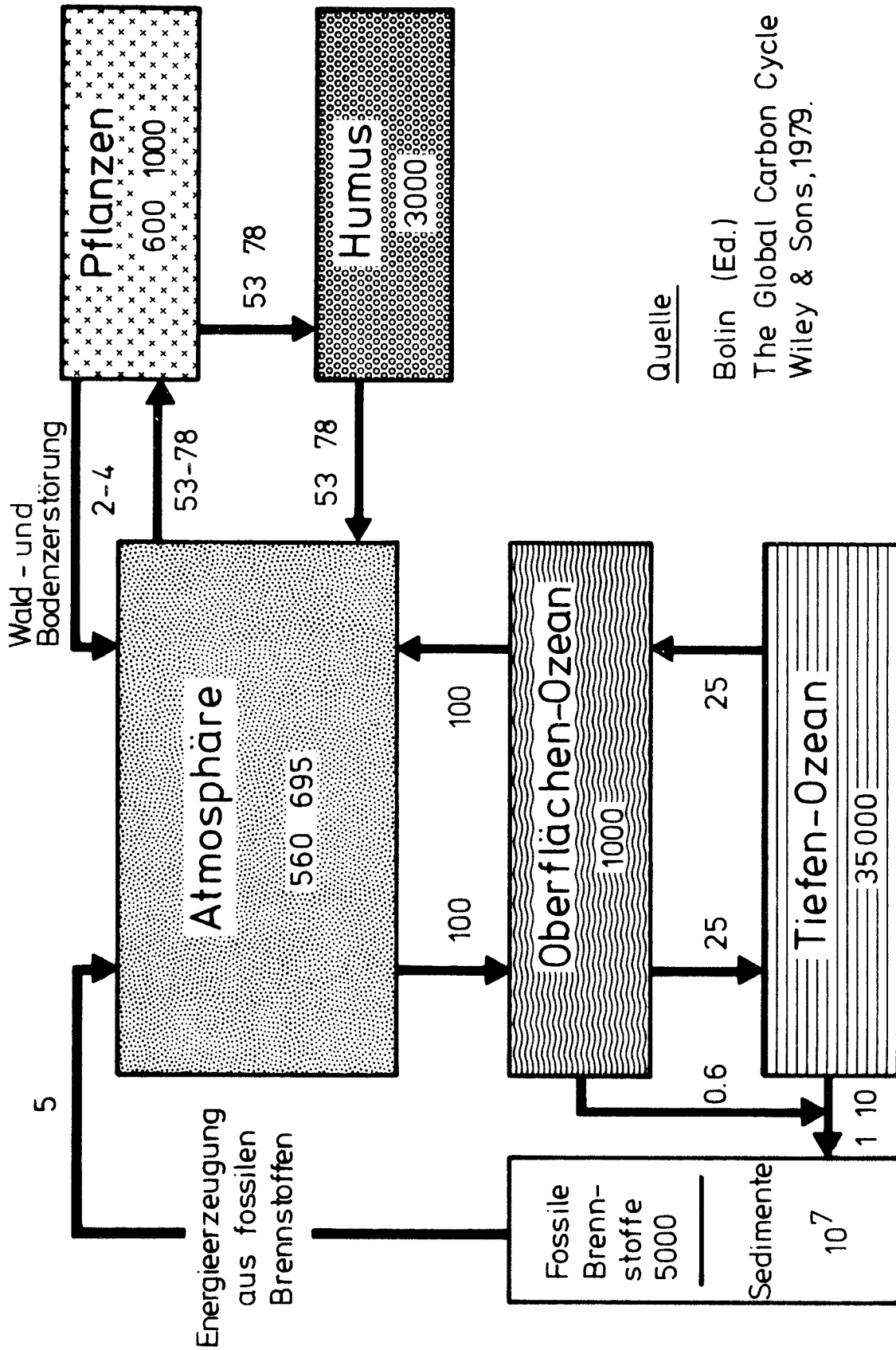


Abb. 5-1: Kohlenstoff-Kreislauf der Erde /Milliarden t C/

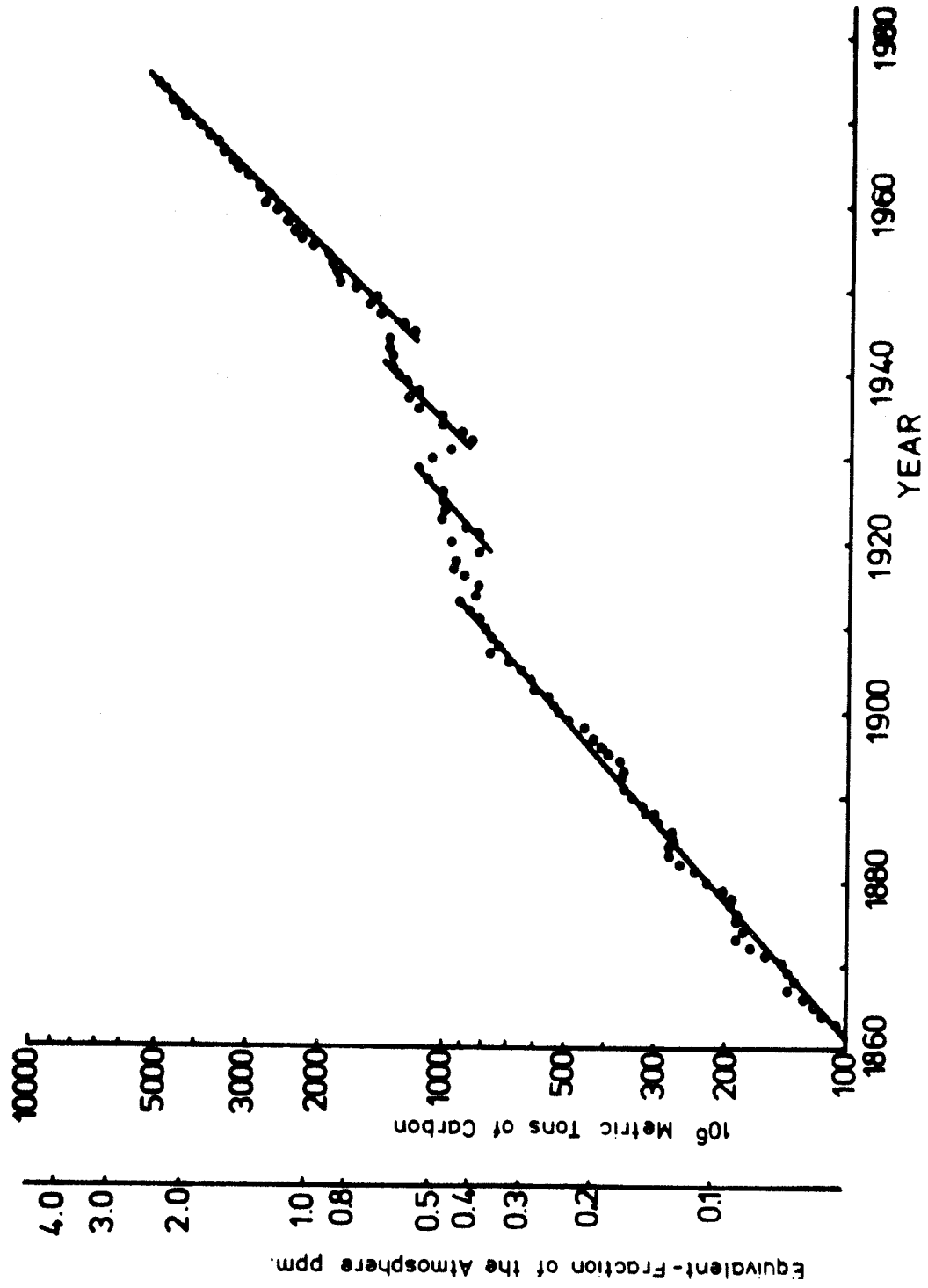


Abb. 5-2: Globale CO₂-Emissionen und Konzentrationen in der Atmosphäre

ungestört von lokalen Einflüssen.

Inzwischen existieren weitere Stationen dieser Art. Die Beobachtungen dieser Stationen zeigen, daß der Anstieg und die Änderungen von Jahr zu Jahr weltweit erstaunlich einheitlich sind und daher die Mauna Loa Kurve als repräsentativ gelten kann. In den Meßreihen der Zeit von 1880 bis 1900 lagen die CO_2 -Konzentrationen bei einem Niveau von 290 ppm, inzwischen sind wir - Ende 1980 - bei etwa 338 ppm angelangt.

Ob wir in der Zukunft einen weiteren Anstieg des CO_2 -Gehaltes in der Atmosphäre erwarten können und in welcher Höhe, ist Gegenstand zahlreicher Untersuchungen.

Für den Fall eines weiteren starken Anstieges des CO_2 -Gehaltes werden von Prof. Flohn folgende Thesen vertreten:

" Ein ungehemmter Anstieg des CO_2 -Gehaltes (sowie weiterer Spurengase) wird sich nach Überschreiten der kritischen Schwellenwerte auf den großräumigen Klimaablauf auswirken. Oberhalb eines CO_2 -Niveaus von 700 bis 800 ppm kann ein ganz ungewöhnlicher Klimatyp wiederkehren, wie er zuletzt vor 3 bis 12 Mill. Jahren existiert hat, ein eisfreier arktischer Ozean bei gleichzeitiger vereister Antarktis, mit einer Verlagerung der großen Klimazonen der Erde um 400 bis 800 km.

Auf der anderen Seite: Erst jenseits eines CO_2 -Gehaltes von 400 ppm ist eine Klimaänderung großen Ausmaßes zu erwarten. Das trifft in diesem Jahrhundert aller Voraussicht nach nicht mehr ein. In diesem Jahrhundert würden also , wie bisher, die natürlichen Klimaschwankungen in ihrer Wirkung überwiegen. Im nächsten Jahrhundert müssen wir allerdings mit einer Entwicklung rechnen, die über die natürliche Variabilität der letzten 500 Jahre weit hinausgeht. Das ist das Problem vor dem wir stehen, das die Energiefachleute diskutieren müssen, die in ihren Investitionen die gleiche Zeitskala von 30 oder 50 Jahren haben, die wir hier auch benutzen müssen" /5-96/.

5.1.1.2.1 Umweltbereich Luft

Wegen des mengenmäßig großen Umsatzes von Primärenergieträgern, in der Bundesrepublik Deutschland betrug der Kraftwerksverbrauch an Kohle, Öl und Gas 1981 rund 83 Mio t SKE, tragen fossil befeuerte Kraftwerke neben Einzelfeuerungsanlagen und Verbrennungsmotoren in bedeutendem Umfang zur "Luftverunreinigung" bei.

Um der Schadstoffemission Grenzen zu setzen hat der Gesetzgeber eine Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, kurz TA-Luft genannt, herausgebracht /5-3/, in der nicht zu überschreitende Grenzwerte für die verschiedenen Schadstoffe aufgeführt sind. Durch ständige Überarbeitung und Herabsetzung dieser Werte soll gewährleistet werden, daß stets neue und wirkungsvolle Rückhaltemaßnahmen zum Einsatz kommen.

Im folgenden sind beispielhaft Grenzwerte für die wichtigsten dieser Schadstoffe entsprechend des Referentenentwurfs 81 zur TA-Luft /5-3/ aufgeführt.

Exkurs: Referentenentwurf v. 10.9.81 zur TA-Luft

Immissionsgrenzwerte

Art des luftverunreinigenden Stoffes	IW 1	IW 2	
Staubniederschlag (nicht gefährdende Stäube)			
allgemein	350	650	mg/(m²d)
industrielles Ballungsgebiet	450	800	mg/(m²d)
Blei und anorganische Bleiverbindungen als Bestandteile des Staubniederschlags			
angegebenen als Pb	500	-	/ug/(m²d)
Cadmium und anorganische Cadmiumverbindungen als Bestandteile des Staubniederschlags			
angegeben als Cd	7,5	-	/ug/(m²d)

Thallium und anorganische
Thalliumverbindungen als Bestand-
teile des Staubniederschlages

angegeben als Tl 10,0 - $\mu\text{g}/(\text{m}^2\text{d})$

Schwebstaub 150 300 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Blei- und anorganische Bleiver-
bindungen als Bestandteile des
Schwebstaubes

angegeben als Pb 2,0 - $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Cadmium und anorganische
Cadmiumverbindungen als Bestand-
teile des Schwebstaubes

angegeben als Cd 40 - $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Anorganische gasförmige
Chlorverbindungen

angegeben als Cl 100 200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Chlor 100 300 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Fluor- und anorganische
gasförmige Fluorverbindungen

angegeben als F 1,0 3,0 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Kohlenmonoxid 10 30 mg/m^3

Schwefeldioxid 140 400 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Stickstoffdioxid 80 300 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Emissionsgrenzwerte

Emission besonderer staubförmiger Stoffe

- Stoffe der Klasse I 20 mg/m^3
bei einem Massenstrom von
0.1 kg/h und mehr
- Stoffe der Klasse II 50 mg/m^3
bei einem Massenstrom von
1 kg/h und mehr
- Stoffe der Klasse III 75 mg/m^3
bei einem Massenstrom von
3 kg/h und mehr
- Zusammentreffen mehrerer Klassen
 - I und II 50 mg/m^3
 - I und III, II und III 75 mg/m^3

Emission besonderer dampf- und gasförmiger Stoffe

- Stoffe der Klasse I bei einem Massenstrom von 0,1 kg/h und mehr	20 mg/m ³
- Stoffe der Klasse II bei einem Massenstrom von 3 kg/h und mehr	150 mg/m ³
- Stoffe der Klasse III bei einem Massenstrom von 6 kg/h und mehr	300 mg/m ³
- Zusammentreffen mehrerer Klassen	300 mg/m ³

Emissionsgrenzwerte für karzinogene Stoffe

- Stoffe der Klasse I bei einem Massenstrom von 100 mg/h und mehr	0,1 mg/m ³
- Stoffe der Klasse II bei einem Massenstrom von 1 g/h und mehr	1 mg/m ³
- Stoffe der Klasse III bei einem Massenstrom von 5 g/h und mehr	5 mg/m ³
- Zusammentreffen mehrerer Klassen I und II	1 mg/m ³
I und III, II und III	5 mg/m ³

Als weitere wichtige gesetzliche Regelung für den Kraftwerksbereich sind die in TA Lärm /5-4/ festgelegten Immissionsrichtwerte anzusehen.

Immissionsrichtwerte nach der TA-Lärm

Die Immissionsrichtwerte werden festgesetzt für

- a) Gebiete, in denen nur gewerbliche oder industrielle Anlagen und Wohnungen für Inhaber und Leiter der Betriebe sowie für Aufsichts- und Bereitschaftspersonen untergebracht sind, auf

70 dB(A)

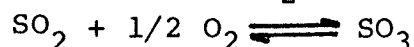
b) Gebiete, in denen vorwiegend gewerbliche Anlagen untergebracht sind, auf	tagsüber	65 dB(A)
	nachts	50 dB(A)
c) Gebiete mit gewerblichen Anlagen und Wohnungen, in denen weder vorwiegend gewerbliche Anlagen noch vorwiegend Wohnungen untergebracht sind, auf	tagsüber	60 dB(A)
	nachts	45 dB(A)
d) Gebiete, in denen vorwiegend Wohnungen untergebracht sind, auf	tagsüber	55 dB(A)
	nachts	40 dB(A)
e) Gebiete, in denen ausschließlich Wohnungen untergebracht sind, auf	tagsüber	50 dB(A)
f) Kurgebiete, Krankenhäuser und Pflegeanstalten auf	tagsüber	45 dB(A)
	nachts	35 dB(A)
g) Wohnungen, die mit der Anlage baulich verbunden sind, auf	tagsüber	40 dB(A)
	nachts	30 dB(A)

Schwefeldioxid, SO₂

SO₂ ist ein farbloses, stechend riechendes Gas, welches bei der Verbrennung schwefelhaltiger Brennstoffe entsteht. In den fossilen Brennstoffen liegt der Schwefel stets in chemisch gebundenen Formen vor; in anorganischer Form als Sulfatschwefel z.B. CaSO₄, Sulfid oder als Pyrit (Fe S₂) und als Schwefelwasserstoff (H₂S gasförmig, im Erdgas) und/oder in organischer Bindung im Erdöl sowie in Stein- und Braunkohlen. Aus sulfatisch gebundenem Schwefel wird SO₂ nur zum Teil durch thermische Spaltung freigesetzt. Diese thermische Spaltung ist bei 1250 °C vollständig.

Schwefeltrioxid, SO₃

SO₃ entsteht durch Oxidation des SO₂,



Dieser Oxidationsprozeß wird katalytisch beeinflusst durch Eisenoxide und insbesondere durch Vanadiumpentoxid (V₂O₅), welches hauptsächlich bei Feuerungen mit schwerem Heizöl oder Rohöl eine Rolle spielt, und des weiteren gefördert durch den Sauerstoffüberschuß im Abgas. Man kann - je nach den Randbedingungen - damit rechnen, daß 1 bis 5 % des Brennstoffschwefels, als SO₃ im Abgas vorliegen.

Schwefelwasserstoff, H₂S

H₂S ist farblos, hat einen Geruch nach "faulen Eiern" und ist giftig. Da es selbst ein gut brennbares Gas ist, kann es in Feuerungsabgasen praktisch nur dann enthalten sein, wenn örtlich extrem stark reduzierende Verbrennungsbedingungen vorliegen.

Stickstoffoxide, NO_x

NO ist ein farb- und geruchloses Gas, welches deutlich weniger giftig ist als NO₂. Es entsteht, aus dem in den Brennstoffen organisch gebundenem Stickstoff bei relativ niedrigen Temperaturen (Brennstoff - NO_x) und aus dem Luftstickstoff (Ver-

brennungsluft) bei hohen Temperaturen, durch Reaktion mit Sauerstoff, wobei ein hoher Sauerstoffüberschuß die NO - Bildung fördert (Thermisches NO_x). In der Atmosphäre wird NO allmählich, durch Reaktion mit atomaren Sauerstoff, in NO_2 umgewandelt.

Im Gegensatz zu NO ist NO_2 braun gefärbt, süßlich riechend und stark giftig. Es entsteht unterhalb 650°C durch Oxidation des NO.

Der Anteil des NO_2 im NO_x ist bei normalen Kraftwerksfeuerungen in der Regel weniger als 5 %. Lediglich bei Gasturbinen liegt der NO_2 - Anteil etwas höher und kann im Leerlauf bis zu 50 % betragen.

Kohlendioxid, CO_2

CO_2 tritt bei der Verbrennung aller fossiler Brennstoffe auf. Zwischen eingesetzter Brennstoffmenge und Emission besteht ein linearer Zusammenhang.

Kohlenmonoxid, CO

Das farblose, giftige CO entsteht bei Verbrennungsvorgängen unter Sauerstoffmangel.

In geringen Konzentrationen ist es aber auch dann im Abgas nachweisbar, wenn am Kesselende ein deutlicher Sauerstoffüberschuß herrscht. Der Grund hierfür ist, daß örtlich Sauerstoffmangel herrschen kann und CO- bzw. Gasströmen sehr stabil sein können.

Chlorwasserstoff, HCl

HCl ist ein farbloses, stechend riechendes und die Atemwege reizendes Gas. Es entsteht in Kohlefeuerungen durch Chloridspaltung von in der Kohle enthaltenen Chlorverbindungen und in größerem Maße in Müllverbrennungsanlagen bei der Verbrennung bzw. bereits bei der thermischen Spaltung chlorierter Kunststoffe.

Fluorwasserstoff, HF

HF ist farblos, von stechendem Geruch und reizt die Atemwege. In Kohlefeuerungen wird es, ähnlich dem HCL, bei der Spaltung von Fluoriden und in Müllverbrennungsanlagen hauptsächlich bei der thermischen Spaltung fluorierter Chlorkohlenwasserstoffe (Treibgase in Sprühdosen) gebildet.

Staubförmige Emissionen, Flugstaub

Der Flugstaub setzt sich zusammen aus der Mineralsubstanz des Brennstoffes, der Flugasche, sowie aus Unverbranntem, dem Flugkoks. Bei stark reduzierenden Verhältnissen in der Feuerung oder bei Anfahrvorgängen ölgefeuerter Anlagen, kann auch Ruß (amorpher Kohlenstoff) im Flugstaub vorhanden sein. Der mineralische Anteil des Flugstaubes, also die Flugasche, setzt sich aus einer großen Anzahl von Elementen bzw. Verbindungen zusammen und ist nicht mehr identisch mit der ursprünglichen Zusammensetzung der Mineralsubstanz des Brennstoffes. Staubförmige Emissionen werden bei Transport und Lagerung von Kohlen, Aschen und Schlacken freigesetzt.

Staubrückhaltemaßnahmen bei Großkraftwerken sind heute 'Stand der Technik'. Dennoch werden noch beträchtliche Mengen an lungengängigem Feinstaub ($< 7 \mu\text{m}$) emittiert. Besonders kritisch zu sehen sind die Schwermetallgehalte im Feinstaub. Nach neueren Untersuchungen sind hierbei insbesondere Blei, Cadmium, Chrom, Kupfer und Thallium zu nennen. Bei Ölfeuerungen können insbesondere Vanadium-, Nickel- und Eisenverbindungen enthalten sein. Bei Erdgasfeuerungen wurde verschiedentlich Quecksilber in geringen Mengen festgestellt.

Organische Verbindungen

Liegt aus technischen Gründen eine unvollständige Verbrennung vor können sich Olefine, Ketone oder Aldehyde bilden. Daneben können jedoch auch unveränderte Bestandteile des Brennstoffes z.B. Methan, als Emission auftreten.

Kancerogene Stoffe

Die wegen ihrer vermuteten krebsauslösenden Wirkung bedeutsamen pyrolytischen Zersetzungsprodukte der Brennstoffe sind die PAH (polycyclic aromatic hydrocarbons). Wegen ihrer hohen Thermostabilität muß immer mit ihrer Anwesenheit gerechnet werden.

Obwohl PAH in der Atemluft sowohl partikel- als auch gasförmig vorliegen kann, treten sie in der Regel unter Umgebungsbedingungen entweder wegen ihres hohen Schmelzpunktes selbst partikelförmig oder aber an Partikel angelagert auf.

Die Analytik der PAH ist, wie auch die Probenahme, erst in jüngster Zeit einer Lösung näher gebracht worden. Der heutige Kenntnisstand über die Langzeitwirkung von PAH ist noch unvollständig /5-5/.

Radioaktive Stoffe

Bei der Verfeuerung von Braun- oder Steinkohle werden die natürlich-radioaktiven Stoffe, die mit der Kohle oder ihren Beimengungen zu Tage gefördert werden, über die Rauchgasemission freigesetzt oder in die Asche eingebunden. Neben den Emissionen der an festen Partikeln gebundenen Nuklide werden auch radioaktive Edelgase - vor allem Radon - bei der Verbrennung aus dem Brennstoff frei. Die Kohle oder ihre Beimengungen enthalten natürliche Radionuklide, z.B. liegt der Uran- bzw. Thoriumgehalt in heimischen Braunkohlen zwischen 0,2 mg/kg und 1,4 mg/kg bzw. 0,4 und 2,7 mg/kg. In Saarkohlen wurden etwa 5 mg/kg und in oberbayerischen Glanzkohlen sogar bis zu 30 mg Uran/kg Kohle nachgewiesen. Der weitaus größte Teil wird in den Elektrofiltern abgeschieden. Es kommt daher zu einer Anreicherung dieser Elemente in der Asche. Nach den vorliegenden Ergebnissen liegen die Uran- und Thoriumgehalte in Kraftwerksaschen mit 5 mg/kg bzw. 10 mg/kg bei den Durchschnittswerten für Tongesteine /5-6/.

In einer neueren Studie /5-91/ wird z.B. für die Kohleverstromung für die mittlere effektive Folgedosis pro Kopf der Bevölkerung ein Wert von 0,03 - 0,1 errechnet. In dieser Studie wird weiter ausgeführt:

"Die natürliche Strahlenexposition verursacht eine mittlere effektive Äquivalentdosis pro Kopf der Bevölkerung von etwa 150-200 mrem (1,5-2 mSv) pro Jahr, wovon etwa 30-45 % durch die natürliche Radioaktivität in unseren Häusern verursacht wird.

Vergleicht man diese Werte mit der effektiven Folgedosis durch radioaktive Emissionen von Kohlekraftwerken pro Jahr bei der derzeitigen Stromerzeugung, so folgt, daß letztere zu einer relativen Erhöhung der normalen, natürlichen Strahlenexposition um etwa 0,02-0,06 % führen. Diese Erhöhung ist auch klein im Vergleich zu örtlichen bzw. individuellen Streuung der natürlichen Strahlenexposition. Es ist nicht auszuschließen, daß der Beitrag durch radioaktiven Emissionen von anderen Kohleverbrennungsanlagen sowie durch die zivilisationsbedingte Verwendung von Abfallprodukten der Kohleverbrennung höher ist.

Im Hinblick auf die Bewertung von Alternativen der Stromerzeugung wird oftmals ein Vergleich zwischen Kohle- und Kernkraftwerken angestrebt. Aus den Ergebnissen der vorliegenden Studie geht hervor, daß pro $\text{GW}_{\text{e.a}}$ erzeugter elektrischer Energie die Strahlenexposition durch die radioaktiven Emissionen eines modernen Steinkohle-KW, das mit Kohle normaler Aktivität gefeuert wird, in der gleichen Größenordnung liegt wie diejenige, die infolge der gemessenen radioaktiven Emissionen von modernen Druckwasserreaktoren zu erwarten ist. Dies gilt sowohl in bezug auf die maximale, effektive Individualdosis am ungünstigsten Ort in der Umgebung beider Kraftwerksarten als auch für die kollektive, effektive Folgedosis der Gesamtbevölkerung pro $\text{GW}_{\text{e.a}}$.

Da zur Zeit nur etwa 14 % der Bruttostromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland aus Kernkraftwerken stammt, dürfte jedoch die derzeitige, gesamte kollektive Strahlenexposition

der Bevölkerung durch radioaktive Emissionen von Kohlekraftwerken etwa um den Faktor 3-5 höher liegen als diejenige durch die radioaktiven Emissionen der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke. Beide Arten der Energieerzeugung führen jedoch im bestimmungsgemäßen Betrieb der Kraftwerke zu einer Strahlenexposition, die sehr klein ist im Vergleich zur normalen natürlichen Strahlenexposition, der unsere Bevölkerung ausgesetzt ist".

Abwärme

Die hohe Abwärmerate von Wärmekraftwerken im Vergleich zu anderen Umwandlungsprozessen liegt in der Besonderheit des thermodynamischen Prozesses der Erzeugung von mechanischer Energie aus Wärme und tritt in jeder Kraftmaschine auf. Abgesehen vom offenen Gasturbinenprozeß handelt es sich bei Wärmekraftwerken in der Regel um einen geschlossenen thermodynamischen Kreisprozeß, der dadurch gekennzeichnet ist, daß ein Wärmeträger nach Durchlaufen des Prozesses seinen ursprünglichen thermodynamischen Zustand annimmt. Diesem Wärmeträger, meist Wasser, wird in einem Dampferzeuger Energie zugeführt, wobei er die Temperatur T_o annimmt. Diese Energie wird einer Turbine zugeführt. Die Turbine kann aber die zugeführte Wärme nicht vollständig in Bewegungsenergie umwandeln; die Restenergie des Wärmeträgers muß über einen Wärmetauscher (z.B. einen Kondensator) an die Umgebung abgegeben werden, wobei der verwendete Wärmeträger seinen ursprünglichen thermodynamischen Zustand annimmt.

Kennzeichnend für den maximal erreichbaren Wirkungsgrad ist der Temperaturbereich, in dem der Kreisprozeß abläuft. Dieser Temperaturbereich ist durch die obere Prozeßtemperatur T_o und die untere Prozeßtemperatur T_u gegeben. Dann gilt für den thermischen Wirkungsgrad des reversibel geführten Kreisprozesses

$$\eta = \frac{T_o - T_u}{T_o}$$

$$\eta = 1 - \frac{T_u}{T_o}$$

Aus dieser Beziehung folgt, daß der thermische Wirkungsgrad um so größer ist, je höher die Temperatur T_o , bzw. je niedriger die Temperatur T_u .

Beide Temperaturen sind durch verschiedene Faktoren begrenzt:

- Die obere Temperatur T_o kann aus Kosten- und materialtechnischen Gründen nicht beliebig erhöht werden.
- Die untere Temperatur kann nicht beliebig gesenkt werden, da ihr Minimum von der Temperatur des Kühlmittels im Kondensator begrenzt wird.

Der thermische Wirkungsgrad ist ein Maß für die im Kondensator abzuführende Abwärme. Er beschreibt aber noch nicht alle "Verluste", die aus einem Kraftwerk als primäre Abwärme freigesetzt werden. Zu nennen sind beispielsweise:

- Ein Teil der erzeugten Wärme wird im Kernreaktor durch Kühlung bestimmter Reaktorkomponenten ungenutzt abgeführt.
- Turbine und Generator setzen die theoretisch nutzbare und durch den thermischen Wirkungsgrad gegebene Energie nicht vollständig in Elektrizität um /5-6/.

Die heutigen Technologien zur Abführung der Kondensatorabwärme kann man unterscheiden in:

- Frischwasserkühlung
- Ablaufkühlung
- Naßkühlung
- Trockenkühlung

Die wirtschaftlichste Form der Wärmeabfuhr ist die Frischwasserkühlung. Bei dieser Form erfolgt die Wärmeabgabe an die Flüsse, Seen oder Meere. Die wesentlichen Auswirkungen der Einleitung von erwärmten Kühlwasser in z.B. einen Fluß sind /5-7, 5-8/

- Änderung des Kleinklimas
- Verminderung des Abflusses durch vermehrte Verdunstung
- Schnellerer Abbau vorhandener Abwasserbelastungen
- Veränderung des Sauerstoffgehaltes
- Änderung der Lebensbedingung für Wasserpflanzen und -tiere
- Beeinflussung der Wasseraufbereitung und -versorgung

- Erhöhung der Toxizität vieler der in den Gewässern enthaltenen Schadstoffe durch Erhöhung der Wassertemperatur
- Steigerung der Korrosionsschäden an Wasserbauwerken und Schiffen.

Der Verringerung des Sauerstoffgehaltes in den Gewässern kann durch Kühlwasserbelüftung z.B. mit Überlaufwehr oder über einen Ablaufkühlturm begegnet werden. Dennoch muß man davon ausgehen, daß das Wasserangebot und die Wärmeaufnahmefähigkeit der Gewässer in der Bundesrepublik Deutschland nahezu ausgeschöpft ist. Für neue Kraftwerke wird daher die Kreislaufkühlung bevorzugt. Es werden hierbei drei Verfahren unterschieden:

- Naßkühlung

Das im Kondensator erwärmte Wasser des Kühlkreislaufts wird im Kühlraum versprüht. Durch teilweise Verdunstung und Konvektion wird die Wärme an die Luft abgegeben. Die Wasserverluste aus Verdunstung und Abflutwasser müssen durch Zusatzwasser ausgeglichen werden /5-9, 5-10/.

- Direkte Trockenkühlung

Der Abdampf der Turbine wird zu den Kühlelementen geleitet, kondensiert dort und gibt seine Wärme an die Luft ab. Kondensator und Kühlelemente sind ein Bauteil. Um einen größeren Druckabfall zu vermeiden, muß die Abdampfleitung zu den Kühlelementen einen ausreichenden Querschnitt haben und in der Länge begrenzt sein. Das führt zur Anordnung der zwangsbelüfteten Kühlelemente, die eine Lüfterleistung von ca. 1,8 % der Turbinenleistung erfordern, auf dem Dach des Maschinenhauses /5-11/.

- Indirekte Trockenkühlung

Für größere Einheitsleistungen ist das indirekte System der Trockenkühlung interessanter. Es besteht aus dem Einspritzkondensator, der Umwälzpumpe und dem Turm. Die Entfernung Maschinenhaus - Kühlturm spielt bei diesem System eine untergeordnete Rolle. Wasser als Wärmeübertragungs-

mittel wird zwischen Einspritzkondensator und Kühlturm umgewälzt. Das Umwälzwasser nimmt die Abdampfwärme auf und erwärmt sich dabei um 10 bis 15 °C. In den Kühlelementen des Turmes, der natur- oder zwangsbelüftet sein kann, wird die Wärme des Umwälzwassers an die Luft übertragen. Die Umwälzpumpen benötigen zum Antrieb etwa 1 % der Turbinenleistung. Einen Teil dieser Antriebsenergie kann man mit einer in die Leitung zum Einspritzkondensator eingebauten Entspannungsturbine zurückgewinnen. Die Umwälzpumpen sind üblicherweise so ausgelegt, daß das Rohrsystem im Turm wasserseitig auf Überdruck gehalten wird, um Lufteinbrüche zu vermeiden. Eine wesentliche Anforderung des indirekten Kühlsystems ist die Qualität des Umwälzwassers. Da der Kühlkreislauf über den Einspritzkondensator mit dem thermischen Kreislauf verknüpft ist, muß sie gleich der des Speisewassers sein /5-11/.

Die meteorologischen Auswirkungen von Naß- und Trockenkühltürmen sind wegen der quasi-punktförmigen Einleitungsbedingungen auch bei großen Kraftwerksleistungen in der Regel von lokaler Natur /5-12/.

Die Kühlturmauswirkungen hängen sehr stark von den atmosphärischen Bedingungen ab, wobei die Verhältnisse im Bereich der Biosphäre von besonderer Bedeutung sind. Unter der Biosphäre wird die Luftschicht verstanden, die sich vom Boden bis etwa 1000 m über Grund erstreckt. Über einem flachen Gelände, das häufig starken Winden ausgesetzt ist, sind über weite Gebiete hinweg gleichartige meteorologische Verhältnisse zu erwarten. In Gebieten mit starker topographischer Gliederung, wie sie in großen Teilen des mittel- und süddeutschen Raumes anzutreffen sind, treten jedoch schon in engbenachbarten Landschaften merkliche Unterschiede in der vertikalen Verteilung der Lufttemperatur und des Windes auf. Somit sind in diesen Gebieten auch unterschiedliche Auswirkungen auf das Klima zu erwarten /5-13/. Mit Hilfe von Modellen (SAUNA) kann gezeigt werden, daß sich

bei der Naßkühlung die Temperatur- und Feuchteerhöhungen auf einen kleinen Raum der Gesamtatmosphäre beschränken und die Änderung der Bodenwerte vernachlässigbar sind. Lärm, zusätzlicher Niederschlag und Beschattung führen in unmittelbarer Umgebung von Kühltürmen zu Belästigungen, wobei von der meteorologischen Seite her Gebiete in den Hauptwindrichtungen besonders betroffen sind. Besondere Beachtung sind den das Landschaftsbild störenden großen Kühlturmabmessungen zusammen mit den sichtbaren Abluftfahnen zu schenken, die bei kalten und feuchtigkeitsreichen Wetterlagen über 15-20 km zu sehen sind. Prinzipiell können folgende Wirkungen durch Naß- und Trockenkühltürme hervorgerufen werden /5-15/:

Unmittelbare Wirkungen

Erhöhung der Lufttemperatur	
Zunahme der Luftfeuchtigkeit	(N)
Schwadenbildung	(N)
Beschattung	(N)
Veränderung der Strahlungsbilanz	(N)
Ablenkung der Windbewegung	

in Sonderfällen:

Niederschlag aus dem Schwaden	(N)
Glatteisbildung	(N)
Sichtverschlechterung in Bodennähe	(N)

Mittelbare Wirkungen

Verbesserte Durchmischung	
Durchbrechen austauschbehindernder Inversionen	
Ausbreitung von Kaminabluft	
Anregung von Quellwolkenbildung	
Verstärkung bestehender Niederschlagsneigung	
Auslösung von Schauerniederschlägen und Gewittern	
Verlängerung der Andauer natürlichen Nebels	(N)
Verteilung von Beimengungen des Kühlwassers	(N)
Veränderung des bodennahen Windfelds	
Einfluß auf überörtliche Klimaeigenschaften	

(N) - Nur für Naßkühltürme zutreffend.

Lärm

Die wichtigsten Geräuschquellen eines Kraftwerks sind:

- Brennstoffversorgung
Bahnanlieferung, Bagger- und Bandanlagen
- Kesselhaus mit Kohlemühle
- Rauchgasbehandlung mit Rauchgasentstaubung, Rauchgas-
entschwefelungsanlage, Saugzuggebläse und Kamin
- Maschinenhaus
Turbine, Speisewasserpumpe, Dampfstation und Kondensator
- Kühlanlagen

Bei einem Kraftwerk, das dem heutigen Stand der Technik entspricht, sind die Lärmemissionen durch Kapselung, Schallschutztunnel, Schallschutzgebäude und Schalldämpfer erheblich verringert. Ein solches Kraftwerk mit 600 MW elektrischer Leistung kann die Immissionsrichtwerte für ein reines Wohngebiet (50 dB(A) bei Tag) bzw. 35 dB(A) bei Nacht) schon bei einem Schutzabstand von 500 m einhalten /5-16/.

5.1.1.2.2 Umweltbereich Wasser

Die Gewässerbelastung durch Schadstoffeinleitung aus fossil befeuerten Kraftwerken ist unbedeutend. Zukünftig ist jedoch zu beachten, daß durch den verstärkten Einsatz von Rauchgasreinigungsanlagen (SO_2 - und/oder NO_x -Abscheidung) eine Verlagerung von Luftemissionen über das Abwasser dieser Anlagen in die Gewässer stattfinden kann.

Die durch Kraftwerke verursachte Abwärmebelastung der Gewässer wurde in Punkt 5.1.1.2.1 mitabgehandelt.

5.1.1.2.3 Umweltbereich Boden

Bei Kohlekraftwerken fallen große Mengen an Feststoffen an, bei einem Mittellast 750 MW Block ca. $10^5 \text{ m}^3/\text{Jahr}$ /5-17/. Man kann unterscheiden in

- Kesselraumasche
- Flugasche
- Gips oder Sulfitschlämme aus der Rauchgasentschwefelungsanlage
- Schlamm aus der Kühlturmzusatzwasseraufbereitung.

Die unter trocken entaschten Kesseln anfallenden Aschemengen teilen sich wie folgt auf:

- Brennkammer:
Bei Kohlen mit normalem Aschegehalt 7-20 % (bis zu 30 % und mehr bei Ballastkohle und beim oder nach dem Reinigen der Brennkammer-Heizflächen).
- 2. Zug (Luvo-Eco): 3-8 %.
- Elektrofilter: 70-90 %.

Bei Schmelzkammerkesseln fallen je nach Bauart 50 bis 85 % des Ascheaustrages bei Primäreinbindung als Granulat und ca. 15 bis 50 % als Filterstaub an. Da bei flüssig entaschten Kesseln der Flugstaub jedoch fast immer in die Brennkammer zurückgeführt wird, fallen ca. 100 % der Asche als Granulat an /5-2/.

In der Bundesrepublik Deutschland lag der gesamte jährliche Anfall von Schmelzkammergranulaten und Flugaschen aus Steinkohlenfeuerungen 1974 bei etwa 5 Millionen t, von denen rund die Hälfte einer Weiterverwendung zugeführt werden konnte. Einen Überblick über die Verwendung und Anforderungen an Kraftwerksnebenprodukte gibt Tab. 5-2.

Kraftwerksnebenprodukt	Verwendung im Bauwesen als zur	Anforderungen nach
1. Steinkohlenflugasche	1.1 Betonzusatzstoff	"Richtlinie für die Erteilung von Prüfzeichen für Steinkohlenflugasche als Betonzusatzstoff nach DIN 1045"
	1.2 Flugaschezement Herstellung	
	1.3 Portlandzementklinker Herstellung	
	1.4 Mauerstein Herstellung	bauaufsichtl. Zulassung der Mauersteine
	1.5 Leichtzuschlag Herstellung	DIN 4226 Bl 2 (Dez.71)
	1.6 Füller in bituminösen Tragschichten	Merkblatt für die Prüfung von Gesteinsmehlen und anderen feinkörnigen Stoffen für den Bau bituminöser Straßen und für verwandte Gebiete
2. Braunkohlenflugasche	2.1 Füller in bituminösen Tragschichten	
	2.2 Schottmaterial für Straßendämme	
3. Schlackengranulat	3.1 Betonzuschlag	DIN 4226 Bl 1 (Dez 71)
	3.2 Zuschlag für Mauersteine	bauaufsichtl. Zulassung der Mauersteine
	3.3 Sande in bituminösen Tragschichten	Merkblatt für die Prüfung von Gesteinsmehlen und anderen feinkörnigen Stoffen für den Bau bituminöser Straßen und für verwandte Gebiete
	3.4 Filtermaterial um Entwässerungsleitungen	
4. Rostschlacke	4.1 Schuttmaterial für Straßendämme	
5. Müllverbrennungsschlacke	5.1 Betonzuschlag	bauaufsichtliche Zulassung
	5.2 Schuttmaterial für Straßendämme	
6. Calciumsulfat aus der Rauchgasentschwefelung	6.1 Erstarrungsregler im Zement	
	6.2 Baugips	DIN 1168
	6.3 Straßenbaustoff	

Tab. 5-2: Kraftwerksnebenprodukte, Anforderung und Verwendung
/5-18/

Auf der Grundlage von Befragungen, welche die VGB zur Erfassung der Tendenzen bei der Verwertung von Verbrennungsrückständen in den Jahren 1965, 1970, 1974, 1975 und 1976 durchführte, konnten die in Tab. 5-3 aufgeführten Durchschnittswerte ermittelt werden /5-19/.

Feuerungsanlage		Jahr	Aschenmenge (kg/TJ Inp.)			Verwertung (%)
Brennstoff	Feuerungs- art		Grobasche	Flugasche	Gesamt	
Steinkohle	Schmelz- feuerung	1970	5 293,5	854,2	6 147,6	76.0
		1974	5 812,8	597,6	6 410,4	53.6
		1976	4 956,1	752,0	5 708,1	67.3
	Trocken- feuerung	1970	866,6	3 323,0	4 189,6	42.3
		1974	674,2	3 196,8	3 870,9	38.5
		1976	542,9	2 990,3	3 533,2	41.6
	Rost- feuerung	1970	4 164,3	284,9	4 449,2	94.1
		1974	4 679,4	387,5	5 066,9	82.9
		1976	6 608,9	849,7	7 458,6	83.5
Braunkohle	Trocken- feuerung	1970	2 659,1	7 131,6	9 790,8	4.7
		1974	1 691,7	7 758,4	9 450,1	1.6
		1976	1 850,4	7 399,6	9 250,0	1.8
Müll	Rost- feuerung	1970	-	-	-	-
		1974	42 543	3 834	46 377	27,5
		1976	39 609	6 403	46 012	20.3

Tab. 5-3: Ascheanfall in Kraftwerken, sowie deren Verwertung

Aus ihr ist ersichtlich, daß nur etwa 50 % der anfallenden Kraftwerksnebenprodukte verwertet werden können. Der Rest muß deponiert werden. Dies stellt bei Braunkohlenkraftwerken üblicherweise kein Problem dar, da hier die Verbrennungsrückstände gegenüber dem zur Förderung im nahegelegenen Tagebau notwendigen Versatz mengenmäßig nicht ins Gewicht fällt. Bei den übrigen Kraftwerken ist die Suche nach einem geeigneten Gelände schwieriger.

Die Deponierung von Kraftwerks-Nebenprodukten ist nach dem Abfallbeseitigungsgesetz genehmigungspflichtig. In Voruntersuchungen muß geprüft werden, ob eine Deponie an diesem Standort nicht zu vertretbaren sekundären Umweltbelästigungen führt. Die bei der Deponierung von Rückständen auftretenden Probleme lassen sich vorwiegend drei Bereichen zuordnen:

Wasserwirtschaft

Bautechnische Maßnahmen

Weiterverwendung des Geländes.

Primär werden die Wasserverhältnisse im vorgesehenen Deponiegelände durch das Zusammenwirken von Niederschlag, Wind, Temperatur und Entwässerungsverhältnissen bestimmt. Auswirkungen der geplanten Deponie auf die Grundwasserverhältnisse, auf das Mikroklima und auf die Immission müssen durch Gutachten und Untersuchungen im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens ermittelt werden. Ob eine Beeinflussung der Gewässerqualität zu erwarten ist, läßt sich durch Auslaugungsversuche, in denen die Komponenten und ihre Konzentration bestimmt werden, ermitteln /5-2/. In bezug auf die Löslichkeit von Spurenelementverbindungen aus deponierten Flugstäuben wird dargelegt, daß das Schüttelverfahren nach den "Deutschen Einheitsverfahren" zwar für Vergleichszwecke geeignet ist, jedoch das Verhalten einer Aschedeponie in der Praxis nicht ausreichend beschreibt. Läßt man dagegen Wasser durch Flugstaub in einer Säule sickern, so zeigt sich erstens, daß der Flugstaub das Wasser im Porenraum weitgehend zurückhält, und zweitens, daß nach kurzer Zeit die Konzentrationen an Spurenelementverbindungen im Eluat unter Werte fallen, wie sie in der Trinkwasserverordnung /5-88/ festgelegt worden sind /5-89/.

5.1.1.3 Technische Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen

Die Emissionsminderung kann durch primäre und/oder sekundäre Maßnahmen bewirkt werden. Als primär werden alle Maßnahmen bezeichnet, die durch eine Brennstoffreinigung oder durch konstruktive Änderungen an den Brennkammern, Brennern, Brenneranordnung und der Rauchgas- und Verbrennungsluftführung eine Emissionsminderung bewirken sollen. Demgegenüber spricht man bei der Rauchgasreinigung von einer sekundären Maßnahme.

Die Möglichkeiten der Emissionsminderung ist je nach Schadstoff- und Feuerungsart sehr unterschiedlich.

5.1.1.3.1 Staub

Einen Überblick über Stand und Entwicklungstendenzen auf dem Gebiet der Staubabscheidetechnik wird in /5-20/ gegeben. Durch den sich verstärkenden Weltkohlehandel besteht eine Tendenz Kohlekraftwerke für einen zunächst nichtspezifischen Brennstoff zu planen, um die jeweils billigste Kohle einsetzen zu können. Für ein Elektrofilter hat dieses zur Konsequenz, daß es für den Brennstoff dimensioniert werden muß, der erwartungsgemäß die schwierigsten Bedingungen zur Folge haben wird. Es handelt sich hierbei einerseits um Brennstoffe mit extrem hohem Aschegehalt und andererseits um für das Elektrofilter chemisch ungünstige Voraussetzungen, z.B. geringe Feuchtigkeit, niedriger Schwefelgehalt, niedriger Natriumgehalt und dgl. Der hohe Aschegehalt bedingt einen hohen Abscheidegrad, wodurch der Wert "Wandergeschwindigkeit x spezifische Niederschlagsfläche" sehr hoch wird. Wegen der ungünstigen chemischen Verhältnisse sowie der ungünstigen Relation Säuregehalt zu Aschemenge, arbeitet das Elektrofilter mit sehr niedriger Wandergeschwindigkeit. Dieses bedeutet eine große spezifische Niederschlagsfläche, was zur Folge hat, daß Elektrofilter extrem groß werden müssen /5-21/.

In der Vergangenheit wurden mit den Kaltgasfiltern teilweise schlechte Erfahrungen gesammelt. Die Ursache liegt im wesentlichen in Konstruktionsdetails, die ein einwandfreies Abreinigen der Filter-Niederschlagsflächen nicht ermöglichen.

Brennstoffe, wie oben geschildert, haben einen sehr hohen ohmschen Staubwiderstand mit der Folge, daß sie an der Niederschlagsfläche ihre Ladung nicht abgeben und somit an der Niederschlagsplatte stark haften. Nur Konstruktionen mit einem sehr effektiven Abreinigungsmechanismus können Stäube aus oben geschilderten Brennstoffen abscheiden. Hierbei ist nicht nur die Einbringungen eines hohen Schlagimpulses von Bedeutung, sondern auch die Tatsache, daß durch günstige Formgebung und Befestigung der Niederschlagselektroden diese hohen Beschleunigungswerte am gesamten Plattenverband auftreten.

Diese geschilderten teilweise negativen Erfahrungen mit Kaltgas-Filtern sowie die Tatsache, daß diese unter ungünstigen Voraussetzungen extreme Größen annehmen, ließen in den vergangenen Jahren nach Alternativen Ausschau halten. Eine Alternative zur Überwindung der Hochohmigkeit von Stäuben scheint das Heißgas-Filter zu sein, das nicht im üblichen Temperaturbereich von 120 °C bis 150 °C hinter dem Luvo (Luftvorwärmer) angeordnet ist, sondern vor dem Luvo in einem Temperaturbereich in der Größenordnung von 300 °C-400 °C arbeitet /5-21/.

Zur Verbesserung der Kaltgasentstaubung bieten sich zum Teil in Abhängigkeit von der Flugaschenbeschaffenheit verschiedene Möglichkeiten an:

- Nachrüstung zusätzlicher Entstauber /5-22/
- Rauchgaskonditionierung durch Wasser, SO_3 , NH_3 oder Feststoff-Zugabe
- Konstruktive und verfahrenstechnische Maßnahmen

Die apparativ und regelungstechnisch einfachste Lösung zur Senkung des elektrischen Widerstandes ist die Wassereindüsung in den Rauchgasstrom vor dem Luvo /5-23/. Von Nachteil ist jedoch der relativ hohe Wasserbedarf sowie die dadurch

bewirkte Verschlechterung des Kesselwirkungsgrades. Die Eindüsung von Wasser zwischen Luvo und Filter vermeidet diesen Nachteil. Entsprechende Versuche im Großkraftwerk Mannheim verliefen positiv /5-24/.

Dem vorhandenen E-Filter wurden eine Sprühstrecke und ein weiteres E-Filter nachgeschaltet. Durch das Einsprühen von Rheinwasser wurde die Abgastemperatur von etwa 150 auf 90 °C verringert, dabei verringerte sich der Staubgehalt des Rauchgases von rund 900 auf 20 mg/m³. Auch nach dem Ausschalten des E-Filters vor der Sprühstrecke konnte durch das nachgeschaltete Filter mit Wasserkonditionierung ein Reingasstaubgehalt von rund 30 mg/m³ eingehalten werden.

Die Rauchgaskonditionierung durch SO₃-Zugabe ist ein seit langem bekanntes Verfahren. Es genügen bereits kleinste Mengen (ca. 30 ppm), um eine drastische Widerstandsabsenkung zu erreichen. Obwohl bei der Handhabung von SO₃ sich in der Praxis zunächst allg. Schwierigkeiten einstellten, ist ein entsprechendes Verfahren im Kraftwerk Barbara der Saarbergwerke AG bislang mit positiven Erfahrungen im Einsatz /5-23/. Hier konnte durch geringe Mengen SO₃ (15 bis 5 ppm) eine Absenkung des Reingas-Staubgehaltes von etwa 1000 auf unter 50 mg/m³ erreicht werden, selbst nach Abschalten der SO₃-Eindüsung hielt der konditionierende Effekt noch eine zeitlang an. Über die Rauchgaskonditionierung durch Zugabe von NH₃ und Feststoffen wie NaCl, Na₂CO₃ und Na₂SO₄ liegen bisher nur geringe Erfahrungen vor /5-25/. Die kommerzielle Einsetzbarkeit ist noch abzuklären.

Insgesamt kann man sagen, daß die Entstaubungstechnik einen so hohen Stand erreicht hat, daß bei Neuanlagen die Reingasemission nur noch Feinstaub enthält. Die weitere Entwicklung ist deshalb gezielt auf Verbesserungen im Feinstaubbereich gerichtet. Ein besonderes Anwendungspotential dürfte hier für filternde Abscheider bestehen, mit denen bei relativ geringem Aufwand Reingaskonzentrationen von wenigen mg/m³ erreicht werden können. Das sind Zielwerte, die bei der ständig zunehmenden Belastung der Umwelt mit persistenten und akkumu-

lierenden Schadstoffen schon in der näheren Zukunft in das Blickfeld rücken werden.

Zur Theorie von Faserfiltern sei auf /5-26/ verwiesen. Eine Übersicht über den Stand der Anwendung von Gewebefiltern gibt /5-27/. Über den Einsatz von Schlauchfiltern im Kraftwerk Siersdorf berichtet /5-28/. Die Filterleistung war stets zufriedenstellend. Schwierigkeiten traten auf bei der Schlauchhaltungs-konstruktion. Ungeklärt ist weiterhin, ob der Druckverlust über die Reisezeit ständig zunimmt oder aber einem Grenzwert zustrebt.

5.1.1.3.2 Schwefeldioxid, SO_2

Zur Senkung der SO_2 -Emission aus fossil befeuerten Kraftwerken stehen alternative Technologien zur Verfügung:

- Brennstoffentschwefelung
- Rauchgasentschwefelung

Steinkohle enthält Schwefel in verschiedenen Bindungsformen. Er liegt vor als

- elementarer Schwefel
- Sulfat-Schwefel
- organischer Schwefel
- sulfidischer Schwefel (Pyrit)

In deutscher Steinkohle kommt elementarer Schwefel nicht vor, der Sulfat-Schwefelgehalt ist kleiner 0,1 %. Der organisch gebundene Schwefelgehalt beträgt im Mittel 0,8 %. Dieser Schwefel kann durch mechanische aufbereitungstechnische Maßnahmen nicht abgetrennt werden. Allein der im Pyrit gebundene Schwefel (ca. 1 %) ist solchen Maßnahmen zugänglich. Die Verfahrenstechnik hierzu ist weitgehend gelöst, und es gelingt so, den Schwefelgehalt der Kraftwerkskohle von 13 auf 10 g/kg SKE zu senken /5-35/.

- Rauchgasentschwefelung (RGE)

Bei den Bemühungen um einen verbesserten Immissionsschutz stand die RGE jahrelang im Mittelpunkt der Diskussion. Dies führte zu umfangreichen systemanalytischen Untersuchungen über die Einsatzfähigkeit und Kosten dieser Verfahren /5-29, 5-30/. Die Diskussion um die technische Realisierbarkeit ist heute als abgeschlossen anzusehen. Weltweit sind etwa 100 verschiedene Verfahren bekannt. In den USA beispielsweise waren Ende 1978 49 Rauchgasentschwefelungsanlagen mit einem Leistungsäquivalent von über 18000 MW (elektrische Kraftwerksleistung) in Betrieb /5-31/. Bis Ende 1985 sollen in den USA 133 RGE-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 58 GW (elektrischer Kraftwerksleistung) in Betrieb sein /5-32/. In Japan sind die Bemühungen um eine Verbesserung der Luftqualität noch weiter fortgeschritten. Ende 1977 waren dort bereits 562 RGE-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 30 GW (elektrischer Kraftwerksleistung) installiert /5-33, 5-34/. Der Anwendungsstand der RGE in Kraftwerken der Bundesrepublik Deutschland ist aus der Tab. 5-4 /5-32/ ersichtlich.

Die RGE-Verfahren können klassifiziert werden (vgl. Tab. 5-5 und Abb. 5-3) in

- Trocken-Regenerativ-Verfahren
- Naß-Regenerativ-Verfahren
- Throw-away-Verfahren
- Waschverfahren mit verwendbarem Endprodukt

Bei den in der Bundesrepublik Deutschland dominierenden Kalkwaschverfahren (vgl. Tab. 5-4) werden die Rauchgase mittels einer Kalk- oder Kalksteinsuspension gewaschen. Ein Teilstrom der im Kreislauf geführten Waschflüssigkeit wird ausgeschleust und bei den Throw-away-Verfahren einem Eindicker zugeführt. Der aus dem Eindicker abfließende Sulfit- und Sulfatschlamm wird dann deponiert. Bei den Gipsverfahren wird der Teilstrom zunächst einer Oxidationsstufe zugeführt. Nach einer Entwässerungs- und Trocknungsstufe wird dann das trockene wiederverwendbare Endprodukt Gips isoliert (vgl. auch Abb. 5-4). Die einzelnen Kalk- bzw. Kalksteinverfahren unterscheiden sich im

	Betreiber/ Standort	Kraftwerks- Kapazität (MW) Brennstoff	Entschwefelungs- Kapazität (MW)	Entschwefelungs- verfahren	Inbetrieb- nahme
Prototyp- Anlagen	Steag/Lünen	Kohle	40	Bischoff Kalkwäsche/Schlamm	1971 (1973 Versuchspro- gramm beendet)
		Kohle	40	Bergbauforschung Aktivkohle/Schwefel	1974
	Saarbergwerke/ Weiher II	Kohle	40	Saarberg-Hölter Kalkwäsche/Gips	1974
	Heizwerk Köln	Öl	10	Walther Ammoniak/ Ammonsulfat	1977 (1978 Versuchspro- gramm beendet)
	Großkraftwerk Mannheim	Kohle	10		1979
Betriebs- anlagen	NWK/ Wilhelmshaven	700 Kohle	140	Bischoff Kalkwäsche/Schlamm	1977
			350		1982
	Saarbergwerke/ Weiher III	700 Kohle	170	Saarberg-Hölter Kalkwäsche/Gips	1979
			170		1982
	VKR/ Scholven F	740 Kohle	185	Thyssen-Mitsubishi Kalkwäsche/Gips	1979
			370		1983
	Preag/ Mehrum	700 Kohle	230	Babcock-BSH-Kawasaki Kalkwäsche/Gips	1981
			230		1984
	Steag/ Bergkamen A	750 Kohle	400	Steinmüller-Chemico Kalkwäsche/Gips	1981
			200		1984
	BEWAG/ B-Lichterfelde	450 Öl	150	Saarberg-Hölter Kalkwäsche/Gips	1982
			150		1983
	Saarbergwerke/ Völklingen	230 Kohle	230	Saarberg-Hölter Kalkwäsche/Gips	1982
	Steag/ Voerde A	750 Kohle	260	Steinmüller-Chemico Kalkwäsche/Gips	1982
			260		1985
	Steag/ Voerde B	750 Kohle	260	Steinmüller-Chemico Kalkwäsche/Gips	1983
			260		1986
	Saarbergwerke/ Bexbach	750 Kohle	280	Saarberg-Hölter Kalkwäsche/Gips	1985
			280		1988

Tab. 5-4: Rauchgasentschwefelungsanlagen in Kraftwerken der Bundesrepublik Deutschland /5-32/

	Rauchgas- behandlung	Weiterver- arbeitung	Endprodukt	Verfahrens- klasse
Rohgas (ent- staubt)	Sorption Naß/ Trocken	Regeneration	SO ₂ -Reichgas Schwefel Schwefelsäure	Trocken- Regenerativ
				Naß- Regenerativ
	Wäsche	Eindick- stufe	Sulfit- Schlamm	Throw- away
		Oxydation	Gips Ammonsulfat	Waschverf. mit verwendb. Endprodukt

Tab. 5-5: Klassifikation der RGE-Verfahren

wesentlichen durch /5-92/:

- die Art des verwendeten Additivs zur Verbesserung der Absorptionsbedingungen und zur Vermeidung von Anbackungen
- den pH-Wert
- das Flüssigkeits-/Gasverhältnis
- Kreislaufführung der Waschflüssigkeit
- die konstruktive Auslegung des Absorbers und sonstiger Aggregate

Die Gefahr von Anbackungen oder Verkrustungen sowie das etwas ungünstige Absorptionsverhalten der Kalkwaschverfahren wird bei den sog. Doppelalkaliverfahren vermieden. Darunter versteht man Verfahren, bei denen das Rauchgas mit Waschlösungen mit besseren Lösungs- und Absorptionseigenschaften, z.B. Natronlauge, behandelt wird. Ein Teilstrom der im Kreislauf geführten und Sulfat- beladenen Waschflüssigkeit wird ausgeschleust und mit Kalk in Kontakt gebracht, wodurch eine Gips suspension entsteht. Die hierdurch zurückgewonnene Natronlauge wird wieder dem Kreislauf zugeführt. Die bekannten Nachteile der Naßverfahren, Abwasseranfall und Rauchgaswiederaufheizung, können bei

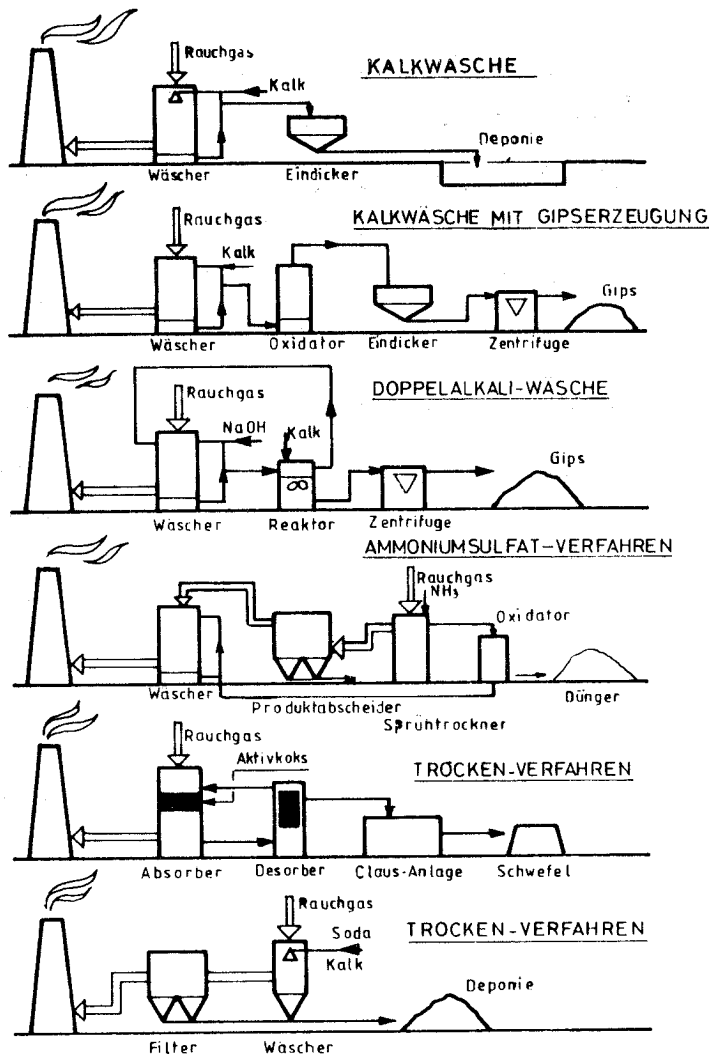


Abb. 5-3: Grundprinzipien der Entschwefelungsverfahren /5-92/

Einsatz von Trocken - Regenerativ - Verfahren vermieden werden. Diese Verfahren sind jedoch großtechnisch noch nicht verfügbar.

Aus Tab. 5-4 wird deutlich, daß Kalkwaschverfahren mit Gips als Endprodukt dominieren. Offensichtlich sind diese die derzeit kostengünstigsten Verfahren. Die Throw-away-Verfahren haben in der Bundesrepublik Deutschland kaum Chancen auf großtechnischen Einsatz, da entsprechend große Deponiegelände in Kraftwerksnähe nicht zur Verfügung stehen. Dies dürfte mit ein Grund dafür gewesen sein, daß bei der Erweiterung der entsprechenden Anlage in Wilhelmshaven dieses Verfahren (Bischoff) auf die Erzeugung von Gips anstelle des Sulfit-Schlammes umgestellt wird. Gips als Endprodukt der RGE-Anlagen ist im deutschen Markt offensichtlich gut unterzubringen. Der Gipsverbrauch betrug in

der Bundesrepublik Deutschland 1978 insgesamt etwa $5 \cdot 10^6$ t, von denen ca. $3 \cdot 10^6$ t zu Baugipsen verarbeitet wurden. Die restlichen $2 \cdot 10^6$ t werden in der Zementindustrie als Erstarungsregler eingesetzt. Davon sollen bis zu 500000 t mit RGE-Gips substituierbar sein. Wird der zementgebundene Estrich durch RGE-Gips substituiert, ergibt sich ein Einsatzpotential von ca. 1×10^6 t. Für den im Hochbau eingesetzten Gips werden hohe Qualitätsanforderungen gestellt. Der Einsatz von RGE-Gips ist daher nur beschränkt und nach entsprechenden weiteren Aufbereitungsstufen möglich /5-37, 5-41, 5-42/. Geht man vom Kohlevertrag zwischen dem Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus und der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) aus ergibt sich für 1990 ein Steinkohleeinsatz für Verstromung von ca. 55×10^6 t /5-38/ und bei Einsatz nur eines Verfahrens (bei einem mittleren Schwefelgehalt der Kohle von 1,5 % und einer 77 %igen Entschwefelung sowie einem Ascheeinbindungsgrad von 5 %) ein Gipsanfall von ca. $3,2 \times 10^6$ t. Im Hinblick auf das oben angeführte Einsatzpotential von RGE-Gips erscheint es daher angezeigt, für zukünftige RGE-Anlagen auch Verfahren mit anderen Endprodukten z.B. Ammoniumsulfat oder Schwefel heranzuziehen.

Ein Verfahren mit Endprodukt Ammoniumsulfat wurde von der Firma Walther & Cie. AG entwickelt (vgl. Abb. 5-5).

Dem entstaubten Abgas des Kraftwerkskessels wird vor Eintritt in die Anlage Ammoniak zugesetzt. Das Gasgemisch durchströmt zunächst ohne Reaktion einen Sprühtrockner, dann ein Elektrofilter, danach einen Wärmetauscher und tritt schließlich bis wenig über die Wäschertemperatur abgekühlt in die erste Waschstufe ein. Nach weitgehender Tropfenabscheidung durchströmt es eine zweite Waschstufe und verläßt schließlich nach nochmaliger Tropfenabscheidung über den vorerwähnten Wärmeaustauscher wieder aufgeheizt die Anlage zum Schornstein. In der ersten Waschstufe erfolgt die Reaktion zwischen Ammoniak und den sauren Gaskomponenten, die anschließend als Salze in der im Wäscher gebildeten Waschlösung vorliegen. Da hier nur ein kleiner Teil des primär gebildeten Ammonsulfits zu dem Endprodukt Ammonsulfat oxydiert wird, wird ständig ein bestimmter Teilstrom des Wäscherkreislaufs aus diesen entnommen und

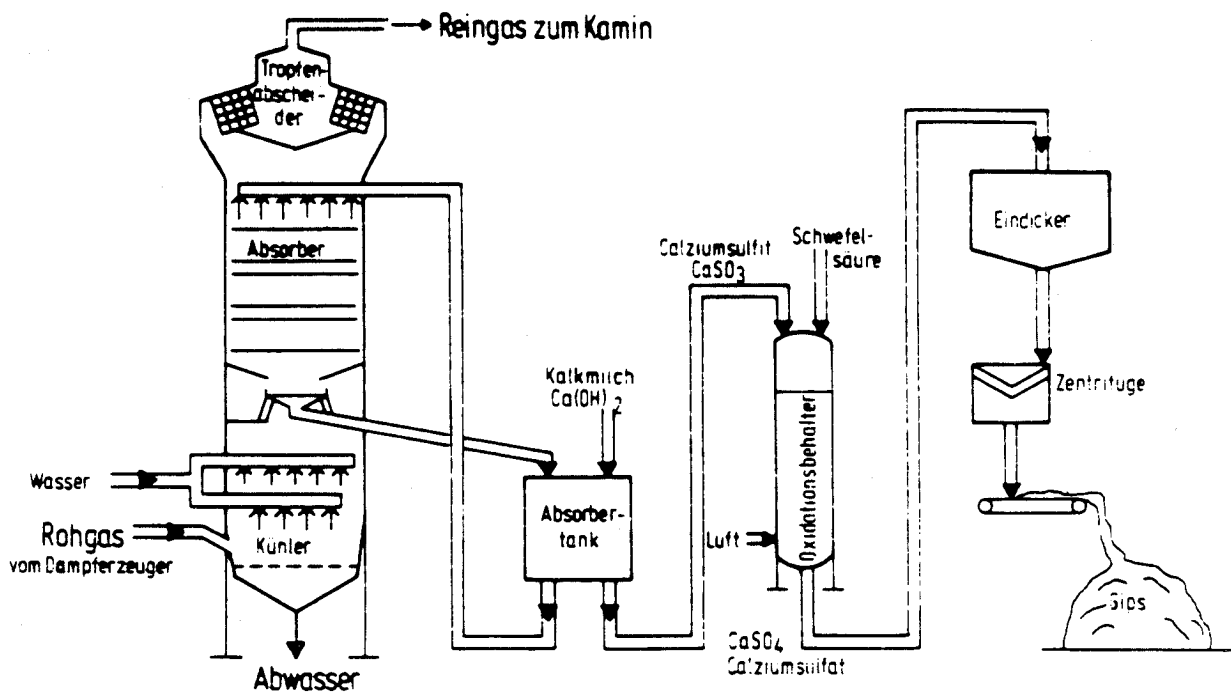


Abb. 5-4: Fließschema eines Kalkwasserverfahrens mit Gips als Endprodukt /5-32/

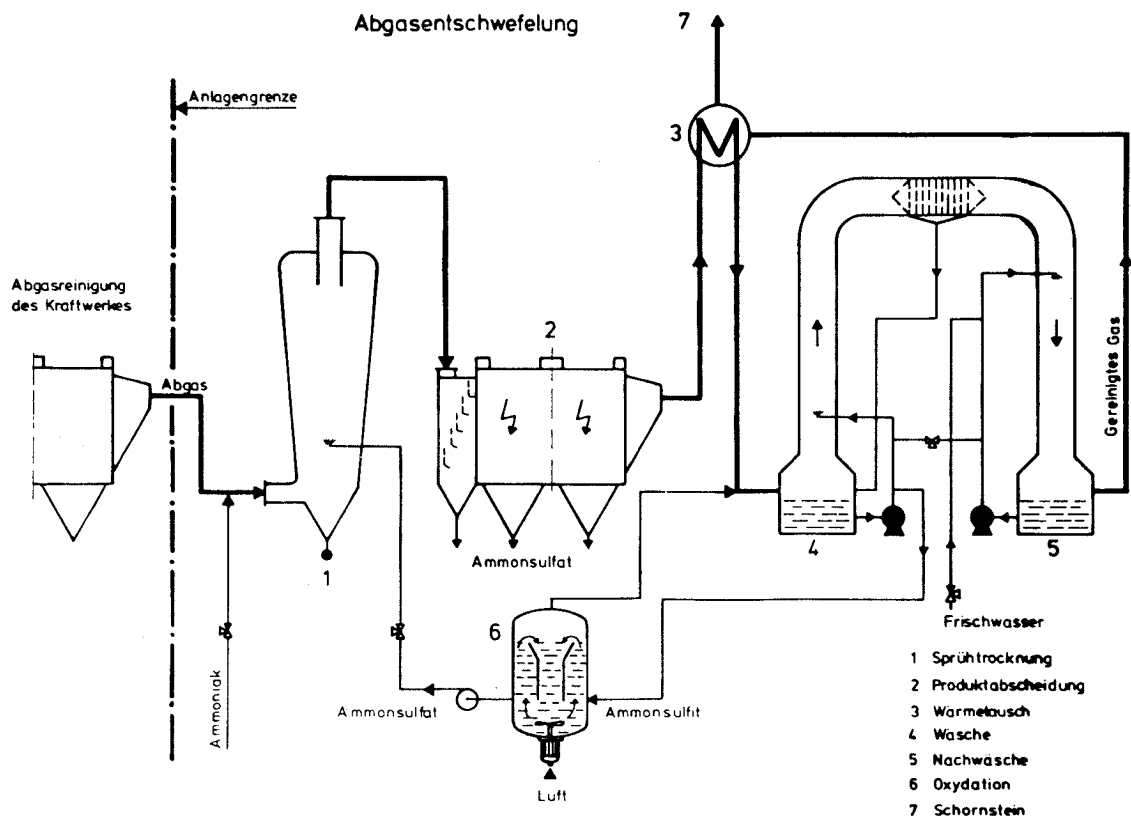


Abb. 5-5: Fließschema des Walther-Verfahrens /5-93/

einer Oxydationsstufe zugeführt /5-93/.

Vorteile des Verfahrens sind

- Endprodukt ist als Düngemittel verwendbar
- Es fällt kein Abwasser an
- Eine Wiederaufheizung der gereinigten Rauchgase entfällt.

Lange Zeit wurde die RGE von den Kraftwerksbetreibern unter Hinweis auf die hohen Kosten abgelehnt.

Immerhin sind bei einem Steinkohlekraftwerk für eine Rauchgasentschwefelungsanlage Investitionen in Höhe von

ca. 180 DM/kW_{el}

entschwefelter Kraftwerkskapazität zu erbringen. Dies führt zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten bei Mittellast von ca. 1,5 Pfennig, pro kWh, inklusiv der variablen Kosten.

Allerdings, so wird in /5-32/ ausgeführt, kann dies im Strommischpreis nur zu einer Erhöhung um ca. 0,2 Pfennig/kWh führen.

Die Frage, ob der gleichzeitige Einsatz von Brennstoffentschwefelung und Rauchgasentschwefelung sinnvoll ist, kann nur im Einzelfall entschieden werden. Nach /5-39, 5-40/ sind durchaus kostenminimale Kombinationen denkbar.

5.1.1.3.3 Stickstoffoxide, NO_x

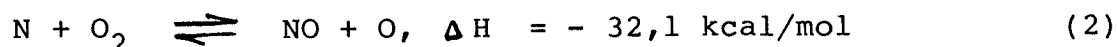
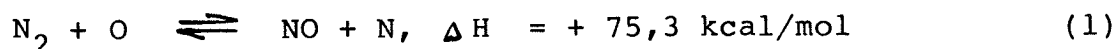
Die Bildung von Stickoxiden ist kein einfacher, durch wenige Gleichungen zu beschreibender Vorgang. Die komplexe Natur der beteiligten Reaktionen hat eine geschlossene Theorie der Stickoxidentstehung bisher (noch) verhindert. Aus zahlreichen grundlegenden Untersuchungen sind die Zusammenhänge jedoch zumindest qualitativ recht gut bekannt /5-43, 5-38/.

Es scheint sich im wesentlichen um drei Abläufe zu handeln:

Ablauf I: Bildung von "Thermischem NO_x"
 Ablauf II: Bildung von "Promptem NO_x"
 Ablauf III: Bildung von "Brennstoff-NO_x"

Ablauf I

Bei entsprechend langer Verweilzeit der Verbrennungsgase oberhalb etwa 1500 - 1600 °C und in Abhängigkeit vom örtlichen O₂-Partialdruck in der Flamme entsteht die Hauptmenge des "Thermischen NO_x" gemäß dem sogenannten Zeldovich-Mechanismus /5-50, 5-59, 5-61/ nach den Reaktionen (1) und (2):



Die Reaktion (1) ist sehr stark temperatur- und verweilzeitabhängig und als langsamste geschwindigkeitsbestimmend. Die Bildungsgeschwindigkeit des Stickstoffoxids ist daher proportional zur Konzentration des atomaren Sauerstoffs und des molekularen Stickstoffs.

Ablauf II

"Promptes NO_x" wird bereits während der Brennstoffumsetzung infolge eines Überschusses an Sauerstoffatomen gebildet.

Nach Fenimore /5-63/ wird unter der Bezeichnung "Promptes Stickoxid" NO während des Verbrennungsprozesses in brennstoffreichen Zonen mit Hilfe der freien Radikale der Reaktionskette



gebildet, wobei N weiter mit O₂ oder mit O reagiert.

Ablauf III

Der im Brennstoff gebundene Stickstoff kann ebenfalls erheblich zur Stickoxidbildung beitragen /5-63, 5-65/. Schweres Heizöl enthält etwa 0,3 %, Kohle zwischen 1 % und 1,75 % (bezogen auf wasser- und aschefreie Kohle) Stickstoff¹⁾. Dieser brennstoffgebundene Stickstoff ist chemisch nicht so stark gebunden wie der molekulare Stickstoff. Gewöhnlich wird der Brennstoffstickstoff bei mäßiger Temperatur relativ leicht freigesetzt. Mit steigendem Brennstoffstickstoffgehalt erhöht sich auch die emittierte NO-Menge, jedoch degressiv, d.h. die spezifische Umsetzung von Brennstoffstickstoff zu NO fällt mit höher werdendem Gehalt. Nach Blakeslee und Burbach /5-62/ beträgt der N-Umsatz bei Öl mit 2 % Stickstoff 43 % und bei Öl mit 1 % Stickstoff 30 %. Bei schwerem Heizöl rechnet man im Mittel mit einer Umsetzung des gebundenen Stickstoffes von etwa 45 %. Bei Kohle setzt sich der Brennstoffstickstoff je nach Stickstoffgehalt und anderen Bedingungen zu etwa 20-50 % zu NO um.

Bei der Kohleverbrennung wird ein Teil des Brennstoffstickstoffs in der Gasphase nach Ausgasung der flüchtigen Bestandteile und ein Teil bei der Verbrennung des Teers in NO umgewandelt. Eberius und Just /5-66/ schlagen für brennstoffgebundenen Stickstoff als Reaktionsablauf der NO-Bildung bzw. des NO-Abbaus vor:



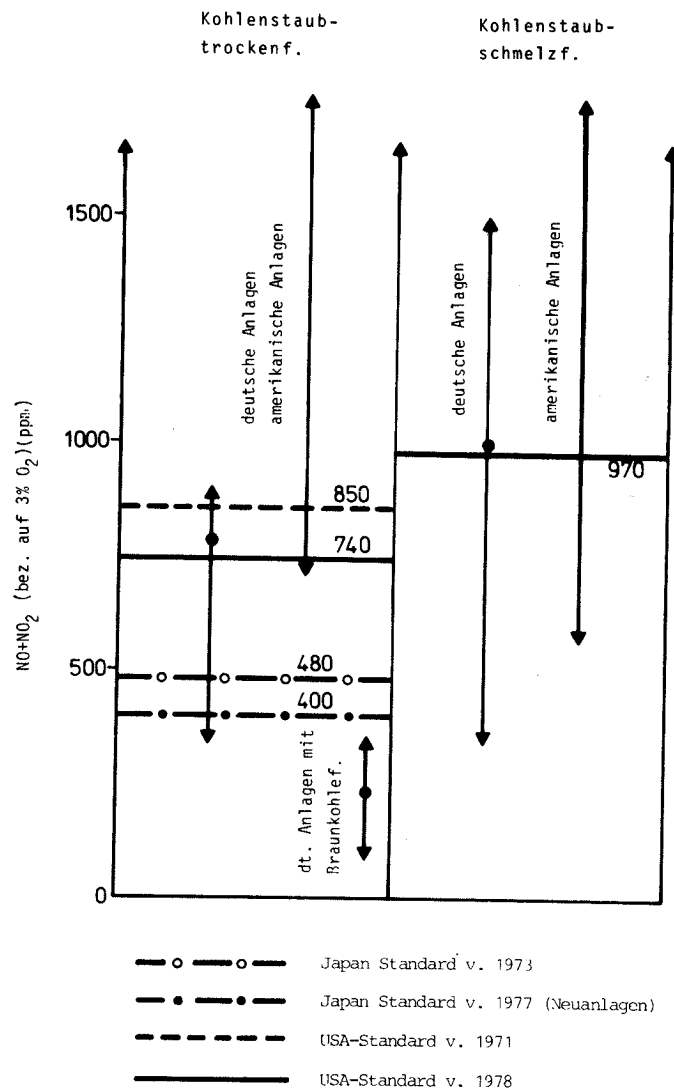
Die Abbaureaktion (6) erklärt auch die oben erwähnte mit steigendem NO-Gehalt degressiv verlaufende Umsetzung von brennstoffgebundenem Stickstoff zu NO.

¹⁾ Deutsche Steinkohle (Ruhr) enthält im Mittel 1,5 % organisch gebundenen Stickstoff (bezogen auf wasser- und aschefreie Kohle)

Aufgrund der betrachteten reaktionskinetischen und thermodynamischen Gesetzmäßigkeiten der NO_x -Bildung in Flammen werden folgende Betriebsparameter als wichtig für die Höhe der Stickoxidemissionen angesehen /5-60/:

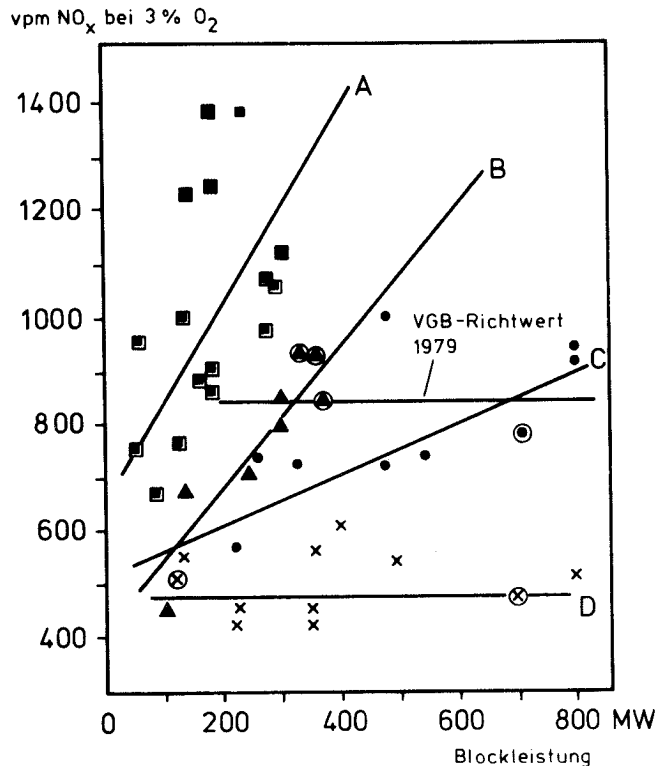
- Luftüberschuß
- Laststufe (Teillast)
- Stickstoffgehalt des Brennstoffes
- überwiegend stationäre oder instationäre Betriebsweise (Grundlast, Anfahren, Lastfolge)
- Verschmutzungsgrad
- Zahl der gleichzeitig verfeuerten Brennstoffe
- sonstige Emissionen.

Je nach Feuerungsart variieren die NO -Emissionen erwartungsgemäß in einem weiten Bereich. Die Streubereiche von Meßwerten an Kraftwerksfeuerungen und Richtwerte zeigt Tab. 5-6. Wie aus dem Vergleich erkennbar wird, besteht eine Diskrepanz zwischen den Richtwerten und den tatsächlichen Emissionen.



Tab. 5-6: Streubereiche von Meßwerten an Kraftwerksfeuerungen und Richtwerte /5-60, 5-67, 5-68/

Eine feinere Unterteilung der NO_x -Emission von verschiedenen Feuerungsarten zeigt Tab. 5-7 /5-74, 5-75/. Danach sind die Streubereiche insbesondere bei Schmelz- und Frontfeuerungen sehr hoch, woraus man schließen kann, daß hier feuerungstechnische Maßnahmen erfolgreich sein könnten.



Bundesrepublik
Deutschland

USA

●	▲	Frontfeuerung	B
⊙	●	Boxerfeuerung	C
⊗	×	Eckenfeuerung	D
■	■	Schmelzfeuerung	A

Tab. 5-7: Basis NO_x-Emissionen verschiedener Feuerungsbauarten
/5-75/

Zur Senkung der NO_x-Emission wurden verschiedene Maßnahmen vorgeschlagen /5-51, 5-69, 5-73, 5-60, 5-61/:

1. Ohne erhebliche bauliche Veränderung der Anlagen

- Wahl umweltfreundlicherer Brennstoffe
(Brennstoff-Substitution)
- Herabsetzung des N-Gehaltes in Brennstoffen
- Nahstöchiometrische Verbrennung
- Absenkung der Verbrennungstemperatur durch direkte Kühlung der Flammen
- Verminderte Vorwärmung der Verbrennungsluft

- Dampf- oder Wasserinjektion in den Flammenkern
- Bei Vorhandensein mehrerer Brenner(gruppen) abwechselnd stark unter- und stark überstöchiometrische Verbrennung
- Herabsetzung der Brennkammerbelastung
- Kombinationen dieser Maßnahmen

2. Mit Anlagen-Modifizierung

- Zwei- und mehrstufige Verbrennung (Brenner oder Brennraum)
- Kühlflächen-Vergrößerung
- Verbrennungsgas- bzw. Abgasrezirkulation
- NO_x - arme Brenner

Nach heutigem Stand der Technik kommen Kohleaufbereitungsverfahren zur NO_x -Minderung nicht in Betracht. Brennstoff-Stickstoff kann durch hydromechanische Aufbereitung nicht entfernt werden. Maßnahmen zur Herabsetzung des Luftüberschusses, der Lufttemperatur oder der Verbrennungstemperatur kommen wegen ihrer geringen Minderungswirkung kaum in Frage. Präferiert wird von amerikanischen Kesselbaufirmen der Einsatz von NO_x -armen Brennern sowie der Mehrstufenverbrennung /5-76/.

Inzwischen wurden von verschiedenen Firmen NO_x -arme Brenner entwickelt, z.B. /5-77/:

- Dual Register Burner, Firma Babcock u. Wilcox
- Dual Throat Burner, Firma Forster-Wheeler
- Controlled-Flow/Variable Velocity-Split Flame Burner, Firma Forster-Wheeler
- Distributed Mixing Burner, Firma Energy and Environmental Research Corporation
- Stufenmischbrenner, Firma Steinmüller

Aufgrund der inzwischen gemachten Erfahrungen kann bei Trockenfeuerungen eine 50 %ige Minderung der NO_x -Emissionen erwartet werden /5-78, 5-81/. Bei einer Schmelzfeuerung (Walsum) konnten durch verschiedene Maßnahmen NO_x -Emissionsminderungen von 30-60 % erzielt werden /5-82, 5-83/.

Sollten die durch feuerungstechnische Maßnahmen erzielbaren

KFA
Zentralbibliothek
JULICH

Emissionsminderungen vom Gesetzgeber als nicht ausreichend angesehen werden, müßten zu einer weiteren Reduktion der NO_x -Emissionen, NO_x -Rauchgasreinigungsverfahren eingesetzt werden. Solche Verfahren werden bisher großtechnisch nur in Japan eingesetzt. In der Bundesrepublik Deutschland werden derzeit Versuchsprogramme hierzu durchgeführt. Eine Übersicht über den Entwicklungsstand der NO_x -Abscheidetechnologien und deren Kosten wird in /5-84, 5-85/ gegeben.

Bei der Entwicklung von Verfahren zur NO_x -Abscheidung aus Kraftwerks-Rauchgasen in Japan wurden zwei Strategien verfolgt: einerseits die Entwicklung von Verfahren zur ausschließlichen NO_x -Abscheidung mit ggf. vorausgehender oder anschließender Rauchgasentschwefelung, andererseits die Entwicklung von Verfahren zur Simultanabscheidung von SO_2 und NO_x . Etwa 45 Verfahren wurden - teilweise bereits bis zur kommerziellen Reife - bzw. werden entwickelt. Es sind mittlerweile ca. 115 NO_x -Abscheide-Anlagen in Betrieb bzw. projektiert; deren Kapazitäten reichen von wenigen m^3/h (Labormaßstab) bis zu 2 000 000 m^3/h Rauchgasdurchsatz.

Da bei den Rauchgasen aus industriellen Feuerungsanlagen neben NO_x in der Regel auch weitere, ggf. ebenfalls abzuscheidende Schadstoffkomponenten, besonders SO_2 und Staub, vorliegen, ergeben sich für eine Verfahrenskonzeption grundsätzlich die Möglichkeiten einer Simultanabscheidung von NO_x und anderer Komponenten (SO_2) oder aber einer ausschließlichen NO_x -Abscheidung mit ggf. vor- oder nachgeschalteten Abscheidestufen für die anderen Komponenten. Der Komplex "Rauchgas-Entstickung" bei fossilen Kraftwerken muß somit auch im Zusammenhang mit dem Problembereichen Rauchgas- und/oder Brennstoff-Entschwefelung und Staubabscheidung gesehen werden. Grundsätzlich sind die in folgender Abbildung 5-6 /5-84/ gezeigten Systemkonfigurationen für die Abscheidung von NO_x , SO_2 und Staub gegeben, die sich vor allem hinsichtlich Energiebedarf, Investitionen u.a.m. unterscheiden.

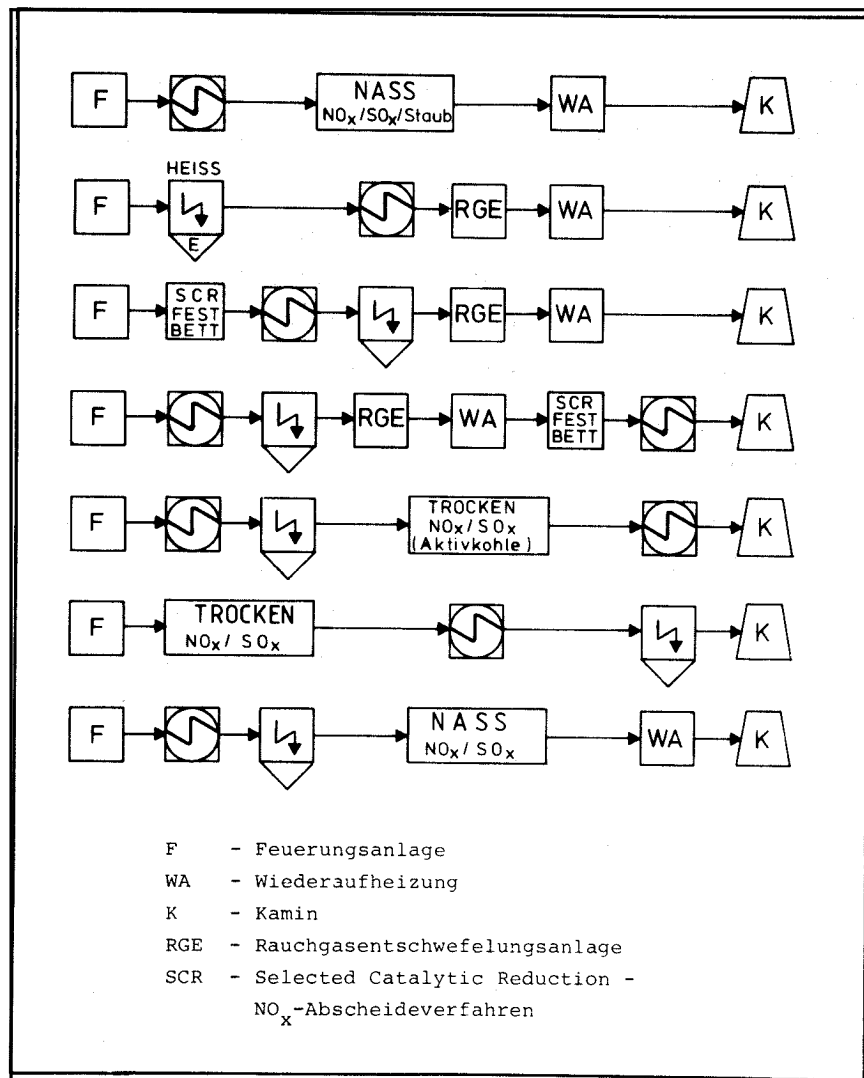


Abb. 5-6: Systemkonfigurationen zur NO_x -, SO_2 - und Staubabscheidung /5-84/

5.1.1.3.4 CO_2 , CO, C_mH_n , HF, HCl, Kancerogene Stoffe, Radionuklide

HF, HCl, Radionuklide fallen bei der Verbrennung der Kohle als deren Begleitstoffe ebenso zwangsläufig an wie CO_2 . Eine Emissionsminderung erscheint derzeit nur für HF und HCl möglich. Diese Stoffe werden zum großen Teil bei einer evtl. Rauchgasentschwefelung (Kalkwasch-Verfahren) mitausgewaschen /5-86/. Da Halogenide die Qualität des erzeugten Rauchgasgipses beeinträchtigen, müssen diese Stoffe aus dem Waschflüssigkeitskreislauf der Entschwefelungsanlage ausgeschleust werden, was zu Ab-

wasserproblemen führen kann. Versuche die Halogenide in einer vorgeschalteten trockenen Abscheidestufe mit Formlingen aus Calciumhydroxid als Absorptionsmittel abzuscheiden waren nicht erfolgreich /5-87/. Die Emission von C_mH_n , kancerogenen Stoffen und CO kann durch feuerungstechnische Maßnahmen minimiert werden. Diese decken sich mit den aus wärmewirtschaftlichen Gründen und zur Vermeidung von Kesselkorrosionen angewandten Maßnahmen zur Erzielung eines möglichst guten Abgasausbrandes. Neben konstruktiven Parametern ist hier insbesondere der Luftüberschuß von Bedeutung. Die Emission organischer Verbindungen aus großen Feuerungsanlagen ist im Vergleich zu anderen Emissionsquellen außerordentlich gering. Der von der Wirkungsforschung erhobenen Forderung, die Emission kanzerogener organischer Verbindungen generell soweit wie möglich zu vermindern, wird damit bei Großfeuerungsanlagen Rechnung getragen.

Die Emissionsbegrenzung erfolgt in der TA Luft hilfsweise über den Kohlenmonoxidgehalt, da CO die Ausbrandgüte des Abgases hinreichend kennzeichnet und automatische Meßgeräte für die Emissionsüberwachung zur Verfügung stehen. Als Luftverunreinigung ist CO im Zusammenhang mit Großfeuerungen bedeutungslos /5-86/.

5.1.1.4 Daten

Die Emissionsfaktoren sind jeweils bezogen auf 1 TJ Input.

- Bestehende Kraftwerke

Gesamtstaub	75	kg	/5-5/
Pb	0,2	kg	/5-5/
Cd	0,004	kg	/5-5/
Tl	0,0009	kg	/5-100/
Zn	0,3	kg	/5-5/
SO ₂	890	kg	/5-5/
NO _x (als NO ₂ gerechnet)	240	kg	/5-5/
CO ₂	93'850	kg	/5-101/
CO	15	kg	/5-5/
C _n H _m	3,4	kg	/5-5/
Cl-Verb.	30,0	kg	/5-5/
F-Verb.	4,0	kg	/5-5/

- Neue Kraftwerke

Gesamtstaub	35	kg	/5-5/
Pb	0,06	kg	/5-99/
Cd	0,0012	kg	/5-99/
Tl	0,0009 ¹⁾	kg	/ - /
Zn	0,3 ¹⁾	kg	/ - /
SO ₂	890 ²⁾ /290 ³⁾	kg	/5-99/
NO _x (NO ₂) Bestehende Technologie	500 ⁴⁾ /750 ⁵⁾	kg	/5-99/
NO _x (NO ₂) Neue Technologie	260 ⁴⁾ /500 ⁵⁾	kg	/5-99/
NO _x (NO ₂)	346 ⁶⁾ /577 ⁷⁾	kg	/ - /
CO ₂	10648 ¹⁾	kg	/ - /
CO	15 ¹⁾	kg	/ - /
C _n H _m	3,4 ¹⁾	kg	/ - /
Cl-Verb.	15	kg	/5-99/
F-Verb.	2	kg	/5-99/

-
- 1) Übernahme der alten Werte, da für Neuanlagen keine Daten verfügbar sind
- 2) Ohne Rauchgasentschwefelung
- 3) Mit Rauchgasentschwefelung (Grenzwert 850 mg SO₂/m³)
- 4) Trockenfeuerung
- 5) Schmelzfeuerung
- 6) Durchschnitt bei 1/3 Schmelz- u. 2/3 Trockenfeuerung, bestehende Techn.
- 7) " " " " " " , neue Techn.

5.1.2 Kombinierte Kraftwerksprozesse

Im konventionellen Dampfturbinenprozeß zur Erzeugung von Strom aus Kohle scheinen die Möglichkeiten der besseren Energienutzung erschöpft zu sein. Eine deutliche Wirkungsgradverbesserung sollten dagegen neue Kraftwerkskonzepte zulassen /5-112/, die durch die Weiterentwicklung der Gasturbinentechnik möglich wurden und auf der Kombination einer Gasturbine mit einem Dampferzeuger beruhen. Diese Kombianlagen werden bereits mit Öl sowie Erdgas betrieben und es gilt nun, sie auch für Kohle zugänglich zu machen /5-113/. Dabei müssen folgende Bedingungen erfüllt werden:

- hohe Umweltfreundlichkeit
- Verbesserung des Wirkungsgrades
- Möglichkeit des Einsatzes mineralstoffreicher Kohlen
- Kostengünstigkeit

Diese Zielsetzung kann dadurch erreicht werden, daß die Kohle in einer der Gasturbine vorgeschalteten Anlage ent- bzw. vergast oder in einer Anlage mit wirksamer Abgasreinigung verbrannt wird /5-114/. Als Verfahren kommen dabei in Frage:

- Ent- und Teilvergasung
- vollkommene Vergasung
- (Druck) Wirbelschichtverbrennung.

5.1.2.1 Verfahrensbeschreibung

Aus der Vielzahl der Verfahren und Verfahrenskombinationen werden drei beispielhaft ausgewählt und im folgenden beschrieben. Für die Ent- und Teilvergasung steht das Projekt der Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG , für die vollkommene Vergasung das Projekt der Steag AG und für die (Druck-) Wirbelschichtverbrennung das Projekt der Saarbergwerke AG.

- VEW-Kohleumwandlungsverfahren

Bei diesem Verfahren handelt es sich um eine Teilvergasung. Nach Aufmahlung der Kohle wird sie in der Gaserzeugungsanlage zunächst entgast und anschließend mit Luft und Wasserdampf teilweise vergast. In der Gasreinigung werden unter anderem Koks- sowie Teerstaub abgeschieden und in einem nachgeschalteten Kessel verbrannt. Das gereinigte Rohgas wird der Gasturbinen-Brennkammer zugeführt /5-115/.

Mit dem Betrieb einer 1 t/h-Pilotanlage wurden die grundlegenden Probleme der Staub-Teilvergasung wie etwa die Vorbehandlung der Kohle oder die Abscheidung des heißen Koks erforscht und wesentliche Erkenntnisse über die Auslegung größerer Anlagen gewonnen. Die derzeitigen Planungen beschäftigen sich mit der Projektierung einer 10 t/h-Versuchsanlage. Wegen der bei (höherem) Druck einfacheren Gasreinigung und Schwefelabscheidung wird diese Anlage nicht mehr drucklos arbeiten, sondern bei etwa 20 bar. Die Verfahrensführung der Anlage, die prinzipiell bei der Integration mit Kombiprozessen angewandt werden soll, ist in Abbildung 5-7 dargestellt /5-116/. Hinter dem Gaserzeuger mit der angeschlossenen Abhitzenutzung wird das Gas-Koks-Gemisch auf einem Temperaturniveau von 200 °C in einem Zyklon getrennt. Der Reststaub wird in einem nachgeschalteten Schlauchfilter abgeschieden. Die Gasreinigung beschränkt sich auf die beiden Stufen Vorwäsche zur Auswaschung von Chloriden und Fluoriden sowie die H₂S-Wäsche. Zur Vermeidung der Abgabe von Abwässern ist der Vorwäsche eine Eindampfanlage für die salzhaltigen Abwässer nachgeschaltet. Die Aufbereitung des Sauergases aus der H₂S-Wäsche erfolgt in einer Clausanlage. Die zur Gaserzeugung benötigte Prozeßluft soll in druckgefeuerten Vorwärmern auf ca. 700 °C erwärmt werden. Der Druckbetrieb der Luftvorwärmer bringt eine erhebliche Verminderung der Heizfläche und erlaubt durch Nachschaltung einer Gasturbine im Rauchgasstrom eine günstige Ausnutzung der Druckenergie des eingesetzten Brennstoffs. Zur Verfeuerung von Gas und Koks ist ein Dampferzeuger mit einer Dampfturbine nachgeschaltet.

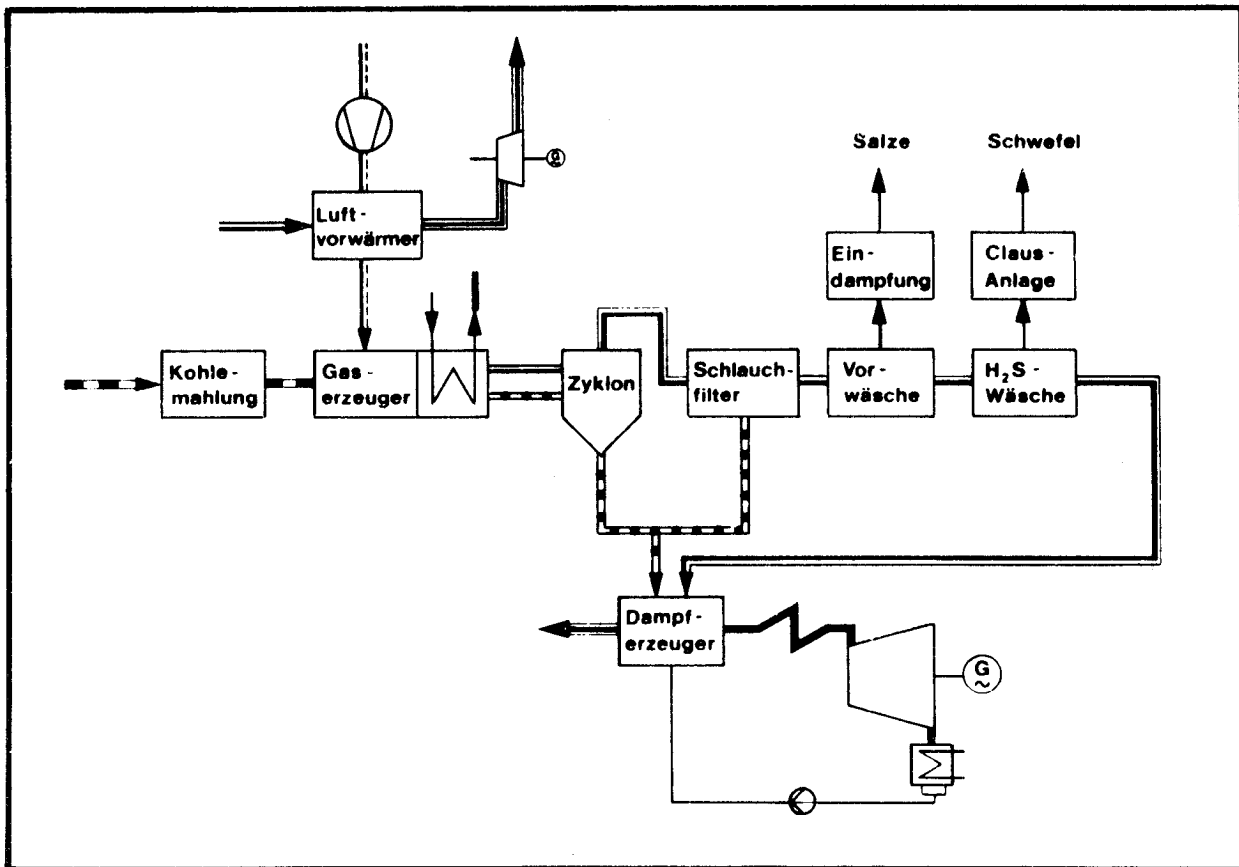


Abb. 5-7: 10 t/h-Versuchsanlage, VEW-Kohleumwandlungsverfahren
/5-116/

- Steag-Prozeß

Das Kernstück des Steag-Stromerzeugungsprozeß stellt eine Lurgi-Druckvergasungsanlage dar. In ihr wird unter Zugabe von Luft und Wasserdampf Schwachgas erzeugt, das in den Brennkammern vor der Gasturbine verbrannt wird.

Wie in Abbildung 5-8 dargestellt, besteht zwischen der Gas-erzeugung und dem Gas-Dampfturbinenprozeß eine enge Verknüpfung über die Oxidationsluft bzw. den Vergasungsdampf. Das mit etwa 600 °C aus dem Gaserzeuger austretende Gas wird in einer Wäsche zunächst von Teer und Staub befreit und anschließend in einer H₂S-Wäsche gereinigt. In der Teerwäsche wird das Gas auf etwa 160 °C abgekühlt (durch Wassereinspritzung), ohne daß dabei die fühlbare Wärme genutzt wird. Der danach recht hohe Anteil an Wasserdampf trägt in der Gasturbine zu einer Leistungserhöhung bei, wodurch der Wärmeverlust in der Wäsche ausgeglichen werden kann. Da das Gas unter einem Druck von 20 bar steht, kann die Entspannungsarbeit bis zum Eintrittsdruck in die Gasturbine zum Antrieb des Luftverdichters ausgenutzt werden, der den Druck der für den Gaserzeuger benötigten Luft vom Austrittsdruck des

Gasturbinenverdichters auf 20 bar erhöht. Der Vorteil, fühlbare Wärme in Massenstrom umzuwandeln und dadurch eine entsprechende Leistungserhöhung in der Gasturbine zu erreichen, kann allerdings nur dann erreicht werden, wenn eine H_2S -Wäsche ausgewählt wird, die eine möglichst hohe Austrittstemperatur zulässt, da der Dampfgehalt des Gases mit seiner Temperatur entsprechend ansteigt /5-117, 5-118, 5-119/.

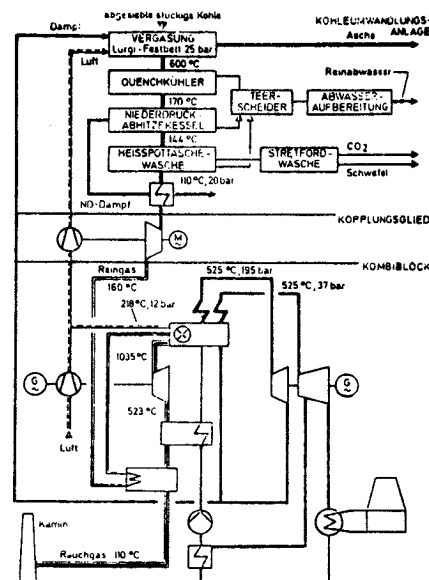


Abb. 5-8: Steag Prozeß zur Kohledruckvergasung /5-125/

- Modellkraftwerk Völklingen

Das dritte Beispiel ist das Modellkraftwerk Völklingen der Saarbergwerke AG. Seine Hauptkomponenten sind der Generator, die Gasturbine, die Dampfturbine, der Dampferzeuger und der Kühlturm mit der integrierten Rauchgasentschwefelungsanlage.

5.1.2.2 Umweltrelevante Probleme

Bei den beschriebenen Kombikraftwerken ergeben sich mögliche Umweltauswirkungen im wesentlichen aus der Kohlenvergasung bzw. aus der Kohlenverbrennung. Als Hauptkomponenten fallen im Vergasungsprozeß H_2 , CO , H_2O , CO_2 und ein geringer Anteil CH_4 an /5-123/. Des weiteren reagiert der Schwefel der Kohle zu H_2S , COS und CS_2 und es bilden sich Verbindungen wie NH_3 , HCN , HCl , HF sowie organische Metallverbindungen wie Carbonyle, Sulfide oder ähnliches. Schließlich kann der Gasstrom noch Koks sowie Staub enthalten und bei niedrigen Vergasungstemperaturen möglicherweise auch kondensierbare Bestandteile wie Teere, Phenole oder Aromaten /5-124/.

Auf eine detaillierte Auflistung der Emissionsquellen sei hier verzichtet, da es sich um die gleichen wie bei Verbrennungs- oder Vergasungsanlagen handelt, die in Kapitel 5.1.1 bzw. 6 näher beschrieben sind.

5.1.2.3 Daten

Emissionen:

170 MW KDV-Anlage Lünen /5-125/

Kohleeinsatz Waf kg/s: 14,5

Staub	mg/m ³ *	5
NO _x	mg/m ³ *	650
Fluor	mg/m ³ *	1,5
Chlor	mg/m ³ *	10
SO ₂	mg/m ³ *	385

* bezogen auf trockenes Rauchgas mit 6 % O₂, bei 273 K, 1013 mbar

Zu Abwasser: geforderte Werte können eingehalten werden.

VEW- Kohlenumwandlung

H_2S kann vollständig abgeschieden werden, COS und CS_2 dagegen bereiten Schwierigkeiten. SO_2 -Emissionen liegen unter 850 mg SO_2/m^3 .

Der thermische Wirkungsgrad derartiger Anlagen liegt bei 38 %.

5.1.3 Wirbelschichtfeuerung

5.1.3.1 Verfahrensbeschreibung

Verfahrenstechnisch stellt die Wirbelschicht das Bindeglied zwischen Rost- und Staubfeuerung dar. Wie bei der Rostfeuerung existiert auch bei der Wirbelschichtfeuerung eine Brennstoffschüttung. Im Betriebszustand wird sie von einem Gas, z.B. Luft, durchströmt. Das Gas wird über am Boden angebrachte Düsen eingeleitet und versetzt die Schüttung in eine wirbelnde Bewegung. Mit steigender Gasgeschwindigkeit weitet sich das Wirbelbett, so wird die bewegte Schüttung genannt, aus, Feststoffpartikel werden vermehrt ausgetragen und es kommt zu der zirkulierenden Wirbelschicht, die den Übergang zur Staubfeuerung darstellt /5-102/. Charakteristische Eigenschaften der Wirbelschicht sind hohe Turbulenzen, verbunden mit Wärmeleitzahlen von 400 bis 500 W/mK und Wärmeübergangskoeffizienten von 300-500 W/m²K /5-103/. Dadurch ist die Wirbelschicht geeignet, mehrere Funktionen zu übernehmen, die bei herkömmlichen Dampferzeugern in getrennten Systemen ablaufen. Bei entsprechender Auslegung ist sie gleichzeitig Brennkammer, Reaktionsraum sowie Wärmetauscher. In der Brennkammer erfolgt die Oxidation des in der Schüttung enthaltenen Kohlenstoffs zu Kohlendioxid; im Reaktionsraum läuft die weitgehende Entschwefelung der Verbrennungsgase durch Sulfatisierung des mit dem Brennstoff aufgegebenen Kalkstein CaCO_3 oder Dolomit $\text{CaCO}_3 \times \text{MgCO}_3$ zu Calcium- bzw. Magnesiumsulfat, ab. Die mit Rohrleitungen versehenen Wandflächen bzw. die direkt in die Wirbelschicht eintauchenden Kondensationskühlflächen bilden den oder die Wärmetauscher /5-104/.

Das Wirbelschichtmaterial, auf Korngrößen 10 mm aufgemahlen, setzt sich im wesentlichen aus Asche sowie Kalk oder Dolomit zusammen. Wegen der bereits geschilderten Eigenschaften reicht für den Betrieb bereits ein Kohlenstoffanteil von 1 bis 3 % des eingebrachten Materials aus. Wegen der hohen Wärmekapazität und des gleichmäßigen Temperaturprofils sind keine besonderen Zündstabilisationseinrichtungen erforderlich, selbst bei Einsatz ballastreicher Brennstoffe wie etwa Flotationsrückstände /5-105/.

Kohlenspezifische Eigenschaften bestimmen die günstigsten Verbrennungstemperaturen, die zwischen 800 °C und 950 °C liegen. Zu niedrige Temperaturen führen zu einer vermehrten CO-Bildung mit den damit verbundenen Feuerungsverlusten. Zu hohe Temperaturen bewirken dagegen wegen Überschreitens des Ascheerweichungspunkts störende Verschlackungen und sonstige Verschmutzungen.

Neben dem Betrieb bei Atmosphärendruck werden auch Anlagen bei Überdruck betrieben. Auffälligstes Merkmal ist zunächst, daß sich dadurch das Bauvolumen drastisch gegenüber dem von "atmosphärischen Anlagen" verringern läßt /5-106/. Weitere Vorteile ergeben sich aus einem besseren Wärmeübergang von Wirbelschicht zur Kühlfläche, aus dem geringeren Aufwand an Sorbentien für die Entschwefelung, aus der weiteren Unterdrückung der NO_x -Bildung /5-107/ sowie aus dem erhöhten Ausbrand. Aus Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten macht die "Aufladung" jedoch den Einsatz einer Gasturbine erforderlich /5-103/.

5.1.3.2 Umweltrelevante Probleme

Wie bereits in der Verfahrensbeschreibung angeklungen, erwartet man, daß diese Feuerungstechnik aus der Sicht des Umweltschutzes gegenüber herkömmlichen Techniken deutliche Vorteile hat. Untersuchungen in ersten Anlagen bestätigen dies.

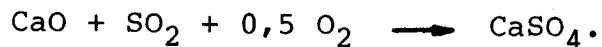
5.1.3.2.1 Umweltbereich Luft

- Stickoxid

Die beim Betrieb einer Wirbelschichtfeuerung auftretenden Verbrennungstemperaturen schließen eine Bildung von thermischem NO_x aus /5-108/. Die Konversionsrate von Brennstoff-N ist bisher zwar noch nicht ausreichend untersucht worden, möglicherweise ist sie mit der einer konventionellen Staubfeuerung vergleichbar. Minderungsmöglichkeiten für Brennstoff-N liegen in einer gestuften Verbrennung sowie in dem Betrieb als aufgeladene Feuerung unter Druck /5-109/.

- Schwefeldioxid

Um den freiwerdenden Schwefel direkt am Ort der Entstehung unschädlich zu machen, wird zusammen mit dem Brennstoff Kalkstein oder Dolomit in die Wirbelschicht eingeführt. Dort zerfällt bei Temperaturen um 900 °C das Kalziumkarbonat zu Kohlendioxid und Kalziumoxid, das mit Schwefeldioxid nach folgender Gleichung reagiert



Auf diese Art kann der größte Teil des aus dem Brennstoff freiwerdenden Schwefels bereits in der Wirbelschicht als CaSO_4 oder MgSO_4 in fester Form gebunden und zusammen mit der Asche aus dem Feuerraum ausgetragen werden /5-110/. Der Temperaturbereich der Wirbelschichtfeuerung entspricht gerade den günstigsten Reaktionstemperaturen des Sulfatisierungsprozesses, der bei etwa 750 °C einsetzt und dessen Produkte oberhalb 1000 °C zerfallen.

Laborversuche haben gezeigt, daß der Entschwefelungsgrad von mehreren Parametern abhängt, wie etwa Betriebsdruck, Kalksteinsorte und Korngröße, sowie Ca/S Molverhältnis. Bei sonst gleichen Bedingungen bewirkt ein erhöhter Betriebsdruck eine bessere Entschwefelung. Gleichzeitig ermöglicht die Druckerhöhung eine Verringerung der Kalksteinzugabe. Kalksteine verschiedener Provenienz zeigen unterschiedliche Entschwefelungseigenschaften, die durch feineres Aufmahlen verbessert werden. Die Eigenschaften sind von der Größe der Reaktionsoberfläche und der Ausgestaltung des Porenvolumens abhängig, wobei es für die angestrebte Entschwefelung wichtig ist, daß das Porensystem während des Sulfatisierungsprozesses nicht verstopft. Mit größeren Ca/S Molverhältnissen ist ebenfalls eine höhere Entschwefelung möglich.

- Produkte unvollständiger Verbrennung

Trotz der niedrigen Verbrennungstemperaturen sind die CO-Emissionen relativ gering; sie liegen bei 50-150 ppm im halbtechnischen Versuch /5-103/. Zurückzuführen ist dies auf

die vergleichsweise lange Verweilzeit der Gase im Feuerraum. Es spricht einiges dafür, daß der größte Teil des emittierten CO aus der unvollständigen Nachverbrennung des ausgetragenen Flugkokses stammt. Für das Auftreten weiterer Produkte, insbesondere höhere Kohlenwasserstoffe, gibt es keine Anzeichen, denn hochreaktive flüchtige Bestandteile verbrennen wegen der guten Stoffaustauscheigenschaften sowie wegen des gleichmäßigen Temperaturniveaus bereits innerhalb der Wirbelschicht.

- Chlor- und Fluoremissionen

Chlor- oder Fluoremissionen werden in der Wirbelschicht nicht gebunden und verlassen sie als Chlor- bzw. Fluorwasserstoff.

- Staubabscheidung

Reinigungsstufen für das aus dem Feuerraum austretende Rohgas werden erforderlich, da in ihm zwischen 15 und 50 g/m³ i.N. Staub enthalten sind, zum Teil auch noch Unverbranntes. Im Temperaturbereich von 350 °C sollten für die Gasreinigung keine Probleme entstehen, da erprobte und bewährte Gewebe- sowie Elektrofilter verfügbar sind. Dies gilt jedoch nicht für den Hochtemperaturbereich einer Wirbelschichtfeuerung. Zwar existieren bereits einsetzbare Waschverfahren, Filtrationsabscheider oder Elektrofilter, aber noch ist unklar, welches Verfahren die gestellten Anforderungen am besten erfüllt /5-111/.

5.1.3.2.2 Umweltbereich Wasser

Beim Betrieb einer Wirbelschichtfeuerung fallen keine verunreinigten Abwässer an.

5.1.3.2.3 Umweltbereich Boden

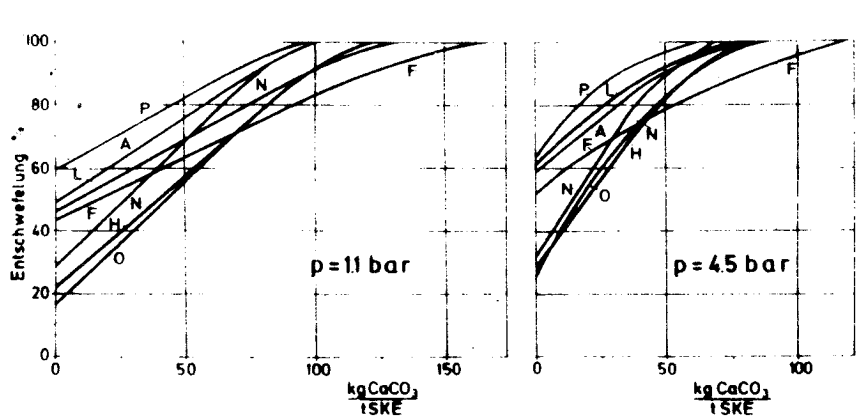
Da in einer Wirbelschichtfeuerung ballastreiche Brennstoffe eingesetzt werden, fallen große Mengen Rückstandsaschen an, die einen hohen Anteil Feinstkorn enthalten. Die Deponierfähigkeit dieser Materialien ist noch nicht endgültig geklärt. Außerdem

wird geprüft, ob die Rückstände industriell genutzt werden können, etwa im Straßenbau oder zur Zementherstellung, um so die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu erhöhen.

5.1.3.3 Daten

Da bislang noch keine Großanlagen in Betrieb sind, sollen einige Ergebnisse aus Laboranlagen erste Hinweise vermitteln.

Wie Abbildung 5-10 für Normal- und Druckbetrieb zeigt, können mit gezielter Kalksteinzugabe Entschwefelungsgrade von über 95 % erreicht werden.



	Asche % wf	Schwefel %wf SKE	H _u kJ/kg
A Walsum	40,3	1,2 1,8	19.607
L Lohberg	24,9	1,8 1,7	24.797
P Prosper	18,8	1,8 2,0	26.346
H Hansa	32,5	1,3 1,7	22.516
O Osterfeld	30,7	1,3 1,7	23.240
F Friedr.-Heinr.	19,0	2,3 2,5	27.598
N Niederberg	17,8	1,1 1,2	28.477

Temperatur 850°C
Luftüberschuß 25%

Abb. 5-10: Entschwefelungswirkung von Kalkstein in einer Labor-wirbelschichtfeuerung beim Einsatz verschiedener Kohlen /5-126/

Auch der NO_x -Anteil im Abgas ist bei Druckbetrieb deutlich niedriger als bei Normalbetrieb, wie Abbildung 5-11 zeigt.

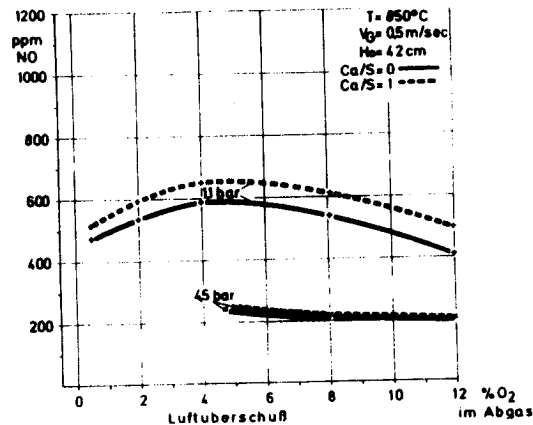


Abb. 5-11: NO_x -Konzentration im Abgas einer Laborwirbelschichtfeuerung in Abhängigkeit von Luftüberschuß, Kalksteinzusatz und Druck /5-126/

Zum Wirkungsgrad ist zu sagen, daß er bei Normaldruck um 36 % liegt und durch den Einsatz der Gasturbine bei Druckbetrieb um etwa 4-5 % gesteigert werden kann, auf rund 40-41 %.

5.2 Braunkohlenkraftwerke

5.2.1 Verfahrensbeschreibung

Die Staubfeuerungstechnik für Braunkohle ist, bedingt durch andere Brennstoffeigenschaften, sowie der hohen Ballastgehalte, von der für Steinkohle verschieden. Der zum Teil sehr hohe Wassergehalt und/oder hohe Wasser- und Aschegehalt der Rohbraunkohle bedingt besondere Maßnahmen bei der Kohleaufbereitung und Verfeuerung, um über dem gesamten Arbeitsbereich der Feuerung eine stabile Flamme und vollkommenen Ausbrand sicherstellen zu können. Neben der Mahltrocknung gehören zu diesen Maßnahmen je nach Rohkohleheizwert und Wassergehalt auch die teilweise Brüdentrennung mit der gesonderten Einblasung in den Feuerraum oder Abführung ins Freie. Hiermit erhält man am Brenner einen höheren Heizwert der Kohle, die ihrerseits eine verbesserte Zündfähigkeit aufweist und somit die Grundlage für eine stabile Flamme darstellt /5-2/.

Die Feuerungssysteme der Braunkohlenkraftwerke kann man daher unterscheiden in:

- direkte Einblasung ohne Brüdentrennung
- " " mit "
- indirekte " " "
- direkte oder halbdirekte Einblasung mit Teilbrüdenabscheidung

Die Auslegung der Braunkohlenfeuerung wird vorzugsweise mit Allwand-, Boxer- oder Frontfeuerungen ausgeführt, wobei sich für die Verfeuerung der Rohbraunkohle die Tangentialfeuerung (Allwand) durchgesetzt hat.

Als Brenner kommen Wirbel- oder Strahlbrenner zum Einsatz. Der Schwefelgehalt der Rheinischen Braunkohle beträgt auf SKE bezogen etwa 0,6 %. Da der überwiegende Teil dieses Schwefels (ca. 80 %) in organisch gebundener Form vorliegt sind aufbereitungsstechnische Maßnahmen zur Entfernung des mineralischen Schwefels nicht sinnvoll.

5.2.2 Umweltrelevante Probleme

Grundsätzlich sind die umweltrelevanten Probleme bei Braunkohlenkraftwerken mit denen der Steinkohlenkraftwerke (vgl. Pkt. 5.1.1.2) vergleichbar, obwohl sich natürlich aufgrund der unterschiedlichen Brennstoffeigenschaften und der unterschiedlichen Kohlenzusammensetzung hinsichtlich der Intensität Unterschiede ergeben.

5.2.3 Technische Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen

Neben den bei Steinkohlenkraftwerken (vgl. Pkt. 5.1.1.3) erläuterten Maßnahmen zur Emissionsverminderung, die grundsätzlich auch bei Braunkohlenkraftwerken Anwendung finden können, wurde ein Verfahren zur Verminderung der SO_2 -Emissionen entwickelt, das den speziellen Eigenschaften der Braunkohlenfeuerungen und der Braunkohleasche Rechnung trägt. Dieses Verfahren, das Trocken-Additiv-Verfahren (TAV), ist viel billiger als die konventionelle Rauchgasentschwefelung und sollte daher bevorzugt eingesetzt werden /5-77/. Bei diesem Verfahren handelt es sich um die Zufuhr und Dosierung eines Additivs in den Feuerraum, die Anlagerung des Schwefels in gasförmiger Form an fein gemahlenen Kalkstein, d.h. an Calciumverbindungen, die Agglomeration der Partikelchen auf dem Rauchgasweg und die Abscheidung im Elektrofilter, wo dann der Kalksteinstaub mit dem Schwefel, d.h. letztlich eine Gipsmodifikation, abgeklopft und zur Entaschung geführt wird (vgl. Abb. 5-12). Mit diesem Verfahren kann die SO_2 -Emission am Schornstein gegenüber der mit der Kohle eingebrachten Schwefelmenge wesentlich verringert werden. Wie sich ein solches Verfahren qualitativ und quantitativ im Dauerbetrieb verhält, soll in der Groß-Versuchsanlage an einem 300 MW-Block des Kraftwerkes Neurath erprobt werden /5-90/, was inzwischen erfolgte.

Die Versuche waren so erfolgreich, daß das RWE seine Bereitschaft erklärt hat, weitere Braunkohlenkraftwerke entsprechend diesem Verfahren nachzurüsten.

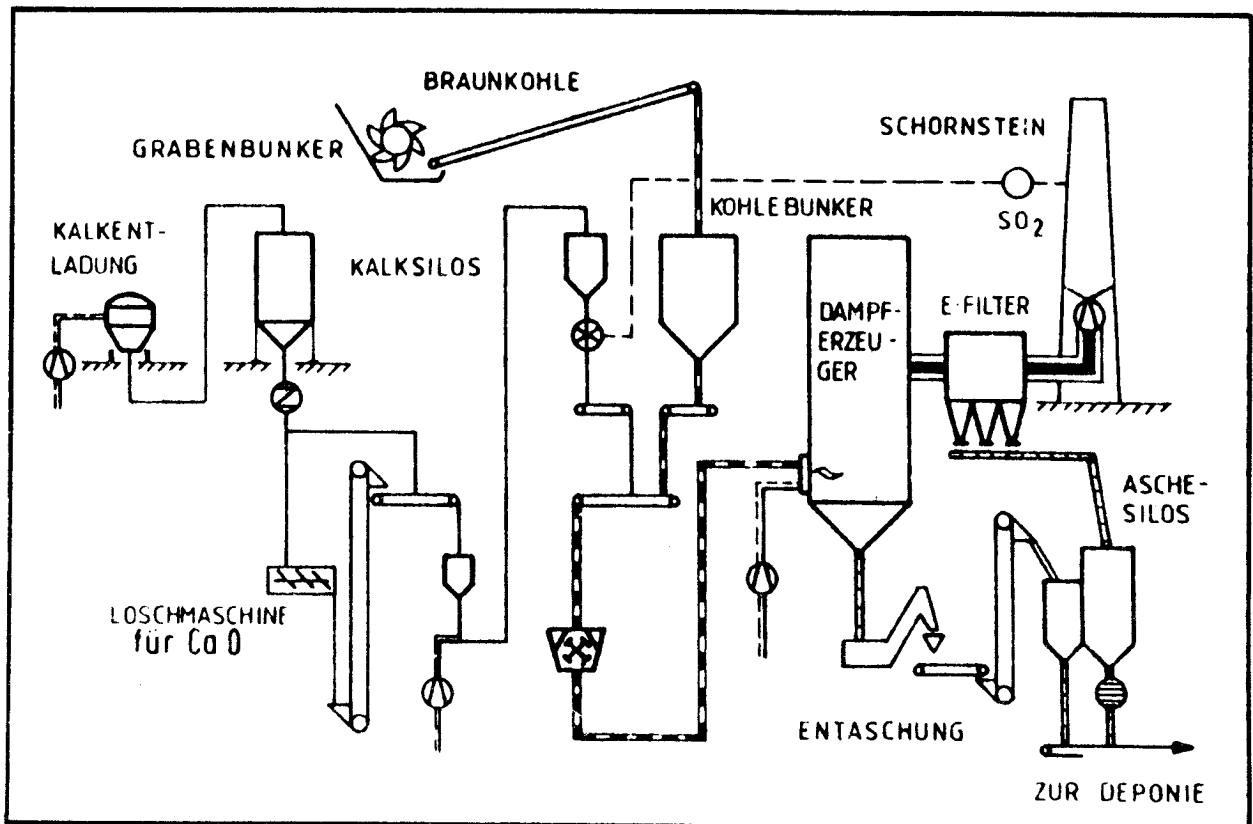


Abb. 5-12: Trocken Additiv-Verfahren zur Rauchgasentschwefelung bei Braunkohle /5-90/

5.2.4 Daten

Die Emissionsfaktoren sind jeweils bezogen auf 1 TJ Input.

Gesamtstaub	65	kg	/5-5/
Pb	0,01	kg	/5-5/
Cd	0,008	kg	/5-5/
Zn	0,015	kg	/5-5/
Hg	0,01	kg	/5-5/
SO ₂	785	kg	/5-5/
NO _x (als NO ₂ gerechnet)	290	kg	/5-5/
CO ₂	95'765	kg	/ - /
CO	15	kg	/5-5/
CmHn	3,4	kg	/5-5/
Cl-Verb.	20	kg	/5-5/
F-Verb.	0,4	kg	/5-5/

6. Kohleveredelung

Technologische Grundlagen

Im Gegensatz zur vollständigen Verbrennung der Kohle ist bei der Kohleveredelung die Kohle in ein Gas- und Flüssiggemisch mit möglichst viel chemisch gebundener Energie umzuwandeln, das entweder als Energieträger oder als Chemierohstoff verwendet werden kann /6-1, 6-3/. Aus Gründen der Versorgungssicherheit soll umgewandelte Kohle unter Nutzung der bestehenden energiewirtschaftlichen Infrastruktur künftig Erdöl und Erdgas partiell oder vollständig ersetzen. Die Zielprodukte sind

- Gasgemische von CO_2 , CO , H_2 , CH_4 ,
- Kraftstoffe
- synthetisches leichtes Heizöl
- Chemierohstoffe
 - Naphtha
 - Synthesegas

- Kohlevergasung

Unter Kohlevergasung ist die Umsetzung von Stein- oder Braunkohle mit Vergasungsmitteln zu Gasgemischen zu verstehen, wobei ein möglichst vollständiger Umsatz der Einsatzkohle angestrebt wird. Als Vergasungsmittel werden Luft, Sauerstoff, Dampf oder Mischungen der genannten Komponenten oder Wasserstoff verwendet.

Entsprechend der Vergasungsart enthalten die Gase Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Wasserstoff, Methan und Wasserdampf. Wird Luft als Vergasungsmittel eingesetzt, findet sich der Stickstoff der Luft ebenfalls im Gas wieder.

Abbildung 6-1 gibt einen allgemeinen Überblick über die verschiedenen Möglichkeiten der Vergasung.

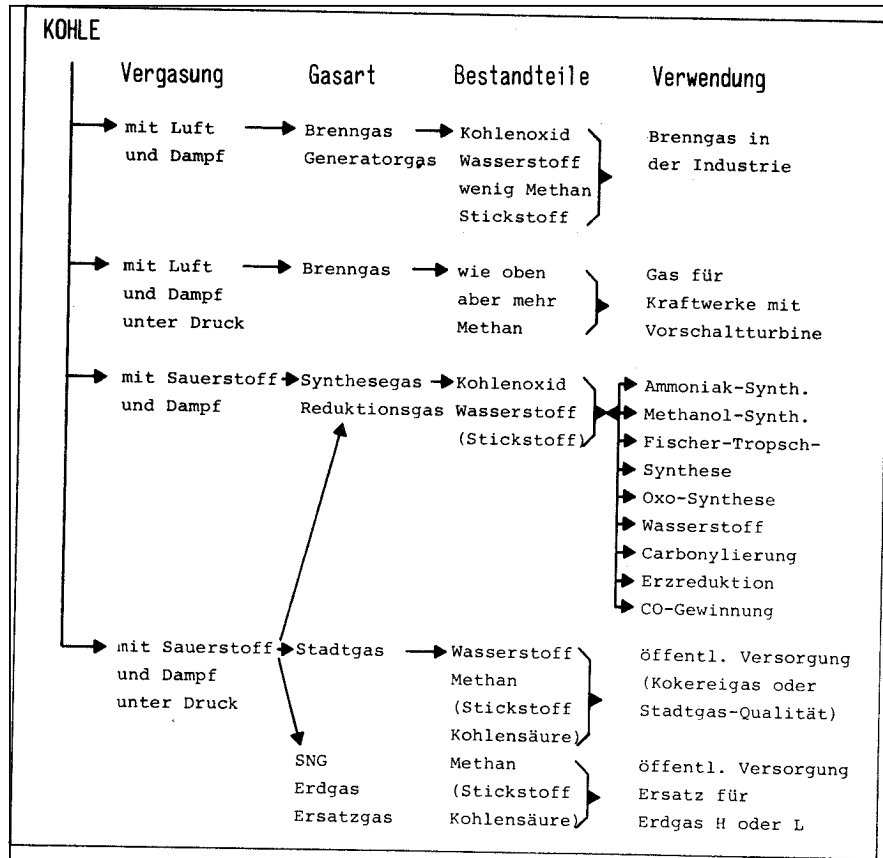


Abb. 6-1: Vergasung von Kohle, charakterisiert durch Vergasungsmittel und Gasverwendung /6-25/

Entsprechend der Zufuhr, der für den Vergasungsprozeß erforderlichen Vergasungswärme, wird bei der Vergasung unterschieden in

- allotherme Verfahren: Wärmezufuhr von außen und
- autotherme Verfahren: Wärmebereitstellung durch teilweise Verbrennung des Einsatzstoffes mit Luft oder Sauerstoff

Ist das Zielprodukt der Kohlevergasung ein Synthesegas, welches bei der Herstellung von Methanol bzw. bei der Fischer-Tropsch- und Oxo-Synthese Verwendung findet, muß dieses Gas ein genau festgelegtes CO/H_2 - Verhältnis aufweisen. Soll ein mit Erdgas austauschbares Gas erzeugt werden, so muß bereits das Rohgas einen möglichst hohen Methan-Anteil besitzen.

Zur Zeit stehen drei Vergasungsverfahren für den industriellen Einsatz zur Verfügung, bei denen der Vergasungsprozeß autotherm mit einem Dampf-Sauerstoff-Gemisch erfolgt:

- im Festbett (LURGI)
- in der Wirbelschicht (WINKLER)
- in der Flugstaubwolke (KOPPERS-TOTZEK)

Mit der Einkopplung von Kernreaktorwärme in den Vergasungsprozeß, wird der bei der allothermen Kohlevergasung zur Wärme-gewinnung verbrannte Anteil der Einsatzkohle durch nukleare Prozeßwärme substituiert und damit die Ausbeute an Kohlegas erhöht. Die Kohle wird besser genutzt und der Wirkungsgrad der Vergasungsprozesse verbessert /6-26/.

- Kohleverflüssigung

Eine direkte Erzeugung von Ölen aus Kohle gelingt durch thermische Behandlung in Gegenwart von Wasserstoff unter Druck (Druckhydrierung). Erreicht wird ein weitgehender Umsatz zu flüssigen und gasförmigen Produkten, wodurch diese Verfahren der Herstellung von Kraftstoffen, aber auch zur Bereitstellung von Chemierohstoffen, wie zum Beispiel Aromaten dienen (vgl. Abb. 6-2).

Die Kohlehydrierung geht auf grundlegende Versuche von Friedrich Bergius zurück, der bereits 1913 Kohle bei Temperaturen von 400 °C bis 500 °C und 100 bis 200 bar Wasserstoffdruck zu ölartigen Verbindungen hydrierte. An der technischen Weiterentwicklung des Verfahrens in den zwanziger Jahren war die damalige IG-Farbenindustrie in Ludwigshafen maßgeblich beteiligt. Hier hat Matthias Pier, aufbauend auf den vorhandenen Erfahrungen mit katalytischen Hochdrucksynthesen, ein technisches Verfahren zur katalytischen Druckhydrierung von Kohlen, Teeren und Ölen entwickelt.

Die erste Großversuchsanlage mit einer Kapazität von 100.000 jato Benzin aus Braunkohle ging 1927 in Leuna in Betrieb. Nach 1945 war der Wiederaufbau der zerstörten Anlagen zunächst verboten; später wurde in der Bundesrepublik Deutschland die Kohlehydrierung aus wirtschaftlichen Gründen nicht wieder aufgenommen. Erst die Ölversorgungskrise des Jahres 1973 hat bewirkt, daß sowohl bei den Saarbergwerken als auch bei der Bergbau-Forschung, bei der Ruhrkohle AG, der VEBA AG und bei den Rheinischen Braunkohlenwerken die Arbeiten zur Kohlehydrierung wieder aufgenommen wurden. Als Einsatzprodukte kommen Braunkohlen und niedrig inkohlte Steinkohlen mit möglichst niedrigem Wasser- und Aschegehalt in Frage /6-26/. Während bei den klassischen Energieumwandlungsprozessen typischerweise Schadstoffe in höheren Oxidationsstufen entstehen (z.B. SO_2 , NO_x), treten bei der Kohleveredelung wegen der wasserstoffreichen Atmosphäre Schadstoffe in reduzierter Form (z.B. H_2S , NH_3) auf; damit ergeben sich andersartige, anlagenspezifische Emissionsprobleme. Eine Kohleverflüssigungsanlage vereinigt tendenziell Emissionsprobleme von Raffinerien, Kokereien und großen Chemieanlagen in einem Komplex.

Grundsätzlich fallen durch Kohleveredelungsanlagen in allen Umweltbereichen Emissionen an. Im Gegensatz zu Kraftwerken werden Kohlenveredelungsprozesse in druckbetriebenen Anlagen durchgeführt. Die dadurch bedingte geschlossene Prozeßführung wirkt sich vorteilhaft auf das Emissionsverhalten aus. Nach heutigen Erkenntnissen können folgende Aussagen getroffen werden:

- Niedertemperatur-Festbett-Verfahren sind energetisch günstiger, erzeugen aber eine breite Palette von Neben-

produkten, deren umweltverträgliche Beseitigung oder Aufbereitung zu verwertbaren Produkten sehr aufwendig ist.

- Hochtemperatur-Flugstrom-Verfahren erzeugen weniger Nebenprodukte, sind jedoch durch Materialprobleme und einen ungünstigeren thermischen Nutzungsgrad gekennzeichnet. Das Rohgas ist stark mit Flugstaub belastet und bedarf einer entsprechenden Reinigung. Die auftretenden hohen Drücke (bei der Vergasung bis zu 100 bar, bei der Verflüssigung mindestens 300 bar), die Handhabung großer Materialmengen und die Komplexität der Anlagen begünstigen diffuse Emissionen. Es muß mit Emissionen von CO, HCN, NH₃, H₂S, Sulfiden, Phenolen, Teeren, Metallcarbonylen und Stäuben mit ganz unterschiedlichen Wirkungsmechanismen gerechnet werden.
- Die heute verfügbaren Gasreinigungsverfahren sind bisher den neuen Aufgaben nicht vollständig angepaßt, um alle Schadstoffe mit vertretbarem Aufwand ausreichend zu entfernen. Das besondere Problem liegt dabei in der Vielzahl der auftretenden Schadstoffe und ihrer Bindungsformen z.B. Schwefel als H₂S, COS, CS₂ und als organisches Sulfid oder Stickstoff als HCN, NH₃, Amine.
- Die Abscheidung der Feststoffe (Asche, Schlacke, Flugstaub, Katalysatorabrieb) wirft spezifische Probleme auf. Die Depositionsfähigkeit dieser Rückstände ist noch nicht ausreichend geklärt.
- Die erforderliche Nachbehandlung der primären Verflüssigungsprodukte verursacht Emissionsprobleme mit vielen aromatischen Heteroverbindungen, die über die Probleme herkömmlicher Raffinerien wesentlich hinausgehen können.

Obwohl eine ganze Reihe von Projekten in Angriff genommen wurde (Tab. 6.1 und 6.2) sind die Emissionen dieser Anlagen noch nicht hinreichend bekannt. Die bislang bekannten Daten basieren meist auf amerikanischen Untersuchungen, die auf deutsche Verhältnisse umgerechnet wurden. Inzwischen sind einige Studien fertiggestellt, die Planungsunterlagen zum Bau von Großanlagen bereitstellen sollen.

Diese Studien wurden im Auftrag des BMFT bei den Saarbergwerken AG, der Rheinischen Braunkohlenwerke AG sowie bei der VEBA OEL/Ruhrkohle AG durchgeführt. Daneben wurde vom Inst. f.

	1	2	3	4	5	6
	Ruhrkohle Ruhrgas	Ruhrkohle Ruhrchemie	Shell	Texaco	PCV (Flick-Gruppe)	Saarberg
Produkte	1,5 Mrd m ³ /a SNC	0,7 Mrd m ³ /a Synthesegas; davon je 50 % an Ruhrchemie und Thyssen (SNG-Erzeugung)	0,6 Mrd m ³ /a Synthesegas	0,65 Mrd m ³ /a Synthesegas	1,1 Mrd m ³ /a Synthesegas zur Weiterver- arbeitung zu SNG	0,8 Mrd m ³ /a Synthesegas für ein 60 - Kombikraftwerk
Einsatzstoffe:	3 Mio t/a deutsche Steinkohle	0,4 Mio t/a deutsche Stein-	0,3 Mio t/a Steinkohle	0,36 Mio t/a Steinkohle	0,5 Mio t/a Steinkohle	0,4 Mio t/a deutsche Steinkohle
Techn. Verfahren:	Lurgi-Druck- Vergasung Festbettver- gasung	Texaco-Verfah- ren Kohlestaubver- gasung	Shell-Koppers- Vergaser Kohlestaubver- gasung	Texaco-Verfah- ren Kohlestaubver- gasung	Festbett-Ver- gasung	Kombiprozeß mit Saarberg/Otto-Ver- gasung
Planung und Bau:	Planung 1980/82 Bau 1981/84 Betrieb ab 1984	Planung 1980/83 Bau 1981/84 Betrieb ab 1984	Planung 1980/83 Bau 1981/83 Betrieb ab 83/84	Planung 1980/83 Bau 1983/85 Betrieb ab 1985	Planung 1980/81 Bau 1982/84 Betrieb ab 1985	Planung 1980/83 Bau 1983/84 Betrieb ab 1985
Standort:	Ruhrgebiet	Oberhausen-Nol- ten Gelände der Ruhrchemie	hängt vom Kohle- einsatz ab	Kraftwerk Rheinpreußen Moers-Neerback	Hückelhoven (Zechengelände Sophia-Jacoba)	Saarland
Investitionen:	13 Mrd DM für die 14 Kohleveredelungsanlagen insgesamt					

Tab. 6-1: ' Projekte zur Kohlevergasung / 6-4/

	7	8	9	10	11
	Rheinbraun	Rheinbraun	Korf	VEW	Thyssengas
Produkte	1 Mrd m ³ /a Synthesegas	0,7 Mrd m ³ /a SNG	Reduktionsgas zur Direktreduktion von Eisenerz	Koks und Gas für ein 800 KW- Kombikraftwerk	0,1 Mrd m ³ /a SNG
Techn. Verfahren	Hochtemperatur- Winkler-Verfahren Wirbelschicht- Vergasung	Hydrierende Kohlevergasung	Saarberg/Otto/ Vergaser	Partielle Vergasung ohne Druck mit Luft	in einer Wirbel- <u>schicht</u>
Planung und Bau	Planung 1982/85 Bau ab 1982 Betrieb ab 1984	Planung 1981/87 Bau 1987/90 Betrieb ab 1985	Planung 1980/83 Bau 1983/84 Betrieb ab 1985	Planung 1980/83 Bau 1983/85 Betrieb ab 1985	Planung 1980/83 Bau 1984/85 Betrieb ab 1986
Standort	Berrenrath	Rheinisches Braunkohlenrevier	noch offen	VEW-Kraftwerke Gersteinwerk, Lippe und Emsland	Oberhausen-Holten
Investitionen	13 Mrd DM für die 14 Kohleveredelungsanlagen <u>insgesamt</u>				

Forts. Tab. 6-1: Projekte zur Kohlevergasung

	1			2		3	
	Ruhrkohle ^{x)}	VEBA-Öl ^{x)}		Saarbergwerke		Rheinbraun	
Produkte	2 Mio t/a Flüssigpro- Kraftstoffe, Benzol	2 Mio t/a Flüssigpro- Kraftstoffe, Heizöl (L), Chemierohstoffe		800.000 t/a Hydrierbenzin		400.000 t/a Kraftstoffe, Chemierohstoffe	
Einsatzstoffe	6 Mio t/a Steinkohle	6 Mio t/a Steinkohle oder Schweröl		2 Mio t/a Saarländische Flammkohle		3,5 Mio t/a Rohbraun- kohle	
Techn. Verfahren	IG-Verfahren modifiziert durch RAG	modifiziertes IG-Verfahren (dabei soll wahlweise auch Schweröl eingesetzt werden können)		IG-Verfahren modifiziert durch Saarberg		IG-Verfahren modifiziert durch Rheinbraun	
Planung und Bau	Planung: 1980/83 Bau: 1983/93 Betrieb: ab 1986	Planung: 1980/83 Bau: 1984/87 Betrieb: ab 1987		Planung 1980/82 Bau: 1983/86 Betrieb ab: 1987		Planung 1985/86 Bau: 1988/91 Betrieb ab: 1997	
Standort	Ruhrgebiet	noch offen		Saarland		Rheinisches Braun- kohlenrevier	
Investitionen	13 Mrd DM für die 14 Kohleveredlungsanlagen insgesamt						

x) Ruhrkohle und VEBA verhandeln mit dem Ziel einer Zusammenführung der Projekte

Tab. 6-2: Projekte zur Kohleverflüssigung

Chemische Technologie und Brennstofftechnik an der TU Clausthal eine Studie mit dem Titel "Erfassung und Abschätzung der Emissionen aus Anlagen zur Kohleverflüssigung und Kohlevergasung in der Bundesrepublik Deutschland" im Auftrag der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen fertiggestellt. Neben den Emissionen, die bei der Kohleveredelung direkt entstehen, ist bei der Nutzung der erzeugten Energieträger mit einem veränderten Emissionsverhalten gegenüber dem substituierten Energieträger zu rechnen, z.B. erhöhter PAH-Emission.

Aus der Vielzahl der vorgeschlagenen Verfahren wurden für eine detaillierte Betrachtung nur diejenigen, die in der Bundesrepublik Deutschland einsetzbar und als zukunftssträftig gelten können, ausgewählt. Dies sind

- Kohlevergasung
 - Lurgi Druckvergasung
 - Texaco
 - Shell-Koppers
 - Saarberg-Otto
 - Winkler
- Kohleverflüssigung
 - Modifiziertes IG-Verfahren

6.1 Lurgi-Druckvergasung

- Verfahrensprinzip

Autotherme Druckvergasung im Gegenstrom von stückiger Kohle mit Wasserdampf und Sauerstoff im Festbettreaktor (Abb. 6-3).

- Beschreibung /6-5, 6-6, 6-7/

Die Rohkohle wird zunächst gewaschen, gebrochen, klassiert und getrocknet, anschließend gelangt sie über eine periodisch arbeitende Schleuse in den Gaserzeuger und wird mechanisch über den Schachtquerschnitt verteilt. Die Vergasung erfolgt mit Hilfe eines Sauerstoff-Dampf-Gemisches, das durch den Drehrost in den Reaktor eingeblasen wird.

Das auf dem Rost liegende Aschebett dient zur gleichmäßigen Verteilung und Vorwärmung des Vergasungsmittels. In einer kurzen Verbrennungszone wird das Vergasungsmittel auf die Reaktionstemperatur 600-700 °C aufgeheizt. Es folgt eine Zone, in der vorwiegend die Wasserdampfvergasung stattfindet, in der darauffolgenden Schicht erfolgt eine Entgasung und hydrierende Vergasung der Kohle (bei 500-600 °C). Das Rohgas trocknet schließlich noch die im Gegenstrom langsam nach unten wandernde Kohle, bevor es - je nach Art der Einsatzkohle - bei Temperaturen zwischen 300 und 800 °C den Vergaser verläßt, der als Doppelmantelgefäß mit Druckwasser-Verdampfungskühlung ausgebildet ist. Die Asche wird periodisch über einen Schleusenbunker unterhalb des Vergasers abgezogen.

Das den Reaktor verlassende Rohgas wird in einem Waschkühler mit Wasser auf 180-200 °C gequenchet, wobei mitgerissener Kohlenstaub und Teer ausgewaschen werden. Im nachgeschalteten Abhitze-kessel wird Niederdruckdampf von 5-7 bar gewonnen. Dabei fällt die Gastemperatur nochmals um ca. 20-30 °C. Ein Teil des im Abhitze-kessel abgeschiedenen Gaswassers wird im vorangehenden Waschkühler eingesetzt. Bei der Gasbehandlung im Waschkühler fällt ferner Leichtöl-Kondensat an. Überschüssiges Gaswasser und die Teer-Staub-Suspension des Waschkühlers werden gemeinsam in einem Teerscheider aufgearbeitet, der staubhaltige Teer anschließend wieder in den Vergaser oben auf das Kohlebett gegeben. Er dient als wirksamer Staubfänger und wird nachfolgend gecrackt und vergast.

Die Rohgaskonvertierung wird mit einem Teilstrom des Rohgases in zwei Stufen durchgeführt. Kohlenmonoxid wird hierbei bis zu einem Restgehalt von 4,5 % umgesetzt. Gleichzeitig werden die höheren Kohlenwasserstoffe sowie HCN hydriert. Die Abwärme wird zur Niederdruckdampferzeugung ausgenutzt.

Die Betriebskosten einer Konvertierungsanlage bestehen zum überwiegenden Teil aus den Kosten für den aufzuwendenden Dampf. Dieser zusätzliche Aufwand wird vermieden, wenn der im unge-reinigten, heißen Rohgas der Druckvergasung vorhandene Wasserdampf in der Rohgaskonvertierung unmittelbar für die Konvertierungsreaktion nutzbar gemacht wird.

Die exotherme Konvertierungsreaktion erfolgt an Co-Mo-Katalysatoren im Temperaturbereich von 380-460 °C.

Die weitere Gasreinigung erfolgt durch eine zweistufige Rectisolwäsche. Als Waschflüssigkeiten werden organische Lösungsmittel, vorzugsweise Methanol eingesetzt. In der ersten Waschstufe werden Gasnaphtha und andere höhere Kohlenwasserstoffe sowie Restwasserdampf und Ammoniak ausgewaschen. Das Lösungsmittel wird von den gelösten organischen Stoffen befreit und durch Destillation zurückgewonnen. Die zweite Waschstufe entfernt H_2S , COS und CO_2 . Als Lösungsmittel dient das von der Destillation kommende hochreine Methanol. Es wird anschließend durch Heißregeneration von den Sauer gasen befreit und ohne weitere Aufarbeitung in der ersten Waschstufe eingesetzt.

Das Sauer gasgemisch wird in einer Claus-Anlage zu Schwefel weiterverarbeitet.

Das bei der Gasreinigung abgeschiedene Gaswasser enthält die wasserlöslichen Verunreinigungen des Rohgases, hauptsächlich Phenole, Ammoniak und Teersäuren. Das durch Filtration von Schwebestoffen befreite Wasser wird daher in einer Phenosolvan-Anlage mit Isopropyläther oder Butylazetat als Lösungsmittel im Gegenstrom extrahiert. Der Extrakt wird in einer Destillationskolonne zerlegt und das Lösungsmittel rezirkuliert. Das von organischen Verunreinigungen befreite, aber noch Ammoniak und Lösungsmittel enthaltende Wasser wird vorgewärmt und in einer Desorptionskolonne mit Kreislaufstrip gas vom Ammoniak und Lösungsmittel befreit. Das gereinigte Wasser hat Restgehalte von 20 ppm Phenol und von 60 ppm Ammoniak.

Als Vorteil des Lurgi-Druckvergasungsverfahrens ist zum einen das Gegenstromprinzip anzusehen, das eine gute Wärmeausnutzung und einen relativ geringen spezifischen Sauerstoff-Verbrauch bewirkt.

Nachteile dieses Verfahrens sind erstens, daß mit Rücksicht auf den Widerstand in der Schüttung ein bestimmtes Körnungsband der Einsatzkohle eingehalten werden muß, da hohe Anteile an Unterkorn zur Leistungsverminderung führen, und zweitens neben der Vergasung eine Entgasung der Kohle stattfindet, die zu aufzu-

arbeitenden Schwelprodukten führt.

Das Hauptziel der Weiterentwicklung der LURGI-Druckvergasung liegt in der Erhöhung des Betriebsdruckes im Gaserzeuger von bisher ca. 30 bar bis auf maximal 100 bar. Die Entwicklungsziele im einzelnen sind folgende /6-31/:

- Entwicklung und Bau eines Hochdruckgaserzeugers für Betriebsdrücke bis maximal 100 bar, wodurch die spezifische Durchsatzleistung vergrößert wird. Außerdem erhöht sich die Methanbildung durch vermehrte Hydrierung der Schwelprodukte im Gaserzeuger. Die bei der Methanbildung freiwerdende Wärme bleibt im Gaserzeuger, so daß als weiterer Vorteil für eine solche Fahrweise eine Verringerung des Vergasungsmittelverbrauchs erzielt werden kann. Bei der Weiterverarbeitung zum SNG sind damit rd. 70 % des im fertigen Gas enthaltenen Methans bereits im Rohgas vorhanden.
- Erweiterung des Körnungsspektrums der Einsatzkohle. Das Lurgi-Druckvergasungsverfahren wird bisher vorwiegend für schwach- bis nichtbackende Kohlen mit Korngrößen von ca. 3 bis 30 mm eingesetzt. Ziel ist es, das Körnungsband bis hin zur Rohförderkohle mit vermehrtem Feinkornanteil auszuweiten.
- Reduzierung des Anfalls an Nebenprodukten. Infolge der Druckerhöhung im Gaserzeuger wird der aus der Kohle freiwerdende Teer teilweise hydrierend zu Gas gespalten. Außerdem reduziert der höhere Druck die Bildung von Kohlenwasserstoffen und damit auch von Phenolen.
- Anpassung des Verfahrens in bezug auf die Gasqualität. Es ist vorgesehen, den Anteil an Kohlenoxid, Wasserstoff und Methan im Rohgas je nach Weiterverarbeitung des Gases durch katalytische oder thermische Nachbehandlung (partielle Oxidation) des Gases zu beeinflussen.

Beschreibung der Lurgi-Druckvergasung Typ Ruhr 100 /6-8/

Die zur Vergasung vorgesehene Kohle gelangt aus dem Tagesbunker über die Kohlenschleuse diskontinuierlich in den Gaserzeuger. Der Gaserzeuger ist als Mantelgefäß ausgebildet und liefert einen Teil des zur Vergasung benötigten Hochdruckdampfes. Die eingeschleuste Kohle baut sich als Festbett auf. Durch einen

rotierenden Rost werden die Vergasungsmittel Sauerstoff und Dampf oder Luft/Dampf-Gemische eingeleitet. Unterhalb der Kohlenschleuse befindet sich für die aufgegebene Kohle ein rotierender Verteiler. Die Kohle durchläuft im Gegenstrom zum Gas die Trocken- und die Schwelzone. In dieser Zone werden Schwelprodukte abgespalten. Außerdem laufen Sekundärreaktionen zwischen Schwelprodukten und dem aus der Vergasungszone stammenden Gasgemischen ab.

Da im Bereich der Schwelzone bei Einsatzkohlen mit Backfähigkeit die Gefahr des Zusammenbackens besteht, wird hier durch eine geeignete Rührvorrichtung das Gut in Bewegung gehalten und Verbackungen aufgebrochen. Gleichzeitig erreicht man hierdurch eine gleichmäßigere Beaufschlagung der Schüttsäule mit dem Produktionsgas. Nach der Entgasung und Freisetzung der Schwelprodukte erfolgt die Vergasung des Halbkokes mit Wasserdampf und Kohlendioxid in der Vergasungszone. Nicht umgesetzter Kohlenstoff wird unmittelbar oberhalb des Rostes mit Sauerstoff in der Verbrennungszone verbrannt. Die exotherme Verbrennungs- und Methanbildungsreaktion liefert die zur Wasserdampfvergasung erforderliche Wärmemenge. Durch Zugabe von überschüssigem Dampf wird die Temperatur in der Verbrennungszone so niedrig gehalten, daß kein Klinkern der Mineralstoffanteile erfolgt. Die Asche gelangt durch den Rost in die Aschenschleuse, aus der sie diskontinuierlich abgezogen wird.

Der Gaserzeuger RUHR 100 verfügt im Gegensatz zu den herkömmlichen LURGI-Gaserzeugern über zwei getrennte Gasabzüge, dem Schwelgasabzug und dem Vergasungsgasabzug, kurz Klargasabzug genannt.

Mit dieser Anordnung kann der Temperaturverlauf und die Strömungsgeschwindigkeit in der Schwelzone beeinflußt werden, was besonders für backende und feinkornhaltige Einsatzkohlen von Bedeutung ist. Einsatzkohlen mit hohen Unterkornanteilen konnten bisher nur unter Zurücknahme der Gaserzeugerleistung durchgesetzt werden. Durch die Reduzierung der Gasgeschwindigkeit soll das Mitreißen von Feinstpartikel im Rohgas auf ein zulässiges Maß eingestellt werden. Das aus dem Klargasabzug abzuziehende

Gas enthält voraussichtlich außer Staub keine wesentlichen Beimengungen und kann nach erfolgter Staubabscheidung und Wärmerückgewinnung direkt der Rohgaskonvertierung zur Einstellung des angestrebten CO/H_2 -Verhältnisses zugeführt werden.

Das Gas aus dem Schwelgasabzug wird bevorzugt die kondensierbaren Kohlenwasserstoffe und das in der Schwelzone gebildete Methan enthalten. Somit wird der Aufwand für die Isolierung der dampfförmigen Kohlenwasserstoffe und für die nachgeschaltete Rohgasspaltung verringert.

Beide Gasströme werden in Waschkühlern und nachgeschalteten Abhitzeesseln gekühlt. Dabei fallen neben Gaswasser Teer, Öl und Phenole sowie geringe Mengen mitgerissenen Staubes an. Das abgeschiedene Kondensat wird in Gaswasser, Öl, Klarteer und Staubteer getrennt. Der staubhaltige Teer kann in den Gaserzeuger rückgeführt werden.

Zur Herstellung von Stadtgasqualität ist die Umwandlung des Kohlenoxid-Anteils im Rohgas erforderlich. Nach einem von der LURGI und RUHRGAS entwickelten Verfahren kann das Druckvergassungsgas ohne vorausgegangene Entschwefelung direkt einer Konvertierungsanlage zugeführt werden. Der für die Konvertierungsreaktion benötigte Wasserdampf ist bereits im Rohgas enthalten.

Die Steinkohlengas AG hat erstmals zwei Anlagen zur Rohgaskonvertierung der Firma LURGI in Auftrag gegeben und erfolgreich bis zur Stillsetzung der Steinkohlen-Vergasung betrieben. Die Versuchsanlage wird ebenfalls eine Rohgaskonvertierungsstufe erhalten, um einerseits den Kohlenoxidgehalt im Rohgas zu reduzieren und andererseits die Qualität der im Rohgas enthaltenen dampfförmigen Kohlenwasserstoffe zu verbessern. Ferner ist daran gedacht, durch Eindüsen von phenolhaltigen Gaskondensaten einen weitgehenden Abbau der in der Weiterverarbeitung zu Schwierigkeiten führenden zweiwertigen Phenole zu erreichen.

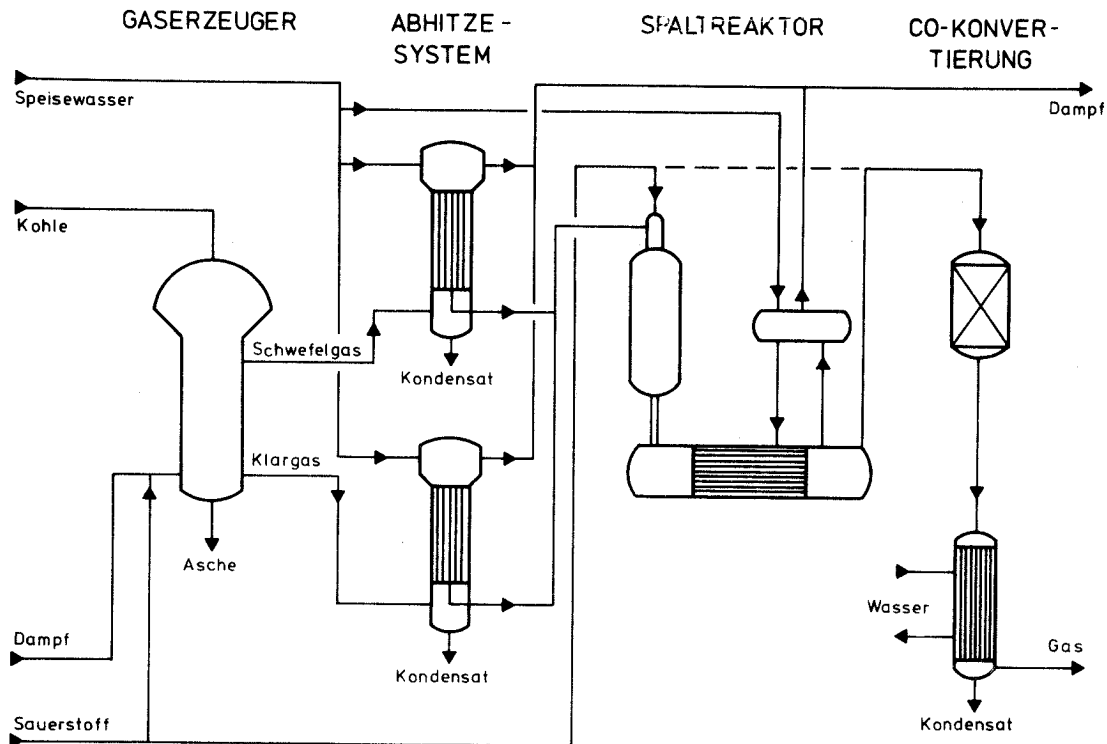


Abb. 6-3: Fließbild der Ruhr 100-Anlage /6-4/

6.2 Texaco-Verfahren

- Verfahrensprinzip

Autotherme Druckvergasung im Gleichstrom mit Dampf und Sauerstoff in der Flugstaubwolke.

- Beschreibung /6-4, 6-5, 6-9, 6-10/

Die vom Bergwerk angelieferte Kohle wird zunächst über Siebe und Brecher auf eine Korngröße ≤ 25 mm vorklassiert. In einem anschließenden Naß-Vermahlungskreislauf wird die Kohle auf die für den Texaco-Vergaser erforderliche Korngröße ≤ 0.15 mm gebracht. Vor der Mühle wird der Kohle ein Additiv zugesetzt, welches die Fließfähigkeit der Maische erheblich verbessert. Dieses Material gelangt in den Anmischbehälter, wie Abb. 6-5 zeigt, welcher mit einem Rührwerk ausgestattet ist. Die Maische, die etwa 55 % Kohle enthält, wird mit Pumpen über einen dampfbeheizten Suspensionsvorwärmer zum Vergasungsreaktor gefördert. Die Suspension wird hierbei auf 540 °C erhitzt. Das dabei entstehende Kohle-Wasserdampfgemisch wird über eine am Kopf des Generators angebrachte Düse in den Vergasungsraum eingespeist. Die Sauerstoffzufuhr erfolgt über eine konzentrisch angebrachte Ringdüse.

Die Kohlenasche schmilzt infolge der hohen Temperatur. Es bilden sich Tröpfchen, die in einem Wasserbadkühler am Generatorboden abkühlen und als Granulat ausgeschleust werden. Das Rohgas wird im unteren Teil des Generators abgezogen. Die Arbeitstemperatur des Generators liegt im Bereich von etwa 1100-1400 °C. Der Arbeitsdruck beträgt 25-83 bar. Wegen der hohen Temperatur und dem hohen Druck ist der obere Teil des Texaco-Generators von einem Kühlmantel umgeben. Das zugeführte Kühlwasser leitet die Wärme der Brennerdüsen sowie die Reaktionswärme aus der Oxidationskammer ab.

Mit Hilfe von Sieben und einem Vorklärbecken wird die Grobschlacke abgetrennt und für den Abtransport eingelagert. Das Abwasser des Vorklärbeckens wird einem weiteren Klärbecken zugeleitet, in dem sich die Feinschlacke absetzt. Die Feinschlacke und ein Teil des geklärten Wassers werden wieder dem Kohleschlamm-Mischer zugeführt. Der andere Teil des geklärten Wassers wird zur Rohgaskühlung verwendet. Das im Generator erzeugte Rohgas wird in den Gaskühler geleitet und wie bereits erwähnt, mit dem Wasser des Klärbeckens gekühlt, wobei die im Rohgas enthaltene Wärme gleichzeitig zur Dampferzeugung ausgenutzt wird. Das abgekühlte Gas wird zusammen mit dem Abwasser aus der Quenchzone des Gasgenerators über einen Wäscher und Separator geschickt, um Feststoffteilchen aus dem Gas zu entfernen. Das so gereinigte Rohgas wird einer zweiten Kühlstufe zugeführt.

Der wäßrige Rückstand aus dem Separator wird in einen Entspannungsbehälter geleitet. Der dabei entstehende Dampf wird dem Abwasserstripper zugeführt. In einem anschließenden Absetzbecken wird das Wasser von den Feststoffen getrennt und zusammen mit dem Abwasser aus der Schlackentrennung zur Kohleaufbereitung zurückgeführt.

Das Abwasser aus der Gaswäsche wird ebenfalls einem Entspannungsbehälter zugeführt. Das anfallende saure Abwasser wird zur weiteren Behandlung dem Abwasser-Stripper zugeführt. Die Gase aus dem Entspannungsbehälter werden zusammen mit den Abgasen des Abwasser-Strippers zur Stretford-Anlage geleitet.

Um das für ein Synthesegas erforderliche CO/H_2 -Verhältnis zu erhalten wird das Rohgas oder ein Teilstrom davon der CO -Konvertierung zugeführt. Die Reaktion erfolgt bei höheren Temperaturen an einem Kobalt-Molybdän-Katalysator. Gleichzeitig werden hierbei weitere im Rohgas enthaltene Kohlenwasserstoffe sowie Schwefelverbindungen hydriert. Die Anwesenheit von Schwefel vermindert die Aktivität des Katalysators, so daß dieser in bestimmten Zeitabständen regeneriert werden muß. Das Rohgas gelangt nach der Konvertierung zur Gaskühlung von dort in die Rectisol-Anlage, wo CO_2 , H_2S sowie COS aus dem Gas entfernt werden. Die in der Rectisol-Anlage anfallenden sauren Gase werden in einer Stretford-Anlage zu Schwefel aufgearbeitet. Bevor das Abwasser aus dem Gaswäscher den Abwasserreinigungsanlagen zugeleitet wird, wird es in einem Abwasser-Stripper von H_2S befreit. Das Kopfprodukt des Strippers (H_2S) wird der Stretford-Anlage zugeführt.

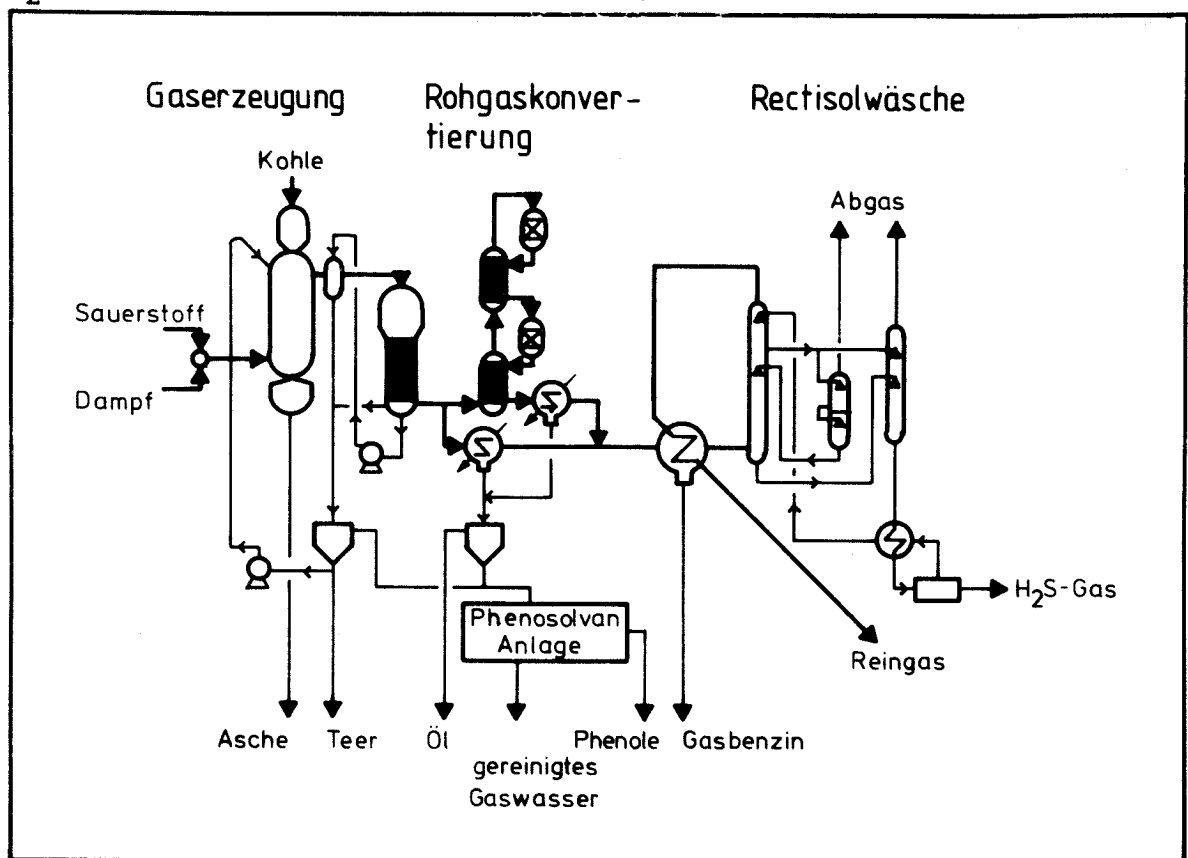


Abb. 6-5: Texaco Verfahrensflußbild /6-4/

6.3 Shell-Koppers

- Verfahrensprinzip

Autotherme Druckvergasung im Gleichstrom mit Dampf und Sauerstoff in der Flugstaubwolke

- Verfahrensbeschreibung /6-4, 6-5, 6-11, 6-12/

Der Prozeß ist gekennzeichnet durch autotherme Vergasung von Kohlenstaub mit Sauerstoff (bzw. Luft) und Wasserdampf. Kohlenstaub und Vergasungsmittel werden im Gleichstrom in den Reaktor eingeführt. Die Vergasung findet unter Druck sowie unter verschlackenden Bedingungen statt, d.h. bei Temperaturen, die über dem Schmelzpunkt der Asche liegen.

Der Prozeß ist für die vollständige Vergasung unterschiedlicher fester Brennstoffe wie aller Arten von Kohlen und Petrolkoks geeignet. Brennstoffe mit hohem Aschegehalt (bis 40 Gew.%) und hohem Schwefelgehalt (bis 8 Gew.%) können in der Shell-Koppers Vergasungsanlage eingesetzt werden. Auch ein hoher Wassergehalt der Kohle stellt kein technisches Problem dar.

Wie Abb. 6-6 zeigt, wird die Kohle (Korngrößen 90 % $\leq$ 90 mm) gemahlen und dabei gleichzeitig mit Rauchgas aus verbranntem Produktgas je nach Art der Einsatzkohle bis auf eine Restfeuchte von 2 bis 8 % getrocknet. Für die Trocknung der Kohle wird Heißgas verwendet, das aus einem Teilstrom des Kohlenstaubs durch Verbrennung erzeugt wird. Das Heißgas ist gleichzeitig Fördermedium für den Kohlenstaub innerhalb der Kohlenvorbereitungsanlage. In Zyklonen erfolgt eine Großabscheidung des Kohlenstaubs; eine nachfolgende Feinabscheidung erfolgt in Elektrofiltern. Der Kohlenstaub wird pneumatisch zum Vergaser gefördert und dort durch Schneckenaggregate dem Vergaser zugeführt. Vor Eintritt in den Vergaser wird dem Kohlenstaub die erforderliche Menge Sauerstoff und, falls notwendig, Wasserdampf zugegeben.

Die Vergasung findet durch partielle Oxidation des Kohlenstaubes mit Sauerstoff (oder Luft) und Wasserdampf statt. Die Reaktionstemperatur liegt bei 1800 bis 2000 °C, die Reaktorauslaßtemperatur übersteigt normalerweise nicht 1400 bis 1500 °C. Der Betriebsdruck beträgt etwa 30 bar.

Die Kohle wird nahezu vollständig vergast; die Kohlenstoffumwandlung beträgt abhängig von der Kohlenart mindestens 98 %. Infolge der hohen Vergasungstemperaturen entstehen keine teer- oder phenolhaltigen Nebenprodukte, wodurch die Gasreinigung erheblich vereinfacht wird.

Der in der Kohle enthaltene Schwefel wird zu über 99 % zu H_2S und COS umgewandelt.

Etwa die Hälfte der Asche wird als flüssige Schlacke, die an den Vergaserwänden nach unten abfließt, in einem wassergefüllten Tank abgeschreckt und unterhalb des Vergasers in granulierter Form abgezogen, die andere Hälfte wird mit dem erzeugten Gas als Flugasche aus dem Vergaser ausgetragen. Diese Flugaschetropfen müssen vor Erreichen des Abhitzekessels verfestigt werden. Hierzu ist am Reaktorauslaß eine Quenchzone vorgesehen. Im Abhitzekessel wird überhitzter Dampf von Drücken bis 100 bar erzeugt. Die erzeugte Dampfmenge ist mehr als ausreichend für den Betrieb der Kompressoren der Sauerstoff-Anlage.

In der Gasreinigung wird der Feststoffgehalt des Gases auf weniger als 1 mg/Nm^3 reduziert. Vorteilhaft ist der Anfall von nur geringen Abwassermengen.

Das abgekühlte und soweit gereinigte Rohgas enthält noch Schwefelverbindungen sowie Spuren von Ammoniak und Cyanwasserstoff, die abgetrennt und in umweltneutrale Stoffe umgewandelt werden müssen. Die Auswahl der dafür einzusetzenden Reinigungsverfahren hängt vom jeweiligen Verwendungszweck des Gases ab. Anlagen zur Entfernung von H_2S , COS und, wenn erforderlich, CO_2 , können unter Verwendung verschiedener Verfahren der Shell-Koppers Anlage nachgeschaltet werden. Sofern das Gas als Brennstoff oder Reduktionsgas eingesetzt werden soll, muß sein Schwefelgehalt entsprechend der jeweiligen Umweltvorschriften reduziert werden.

Synthesegas aus der Kohlevergasung muß einen hohen Reinheitsgrad aufweisen und erfordert darum Reinigungssysteme, die eine hohe Selektivität in der Entfernung von H_2S und CO_2 besitzen.

Soll das Gas in Gasturbinen verwendet werden, ist es vorteilhaft, den CO_2 -Gehalt nicht zu reduzieren, da dies die Turbinenleistung verbessert.

Die Sauer gases werden üblicherweise einer Claus-Anlage zugeführt. Etwa 92 % des Schwefels im Gas wird hier als elementarer Schwefel rückgewonnen. Sofern eine noch weitergehende Entschwefelung erforderlich ist, kann der SCOT-Prozeß (Shell-Claus-Offgas Treatment) nachgeschaltet werden.

Sauerstoff und Dampfverbrauch hängen von der Qualität der Einsatzkohle ab. Ein Sauerstoffbedarf von 0,9–1,0 t je Tonne wasser- und aschefreier Kohle (waf) ist typisch für Steinkohle. Für Kohle mit niedrigerem Inkohlungsgrad ist ein Wert von 0,7 t Sauerstoff je Tonne Kohle (waf) repräsentativ. Der Dampfbedarf ist sehr gering und beträgt Null für einige Braunkohlen, wenn Luft als Vergasungsmittel verwendet wird.

Die Rohgasproduktion beträgt etwa 2000 Nm^3 je t Steinkohle guter Qualität. Das CO/H_2 -Verhältnis auf Volumenbasis liegt zwischen 2,0 und 2,4 bei den bevorzugten Betriebsbedingungen mit minimaler Wasserdampfzuführung. Der Brennwert des Gases (bei Sauerstoff als Vergasungsmittel) liegt bei 11300 kJ/Nm^3 (2700 kcal/Nm^3); der thermische Wirkungsgrad beträgt etwa 80 %.

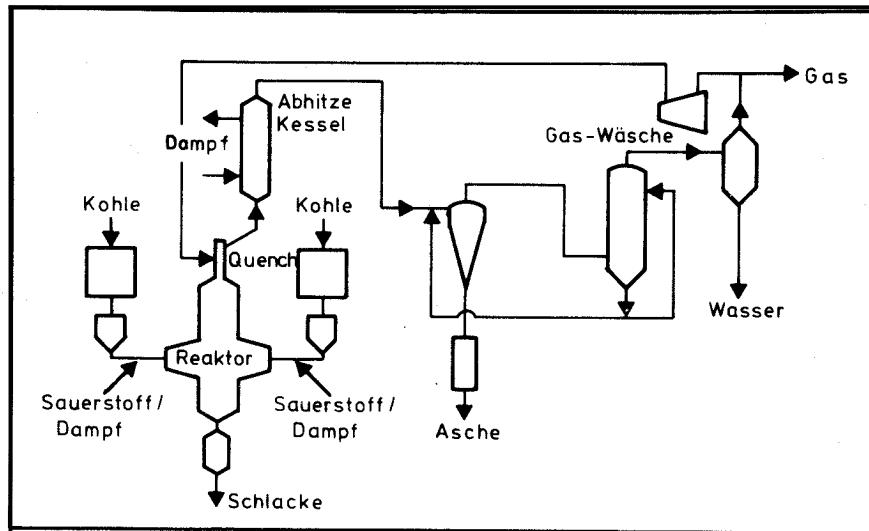


Abb. 6-6: Verfahrensflußbild des Shell-Koppers Verfahren /6-12/

6.4 Saarberg-Otto-Vergasungsverfahren

- Verfahrensprinzip

Autotherme Flugstromvergasung unter Druck mit Dampf und Sauerstoff.

- Verfahrensbeschreibung /6-5, 6-13, 6-18/

Die Einsatzkohle wird für die Vergasung durch eine Mahltrocknung aufbereitet; dabei genügt eine Mahlung auf eine Korngröße ≤ 3 mm mit einem Anteil von 70 % $\leq 0,5$ mm im Einsatzgut. Der Endwassergehalt wird bei Steinkohle auf ≤ 2 %, bei Braunkohle auf ≤ 12 % eingestellt.

Wie Abb. 6-7 zeigt, werden für die Trocknung die von einer Brennkammer kommenden Rauchgase verwendet. Der Rauchgasstrom dient innerhalb der Mahltrocknungsanlage gleichzeitig als Fördermedium für die gemahlene Kohle.

Mittels einer hochdruckfesten Schleuse wird die benötigte Kohlenstaubmenge von dem unter Umgebungsdruck stehenden, mit Stickstoff inertisierten Vorratsbunker in einen unter Förderdruck stehenden Sender geschleust. Unter Verwendung einer mechanischen Dosierung werden definierte Kohlenstaubmengen kontinuierlich vier Förderleitungen aufgegeben. Der Kohlenstaub gelangt mittels Trägergas in den Vergaser.

Die zu vergasende Kohle, Vergasungsmittel und Trägergas werden durch vier Düsen in den Reaktor eingeblasen. Der Sauerstoff wird unter Ausnutzung von Sattedampf des Abhitzesystems im Sauerstofferhitzer vorgewärmt.

Stufe I des Vergasers ist die Zone der Primärumsetzung. Die Reaktionstemperaturen in dieser Zone liegen zwischen 1650 und 2400 °C. Bei diesen hohen Temperaturen laufen die Vergasungsreaktionen innerhalb von Sekundenbruchteilen ab, d.h. teilweise in den Düsenflammen. Weniger reaktive oder gröbere Teilchen prallen auf das Schlackenbad oder werden von den wirbelnden Gasen - ebenso wie sich bildende Schlackentröpfchen - zum Rand geschleudert, so daß sie längere Verweilzeiten zur Vergasung erhalten.

Überschüssige Schlacke fließt durch einen zentralen Überlauf ab, wird in einem unterhalb des Vergasers angeordneten Wassergefäß granuliert und danach über ein Druck-Schleusensystem ausgetragen. Es wird ein Kohlenstoffgehalt in der abgezogenen Schlacke von unter 1 % erwartet.

Der Wirbelbewegung in Stufe I ist eine Vertikalbewegung des Gases überlagert; das Gas steigt von der Badoberfläche in dem Schacht auf und passiert vor dem Eintritt in die Stufe II eine Einschnürung des Vergaserkühlsystems. Hierdurch werden Schlacke- und Koksteilchen ausgeschleudert und fließen auf der am Kühlsystem haftenden Schlackenschicht ins Bad zurück. Ferner beruhigt sich der Gaswirbel nach Passieren der Verengung, so daß in Stufe II unerwünschte Schlackenansätze vermieden werden.

Die Stufe II, in die das Gas mit einer Temperatur von etwa 1650 bis 1750 °C eintritt, dient als Sicherheitszone bei Unregelmäßigkeiten in Stufe I und als Nachreaktionszone, in der noch ca. 10 % des Kohlenstoffes umgesetzt werden (bezogen auf den Kohlenstoff im frisch eingesetzten Brennstoff).

In Stufe II kühlt sich der aufsteigende Gasstrom je nach Durchsatz auf 1200 bis 1500 °C ab. Die Schachthöhe der Stufe II ist so ausgelegt, daß das Produktionsgas beim Eintritt in die Stufe III durch eine etwa gleichgroße Menge Kühlgas auf 850 °C abgekühlt werden kann. Eine Abkühlung auf diese Temperatur ist notwendig, damit die im Gasstrom mitgerissenen teigigen oder noch flüssigen Schlackentröpfchen erstarren und somit ein "Zuwachsen" der Stufe III und der nachgeschalteten Gaswege vermieden wird. Gekühlt wird durch Zumischen von kaltem Recyclegas, das hinter dem Sprühkühler abgezweigt wird.

Die Stufen I und II des Vergasers sind mit einer Zwangsumlaufkühlung versehen; es handelt sich um ein kombiniertes Siede-Kondensationskühlsystem, das auch als reines Siedekühlsystem betrieben werden kann. In das Zwangsumlaufkühlsystem ist bei Verwendung des Kühlsystems als Siede-Kondensationskühlung ein Wärmetauscher integriert, der die vom Reaktor abgeführte Wärme in Niederdruck-Dampf überführt. Der erzeugte Niederdruck-Dampf wird verschiedenen Verwendungszwecken innerhalb des Prozesses zugeführt.

Das mit etwa 850 °C den Vergaser verlassende Gas wird im Heißgaszyklon zu mehr als 94 % vom mitgeführten "carry-over" (Flugkoks, Flugasche, Ruß) befreit.

Das Rohgas durchströmt dann den Abhitzekessel, wo es sich je nach Durchsatz auf 240 bis 280 °C abkühlt. Dabei wird hochgespannter überhitzter Dampf erzeugt.

Das Rohgas aus dem Abhitzekessel wird nach Durchlaufen von Druck-Heißgasfiltern dem Sprühkühler zugeführt und gelangt anschließend zur Entschwefelung. Während des Versuchsbetriebes

in der Saarberg-Otto-Demonstrationsanlage wird eine Trockenentschwefelung des Rohgases durchgeführt (Adsorption des H_2S an einer festen Reinigungsmasse /6-42/).

Die im Heißgaszyklon, Abhitzekessel und in den Heißgasfiltern abgeschiedenen kohlenstoffhaltigen Staubmengen - bei der gewählten Fahrweise ca. 25 Gew.% der frisch eingesetzten Kohle - werden in den Vergasungsprozeß zurückgeführt; während des Versuchsbetriebes erfolgt der Rücktransport des Flugstaubes in den Reaktor über die Mahltrocknungsanlage.

Die Kühlung des im Sprühkühler aufgewärmten Kühlwassers erfolgt durch Wärmetausch gegen gefiltertes Flußwasser als Kühlmedium. Das ausgeschleuste Überschußkondensat wird von Betriebsdruck auf Atmosphärendruck in einem Entspannungsbehälter entspannt; dabei wird ein Teil der gelösten Gase aus dem Überschußwasser freigesetzt und strömt dem Brüdenkondensator zu. Der noch im Abwasser enthaltene Anteil an gelösten Gasen wird durch Strippung bis auf einen geringen Restgehalt entfernt. Die aus dem Brüdenkondensator entweichenden Gase enthalten die anfallenden Schadgase in konzentrierter Form und werden einer Nachverbrennung zugeführt. Das gereinigte Überschußwasser aus dem Abtreiber wird gekühlt, verdünnt und gelangt dann in den Abwasserkanal.

Ein besonderes Merkmal des Vergasers ist ein Schlackenbad, das hohe Flammentemperaturen, sicheres Zünden, den Einsatz von relativ grobkörniger Kohle sowie eine sehr flexible Fahrweise hinsichtlich Leistung und Einsatzstoffe ermöglicht. Insbesondere der mögliche Einsatz aller fossilen Brennstoffe mit Aschegehalten bis zu 40 % und ohne Einschränkungen durch Backeigenschaft, Mahlbarkeit und Ascheschmelzverhalten sowie der mögliche Einsatz von Rückständen aus Hydrieranlagen und Raffinerien hebt die in Völklingen - Fürstenhausen durchgeführte Entwicklung von denjenigen anderer Flugstromvergaser ab. Dies gilt gleichermaßen auch für die hohen Vergasungstemperaturen, die neben der geringfügigen Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades vor allem die Erzeugung eines Rohgases gewährleisten, das frei ist von Teeren, Phenolen, Harzbildern und ähnlichen Kohlenwasserstoffen, die nur mit erheblichem Aufwand

vom Synthesegas zu trennen sind.

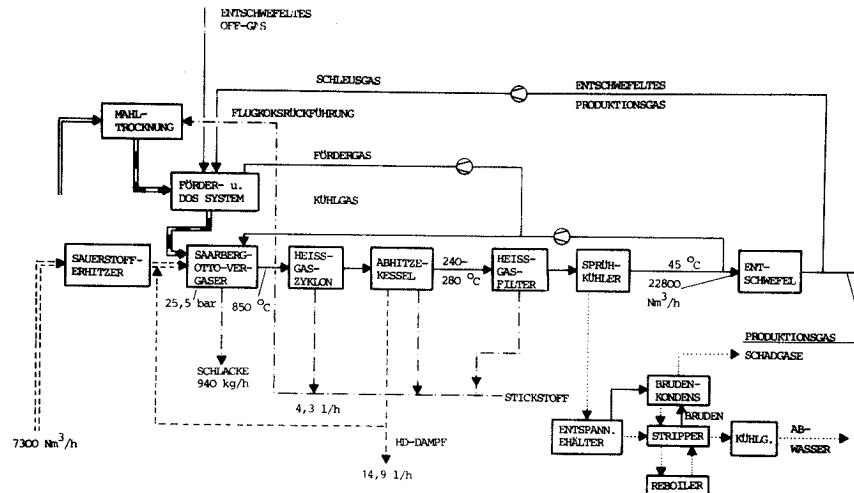


Abb. 6-7: Verfahrensflußbild des Saarberg-Otto-Verfahrens /6-5/

6.5 Hochtemperatur-Winkler (HTW)-Verfahren

- Verfahrensprinzip

Autotherme Vergasung in der Wirbelschicht mit Wasserdampf und Luft oder Sauerstoff unter einem Druck von ca. 10 bar.

- Verfahrensbeschreibung /6-30, 6-4, 6-5, 6-19, 6-20/

Aufbauend auf den Erfahrungen, die mit der Vergasung feinkörniger Kohle im Wirbelbett gemacht wurden, wird das Winkler-Verfahren mit dem Ziel weiter entwickelt, durch Anheben von Druck und Temperatur die Leistungsdaten und die Gasqualität zu verbessern.

Die wesentlichen Entwicklungsschwerpunkte im Vergleich zur kommerziellen Winkler-Vergasung sind:

- Vergasung unter Druck zur Verbesserung der Leistungsdaten und Verringerung der Kompressionsenergie
- Vergasung bei höheren Temperaturen zur Verbesserung der Gasqualität und des Kohlenstoffumsatzes
- zusätzliche Verbesserung des Kohlenstoffumsatzes durch Rückführung des Staubaustrages in das Wirbelbett.

Mit dem HTW-Verfahren können die folgenden Produkte erzeugt werden:

- Synthesegas als Chemierohstoff
- Reduktionsgas für metallurgische Zwecke
- Wasserstoff als Chemierohstoff und für Hydrierzwecke
- Schwachgas für Brennzwecke.

Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen stellt die Erzeugung von Synthesegas zur Herstellung von Methanol ein Hauptentwicklungsziel dar. Der Verfahrensablauf eines solchen Prozesses ist in Abbildung 6-8 dargestellt.

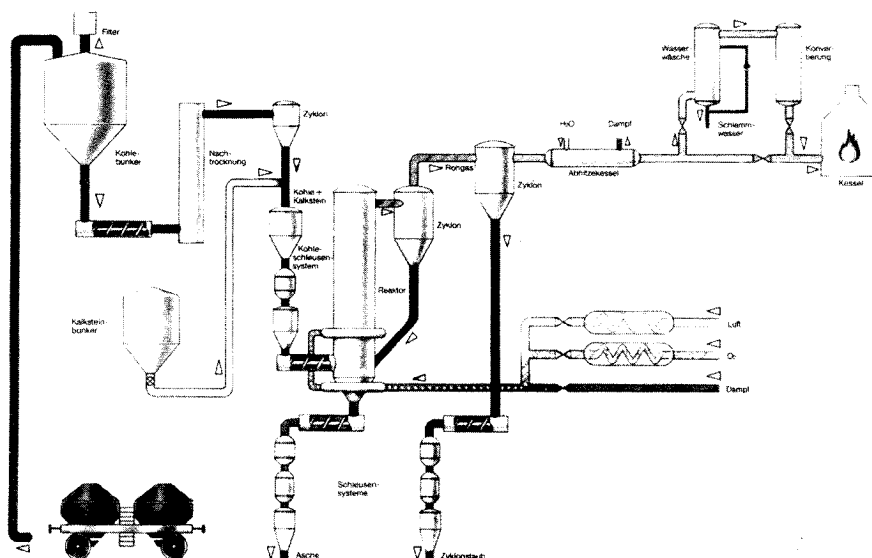


Abb. 6-8: Verfahrensschema des HTW-Prozesses /6-30/

Das Verfahren eignet sich vor allem für Braunkohle, da diese eine höhere Reaktionsfähigkeit besitzt.

Das HTW-Verfahren stellt sehr geringe Forderungen an die Be-

schaffenheit des Brennstoffes. Der Kohlenstoffvergasungsgrad hängt von der Körnung ab. Bei zu feiner Körnung kann der Brennstoffverbrauch durch Flugstaubverluste bei hoher Schachtbelastung der Generatoren bis zu 50 % und mehr ansteigen. Außer dem hohen Flugstaubverlust resultieren daraus auch eine erhebliche Mehrbelastung der Entstaubungseinrichtungen und eine erhöhte Korrosion. Ein Brennstoff mit hohem Grobkornanteil bringt ebenfalls erhöhte Verluste, da aufgrund der in der Wirbelschicht eintretenden Entmischung das Grobkorn zu früh, d.h. mit hohem Kohlenstoffanteil, mit der Asche ausgetragen wird.

Die Reaktorbeschickung erfolgt über eine Druckschleuse, in der das Kohle-Kalkstein-Gemisch auf den Reaktionsdruck gebracht wird.

Die Beimengung von Kalkstein zur Wirbelschicht verhindert das Zusammenbacken der Asche, wodurch es bei rheinischen Braunkohlen gelingt, eine relativ hochschmelzende Krümelasche zu erhalten. Gleichzeitig wird dadurch das Rohgas teilweise entschwefelt.

Die Vergasung findet bei einem Druck von 10 bar und Temperaturen zwischen 750 und 1100 °C statt. Als Vergasungsmittel können wahlweise O₂/Dampf-Gemische oder Luft auf verschiedenen Ebenen in den Vergaser eingegeben werden. Das erzeugte Rohgas verläßt den Vergaserkopf zusammen mit den nicht umgesetzten Kohlepartikeln, deren grober Anteil nach Abscheidung in einem ersten Zyklon in den unteren Teil der Wirbelschicht zurückgeführt wird. Je nach Fahrweise, Kohlezusammensetzung und Art der Zuschlagstoffe sammeln sich bevorzugt im unteren Teil der Wirbelschicht nicht mehr bzw. kaum noch reagierende Asche-Teilchen mit geringem Kohlenstoffanteil an. Ein Teil des Wirbelschichtinhalts aus dem unteren Teil des Reaktors wird über das Ascheschleusensystem aus dem Druckbereich ausgeschleust, gekühlt und anschließend in den Asche/Staubbunker gefördert.

Es ist beabsichtigt, auf der Grundlage der bisherigen Erkenntnisse eine HTW-Demonstrationsanlage zur Vergasung von 100 t/h Trockenbraunkohle zu errichten. Das erzeugte Synthesegas wird nach einer entsprechenden Gasaufbereitung zu der Union

Rheinische Braunkohlen Kraftstoff AG in Wesseling (UK Wesseling) geführt werden, wo es zur Methanolsynthese eingesetzt wird und damit bisher aus Rohölprodukten hergestelltes Synthesegas ersetzt. Die Anlage soll in zwei Bauabschnitten errichtet werden. Der erste Bauabschnitt umfaßt einen Vergasungs- und Gasaufbereitungsstrang und soll bis 1983/84 fertiggestellt sein. In dem zweiten Bauabschnitt, der etwa 1987 abgeschlossen sein soll, ist nach erfolgreicher Inbetriebnahme des ersten Stranges der Zubau von weiteren drei Vergasungs- und Gasaufbereitungssträngen vorgesehen. Im Endausbau würde diese Anlage dann eine Kapazität von ca. 1 Mrd. m³/Jahr spezifikationsgerechtes Synthesegas und ca. 2 Mio t/Jahr Rohbraunkohlebedarf haben. Die Arbeiten zum Behörden-Engineering sind abgeschlossen, so daß in Kürze das Genehmigungsverfahren eingeleitet werden kann.

6.6 Hydrierende Vergasung von Braunkohle

- Verfahrensprinzip /6-22/

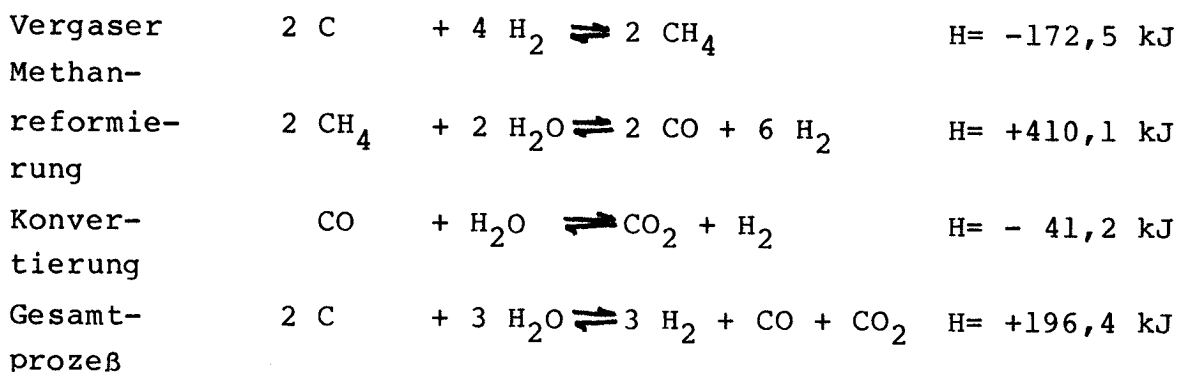
Auto- u. allotherme Vergasung in der Wirbelschicht

Die Vergasung mit Wasserstoff führt zu einem besonders hohen Primärmethangehalt im Rohgas und ist damit für die SNG-Erzeugung besonders gut geeignet. Die Wasserstoffbereitstellung kann auf zweierlei Wegen erfolgen. Im ersten Fall wird der Restkoks der hydrierenden Vergasung mit Hilfe des bereits beschriebenen HTW-Verfahrens vergast und das Rohgas in einer entsprechenden nachgeschalteten Gasaufbereitungsanlage zu Wasserstoff umgewandelt. Dieser Kombinationsprozeß hat insgesamt einen niedrigen Sauerstoffverbrauch, einen hohen Kohlenstoffumsatz und benötigt keine Methanisierungsstufe. Die Energiebereitstellung kann in Form von Dampf und Strom aus fossilen oder nuklearen Kraftwerken erfolgen. Die zweite Möglichkeit der Wasserstoffbereitstellung besteht in der Kopplung der hydrierenden Vergasung mit einem Hochtemperatur-Kernreaktor. Hierbei wird ein Teil des erzeugten Methans in einem Röhrenspaltofen mit Hilfe nuklearer Prozeßwärme zu einem wasserstoffreichen Gas umgesetzt. Dieser Kombinationsprozeß führt zu einer Kohleein-

sparung von bis zu 40 % und verspricht auf lange Sicht auch wirtschaftliche Vorteile. Somit bietet das Verfahren der hydrierenden Kohlevergasung den besonderen Vorteil, daß sowohl konventionell ein Teil des Energiebedarfs aus fossilen oder nuklearen Kraftwerken eingekoppelt werden kann als auch eine vollständige Energiebedarfsdeckung durch einen Hochtemperatur-Kernreaktor möglich ist.

- Verfahrensbeschreibung für allotherme Prozesse (PNP) /6-21, 6-22/

Der Gesamtprozeß der hydrierenden Vergasung von Kohle zu Synthesegas wird durch das folgende vereinfachte Reaktionsschema charakterisiert:



Während die Vergasungs- und Konvertierungsreaktion exotherm sind, ist die Methanreformierung endotherm. Dieser Verfahrensschritt dient daher zur Einkopplung der nuklearen Prozeßwärme auf hohem Temperaturniveau, während die verbleibende Prozeßwärme auf niedrigem Temperaturniveau zur Dampferzeugung genutzt wird.

Abb. 6-9 zeigt ein Fließschema der hydrierenden Vergasung von Braunkohle zu Synthesegas unter Ankopplung nuklearer Prozeßwärme.

Die gemahlene Rohbraunkohle wird in dampfbeheizten Röhrentrocknern von einem mittleren Wassergehalt von 59 % auf einen Wassergehalt von 10 % getrocknet.

Die getrocknete Kohle wird anschließend in vier parallelen Gaserzeugern mit einem im wesentlichen aus Wasserstoff bestehenden Hydriergas bei 80 bar und 850 °C im Wirbelbett zu einem methanreichen Rohgas umgesetzt. Es ist vorgesehen die Vergasung aus kinetischen Gründen bis zu einem C-Vergasungsgrad von 63,5 % durchzuführen. Der in den Gaserzeugern gebildete Restkoks wird gekühlt und ausgeschleust. Die fühlbare Wärme des heißen Rohgases wird zunächst zur Vorwärmung des Hydriergases und zur Erzeugung von ND-Dampf genutzt. Dabei wird das Rohgas auf 180 °C abgekühlt, in eine Wasserwäsche geführt, auf 165 °C abgekühlt und aus den Gaserzeugern mitgerissenen Feinanteilen befreit. Anschließend wird das Rohgas weiter abgekühlt, wobei ein Teil der Abwärme für die Reboiler der Amisolwäsche genutzt wird. Das kalte Rohgas wird schließlich in einer Amisolwäsche von CO_2 und H_2S befreit. Das im wesentlichen aus CO_2 und H_2S bestehende Sauergas wird einer Stretfordanlage zugeführt, in der das H_2S zu elementarem Schwefel weiterverarbeitet wird. Das Rohgas wird nach Durchlaufen von Molsieben zur Abtrennung von Restmengen CO_2 , H_2O und CH_3OH der Tieftemperaturzerlegung zugeleitet. Zusammen mit dem Konvertgas wird das gereinigte Rohgas in der Tieftemperaturzerlegung in drei Fraktionen zerlegt. Die CH_4 -Fraktion, die drucklos anfällt, wird auf 42 bar verdichtet und der Methanreformierung zugeführt. Die Methanreformierung kann zur Einkopplung von Kernenergie genutzt werden. Die CO-H_2 -Fraktion wird auf 70 bar verdichtet und als Produkt abgegeben. Die H_2 -Fraktion setzt sich aus dem Hydriergas und der Wasserstoffproduktion zusammen. Ein Teil der Wasserstoffproduktion wird der CO/H_2 -Fraktion zur Einstellung des gewünschten CO/H_2 -Verhältnisses beigemischt. Das vom Röhrenspaltofen gelieferte Reformergas wird auf 360 °C abgekühlt und ein Teilstrom einer Konvertierung zugeführt, um die gewünschte Produktgaszusammensetzung einzustellen. Das nicht der Konvertierung zugeführte Reformergas und das Konvertgas werden auf 35 °C gekühlt. Die Abwärme wird zur Erzeugung von ND-Dampf für die Kohletrocknung und für die Beheizung der Reboiler der Rectisolwäsche genutzt. Das kalte Gas wird auf 72 bar komprimiert und in einer Rectisolwäsche von CO_2 befreit. Das CO_2 -freie Gas wird der Tieftemperaturzerlegung zugeleitet.

6.7 Modifiziertes IG-Verfahren

Im Gegensatz zum vollständig entwickelten und seit vielen Jahren in industriellem Maßstab betriebenen Sasol-Syntheseverfahren befindet sich das modifizierte Bergius-Verfahren erst im Stadium von Pilotanlagen.

- Verfahrensprinzip

Katalytische Kohlehydrierung unter einem Druck von 300 bar zur Erzeugung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen.

- Verfahrensbeschreibung /6-4, 6-9, 6-23, 6-24/

Die Einsatzkohle für das modifizierte Bergius-Verfahren wird vorgebrochen, gereinigt und bis auf eine Restfeuchte von 0,5 % getrocknet. Anschließend wird die Einsatzkohle durch Vermahlen auf etwa 0,1 mm, die für die Herstellung der Kohlesuspension geeignete Korngröße gebracht.

Die getrocknete und gemahlene Einsatzkohle gelangt von der Kohleaufbereitung zum Anmischbehälter, wo durch Anmischen mit aus dem Verfahren zurückgeführten Ölen sowie durch Zugabe des pulverförmigen Eisendioxidkatalysators (1-Weg-Katalysator) die Kohlesuspension hergestellt wird. Dabei wird als Kreislauföl zum Anmischen der Einsatzkohle ein Mischöl eingesetzt, das aus dem Kopfprodukt der Vakuumdestillation der Anlage sowie Teilen der Mittel- und Schweröl-Fraktionen der atmosphärischen Destillation besteht. Die Mittel- und Schwerölanteile dienen dabei zur Einstellung der Menge und Qualität des Kreislauföls. Die Maische enthält etwa 40 % Kohle. Die Kohlesuspension wird mit Hochdruck-Pumpen in den Vorerhitzer gepumpt. Vor Eintritt in den Vorerhitzer wird der für die Kohlehydrierung erforderliche Wasserstoff eingesetzt. Im Vorerhitzer wird das Reaktionsgemisch bei einem Druck von 300 bar bis auf etwa 425 °C erhitzt. Bereits dort setzt mit der steigenden Temperatur die Zersetzung der organischen Kohlesubstanz ein.

Vom Vorerhitzer gelangt das Reaktionsgemisch in die Hydrierreaktoren. Bei einem Druck von etwa 300 bar und Temperaturen bis zu etwa 475 °C läuft in ihnen die Kohlehydrierung ab. Die Zersetzung der Kohle erfordert dabei eine Verweilzeit von etwa 30 bis 50 Minuten.

Bei der Zersetzung der Kohle werden auch leichte Kohlenwasserstoffe, wie Methan oder Butan, gebildet. Durch die Wahl geeigneter Betriebsparameter wird die Produktion flüssiger Kohlenwasserstoffprodukte im Naphtha- und Heizölbereich so hoch wie möglich eingestellt.

Der in der Kohlehydrierung erzeugte Rohproduktstrom enthält außer dampfförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffprodukten auch Wasserstoff und nicht umgesetzte Kohle. Zur Vortrennung in dampfförmige Anteile und einen feststoffhaltigen Schwerölstrom durchlaufen die Reaktionsprodukte zunächst den Heißabscheider. Der Schwerölstrom wird zur Vakuumdestillation weitergeleitet und dort in Schweröl und Rückstand aufgetrennt. Von den dampfförmigen Produkten des Heißabscheiders werden im Kaltabscheider bei niedrigerer Temperatur leichtflüchtige Bestandteile abgetrennt. Der verbleibende flüssige Produktstrom wird als Kohleöl bezeichnet. Er wird in der Fraktionierung zu Flüssiggas, Naphtha-Fraktion (Mittelöl) und einer schweren Heizöl-Fraktion (Schweröl) zerlegt.

In Anlehnung an die bisher für den in der Verfahrensentwicklung angewandten Anlagenaufbau werden aus dem gasförmigen Produktstrom des Kaltabscheiders in einer Ölwäsche die Kohlenwasserstoff-Bestandteile soweit wie möglich entfernt. Das so erzeugte wasserstoffreiche Gas wird als Kreislaufgas vor den Vorerhitzer zurückgeführt. Die in der Ölwäsche anfallenden leichten Kohlenwasserstoffe, in der Hauptsache Methan, werden nach Aufarbeitung in der Gaswäsche als Heizgas innerhalb der Anlage verwendet bzw. abgegeben. Ebenso stellt das Flüssiggas nach Entschwefelung in einer Gaswäsche ein verkaufsfähiges Endprodukt dar. Ein Teil der in der Fraktionierung erzeugten Mittel- und Schweröl-Fractionen wird zur Abstimmung von Menge und Qualität

des Kreislauföls zusammen mit dem in der Vakuumdestillation erzeugtem Schweröl zur Kohleaufbereitung zurückgeführt. Dieser Verfahrensaufbau für die Aufarbeitung der Reaktionsprodukte entspricht in etwa dem Entwicklungsstand des Verfahrens. Die verschiedenen Verfahrensstufen werden durch weitere Ausarbeitung und Optimierung auf die Erfordernisse einer Großanlage abzustimmen sein.

Die Leichtöl-, Mittelöl- und Schweröl-Fraktionen werden durch Hydrotreating weiter aufgearbeitet, so daß sie den Spezifikationen verkaufssfähiger Endprodukte entsprechen.

Der für die Kohlehydrierung nach dem modifizierten Bergius-Verfahren sowie für die verschiedenen Hydrotreating-Anlagen erforderliche Wasserstoff wird innerhalb der Gesamtanlage durch eine Vergasungsanlage mit anschließender CO-Konvertierung erzeugt. Im Generator der Vergasungsanlage wird aus dem Rückstand der Vakuumdestillation oder Kohle ein Generatorgas erzeugt, aus dem anschließend in der CO-Konvertierung ein wasserstoffreiches Gas erzeugt wird.

Das in der CO-Konvertierung erzeugte wasserstoffreiche Gas enthält beträchtliche Mengen Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff. Diese Verunreinigungen werden in einer Gaswäsche entfernt, bevor das gereinigte Wasserstoffgas als Frischwasserstoff an die verschiedenen Verbraucher innerhalb der Gesamtanlage weitergeleitet wird. Bei einer Anlage mit Emissionsminderungsmaßnahmen, d.h. bei praktisch jeder realistischen Konzeption für eine Großanlage, wird der Schwefelwasserstoff aus den in der Gaswäsche anfallenden sauren Gasen in einer Schwefelanlage entfernt, bevor die Restgase in die Atmosphäre gelangen. Dieser Anlagenteil dient als Reinigungsstufe für die sauren Gase aller Gaswäschen der Gesamtanlage, aus denen hier der Schwefelwasserstoff entfernt wird. Der entfernte Schwefel fällt als verkaufsfähiges Endprodukt an. Der Aufbau der Schwefelgewinnung wird dem der entsprechenden Anlage in einem SRC-II-Komplex vergleichbar sein. Auch hier wird aufgrund der bisher vorliegenden Verfahrensdaten vorläufig davon ausgegangen, daß die

sauren Gase, die aus der Prozeßgaswäsche anfallen, zunächst in einer Claus-Anlage zu etwa 95 % entschwefelt werden. Aus den Restgasen der Claus-Anlage wird anschließend in einer für die Nachbehandlung geeigneten weiteren Anlage, zum Beispiel in einer Stretford-Anlage, der verbleibende Schwefel weitgehend entfernt (99 %).

Die Gesamtanlage umfaßt eine Dampferzeugungsanlage, die auf Basis von Kohlefeuerung Hochdruckdampf als Prozeßdampf für die Vergasungsanlage und die CO-Konvertierung sowie als Betriebsmittel an verschiedenen anderen Stellen des Komplexes Verwendung finden.

In einer Sauerstoffanlage wird durch Luftzerlegung der für die Rückstandsvergasung benötigte Sauerstoff erzeugt.

6.8 Umweltrelevante Probleme

Bei Kohleveredlungsanlagen können sich in verschiedenen Verarbeitungsstufen Emissionen ergeben, die entweder als Gas in die Umgebungsluft entweichen, oder sich fest bzw. flüssig an Land oder im Wasser ablagern. Zur Behandlung dieser Emissionen gibt es bereits aus anderen Industriezweigen bekannte Reinigungs- und Rückhalteverfahren. Diese werden auch bei Kohleveredlungsanlagen ihren Einsatz finden.

Bei der Betrachtung zu erwartender Schadstoffe ist zu beachten, daß neben der chemischen Zusammensetzung der Kohle auch die jeweilige Prozeßführung - Temperatur, Druck, Verweilzeit, Reaktortyp - für den Anfall von Verunreinigungen von Bedeutung ist.

Verunreinigungen können grob wie folgt eingeteilt werden /6-30/:

- | | |
|-----------|---|
| Luft | <ul style="list-style-type: none"> - Spurenelemente - Stickstoffverbindungen - Schwefelverbindungen - Kohlenstoffverbindungen - Zyanverbindungen - Teer (Kohlenwasserstoffe) - Stäube (- Katalysatorabrieb) |
| Wasser | <ul style="list-style-type: none"> - lösliche Aschebestandteile (Mineralien) - Spurenelemente - Teer (KWS) - organische Verbindungen (Fettsäuren, Phenole) - anorganische Verbindungen (Ammoniak) |
| Rückstand | <ul style="list-style-type: none"> - nicht reagierter Kohlenstoff - Asche (Spurenelemente, Mineralien) - Teer (KWS) - Feinstäube (z.B. Filterkuchen). |

Zur Betrachtung der emissionsrelevanten Bereiche ist es zweckmäßig die Kohleveredelungsanlage grob zu strukturieren in:

- Kohleumschlag, Kohlenvorbereitung
- Zentrale Dampf- und Energieerzeugung
- Kohlenumwandlungsanlagen
- Produktaufbereitungsanlagen
- Diffuse Emissionen aus Produktenumschlag und -lagerung.

6.8.1 Verflüssigung

Umweltbereich Luft /6-27, 6-28/

- Kohleumschlag, -lager, -aufbereitung (Katalysatoraufbereitung)

Kohleumschlags- und Kohleverladevorgänge sind in vielen Fällen mit erheblicher Staubentwicklung verbunden und verursachen Emissionen. Lagerhalden können durch Windangriff zu Staube-mittenten werden. Aus Beobachtungen an Umschlagstellen von Halden hat sich gezeigt, daß lediglich ein Teil des aufgewirbelten Staubes weitergetragen wird, der größte Teil sinkt noch im Haldenbereich zu Boden.

Kohleaufbereitungsstufen sind z.B. das Brechen, Mahlen, Sieben und Trocknen. Innerhalb dieser Stufen sind zusätzliche Vorgänge - u.a. das Transportieren Abfüllen und Lagern - notwendig. Aufbereitungsanlagen können zu einem beträchtlichen Anteil die Emittenten von Feststoffemissionen sein.

Neben der Entstehung von Feststoffemissionen können beim Trocknen der Kohle - z.B. bei Verwendung von Heizgasen - Rauchgasemissionen entstehen. Emissionen aus der Katalysatoraufbereitung sind in Kohlehydrieranlagen dann zu erwarten, wenn die

einzusetzende Rotmasse konfektioniert wird.

- Zentrale Dampf- und Energieerzeugung

Der Kohleeinsatz in die zentrale Energieerzeugung beträgt je nach Verfahren zwischen 4 und 22 % des Gesamteinsatzes. Der Emissionsanteil an den Gesamtemissionen einer Kohleveredelungsanlage liegt jedoch je nach Schadstoff weit über 50 %. Bei Dampferzeugern können prinzipiell eine ganze Reihe von Schadstoffen mit dem Rauchgas in die Umwelt gelangen. Die wichtigsten dieser Schadstoffe sind Staub, Feinstaub, SO_2 , NO_x , CO_2 , CO , C_mH_n , PAH, Pb, Cd, Zn, Hg, U, F sowie die Radionuklide U^{234} , U^{238} , Th^{228} , Th^{230} , Th^{232} , Ra^{226} , Ra^{228} , Pb^{210} , Po^{210} , K^{40} , Rn^{220} , Ru^{222} . Je nach Kohlenart und Feuerungstechnik sind die spezifischen Emissionen unterschiedlich.

- Kohlenumwandlungsanlagen

Maischevorwärmung, Destillationsanlagen sowie Nebenanlagen, z.B. der Klärschlammverbrennung wird die benötigte Energie durch Direktbefeuerung zugeführt. Die hierbei anfallenden Rauchgase sind als wesentlicher Beitrag zur Gesamtemission anzusehen, wobei die Zusammensetzung der Rauchgase entscheidend vom verwendeten Brennstoff sowie von der Verbrennungsführung bestimmt ist. So sind z.B. die Rauchgase aus der Dampferzeugung insofern kritisch zu sehen, weil derzeit keine Abschätzung darüber vorliegt, inwieweit die Zufeuerung von Teer und Schleusengas eine Erhöhung der Emissionsfaktoren insbesondere von C_mH_n , PAH etc. bewirkt.

Auch wenn die zugefeuerten Brennstoffe gereinigt werden und durch die moderne Feuerungstechnik eine geringe Schadstoffbelastung der Rauchgase erreicht wird, ist durch die großen Rauchgasmengen eine erhebliche Emissionsbelastung gegeben.

Kohleverflüssigungsanlagen bedürfen einer großen Kühlleistung. Zur Rückkühlung werden in der Regel zwangsbelüftete Kühltürme eingesetzt. Luftverunreinigungen können hierbei durch Leckagen und Verdunstung von verunreinigtem Kühlwasser entstehen. Ein erhebliches Emissionsproblem können auch ölhaltige Ober-

flächenabwässer und aufgearbeitete Prozeßwässer mit Restgehalten an organischen Verbindungen sein.

- Produktlagerung und Transport

Die Problematik der Kohlenwasserstoffemissionen aus Tankatmung und Dichtelementen ist hier ähnlich wie im Raffineriebereich. Nach Angaben der Mineralölindustrie /6-4/ betragen die diffusen Emissionen ca. 0,01 % des eingesetzten Rohöls. Nach /6-32/ betragen die Kohlenwasserstoffverluste bezogen auf den Rohöleinsatz 0,4-0,5 %. Davon entfallen

12,5 % auf Verladung

9,7 % auf Tanks

1,3 % auf Flansche, Dichtungen, etc.

Bei Übertragung dieser Faktoren ergeben sich für Kohleumwandlungsanlagen spezifische Emissionswerte von 7,6, 5,9 und 0,8 kg für Verladung, Tanks und Dichtungen pro TJ eingesetzter Kohle. Es muß jedoch darauf hingewiesen werden, daß insbesondere bei Kohleverflüssigungsanlagen die emittierten Kohlenwasserstoffe z.T. von ganz anderer Art sein können, d.h. es können vermehrt PAH auftreten. Ferner können sich Geruchsprobleme durch Verlust beim Umschlag und der Lagerung vor allem leichtsiedender Produkte ergeben. Auch Leckageverluste können lokale Geruchsprobleme mit sich bringen.

Unter Berücksichtigung einer lärmarmen Technik beinhalten die kohleverflüssigungsspezifischen Anlagenbereiche keine bedeutsamen Lärmquellen. Die Lärmemissionen entstehen vielmehr in den industrieeüblichen Anlagenbereichen. Durch die Größe der Anlage ergeben sich nach dem Abstandserlaß für das Land Nordrhein Westfalen sowie der TA-Lärm /6-46/ standortabhängige Mindestab-

stände.

Ergebnisse aus /6-37/ zeigen, daß nach dem Stand der Lärmbekämpfungstechnik im Abstand von ca. 1400 m 40 dB(A) und bei ca. 2000 m 35 dB(A) vom Schallmittelpunkt erreicht werden können.

Umweltbereich Wasser

Emissionen durch Abläufe aus Kohle- und Rückstandslägern sind dann zu erwarten, wenn sie nicht geschlossen sind.

Abläufe aus dem Bereich der Prozeßanlagen können bei Kontakt mit Produkten mit organischen Verbindungen erheblich verunreinigt sein und müssen daher ggf. einer biologischen Vollreinigung - die Bestandteil der Anlage ist - unterzogen werden. Abwässer fallen als Kondensate oder Scheidewässer in verschiedenen Anlagenbereichen an. Sie werden über ein Slopssystem erfaßt und in einer Abwasser-Aufbereitungsanlage abgearbeitet oder direkt dem Prozeßwasser zugeschlagen. Die Abschlammwässer der Kühltürme sind in erster Linie mit anorganischen Stoffen beladen. Informationen über Art und Menge der Abwässer sind für die einzelnen Verfahren nicht bzw. sehr spärlich verfügbar. Toxische Begleitstoffe erschweren die biologische Vollreinigung.

Prozeßabwässer fallen in folgenden Teilanlagen an:

Vergasung

kondensierter, überschüssiger Dampf der Vergasungsreaktion, Waschwasser des Rohgases, gestripptes Abwasser aus CO-Konvertierung und Rectisolwäsche

Gasaufbereitung

Waschwasser aus der Ammoniak- und Schwefelwasserstoffwaschstufe.

Schweröldestillation

Strippdampfkondensate

Clausanlage

Reaktionswasser aus der Clausgasnachbehandlung (Scot-Stufe)

Kühlwerk

Abschlämmwasser aus dem Kühlwerk

Hydrierung und Anmischung

Reaktionswasser aus dem Hydrierprozeß sowie salz- und schwefelwasserstoffbeladenes Waschwasser aus Apparaten

Benzinentschwefelung

Reaktionswasser sowie schwefelwasserstoff- und phenolhaltiges Waschwasser

Methanolanlage

Reaktionswasser

Umweltbereich Boden

Anfallende Prozeßrückstände aus dem Hydrierprozeß werden in eine Vergasungsanlage überführt. Die Produktionsabfälle werden hauptsächlich durch den Einsatz von Katalysatoren und durch den Aschegehalt der Kohle verursacht. In anderen Anlagenbereichen fallen ebenfalls größere Mengen an zu deponierenden Abfallstoffen an, wie z.B. in der Dampferzeugungsanlagen oder der Rauchgasentschwefelungsanlage.

Ausgefällte Feststoffe und Abschamm der biologischen Reinigung sind bei der Abwasseraufbereitung zu erwarten. Eine abschließende Beurteilung der Deponiefähigkeit der aus den Reaktoren, Staubscheidern und anderen Separatoren anfallenden festen Rückstände ist noch nicht möglich. Insgesamt ist sowohl hinsichtlich der Menge als auch möglicherweise von der Art der Inhaltsstoffe von einer deutlich höheren Umweltgefährdung als bei der Kohleverstromung auszugehen.

Eine Gegenüberstellung des Einflusses der wasserlöslichen Fraktionen dreier Öle

- normales Heizöl
- Dieselöl
- Öl aus der Verflüssigungsanlage

auf die Photosynthese mehrerer Organismen ergab, daß die synthetischen Öle höhere Wirkungen zeigen. Durch den Vergleich des TOC-Wertes (total organic carbon) mit ihrem Phenolgehalt ließ sich zeigen, daß die höhere Giftigkeit teilweise auf einen höheren Phenolgehalt zurückzuführen ist.

Gefunden wurden:

<u>Wasserlösliche Fraktion</u>	<u>TOC-Wert</u>	<u>Phenole</u>
Heizöl	19 g/m ³	22 g/m ³
Dieselöl	105 g/m ³	38 g/m ³
Synthetisches Öl	5000 g/m ³	3000 g/m ³

Da auch andere Kohleverflüssigungsprodukte Phenol enthalten, scheint eine höhere Toxizität typisch zu sein /6-47/.

Das Ausmaß einer Schädigung des biologischen Materials durch Kontakt mit Kohleverflüssigungsprodukten ist derzeit nicht abzuschätzen, da Untersuchungen mit Rückständen, Abwässern, Syncrudes, Aerosolen und Destillaten noch durchzuführen sind.

Spurenelemente

Als Spurenelemente werden solche bezeichnet, die mit weniger als 1 % im Input enthalten sind. Diese müssen letztlich mit den Produkten oder Nebenströmen den Prozeß wieder verlassen.

Bei einem Gehalt von 50 ppm in einem Input-Strom von 3,65 Mio t/a müssen 182,5 t/a in irgendeiner Form wieder auftreten.

Zum Input sind Kohle, Katalysator und zugesetzte Chemikalien zu zählen. Zahlreiche Spurenelemente liegen mit Anteilen von 1-50 ppm in der Kohle vor.

Begleitstoffe können mit 1 % oder mehr in der Kohle enthalten sein. Spurenelemente können chemisch in den organischen Substanzanteilen gebunden sein, wie z.B. Beryllium, Bor, Gallium, Germanium, Nickel, Vanadium.

Neben der Kohle, kann auch der Katalysator Verunreinigungen enthalten. Eine typische Zusammensetzung von Bayermasse ist /6-28/

Fe_2O_3	:	35	% Gew.
TiO_2	:	10	"
SiO_2	:	15	"
Al_2O_3	:	25	"
CaO	:	7	"
Na_2O	:	8	"

Zugesetzt werden ferner Na_2S , FeSO_4 , Chromatzusätze, Arsenate bei der Sauer gasbehandlung sowie metallhaltige Katalysatoren bei der Abgasnachbehandlung.

Hinsichtlich des Verbleibens der Spurenelemente sind auf der Output-Seite folgende Ströme zu beachten.

Rückstand

Da bei der Kohleverbrennung und Vergasung fast ausschließlich unter oxydierenden Voraussetzungen gearbeitet wird, tendieren viele Spurenelemente dazu, sich als Oxide in den oxydischen Hauptanteilen SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 und CaO zu lösen und in die Asche eingebunden zu werden.

Bei den reduzierenden Bedingungen der Kohleverflüssigung kann dieser Sachverhalt nicht angenommen werden, da sich hierbei Hydride, Karbonyle und Sulfide bilden, die sich bei höherer Flüchtigkeit stärker auf die Gas- und Flüssigprodukte verteilen. Es ist jedoch anzunehmen, daß die schweren Elemente beim Rückstand verbleiben.

Schwefel

In Abhängigkeit der Aufarbeitungsintensität kann der Schwefel Spurenelemente enthalten.

Für Al, Ca, Cu, Fe, Pb, P, K, Si, Na, V, Zn wurden Werte über 1 ppm festgestellt /6-33/.

Flüssigprodukte

Der Gehalt an Spurenelementen in den Flüssigprodukten hängt wesentlich von den Prozeßbedingungen, sowie vom Siedepunkt des Produktes ab. Über Sekundärreaktionen mit z.B. Schwefel, Phenolen, Ammoniak etc. kann ein Teil der flüchtigen Spurenelemente in die Flüssigprodukte bzw. in die Abwässer gelangen. Je höhersiedend das Produkt ist, um so stärker ist im allgemeinen das Auftreten von metallischen Spurenelementen wie Be, Co, Cu, Pb, V, Ni.

Sollten die Produkte einer direkten Verbrennung zugeführt werden, so werden diese Spurenelemente zum Folgeproblem.

Abgase

Aus der Kohle sowie aus dem Katalysator können über die Bildung flüchtiger Produkte wie Hydride, Carbonyle und Sulfide Spurenelemente in die Abgase gelangen /6-34/.

Abwässer

Über Sekundärreaktionen kann ein Teil der mit der Kohle und dem Katalysator in den Prozeß eingetragenen Spurenelemente gelöst werden und in die Prozeß- sowie Abwässer gelangen. Hierzu zählen u.a. As, Cd, F, Sb, Se, Zn.

In einigen Fällen wurden in den Sauerwäschen nur geringe Metallgehalte, aber ein hoher Gehalt an Bor festgestellt. Bei der Rückführung von Sauerwässern in den Prozeß können sich Spurenelemente über die Zeit erheblich anreichern und müssen ggf. entfernt werden /6-35/.

6.8.2 Kohlevergasung

Umweltbereich Luft

Bezüglich allgemeiner Betrachtungen gilt auch das bei der Kohleverflüssigung ausgesagte.

Aus dem Schwefel der Kohle bilden sich Verbindungen wie H_2S , COS , CS_2 . Die Mengenverhältnisse ergeben sich als Funktion der verschiedenen Prozeßparameter.

Neben den genannten Hauptkomponenten bilden sich aus den Elementen der Kohle und der Vergasungsmittel NH_3 , HCN , HCL , HF sowie organische Metallverbindungen wie Carbonyle, Sulfide usw. Bei den niedrigen Temperaturen der Festbettvergasung erfolgt keine Totalvergasung, so daß sich noch kondensierbare Anteile wie Teere, Phenole, Aromaten im Gas befinden.

Entsprechend der theoretischen Grundlagen fällt der Anteil von NH_3 und HCN im Vergasungsgas mit steigender Temperatur und steigendem Wasser/Kohleverhältnis.

Der Vergasung geht immer ein Entgasungsschritt voraus, der die "Flüchtigen" der Kohle freisetzt, wodurch eine gewisse Analogie zur Verkokung gegeben ist. Aus diesen Zusammenhängen ist zu schließen, daß sich im Entgasungsgas neben den bekannten Bestandteilen auch N-Verbindungen wie NH_3 , HCN , NO befinden.

Durch Ausschleusung und Umschlag von Vergasungsrückständen sowie durch kohlebefeuerte Dampferzeugung sind Staubemissionen zu erwarten. Die Abfackelung von staubhaltigen Roh- und Restgasen bedingt ebenfalls einen Staubaustrag.

Ebenso wie bei der Kohlehydrierung entstehen in Teilanlagen der Vergasung (Mahlung, Dampfversorgung, Restgas aus Clausanlagen, Fackelanlagen) Rauchgase, die in geringen Mengen auch Fluoride, Chloride oder ähnliches enthalten. Des weiteren ist bei gasbefeierten Anlagen mit Kohlenmonoxid und Kohlenwasserstoffen in den Rauchgasen zu rechnen.

Emissionen aus der Ausdampfung und den Driftverlusten aus Rückkühlanlagen für Kühlwasser sind nur dann zu erwarten, wenn die Wasserdampfverluste mit Schadstoffen verunreinigt sind. Zu beachten sind jedoch die hohen Wasserverluste. Verluste aus Umschlag und Lagerung von Produkten sind ebenso wie Leckageverluste aus Rohrleitungssysteme für Gase unter Druck unvermeidbar. Ein gewisser Teil der Restgase wird nicht zur Unterfeuerung genutzt und muß deshalb nachverbrannt oder abgefackelt werden.

Umweltbereich Wasser

Grundsätzlich fallen Abwässer aus der Rauchgasentschwefelungsanlage, der Rectisolanlage und der Phenosolanlage an.

Nach /6-9/ enthält das Abwasser aus der Phenosolanlage nach dem Lurgi-Verfahren bei einem Mengenstrom von 69,3 t/TJ Input folgende Komponenten:

CO ₂	31 000 ppm	=	2148 kg/TJ Input
Halogenen	450 "	=	31,2 "
Fettsäuren	1 800 "	=	124,7 "
H ₂ S	350 "	=	24,3 "
HCN	100 "	=	6,9 "
Phenole	580 "	=	40,2 "
NH ₃	1 400 "	=	97,0 "
Öl	Spuren "	=	- "
NaOH	350 "	=	24,3 "
Lösungsmittel	40 "	=	2,8 "

Für die Abwässer einer Koppers-Totzek-Anlage werden folgende Werte erwartet /6-52/.

Abwassermenge	95,8 m ³ /TJ Input
pH - Wert	8,7
BOD	0,383 kg/TJ Input
COD	0,383 "
TOC	0,479 "
NH ₃	316 "
CN	0,019 "
SCN	0,172 "
H ₂ S	0,09 "
SO ₄	69,9 "

Inwieweit sich diese Werte in einer Großanlage realisieren lassen, bleibt abzuwarten.

Demgegenüber ist das Abwasser aus der Rauchgasentschwefelungsanlage vergleichsweise unbedeutend. Es enthält vorwiegend Salze aus dem Waschkreislauf. Es ist damit zu rechnen, daß weitere toxische Stoffe, etwa Metalle oder Metallverbindungen, sowohl im Abwasser der Rauchgasentschwefelungsanlage als auch in den übrigen Abwässern der Produktaufbereitung auftreten können.

Umweltbereich Boden

In mehreren Anlagenbereichen fallen größere Mengen zu deponierende Abfallstoffe an

- im Dampferzeuger
- in der Vergasung
- im Incinerator
- in der Rauchgasentschwefelung
- im Staubabscheider

Eine abschließende Beurteilung der Deponiefähigkeit, der aus den Reaktoren, Staubabscheidern und anderen Separatoren anfallenden festen Rückstände, ist noch nicht möglich.

6.9 Technische Möglichkeiten zur Verminderung der Emissionen

- Kohlenumschlag, Kohlenvorbereitung

Der Staubemission bei Lagerung und Transport kann man begegnen, indem die Lagerung der Kohle in Bunkern erfolgt bzw. die Transportbänder gekapselt werden. Die bei Anlieferung und Transport entstehenden Kohlenstaubemissionen können dann abgesaugt und einer Entstaubungsanlage zugeführt werden. Die Kohlenvorbereitungsanlage sollte soweit wie möglich als geschlossenes System ausgelegt und mit einer Entstaubungsanlage verbunden sein. Um den Rauchgasemissionen bei der Nachtrocknung zu begegnen sollte soweit technisch möglich der Naßmahlung der Vorzug gegeben werden.

- Zentrale Dampf- und Energieerzeugung

Die Emissionsminderungsmöglichkeiten bei feuerungstechnischen Anlagen können in primäre und sekundäre Maßnahmen unterschieden werden.

Primäre Maßnahmen zur Senkung der Schadstoffemissionen sind gegeben in Maßnahmen auf der Brennstoffseite, hier hauptsächlich in der Brennstoffentschwefelung, ferner in entsprechende Maßnahmen bei Kesselkonstruktion und Reaktionsführung (z.B. Rauchgasrückführung, Mehrstufenverbrennung, Änderung des Luftüberschußfaktors, Temperaturverteilung im Feuerraum). Auf diesem Wege können jedoch nur einige der Schadstoffemissionen (z.B. SO_2 , NO_x , CO , C_mH_n , PAH) und diese auch nur teilweise vermindert werden, so daß sich die Notwendigkeit von weiteren sekundären Maßnahmen ergeben kann. Unter Sekundärmaßnahmen versteht man hierbei Technologien zur Rauchgasreinigung. Großtechnisch werden in der Bundesrepublik Deutschland Technologien zur Staubabscheidung sowie zur Rauchgasentschwefelung eingesetzt. Der Einsatz von Technologien zur Abscheidung von NO_x bzw. zur simultanen Abscheidung von SO_2 und NO_x /6-48/ ist möglich.

- Kohleumwandlungsanlagen

Die Emissionen bei der Beschickung können wirksam vermindert werden, wenn der Naßmahlung der Vorzug gegeben wird oder falls dies nicht möglich ist, die Schleusenentspannungsgase rezirkuliert werden.

Die durch die Schlackenausstragung hervorgerufenen Emissionen können verhindert werden, wenn das Schlackenausstragesystem als geschlossenes, mit indirekter Kühlung ausgestattetes System ausgeführt wird und soweit staubhaltige Abgase entstehen, diese abgesaugt und entstaubt werden:

- Produktaufbereitungsanlagen

Wesentliche Verbesserungen über die bei den verschiedenen Verfahren konzipierten Umweltschutzmaßnahmen hinaus sind noch an mehreren Punkten der Anlagen möglich.

- Weitergehende Absaugung der Schleusengase
- Einbezug der Incinerator-Abgase in die Rauchgase des Dampferzeugers vor der Rauchgasreinigung
- Einsatz von Verfahren zur Simultanabscheidung von SO_2 und NO_x anstelle der Entschwefelungsanlage
- Reinigung der Abluft aus der Abwasserreinigungsanlage durch Adsorptionsanlagen

- Produktlagerung und Transport

Im Hinblick auf das vermehrte Auftreten von aromatischen Verbindungen sollten die schon bekannten Maßnahmen zur Emissionsminderung bei diffusen Emissionen /6-49, 6-50, 6-51/ verstärkt Eingang finden.

Diese können sein:

- Einsatz von Schwimmdachtanks
- Verwendung von Pendelleitungen bei Befüllungen
- Einsatz von hochdichtenden Elementen
- geringe Anzahl von Flanschverbindungen
- vorbeugende Wartung

- Lärm /6-37/

Bei einer Lärmbekämpfungstechnik über den Stand der Technik hinaus erreicht man im Abstand vom Schallmittelpunkt

1100 m	40 dB(A)
1600 m	35 dB(A)

Technische Verminderungsmöglichkeiten über den Stand der Lärmbekämpfungstechnik hinaus sind gegeben durch:

- Vermehrter Einsatz von geräuscharmen Regelventil-Konstruktionen;
- Entwicklung einer verbesserten schalldämmenden Ummantelung für an Kreiselpumpen angeschlossene Rohrleitungen (das Schallspektrum der Geräusche von Pumpenleitungen ist tieffrequenter als das von Rohrleitungen, die an Ventilen angeschlossen sind).
- Verwendung drehzahl geregelter Antriebe für Pumpen, Verdichter, Gebläse. Hierdurch wird bei reduzierter Drehzahl die Schallabstrahlung der Maschinen und der angeschlossenen Rohrleitungen verringert. Außerdem können unter Umständen Regelventile entfallen.
- Verwendung drehzahl geregelter Antriebe für die Luftkühler-Ventilatoren. Da nachts wegen der niedrigeren Lufttemperaturen immer eine geringere Kühlleistung benötigt wird als tags, kann hierdurch die Schallabstrahlung während der Nachtzeit deutlich reduziert werden.
- Bei den Prozeßöfen Kombination einer schalltechnisch günstigen Konstruktion für die Ofenwände mit schalltechnisch günstigen Brennertypen.
- Vermehrter Einsatz von Einhausung bzw. geschlossener Kapselung. Dies ist insbesondere wichtig für Gebläse, Pumpen und Verdichter einschließlich Antrieben. Pumpen ab ca. 150 bis 200 kW Antriebsleistung und alle Gasverdichter außer für Wasserstoff sollten gekapselt oder eingehaust werden. Bei Wasserstoffverdichtern ist vermutlich aus Sicherheitsgründen nur eine halboffene Bauweise des Maschinenhauses möglich. Decken und Wände von Maschinenhäusern müssen mit Absorptionsmaterial versehen werden. Zu- und Abluftöffnungen müssen mit Schalldämpfern versehen werden.

6.10 Daten

Aus der Beschreibung der einzelnen Veredlungsverfahren wird deutlich, daß diese Anlagen aus zahlreichen Teilanlagen zusammengesetzt sind, die in unterschiedlichem Ausmaß zur Gesamtemission beitragen.

Ein Vergleich neuerer Studien /6-28, 6-36, 6-37, 6-38, 6-4/ zeigt, daß die Emissionen hauptsächlich durch die Dampferzeugung verursacht wird. Daher liegt es nahe, die Emissionen dieser Teilanlagen gesondert darzustellen.

Um das tatsächliche Emissionspotential der angesprochenen Technologien abschätzen zu können, sind die Systemgrenzen der Gesamtanlagen so zu wählen, daß sie als energetisch autark anzusehen sind.

Sämtliche energetischen Input-Ströme, bzw. der für deren Erzeugung nötige Aufwand an Primärenergie sind somit zu berücksichtigen.

Die Umrechnung der einzelnen Energieströme auf Primärenergie erfolgt unter der Annahme

- Therm. Kraftwerkwirkungsgrad 38 %
- elektrischer Energiebedarf für O_2 -Erzeugung und
 O_2 -Kompression: $0,7 \text{ kWh/Nm}^3 O_2$ /6-41/
- Heizwert Steinkohle: 7000 kcal/kg

Der Strombedarf einzelner Teilanlagen beläuft sich auf

1. Rectisolanlage: 40 kWh pro 1000 Nm^3 Reingas /6-42/
2. Phenosolanlage: 2 kWh pro m^3 Abwasser /6-43/
3. Methanolsynthese: 20 kWh pro 1000 Nm^3 Synthesegas /6-39/
4. Methanisierung: 6,7 kWh pro 1000 Nm^3 Synthesegas /6-39/

Unter Berücksichtigung der in /6-28/ angegebenen Produktausbeute an Synthesegas, SNG und Methanol sowie der in /6-39, 6-40/ angegebenen Massenströmen, ergeben sich folgende Primärenergieaufwendungen zur Energiebereitstellung durch den Dampferzeuger:

Verflüssigung:	11 %	
LURGI	:	24 % bezogen auf eingesetzte Kohlenmenge
HTW	:	15 % "
TEXACO	:	22 % "
SHELL	:	17 % "

Es wurde dabei unterstellt, daß die Verfahren mit Ausnahme des Lurgi-Verfahrens dampfautark sind. Letzteres benötigt für die

Vergasung von 1000 kg Kohle (waf)
1840 kg H_2O_D , 27 bar, 500 °C /6-39/

Mit den oben angegebenen Prozentsätzen sowie den in Kapitel 5 ermittelten Emissionsfaktoren für neue Steinkohlenkraftwerke können die auf die Energiebereitstellung entfallenden Emissionen errechnet werden. Die Angaben für Leakage-Emissionen basieren auf Abschätzungen nach /6-44/, wobei für alle Verfahren die gleiche Anzahl von Flanschen, Armaturen etc. angenommen ist.

Staub-Emissionen werden in Vergasungs- wie auch in Verflüssigungsanlagen durch

- den Dampferzeuger
- die Kohlevorbereitung
- die Lagerung und den Umschlag von Rückständen
- die Lagerung und den Umschlag der Einsatzkohle

hervorgerufen. Berechnungsgrundlagen für die Staubemissionen durch Lagerung und Umschlag sind in Tabelle 6-1 gegeben.

Emissionszeit bei Windgeschwindigkeit 4 m/s	H_1	2690 h/a
Emissionsfaktor	E_1	0,2-0,4 g/m ² -h
Emissionszeit der Umschlaganlage bei Windgeschwindigkeit 75 m/s	H_2	1568 h/a
Emissionsfaktor	E_2	50-200 g/t Asche

Tab. 6-3: Emissionskennzahlen für die Berechnung der Staubemission /6-36/

Entsprechend /6-27/ können für Zeiten mit Regen und hoher Luft- und Bodenfeuchte ca. 1000 h/a der Jahresstunden angesetzt werden. Es sei angenommen, daß diese Zeiten über den verschiedenen Windgeschwindigkeiten gleichverteilt sind.

Der Staubausschlag der Dampferzeugungsanlage wird gesondert ausgewiesen (vgl. Kapitel 5.2.4).

Anfallende Staubmengen in der Kohlevorbereitung (nicht Dampferzeuger) basieren auf Daten von /6-28/.

Die Berechnung der Staubemission durch Lagerung und Umschlag erfolgt nach

- Lagerung

$$E_{St,L} = E_1 \times \text{Lagerfläche} \times H_1 \quad [t/a]$$

- Umschlag

$$E_{St,U} = E_2 \times \text{Umschlag} \times 0,754^{-1} \quad [t/a]$$

Die Angaben über Lagerfläche bzw. Umschlagmenge sind aus /6-36, 6-28/ entnommen.

Die errechneten Emissionsdaten sind in Tab. 6-2, 6-3, 6-4 zusammengestellt.

Nicht berücksichtigt wurden Emissionen durch

- Ausdampfungen aus den Kühltürmen
- Lagerung und Umschlag von Produkten und Nebenprodukten
- offene Anlagen der Wasseraufbereitung
- in die Umwelt gelangende Wässer
- Prozeßrückstände

Minimale u. maximale Emissionsfaktoren kg/TJ

Verfahren	G-Staub	Pb	Cd	Hg	SO ₂	NO _x	CO ₂
LURGI	4,73-21,5	$3,2 \cdot 10^{-3}$ - $1,5 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$ - $5,3 \cdot 10^{-4}$	$0,6 \cdot 10^{-4}$ - $2,7 \cdot 10^{-4}$	14,4-79,7	21,3-68	$2,6 \cdot 10^4$ - $6,6 \cdot 10^4$
HTW	20,5	$1,5 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$	44,7	44,5	$1,4 \cdot 10^4$
Texaco	1,35-15,5	$9,2 \cdot 10^{-4}$ - $1 \cdot 10^{-2}$	$3,3 \cdot 10^{-5}$ - $3,8 \cdot 10^{-4}$	$1,7 \cdot 10^{-5}$ - $1,9 \cdot 10^{-4}$	28,1-115	33,3-59,1	$2,37 \cdot 10^4$ - $6,8 \cdot 10^4$
SHELL	12,4	$10,7 \cdot 10^{-3}$	$0,23 \cdot 10^{-3}$	$3,5 \cdot 10^{-3}$	53,5	45,6	$1,8 \cdot 10^4$
Hydrierung	1,36-11,9	$0,7 \cdot 10^{-3}$ - $6,7 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-5}$ - $0,13 \cdot 10^{-3}$	$2,29 \cdot 10^{-7}$ - $2 \cdot 10^{-6}$	16,47-73,5	14,5-56,6	$1,5 \cdot 10^4$ - $5,9 \cdot 10^4$

Minimale u. maximale Emissionsfaktoren kg/TJ

Verfahren	CO	CnHm	H ₂ S	Rückstand	Abwasser
LURGI	3,55-66,8	$4,1 \cdot 10^{-3}$ -14,9	0,01-1,36	$3,9 \cdot 10^3$ - $21 \cdot 10^3$	$7,1 \cdot 10^4$ - $7,7 \cdot 10^4$
HTW	⁺ 155,8	89,3	2,5	$3,6 \cdot 10^3$	$2,9 \cdot 10^4$
Texaco	2,35-7,23	$4,1 \cdot 10^{-3}$ -49,7	$9 \cdot 10^{-3}$ -0,2	122 - $9,8 \cdot 10^3$	$13,7 \cdot 10^3$
SHELL	⁺ 91,3	57,9	0,12	$6,7 \cdot 10^3$	$15 \cdot 10^3$
Hydrierung	0,6-9,61	35,5	0,13-0,16	$3,53 \cdot 10^3$ - $15,2 \cdot 10^3$	$4,7 \cdot 10^3$ - $5,58 \cdot 10^3$

⁺ CO - in Restgasen

Tab. 6.4 Emissionsfaktoren von Kohleveredelungsanlagen

Kohlenwasserstoffemissionen über Dichtelemente bei der Vergasung

Emissions-Quelle	Flansche	Armaturen	Gebläse
Rohrleitungen	1000	-	20
Wärmetauscher	400	300	-
Konvertierung	800	300	10
Heißpottaschewäsche	400	200	5
Methanisierung	800	300	10
Tieftem.zerlegung	800	400	22
Vergaser	400	200	-
Summe	4600	1700	67
Gesamtemission:	37,8 - 378 (t/a)		

Tab. 6-5 Kohlenwasserstoffemissionen von Vergasungsanlagen

Kohlenwasserstoffemissionen über Dichtelemente bei der Kohlehydrierung

	Flansch(gas)	Flansch(Gl)	Armaturen	Pumpen	Ventile	Kompressoren
Kohlehydrierreaktor	300	1000	500	20	15	2
Hydrotreating	300	200	300	14	10	2
Hydrocracking	200	300	250	4	6	-
Spaltanlage	200	400	250	-	-	-
Reforming	200	100	100	3	3	1
Benzinreinigung	400	100	350	10	10	1
Gasverdichter	-	-	350	-	10	16
Vergasungsanlage	4600	-	1700	67	-	-
Summe	6200	2100	3800	118	54	22
Gesamtanmission:	88,7 - 894 (t/a)					

Tab. 6-6 Kohlenwasserstoffemissionen von Kohlehydrieranlagen

7. Schlußfolgerungen

Aufgrund von Untersuchungen des verfahrenstechnischen Ablaufes wichtiger Prozesse der Kohlewirtschaft ist zum einen eine umweltbezogene Datenbasis für einzelne Prozesse erarbeitet worden, zum anderen sind Möglichkeiten zur Verminderung der von Anlagen der Kohlewirtschaft ausgehenden Umwelteinwirkungen aufgezeigt worden. Hierfür sowie zur Quantifizierung der Emissionen wurden zugängliche Veröffentlichungen ausgewertet.

Die Emissionsprobleme der untertägigen Steinkohlengewinnung liegen nicht bei der Kohlenförderung, sondern bei den Aufbereitungsanlagen und in der Beseitigung sowohl der salzhaltigen Grubenabwässer als auch der anfallenden Waschberge.

Da die Braunkohle überwiegend im Tagebau gewonnen wird, sind die Umweltauswirkungen gegenüber der Steinkohlengewinnung deutlich anders gelagert. Beim Abbau durch große Schaufelradbagger sowie beim Transport über kilometerlange Förderbandstrecken kommt es zu Staub- und Lärmentwicklungen, die teilweise durch Wasserbedüsung und geeignete Lärmschutzwälle eingedämmt werden können. Das Abpumpen des Grundwassers führt zu einer weitreichenden Absenkung des Grundwasserspiegels und den damit verbundenen Folgen wie etwa Bodenabsenkungen. Die Beseitigung bzw. Rekultivierung entstandener Gruben ist im wesentlichen gesetzlich geregelt und wird nach anerkannten Maßstäben vorgenommen.

Trotz intensiver Bemühungen ist es nicht gelungen das Emissionsproblem bei Kokereien vollständig zu lösen. Hauptursache von Luftschadstoffemissionen einer Kokerei sind:

- Staubemissionen bei Kohleumschlag und Kohlenvorbereitung
- Emission von Stäuben, Gasen und teerhaltigen Dämpfen beim Beschicken der Koksöfen, beim Verkokungsvorgang, Koksdrücken, Kokslöschen und Beheizen der Koksöfen
- Staubemissionen beim Kokstransport und aus den Koks-siebereien
- Emissionen an organischen Gasen und Dämpfen aus der Kohlenwertstoffgewinnungsanlage.

Als problematisch sind die geruchsintensiven Emissionen sowie die Emission von kanzerogenen Schadstoffen anzusehen. Die zu ergreifenden Umweltschutzmaßnahmen zielen darauf ab Staub-, Gas- und Dampfemissionen zu verringern, indem zum einen bei bestehenden Anlagen eine Absaugeinrichtung oder eine Überdachung des Kokslöschbereiches mit nachgeschalteten Filtereinrichtungen vorgesehen wird oder zum anderen durch den Übergang auf andere Verfahren (Formkoksverfahren, Kokstrockenkühlung).

Die Kokereiabwässer sind stark belastet mit z.Teil hoch toxischen Substanzen wie Cyaniden, Schwefelwasserstoff, Phenolen, Teeren, Ölen, Mercaptanen, Ammoniumverbindungen, Ammoniak etc. und können daher nur nach einer aufwendigen Reinigung in die kommunalen Kläranlagen oder Gewässer abgeleitet werden.

Brikettfabriken emittieren staubhaltige Luft hinter den Trocknern, an Übergabestellen von Fördergut und aus Zerkleinerungs-, Sieb- und Kühlanlagen, vor allem aber staubhaltige Brüden am Trockneraustritt. In der TA-Luft von 1974 wird ein Reingasstaubgehalt von 75 mg/m^3 (Braunkohle-Altanlagen 150 mg/m^3) gefordert. Dieser Wert wird durch den Einsatz naßarbeitender Entstauber oder filternder Staubabscheider, bei der Brüdenentstaubung auch durch den Einsatz von Elektrofiltern, eingehalten. Weitergehende Emissionsminderungsmaßnahmen sind in näherer Zukunft nicht zu erwarten.

Obwohl die Anlagen zur Stromerzeugung fortwährend weiterentwickelt und verbessert werden, stellen sie noch immer erhebliche Emissionsquellen dar. Im wesentlichen sind zu nennen:

- Staub
- Schwermetalle und Schwermetallverbindungen
sowie Cadmium und Thallium als Bestandteile des
Staubniederschlages bzw. des Schwebstaubes
- Halogene
- Schwefeldioxid
- Stickoxide
- kanzerogene oder krebserregende Stoffe.

Daneben sind die mit Rückständen verbundenen Deponieprobleme (Grundwasser, Haldenabtrag) zu beachten.

Verbesserungen bzw. Verringerungen der SO_2 -Emissionen werden in Zukunft durch den Einsatz von Entschwefelungsanlagen bei neuen wie auch alten Stromerzeugungsanlagen erreicht werden. Alternativ hierzu sind neuere Verbrennungstechniken (Wirbelschichtfeuerung bzw. bei Braunkohlenkraftwerken das Trockenadditivverfahren) möglich.

Mit zunehmender Entschwefelungskapazität ist den aus den Rauchgasentschwefelungsanlagen anfallenden Produkten verstärkte Aufmerksamkeit zu schenken. Um Deponieprobleme zu vermeiden, sollten diese Produkte einer Wiederverwendung zugeführt werden können.

Verminderungsmöglichkeiten der Stickoxidemissionen sind gegeben durch feuerungstechnische Maßnahmen, wobei sich je nach Feuerungsart eine maximale Verminderung von 50 % erreichen läßt. Eine weitergehende Möglichkeit der Emissionsminderung ist durch Rauchgasentstickung gegeben.

Staubemissionen im Kraftwerksbereich sind stark rückläufig. Insgesamt kann man sagen, daß die Entstaubungstechnik einen so hohen Stand erreicht hat, daß bei Neuanlagen die Reingasemission praktisch nur noch Feinstaub enthält. Die weitere Entwicklung ist deshalb gezielt auf Verbesserungen im Feinstaubbereich gerichtet. Ein besonderes Anwendungspotential dürfte hier der filternde Abscheider finden, mit denen bei relativ geringem Aufwand Reingaskonzentrationen von wenigen mg/m^3 erreicht werden können.

Die aus Kohleveredelungsanlagen in die Umwelt gelangenen Emissionen sind im wesentlichen:

Staub aus

- Kohleanlieferung
- Rückstandsumschlag
- Dampferzeugung
- Fackelanlagen

NO_x aus

Rauchgasen

Sauerwasserstripgas

SO_2 aus
 Rauchgasen
 Restgasen
 CO aus
 Restgasen
 Chloride aus
 Rauchgasen
 Fluoride aus
 Rauchgasen
 $\text{H}_2\text{S}/\text{COS}$ aus
 Restgasen
 NH_3 aus
 Restgasen
 HCN aus
 Restgasen
 Kohlenwasserstoffe aus
 Restgasen
 Leckagen
 Feststoffe, Rückstände, Abgase aus
 der Abwasseraufbereitung

Nach dem derzeitigen Stand der Entwicklung der Kohleverflüssigung ist bei der Bestimmung von Emissionsfaktoren zu berücksichtigen, daß es sich bei den berechneten Mengenströmen einzelner Quellen um Planungsdaten handelt. Betriebsmeßwerte von Anlagen sinnvoller Größenordnung liegen noch nicht vor.

Dieser Sachverhalt trifft auch auf Anlagen zur Kohlevergasung zu, von denen es mehr als siebenzig in Betrieb befindliche Industrieanlagen gibt. Zuverlässige Emissionsdaten sind auch hier kaum verfügbar. Hierdurch sind die angestellten Analysen mit Unsicherheiten behaftet. Sie betreffen

- Nebenbestandteile in Vergasungsrückstände, in Rauch- und Fackelabgasen sowie in ausgeschleusten, hoch kohlendioxidhaltigen Restgasen
- Auslaugungen aus Rückständen
- Intensität des bakteriellen Abbaus der Abwasseraufbereitung.

Insgesamt muß festgestellt werden, daß die vorliegenden Emissionsfaktoren lediglich abschätzbaren Charakter besitzen. Belastbare Ergebnisse sind erst zu erwarten, wenn die Schadstoffbelastung einzelner Massenströme nach einem verbindlichen Schema zuverlässig gemessen wird.

Verminderungsmöglichkeiten sind gegeben

- im Kraftwerk
- in der H_2S -Aufarbeitung (Claus-Anlage)
- in der Abwasseraufbereitungsanlage
- im Lärmschutz
- in der Prozeßführung
- in der Staubemission
- in der Verbrennungstechnik

Neben dem Entwicklungsziel der Wirtschaftlichkeit von Kohle- veredelungstechnologien, sollte in einer möglichst frühen Phase (Pilotanlage) versucht werden, die möglichen Emissionen analytisch zu erfassen, um das Emissionspotential von Großanlagen genau abschätzen zu können.

8. Literaturverzeichnis

- /1-1/ Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland für das
Jahr 1979
Arbeitsgemeinschaft, Energiebilanzen, Düsseldorf,
Sternstr. 9-11
- /1-2/ Schulze, J., Schmidt, B.
Kohlebedarf bei der Substitution der Petrochemie durch
Kohlechemie I
Chemische Industrie XXXIII/Okttober 1981, S. 623
- /1-3/ Rohstoffsicherung durch Kohleveredlung
Schriftenreihe Chemie und Fortschritt, Heft 1/1981
Hrsg. Verband der Chemischen Industrie e.V.,
Frankfurt a.M., Karlstr. 21
- /1-4/ Kernforschungsanlage Jülich, Programmgruppe System-
forschung und Technologische Entwicklung (Hrsg.)
Angewandte Systemanalyse Nr. 1
Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft
in der Bundesrepublik Deutschland - Untersuchung mit
Hilfe eines dynamischen Simulationsmodells
Jül-Spez-1/Bd. II, Nov. 1977
- /1-5/ Wagner, H.J.
Der Energieaufwand zum Bau und Betrieb ausgewählter
Energieversorgungstechnologien - Eine nettoenerge-
tische Analyse - Angewandte Systemanalyse Nr. 10
Berichte der Kernforschungsanlage Jülich, Jül. 1561,
Dezember 1978

- /2-1/ World Energy Conference
Survey of Energy Resources 1980
For 11th World Energy Conference, Munich 8-12 Sept.
1980
- /2-2/ Rohstoff Kohle
Eigenschaften - Gewinnung - Veredelung
Verlag Chemie
Weinheim, New York 1978
- /2-3/ Wilczynski, P., Scholle, H.
Aufbereit. Techn. Nr. 6, S. 275-281, (1975)
- /2-4/ VDI-Richtlinie 2293
Auswurfbegrenzung - Aufbereitungsanlagen für
Steinkohle
Entwurf v. Dez. 1975
- /2-5/ Energie und Umwelt
Sondergutachten des Rates von Sachverständigen für
Umweltfragen
März 1981
- /2-6/ Eisenhut, W.
Diffuse Quellen in übertägigen Anlagen des Bergbaus
und in Kokereien
VDI-Bericht 339
- /2-7/ Schade, H., Gliwa, H.
Die Feststoffemissionen in der Bundesrepublik
Deutschland und im Landes Nordrhein-Westfalen in den
Jahren 1965, 1970, 1973, 1974
Materialien zur Umweltforschung herausgegeben vom Rat
der Sachverständigen für Umweltfragen, Mai 1978

- /2-8/ Haury, G., Schikarski, W., Thöne, E.
Zusammenstellung der in der Bundesrepublik Deutschland durch die Erzeugung und den Verbrauch von Energie bedingten Auswirkungen auf die Umwelt und der legislativen und technischen Maßnahmen zu ihrer Verminderung
Kernforschungszentrum Karlsruhe, KFK 2103 UF,
Dez. 1974
- /2-9/ Franke, H., Grothe, H.
Bd. 4: Lexikon des Bergbaus, von Lueger: Lexikon der Technik. 4. Aufl., Deutsche Verlagsanstalt, Stuttgart 1962
- /2-10/ Fritzsche, C.H.
Lehrbuch der Bergbaukunde. 10. Aufl. Bd. 1 und 2
Springer, Berlin-Göttingen-Heidelberg, 1961/62
- /2-11/ Jahresberichte des Steinkohlenbergbauvereins
1954-1975, Essen 1955-1976
- /2-12/ Walbeck, M.
Braunkohle. Die Situation der Braunkohleverwendung in der Bundesrepublik Deutschland.
Kernforschungsanlage Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung
Interner Bericht KFA-STE-IB-7/76, Jülich, Nov. 1976

- /3-1/ Gapp, J.
Kokereitechnik - Probleme und Zielsetzungen.
Aus der Vortragsreihe Kohletag Hannover 17.4.1980
Krupp-Koppers GmbH, Essen, Moltkestr. 29
- /3-2/ Trepte, L., Bankwitz, H.
Rationelle Energieverwendung und -nutzung im Kokereiwesen
Forschungsbericht des BMFT, BMFT-FB T 77-72
Dezember 1977
- /3-3/ Rohstoff Kohle: Eigenschaften, Gewinnung, Veredelung
Hrsg. F. Benthau
Verlag Chemie, Weinheim 1978
- /3-4/ Manz, A., Düwel, G., Krusche, D., Schulze, V.,
Waltsgott, H.
Möglichkeiten und Wirksamkeit technischer Maßnahmen
zur Herabsetzung des Krebsrisikos bei Beschäftigten
der Gasindustrie
Forschungsbericht im Auftrag des BMFT
Hamburger Gaswerke, Hamburg, April 1979
- /3-5/ Güthner, G.
Minderung diffuser Staubemissionen stationärer Anlagen
Umwelt 2/80, April 1980, S. 261
- /3-6/ Davids, P., Güthner, G.
Die Bedeutung diffuser Emissionen für die Luftreinhaltung
VDI-Berichte Nr. 339, 1979
- /3-7/ Schugk, H.J., Bürstenbinder, J.
Energy - Environment Datas
Feasibility Study for a Project on the Development
on an Environmental Residence Coefficient (Matrix for
Energy Supply and Use
Institut für Zukunftsforschung Berlin, Berlin 1977

- /3-8/ Emissionskataster für die Bundesrepublik Deutschland,
Bericht für das BMI
Nukem GmbH, Hanau
- /3-9/ Materialien zum Immissionsschutzbericht 1977
der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag,
Umweltbundesamt
Erich Schmidt Verlag, Berlin, 1977
- /3-10/ Ullmann
Technische Enzyklopädie 3. Aufl., Bd. 10, S. 548
- /3-11/ Lenhardt, W., Schwefel, H.P., Sievert, D.
Ein Energieversorgungsmodell zur Langfristprognose
der Umwandlungskapazitäten
Angewandte Systemanalyse Nr. 15, Jül-Spez-63,
Dez. 1979
Kernforschungsanlage Jülich
- /3-12/ Fiedler, J.
Möglichkeiten zur Verminderung der Geruchsbelästigung
durch Kokereien.
Glückauf 116 (1980) Nr. 13, S. 655
- /3-13/ AUER-Technikum, 7. Ausgabe (Neudruck 1974)
Hrsg. Auergesellschaft GmbH, Abt. WuS, Berlin 65
- /3-14/ Typische geruchsbelästigende Substanzen im Umkreis
von Mineralölbetrieben
Deutsche Gesellschaft für Mineralölwissenschaft und
Kohlechemie e.V. Hamburg, Forsch.-Ber. 25
- /3-15/ Hermann, P., Simon, F.
Gasförmige und geruchsbelästigende Schadstoffe
in der Umgebung von Kokereien
Staub 33 (1973) S. 327/332

- /3-16/ Energie und Umwelt
Sondergutachten des Rates von Sachverständigen für
Umweltfragen
März 1981
- /3-17/ Schade, H., Gliwa, H.
Die Feststoffemissionen in der Bundesrepublik
Deutschland und im Lande Nordrhein-Westfalen in den
Jahren 1965, 1970, 1973, 1974
Materialien zur Umweltforschung herausgegeben vom Rat
von Sachverständigen für Umweltfragen, Mai 1978
- /3-18/ Wurm, H.J.
Die Behandlung der Kokereiabwässer im rheinisch-west-
fälischen Steinkohlenrevier
Glückauf 112 (1976), Nr. 19

- /4-1/ Lenhardt, W., Schwefel, H.P., Sievert, D.
Ein Energieversorgungsmodell zur Langfristprognose der
Umwandlungskapazitäten
Angewandte Systemanalyse Nr. 15
Jül-Spez-63, Dez. 1979
Kernforschungsanlage Jülich
- /4-2/ Schade, H., Gliwa, H.
Die Feststoffemissionen in der Bundesrepublik
Deutschland und im Lande Nordrhein-Westfalen in den
Jahren 1965, 1970, 1973, 1974
Materialien zur Umweltforschung. Hrsg. Rat von
Sachverständigen für Umweltfragen
Mai 1978
- /4-3/ Energie und Umwelt
Sondergutachten des Rates von Sachverständigen für
Umweltfragen
März 1981
- /4-4/ VDI-Richtlinie 2294
- /4-5/ TA-Luft
Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
gem. Ministerialblatt Ausg. A, Nr. 24 v. 4.9.1974
- /4-6/ Schugk, H.J., Bürstenbinder, J.
Energy - Environment Datas
- Feasibility Study for a Projection the Development
on an Environmental Residual Coefficient (Matrix for
Energy Supply and Use-Institut für Zukunftsforschung,
Berlin, Berlin 1977

- /5-1/ Strom-Energie für heute und morgen
Hrsg. Kraftwerk Union AG, Mülheim a.d. Ruhr, 1977
- /5-2/ Jahrbuch der Dampferzeugungstechnik
4. Ausgabe 1980/81
Vulkan Verlag, Essen 1980
- /5-3/ Verwaltungsvorschrift zur Änderung der Ersten
Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissions-
schutzgesetz
(Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA
Luft)
Referentenentwurf vom 10.9.1981
- /5-4/ Allgemeine Verwaltungsvorschrift über genehmigungs-
bedürftige Anlagen nach § 16 der Gewerbeordnung -
GewO, Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm.
Allgemeine Verwaltungsvorschrift der Bundesregierung
vom 16. Julib1968, Bundesanzeiger Nr. 137 vom
26. Juli 1968 (Beilage)
- /5-5/ Energie und Umwelt
Sondergutachten des Raten von Sachverständigen für
Umweltfragen
März 1981
- /5-6/ Allgemeine Abwärmeprobleme bei Wärmekraftwerken
- Stellungnahme der Arbeitsgruppen
Die Abwärmekommission, Geschäftsstelle beim Umwelt-
bundesamt
Berlin, Februar 1978
- /5-7/ Knöpp, H.
Biologisch - chemische Probleme der Abwärmebelastung
unserer Gewässer
VDI-Bericht Nr. 204, 1973

- /5-8/ Böhnke, B.
Minderung der Folgen der Wärmebelastung durch Sauer-
stoffeintrag
VDI-Bericht Nr. 204, 1973
- /5-9/ Rögener, H.
Physik der Rückkühlung
VDI-Bericht Nr. 204, 1973
- /5-10/ Spangemacher, K.
Naßkühltürme
VDI-Bericht Nr. 204, 1973
- /5-11/ Buxmann, J.
Trockenkühlung
VDI-Bericht Nr. 204, 1973
- /5-12/ Fortak, H.
Beeinflussung des Lokalklimas durch große Energie-
erzeugungs- und Verbraucherzentren
Vorhaben Meteorologisches Simulationsmodell
Oberrheingebiet im Auftrag des Umweltbundesamtes
Vorhabensbericht Nr. 7, Juni 1977
- /5-13/ Caspar, J.W.
Meteorologische Auswirkungen von Kühlvorgängen
VDI-Bericht Nr. 204, 1973
- /5-14/ Sauer, E.
Abwärmeprobleme bei Kraftwerken
Kühlsysteme, Kosten, Umweltaspekte und Abwärme-
nutzung
Berichte der Kernforschungsanlage Jülich Nr. 1255
Programmgruppe Systemforschung und Technologische
Entwicklung, Dez. 1975

- /5-15/ Faust, R.
Wirkung von Naßkühltürmen auf Wetter und Klima
IRS-Fachgespräch 1976. Neuere Entwicklungen im
radiologischen Umweltschutz von kerntechnischen
Anlagen
Köln, Oktober 1976
- /5-16/ Lärmschutz bei Kraftwerken
Hrsg. Minister für Arbeit, Gesundheit und Soziales
des Landes Nordrhein-Westfalen, 1981
- /5-17/ Täubert, U.
Die Entsorgung der Kraftwerke von Wasser und Abfall
VGB-Kraftwerkstechnik 57 (1977), H. 5, S. 345-355
- /5-18/ Lühr, H.P.
Anforderung von Kraftwerksnebenprodukte bei der Ver-
wendung im Bauwesen
VGB Kraftwerkstechnik 58 (1978), Heft 5, S. 354-358
- /5-19/ Jacobs, J.
Verwertung von Verbrennungsrückständen aus Kraftwerks-
feuerungen
VGB Kraftwerkstechnik 58 (1978), Heft 5, S. 342-353
- /5-20/ Weber, E., Seeck, F.
Staubabscheider, Stand der Technik und Entwicklungs-
tendenzen
Technische Mitteilungen 70 (1977), H. 1, S. 49-54
- /5-21/ Brandt, J., u.a.
Feststoffabscheidung aus Rauchgasen in der Heiß- und
Kaltphase
in: Jahrbuch der Dampferzeugungstechnik, 4. Ausgabe
1980/81, Vulkan Verlag, Essen, 1980

- /5-22/ Bers, K.
Umweltschutzmaßnahmen in Kraftwerken und anderen Versorgungseinrichtungen eines EVU in städtischen Ballungsgebieten
VGB Kraftwerkstechnik 61 (1981), S. 205-209
- /5-23/ Junkers, G., Laufhütte, D.W.
Erfahrungen der Saarbergwerke mit der Rauchgaskontrol-
lierung durch SO_3 zur Verbesserung der Abscheide-
leistung von E-Filtern
VGB Konferenz Kraftwerk und Umwelt 1981
- /5-24/ Reissmann, H.
Verbesserung der Staubabscheidung von Elektrofiltern
durch Rauchgas-Konditionierung
KFA-Seminar: Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie,
Jülich, Okt. 1980
- /5-25/ White, Harry J.
Resistivity Problems in Electrostatic Precipitation
Journal of the Air Pollution Control Association
4/1974, S. 314
- /5-26/ Hiller, R., Löffler, F.
Einfluß von Auftreffgrad und Haftanteil auf die
Partikelabscheidung in Faserfiltern
Staub-Reinhaltung der Luft 40 (1980), S. 405
- /5-27/ Güthner, G.
Verminderung von Staubemissionen durch Einsatz von
Gewebeabscheidern
Staub-Reinhaltung der Luft 40 (1980) S. 324
- /5-28/ Grabenhorst, U.
Einsatz eines Schlauchfilters hinter einem Schmelz-
kammerkessel
KFA-Seminar Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie,
Jülich, Okt. 1980

- /5-29/ Forck, B., Lange, G.
Systemanalyse Entschwefelungsverfahren, Studie im Auftrag des BMFT, federführend VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber, Essen 1974
- /5-30/ Rentz, O., u.a.
Möglichkeiten und Folgen der Einführung von Rauchgasentschwefelungsverfahren, eine Untersuchung für Baden-Württemberg
Forschungsbericht, Karlsruhe, April 1976
- /5-31/ Laseke, B.
EPA Utility FGD Survey
EPA-600/7-78-051c, Sept. 1978
- /5-32/ Schärer, B. u.a.
Luftverschmutzung durch Schwefeldioxid
- Ursachen, Wirkungen, Minderung -
Umweltbundesamt, Berlin, 1980
- /5-33/ Ando, J.
Status of SO₂ and NO_x Removal System in Japan
Proc. of the 4th Symp. on Flue Gas Desulph.
Hollywood, Fl. 8.-11. Nov. 1977
- /5-34/ Ando, J., Laseke, B.
SO₂ Abatement For Stationary Sources in Japan
EPA-600/7-77-103a, 9/1977
- /5-35/ Leininger, D., Monostory, F.P.
Kohleentschwefelung durch aufbereitungstechnische Maßnahmen
Glückauf 111 (1975) Nr. 22, S. 1079-1082
- /5-36/ Bosselmann, W., Hegemann, K.R., Leimkühler, J.
Weitere Betriebserfahrungen mit einer Rauchgasentschwefelung in Wilhelmshaven und deren Übertragbarkeit auf die Anlagenerweiterung
VGB-Konferenz Kraftwerk und Umwelt 1981

- /5-37/ Haug, N., Pietrzenink, H.J.
Gips ohne Garantie - Marktanalyse für Endprodukte
aus der Rauchgasentschwefelung
Energie Jahrg. 32 (1980) Nr. 6/7, S. 233-236
- /5-38/ Möglichkeiten und Grenzen der Ölsubstitution durch
Strom und Fernwärme in der Bundesrepublik Deutschland
Kraftwerk Union AG, Erlangen, 1980
- /5-39/ Rentz, O.
Alternative Kosten von Maßnahmen zur Minderung
des Schwefelgehaltes der Rauchgase von mit fossilen
Brennstoffen beheizten Großkraftwerken
Gutachten für den Rat der Sachverständigen für
Umweltfragen 1977
- /5-40/ Lorenz, G.
Zum Problem der Ermittlung optimaler Strategien für
eine kombinierte oder alternative Anwendung von
Brennstoff- und Rauchgasentschwefelung
Diplomarbeit am Institut für Entscheidungstheorie
und Unternehmensforschung der Universität (TH)
Karlsruhe, 1977
- /5-41/ Forck, B.
Rauchgasentschwefelung, Weiterverwendung der End-
produkte aus der Rauchgasentschwefelung
KFA-Seminar: Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie
für Kohlekraftwerke
Jülich, Okt. 1980
- /5-42/ Wirsching, F.
Entwicklung eines Verfahrens zur Verwertung von fein-
teiligen Chemiegipsen aus der Rauchgasentschwefelung
als Spezialbaugips in der Gipsindustrie
KFA-Seminar: Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie
für Kohlekraftwerke, Jülich, Okt. 1980

- /5-43/ Ay, J.H., Sichel, M.
Theoretical Analysis of NO
Formation Near the Primary Reaction Zone in Methane
Combustion, in: Combustion and Flame 26 (1976),
S. 1-15
- /5-44/ Axworthy, A.E.
Chemistry and Kinetics of Fuel Nitrogen Conversion to
Nitric Oxide, in: AUChE-Symposium Ser. 71 (1975),
S. 30-42
- /5-45/ Bagg, J.
The Formation and Control of Oxides of Nitrogen
in Air Pollution, in: Strauss, W. Hrsg.: Air
Pollution Control, Part I, S. 35-94
- /5-46/ Beer, J.M., Martin, G.B.
Application of Advanced Technology for NO_x Control:
Alternate Fuel and Fluidized Bed Coal Combustion,
EPA, Reprint
- /5-47/ Bilger, R.W., Beck, R.E.
Further experiments on turbulent jet diffusion flames,
in: 15th Symposium (int.) on Combustion (1974),
S. 541-552
- /5-48/ Hall, R.E., Bowen, I.S.
Stationary Source Combustion an R&D Update, in:
J. of the Air Pollution Control Association 26 (1976),
S. 111-115
- /5-49/ Iverach, D., Basden, K.S., Kirov, N.Y.
Formation of nitric oxide in fuel lean and fuel rich
flames, in: 14th Symposium (int.) on Combustion
(1973), S. 767-775

- /5-50/ Kolar, J.
NO_x-Emissionen von Gasfeuerungen - Ein Überblick, in:
Gas, Erdgas 117 (1976), S. 57-62
- /5-51/ Koch, H., Sharan, H.N.
Systeme für emissionsarme Energieerzeugung, in:
Energie 28 (1976), S. 113-118
- /5-52/ Kremer, H.
Ursachen der Entstehung und verbrennungstechnische
Maßnahmen zur Verminderung der Schadstoffemissionen
von Feuerungen, in: Gaswärme int. 23 (1974),
S. 444-450
- /5-53/ Mac Kinnon, D.J.
Nitric oxide formation at high temperatures, in:
J. Air Pollution Control Association 24 (1974),
S. 237-239
- /5-54/ Quan, V., Kliegel, J.R., Peters, R.L.,
Teixeira, D.P.
Predicted effects of fluid dynamic parameters
on nitric oxide formation in turbulent jet diffusion
flames, in: Combustion and Flame 25 (1975), S. 67-77
- /5-55/ Fitzer, E., Siegel, D.
Stickoxiddemission industrieller Feuerungsanlagen in
Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen, in:
Chem.-Ing.-Techn. 47 (1975), S. 571 (Synopsis 254/75)
- /5-56/ Siegel, K.D.
Stickoxidemission industrieller Feuerungsanlagen in
Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen,
Diplomarbeit am Institut für Chemische Technik der
Universität (TH) Karlsruhe, 1973
- /5-57/ Bueters, K.A., Habelt, W.W.
NO_x-Emissions from Tangentially - Fired Utility
Boilers Part I, Theory, in: AIChE-Symposium Ser. 71
(1975), S. 85-94

- /5-58/ Eberius, H., Just, Th.
Untersuchungen zur Stickoxidbildung unter Beteiligung
des Cyanidradikals bei der Verbrennung von Kohlen-
wasserstoffen, in: VDI-Bericht 246 (1975), S. 137-142
- /5-59/ Engleman, V.S.
A Detailed Approach To The Chemistry of Methane/Air
Combustion: Critical Survey Of Rates And Applications,
EPA-600/2-76-152a, Juni 1976, S. I-153
- /5-60/ Braun, B. u.a.
Stickoxidemissionen aus Kraftwerksfeuerungen,
in: VBG Kraftwerkstechnik 56 (1976) 785-790
- /5-61/ Kremer, H.
Prinzipielle Möglichkeiten und Grenze der
Verminderung der Emission von Stickstoffoxiden aus
Feuerungsanlagen, in: Niepenberg, H.P. Hrsg.:
Die Industrieheizung, 8 (1976) 5-12
- /5-62/ Blakeslee, C.E., Burbach, H.E.
Controlling NO_x Emissions from Steam Generators,
in: J. Air Poll. Contr. Assoc. 23 (1973) 37-42
- /5-63/ Fenimore, C.P.
13th Symposium (int.) on Combustion (1971) S. 373 ff
- /5-64/ Fenimore, C.P.
Formation of nitric oxide from fuel nitrogen in
ethylene flames, in: Combustion and Flame 19 (1972),
S. 289-296
- /5-65/ Fenimore, C.P.
Reactions of Fuel-Nitrogen in Rich Flame Gases, in:
Combustion and Flame 26 (1976), S. 249-256

- /5-66/ Eberius, H., Just, Th.
Untersuchungen zur Stickoxidbildung unter Beteiligung
des Cyanradikals bei der Verbrennung von Kohlen-
wasserstoffen, in: VDI-Bericht Nr. 246 (1975),
S. 137-142
- /5-67/ NO_x Control Review
US Environmental Protection Agency 4 (1979) No. 3
- /5-68/ Japan Environment Summary
Environment Agency Tokyo 6 (1978) No. 8
- /5-69/ Michelfelder, S.
Die Verminderung der Stickoxidemission über die
Optimierung der Brennerkonstruktion - Betriebsergeb-
nisse mit einem Versuchsbrenner - in: VGB Kraftwerks-
technik 56 (1976), S. 622-629
- /5-70/ Sutherland, K.N.
The Control of NO_x Emission in Power Plant Operations,
in: Clean Air, Mai 1974, S. 37-41
- /5-71/ Kremer, H., Skunca, I.
Möglichkeiten der Verminderung der Emission von Stick-
oxiden aus Gasfeuerungen, in: gwf-gas/erdgas 117
(1976), S. 423-429
- /5-72/ Lowes, T.M., Bartelds, H., Heap, M.P., Walmsley, R.
Die Beeinflussung der NO_x-Emission brennstoff-
gefeuerter Kessel und Öfen durch Verändern von
Brennerparametern, in: Brennstoff-Wärme-Kraft 26
(1974), S. 26-31
- /5-73/ Ketels, P.A., Nesbitt, J.D., Oberle, R.D.
Survey of Emission Control and Combustion Equipment
Data in Industrial Process Heating
EPA-600/7-76-022, Oktober 1976

- /5-74/ Jacobs, J.
Minderungstechnik für NO_x -Emissionen
KFA-Seminar: Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie
für Kohlekraftwerke
Jülich, Okt. 1980
- /5-75/ Jacobs, J.
Erfolge und Ziele bei der Entwicklung einer NO_x -Min-
derungstechnologie für Kraftwerksfeuerungen
VGB-Kraftwerkstechnik 61 (1981), Heft 3, S. 214
- /5-76/ Hempelmann, R., Rentz, O.
 NO_x -Minderungstechnologien im Kostenvergleich
VGB-Kraftwerkstechnik 60 (1980) Heft 12, S. 985
- /5-77/ Davids, P., u.a.
Luftreinhaltung bei Kraftwerks- und Industrie-
feuerungen
Brennstoff-Wärme-Kraft 33 (1981), Nr. 4, S. 170
- /5-78/ Michelfelder, S., Leikert, K.
Kohlenstaubbrenner mit niedriger NO_x -Emission
Staub-Reinhalt. Luft 39 (1979), Nr. 11, S. 403
- /5-79/ Leikert, K.
Der Stufenmischbrenner für niedrige Stickoxid-
emission
KFA-Seminar: Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie
für Kohlekraftwerke
Jülich, Okt. 1980
- /5-80/ Reidick, H., Schuster, H.
Entwicklungsstand NO_x - mindernder Maßnahmen für
deutsche Kraftwerke
Gas Wärme int. 28 (1979), 2/3, S. 98-105

- /5-81/ Mason, H.B.
Entwicklung von Verfahren zur Verminderung der NO_x-Emissionen bei Kraftwerkskesseln in USA
Die Industriefeuerung Nr. 13 (1978), S. 5
- /5-82/ Schuster, H., Stebel, H.
Großtechnische Erprobung einer Feuerung mit geringer NO_x-Emission für steinkohlengefeuerte Dampferzeuger mit flüssigem Ascheabzug
Brennstoff-Wärme-Kraft 33 (1981), Nr. 11, S. 443
- /5-83/ Prohl, H.
Schmelzfeuerung mit geringer Stickoxidemission
KFA-Seminar: Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie für Kohlekraftwerke
Jülich, Okt. 1980
- /5-84/ Rentz, O., Hempelmann, R., Huber, W.
Verfahren zur Abscheidung von Stickoxiden sowie zur Simultanabscheidung von Stickoxiden und Schwefeldioxid aus den Abgasen industrieller Feuerungsanlagen
Forschungsbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes, Karlsruhe, 1978
- /5-85/ Rentz, O., Hempelmann, R., Huber, W.
Entwicklungsstand und Tendenzen einer NO_x-Abscheidung aus Kraftwerks-Rauchgasen
Die Industriefeuerung Nr. 13 (1978), S. 16-26
Techn. Mitteilungen HDT 71 (1978), S. 500-510
Gas Wärme International 28 (1979), S. 173-182
- /5-86/ Davids, P.
Verminderung gasförmiger Emissionen aus Großfeuerungsanlagen
Envitec '80 Kongreß, Düsseldorf 1980

- /5-87/ Maier, D., Nus, H.
Anlagestufe zur trockenen Abscheidung von Chlor und Fluor aus Rauchgasen von Steinkohlekraftwerken
Forschungsbericht im Auftrag des BMFT
BMFT-FB-T 81-070, April 1981
- /5-88/ Verordnung über Trinkwasser und über Brauchwasser für Lebensmittelbetriebe (Trinkwasser-Verordnung) vom 31. Jan. 1975 (BGBl I, S. 453), geändert am 26. Dez. 1977 (BGBl I S. 2802).
- /5-89/ VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V.
Tätigkeitsbericht 1980/81, S. 143
- /5-90/ Krost, H., Vetter, H.
Entwicklung und Stand von Braunkohlenkraftwerken
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 31. Jg. (1981), Heft 5
- /5-91/ Jacobi, W.
Umweltradioaktivität und Strahlenexposition durch radioaktive Emissionen von Kohlekraftwerken
GSF-Bericht S-760, März 1981
- /5-92/ Atzger, J. u.a.
Verfahren zur Rauchgasentschwefelung in:
Jahrbuch der Dampferzeugungstechnik 4. Ausgabe 1980/81, Vulkan Verlag, Essen, 1980
- /5-93/ Bechthold, H.
Das abwasserfreie Walther-Verfahren zur Rauchgasentschwefelung unter Erzeugung von Ammonsulfat als Düngemittel
KFA-Seminar: Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie, Jülich, Okt. 1980

- /5-94/ Immissionsbelastungen von Waldökosystemen
Landesanstalt für Ökologie, Landschaftsentwicklung und
Forstplanung Nordrhein-Westfalen, Frühjahr 1982
- /5-95/ Saurer Regen und Forstschaden
Eine Dokumentation des Gesamtverbandes des Deutschen
Steinkohlenbergbaus, Februar 1982
- /5-96/ Flohn, H.
Das CO₂-Problem und die Zukunft unseres Klimas
Glückauf 117 (1981), Nr. 7, S. 1123
- /5-97/ Bolin (Ed.)
The Global Carbon Cycle
Wiley & Sons, 1979
- /5-98/ Bach, W.
Untersuchung der Beeinflussung des Klimas durch
anthropogene Faktoren
aus: Münstersche Geographische Arbeiten, Bd. 6,
Paderborn, Ferdinand Schöningh, 1980
- /5-99/ Davids, P.
Luftverbesserung durch Neubau von Steinkohlenkraft-
werken - Möglichkeiten und Grenzen
Umweltbundesamt, Berlin, 1981
- /5-100/ Kautz, K., Kirsch, H., Laufhütte, D.W.
Über Spurenelementgehalte in Steinkohlen und den
daraus entstehenden Reingasstäuben
VGB-Kraftwerkstechnik 55, Heft 10, Okt. 75
- /5-101/ Berner, W.
Die Auswirkungen von CO₂-Emissionen auf das Klima,
Band 1
Bericht für das Umweltbundesamt, Berlin, April 1981,
BF-R-63818-1

- /5-102/ VGB, Technisch-wissenschaftliche Berichte "Wärme-
kraftwerke", Heft 8, S. 197-215
- /5-103/ Schilling, H.J. et al.
Wirbelschichtfeuerung und ihre Bedeutung für den Wärme-
markt, Erdöl und Kohle - Erdgas Petrochemie vereinigt
mit Brennstoff-Chemie, Bd. 34, Heft 9, Sept. 1981
- /5-104/ Bitterlich, E.
Die Wirbelschicht-Technologie als Prozeß zur umwelt-
freundlichen Energie-Erzeugung,
VGB-Kraftwerkstechnik 60, Heft 5 (1980), S. 360-376
- /5-105/ Brandes, H.
Umweltfreundliche Dampferzeuger mit Wirbelschicht-
feuerung
Energie 7/1979
- /5-106/ Thurlow, G.G.
J. Inst. Fuel 43 (1970), S. 473
- /5-107/ Münzner, H.
VDI-Bericht 286, Düsseldorf
- /5-108/ Günther, R.
Ergebnisse und Ziele der Verbrennungsforschung
VDI-berichte Nr. 286 (1977), S. 5/12
- /5-109/ Ehrlich, Sh.
New Technique for a new era
EPRI Journal, December 1979
- /5-110/ Holighaus, R., Werther, J.
Wirbelschichttechnologie: Neuentwicklung für Kraft-
werkstechnik und Umweltschutz
Chem.-Ing.-Tech. 50 (1978), Nr. 9, S. 662-669

- /5-111/ Weber, E.
Heißgasentstaubung bei Wirbelschichtfeuerung
VDI-Bericht 322, Düsseldorf 1978
- /5-112/ König, Ch.
in: Technologien zur besseren Energienutzung in
Wärme- und Kälteanlagen
Jül-Conference-19, April 1976
Kernforschungsanlage Jülich
- /5-113/ Brückner, H., Wittchow, E.
Kombinierte Gas-/Dampfturbinenprozesse:
Wirtschaftliche Stromerzeugung aus Gas und Kohle
BWK 31 (1979), Nr. 5, Mai
- /5-114/ Krieb, K.H., Ratzeburg, W.
Übersicht über neue Kraftwerkstechnologien
Haus der Technik Vortragsveröffentlichungen 409,
Möglichkeiten zur Gestaltung umweltfreundlicher
Kohleenergieerzeugungsanlagen, Nov. 1977
- /5-115/ Knizia, K.
Das VEW-Kohlenumwandlungsverfahren
VGB-Kraftwerkstechnik 54 (1974), Nr. 8, S. 525/531
- /5-116/ Weinzierl, K.
"VEW-Kohlenumwandlungsverfahren - Entwicklungsergeb-
nisse und weitere Planung"
Vortrag zum Statusseminar "Umweltfreundliche Kraft-
werkstechnologie" der KFA-Jülich vom 6.-10.10.1980
- /5-117/ Weinzierl, K.
Einkoppelung von Ent- und Vergasungsverfahren im
Kraftwerksprozeß
in: Jahrbuch der Dampferzeugungstechnik, 3. Ausgabe
1976/77, S. 71-80, Vulkan Verlag, Essen

- /5-118/ Krieb, K.H.
Mögliche Wirkungsgradverbesserungen durch den Einsatz neuer Kohle-Umwandlungstechnologien
Vortrag zur Fachtagung "Technologie zur besseren Energienutzung in Wärmekraftwerken" in der KFA-Jülich, 4.-5. Februar 1976
Jül-Conf-19, April 1976, Chr. König
- /5-119/ Hafke, C.
Kohledruckvergasung
HdT Vortragsveröffentlichungen 409, Möglichkeiten zur Gestaltung umweltfreundlicher Kohleenergieerzeugungsanlagen, S. 30-36, Tagung vom 17. und 18. Nov. 1977
- /5-120/ Meyer, W.
Steinkohlengefeuerter Kombiblock mit Wirbelschichtfeuerung
BWK 30 (1978) Nr. 11, November, S. 430-432
- /5-121/ Petzel, H.-K., Meenzen, P.
Das Modellkraftwerk Völklingen der Saarbergwerke AG
Siemens-Energietechnik 2 (1980), Heft 4
- /5-122/ Petzel, H.-K.
"Modellkraftwerk Völklingen"
Vortrag gehalten am 8.10.1980 auf dem Statusseminar "Umweltfreundliche Kraftwerkstechnologie" in der KFA Jülich
- /5-123/ Tippmer, K.
Brenngase durch Kohlevergasung für den Gas-/Dampfturbinenprozeß
BWK 32 (1980), Nr. 5, Mai, S. 203-212
- /5-124/ Birnbaum, U.
Umweltauswirkungen von Kohleveredlungsanlagen
Literaturrecherche für das BMFT, KFA-Jülich, August 1980

- /5-125/ Kohledruckvergasung
 Steinkohlevergasung im kombinierten Gas-/Dampf-
 turbinenkraftwerk
 Schriftenreihe "Energiepolitik in Nordrhein-Westfalen"
 Bd. 12
 Minister für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des
 Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 1981
- /5-126/ Bonn, B., Münzer, H.
 Schadstoffemissionen bei Wirbelschichtfeuerung
 in: VDI-Bericht Nr. 322, 1978

- /6-1/ Energie und Umwelt
Sondergutachten des Rates von Sachverständigen
für Umweltfragen
März 1981
- /6-2/ Aichinger, H.M., Steffen, R.
Entwicklungsstand der Kohlevergasungsverfahren
Stahl und Eisen 100 (1980) Nr. 7, 7. April 1980
- /6-3/ Heek, K.H. van
Überblick über den internationalen Entwicklungs-
stand der Kohlevergasungsverfahren
Stahl und Eisen 100 (1980) Nr. 7, S. 363/70
- /6-4/ Müller, G., Knobloch, T., Drotleff, J.
Umweltauswirkungen von Anlagen zur Kohlevergasung
und -verflüssigung
Umweltbundesamt II 4.4-52 340/0 Berlin, Juli 1981
- /6-5/ Schilling, H.D., Bonn, B., Krauss, U.
Kohlevergasung - Eine Basisstudie über bestehende
Verfahren und neue Entwicklungen
Rohstoffwirtschaft International Bd. 4
Verlag Glückauf GmbH, Essen, 1979
- /6-6/ Bierbach, H. und Jockel, H.
Weiterentwicklung der Lurgi-Druckvergasung
Stahl und Eisen 100 (1980) Nr. 7, S. 371/76
- /6-7/ Falbe, J.
Chemierohstoffe aus Kohle
G. Thieme Verlag Stuttgart
- /6-8/ Röbbke, G.
Weiterentwicklung des Lurgi-Druckvergasungsver-
fahren
Sonderdruck aus HdT Heft 405, 1978

- /6-9/ Hoede, K., Kasper, G., Thomson, S.
Quantifizierung der Umweltbeeinträchtigung durch
moderne Verfahren der Kohlevergasung und -ver-
flüssigung
Fluor GmbH, Düsseldorf, Jan. 1981
- /6-10/ Boy, C., Ruprecht, P., Langhoff, J. und Dürrfeld, R.
Stand der Texaco Kohlevergasung in der Ruhrchemie/
Ruhrkohle-Variante
Stand und Eisen 100 (1980) Nr. 7, S. 388/92
- /6-11/ Burgt, M.J. van der, Wetzell, R.
Anwendungsmöglichkeiten des Shell-Koppers-Verfahrens
in der Eisen- und Stahlindustrie
Stahl und Eisen 100 (1980) Nr. 7, S. 380/82
- /6-12/ Völkel, H.K.
Der Shell-Koppers-Prozeß zur Vergasung von Kohle
unter Druck
Shell-Sonderdruck (634-1)
- /6-13/ Rossbach, M., Müller, R., Küffner, P.
Kohledruckvergasung nach dem Saarberg/Otto-Prozeß
Energie Jahrg. 30, Nr. 6, Juni 1978
- /6-14/ Rossbach, M., Lorscheider, R.
Inbetriebnahme der Saarberg/Otto-Kohledruckver-
gasungsanlage
Glückauf 116, Nr. 13, 1980
- /6-15/ Prospekt der Saarbergwerke AG
Abteilung Öffentlichkeitsarbeit
Saarbrücken, 1980
- /6-16/ Brocke, W., Rossbach, M.
Probleme der Gasreinigung bei der Kohledruckver-
gasung nach dem Saarberg/Otto-Verfahren
Entwurf, Völklingen 10.4.1980

- /6-17/ Rossbach, M., Meyer, A. Hornung, V.
 Das Saarberg/Otto-Kohlevergasungsverfahren
 Stahl und Eisen 100 (1980) Nr. 7, S. 383/87

- /6-18/ Rossbach, M.
 Erste Betriebsergebnisse mit der Saarberg/Otto-Kohlevergasungsanlage
 gas/erdgas 120 (1979) 12, S. 569-574

- /6-19/ Speich, P.
 Vergleichende Betrachtung von Braunkohle-veredlungsverfahren
 Erdöl und Kohle - Erdgas Bd. 29, Nr. 12, Dez. 1976

- /6-20/ Pattas, E. Adlhoch, W.
 Zum Stand der Entwicklung des HTW-Verfahrens zur Kohlevergasung
 Stahl und Eisen 100 (1980) Nr. 7, S. 376/79

- /6-21/ Planstudie über eine halboffene Fernenergieversorgung insbesondere für den Raum Frankfurt a.M. mit Heißwasser-Fernwärmeversorgung für den Raum Köln
 Kernforschungsanlage Jülich - Angewandte Systemanalyse Nr. 22, Dez. 1980, Jül-Spez-95

- /6-22/ Theis, A.
 The Rheinbraun High Temperature Winkler (HTW) Process, Paper presented at the "Workshop on Synthetic Fuels: Status and Future Direction", San Francisco, 1980

- /6-23/ Kupfer, W., Okownik, A., Würfel, H.
 Projektstudie zur Erstellung baureifer Unterlagen für eine 6 tato Kohleverflüssigungs-Pilotanlage
 Forschungsbericht BMFT-FB-T 80-002
 Saarbergwerke AG, Saarbrücken, Juni 1980

- /6-24/ Rossbach, M.
Druckvergasung nach dem Saarberg-Otto-Verfahren
Haus der Technik, Vortragsveröffentlichungen Heft 405
Kohlevergasung und -hydrierung
- /6-25/ Gratkowski, v. H.W.
Erdöl, Kohle, Erdgas, Petrochem.
Brennst.-Chem. 28, 81, 1975
- /6-26/ Rohstoffsicherung durch Kohleveredlung
Schriftenreihe Chemie und Fortschritt, Heft 1/1981
Hrsg. Verband der Chemischen Industrie e.V.,
Frankfurt a.M., Karlstr. 21
- /6-27/ Umweltbundesamt
Emissionsfaktoren für Luftverunreinigungen
Materialien 2/80, Erich Schmidt Verlag Berlin
- /6-28/ Abel, Oelert, H.H.
Erfassung und Abschätzung der Emissionen aus
Anlagen zur Kohleverflüssigung und Kohlevergasung
in der Bundesrepublik Deutschland - Kurzfassung -
Studie im Auftrag d. Ministers für Wirtschaft,
Mittelstand und Verkehr des Landes NRW, Clausthal
August 1981
- /6-29/ Teggers, Theis, A.
Die Rheinbraun-Verfahren zur Hochtemperatur-
Winkler und hydrierenden Kohlevergasung
Vortrag anlässlich der "First International Gas
Research Conf." 9.-12. Juni 1980, Chicago (USA)
- /6-30/ Birnbaum, U.
Literaturrecherche zu Umweltauswirkungen von
Kohleveredlungsanlagen
Kernforschungsanlage Jülich
Programmgruppe Systemforschung und Technologische
Entwicklung (STE), Jülich, August 1980

- /6-31/ Peyrer, H.P.
Ruhr 100 - eine Weiterentwicklung der LURGI-Druck-
vergasung
Erdöl Erdgas Zeitschrift, Sonderdruck 94. Jahrgang,
1978, Heft 10, Seite 362-367
- /6-32/ Winkler, E.
Maßnahmen zur Begrenzung von Emissionen bei der
Lagerung und Verladung von Kohlenwasserstoffen
VDI-Berichte 339, Erfassen und Begrenzen von
Emissionen aus diffusen Quellen, Düsseldorf 1979
- /6-33/ CEP-Techn. Manual "Coal processing Technology"
Vol. 3, New York 1977
- /6-34/ EPA-600/2-76-101, Washington 1976
Evaluation of Pollution Control in fossil Fuel
conversion processes, Final report
- /6-35/ EPA Symp. Environm. Aspects of Fuel Conversion
Technology, St. Louis, Sept. 1980
- /6-36/ Umweltverträglichkeit von Anlagen zur Vergasung
und Verflüssigung von Steinkohle in der Bundes-
republik Deutschland, Gesamtverband d. deutschen
Steinkohlenbergbaus, 1982
- /6-37/ Firmeninformation VEBA OEL, 1981
- /6-38/ Bericht über Datenerhebung ökologischer Daten für
Kohleveredelungstechnologien
Kernforschungsanlage Jülich - Programmgruppe
Systemforschung und Technologische Entwicklung,
Interner Bericht 1982
- /6-39/ Ruhrkohle AG, Uni-Essen, Kernforschungsanlage Jülich
Veredelung von Kohle in Verbundanlagen
Studie i.A. des BMFT, 1978

- /6-40/ Speich, P.
Vergasung und Verflüssigung von Braunkohle
Braunkohle 3, März 1981
- /6-41/ Eich, P.
Sauerstoff
Jül-Spez-1319 (Diss.) Uni-Essen GHS, Juli 1976
- /6-42/ Schmidt, J.
Verfahren d. Gasaufbereitung
VEB Leipzig 1970, Deutscher Verlag für Grundstoff-
industrie
- /6-43/ LURGI-Gesellschaft
LURGI-Handbuch, 1970, Frankfurt a.M.
- /6-44/ Kugeler, K.
Kohlehydrierungsprozesse unter Einsatz von
Nuklearer Wärme
Kernforschungsanlage Jülich, Interner Bericht 1980
- /6-45/ Allhorn, H.
Die Bedeutung d. Hydrierung von Kohle unter umwelt- u.
kostenpolitischen Gesichtspunkten (Diss. in Vorberei-
tung) Uni-Essen GHS
- /6-46/ Techn. Anleitung zum Schutz gegen Lärm
(TA-Lärm); Allg. Verw. Vorschr. der B.Reg. vom Juli
1968
- /6-47/ Gidelnigs, J.M.
Bull. Environm. Contam. Toxicol (1980) 25/6
- /6-48/ Rentz, O., Hempelmann, R., Huber, W.
Verfahren zur Abscheidung von Stickoxiden sowie
zur Simultanabscheidung von Stickoxiden und Schwefel-
dioxid aus den Abgasen industrieller Feuerungsanlagen
Forschungsbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes
Berlin, Karlsruhe, April 1978

- /6-49/ Bierl, A.
Emissionen aus Dichtelementen, Auffinden, Ursachen
VDI-Bericht 339, Erfassen und Begrenzen von Emissionen
aus diffusen Quellen
Düsseldorf, 1979
- /6-50/ Matthias, K.
Leckageemissionen im Vergleich zur Gesamtemission
bei Chemieanlagen. Verminderung von Emissionen aus
Dichtelementen durch intensivierte Wartung
VDI-Bericht 339, Erfassen und Begrenzen von Emissionen
aus diffusen Quellen
Düsseldorf, 1979
- /6-51/ Hamann, R.
Kohlenwasserstoff-Emissionen, ausgewählte Beispiele
aus der Mineralölindustrie
VDI-Bericht 339, Erfassen und Begrenzen von Emissionen
aus diffusen Quellen
Düsseldorf, 1979
- /6-52/ Clausen, J.F., Zee, A., Beck, B.
Modderfontein Koppers-Totzek Source Test Results
Draft

REIHE ANGEWANDTE SYSTEMANALYSE
DER PROGRAMMGRUPPE SYSTEMFORSCHUNG UND TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNG
KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH GMBH - KFA/STE

Nr. 1: Schmitz, K., Niehaus, F.⁺⁾ , Rath-Nagel, St., Voß, A.
Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in
der Bundesrepublik Deutschland - Untersuchung mit Hilfe
eines dynamischen Simulationsmodells,
Jül-Spez-1, Bd. I, Nov. 1977

Schmitz, K., et al.
Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in
der Bundesrepublik Deutschland - Untersuchung mit Hilfe
eines dynamischen Simulationsmodells,
Jül-Spez-1, Bd. II, Nov. 1977

Nr. 2: Bohn, Th., Eich, P., Hansen, U., Jehle, B.
Künftige Stromgestehungskosten von Großkraftwerken,
Jül-Spez-2, Nov. 1977

Nr. 3: Wibbe, H.-B.
Probleme der kurzfristigen Markteinführung eines
nuklearen Fernenergiesystems - eine Betrachtung aus
Abnehmersicht für einen räumlich begrenzten Markt,
Jül-1486, Feb. 1978

Nr. 4: Jehle, B.
Einsatzmöglichkeiten und Einsatzbeispiele der Kern-
energie in NRW unter besonderer Berücksichtigung ihres
Beitrags zur Strukturverbesserung,
Jül-Spez-11, Juni 1978

Nr. 5: Hensel, W.
Beitrag zur Standardisierung der Standortbestimmung von
Kernkraftwerken,
Jül-Spez-12, Juni 1978

Nr. 6: v. Lojewski, D.
Wärme-, Strom- und Synthesegasversorgung von Ballungs-
räumen durch Fernenergie - aufgezeigt am Großraum Köln,
Jül-1516, Juni 1978

Nr. 7: Lenhardt, W.
Entwicklung des Strombedarfs in der Bundesrepublik
Deutschland und alternative Möglichkeiten seiner
Deckung,
Jül-Spez-18, Juli 1978

⁺⁾ IAEA, Wien

REIHE ANGEWANDTE SYSTEMANALYSE

- Nr. 8: Kolb, G. (Redaktion)
gemeinsam mit KFA/IRE, KFA/PTH, HRB, GHT
Studie über die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung
mit Hochtemperatur-Reaktoren,
Jül-1527, Aug. 1978
- Nr. 9: Meliß, M.
Möglichkeiten und Grenzen der Sonnenenergienutzung in
der Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von Nieder-
temperaturkollektoren - Grundlagen, Technische Systeme,
Wirtschaftlichkeit;
Jül-Spez-25, Dez. 1978
- Nr. 10: Wagner, H.J.
Der Energieaufwand zum Bau und Betrieb ausgewählter
Energieversorgungstechnologien - eine nettoenergetische
Analyse,
Jül-1561, Dez. 1978
- Nr. 11: Bartholdi, J.
Einführung der Nuklearen Fernenergie - umweltbedeutsame
Konsequenzen und deren Bewertung,
Jül-1573, Jan. 1979
- Nr. 12: Egberts, G.
Kostenoptimale Entwicklungsperspektiven des Raum-
heizungssektors im Energiesystem der Bundesrepublik
Deutschland,
Jül-Spez-41, Juni 1979
- Nr. 13: Düring, K.
Transport- und Verteilungskosten konventioneller
Systeme zur Wärmeversorgung der Bundesrepublik
Deutschland,
Jül-Spez-57, Okt. 1979
- Nr. 14: Leimkühler, K.
Metallische Rohstoffe - Rezyklierung - Energieeinsatz.
Untersuchung mit Hilfe eines Simulationsmodells,
Jül-Spez-44, Juli 1979
- Nr. 15: Lenhardt, W., Schwefel, H.P., Sievert, D., et al.
Ein Energieversorgungsmodell zur Langfristprognose der
Umwandlungskapazitäten,
Jül-Spez-63, Dez. 1979
- Nr. 16: Kollmann, H.
Die räumliche Wärmebedarfsverteilung der Haushalte und
Kleinverbraucher in der Bundesrepublik Deutschland,
Jül-Spez-64, Dez. 1979

REIHE ANGEWANDTE SYSTEMANALYSE

- Nr. 17: Orth, D.
Niedertemperatur-Wärmeversorgung unter besonderer
Berücksichtigung ausgewählter neuer Technologien,
Jül-Spez-65, Dez. 1979
- Nr. 18: Manthey, Ch. (editor)
Energy Technology Data Handbook - Conversion
Technologies,
Jül-Spez-70, Vol. I, Jan. 1980
- Nr. 19: Manthey, Ch., Tosato, G.C.
Energy Technology Data Handbook - End Use Technologies.
Insulation, Space- and Water Heating Systems,
Jül-Spez-70, Vol. II, Okt. 1980
- Nr. 20: Hildebrandt, T.
Die nächsten 50 Jahre,
Analyse und Szenarium der wirtschaftlichen Evolution,
Jül-Spez-81, Juni 1980
- Nr. 21: Finnis, M.W.
Phase II - Final Report of MARKAL Studies for the
United Kingdom,
Jül-Spez-92, Okt. 1980
- Nr. 22: Scharff, E., Walbeck, M. (Federführung)
Planstudie: Halboffene Fernenergieversorgung, insbesondere
für den Raum Frankfurt a.M. mit Heißwasser-Fernwärmeversor-
gung für den Raum Köln,
JÜL-Spez-95, Dez. 1980
- Nr. 23: Costa, J.O., Gil Sordo, V., Blasco, M., Jara, A.
Energy Scenarios and Implementation of New Technologies
for Spain,
JÜL-Spez-110, April 1981
- Nr. 24: Jaek, W.
Mögliche Entwicklung des weltweiten Ausbaus der Kernenergie
unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, gesellschaftlicher
und politischer Aspekte,
JÜL-Spez- 118, Juli 1981
- Nr. 25: Schmitz, J.
Abschätzung des energiesparenden Innovationspotentials der
Industrie Steine und Erden,
JÜL-1729, Aug. 1981

REIHE ANGEWANDTE SYSTEMANALYSE

- Nr. 26: Bansal, N.K., Uhlemann, R., Boettcher, A.
Plastic Solar Air Heaters of a Novel Design - Testing and
Performance,
JÜL-1783, April 1982
- Nr. 27: Höpfinger, E., Drepper, F., Heckler, R., Schwefel, H.P.
unter Mitarbeit von Hermes, U., Horst, H.
Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in der
Bundesrepublik Deutschland - Untersuchungen mit Hilfe eines
zielgeführten dynamischen Simulationsmodells,
JÜL-Spez-166, Juli 1982
- Nr. 28: Grüter, J.W., Wolff, M.
Die Energieversorgung der Gemeinde Seedorf im Landkreis
Lüchow-Dannenberg, Niedersachsen - Eine Endenergieanalyse
JÜL-Spez-170, August 1982
- Nr. 29: Huber, W., Allhorn, H., Birnbaum, U.
Emissionen von Kohlenutzungsanlagen und mögliche Minderungs-
maßnahmen,
JÜL-1815, Nov. 1982

