

**KfK 5169
Juli 1993**

Technische und wirtschaftliche Bewertung der Anwendungsmöglichkeiten hochkonzentrierter Kohle-Wasser-Suspensionen

**W. Prünte
Abteilung für Angewandte Systemanalyse**

Kernforschungszentrum Karlsruhe

KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE

Abteilung für Angewandte Systemanalyse

KfK 5169

**Technische und wirtschaftliche Bewertung der
Anwendungsmöglichkeiten hochkonzentrierter Kohle-Wasser-
Suspensionen**

W. Prünke

**von der Fakultät für Wirtschaftswissen-
schaften der Universität Karlsruhe (TH)
genehmigte Dissertation**

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

Als Manuskript gedruckt
Für diesen Bericht behalten wir uns alle Rechte vor

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH
Postfach 3640, 7500 Karlsruhe 1

ISSN 0303-4003

Technische und wirtschaftliche Bewertung der Anwendungsmöglichkeiten hochkonzentrierter Kohle-Wasser-Suspensionen

Zusammenfassung

Ein zentrales Thema in der allgemeinen Energiediskussion ist die Bedeutung der Einsatzmöglichkeit fossiler Energieträger. Da die weltweiten Kohlevorkommen die größten fossilen Energiereserven darstellen, wird die Kohle auch auf lange Sicht unentbehrlich bleiben und sogar in zunehmendem Maße als Primärenergieträger eingesetzt werden. Aspekte wie Wirtschaftlichkeit, Umweltbelastung und Versorgungssicherheit werfen dabei eine Reihe von Fragen auf, denen sich die Anbieter und Nutzer von Kohle stellen müssen. Vor diesem Hintergrund ist man bemüht, bekannte Kohletechnologien zu verbessern, bzw. neue Technologien zu entwickeln. Eine vielversprechende Technik mit neuem Anwendungspotential für die Kohle besteht darin, Kohle (70 Gew.-%) mit Wasser (30 Gew.-%) zu einer homogenen Suspension aufzubereiten, woraus sich je nach Anwendungsfall Vorteile in allen Bereichen des Kohle-Handlings und der Kohleverwendung ergeben können.

Die vorliegende Arbeit soll durch mehrdimensionale Betrachtungen sowohl ökonomische als auch technische Kriterien zur Beurteilung der Relevanz von Kohle-Wasser-Suspensionen (KWS) für die zukünftige Energiebereitstellung liefern. Technische Analysen zeigen dabei Entwicklungspotential sowohl bestehender kommerzieller Verfahren als auch neuer Verfahren durch Anwendung der Zukunftstechnologie der Kohle-Wasser-Suspensionen auf.

Beispielhaft sei die Kombination von Kohleaufbereitung und KWS-Herstellung mit anschließendem kostengünstigen und umweltfreundlichen Pipelinetransport zu einem Kombi-Kraftwerk genannt. Mit Hilfe dieser Technologiekette können entlegene Kohlereviere, deren Abbau aufgrund logistischer Probleme in Frage gestellt ist, an Attraktivität gewinnen, und gleichzeitig ist eine effektive und schadstoffarme Energieumwandlung nach neuestem Stand der Technik möglich.

Technical and Economic Assessment of the Possible Applications of Highly Concentrated Coal-Water-Suspension

Summary

Central themes in the general energy debate are the significance and possible uses of fossil energy sources. Since the worldwide deposits of coal represent the largest reserves of fossil energy, coal will remain indispensable in the long term as well and its use as a primary energy source will even increase. In this regard, aspects such as economic efficiency, environmental impact and security of supply raise a series of questions which must be faced by the suppliers and users of coal. Against this background, attempts are being made to improve known coal technologies and to develop new technologies. One promising technology with new application potential for coal consists of treating coal (70 % in weight) with water (30 % in weight) to form a homogeneous suspension which may, according to the application, result in advantages in all areas of coal handling and use.

Using multidimensional examinations, this dissertation should provide both economic and technical criteria to assess the relevance for future energy provision of coal in the form of coal-water-suspensions (CWS). In this respect, technical analyses show the development potential not only of existing commercial processes but also of new processes using the future technology of coal-water-suspension.

An example cited is the combination of coal treatment and CWS production with subsequent economical and environment-friendly pipeline transport to a combined power station. This technology chain can be used to improve the attractiveness of remote coal-mining regions where production is being called into question due to logistical problems. At the same time, it is possible to convert the energy effectively and with few harmful substances, according to the latest technology.

Inhaltsverzeichnis

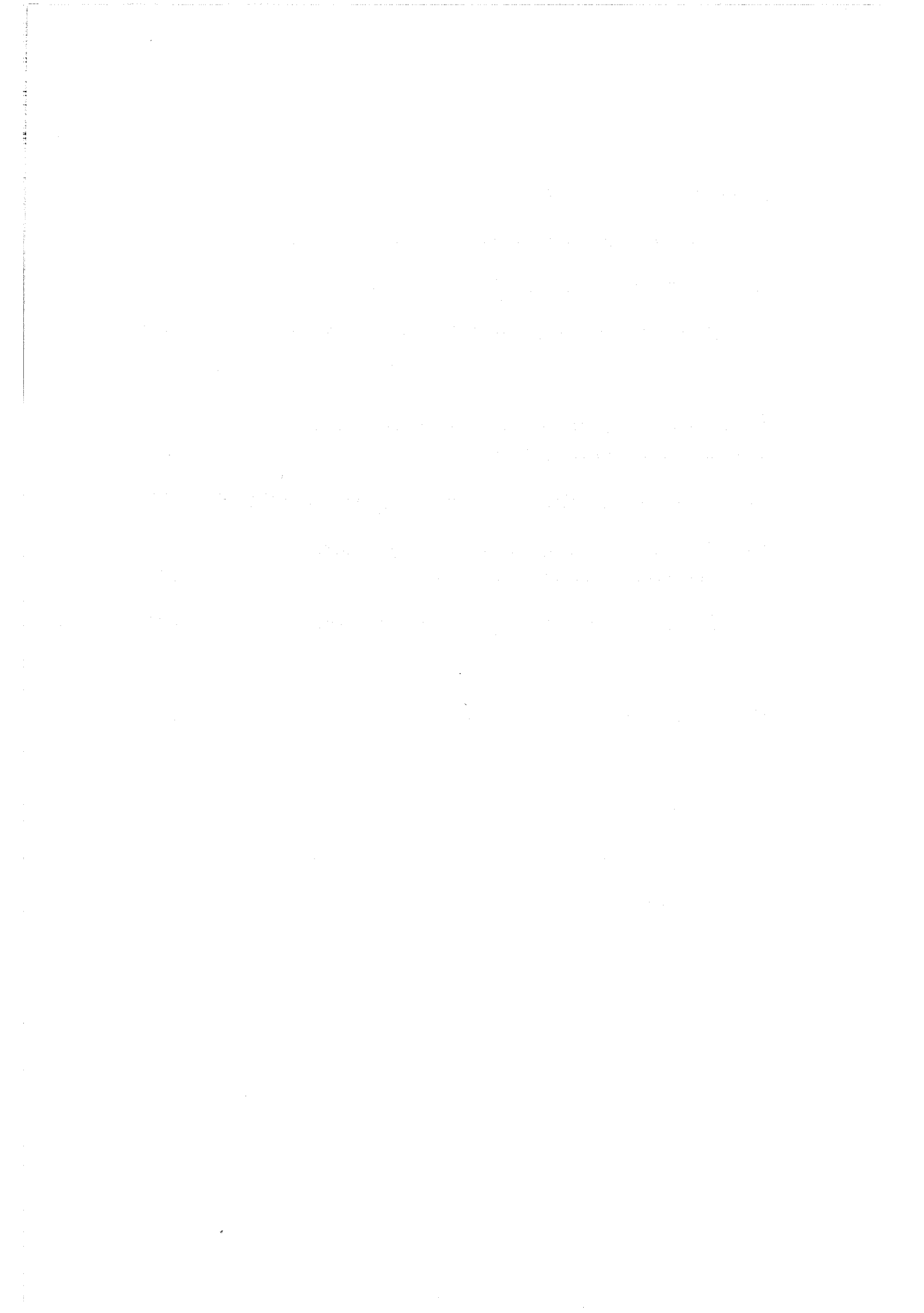
	<u>Seite</u>
1 Zusammenfassung	1
2 Problemstellung und Lösungsweg	4
2.1 Einleitung	4
2.2 Problemstellung	6
2.3 Stand des Wissens	8
2.3 Zielsetzung und Lösungsweg	12
3 Charakterisierung relevanter Suspensionsbestandteile und Suspensionseigenschaften	14
3.1 Beschreibung der Bestandteile von hochkonzentrierten Kohle-Wasser-Suspensionen	16
3.1.1 Einsatzkohle für Kohle-Wasser-Suspensionen	16
3.1.2 Chemische Additive für Kohle-Wasser-Suspensionen	21
3.2 Darstellung von Einflußfaktoren auf die Zusammensetzung der hier analysierten Suspensionen	26
3.2.1 Abhängigkeit der Suspensionsfeststoffkonzentration von der Einsatzkohle	26
3.2.2 Abhängigkeit der Suspensionsfeststoffkonzentration von der Partikelgrößenverteilung	26
3.3 Deskription der wesentlichen Fließeigenschaften hochkonzentrierter Suspensionen	28

4	Herstellung von Kohle-Wasser-Suspensionen	29
4.1	KWS-Herstellung ohne Kohlenaufbereitung	30
4.1.1	Verfahrenstechnik	30
4.1.2	Umweltbeeinflussung	38
4.1.3	Kostenbetrachtung	40
4.2	KWS-Herstellung mit Kohlenaufbereitung	45
4.2.1	Verfahrenstechnik	46
4.2.2	Umweltbeeinflussung	54
4.2.3	Kostenbetrachtung	58
4.3	KWS-Kuppelproduktion mit alternativer Kohlenaufbereitung	62
4.3.1	Verfahrenstechnik	62
4.3.2	Umweltbeeinflussung	71
4.3.3	Kostenbetrachtung	73
4.4	Mikrobielle Kohlenaufbereitung	79
4.4.1	Verfahrenstechnik	79
4.4.2	Umweltbeeinflussung	85
4.4.3	Kostenbetrachtung	86
4.5	Vergleich der KWS-Herstellungsverfahren untereinander sowie Gegenüberstellung mit stückiger Kohle	89
4.5.1	Ökonomische Vergleiche	89
4.5.2	Vergleich umweltrelevanter Merkmale	94

5	Transport von Kohle-Wasser-Suspensionen	97
5.1	Lkw-Transport	98
5.1.1	Transporttechnik	98
5.1.2	Umweltbeeinflussung	99
5.1.3	Kostenbetrachtung	100
5.2	Eisenbahntransport	101
5.2.1	Transporttechnik	101
5.2.2	Umweltbeeinflussung	103
5.2.3	Kostenbetrachtung	104
5.3	Schiffstransport	105
5.3.1	Transporttechnik	105
5.3.2	Umweltbeeinflussung	108
5.3.3	Kostenbetrachtung	108
5.4	Pipelinetransport	110
5.4.1	Transporttechnik	111
5.4.2	Umweltbeeinflussung	115
5.4.3	Kostenbetrachtung	116
5.5	Vergleich der KWS-Transportmöglichkeiten	121

6	Verwendung von Kohle-Wasser-Suspensionen	124
6.1	KWS-Verbrennung und dadurch bedingte Umrüstmaßnahmen	125
6.1.1	KWS-Zerstäubung und -Verbrennung	125
6.1.2	Umrüstung von Verbrennungsanlagen auf KWS-Betrieb	129
6.1.3	Umweltbeeinflussung	134
6.1.4	Kostenbetrachtung	139
6.2	KWS-Verbrennung in einem 10 MW-Industriedampferzeuger	140
6.2.1	Verfahrenstechnik und Umweltbeeinflussung	140
6.2.2	Kostenbetrachtung	146
6.3	KWS-Verbrennung in einem 75 MW _e -Stromerzeuger	148
6.3.1	Verfahrenstechnik und Umweltbeeinflussung	148
6.3.2	Kostenbetrachtung	154
6.4	KWS-Vergasung in einem 626 MW _e -Kombi-Kraftwerk	155
6.4.1	Verfahrenstechnik und Umweltbeeinflussung	156
6.4.2	Kostenbetrachtung	161
6.5	Verwendung von KWS in Dieselmotoren und Gasturbinen	162
6.5.1	KWS-Einsatz in Dieselmotoren	163
6.5.2	KWS-Einsatz in Gasturbinen	166

7	Ausgewählte Prozeßketten	168
7.1	Prozeßkette mit einem 10 MW-Industriedampferzeuger	171
7.2	Prozeßkette mit einem 75 MW _e -Stromerzeuger	179
7.3	Prozeßkette mit einem 626 MW _e -Kombi-Kraftwerk	187
8	Einordnung der KWS-Technologie in verschiedene Energieversorgungsstrukturen	194
8.1	Die KWS-Technologie in der Bundesrepublik Deutschland	194
8.2	Die KWS-Technologie in Entwicklungsländern und in industriellen Schwellenländern	197
8.3	Die KWS-Technologie in kohlereichen Ländern	199
9	Schlußfolgerungen und Ausblick	201
	Literaturverzeichnis	206
	Abkürzungsverzeichnis und Anhang	218



1 Zusammenfassung

Ein zentrales Thema innerhalb der Energiediskussion sind die Bedeutung und zukünftige Entwicklung fossiler Energieträger. Aufgrund der bedeutenden, weltweiten Kohlevorkommen wird die Kohle in ihrer ganzen Artenvielfalt auch auf lange Sicht unentbehrlich bleiben und sogar in zunehmendem Maße als Primärenergieträger eingesetzt werden (Pruscek et al., 1990). Aspekte der Wirtschaftlichkeit, begrenzter und sogar weiter reduzierter Umweltbelastungen sowie der Versorgungssicherheit werfen dabei eine Reihe von Fragen auf, denen sich die Anbieter und Nutzer von Kohle stellen müssen. Vor diesem Hintergrund sind mit zunehmendem Nachdruck weiterentwickelte und neu einzuführende Techniken notwendig, um einerseits den gestiegenen Anforderungen der Umweltverträglichkeit gerecht zu werden und andererseits bisher nicht abgedeckte Anwendungsbereiche neu zu erschließen. In diesem Zusammenhang müssen neue Konzepte entwickelt und auf ihre Anwendbarkeit, unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Überlegungen, untersucht werden. Diese Konzepte sollen nicht nur die Einführung neuer Techniken in die Energie- und Umwelttechnik ermöglichen, sondern sogar völlig neue Wege in diesen Bereichen erschließen.

Ein vielversprechender Ansatz mit neuem Anwendungspotential für die Kohle besteht darin, die Kohle (70 Gew.-%) mit Wasser (30 Gew.-%) zu einer homogenen Suspension aufzubereiten, woraus sich je nach Anwendungsfall Vorteile in allen Bereichen des Kohle-Handlings und der Kohleverwendung ergeben können. Die Möglichkeiten und auch die auftretenden Schwierigkeiten beim Einsatz solcher Kohle-Wasser-Suspensionen (KWS) wurden in dieser Arbeit umfassenden Analysen und Bewertungen unterzogen, die ökonomische, ökologische und technische Kriterien in gleichem Maße berücksichtigen. Bisherige Arbeiten zu KWS haben sich dagegen nur auf Einzelaspekte wie die Herstellung, den Transport oder die Verwendung von Suspensionen beschränkt. Dabei wurden die Betrachtungen auf rein ökonomische oder rein technische Kriterien eingegrenzt (s. Kap. 2.3).

Methodisch wurde in dieser Arbeit für eine umfassende Analyse wie folgt vorgegangen:

Da Kohle ein uneinheitlicher Energieträger ist, wurden in einem ersten Schritt die zur Beschreibung und Klassifizierung von Suspensionen relevanten Suspensionsparameter bestimmt. Mit diesen Parametern können auf der Basis technischer Analysen für die Prozeßstufen Herstellung, Transport und Verwendung von Suspensionen die verschiedenen Verfahren einander gegenübergestellt und be-

wertet werden. Die Analyse ausgewählter Prozeßketten, die sich aus Verfahren der drei genannten Prozeßschritte zusammensetzen, ermöglichte in dieser Arbeit die Erstellung von Stoffbilanzen und ökonomischen Vergleichen von KWS mit konkurrierenden, fossilen Energieträgern. Hierbei wurde verschiedenen Energieversorgungsoptionen für die Bundesrepublik Deutschland (heimische Steinkohle, Importkohle) sowie einer allgemein absehbaren Anhebung des Energiepreinsniveaus durch die Gegenüberstellung systematischer Variationen des Energiepreises Rechnung getragen.

Aus diesen hier vorgenommenen Untersuchungen, die also sowohl die einzelnen Verfahren der drei Prozeßstufen als auch die gesamten Prozeßketten mit ihren Interdependenzen erfassen, sind als wesentliche Ergebnisse festzuhalten:

- Kohle-Wasser-Suspensionen können als fließfähiger Brennstoff sowohl auf der Basis von Vollwertsteinkohlen als auch von Ballaststeinkohlen mit verschiedenen Verfahren (inklusive Kohlenaufbereitungsverfahren) hergestellt werden. Die Kostenvergleichsrechnungen innerhalb der Untersuchungen haben gezeigt, daß die günstigsten Suspensionen aus Ballastkohle hergestellt werden. Bei dem momentan geltendem Ballastkohlepreis betragen die Suspensionskosten zwischen 9,5 DM/GJ bis 11,4 DM/GJ, was dem Energiepreinsniveau von stückiger, deutscher Ruhrkohle entspricht.
- Der Suspensionstransport ist mit allen üblichen Transportmitteln (z.B. Lkw, Eisenbahn, Schiff) möglich. Zusätzlich können hochkonzentrierte Kohle-Wasser-Suspensionen als fließfähige, kontinuierliche Energieträger in Pipelines befördert werden, was bei laminaren Strömungsbedingungen zu Kosten unter 0,1 DM/(t km) im Vergleich zum Straßentransport fünfmal günstiger ist.
- Die KWS-Verwendung ist in bestehenden Öl- oder Kohlekesseln nach einer erforderlichen Kesselertüchtigung realisierbar. Ansonsten sind Neubauten von KWS-Kesseln möglich, welche in der Anschaffung bis zu 50 % günstiger sind als vergleichbare Kohlekessel.
- Das bislang einzige, weltweit erfolgreich auf reiner Kohlebasis betriebene Kombi-Kraftwerk (in Cool Water / USA), bei dem der Dampfturbinenanlage ein Gasturbinenprozeß vorgeschaltet ist, wurde mit einer hochkonzentrierten Suspension betrieben. Die Analyse hat gezeigt, daß der Einsatz von KWS in ei-

ner durchgängigen Prozeßkette mit einem Kombi-Kraftwerk vorteilhafter als der Einsatz von stückiger Kohle in einer vergleichbaren Prozeßkette sein kann.

Die vorliegende Arbeit soll durch mehrdimensionale Betrachtungen sowohl ökonomische als auch ökologische und technische Kriterien zur Beurteilung der Relevanz von Kohle in Form von Kohle-Wasser-Suspensionen für die zukünftige Energiebereitstellung liefern. Technische Analysen zeigen dabei Entwicklungspotential sowohl bestehender kommerzieller Verfahren als auch neuer Verfahren durch Anwendung der Zukunftstechnologie der Kohle-Wasser-Suspensionen auf. Beispielhaft sei die Kombination von Kohleaufbereitung und KWS-Herstellung mit anschließendem kostengünstigen und umweltfreundlichen Pipelinetransport zu einem Kombi-Kraftwerk genannt. Mit Hilfe dieser Technologiekette können entlegene Kohlereviere, deren Abbau aufgrund logistischer Probleme in Frage gestellt ist, an Attraktivität gewinnen, und gleichzeitig ist eine effektive und schadstoffarme Energieumwandlung nach neuestem Stand der Technik möglich.

2 Problemstellung und Lösungsweg

2.1 Einleitung

In dem Zeitraum von 1940 bis 1973 wurde der stückige Energieträger Kohle in der Bundesrepublik Deutschland immer stärker von dem flüssigen Energieträger Öl verdrängt. Das Öl konnte sich u.a. als leitungsgebundener Energieträger vor allem im Wärmemarkt gegenüber der Kohle durchsetzen. Als Folge von zwei Ölpreiskrisen (1973, 1979) und des Golfkonfliktes wird der Kohle wieder mehr Aufmerksamkeit geschenkt, um sich aus der mehr oder weniger großen Abhängigkeit der Ölexportländer zu befreien. Kohle ist heute als Energieträger neben Öl und Nukleartechnik eines der drei Standbeine der zukünftigen Energieversorgung. Zudem sind die weltweiten Kohlereserven viermal größer als die Ölreserven, wie in Abbildung 2-1 verdeutlicht wird.

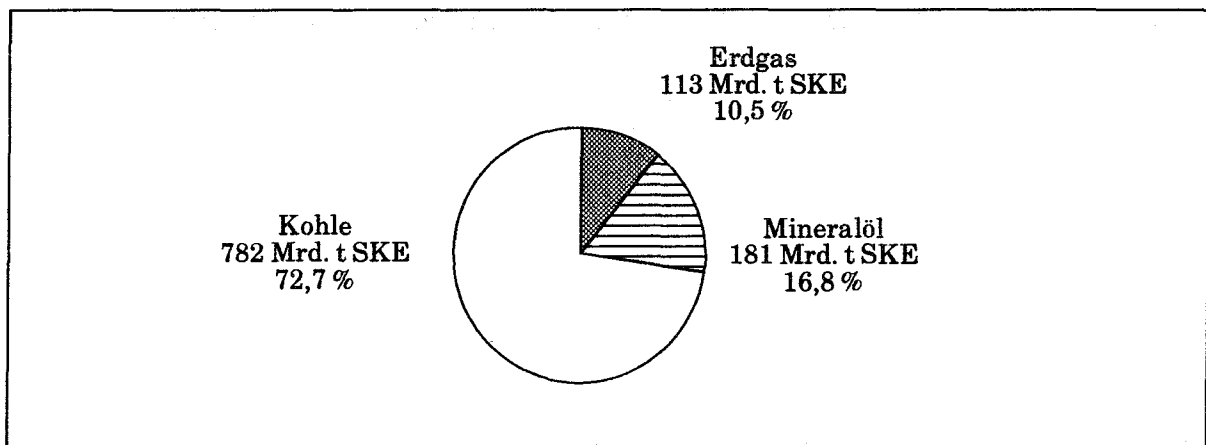


Abbildung 2-1: Weltvorräte fossiler Brennstoffe - wirtschaftlich gewinnbar bei heutigem Stand der Technik (1989) (Ruhrkohle AG, 1989)

Die Bundesrepublik Deutschland ist reich an Kohle. Hier lagern die größten Kohle-Ressourcen in Europa (Preussen Elektra AG, 1989). Die heimische Kohle ist eine bedeutende Stütze bei der Energieversorgung und in der Hüttenindustrie. Darum wurde insbesondere die heimische Steinkohle bisher unter dem Aspekt der nationalen Energiereserve betrachtet. Allerdings ist die Steinkohle nur mit hohem technischen Aufwand zu fördern. Darum besteht in Deutschland ein besonderes Interesse an neuen Kohletechnologien, die sowohl das allgemeine Handling verbessern als auch bei der Energieumwandlung Effizienzsteigerungen ermögli-

chen. Kohlevergasung und Kohleverflüssigung stellen zwar technisch machbare Lösungen dar, deren großtechnische Anwendungen aber wirtschaftlich unterschiedlich bewertet werden. Kombi-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung sind dagegen als Kraftwerke der neuen Generation unumstritten (vgl. Schulz et al., 1988; Keller und Brandl, 1989; Müller und Empsberger, 1990). Das weltweit einzige, im großtechnischen Maßstab betriebene Kombi-Kraftwerk, wurde mit einer hochkonzentrierten Kohle-Wasser-Suspension betrieben. Aufgrund ihres hohen Anlagenwirkungsgrades ermöglichen diese Kraftwerke eine effiziente Energieumwandlung, was sich besonders in einer Reduzierung der Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen, die zum "Treibhauseffekt" beitragen, auswirkt. Diese CO₂-Reduzierung käme dem Abschlußkommunique der Weltkonferenz von Toronto 1988 nach, in dem bis zum Jahre 2050 insgesamt eine weltweite CO₂-Reduzierung um 50 % angestrebt wird. Aus diesem Grund ist die Kohle-Wasser-Suspensions-technologie, die den Feststoff Kohle in einen dem Öl ähnlichen Zustand überführt, Gegenstand dieser Untersuchung.

Diese Suspensionen bestehen - je nach Zusammensetzung - aus Wasser, Kohle und bestimmten Additiven, also aus einer festen und einer flüssigen Phase. Grundsätzlich ist man bestrebt, die Vorteile des flüssigen Energieträgers Öl so weit wie möglich zu übernehmen. Dazu zählen:

- breites Anwendungsspektrum,
- ausreichende Energiedichte ($H_u > 16 \text{ MJ/kg}$),
- einfaches Handling,
- Ungefährlichkeit,
- verschiedene Transportmöglichkeiten.

Die Kohle-Wasser-Suspension ist ein Energieträger, der zwar aus stückiger Kohle hergestellt wird, aber aufgrund der obigen Eigenschaften das Öl zumindest in einigen Bereichen ersetzen könnte. Die Substitution hätte eine Erhöhung der Flexibilität für die Energieverbraucher zur Folge. Daneben wäre eine Erweiterung der Kohleabsatzmärkte gegeben. Möglicherweise ließe sich wegen der günstigen Transporteigenschaften die Abbauwürdigkeit von einigen Kohleabbaurevieren verbessern. Mit Bezug auf die spezielle Situation in der Bundesrepublik Deutschland bietet die Verwendung von Suspension, insbesondere auf der Basis von Importkohle, in Zukunft die Option über einen billigen, mit Öl vergleichbaren Energieträger zu verfügen.

2.2 Problemstellung

Eine kontinuierliche Energiebereitstellung ist insbesondere für Industrieländer von existentieller Bedeutung. Die hiermit verknüpften Probleme der Energieversorgung lassen sich für die Sektoren Industrie, Haushalte und Verkehr unter den folgenden Aspekten weiter konkretisieren:

- **Versorgungssicherheit und Energiemix**
Sowohl eine Diversifizierung der Energieanbieter und der Energieträger als auch die Nutzung eigener Energiequellen erhöhen die Versorgungssicherheit. Bei der Erstellung eines Energieträgermixes muß die zu erwartende Reichweite der einbezogenen Energieträger ebenfalls unter dem Aspekt der Zukunftsvorsorge berücksichtigt werden. Es muß weitgehend gewährleistet sein, daß die Aufbereitung von Primärenergieträgern für neuartige Einsatzzwecke großtechnisch realisierbar ist.
- **Logistik**
Je nach Zustand und Art des Energieträgers sind verschiedene Transportverfahren realisierbar. Umfang und Dichte der einzelnen Transportnetze sind verschieden. Die jeweilige Logistikmethode sollte eine kontinuierliche Energieversorgung ermöglichen. Hierbei müssen die Energieträger nicht nur kostengünstig umgeschlagen werden, sondern es ist auch eine Risikoreduzierung für den Umgang mit den jeweiligen Energieträgern anzustreben.
- **Einsatzmöglichkeit und Energieeffizienz**
Angepaßt an das jeweils verwendete Energieumwandlungsverfahren kommen unterschiedlich bevorzugte Energieträger zum Einsatz. Neben dem Umwandlungsverfahren hat zusätzlich auch die Anlagengröße Einfluß auf die Umwandlungseffizienz.
- **Umweltbelastung**
Die mit Schadstoffen belasteten Primärenergieträger müssen entweder vor ihrer Verwendung von Schadstoffen befreit werden, oder bei der Verwendung müssen Schadstoffrückhaltemaßnahmen eingesetzt werden. Je nach Art des Energieträgers können zusätzlich bei der Gewinnung bzw. Aufbereitung, dem Transport, der Umwandlung oder der nachträglichen Reststoffaufbereitung Schadstoffe anfallen, die Luft, Wasser oder Boden belasten.

- **Wirtschaftlichkeit**

Bei der Wahl eines Energieträgers sind sowohl die spezifischen Energiekosten¹ als auch die Transport- und Umwandlungskosten von Bedeutung. Weiterhin können Zusatzkosten z.B. durch die Reststoffentsorgung auftreten.

- **Rechtliche Rahmenbedingungen und soziale Akzeptanz**

Gesetzliche Vorschriften können den Einsatz von Energieträgern unterstützen, behindern oder sogar verhindern. Auch eine ablehnende Haltung der Bevölkerung gegenüber bestimmten Technologien kann, teilweise losgelöst von technischen oder ökonomischen Aspekten, zur Blockierung oder Verhinderung der Nutzung bestimmter Energieträger führen.

Die oben beschriebenen Gesichtspunkte wurden in bisherigen Untersuchungen zu Kohle-Wasser-Suspensionen höchstens als Einzelaspekte separat untersucht (Morrison, 1983; Siemon, 1985; Departement of Energy, 1984; Electric Power Research Institute, 1987; Burns and ROE Inc., 1986). Dabei standen häufig ökonomische Betrachtungen oder technische Untersuchungen als zentrales Thema im Vordergrund. Um jedoch diese Energieträger-Variante unter den oben genannten Aspekten in eine "Energiewelt" einordnen zu können, und um Aussagen über die Zukunftsaussichten von Kohle-Wasser-Suspensionen im Zusammenhang mit anderen, neuen Technologien machen zu können, ist eine auf die Ökonomie oder technische Teilaspekte beschränkte Betrachtung unzureichend. Vielmehr muß in einer umfassenden Analyse zuerst die technische Machbarkeit der Herstellung, des Transports und der Verwendung nachgewiesen werden. Daraus lassen sich dann Schlüsse auf die jeweilige Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit ziehen. Die technischen, energetischen und ökologischen Betrachtungen ergänzen und beeinflussen die ökonomischen Bewertungen, so daß sich erst unter Berücksichtigung aller Faktoren die Wettbewerbsfähigkeit von Suspensionen ableiten läßt.

¹⁾ Bei einigen Energieträgern können sich neben dem durch Angebot und Nachfrage bestimmten Marktverhalten auch Einflüsse durch Kartelle oder Subventionen bemerkbar machen (Thöne und Voß, 1990).

2.3 Stand des Wissens

Im Rahmen verschiedener Forschungsvorhaben, insbesondere in den USA, Schweden, Italien und auch in der Bundesrepublik Deutschland, wurden verschiedene Teilbereiche der Herstellung, des Transports und der Verwendung von Kohle-Wasser-Suspensionen sowohl experimentell als auch rein theoretisch untersucht. Im folgenden werden die wichtigsten Projekte beschrieben und die wesentlichen Untersuchungen mit ihren Ergebnissen zusammengefasst.

Experimentelle Arbeiten

Ein wichtiger Impuls zur Erforschung von hochkonzentrierten Suspensionen ging 1982 von Schweden aus, wo eine Reihe bedeutender schwedischer und amerikanischer Gesellschaften (u.a. Kema Nobel, Sonesson (Volvo-Gruppe), Skanska und Allis-Chalmers Corporation) die "Svenska Fluidcarbon AB" gründeten. Das Ziel dieses Vorhabens war es, Kohle-Wasser-Suspensionen herzustellen, um anschließend Kesselfeuerungen in Schweden von Öl auf die neuen Suspensionen umzustellen. Zu diesem Zweck wurde in der Nähe von Malmö eine KWS-Herstellungsanlage (250.000 t_{KWS}/a) errichtet. Die Suspensionen wurden zum Großteil in einem Kraftwerk in Lund zur Dampferzeugung eingesetzt. Im Herbst 1984 wurden zusätzlich zwei Kessel (20 MW_{th}) in der "Sydkraft Power Plant" mit speziell entwickelten Mischzerstäubern ausgerüstet, um die Verbrennung der Suspensionen zu unterstützen. Die Untersuchungen dienten zur Klärung des NO_x-Bildungsmechanismus, der Flammenstabilität und der Brennergeometrie in Abhängigkeit von unterschiedlich zusammengesetzten Suspensionen (Stigson, o.J.; Stigson, 1985).

In Zusammenarbeit mit der schwedischen "Svenska Fluidcarbon AG" hat die "U.S. Fluidcarbon Inc." 1984 eine transportierbare KWS-Herstellungsanlage (5 t_{KWS}/h) in Betrieb genommen. Mit dieser Anlage wurden Suspensionen aus unterschiedlichen Kohlen mit verschiedenen Additiven hergestellt. Erste Verbrennungsversuche wurden in der "Urquhart Power Station" (Californien) durchgeführt. Zur KWS-Verbrennung wurden zwei Ölbrenner umgerüstet, um so dem erhöhten Verschleiß beim KWS-Betrieb standzuhalten. Neben den Düsen haben sich die Kolbenpumpen, die die Brenner mit Suspension beschicken, als besonders verschleißgefährdet erwiesen. Im April 1985 wurde das Forschungsprogramm erweitert, indem ein Wasserrohrkessel mit Frontfeuerung zur Industriedampferzeugung auf KWS-Betrieb umgerüstet wurde. An dieser Anlage wurden aufgrund der diskontinuierlichen Dampfnachfrage abrupte Lastwechsel gefahren. Um diese

Betriebsweise mit einer Suspension störungsfrei zu gewährleisten, entwickelte man einen Dualbrenner, um damit bei niedriger Last Erdgas als Stützbrennstoff zuzuführen. Während der Betrieb beider Anlagen mit KWS-Feuerung weitgehend störungsfrei verlief, hat sich jedoch gezeigt, daß der Wissensstand auf dem Gebiet der Kohle-Additiv-Kombination bei der Suspensionsherstellung unbefriedigend war (Faulkner, 1986).

In Deutschland stand der Rohrleitungstransport bei der Untersuchung hochkonzentrierter Suspensionen im Vordergrund. Aus dem Forschungsbereich "Güterverkehr und Transport" wurde deswegen das Vorhaben "Transportkette DENSE-COAL" vom Bundesminister für Forschung und Technologie gefördert. Hieran schloß sich das ebenfalls geförderte Forschungs- und Entwicklungsvorhaben "Hydraulischer Feststofftransport" an. Im Rahmen dieses zweiten Vorhabens wurde 1985 eine Versuchsanlage als Erweiterung der bestehenden Pilotanlage-Haverlahwiese der Salzgitter Industriebau GmbH in Betrieb genommen. Hauptaufgabe war es, die Herstellung und den Rohrleitungstransport von KWS zu untersuchen. Während bei der Suspensionsherstellung zum einen die Naßmahltechnik und zum anderen das Kohlenstaubhandling im Vordergrund standen, wurden beim Pipelinetransport Viskosität, Stabilität und Charakteristika geeigneter Suspensionen untersucht. Neben diesen Untersuchungen hat man in dem Labor, daß zur Pilotanlage-Haverlahwiese gehörte, zusätzlich rheologische, granulometrische und physikalisch-chemische Kennwerte von Suspensionen ermittelt. Insgesamt sind dabei ca. 100 verschiedene Kohlen aus aller Welt und über 300 verschiedene Suspensionsadditive von unterschiedlichen Herstellern analysiert worden. Aus den Ergebnissen erstellte man eine umfangreiche Untersuchungsmatrix, die bei Planungen von KWS-Herstellungsanlagen oder Suspensionspipelines genutzt werden kann (TÜV Rheinland, 1985).

Nach Angaben von Anjum und Winnard (1988) lagen die Forschungsschwerpunkte der Firma "Foster Wheeler Power Products Limited" auf der Verbrennung von KWS. Zu diesem Zweck wurde 1986 ein 10 MW-Ölkessel auf Suspensionsbetrieb umgerüstet. Das Ziel der Untersuchungen war die Erforschung des Verbrennungsverhaltens von KWS, um einen möglichst vollständigen Ausbrand der Kohle zu erreichen. Als Ergebnis der Untersuchungen hat sich gezeigt, daß bei einer Anlage dieser Größenordnung, der Kessel mit Öl angefahren werden muß und anschließend eine reduzierte Ölmenge als Stützbrennstoff weiterhin notwendig ist. Zur Verbesserung des Partikelausbrands wurden neue Brennerdüsen entwickelt, um eine bessere Brennstoffzerstäubung am Brennerausgang zu erreichen.

Weitere Verbrennungsversuche wurden von 1985 bis 1986 in Block 4 der "Nakoso Power Station" durch "Mitsubishi Heavy Industries Ltd." durchgeführt. Die 75 MW_e-Anlage war ursprünglich für Ballastkohle ausgelegt und wurde auf KWS-Feuerung umgerüstet. Die Tests haben ein gutes Betriebsverhalten im Lastbereich von 75 - 30 MW_e ohne Stützbrennstoff nachgewiesen. Zudem erreichten die Brennerdüsen Standzeiten von über 2.000 Stunden, während die KWS-Kolbenpumpen die angestrebte Standzeit von 1.500 Stunden überschritten (Shirato und Konishi, 1986). Ähnlich gute Ergebnisse wurden in Italien an dem 75 MW_e-Kraftwerk "Cassano D'Adda Power Unit" von 1987 bis 1988 erzielt. Das Projekt wurde durch öffentliche Gelder unterstützt, da ein allgemeines Interesse in Italien darin besteht, einen alternativen Energieträger zum Öl zu entwickeln. In der betreffenden Anlage wurden über 60.000 Tonnen Suspension von verschiedenen Herstellern mit einem insgesamt befriedigendem Ergebnis verbrannt (Sparacino und Maccio, o.J.).

Theoretische Arbeiten

In einer Studie der International Energy Agency (IEA) wurden auf theoretischer Basis ökonomische Betrachtungen zum Suspensionseinsatz in bestehenden Großanlagen und zum möglichen Marktpotential von KWS durchgeführt (Siemon, 1985). Bei den Berechnungen wurden ausgehend von einem Importkohlepreis von 50 US-\$/t durchschnittliche Energiekosten der Suspension von 3,6 US-\$/GJ ermittelt. Im Vergleich zum leichten Heizöl berechnete man einen Kostenvorteil der Suspension von 0,9 - 1,4 US-\$/GJ. Darauf aufbauend hat man für die Zukunft (1995) eine Heizölsubstitution von 10 % durch hochkonzentrierte Suspensionen innerhalb des Bereichs der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) prognostiziert. Eine Basisannahme dieser Prognose war ein stetiger Ölpreisanstieg auf 5,5 US-\$/GJ bis 1995.

In den Vereinigten Staaten wurden nach den Ölpreiskrisen (1973, 1979) intensive Forschungsanstrengungen unternommen, um aus extrem mineralstoffarmen Kohlen hochkonzentrierte Suspensionen herzustellen. In diesem Rahmen hat das "Department of Energy" verschiedene Forschungsprogramme unterstützt, um sowohl ein geeignetes Verfahren als auch die zugehörigen Kosten zur Suspensionsherstellung zu ermitteln (Looney und Chang, 1986). Verwendungszweck dieser Suspensionen sollte der Einsatz in Gasturbinen sein. In verschiedenen Studien wurden Suspensionsherstellungsverfahren entwickelt, die den qualitativen und quantitativen Anforderungen entsprachen, um eine 100 MW-Gasturbine mit Sus-

pension zu versorgen (Chang und Wolfe, 1985; Gilbert /Commonwealth Inc., 1986). Als wichtigstes Ergebnis aller Untersuchungen stellte sich heraus, daß der Produktpreis der Suspensionen von den folgenden Faktoren maßgeblich beeinflußt wird: Aufbereitungsausmaß, Ausbringungsgehalt an Kohle nach der Aufbereitung, Wassergehalt der endgültig konditionierten KWS, Energieverbrauch der Zerkleinerungsanlagen und Additiv-Dosierungsmengen. Für zwei Herstellungsverfahren wurden umfangreiche Berechnungen zur Ermittlung der Suspensionskosten bei unterschiedlichen Einsatzkohlen durchgeführt. Dabei haben sich energiespezifische Kosten von 2,15 - 2,02 US-\$/10⁶ BTU ergeben.

Bei Mann und Manning (1987) beruhte die gegenüberstellende Untersuchung von stückiger Kohle und hochkonzentrierter Suspension auf ihren unterschiedlichen Transportverfahren (inklusive Pipelinetransport) und den jeweiligen Betriebsparametern in einem Kraftwerk. Das Ergebnis dieses Vergleiches war, daß die Suspension zu einer Anlagenwirkungsgradreduzierung von 0,4 - 2,3 % gegenüber dem Betrieb mit stückiger Kohle führte. Vorausblickend auf den zukünftigen Einsatz von Suspensionen halten Mann und Manning die Kohle-Wasser-Mischungen für wettbewerbsfähig. Lösungsvorschläge zur Reduzierung der Energieverluste bei der KWS-Verbrennung wurden in dieser Studie jedoch nicht erarbeitet. Bei Buls et al. (1987) wurden technische und ökonomische Aspekte lediglich für den Transport großer KWS-Transportmengen von Herstellungsanlagen zu Verbrauchern innerhalb der USA betrachtet. Die Vergleiche der verschiedenen Transportalternativen (Lastkraftwagen, Eisenbahn, Schiff, Pipeline) haben ergeben, daß alle Transportmittel zum Suspensionstransport geeignet sind, wobei die Beförderung auf den Wasserwegen sich immer als die kostengünstigste und die Beförderung per Straße sich immer als die ungünstigste Variante erwies.

Die genannten Arbeiten haben durch praktische Untersuchungen den Nachweis erbracht, daß Herstellung, Transport und Verwendung von hochkonzentrierten Suspensionen für die einzelnen betrachteten Spezialfälle machbar ist. Die nicht experimentellen Studien haben zudem die Wirtschaftlichkeit von Suspensionen untersucht, wobei allerdings Annahmen als Randbedingungen galten, die insbesondere für die Bundesrepublik Deutschland nicht übernommen werden können. Die Prognosen zur Ölpreisentwicklung haben sich bis 1992 außerdem als zu hoch erwiesen.

2.4 Zielsetzung und Lösungsweg

Ziel dieser Arbeit ist es, die Relevanz von Kohle-Wasser-Suspensionen zur Energiebereitstellung in verschiedenen Energieversorgungsstrukturen zu beurteilen. Maßgabe ist hierbei die Konkurrenzfähigkeit gegenüber herkömmlichen fossilen Energieträgern, wobei in dieser Arbeit zum erstenmal sowohl ökonomische als auch technische und ökologische Gesichtspunkte berücksichtigt werden sollen. Auf einen Vergleich zwischen Suspensionen und Erdgas wird in dieser Untersuchung verzichtet, da keine unmittelbare Konkurrenz zwischen beiden Energieträgern besteht. Erdgas ist der umweltfreundlichste fossile Energieträger, der überwiegend in kleinen Kesseln (z.B. private Haushalte) eingesetzt wird, wo ein KWS-Einsatz technisch nicht möglich ist. In Großanlagen, in denen ein KWS-Einsatz von Interesse ist, wird das schadstoffarme Erdgas bis auf wenige Ausnahmen dagegen aus Kostengründen nicht verwendet.

Zur Beurteilung von Suspensionstechnologien sind Analysen und Vergleiche von Verfahren notwendig, die ihre Bereitstellung, Logistik und Umwandlung betreffen. Aus dieser Zielsetzung heraus resultieren die im folgenden auftretenden Einzelfragen:

- Wie lassen sich Suspensionen beschreiben, und was sind ihre gravierenden Eigenschaften? Welche Kohlenarten sind unter diesen Aspekten zur KWS-Herstellung geeignet?
- Lassen sich bestehende oder neue Herstellungs-, Transport- oder Verwendungsverfahren durch die KWS-Technologie realisieren? Welche Kosten entstehen hierbei, und wo sind aufgrund von Verfahrensvereinfachungen Kostenreduktionen möglich?
- Welche Umweltbelastungen (qualitativ, quantitativ) entstehen durch Anwendung der KWS-Technologie?
- Bestehen wechselseitige Abhängigkeiten zwischen den Prozeßstufen Herstellung, Transport und Verwendung durch suspensionsspezifische Anforderungen der einzelnen Stufen?
- Wer kommt als Nutzer von KWS in Frage, und welche fossilen Energieträger konkurrieren mit KWS? Wie kann die Wettbewerbsfähigkeit der Suspension verbessert werden?

Die Beantwortung dieser Fragen macht eine detaillierte, technische Analyse der Prozeßstufen (Herstellung, Transport, Verwendung) notwendig. Hierauf aufbauend können die Prozeßstufen zu Prozeßketten zusammengefaßt werden, so daß neben der Berechnung der Gesamtwirtschaftlichkeit auch Schadstoffbilanzen und Energiebilanzen erstellt werden können. Der Vorteil dieser hier gewählten Vorgehensweise ist die Offenlegung der Interdependenzen zwischen den verschiedenen Prozeßstufen, wie auch zwischen den Bewertungskriterien zur KWS-Beurteilung. Entsprechend diesen Überlegungen ist der Aufbau dieser Arbeit wie folgt gegliedert:

In Kapitel 3 werden die relevanten Parameter, die zur Suspensionscharakterisierung erforderlich sind, dargestellt und erläutert. Der Schwerpunkt der Parameterbeschreibung liegt hierbei naturgemäß auf der Kohle als dem wichtigsten Einsatzstoff.

Unter Beachtung der Ergebnisse aus Kapitel 3 werden in Kapitel 4 verschiedene KWS-Herstellungsverfahren gegenübergestellt. Im Zuge dieser Analyse werden auch neue Technologien der Kohlenaufbereitung berücksichtigt, die sich aufgrund ihrer Verfahrensführung zur Integration in KWS-Herstellungsverfahren anbieten.

Kapitel 5 enthält einen Vergleich verschiedener KWS-Transportalternativen. Neben der Betrachtung von herkömmlichen Transportmitteln für feste Rohstoffe liegt das Gewicht in diesem Kapitel auf dem Rohrleitungstransport.

Die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten von KWS sind Gegenstand von Kapitel 6, wobei dort sowohl zwischen Umwandlungsverfahren als auch zwischen Anlagenrößen unterschieden wird. Ferner wird in diesem Kapitel auf die für den Einsatz von KWS erforderlichen Umbaumaßnahmen an bestehenden Feuerungsanlagen eingegangen.

In den Kapiteln 4 bis 6 werden außerdem die jeweiligen Kosten, Umweltbelastungen und Energieverbräuche aufgeführt. Auf dieser Basis werden in Kapitel 7 für ausgewählte Prozeßketten Gesamtschadstoffbilanzen, Gesamtenergiebilanzen und umfassende ökonomische Betrachtungen unter Berücksichtigung variierender Energiepreise durchgeführt. Ausgehend von den hierbei gewonnenen Ergebnissen können in diesem Kapitel KWS und konkurrierende Energieträger verglichen werden.

Gegenstand von Kapitel 8 ist die Einordnung von KWS in bestehende Energieversorgungsstrukturen. Es wird dabei sowohl auf konkrete Ergebnisse der vorhergehenden Kapitel als auch auf globale, volkswirtschaftliche Aspekte für verschieden stark industrialisierte Regionen verwiesen.

Abschließend werden in Kapitel 9 Ansatzpunkte für die zukünftige Weiterentwicklung der Suspensionstechnologie aufgeführt, welche zur Verbesserung der KWS-Marktchancen führen können.

3 Charakterisierung relevanter Suspensionsbestandteile und Suspensionseigenschaften

Die hier untersuchten Suspensionen bestehen aus einer festen und einer flüssigen Phase, wobei die weitestgehend unlöslichen Feststoffteilchen in der Flüssigkeit dispergiert sind. In der Vergangenheit wurden bereits verschiedene Arten von Kohlesuspensionen untersucht (Morrison, 1983; Burns and ROE Inc., 1986; Bahke, 1984; Fried. Krupp GmbH et al., 1981). Insbesondere waren dies Kohle-Öl¹- und Kohle-Methanol²-Suspensionen, die aber heute nicht mehr von Bedeutung sind. Es werden verschiedene Arten von Kohle-Wasser-Suspensionen unterschieden. Hauptmerkmale hierbei sind:

- Kohlenart und
- Konzentration der Kohle

in der Suspension.

Als ungeeignete Kohlenart hat sich Braunkohle erwiesen. Diese Kohle hat eine große Hydrophilie und ihr Heizwert ist so niedrig, daß es nicht möglich ist, eine Suspension mit einem ausreichendem Energiegehalt herzustellen. Als geeignete

1) Kohle-Öl-Suspensionen wurden entwickelt, um den Energieträger Kohle zu strecken. Als in den Kohlesuspensionen, bedingt durch die Ölpreiskrisen 1973/74 und 1979/81, ein möglicher Erdölersatz gesehen wurde, sank das Interesse an Suspensionen mit dem teuren Erdöl als Trägerflüssigkeit.

2) Die Kohle-Methanol-Suspension wurde untersucht, um Erdöl vollständig durch Kohle ersetzen zu können. Dabei wurde das Methanol aus Kohle hergestellt. Die leichte Entzündbarkeit dieses Gemisches hatte sich als problematisch herausgestellt (Bahke, 1984). Die kostenintensive Herstellung und das aufwendige Handling von Kohle-Methanol-Suspensionen haben dazu geführt, daß diese Art von Suspensionen als Erdölsubstitut nicht mehr diskutiert wird.

Kohlenart für Kohle-Wasser-Suspensionen hat sich dagegen Holzkohle herausgestellt. Die Holzkohle-Wasser-Suspension erfährt erst seit einigen Jahren Beachtung, bedingt durch die Kohlendioxid-Problematik bei der Verbrennung fossiler Energieträger. Allerdings ist die Herstellung von Holzkohle aus Biomasse so aufwendig und kostenintensiv, daß die Suspensionen aus diesen "nachwachsenden Rohstoffen" im Hinblick auf diese Untersuchung belanglos sind. Die bedeutendste Kohlenart bei den Kohle-Wasser-Suspensionen ist die Steinkohle, weil sie sich aufgrund ihrer chemisch- physikalischen Eigenschaften sehr gut zur Herstellung einer Suspension mit einem ansprechenden Energiegehalt eignet.

Die Feststoffkonzentration einer Suspension ist neben der Kohlenart das zweite wichtige Unterscheidungskriterium. Das Ziel bei der Herstellung von Kohle-Wasser-Suspensionen ist es, durch geeignete Verfahren und durch den Einsatz chemischer Additive den Feststoffanteil und dadurch auch den Energiegehalt in der Suspension so hoch festzusetzen, daß eine Abtrennung der Flüssigphase vor der Verwendung nicht mehr erforderlich ist. Mittlerweile wurden beachtliche Erfolge in diesem Bemühen erzielt, denn es können heute hochkonzentrierte Suspensionen mit Feststoffgehalten zwischen 60 Gew.-% und 70 Gew.-% hergestellt werden, deren Stabilität und Fließfähigkeit den Anforderungen genügen (Mittelstädt, 1988; Stigsson, 1985).

Die eingangs dieses Kapitels aufgeführten Unterscheidungsmerkmale werden von den Suspensionsbestandteilen, der Suspensionszusammensetzung und den Suspensionseigenschaften determiniert. In Kapitel 3.1 erfolgt eine Deskription von Parametern, die die Suspensionsbestandteile im Hinblick auf spätere techno-ökonomische Untersuchungen beschreiben. Während für den Einsatzstoff Kohle die vorliegenden Parametersätze zur Darstellung ausreichen, sind die verfügbaren Parameter zur Charakterisierung der Additive beschränkt. An das Wasser als Trägerflüssigkeit werden keine speziellen Anforderungen gestellt. Bei der KWS-Zusammensetzung (s. Kap. 3.2) und den daraus resultierenden Eigenschaften der Suspensionen (s. Kap. 3.3) sind zwar einzelne Zusammenhänge und auch die Auswirkungen auf die Suspensionseigenschaften bekannt, jedoch sind sie zur Erstellung konkreter Parametersätze nicht ausreichend. In diesem Fall ist eine Beschränkung auf Erfahrungswerte und allgemein gehaltene Aussagen unumgänglich.

3.1 Beschreibung der Bestandteile von hochkonzentrierten Kohle-Wasser-Suspensionen

Nachfolgend werden Suspensionen mit hohen Feststoffkonzentrationen betrachtet, die sich bis auf eine Ausnahme (s. Kap. 4.3) wie folgt zusammensetzen:

- 60 - 70 Gew.-% Steinkohle,
- 1 Gew.-% Additive,
- 29 - 39 Gew.-% Wasser.

Die tatsächlich erreichbare, maximale Feststoffkonzentration einer Suspension hängt von der Art und Zusammensetzung der verwendeten Steinkohle ab. Steinkohle kann große Unterschiede in ihrer chemischen Zusammensetzung aufweisen, so daß verallgemeinernde Aussagen über eine maximale Feststoffbeladung von Suspensionen nicht möglich sind.

3.1.1 Einsatzkohle für Kohle-Wasser-Suspensionen

Steinkohle ist ein inhomogener Feststoff, der sowohl aus organischen als auch aus mineralischen Bestandteilen aufgebaut ist. Eine einheitliche Strukturform von Steinkohlen konnte bisher nicht nachgewiesen werden (Richter, 1984). Deswegen ist es wichtig, für jede Einsatzkohle zur Suspensionsherstellung eine physische, chemische und petrographische Analyse anzufertigen. Die folgenden Parameter sind ausschlaggebend bei der Herstellung und auch bei der späteren Anwendung von Suspensionen auf Steinkohlebasis:

- organische Substanz,
- Sauerstoff-Kohlenstoff-Atomverhältnis,
- Anteil an flüchtigen Bestandteilen,
- Heizwert,
- Kohlenhärte,
- Asche- und Mineralstoffgehalt,
- Schwefelgehalt,
- Kohlenfeuchte.

Für die in dieser Arbeit durchzuführenden Analysen und Untersuchungen wird eine typische Kohlenzusammensetzung ausgewählt und als Referenz-Kohle festgeschrieben. Deswegen wurde mittels des Ruhrkohle Handbuches (1984) eine

Steinkohle definiert, die die nachfolgend erläuterten Kriterien erfüllt und sich bei der chemischen Zusammensetzung an deutscher Ruhrkohle (Fettkohle, Gaskohle) orientiert. Diese Steinkohle, die auch als mittel- oder hochbituminöse Kohle bezeichnet wird, eignet sich besonders gut zur Herstellung hochkonzentrierter Kohle-Wasser-Suspensionen (Mittelstädt, 1988).

Organische Substanz

Der Feststoff einer Kohle setzt sich aus organischer Substanz und den Mineralstoffen zusammen. Der organische Anteil einer Kohle besteht aus einer Vielzahl unregelmäßig gebundener, aliphatischer und aromatischer Kohlenwasserstoffverbindungen. Die organischen Fraktionen der Referenz-Kohle weisen die in Tabelle 3-1 aufgeführte Elementarzusammensetzung auf:

Tabelle 3-1: Elementgehalte der Kohlenzusammensetzung

Kohlenstoff (C)	Gew. - %	87,1
Wasserstoff (H)	Gew. - %	5,2
Sauerstoff (O)	Gew. - %	5,4
Schwefel org. ($S_{org.}$)	Gew. - %	0,7
Stickstoff (N)	Gew. - %	1,6

Sauerstoff-Kohlenstoff-Atomverhältnis

Der in der Kohle chemisch gebundene Sauerstoff liegt in erster Linie als Bestandteil von Carboxyl-, Carbonyl- und Ethergruppen vor. Solche Gruppen sind in der Lage, Wassermoleküle über Wasserstoffbrücken zu binden. Durch dieses zusätzlich gebundene Wasser nimmt das spezifische Kohlevolumen bei gleichzeitiger Reduzierung der freien Flüssigkeit zu (Morrison, 1983). Aus diesen Gründen bieten sich höher inkohlte Steinkohlen mit einem geringen Sauerstoff-Kohlenstoff (O/C)-Atomverhältnis zur Suspensionsherstellung an. Allerdings weisen hochinkohlte Kohlen nur geringe Gehalte an flüchtigen Bestandteilen aus.

Flüchtige Bestandteile

Unter den flüchtigen Bestandteilen (FLB) fester Brennstoffe versteht man gasförmige Zersetzungsprodukte der organischen Brennstoffsubstanz, die bei Wärmezufuhr unter Luftabschluß entweichen. Der Gehalt an flüchtigen Bestandteilen ist mitbestimmend für die Reaktivität einer Kohle. Damit sich eine Suspension mit einem Wasseranteil von ca. 30 Gew.-% bei der Verbrennung gut entzündet und eine ausreichende Flammenstabilität gewährleistet ist, ist ein Gehalt an flüchtigen Bestandteilen von mindestens 18 % nötig (Mittelstädt, 1988).

Für den Gehalt an flüchtigen Bestandteilen gilt hier:

$$\text{FLB} = 30 \text{ Gew.-% (waf).}$$

Heizwert

Der Heizwert ist eine Maßzahl für die beim Verbrennen der Kohle oder anderer Energieträger freiwerdende Wärme. Die Angaben des unteren Heizwertes der Suspensionen berücksichtigen die Verdampfungsenthalpie, die nötig ist, um die ca. 30 Gew.-% Wasser zu verdampfen. Um eine Suspension mit einem hohen Energiegehalt herzustellen, ist es wichtig eine hohe Feststoffkonzentration bei niedrigem Aschegehalt zu erreichen und Kohle mit einem möglichst hohen unteren Heizwert zu verwenden.

Der Heizwert beträgt, bei einem Gehalt an flüchtigen Bestandteilen von 30 Gew.-% und in Abhängigkeit vom jeweiligen Aschegehalt :

$$H_{u(\text{waf})} = 34,3 - 34,5 \text{ MJ/kg.}$$

Kohlenhärte

Die Härte oder Mahlbarkeit von Kohle wird über den "Hardgrove Grindability Index" (HGI, gemessen in °H) bestimmt. Stoffe, die der Zerkleinerung großen Widerstand entgegensetzen, besitzen kleine Mahlbarkeitswerte. Damit beim Zerkleinern der Kohle zur Suspensionsherstellung der Energieaufwand nicht zu groß wird, ist man bestrebt, Steinkohlen mit hohem HGI zu verwenden.

Die Mahlbarkeit der hier betrachteten Kohle beträgt 60 - 80 °H.

Asche- und Mineralstoffgehalt

Der Zusammenhang zwischen Asche und Mineralstoff wird durch den Mineralstofffaktor beschrieben. Asche ist der Glührückstand der mineralischen Bestandteile.

$$f_M = \frac{M}{A}$$

f_M : Mineralstofffaktor

M : Mineralstoffgehalt in Gew.-%

A : Aschegehalt in Gew.-%

Die Aschen von Ruhrkohlen der hier betrachteten Art setzen sich wie folgt zusammen:

Tabelle 3-2: Aschezusammensetzung
(Ruhrkohle-Verkauf GmbH, 1990)

SiO ₂	Gew. - %	40
Al ₂ O ₂	Gew. - %	30
Fe ₂ O ₃	Gew. - %	15
CaO	Gew. - %	4
MgO	Gew. - %	2
Na ₂ O	Gew. - %	1
K ₂ O	Gew. - %	3
TiO ₂	Gew. - %	1
P ₂ O ₅	Gew. - %	1
SO ₃	Gew. - %	3

Schwefelgehalt

In Steinkohlen kann Schwefel in vier verschiedenen Formen enthalten sein. Für die nachfolgenden Betrachtungen sind der elementare Schwefel und Schwefel als Sulfat ohne Bedeutung. Die beiden tatsächlich relevanten Formen von Schwefel sind (Holz und Monostory, 1978):

1. Organischer Schwefel

Er stammt aus den organischen Substanzen, aus denen sich die Kohle gebildet hat. Der Gehalt an organisch gebundenem Schwefel in der Rohsteinkohle liegt zwischen 0,6 - 1,0 Gew.-%, bezogen auf die organische Substanz.

2. Sulfidisch gebundener Schwefel

Die bedeutendsten Sulfide in der Kohle sind Eisensulfide (FeS_2). Sie erscheinen in den zwei kristallinen Formen Pyrit und Marcasit. Pyrit macht den Hauptbestandteil aus; deswegen werden beide zusammen häufig als Pyrit bezeichnet. Pyritischer Schwefel zeichnet sich durch eine wesentlich höhere Dichte gegenüber der Kohle aus.

Kohle: $\rho = 1,15 - 1,5 \text{ kg/m}^3$

Pyrit: $\rho = 4,8 - 5,0 \text{ kg/m}^3$ (Holz und Monostory, 1978)

Dies ist mit ein Grund dafür, daß der pyritische Schwefel der einzige Schwefel in Steinkohlen ist, der auf physikalischem Weg von der Kohle getrennt werden kann (vgl. Kap. 4.2). Zur Bestimmung des Pyritgehalts gelten in dieser Untersuchung die folgenden Annahmen:

$$f_M = 1,09 \quad (\text{Ruhrkohlen Handbuch, 1984})$$

$$\text{Pyrit [Gew.-%]} = (M - A) [\text{Gew.-%}]$$

Anhand des Pyritgehalts läßt sich nach Monostory der anorganische Schwefelanteil berechnen. Die in dieser Arbeit ermittelten anorganischen Schwefelgehalte in Abhängigkeit vom Aschegehalt der Kohle werden durch Angaben der Ruhrkohle-Verkauf GmbH (1990) bestätigt.

Kohlenfeuchte

Die Kohlenfeuchte, die durch Grubenwasser, Waschwasser oder durch Feuchtigkeitseinfluß beim Lagern bedingt sein kann, tritt in verschiedenen Bindungsformen auf (grobe Feuchtigkeit, hygroskopische Feuchtigkeit). Der Wassergehalt der Kohle muß bei der Herstellung der Kohle-Wasser-Suspensionen mitberücksichtigt werden. Wenn der inhärente Wasseranteil der Kohle mehr als 3 % (bezogen auf die Rohkohle) beträgt, kann sich dies durch eine erhöhte Viskosität negativ auf die Suspension auswirken (Klose, 1985).

Der Wassergehalt der betrachteten Rohkohle (frei Zeche) beträgt 10 Gew.-%.

Um in dieser Untersuchung eine eindeutige Bezeichnung und auch Darstellung von Stoffströmen zu gewährleisten, wird der Feststoffanteil der Kohle als Dreistoffgemisch betrachtet:

- 1) organische Substanz
- 2) Pyrit (inkl. anorganischem Schwefel)
- 3) sonstige Mineralien (inkl. Asche)

3.1.2 Chemische Additive für Kohle-Wasser-Suspensionen

Zur Herstellung hochkonzentrierter Kohle-Wasser-Suspension werden chemische Additive zugegeben, damit die Suspension den spezifischen Herstellungs-, Transport- und Lagerungsanforderungen entspricht. Die Additive werden in drei Hauptgruppen eingeteilt:

- Dispergiermittel zur Reduzierung der Suspensionsviskosität,
- Stabilisatoren, um ein Aussedimentieren der Suspension zu verhindern,
- Entschäumer zur Beseitigung von Luft aus der Suspension.

Dispergiermittel

In einer Zweiphasensuspension setzt man häufig Dispergiermittel ein, um die Suspensionsviskosität ($> 1 \text{ Pa s}$) zu reduzieren. Hauptsächlich angewandte Dispergiermittel sind Tenside. Man unterscheidet nach kationischen, anionischen und nichtionischen Tensiden. Die kationischen Tenside sind zur Viskositätsminderung ungeeignet (Mittelstädt, 1985).

Anionische Tenside werden wegen ihrer hohen Effektivität häufig als Dispergiermittel in Kohle-Wasser-Suspensionen verwendet (Müller, 1989). Wenn diese anionischen Tenside auf die Oberfläche der Feststoffpartikel treffen, übertragen sie eine negative Ladung auf die Partikel. Das Verhalten der Kohleteilchen ohne und mit anionischen Tensiden ist in Abbildung 3-1 dargestellt.

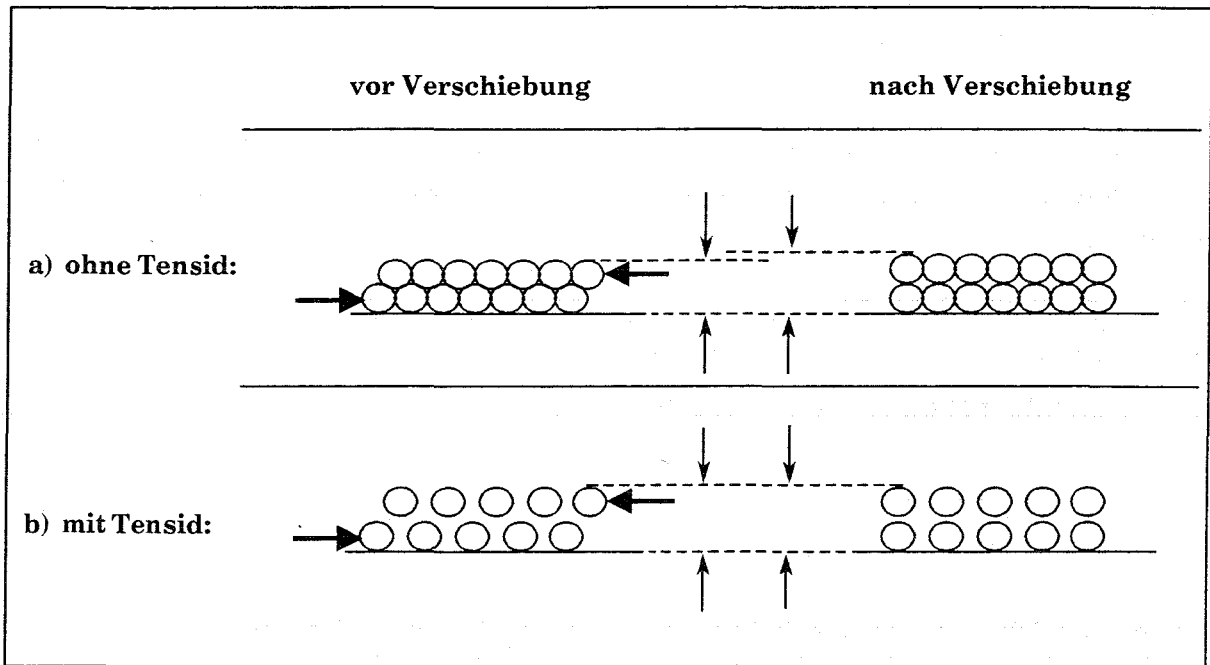


Abbildung 3-1: Einfluß von anionischen Tensiden in Suspensionen nach Morrison (1983)

Ohne Dispergiermittel und unter Scherkraftbelastung müssen die Partikel sich erst zu einem kubischen Gebilde erweitern (s. Abb. 3-1 a)), bevor der Verschiebedruck wirken kann. Das dem Verschieben vorauslaufende Erweitern erhöht die Viskosität und mindert die aufgewandte Scherkraft. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, mischt man anionische Tenside in die Suspensionen ein, um, wie in Abbildung 3-1 im Falle b) dargestellt, bereits vor der Verschiebung die Partikel voneinander zu lösen.

Die nichtionischen Tenside besitzen keine geladenen funktionellen Gruppen. Die Partikelwechselwirkungen zur Viskositätsreduzierung beruhen bei diesen Tensiden auf sterischer Abstoßung¹. Infolge der sterischen Partikelabstoßung richten sich die Moleküle so aus, daß sich die Partikel zusätzlich elektrostatisch abstoßen (Richter, 1984).

Tenside, die zur Viskositätsreduzierung einer Suspension zugegeben werden, werden aufgrund ihrer Molekularstruktur hauptsächlich von den organischen Bestandteilen der Kohle adsorbiert. Deswegen ist mit einem kohlespezifischen Ein-

¹) Dieser Effekt entsteht zwischen Partikeln, die mit undissoziierten Verbindungen bedeckt sind. Durch diese Bedeckung und zum Teil auch Überlappung der adsorbierten Verbindungen wird eine Annäherung der Teilchen verhindert, weil sich ihre Volumina vergrößert haben (Richter, 1984).

fluß des jeweiligen Additives auf die Suspensionseigenschaften zu rechnen. Dieser Einfluß wird vornehmlich von der Kohlenzusammensetzung bestimmt (Klose, 1989). Für alle wirksamen Tenside lassen sich tendenziell, in Abhängigkeit von der jeweiligen Einsatzkohle, Kurven wie in Abbildung 3-2 ermitteln. Unmittelbar bevor eine Absättigung der Belegung der Kohlepartikel durch die Tenside eintritt, wird das Viskositätsminimum erreicht. Das Viskositätsminimum in Abbildung 3-2 liegt bei einer Additivzugabe von ca. 0,5 Gew.-%, bezogen auf die Suspension (Dürrfeld, 1984). Bei zunehmender Dispergiermitteldosierung steigt die Viskosität wieder an¹ (Schwartz und Stark, 1986).

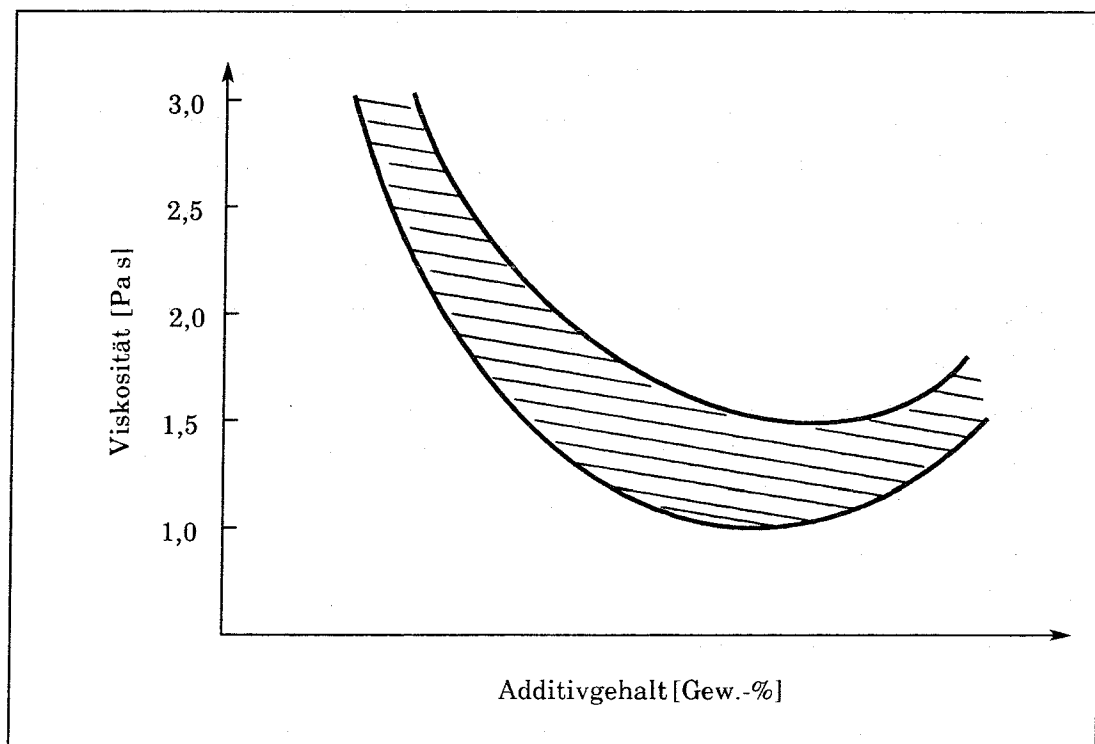


Abbildung 3-2: Abhängigkeit der Suspensionsviskositäten von der Additivkonzentration
(Einsatzkohle: deutsche Ruhrkohle)
nach Dürrfeld (1984)

¹⁾ Durch die verstärkte Dispergiermittelzugabe bauen sich zusätzliche Schichten auf den bereits umhüllten Kohlepartikeln auf. Dies führt zu einer künstlichen Vergrößerung der Partikel, und ihre Beweglichkeit nimmt ab (Schwartz und Stark, 1986).

Stabilisatoren

Bei homogenen Suspensionen, die nicht in Bewegung gehalten werden und auch keine Additive zur Stabilisierung enthalten, tritt häufig Sedimentation ein, d.h. die Partikel lagern sich aufgrund ihrer höheren Dichte ($> 1,15 \text{ kg/m}^3$) gegenüber Wasser am Boden des Suspensionsbehälters ab, und zwar dann, wenn bedeutende Anteile des Partikelspektrums oberhalb von $10 \mu\text{m}$ liegen (Richter, 1984). Nach diesem Absetzvorgang ist eine Trenngrenze zwischen Feststoff und dem darüber befindlichem Wasser zu erkennen. Im weiteren Verlauf wird das in den Poren der Kohlepartikel befindliche Wasser zur obenaufliegenden Wasserschicht verdrängt¹ (Mittelstädt, 1988). Das abgelagerte und auch verfestigte Sediment setzt jeder einwirkenden Scherbeanspruchung einen hohen Widerstand entgegen. Durch das Verhaken der Partikel und durch trockene Reibung zwischen den einzelnen Teilchen wird das Gleiten in kleinen Schichten erschwert. Als Folge dessen erhöht sich die Anfangsschubspannung (d.h. bis zum Beginn des Gleitens) um Zehnerpotenzen im Vergleich zu einer homogen durchmischten Suspension. Um dieser Entmischung oder Sedimentation mit der daraus folgenden trockenen Reibung entgegenzuwirken, ist der Einsatz von chemischen Additiven (Stabilisatoren) nötig (Mittelstädt, 1988). Ein Mechanismus zur Suspensionsstabilisierung besteht in der Bildung einer Netzstruktur, wie in Abbildung 3-3 dargestellt. Die Stabilisatoren bilden ein stabiles Netz innerhalb der Trägerflüssigkeit, wobei die Kohlepartikel als Knotenpunkte dienen. Ein anderer Stabilisierungsmechanismus besteht in der Gelbildung².

Im Idealfall sollen die chemischen Stabilisatoren aufgrund der zuvor beschriebenen Mechanismen nur die Anfangsschubspannung erhöhen. In der Regel wird jedoch durch die Stabilisatoren eine Verschlechterung der Suspensionsfließeigenschaften verursacht (Mittelstädt, 1988). Dies wirkt sich auf die weitere Suspensionsverwendung negativ aus, wie z.B. auf den Druckbedarf beim Rohrleitungs-transport oder auf die Gemischzerstäubung bei der Verbrennung.

-
- 1) Dies beruht auf dem Umstand, daß aufgrund der geringen Teilchenabstände und der großen Teilchenoberflächen auch die interpartikulären Anziehungskräfte zunehmen und sich Agglomerate bilden (Mittelstädt, 1988).
 - 2) Da die Stabilisierungsadditive - ebenso wie die Dispergiermittel - hydrophobe und hydrophile Pole besitzen, können die hydrophoben Pole sich an die Kohlepartikel anlagern, während die hydrophilen Pole sich zum Wasser hin orientieren und das Partikel in der Schwebe halten (Morrison, 1983).

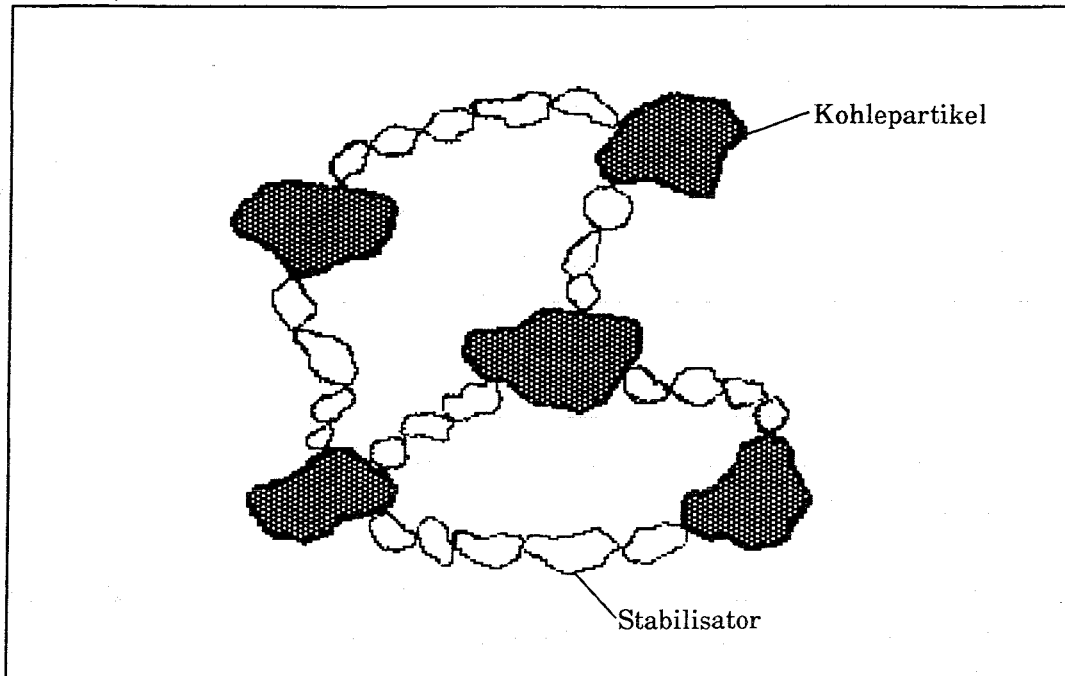


Abbildung 3-3: Netzwerkstrukturmodell zur Suspensionsstabilisierung nach Morrison (1983)

Entschäumer

Eine Suspension, die eine große Luftmenge enthält, wird schaumig und kompressibel und ist dadurch nicht ausreichend fließfähig. Durch die Zugabe von Additiven, die man Entschäumer nennt, ist es möglich, diese Luft, die z.B. bei der Suspensionsherstellung oder -durchmischung eingetragen wurde, zu entfernen. Entschäumer, die bei Suspensionen verwandt werden und die auch seit vielen Jahren in der Kohlenaufbereitung erprobt wurden, sind Additive, die auf organischen Lösungsmitteln basieren. Im Vergleich zu den Dispergiermitteln und den Stabilisatoren sind Entschäumer als Suspensionsadditiv von geringer Bedeutung.

Die Arten und Mengen von Suspensionsadditiven, die einer speziellen Suspension zugegeben werden müssen, lassen sich nur auf experimentellem Wege exakt ermitteln. Sie werden überwiegend durch die jeweiligen Kohleeigenschaften determiniert.

3.2 Darstellung von Einflußfaktoren auf die Zusammensetzung der hier analysierten Suspensionen

Die Zusammensetzungen der hier zu betrachtenden hochkonzentrierten Kohle-Wasser-Suspensionen werden von der Feststoffkonzentration bestimmt. Diese Konzentration wird sowohl von den Kohleeigenschaften als auch von der Partikelgrößenverteilung innerhalb der Suspension beeinflusst.

3.2.1 Abhängigkeit der Suspensionsfeststoffkonzentration von der Einsatzkohle

Die Feststoffkonzentration einer Suspension wird durch die Porosität und das Sauerstoff-Kohlenstoffverhältnis der Kohle beeinflusst:

Porosität der Kohle

Adsorbiert die Kohle aufgrund ihrer Porosität einen Teil des Suspensionswassers, steht weniger Wasser als Trägerflüssigkeit zur Verfügung, was sich in einem Viskositätsanstieg auswirkt. Um dies zu vermeiden, kann man sich entweder auf Einsatzkohlen mit niedriger Porosität zur Suspensionsherstellung beschränken oder aber die Kohle bis auf Porengröße aufmahlen. Das ist jedoch nur begrenzt möglich (s. Kap. 3.2.2).

Sauerstoff-Kohlenstoff-Atomverhältnis

Wie in Kapitel 3.1.1 bereits beschrieben wurde, lassen sich hohe Feststoffkonzentrationen in Suspensionen erzielen, wenn die Einsatzkohle ein niedriges Verhältnis von Sauerstoffatomen zu Kohlenstoffatomen aufweist.

3.2.2 Abhängigkeit der Suspensionsfeststoffkonzentration von der Partikelgrößenverteilung

Das wichtigste Kriterium bei der Wahl einer Partikelgrößenverteilung ist die Minimierung des Hohlraumvolumens. Wenn es gelingt, die Hohlräume, die durch größere Körner entstehen, durch kleinere Partikel zu füllen, wird der Feststoffanteil bei konstantem Schüttvolumen erhöht. Zudem binden kleinere Partikel größere Partikel in die Suspension ein, wie es auch Aufgabe der Trägerflüssigkeit ist

(Siemon, 1985). Hat man eine geeignete Partikelgrößenverteilung für eine Suspension ermittelt, so führt die Erhöhung des Feststoffanteils bei gleichbleibendem Kornspektrum zu einem Viskositätsanstieg.

Beim Vergleich von Körnungs- und Viskositätskurven ist ferner zu beobachten, daß mit feiner werdendem Kornspektrum die Suspensionsviskosität ebenfalls ansteigt. Diese abnehmende Partikelgröße kann beim Einsatz von Dispergiermitteln aber auch positiv genutzt werden. Durch die Erzeugung feinsten Partikel entsteht im Vergleich zu gröberen Partikeln eine größere Oberfläche im Verhältnis zum Volumen. Damit steht mehr Partikelfläche zur Additivbenetzung zur Verfügung. Daraus resultiert, daß eine größere Additivgesamtbeladung pro Teilchenvolumen bei abnehmender Partikelgröße wiederum den Abstoßeffect (s. Kap. 3.1.2) in der Suspension erhöht (Mittelstädt, 1985).

Um eine niedrigviskose Kohle-Wasser-Suspension herzustellen, ist es erstrebenswert eine weite, unimodale oder bimodale Verteilung der Kohlepartikel zu erreichen. Diese Verteilungen verringern das Hohlraumvolumen und ermöglichen somit eine hohe Feststoffkonzentration (Morrison, 1983). In Abbildung 3-4 wird das Beispiel einer Partikelgrößenverteilung (als Häufigkeitssummenverteilung dargestellt) für eine hochkonzentrierte Kohle-Wasser-Suspension (KWS) einer Partikelgrößenverteilung, wie sie bei Kohlenstaub (für Staubfeuerung) üblich ist, gegenübergestellt. Dabei wird deutlich, daß bei der Partikelgrößenverteilung für die Suspension ca. 60 Gew.-% des Feststoffes eine Partikelgröße kleiner 10 μm aufweisen, während weniger als 60 Gew.-% der Partikelgrößenverteilung des Kohlenstaubes bereits bei 30 bis 40 μm ihre minimale Partikelgröße haben.

Die maximale Partikelgröße darf nicht zu groß sein, um keine Zerstäuberdüsen zu verstopfen oder den Partikelausbrand zu verhindern. Die Obergrenze der Korngröße soll bei 200 - 300 μm liegen. Die minimale Partikelgröße ist vom Mahlaufwand abhängig.

Eine Verteilung, die heute neben der von Funk entwickelten "Alfred-Verteilung" (Funk, 1983) zur Berechnung von Feststoffkonzentrationen in Suspensionen angewendet wird, ist die von Rosin, Rammler, Sperling und Bennet entwickelte "RRSB-Verteilung" (DIN 66145, 1976).

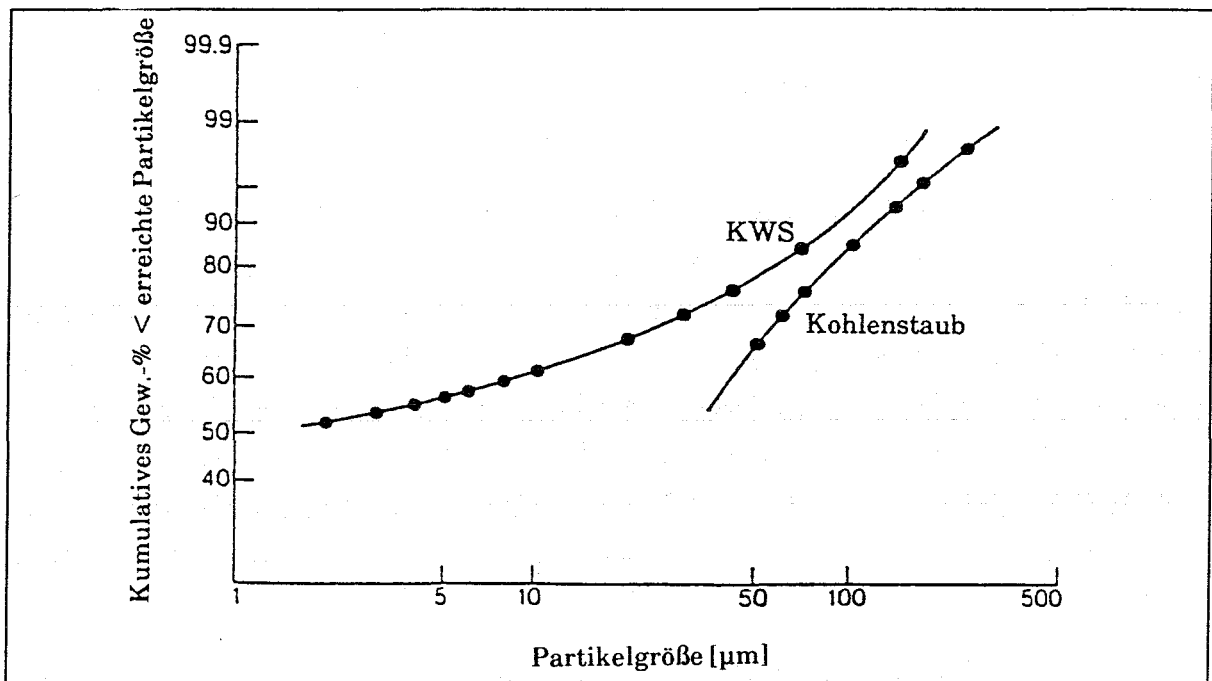


Abbildung 3-4: Beispiel einer Partikelgrößenverteilung (Siemon, 1985)

3.3 Deskription der wesentlichen Fließeigenschaften hochkonzentrierter Suspensionen

Eine Kohle-Wasser-Suspension ist eine nicht-Newtonsche Flüssigkeit, die binghamplastisch und auch pseudoplastisch ist. Binghamplastische Flüssigkeiten müssen zu Beginn des Fließens eine Anfangsschubspannung überwinden. Pseudoplastisch bedeutet, daß die Viskosität mit wachsender Scherkraft abnimmt. Ursache dafür ist, daß einzelne Partikel im Ruhezustand der Suspension miteinander Agglomerate bilden. Diese Agglomerate werden erst durch eine ausreichende Scherkraft wieder zerstört, und die Partikel richten sich anschließend in Strömungsrichtung aus, so daß sie den benachbarten Strömungsschichten einen geringen Widerstand entgegensetzen und so die Viskosität abnimmt (Morrison, 1983). Zur Unterdrückung des binghamschen und pseudoplastischen Verhaltens werden Dispergiermittel (s. Kap. 3.1.2) der Suspension beigemischt.

Oftmals weisen die Suspensionen außer dem pseudoplastischen zusätzlich ein thixotropes Verhalten auf, was bei Kruschke et al. (1987) näher erläutert wird. Die Entstehung von Thixotropie kann auf die Bildung einer dreidimensionalen Gerüststruktur durch die Kohlepartikel zurückgeführt werden (Richter, 1984). Diese Gerüststruktur ist durch Belastungen von außen (Scherkräfte) wieder abbaubar.

4 Herstellung von Kohle-Wasser-Suspensionen

Das erste Glied der später zu bildenden Prozeßketten stellt die KWS-Herstellung dar. In den folgenden Betrachtungen werden neben den wirtschaftlichen Untersuchungen auch erstmals technische und ökologische Analysen verschiedener Herstellungsverfahren durchgeführt. Allen Verfahren gemeinsam ist das Zerkleinern der Kohle und das Anmischen von Kohle, Wasser und den entsprechenden Additiven. Je nach Art der Einsatzkohle (Vollwertkohle, Ballastkohle) werden verschiedene Kohleaufbereitungsmaßnahmen bei der KWS-Herstellung erforderlich.

In den Kapiteln 4.1 und 4.2 werden kommerzielle Verfahren betrachtet. Während in Kapitel 4.1 das KWS-Herstellungsverfahren ohne zusätzliche Kohlenaufbereitung betrachtet wird, wird in Kapitel 4.2 das Herstellungsverfahren mit einer Kohlenaufbereitung durch Schaumflotation analysiert. Anschließend wird in Kapitel 4.3 ein KWS-Herstellungsverfahren diskutiert, das im Rahmen dieser Untersuchung speziell entwickelt wurde. In diesem Verfahren werden Betriebsbedingungen, die sich durch eine neue Art der Flotation ergeben, vorteilhaft zur Suspensionsherstellung ausgenutzt. Hierbei kann neben der üblichen Suspension (70 Gew.-% Feststoffanteil) auch eine besonders mineralstoffarme ($< 1,0$ Gew.-%) Suspension (50 Gew.-% Feststoffanteil) hergestellt werden. Ein weiteres KWS-Herstellungsverfahren mit integrierter Kohlenaufbereitung wird in Kapitel 4.4 dargestellt, wobei es sich bei der Schwefelabscheidung um ein biotechnisches Verfahren handelt. In Kapitel 4.3 und 4.4 werden neue KWS-Herstellungsverfahren beschrieben und analysiert, die Alternativen zu den bisher bekannten Verfahren darstellen können.

Mit der Betrachtung unterschiedlicher Anlagengrößen wird verschiedenen Transport- und Verbrauchssituationen Rechnung getragen. Die Verfahren aus den Kapiteln 4.1 bis 4.3 werden jeweils für drei unterschiedliche Anlagengrößen ausgelegt und kalkuliert:

- 1) Kleinanlagen mit einem Output von 300.000 t_{KWS}/a sind zur punktuellen Versorgung von Klein- bis Mittelverbrauchern geeignet.
- 2) Die mittelgroßen Anlagen mit einem Output von 1.500.000 t_{KWS}/a sind in der Lage, mehrere Kleinverbraucher oder auch einige Großverbraucher zu versorgen.

- 3) Großanlagen mit einer Kapazität von 5.000.000 t_{KWS}/a haben die Funktion von zentralen Versorgungsknoten in einem großen Verbrauchernetz.

Den Abschluß bildet in Kapitel 4.5 ein Vergleich der Herstellungsverfahren unter ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten.

4.1 KWS-Herstellung ohne Kohlenaufbereitung

Voraussetzung für dieses Herstellungsverfahren ist, daß Kohle mit begrenztem anorganischen Mineralstoffanteil eingesetzt wird ($A \leq 11 \% \text{ (wf)}$)¹. Die Bereitstellung dieser Einsatzkohle ist ein Problem, das nur auf zwei Arten gelöst werden kann: Die eine Alternative besteht darin, zur KWS₁-Herstellung Rohförderkohle einzusetzen, die die geforderte Reinheit besitzt. Die zweite Alternative verlangt den Einsatz bereits aufbereiteter Kohle.

In Kapitel 4.1.1 wird eine technische Analyse des Verfahrens erstellt, wobei die Stoffströme und Energieflüsse erfaßt werden. Anschließend wird in Kapitel 4.1.2 die Umweltbeeinflussung dieses Verfahrens diskutiert, bevor in Kapitel 4.1.3 die Herstellkosten für das KWS-Produkt (KWS₁) in Abhängigkeit von verschiedenen Anlagengrößen betrachtet werden.

4.1.1 Verfahrenstechnik

Abbildung 4.1 enthält ein Grundfließbild mit den zugehörigen Stoffströmen für das KWS₁-Herstellungsverfahren. Es wird eine KWS mit einem Feststoffanteil von 70 Gew.-% erzeugt. In dem Grundfließbild ist die Tonne Einsatzkohle wasserfrei ($t_{\text{(wf)}}$) die Bezugsgröße. Die Gesamtfeuchte der Kohle beträgt 10 Gew.-%, d.h., daß mit der einen Tonne Einsatzkohle auch zusätzlich 111,1 kg Wasser dem Prozeß zugeführt werden.

¹) Die Qualitätsanforderungen an Kohlen spiegeln sich in entsprechenden Preisen wieder.

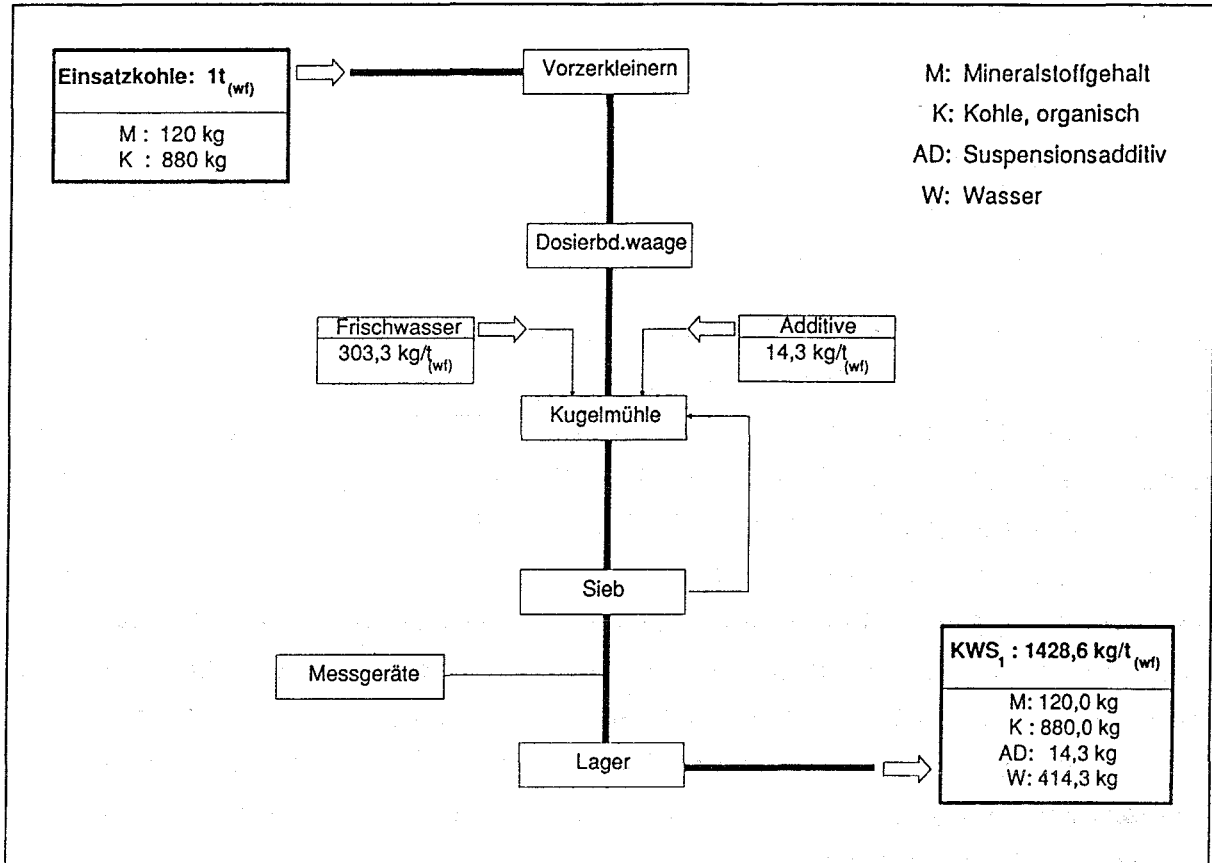


Abbildung 4-1: Verfahrensablauf der KWS₁-Herstellung

Die spezifischen Mengenangaben der KWS₁-Herstellung für die verschiedenen Anlagengrößen sind in Tabelle 4-1 dargestellt. Für die Zusammensetzung der Einsatzkohle und der Asche gelten die Angaben aus Kapitel 3.1.1.

Tabelle 4-1: Spezifische Mengenangaben für die KWS₁-Herstellungsanlagen

Kapazität [t _{KWS} /a]	Feststoff [t _(wf) /h]	Rohkohle [t _{RK} /h]	Suspension [t _{KWS₁} /h]
0,3 · 10 ⁶	26,21	29,1	37,5
1,5 · 10 ⁶	130,95	145,35	187,5
5,0 · 10 ⁶	436,5	484,5	625,0

Vorzerkleinern

Im Vergleich verschiedener Zerkleinerungsmaschinen weist der Walzenbrecher die höchsten Effektivitätswerte auf (Leonhard und Gwosdz, o.J.). Darum wird bei diesem Verfahren eine Gutbettwalzenmühle¹ zum Vorzerkleinern der Kohle von 0 - 50 mm auf ≤ 5 mm eingesetzt.

Da die zum Aufmahlen benötigte Energie im Fein- und Feinstkornbereich mit abnehmender Korngröße stark zunimmt, wirkt sich der Unterkornanteil deutlich stärker auf die Mahleffektivität aus als der Überkornanteil (Leonhard und Gwosdz, o.J.). Durch die Vorzerkleinerung läßt sich deswegen der Durchsatz derjenigen Mahlanlage, die auf die endgültige Partikelgröße mit zugehöriger Partikelgrößenverteilung aufmahlt, erhöhen. Gleichzeitig wird der Energieverbrauch bei diesem zweiten Mahlprozeß gesenkt. Die Grob- oder Vormahlung durch Walzenmühlen spart in Rohrmühlen (in diesem Verfahren Rohrkugelmühlen) mehr Energie ein, als die Walzenmühle selber benötigt (Schneider, 1987). Nach Untersuchungen von Leonhard und Gwosdz ist für die hier betrachtete Vorzerkleinerung von Fettkohle $\leq 1,5$ mm ein massenbezogener Energieaufwand (W_m) von 1,0 - 1,5 kWh/t notwendig.

Dosierbandwaage

Die Dosierung erfolgt mittels Bandwaagen, die über einen Aufgabebunker beschickt werden, in dem die vorzerkleinerte Kohle lagert. Je nach Verfahrensführung kann die Beschickung kontinuierlich oder chargenweise erfolgen.

Kugelmühle und Sieb

Die Mühle hat die Aufgabe, die vorzerkleinerte Kohle auf eine maximale Partikelgröße (200 - 300 μm) zu zerkleinern und dabei gleichzeitig eine vorgegebene Partikelgrößenverteilung zu erzeugen. Zudem muß vor Austritt aus der Mühle eine komplette Durchmischung von Kohle, Wasser und Additiven erreicht sein. Aufgrund der genannten Anforderungen haben sich bei der KWS-Herstellung Kugelmühlen gegenüber anderen Mühlen durchgesetzt. Bei der Kohlemahlung mit Kugelmühlen unterscheidet man zwischen Trocken- und Naßmah-

¹) Bei den Gutbettwalzenmühlen wird der Effekt ausgenutzt, daß sich unter Hochdruck im Gutbett sehr feine Partikel bilden, die zum Teil bereits Fertiggutfeinheit haben. Außerdem werden gröbere Körner zum Teil im Gutbett vorzerkleinert (Schneider, 1987).

lung. Bei Naßmahlung in der Kugelmühle zur Suspensionsherstellung werden Wasser und Kohle nach dem Mahlvorgang nicht wieder getrennt, wie dies sonst üblich ist. Vielmehr bilden Wasser und Kohle mit den zuzufügenden Additiven das KWS-Produkt. Ein weiterer Vorteil der Naßmahlung ist der um 25 - 30 % geringere Energieaufwand, da bei der Naßmahlung keine Energie zur Kohle-trocknung aufgebracht werden muß, wie dies im Gegensatz dazu bei der Trockenmahlung der Fall ist (Schubert, 1984). Der massenbezogene Energieverbrauch (W_m) für Naßmahlung in einer Kugelmühle beträgt nach Untersuchungen des Departement of Energy (1984) $W_m = 20 - 30 \text{ kWh/t}_{\text{Kohle}}$. Nachteil der Naßmahlung gegenüber der Trockenmahlung ist allerdings der wesentlich größere Mahlkörperverschleiß von 500 - 700 g/t_{Kohle}. Insgesamt beträgt der Mahlkörperfüllungsgrad rund 30 % des lichten Mahlraumvolumens. Bei diesem Mahlverfahren kann die Trübe in der Mühle aus einem Anteil von 20 bis 70 Gew.-% Wasser bestehen. Da bei dem hier betrachteten Verfahren die KWS in der Mühle komplett angemischt wird, beträgt der Wasseranteil 30 Gew.-% bezogen auf die Suspension.

Das *Sieb* hinter der Kugelmühle dient lediglich zur Zurückhaltung austretender Mahlkörper. Eine Partikelgrößenkontrolle ist mit Sieben im Feinstkornbereich nicht mehr zu realisieren. Ein Hydrozyklon ist aufgrund der zu hohen Suspensionsviskosität (ca. 1 Pa s) ebenfalls ungeeignet (Schubert, 1984). Deswegen ist der Mahlprozeß in diesem Verfahren so weit zu optimieren, daß keine nachträgliche Klassierung nötig wird. Aus diesem Grund sind die Überlaufkugelmühlen so konzipiert, daß das Mahlgut als Trübe am Mühlenaustritt überfließt. Dies gewährleistet einen einfachen und sicheren Betrieb. Zudem liefern diese Mühlen im Vergleich zu Austragskugelmühlen einen höheren Feinstkornanteil aufgrund der geringeren Kohlendurchlaufgeschwindigkeit (Schubert, 1984).

Die üblichen Kugelmühlen haben Durchsatzleistungen von 20 bis 60 t/h. Demzufolge wird die Kugelmühlenkapazität je nach Anlagengröße durch modulweises Ergänzen von einzelnen Mühlen erweitert.

Frischwasser

Wie in Kapitel 3 bereits erwähnt wurde, wird an das Wasser, das bei der KWS-Herstellung zugegeben wird, kein besonderer Anspruch gestellt. Es muß lediglich

über ein Durchflußmeßgerät sichergestellt sein, daß die benötigte Wassermenge der Kugelmühle geregelt zugeführt wird.

Additive

Ebenso wie das Frischwasser werden auch die Suspensionsadditive dosiert zugegeben. Es werden bei der KWS-Herstellung ca. 5 - 10 kg/t_{KWS} Stabilisatoren und/oder Dispergiermittel benötigt und zudem noch 0,5 - 1,0 kg/t_{KWS} Entschäumer (Klose, 1989).

Für die hier eingesetzte Steinkohle wird unabhängig vom Herstellungsverfahren angenommen, daß insgesamt 10 kg/t_{KWS} chemische Additive zugemischt werden.

Lagern

Das Lagern von KWS kann an unterschiedlichen Stellen innerhalb einer Prozeßkette über verschiedene Zeitspannen nötig sein. Das wesentliche Problem bei der KWS-Lagerung besteht im Sedimentieren der Partikel. Es läßt sich grundsätzlich ein bedeutender Einfluß von

- abnehmendem Feststoffgehalt,
- zunehmender Korngröße und
- steigendem Dispergiermittelgehalt

auf die Erhöhung der Sedimentationsneigung beobachten (Dürrfeld, 1984). Wenn die Feststoffpartikel einer Suspension einmal aussedimentiert sind, ist es schwer bzw. oftmals auch unmöglich, erneut eine funktionsfähige Suspension herzustellen¹. Darum ist man bestrebt, das Aussedimentieren der Feststoffpartikel während der Lagerung der Suspension durch Additivzugabe zu verhindern.

Wie in Abbildung 4-2 dargestellt, erhöhen die Dispergiermittel zwar die Partikelabstoßung, trotzdem wird die Stabilität durch die Zugabe von Stabilisatoren verbessert.

Während bei kurzzeitiger Lagerung oftmals Stabilisatoren ausreichen, um das Aussedimentieren zu verhindern oder zu verlangsamen, muß bei längerfristiger

¹) Je näher sich die Partikel während des Absatzvorgangs kommen, desto größer werden die zwischenmolekularen Anziehungskräfte. Diese Kräfte (Van der Waals-Kräfte) sind um so stärker, je größer die Oberfläche, also je kleiner die Partikelgröße im Vergleich zum Volumen ist.

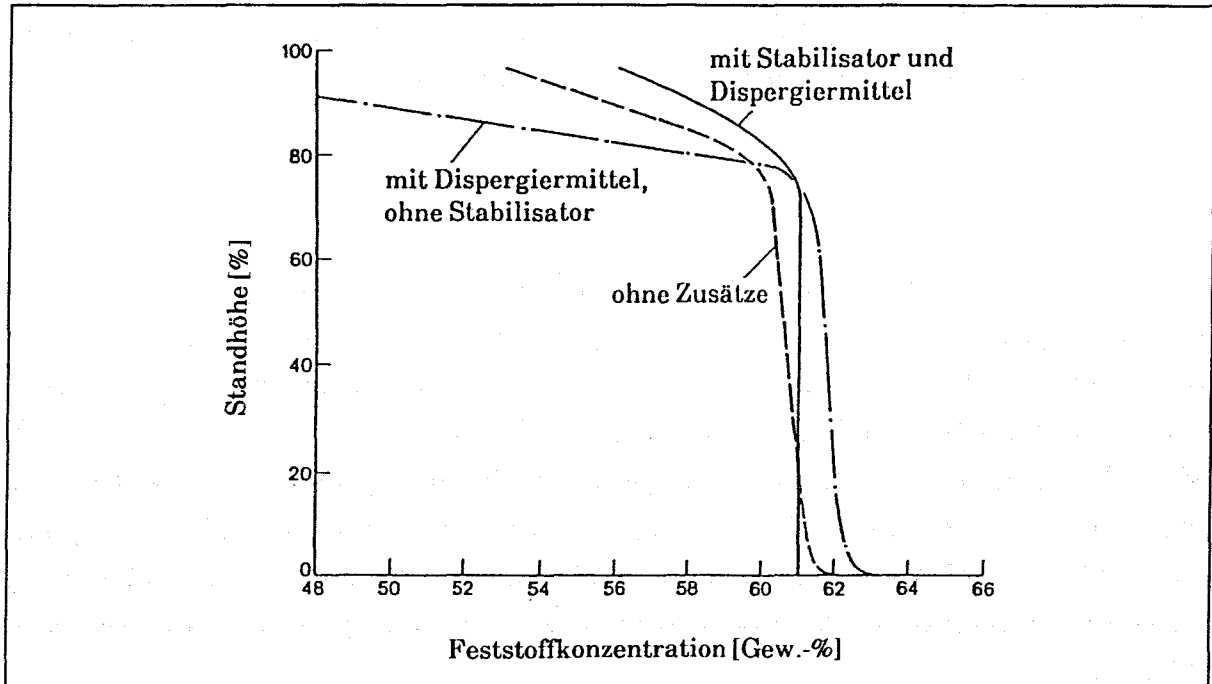


Abbildung 4-2: Konzentrationsprofil von KWS nach einer Standzeit von 72 h (Dürrfeld, 1984)

Lagerung die Suspension periodisch oder kontinuierlich vermischt werden. Eine mögliche Maßnahme besteht im Verwirbeln der Suspension durch einen Excenter oder ein Rührwerk. Diese Variante ist wegen der Geometrie des Lagertanks (Ecken und Winkel) oder durch Einbauten innerhalb des Lagertanks (z.B. aus statischen Gründen) nicht in jedem Fall realisierbar. Aus diesem Grund wurde ein neues Verfahren entwickelt, bei dem die mit Partikeln überdurchschnittlich angereicherte Suspension vom Boden des Lagerbehälters abgezogen wird, um dann mittels einer Umwälzpumpe kurz unterhalb des Suspensionsspiegels wieder zugeführt zu werden. Beim Wiedereintritt in den Suspensionsbehälter werden an den Innenwänden Verwirbelungen erzeugt, die sich stabilisierend auf die Suspension auswirken (Kleibömer, 1990). Ab wann diese mechanischen Maßnahmen eingesetzt werden müssen, ist von der spezifischen Suspension abhängig. Je nach Suspensionseigenschaften kann dieser Zeitpunkt nach ca. zwei bis vier Wochen Lagerzeit erreicht sein (Klose, 1989).

Ein weiteres Problem besteht im möglichen Gefrieren der Suspension während der Lagerung. Dieses Problem wird durch in die Lagerbehälter integrierte Heizsysteme gelöst. Diese Heizungen (z.B. Heizschlangen) können sowohl innerhalb als auch außerhalb der Lagerbehälter installiert sein. Zudem verhindert ein permanentes Rühren das Gefrieren von KWS. Eine weitere Möglichkeit zur Gefriervermeidung besteht in der Zugabe von Frostschutzmitteln, z.B. Alkohol.

Hierbei müssen allerdings Reaktionen von evtl. bereits in der Suspension befindlichen Additiven mit dem Frostschutzmittel vorher abgeklärt sein.

Energie

In Tabelle 4-2 sind die Energieverbraucher des zuvor beschriebenen KWS-Herstellungsverfahrens aufgeführt. Der größte Energieanteil wird durch das Vorzerkleinern und das Naßmahlen in der Kugelmühle verbraucht. Der Gesamtenergieverbrauch zur KWS-Herstellung bei diesem Verfahren beträgt maximal 40 kWh/t_{KWS₁} bei der kleinsten Anlagengröße. Bei den größeren Herstellungsanlagen ($1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS₁}/a; $5,0 \cdot 10^6$ t_{KWS₁}/a) wirken sich bessere Wirkungsgrade von größeren Elektromotoren und eine weitgehend optimierte Anlagensteuerung durch einen geringeren Energieverbrauch von 35 kWh/t_{KWS} aus (Müller, 1989; Klose, o.J.).

Tabelle 4-2: Energieverbraucher des KWS₁-Herstellungsverfahrens

- Gutbettwalzenmühle zum Vorzerkleinern
- Dosierbandwaage
- Dosiersystem für die Suspensionsadditive
- Dosiersystem für das Wasser
- Kugelmühle
- Pumpen für den Suspensionstransport in Rohrleitungen
- Bandförderer zum Transport der stückigen Kohle
- sonstige Handlungseinrichtungen
- Rührwerke für die Suspensionslagerung

In Tabelle 4-3 ist die Zusammensetzung des KWS₁-Produktes aufgeführt.

Tabelle 4-3: Zusammensetzung von KWS₁

[Gew.-%]		[kg/t _{KWS₁}]	
K (organisch) :	61,6	C :	536,5
		H :	32,0
		O :	33,3
		S _{org} :	4,3
		N :	9,9
M :	8,4	M' :	80,3
		S _{anorg} :	3,7
W :	29,0		290,0
AD :	1,0		10,0
FLB (waf) :	30,0 %		
H _{uKWS₁} :	20,38 MJ/kg		
ρ _{KWS₁} :	1,25 kg/m ³		

K : organischer Bestandteil der Kohle

M : Mineralstoffgehalt der Kohle

M' : Mineralstoffgehalt von Kohle abzüglich des anorganischen Schwefelanteils

AD: Suspensionsadditiv

FLB: flüchtige Bestandteile

H_u: unterer Heizwert

ρ: Dichte

Die Berechnungen von H_{uKWS₁} und ρ_{KWS₁} werden in Anhang 1 und Anhang 2 beschrieben. Für die Zusammensetzung der organischen Kohlebestandteile gelten die Angaben aus Tabelle 3-1. Die Zusammensetzung der Asche (Mineralstofffaktor: f_M = 1,09) ist in Tabelle 3-2 aufgeführt.

4.1.2 Umweltbeeinflussung

Die Vorzerkleinerung in der Gutbettwalzenmühle verursacht als Trockenmahlprozeß Staubemissionen, die durch Abscheider zurückgehalten werden. Der anfallende Kohlenstaub wird der Suspension bzw. der Kugelmühle zugegeben, so daß kein Reststoff anfällt (in Abb. 4-1 nicht dargestellt).

Umweltbelastungen durch die Suspension

Wird die Herstellungsanlage mehrere Stunden abgeschaltet, müssen Rohrleitungen, Ventile, Öffnungen und sonstige Anlagenteile, die mit KWS in Kontakt waren, mit Wasser gespült und gereinigt werden. Ansonsten entstehen Verkrustungen und Verstopfungen als Folge ausgetrockneter Suspensionsreste. Reinigungswasser, das durch fein aufgemahlene Kohle, Additive und evtl. feinste Partikel, die durch den Mahlkörperabrieb entstehen, belastet ist, wird später bei der Konditionierung der Suspension als Trägerflüssigkeit der Kugelmühle zugegeben.

Bei Verunreinigungen durch KWS auf natürlichem Boden versickert und verdunstet das Wasser nach kurzer Zeit. Nur der zu entsorgende Feststoff bleibt als Staub an der Oberfläche zurück.

Die Kohle-Wasser-Suspension gilt für Menschen als ungefährlich. Bisher sind keinerlei akute oder chronische Beschwerden bei Menschen beobachtet oder registriert worden, die in KWS-Herstellungsanlagen arbeiten. KWS gilt als nichttoxisch (Markert et al., o.J.). Allerdings weist das Electric Power Research Institute (1987) darauf hin, daß es zu leichten Hautreizungen kommen kann, wenn die Haut längere Zeit mit KWS in Kontakt kommt. Gelangt KWS in die Augen, können Reizungen auftreten.

In puncto Entzündbarkeit gilt die Kohle-Wasser-Suspension als ungefährlich. Die Zündtemperatur liegt bei ca. 500 °C (Markert et al., o.J.). Wenn das Wasser der Suspension verdunstet, ist der Zündpunkt der Ausgangskohle ausschlaggebend (Fettkohle: ca. 250 °C).

Umweltbelastungen durch Suspensionsadditive

Problematisch ist es, wenn die KWS in Gewässer gelangt. Hierbei verdünnt sich das KWS-Wasser schnell mit dem Umgebungswasser, und die Feinstkohle ist als Wolke optisch wahrnehmbar, bevor sie sich am Boden absetzt. Durch Akkumulation organischer Bestandteile und der Schwermetalle der Kohle können die Suspensionen Gewässerbelastungen verursachen (Electric Power Research Institute, 1987). In Tabelle 4-4 sind die bekanntesten KWS-Additive und ihre Besonderheiten aufgeführt. Da die Additive in den Suspensionen nur einen Anteil von ca. 1 Gew.-% besitzen, stellt sich eine starke Verdünnung ein, wenn eine KWS in ein Gewässer gelangt. Zudem ist ein Teil der Additive biologisch abbaubar, was das Umweltrisiko durch die Additive mindert. Trotz alledem ist zu beachten, daß einige Tenside und auch Entschäumeröle fischtöxisch wirken können (Müller, 1989).

Tabelle 4-4: KWS-Additive und ihre Verwendung
(nach Bartholomé, 1979)

Stoff	Verwendung
Calciumcarbonat	Regulierung bis Neutralisierung von Tensiden (nicht gesundheitsschädlich)
Natriumsulfat	Dispergiermittel (nicht gesundheitsschädlich)
Lignin	Dispergiermittel (untoxisch, teilweise biologisch abbaubar)
Olefinsulfonate	Dispergiermittel (biologisch abbaubar)
Lecitine	Stabilisator (biologisch abbaubar)
Polysaccharide	Stabilisator (biologisch abbaubar)
Stärke	Stabilisator (biologisch abbaubar)
Kaoline	Stabilisator
Cellulose	Stabilisator (biologisch abbaubar)
Öle	Entschäumer (bedingt biologisch abbaubar)

Emissionen

Die Stromerzeugung in Deutschland erfolgt zum einen in Kernkraft- und Wasserkraftwerken und zum anderen in fossil befeuerten Kraftwerken. Bei der Stromerzeugung liegt also ein Primärenergiemix vor. Trotzdem sollen in dieser Studie Emissionen, die durch Energieumwandlung entstehen, berücksichtigt werden. In Anhang 3 werden die Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland unter Berücksichtigung des Primärenergiemixes berechnet. Bei einem Energieverbrauch von 40 kWh/t_{KWS₁} bzw. 35 kWh/t_{KWS₁} ergeben sich die Emissionen pro Tonne KWS₁ wie in Tabelle 4-5 dargestellt¹.

Tabelle 4-5: Emissionen, die durch die KWS₁-Herstellung verursacht werden

Anlagengröße [t _{KWS₁} /a]	Energieverbrauch [kWh/t _{KWS₁}]	SO ₂ [g/t _{KWS₁}]	NO _x [g/t _{KWS₁}]	Staub [g/t _{KWS₁}]	CO [g/t _{KWS₁}]	HC [g/t _{KWS₁}]
0,3 · 10 ⁶	40	20,7	17,3	1,6	2,3	0,5
1,5 · 10 ⁶ und 5,0 · 10 ⁶	35	18,1	15,1	1,4	2,0	0,4

4.1.3 Kostenbetrachtung

Die Kostenbetrachtungen innerhalb der Prozeßkettenanalyse ermöglichen erstmals eine differenzierte Einordnung der KWS in bestehende ökonomische Strukturen und darauf aufbauend Aussagen über zukünftige Realisierungschancen der KWS-Technologie. Hierzu sind nicht nur quantitative Angaben über die entstehenden Kosten von Bedeutung, sondern auch Angaben über die Zusammensetzung dieser Kosten. Dabei können jedoch keine Investitionsentscheidungen, Ersatzprobleme oder spezielle Unternehmensstrategien für die hier betrachteten Anlagen angegeben werden, weil die Aussagen über zukünftige Ein- und Auszahlungströme mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Diese Unsicherheiten werden durch marktbedingte Einflüsse, wie z.B. Preisschwankungen für Rohstoffe oder umweltorientierte Auflagen und Verbote seitens des Gesetzgebers verstärkt.

¹) Die Berechnung der Emissionen erfolgte auf Basis des Primärenergiemixes des Jahres 1988 und unter Berücksichtigung von Energieübertragungsverlusten (s. Anhang 3). Die Emissionen beziehen sich sowohl auf die Umwandlung von verschiedenen Primärenergieträgern in Nutzenergie als auch auf den Transport dieser Nutzenergie. Vorgelagerte Prozesse wie z.B. die Primärenergiegewinnung und der Primärenergietransport werden nicht erfaßt.

Zudem werden Kostenbetrachtungen für neue Technologien erschwert, je weiter der Zeitpunkt der Realisierung in der Zukunft liegt und je mehr technische Probleme noch nicht vollständig gelöst sind.

Aus den oben genannten Gründen wird bei dieser Kostenbetrachtung das statische Verfahren einer Kostenvergleichsrechnung angewandt, worin alle relevanten Betriebs- und Kapitalkosten einbezogen werden. Bei der Kostenvergleichsrechnung werden keine Erträge berücksichtigt.

Die hier betrachteten KWS-Herstellungsanlagen sind mit Datensätzen kalkuliert, die dem Niveau der Bundesrepublik Deutschland aus dem Jahr 1990 entsprechen. (Es existiert in Deutschland jedoch keine solche KWS-Anlage). Ausgehend von den Stoffströmen und Energieverbräuchen, die in der technischen Analyse aufgestellt wurden, sind für die wirtschaftliche Beurteilung der in dieser Arbeit beschriebenen Verfahren einige Basisannahmen notwendig:

- Es wird nur eine Periode (ein Jahr) betrachtet, wobei unterstellt wird, daß diese Periode - nach Überwindung der Anlagenanlaufzeit - repräsentativ für die gesamte Lebensdauer der Anlage ist.
 - Es wird von betriebsfertigen Anlagen mit Anschluß an die jeweils nötige Infrastruktur (Strom, Wasser, Abwasser, Straße u. ä.) ausgegangen.
 - Die Kostenrechnung wird auf Basis realer Zinssätze durchgeführt¹.
 - Kapitalkosten, Versicherung und Steuern werden als Summe betrachtet.
 - Die Kapitalkosten (Abschreibung und Zinsen) betragen bei einer Anlagenlebensdauer von $T = 20$ Jahren und $i = 5\%$ (real) für Abschreibung und Zinsen als uniforme Zahlungsreihe²:
8 %/a (real)
 - Versicherung und Steuern:
5 %/a (real)
- Kapitaldienst, Steuern,
und Versicherung $a_I : 13\%$ /a (real) der Investitionen
(ohne Grundstück)

1) Da bei Vergleichen mit anderen Kostenrechnungen bei nominalen Rechnungen das Kostenniveau wegen Einbeziehung der allgemeinen Geldwertänderung in starkem Maße vom Bezugszeitpunkt (Inbetriebnahmejahr) abhängt, und in die finanzmathematischen Durchschnittskosten Annahmen über die Entwicklung der Kostengüterpreise über die gesamte Lebensdauer der Anlage eingehen, werden in der Untersuchung Veränderungen des Geldwertes bei der Ermittlung von Kosten in zu errichtenden Anlagen eliminiert. Bei einer Bereinigung um die Geldwertänderung reduziert sich zwar das Kostenniveau, aber die Kostenrelationen verändern sich nicht (Schmidt und Junk, 1981).

2) (vgl. Coenen, 1984)

- Grundstückszins
(bezogen auf $T=25$ Jahre) $a_F : 7 \%/a$ (real) der Grundstückskosten
- Reparatur und Wartung
(inkl. Verschleiß) $a_R : 3 \%/a$ der Investition
(ohne Grundstück)
- Grundstückskosten $p_F : 200 \text{ DM}/\text{m}^2$
- Personalkosten $p_P : 70.000 \text{ DM}/a$ pro Arbeiter
 $80.000 \text{ DM}/a$ pro Angestellten
- Wasserkosten $p_1 : 0 - 2,0 \text{ DM}/\text{m}^3$
- KWS-Additive $p_2 : 3 - 5 \text{ DM}/\text{kg}$
- Energiekosten (Strom) $p_3 : 0,15 \text{ DM}/\text{kWh}$
- Kohlekosten $f_k : 1) 300 \text{ DM}/\text{t}_{\text{RK}}$
 $2) 270 \text{ DM}/\text{t}_{\text{RK}}$
 $3) 130 \text{ DM}/\text{t}_{\text{RK}}$
 $4) 100 \text{ DM}/\text{t}_{\text{RK}}$
- Betriebsstunden $n : 8.000 \text{ h}/a$
- Betriebsmittelmengen $m_j : \text{berechnen sich aus den Mengen-}$
 $\text{angaben aus Abbildung 4-1, dem}$
 $\text{Energieverbrauch und den zugehö-}$
 $\text{rigen Anlageninputdaten}$
(siehe Tab. 4-1)
- Kohlemengen $u : \text{Rohkohlemenge pro Stunde nach}$
Tabelle 4-1

Für die Kostenrechnung besteht folgender funktioneller Zusammenhang zur Berechnung der Kosten (K) je nach Anlagengröße (i), mit $i = 1, \dots, 3$.

$$K_i = [(I_i \cdot a_I + F_i \cdot a_F + I_i \cdot a_R + P_i) \cdot n^{-1} + \sum_{j=1}^3 m_{ij} \cdot p_j + u_i \cdot f_k] \text{ DM}/\text{h}; k \in (1, \dots, 4)$$

Die Investitionen (I_i) für die Anlagen, die Investitionen für das Gelände (F_i) sowie die Personalkosten (P_i) werden in Anhang 4 berechnet und erläutert.

Bei den Produktkosten werden zwei Bezugsgrößen unterschieden; zum einen die mengenbezogenen Produktkosten pro Tonne erzeugter Suspension (k_m),

$$k_{m_i} = \frac{K_i}{b_i} \text{ [DM/t}_{KWS}\text{]} ; b_i : KWS_1\text{- Output pro Stunde [t}_{KWS}\text{/h]} \quad (\text{siehe Tab. 4-1})$$

zum anderen werden die Produktkosten (k_e) auf den Energiegehalt der Tonne Suspension bezogen.

$$k_{e_i} = \frac{k_{m_i}}{H_{u_{KWS1}}} \text{ [DM/GJ]} ; i = 1, \dots, 3$$

Bei den Kohlekosten (f_k) werden vier Fälle unterschieden, um schwankende Kohlepreise zu erfassen, aber auch um den bestehenden Preisunterschied zwischen deutscher Steinkohle und Importkohle zu berücksichtigen.

Die komplette Kostenaufstellung und Kostenberechnung für die drei verschiedenen Anlagengrößen ist in Anhang 4 aufgeführt. In der Abbildung 4-3 sind die KWS_1 -Kosten pro Tonne in Abhängigkeit von den Kohlekosten dargestellt.

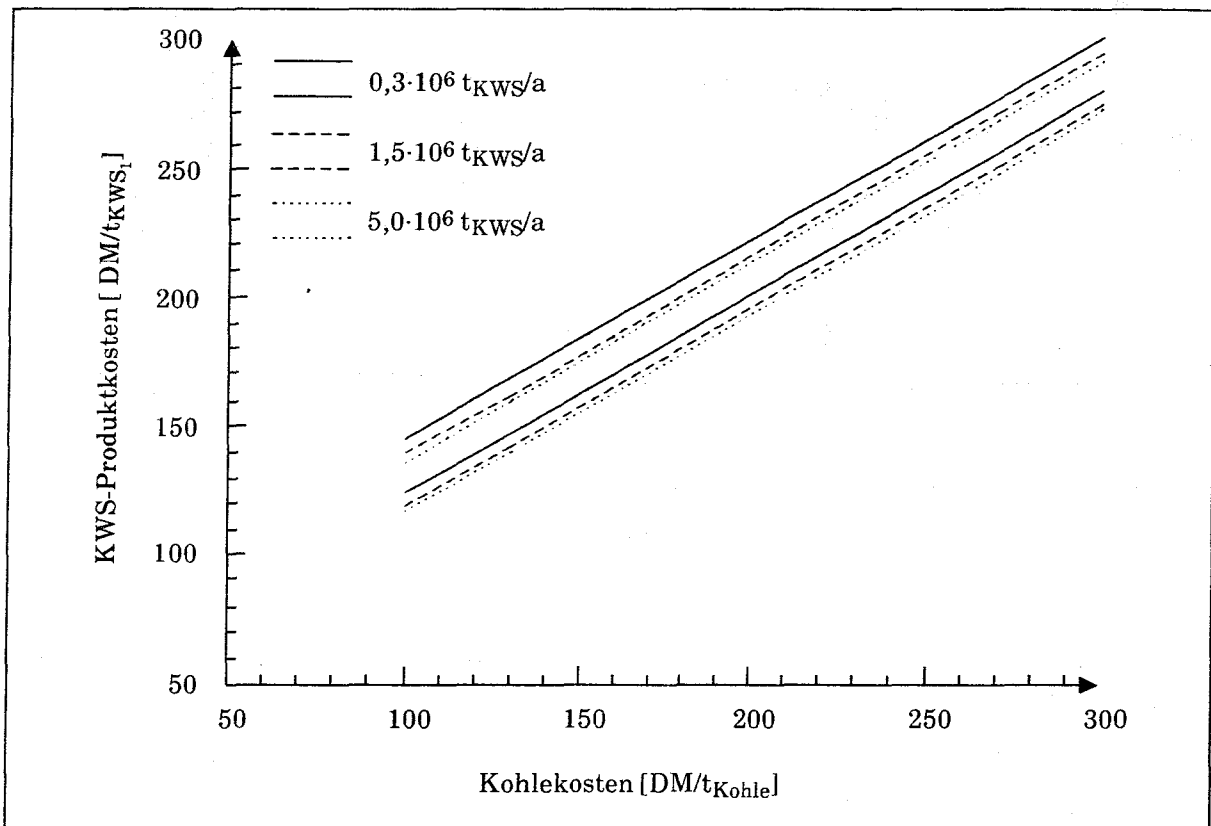


Abbildung 4-3: Mengenbezogene KWS_1 -Kosten in Abhängigkeit von den Kohlekosten

Die Bandbreiten für die KWS₁-Kosten begründen sich durch Kostenspannen, die bei der Kostenvergleichsrechnung aufgetreten sind (siehe p_j). In Abbildung 4-3 ist zu erkennen, daß die KWS₁-Kosten nur gering variieren, was die Abhängigkeit von der Anlagengröße angeht. Bei diesem Verfahren macht sich eine Kostendegression infolge größerer Anlagen nur gering bemerkbar, weil die verschiedenen Anlagenelemente modulweise erweitert werden. In den investitionsabhängigen Kosten in Abbildung 4-4 sind die Personalkosten miteinfaßt, da sie als quasi-fixe Kosten zu den dispositionsunabhängigen Kosten gerechnet werden.

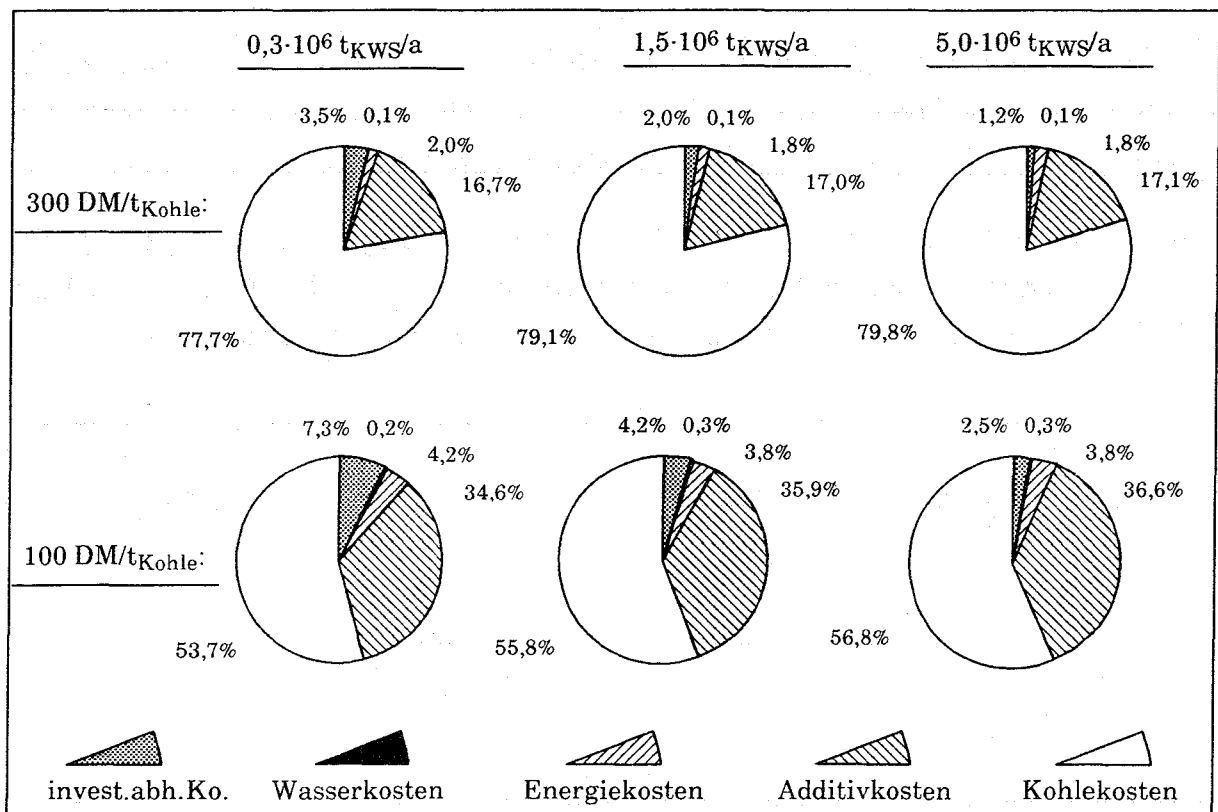


Abbildung 4-4: Prozentuale Zusammensetzung der KWS₁-Kosten (Angaben beziehen sich auf die oberen Werte der Kostenspannen)

Die Kohle- und Additivkosten, die zu den variablen Kosten gehören, betragen - über alle Anlagengrößen betrachtet - zwischen 88,3 % und 96,9 % der Gesamtkosten. Da diese beiden Kostenarten, als dispositionsabhängige Kosten, von der Anlagengröße unabhängig sind, ist eine Größendegression auch aufgrund der Kostenzusammensetzung nur schwach bemerkbar.

4.2 KWS-Herstellung mit Kohlenaufbereitung

Rationalisierungs- und Mechanisierungsmaßnahmen, aber auch die Konzentration der Kohlenförderung auf einige wenige Abbaugebiete, haben im deutschen Steinkohlenbergbau dazu geführt, daß sich wichtige, aufbereitungs-technisch relevante Eigenschaften der Kohle wesentlich verschlechtert haben. Nach Bartelt (1989) und Kubitza et al. (1987) sind dies insbesondere:

- 1) Eine Zunahme der anorganischen Mineralstoffe von früher 20 % auf heute ca. 50 % und teilweise darüber. Der größte Teil dieser Mineralstoffe liegt als Berge mit einer Dichte $> 1,9 \text{ kg/m}^3$ losgelöst von der Kohle vor.
- 2) Ein Anstieg des mittleren Feinstkorngehaltes ($< 0,5 \text{ mm}$) in der Rohwaschkohle von ca. 8 % auf ca. 20 %.
- 3) Die Erhöhung des mittleren Aschegehaltes im Feinstkorn von ca. 12 % auf über 20 %.
- 4) Eine Zunahme der mittleren Oberflächenfeuchtigkeit in der Rohfeinkohle ($< 10,0 \text{ mm}$) als Folge der Staubbekämpfungsmaßnahmen im Untertagebetrieb von ca. 2 % auf 5 %.

Aus diesen Gründen ist vor der Verwendung eine Aufbereitung deutscher Steinkohle immer notwendiger geworden. Während die trockenen Verfahren zur Pyrit- und Ascheabtrennung, wie elektrostatische und elektrodynamische Sortierung, oder die Sortierung im Magnetfeld, nur eine untergeordnete Rolle spielen, sind nasse Aufbereitungsverfahren wesentlich effektiver (Bartelt, 1989). Die nassen Verfahren, wie sie auch bei der KWS-Herstellung Verwendung finden, nutzen zwei Eigenschaften der verunreinigten Kohlen aus:

- Die unterschiedliche Dichte zwischen der organischen Kohle ($\rho = 1,15 - 1,5 \text{ kg/m}^3$) und den Verunreinigungen, insbesondere dem Pyrit ($\rho = 4,8 - 5,0 \text{ kg/m}^3$). Diese Eigenschaft wird bei Setzmaschinen zur Trennung von Kohle und Berge ausgenutzt. Da bei abnehmender Partikelgröße (Fein- und Feinstkornbereich) die Setzmaschinen keine ausreichende Trennung mehr erreichen (Monostory, o.J.), sind sie für diese Untersuchung nicht weiter von Bedeutung.
- Die unterschiedlichen Oberflächeneigenschaften der organischen Kohlebestandteile und der Bergebestandteile. Diese Rohkohleeigenschaft wird bei

den Flotationsverfahren (Zellen- und Trogflotation) ausgenutzt. Dies sind technisch ausgereifte und seit Jahren angewandte Naßverfahren zur Sortierung von Feinstkorn unter 0,75 mm. Da Kohle-Wasser-Suspensionen mit einer maximalen Partikelgröße von 300 µm ein Kornspektrum besitzen, welches ausschließlich im Feinstkornbereich liegt, ist das Flotationsverfahren mit seinen verschiedenen Variationen das bedeutendste Kohlenaufbereitungsverfahren bei der KWS-Herstellung.

Je mehr die Kohle von anorganischen Mineralstoffen befreit wird, desto weniger Schadstoffrückhaltemaßnahmen sind bei der Verwendung nötig, und auch der Heizwert der Suspension steigt durch den erhöhten Anteil organischer Bestandteile. Während es möglich ist, Berge und Pyrit, also auch den anorganisch gebundenen Schwefel, durch nasse Aufbereitungsverfahren abzutrennen, so ist dies für Stickstoff und organisch gebundenen Schwefel nicht möglich, da diese Stoffe organische Kohlebestandteile sind¹. Neben der Reinheit der Energieträger sind auch ihre gleichbleibenden Eigenschaften für die Verbraucher von Bedeutung. Dies vereinfacht die Abstimmung der Umwandlungsanlagen auf den Energieträger. Durch die hier betrachteten Kohlenaufbereitungsmaßnahmen läßt sich die Bereitstellung eines weitgehend einheitlichen Kohleproduktes trotz ungleichmäßiger Rohkohleeigenschaften erreichen.

4.2.1 Verfahrenstechnik

In diesem zweiten zu analysierenden KWS-Herstellungsverfahren ist die Flotation die entscheidende Änderung im Vergleich zum vorhergehenden Verfahren. Ein großer Teil des anorganischen Schwefels befindet sich als Pyrit entstehungsbedingt in Hohlräumen, Rissen und Klüften. Dieser meist grobkörnige Pyrit (> 50 µm) wird teilweise schon durch abbaubedingte Umstände in der Rohförderkohle freigelegt. Zudem ist es möglich, den eingeschlossenen Pyrit, insbesondere den in dem Verwachsenen eingelagerten Pyrit (10 - 20 µm), durch Aufschließung, z.B. Aufmahlung, freizusetzen. Je nach Intensität des Aufschlusses erhöht sich die Pyritfreisetzung (Monostory, o.J.). Bei dem hier betrachteten Verfahren ist durch Vorzerkleinerung und anschließende Aufmahlung in

¹) Eine Reduzierung dieser beiden Schadstoffe stellt sich nur durch Kohleverluste in den Abgängen der Aufbereitungsverfahren ein. Da diese Schadstoffbeseitigung auf Verlust von energiereicher Kohle basiert, kann in diesem Fall nicht von einer Rückhaltemaßnahme gesprochen werden.

der Kugelmühle die Kohle so weit zerkleinert, daß sie durch Flotation effektiv aufbereitet werden kann. Es wird vorausgesetzt, daß alle möglichen trockenen Aufbereitungsmaßnahmen bereits unmittelbar nach der Förderung angewandt werden, und die Ballastkohle einen Korndurchmesser von maximal 50 mm besitzt.

Mit diesem Verfahren, wie es in Abbildung 4-5 dargestellt ist, wird eine Suspension mit einem Feststoffanteil von 70 Gew.-% hergestellt. Die Bezugsgröße ist für alle Zusatzstoffe die Tonne Einsatzkohle wasserfrei ($t_{(wf)}$). Als Rohkohle wird eine Kohle mit $A=30$ Gew.-% (wf) und $FLB=30$ Gew.-% (waf) eingesetzt. Die spezifischen Mengenangaben für die verschiedenen Anlagengrößen sind in Tabelle 4-6 zusammengestellt.

Tabelle 4-6: Spezifische Mengenangaben für die KWS₂-Herstellungsanlage

Kapazität [tKWS/a]	Feststoff [t _(wf) /h]	Rohkohle [t _{RK} /h]	Suspension [tKWS ₂ /h]
0,3 · 10 ⁶	38,9	43,2	37,5
1,5 · 10 ⁶	194,8	216,2	187,5
5,0 · 10 ⁶	649,2	720,6	625,0

Einige charakteristische Daten für die Flotationsanlagen wurden aus Untersuchungen von Monostory (o.J.) übernommen, wo neun Betriebsuntersuchungen in sechs Aufbereitungsanlagen (Trog- und Zellenflotation) dokumentiert werden¹.

Der Ablauf der *Vorzerkleinerung* und der *Kugelmühle* mit nachgeschaltetem *Sieb* ist identisch zu dem in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Ablauf.

¹) Der durchschnittliche Aschegehalt der zu flotierenden Rohkohle in der Untersuchung von Monostory betrug $A = 29,93$ Gew.-% (wf), d.h. die Abweichung zu dem in dieser Untersuchung angesetzten Aschegehalt (30,0 Gew.-%) ist minimal.

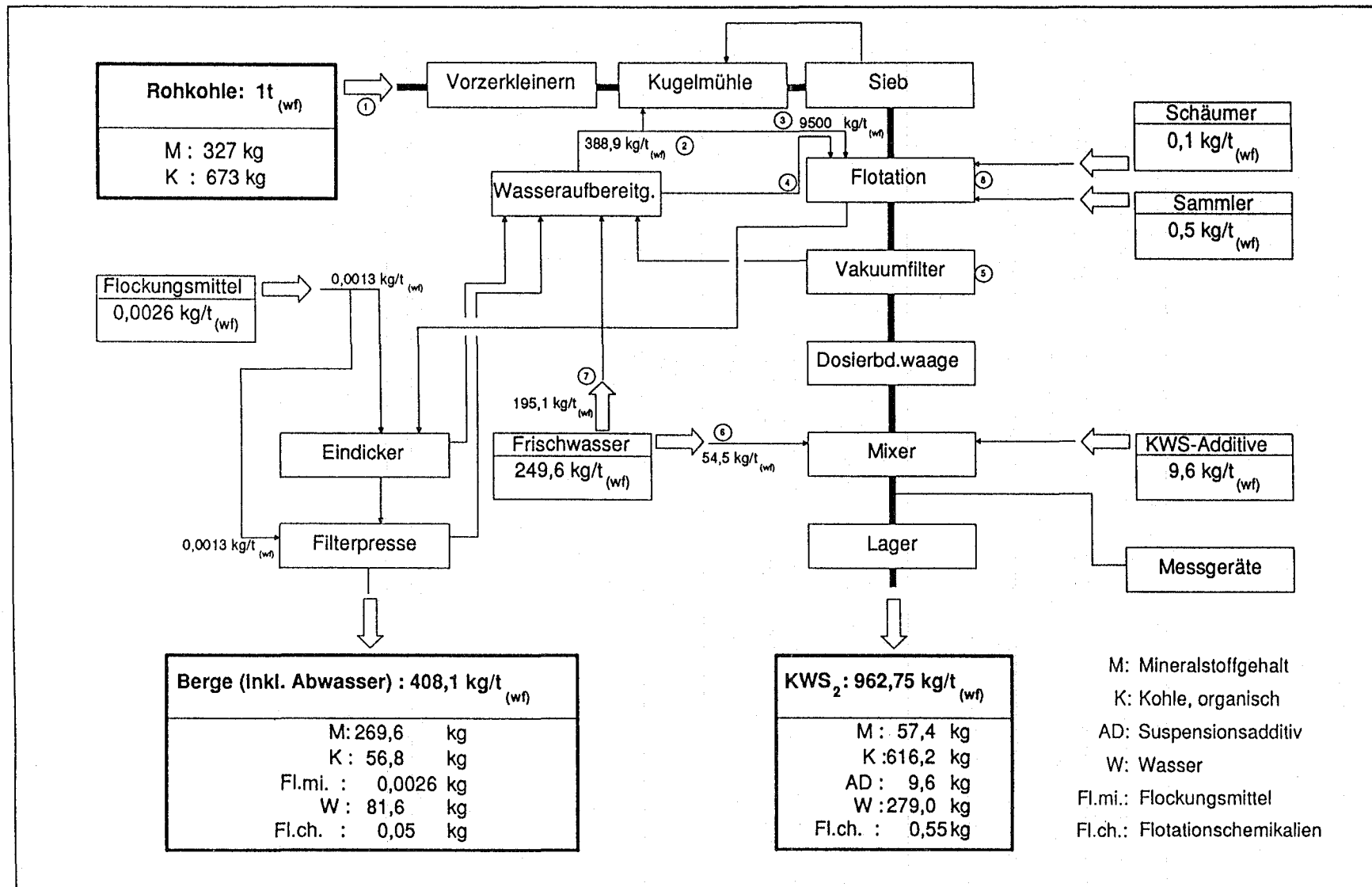


Abbildung 4-5: Verfahrensablauf der KWS₂-Herstellung

Erläuterungen zu Abbildung 4-5

- ① Die Rohkohle wird mit einer Feuchte von 10 % angeliefert.
- ② Die Kugelmühle wird mit einer Wassermenge gefüllt, die 50 % der Feststoffmenge entspricht.
- ③ Für die Flotationsaufgabe gilt ein Feststoff-Wasser-Verhältnis von 1:10.
- ④ Die Feststoffe der Waschwasseraufbereitung werden der Flotationsanlage wieder mit aufgegeben.
- ⑤ Das Vakuumfilter entwässert bei quasi kontinuierlichem Betrieb bis auf 25 Gew.-% Restfeuchte.
- ⑥ Nach dem Vakuumfilter muß Wasser ($54,5 \text{ kg/t}_{(\text{wf})}$) zur KWS₂-Konditionierung zugeführt werden.
- ⑦ Der Wasserbedarf, der trotz Feuchte der Rohkohle durch die Wasserabgänge in das KWS₂-Produkt und in die Berge entsteht, beträgt $249,6 \text{ kg/t}_{(\text{wf})}$.
(Vereinfachend wird angenommen, daß ansonsten der Wasserkreislauf geschlossen ist und keine Verluste durch Leckage, Verdunstung usw. auftreten.)
- ⑧ Anreicherungsgrad der Flotationsanlage: $\eta_{\text{Flot}} = 74,52$

Flotation (Trog- und Zellenflotation)

Die zerkleinerte Kohle wird zusammen mit Wasser vermischt und der Flotation als Suspension, Trübe genannt, aufgegeben. In den Flotationsbehältern wird durch mechanische Lufteinwirbelung am Boden ein Strom von Luftblasen erzeugt. Da die organischen Kohlenbestandteile hydrophob sind, lagern sie sich an den Luftblasen an und steigen mit ihnen innerhalb der Flüssigkeit an die Oberfläche. Dort wird der Schaum, der mit den Kohlepartikeln beladen ist, mit Paddeln kontinuierlich abgeschöpft. Zur Unterstützung der Partikelanlagerung an die Luftblasen werden Chemikalien, sogenannte *Sammler* (ca. $500 \text{ g/t}_{(\text{wf})}$), der Flotation mit aufgegeben. Ein weiteres chemikalisches Hilfsmittel bei der Flotation sind die *Schäumer*, die zur Erzeugung eines stabilen Oberflächen-

schaumes eingesetzt werden (ca. 100 g/t_(wf))¹. Aufgrund ihrer geringen Menge werden die Flockungsmittel bei der prozentualen Zusammensetzung von KWS₂ vernachlässigt.

Die anorganischen mineralischen Bestandteile der Rohkohle, die hydrophil sind, sinken aufgrund ihrer Dichte ($> 1,9 \text{ kg/m}^3$) auf den Boden der Flotationszelle und werden dort abgezogen. Das Abfallprodukt der Flotation wird als Abgang oder auch als Flotationsberge bezeichnet, wohingegen die aufbereitete Kohle mit dem Schaum als Konzentrat bezeichnet wird.

Bei der Flotation ist allerdings zu beachten, daß organische und anorganische Bestandteile bei diesem Sortiervorgang nicht vollständig voneinander getrennt werden können. Einige Kohle- und Bergepartikel sind so miteinander verwachsen, daß sie auch beim Mahlen der Kohle nicht aufgeschlossen werden. Dieses Verwachsene kann, je nach Betrieb der Flotationsanlage, in die Flotationsberge gehen. Das bewirkt zwar ein sauberes Konzentrat, allerdings verursacht es gleichzeitig Kohleverluste. Umgekehrt kann man die Trennschärfe der Flotation so einstellen, daß wenig Kohleverluste in die Abgänge gehen, dafür aber Verunreinigungen durch das Verwachsene im Konzentrat entstehen. Die Flotation wird außerdem dadurch erschwert, daß der Pyrit, im Gegensatz zu den anderen anorganischen Kohlebestandteilen, ähnliche Oberflächeneigenschaften aufweist wie die organischen Kohlebestandteile. Dieser Umstand wirkt sich negativ auf die Selektivität aus. Zu feines Aufmahlen der Kohle kann sich ebenfalls negativ auf die Flotation auswirken, weil die Wahrscheinlichkeit des Zusammentreffens von Luftblasen und Partikeln mit abnehmender Partikelgröße sinkt.

Für das hier betrachtete Verfahren gelten die folgenden Flotationsparameter:

- Mengenausbringung Konzentrat: ca. 67,0 %
- Mengenausbringung Berge: ca. 33,0 %
- Mineralstoffausbringung in die Berge: ca. 82,6 %

Es wird ein Feststoff- zu Wasser-Verhältnis von 1:10 für die Aufgabentrübe angenommen. Basierend auf diesen Angaben ergeben sich die Ergebnisse der Flotation, wie sie in Tabelle 4-7 aufgeführt sind.

¹) Diese Flotationschemikalien lagern sich zu beinahe 100 % an den organischen Kohlebestandteilen an (Edelmann, 1989).

Tabelle 4-7: Ergebnisse der Rührwerksflotation

	Rührwerksflotation	
Konzentrat	M: 57,4 kg/t _(wf) K: 618,9 kg/t _(wf)	(= 8,5 %) (= 91,5 %)
Abgang	M: 269,6 kg/t _(wf) K: 56,8 kg/t _(wf)	(= 82,6 %) (= 17,4 %)
$\eta_{\text{Flot}}^{1)}$	74,52	

¹⁾ Berechnung des Anreicherungsgrades (η_{Flot}) siehe Anhang 5

M: Mineralstoffgehalt

K: Kohle (organisch)

Vakuumfilter

Da das Konzentrat nach der Flotation noch einen hohen Wasseranteil besitzt, wird die gereinigte Kohle vor der endgültigen Konditionierung entwässert. Weil keine extreme Entwässerung gefordert wird, und weil die Partikelgröße ausschließlich im Feinstkornbereich liegt, bietet sich das Vakuumbandfilter an. Der erzeugte Filterkuchen wird am Bandende mit einem Wassergehalt von 25 Gew.-% in einen Abwurftrichter abgeworfen und über einen Gurtförderer zur Dosierbandwaage transportiert.

Eindicker

Die Bergeabgänge aus der Schaumflotation werden vor einer Entsorgung oder Deponierung entwässert. Zur Unterstützung und Beschleunigung des Eindickprozesses werden häufig *Flockungsmittel* (ca. 2 g/m³) dem Eindicker zugegeben. Die Flockungsmittel bewirken ein schnelles Agglomerieren der Feststoffpartikel in Flockenform (Edelmann, 1989). Wenn die Flockungsmittel aber trotz der Wasseraufbereitung in den Flotationsprozeß gelangen, verschlechtern sie die Flotationsselektivität (Kaiser und Hey, 1989). Dies macht sich durch einen ansteigenden Konzentratgehalt bei zunehmender Flockungsmittelkonzentration bemerkbar; außerdem nimmt der Bergeanteil ab. Folglich nehmen die Fehlausträge zu.

Kammerfilterpresse

Mit Kammerfilterpressen ist selbst bei ungünstiger Kornverteilung eine Entwässerung auf 18 - 22 Gew.-% möglich. Deswegen werden diese Pressen bevorzugt zur Flotationsbergeentwässerung eingesetzt (Padberg und Müller, 1987). Außerdem lassen sich die Filterkuchen (20,0 Gew.-% Restfeuchte) unproblematisch deponieren. Beim Betrieb einer Kammerfilterpresse kann gewöhnlich auf die Zugabe von Flockungsmitteln verzichtet werden; allerdings läßt sich bereits durch geringe Mengen die Filterleistung in günstigen Fällen um den Faktor zehn erhöhen (Desoudul, 1988). Bei der Entwässerung in diesem Verfahren wird von 4 g/t_(wf) Flockungsmittel zur Unterstützung der Entwässerung ausgegangen.

Waschwasseraufbereitung

Bei dem Verfahren zur KWS₂-Herstellung liegt ein geschlossener Waschwasserkreislauf vor. In der Wasseraufbereitung fallen alle Abwässer aus Filtern, Pressen und Eindickern an, die hier soweit aufbereitet werden, daß sie dem Verfahren, insbesondere der Kugelmühle und der Flotation, wieder zugegeben werden können. Die in der Aufbereitung abgetrennten Feststoffpartikel werden der Flotation aufgegeben.

Kontinuierliche Wasserverluste entstehen in diesem Verfahren nur durch die Deponieabgänge und das KWS₂-Produkt. Diese Abgänge werden durch das *Frischwasser* wieder ausgeglichen. Wasserzufuhren zur Senkung des Salzgehaltes und der Flockungsmittelkonzentration oder zur Erhöhung des pH-Wertes des Kreislaufwassers werden nicht berücksichtigt.

Energie

Das hier analysierte Verfahren ist eine Erweiterung des in Kapitel 4.1.1 betrachteten Verfahrens. Die Anzahl der Energieverbraucher gegenüber dem ersten Verfahren wird um die Aggregate zur Kohlenaufbereitung, Entwässerung und Waschwasseraufbereitung vergrößert. Die in Tabelle 4-2 aufgezählten Verbraucher benötigen weiterhin 40 kWh/t_{KWS} bzw. 35 kWh/t_{KWS} bei den größeren Anlagenvarianten. Die durch die Aufbereitung jetzt zusätzlich aufgetretenen Verbraucher aus Tabelle 4-8 benötigen mit ihren Hilfseinrichtungen bei allen drei Anlagengrößen 35 kWh/t_{KWS} (Klose, 1989; Stigsson, o.J.).

Tabelle 4-8: Zusätzliche Energieverbraucher des KWS₂-Herstellungsverfahrens

- Flotationsanlage
- Vakuumfilter
- Mixer
- Eindicker
- Kammerfilterpressen
- Dosiereinrichtungen für Sammler, Schäumer und Flockungsmittel
- Waschwasseraufbereitung
- Bandförderer zum Transport des Deponieproduktes in Form von Filterkuchen

Im *Mixer* werden zuletzt die mit der *Dosierbandwaage* bestimmten Feststoffgehalte mit dem noch nötigen *Frischwasser* und den *Additiven* (10 kg/t_{KWS}), die über Dosiersysteme zugeführt werden, zum endgültigen KWS₂-Produkt konditioniert. Der Mixer hat hier die Mischfunktion, die im Verfahren von Kapitel 4.1.1 zusätzlich von der Kugelmühle übernommen wurde. Die Lagerverfahren für KWS₂ sind identisch mit den Verfahren aus Kapitel 4.1.1.

Tabelle 4-9: Zusammensetzung von KWS₂

[Gew.-%]		[kg/t _{KWS₂]}	
K (organisch) :	64,1	C :	558,3
		H :	33,3
		O :	34,6
		S _{org} :	4,5
		N :	10,3
M :	5,9	M' :	56,4
		S _{anorg} :	2,6
W :	29,0		290,0
AD :	1,0		10,0
FLB (waf) :	30,0 %		
H _{UKWS₂} :	21,23 MJ/kg		
ρ _{KWS₂} :	1,23 kg/m ³		

Legende siehe Tabelle 4-3

In der Tabelle 4-9 wird das Endprodukt dieses Verfahrens beschrieben. Die Herleitung von H_{UKWS_2} und ρ_{KWS_2} ist in Anhang 1 und Anhang 2 aufgeführt.

4.2.2 Umweltbeeinflussung

Die Aussagen aus Kapitel 4.1.2, die den Explosionsschutz, die Entzündbarkeit, das Reinigen der KWS-Herstellungsanlage und die Belastung von Mensch und Umwelt durch KWS betreffen, gelten auch für die hier betrachtete Suspension.

Umweltbelastungen durch Flotationschemikalien und Flockungsmittel

Bei der Flotation und der zugehörigen Entwässerung der Abgänge werden in diesem Herstellungsprozeß Schäumer, Sammler und Flockungsmittel eingesetzt. Wie bei den Additiven, die zur Suspensionkonditionierung eingesetzt werden, bestehen bei den Flotationschemikalien ebenfalls keine konkreten Aussagen über Art und Menge der einzusetzenden Chemikalien. Ihr Einsatz ist, abgesehen von der Einsatzkohle, noch von weiteren Einflußfaktoren abhängig, wie z.B. Belüftung der Flotationszelle, Kornspektrum des Aufgabegutes, Wasserqualität, pH-Wert der Flotationstrübe u.ä.

In Tabelle 4-10 sind Schäumer aufgeführt, die die Funktion haben, einen stabilen Schaum auf der Flotationstrübe zu bilden. Zur Steinkohlenflotation werden möglichst preiswerte Misch- oder Abfallprodukte (z.B. Teeröle, Schweröle, Heizöle, Gasöle, Petroleum u.ä.) als Flotationssammler verwendet. Xanthogenate sind Flotationssammler, die bei der Steinkohlenflotation häufig eingesetzt werden. Nach dem Chemikaliengesetz sind Xanthogenate als gesundheitsschädlich einzuordnen¹ (Bartholomé, 1979).

Zur Entwässerung in Eindickern und ggf. auch bei Kammerfilterpressen werden Flockungsmittel dem Prozeß hinzugegeben. Die in der Steinkohlenaufbereitung eingesetzten Flockungsmittel sind überwiegend synthetische, organische, wasserlösliche Polymere auf der Basis von Acrylamid oder Copolymere, also kationische

¹) Xanthogenate und ihre konzentrierte Lösung dürfen wegen ihrer alkalischen Reaktionen nicht über längere Zeit mit der Haut, insbesondere mit den Augen, in Kontakt kommen. Aus diesem Grund sind beim Umgang mit diesen Sammlern Schutzbrille, Handschuhe und Staubmaske zu tragen. Xanthogenate sind fischtöxisch (Bartholomé, 1979).

Tabelle 4-10: Flotationsschäumer

<p>schlecht wasserlösliche Schäumer:</p> <ul style="list-style-type: none">● Alkohole● Kampferöl● Pine-Oils (Kiefernöle)● Eukalyptusöl <p>gut wasserlösliche Schäumer:</p> <ul style="list-style-type: none">● Alkylether● Phenylether● Polypropylenglykolen

oder auch anionische Polyelektrolyte. Diese Stoffe gelten als ungefährlich; es sind bisher auch keine Gesundheitsschäden vom Umgang mit diesen Stoffen bekannt.

Bei den Schäumern wie auch bei den Sammlern und Flockungsmitteln geht man davon aus, daß sie sich zu beinahe 100 % an den organischen Kohlepartikeln anlagern und nur sehr geringe Spuren sich im Kreislaufwasser befinden (Edelmann, 1989).

Da das Waschwasser sich in einem geschlossenen Kreislauf befindet, reichert es sich im Laufe der Zeit mit Spuren der Säuren der oben beschriebenen Sammler, Schäumer und Flockungsmittel an. Weil mit zunehmender Flockungsmittelkonzentration die Flotationsselektivität nachläßt, muß periodisch ein Teil des Wassers aus dem Wasserkreislauf durch Frischwasser ersetzt werden.

Umweltbeeinflussung durch Reststoffanfall

Ein weiterer umweltbeeinflussender Faktor, der durch die Aufbereitung der Kohle eintritt, ist der Anfall von Reststoffen, die sich, wie in Tabelle 4-11 beschrieben, zusammensetzen.

Liegt unmittelbar nach der Kohlenaufbereitung der Reststoff mit einem Feuchtigkeitsgehalt unter 25 Gew.-% vor, wie in dem hier betrachteten Verfahren, so können die Reststoffe unter Umgehung von Absetzteichen aufgehaldet werden. Bei der Aufhaldung muß die langsame Oxydation unterhalb der Zündtemperatur

Tabelle 4-11: Reststoffanfall der KWS₂-Herstellung pro t_(wf) Kohle

Stoff	[kg]	[Gew.-%]
Kohle (organisch):	56,8	13,9
Mineralstoffgehalt:	269,6	66,1
Flockungsmittel:	0,0026	-
Flotationschemikalien:	0,05	-
Wasser:	81,6	20,0

bei starker Aufspaltung (μm -Feinheit) der Makromoleküle von Kohle beachtet werden¹. Die Sauerstoffaufnahme ist um so größer, je feinkörniger die Kohle und je höher die Temperatur sind (Gumz,1962). Um diese Oxydation zu vermeiden, werden die Feinstberge mit kohlearmen Grob- oder Feinbergen vermischt und anschließend aufgehaldet. Auf der Halde müssen die Reststoffe mit schwerem Gerät auf ihre dichteste Packung gepreßt werden, um den Eintritt von Sauerstoff zu vermeiden und um eine Entzündung des Kohlenstoffes zu verhindern. Aus Platzgründen versucht man mittlerweile Aufhaldungen zu umgehen und diese Feinstberge weiterzuverwenden².

Eine Grundwassergefährdung durch die Reststoffe geht hauptsächlich von den Inhaltsstoffen der Sickerwässer aus den Aufhaldungen aus. So können durch Sulfate, die durch die Oxidation von Pyrit entstanden sind, Chloride, Magnesium oder auch Kalzium ausgewaschen werden. Schwermetalle werden nur geringfügig freigesetzt, da sie bei den vorherrschenden pH-Bedingungen meist als schwerlösliche Verbindungen gefällt werden. Eine mögliche Gefährdung der Gewässer durch die oben beschriebenen Auswaschungen wird durch Abdichten der Halden gegenüber Grundwasserleitern vermieden (Brune und Stehfest, 1984).

-
- 1) In der Halde findet eine Sorption und chemische Bindung von Sauerstoff unter Bildung von CO₂, CO und H₂O statt. Aufgrund von Wassereinfluß kann sich zudem noch Carbonsäure abspalten (Gumz, 1962).
 - 2) Bereits realisierte Arten der Weiterverwendung sind die Nutzung der Flotationsberge als Hohlraumversatz unter Tage oder auch als Füllmaterial im Tiefbau. Je nach Zusammensetzung der Berge und dem Verwendungszweck kann auch vor der Weiterverwendung eine Vermischung der Reststoffe mit anderen Zuschlagsstoffen nötig werden (Monostory, o.J.).

Wenn in den Flotationsabgängen der Kohlegehalt mehr als 30 Gew.-% beträgt, kann man den Reststoff in einer Wirbelschichtfeuerung verbrennen. Allerdings werden hierbei viele nichtbrennbare Substanzen mit in die Verbrennung gegeben, die anschließend im Rauchgas oder in der Asche ebenfalls wieder als Reststoff vorliegen. Abgesehen von der Nutzung der chemisch gebundenen Energie im Reststoff wird das eigentliche Reststoffentsorgungsproblem nicht gelöst, sondern lediglich verlagert. Ein anderer Weg zur Nutzung der gebundenen Energie im Reststoff besteht in der Aufbereitung dieser Feinstberge, um die darin enthaltene energiehaltige Kohle zurückzugewinnen.

Emissionen

Infolge der Aufbereitung der Rohkohle in der Flotation und den anschließenden Entwässerungsmaßnahmen entsteht zur Herstellung von KWS₂ ein größerer Bedarf an elektrischer Energie als bei der KWS₁-Erzeugung. Dies wird auch durch die höheren Emissionen deutlich (s.Tab. 4-12¹⁾, die durch die Bereitstellung der Energie entstehen.

Tabelle 4-12: Emissionen, die durch die KWS₂-Herstellung verursacht werden

Anlagenkapazität [t _{KWS₂} /a]	Energieverbrauch [kWh/t _{KWS₂}]	SO ₂ [g/t _{KWS₂}]	NO _x [g/t _{KWS₂}]	Staub [g/t _{KWS₂}]	CO [g/t _{KWS₂}]	HC [g/t _{KWS₂}]
0,3·10 ⁶	75	38,7	32,5	2,9	4,4	0,9
1,5·10 ⁶ und 5,0·10 ⁶	70	36,2	30,3	2,7	4,1	0,9

1) Bemerkungen zur Bilanzierung und zu den Bilanzierungsgrenzen siehe Tabelle 4-5.

4.2.3 Kostenbetrachtung

Aufgrund der Kohlenaufbereitung und den sich anschließenden Entwässerungen und Filtrationen fallen gegenüber dem KWS₁-Herstellungsverfahren bei diesem Verfahren zusätzliche Kosten an.

Die detaillierte Beschreibung der Kostenrechnung in Anhang 6 ist so gegliedert, daß die zusätzlichen Aufbereitungskosten durch Flotation und Entwässerung unter dem Sammelbegriff "Flotation" separat neben der Herstellung aufgeführt werden.

Da im Vergleich zur Vollwertkohle der KWS₁-Herstellung hier eine Ballastkohle eingesetzt wird, haben die Kohlekosten sich geändert. Die Kosten dieser Kohle verringern sich bei einem Ballastgehalt von 40 Gew.-% (A=30 %; W=10 %) um 52 %. Dieser prozentuale Abschlag der Ballastkohle gegenüber einer Vollwertkohle gilt nach Kalkar (1990) für deutsche Steinkohle.

Zu den Basisannahmen der Kostenrechnung aus Kapitel 4.1.3 müssen neben den Änderungen der Kohlekosten noch einige Angaben ergänzt werden:

- Kohlekosten f_k : 1) 156 DM/t_{RK}
2) 140 DM/t_{RK}
3) 68 DM/t_{RK}
4) 52 DM/t_{RK}
- Schäumer p_4 : 2,5 DM/kg
- Sammler p_5 : 3,0 DM/kg
- Flockungsmittel p_6 : 5,0 DM/kg
- Reststoffdeponiekosten p_7 : 10 - 20 DM/t
- Betriebsmittelmenge der Flotation $m_{Flot,ij}$: berechnen sich aus den Mengenangaben aus Abbildung 4-5, dem Energieverbrauch und den zugehörigen Anlagenimputdaten (s. Tab. 4-6)
- Betriebsmittelmenge der Herstellung $m_{Herst,ij}$: (siehe $m_{Flot,ij}$)

Bei den Fixkosten wird in Herstellung (l=1) und Flotation (l=2) unterschieden, um bei folgenden Verfahrensvergleichen (s. Kap. 4.5) verschiedene Aufbereitungsverfahren miteinander vergleichen zu können. Die Anlageinvestitionen (I_{i_l}), die Geländekosten (F_{i_l}) und die Personalkosten (P_{i_l}) sind ebenfalls in Anhang 6 berechnet ($i = 1, \dots, 3$; $l = 1, 2$).

Aufgrund der Aufteilung der Kosten (K_i) auf die Teilkostenbereiche der Herstellung ($K_{\text{Herst.},i}$) und Flotation ($K_{\text{Flot.},i}$) werden auch die zugehörigen Mengenangaben aufgeteilt in $m_{\text{Herst.},ij}$ und $m_{\text{Flot.},ij}$.

$$K_i = K_{\text{Herst.},i} + K_{\text{Flot.},i} \text{ [DM/h]}$$

$$K_{\text{Herst.},i} = [(I_{i_1} \cdot a_I + F_{i_1} \cdot a_F + I_{i_1} \cdot a_R + P_{i_1}) \cdot n^{-1} + \sum_{j=1}^3 m_{\text{Herst.},ij} \cdot p_j + u_i \cdot f_k] \text{ DM/h}$$

$$k \in (1, \dots, 4); i = 1, \dots, 3; l = 1, 2$$

$$K_{\text{Flot.},i} = [(I_{i_2} \cdot a_I + F_{i_2} \cdot a_F + I_{i_2} \cdot a_R + P_{i_2}) \cdot n^{-1} + \sum_{j=3}^7 m_{\text{Flot.},ij} \cdot p_j] \text{ DM/h}$$

Die beiden Produktkosten berechnen sich wie in Kapitel 4.1.3.

$$k_{m_i} = \frac{K_i}{b_i} \text{ [DM/tKWS]} ; b_i : \text{KWS}_2\text{- Output pro Stunde [tKWS/h]} \quad (\text{siehe Tab. 4-6})$$

$$k_{e_i} = \frac{k_{m_i}}{H_{u\text{KWS}_2}} \text{ [DM/GJ]} ; i = 1, \dots, 3$$

Die Kosten, die sich nach diesen Gleichungen berechnen, sind in Tabellen in Anhang 6 aufgeführt. Die Produktkosten der drei verschiedenen Anlagengrößen sind in Abbildung 4-6 in Abhängigkeit von den Kohlekosten dargestellt.

Durch die zusätzlichen Anlageninvestitionen für die Flotation und die Entwässerung macht sich in diesem Fall eine deutlichere Kostendegression, infolge der größeren Anlagenkapazitäten, bemerkbar, als bei den Anlagen zur KWS₁-Herstellung. Während bei den Anlagen aus Kapitel 4.1 eine Größendegression

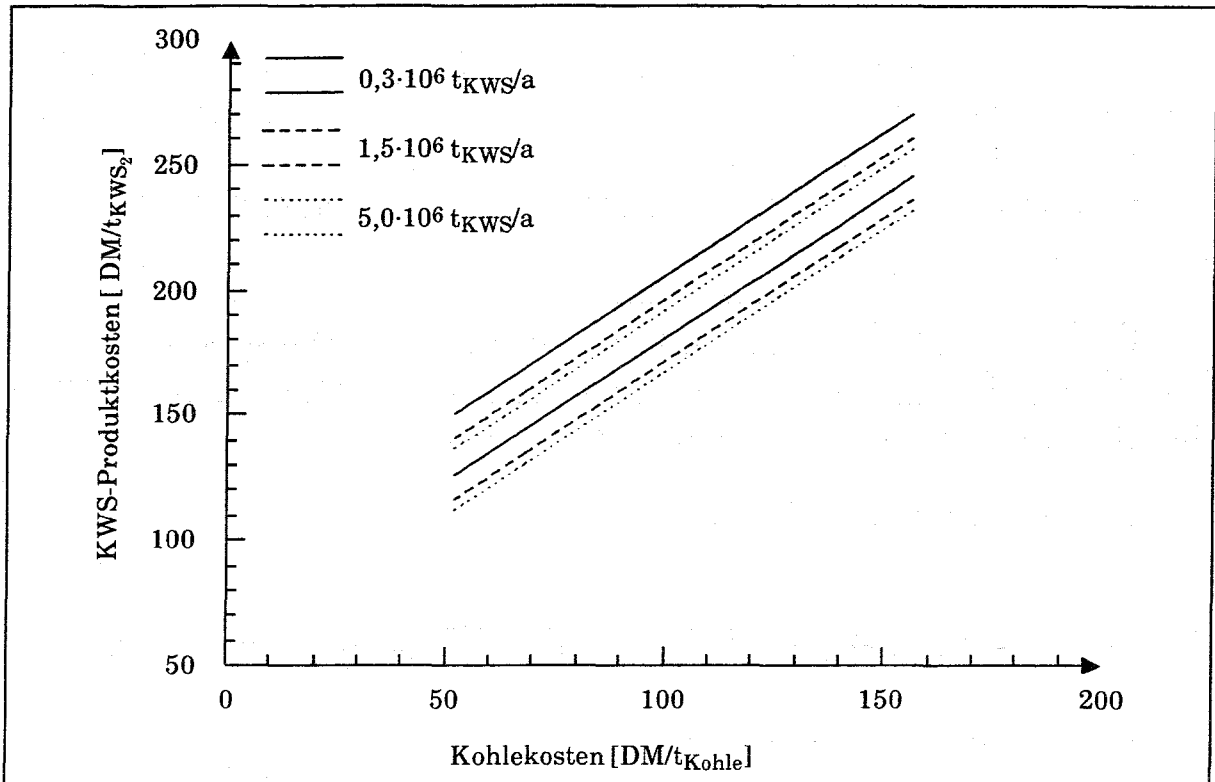


Abbildung 4-6: Mengenbezogene KWS₂-Kosten in Abhängigkeit von den Kohlekosten

von 0,4 DM/GJ, d.h. 2,7 % bei maximalen Kohlekosten und 7,0 % bei minimalen Kohlekosten entsteht, ergibt sich bei den Anlagen aus diesem Kapitel eine Größendegression von 0,6 DM/GJ, d.h. 4,8 % bei maximalen Kohlekosten bzw. 11,3 % bei minimalen Kohlekosten.

Durch die Flotation, also durch eine zusätzliche Anlagen- und Verfahrenserweiterung, hat sich die prozentuale Zusammensetzung der Herstellkosten gegenüber dem KWS₁-Herstellungsverfahren geändert wie in Abbildung 4-7 aufgezeigt wird.

Die Kohlekosten sind in der Abbildung aus den variablen Kosten der Herstellung herausgelöst und separat dargestellt worden, um ihr Gewicht bei der Kostenzusammensetzung des KWS-Produktes deutlich zu machen. Trotz der Zunahme der Fixkosten nehmen die Additivkosten und die Kohlekosten, die beide zu den variablen Kosten gehören, auch in diesem Fall zwischen 73,2 % und 89,5 % der Gesamtkosten ein.

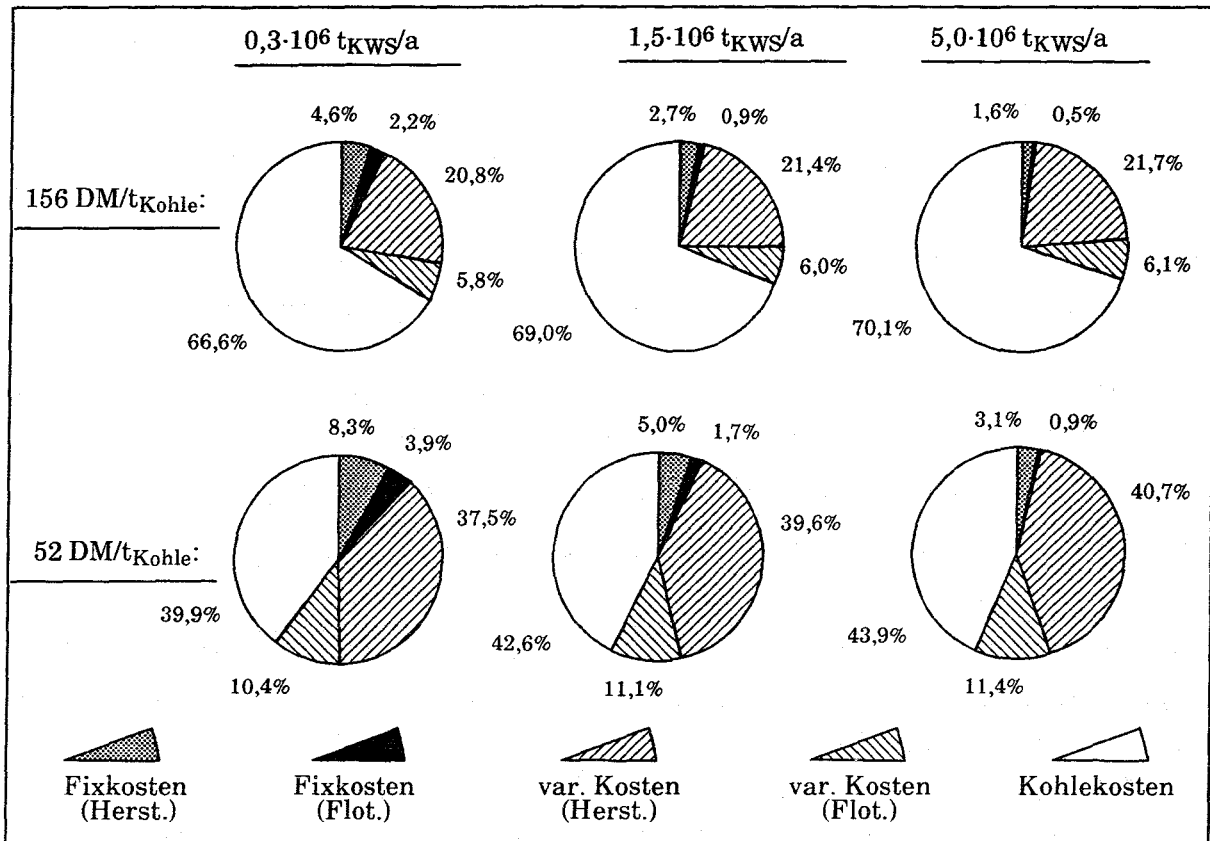


Abbildung 4-7: Prozentuale Zusammensetzung der KWS₂-Kosten (Angaben beziehen sich auf die oberen Werte der Kostenspannen)

Zusammenfassend gilt, daß sowohl die fixen Kostenanteile als auch vor allem die variablen Kosten (ohne Kohlekosten) der Herstellung immer höher sind als diese Kosten der Flotation. Aufgrund dieser Kostenzusammensetzung läßt sich die Frage herleiten, inwieweit eine Suspensionsherstellung mit integrierter Aufbereitung von Ballastkohle zu einer Suspensionskostensenkung führen kann. Im Rahmen dieser systemanalytischen Untersuchung wird dieser Fragestellung erstmals nachgegangen (s. Kap. 4.5).

4.3 KWS-Kuppelproduktion mit alternativer Kohlenaufbereitung

Wie in Kapitel 4.2 wird auch bei diesem Verfahren eine Kohle mit $A = 30$ Gew.-% eingesetzt, so daß aufgrund der hohen anorganischen Mineralstoffanteile eine Aufbereitung der Kohle unumgänglich ist, um eine fließ- und pumpfähige KWS herzustellen. Gegenüber dem KWS₂-Herstellungsverfahren hat das für diese Untersuchung entwickelte Verfahren drei bedeutende Unterschiede:

- 1) Anstelle der allgemein üblichen Rührwerksflotation wird hier die pneumatische Flotation zur Feinstkornaufbereitung eingesetzt.
- 2) Es werden zwei Kuppelprodukte hergestellt (KWS₃, KWS₄).
- 3) Eines der zwei Produkte wird zusätzlich zerkleinert, im folgenden "Mikronisierung" genannt.

Im anschließenden Kapitel 4.3.1 wird das spezielle Verfahren zur Herstellung zweier verschiedener Suspensionen analysiert, wobei einige Verfahrensabläufe mit den Abläufen aus Kapitel 4.2 übereinstimmen. Dieses Verfahren wird bei der Kostenbetrachtung in Kapitel 4.3.3 in die drei Verfahrensschritte, KWS-Herstellung, Flotation-1 sowie Flotation-2, unterteilt. Erst durch diese Verfahrensgliederung ist die Berechnung der Produktkosten bei dieser Kuppelproduktion möglich.

4.3.1 Verfahrenstechnik

Bei diesem Verfahren wird zum einen eine Suspension mit einem Feststoffgehalt von 70 Gew.-% hergestellt und zum anderen eine Suspension mit einem Feststoffanteil von ca. 50 Gew.-%. Da die Partikel dieser zweiten Suspension extrem fein aufgemahlen werden ($90 \% \leq 15 \mu\text{m}$), ist eine höhere Feststoffkonzentration als 50 Gew.-% nicht möglich (vgl. Kap. 3.2.2). Aufgrund der besonderen Einsatzmöglichkeit der zweiten Suspension in Motoren oder Turbinen wird diese KWS ein zweites Mal flотиert und ist dadurch vergleichsweise aschearm ($A < 2 \%$).

Wie aus dem Grundfließbild in Abbildung 4-8 zu erkennen ist, sind zwei verschiedene Einsatzmöglichkeiten mit den Abgängen der zweiten pneumatischen Flotation möglich. Je nach Verfahrensführung der beiden Flotationen kann man die Abgänge entweder in den Produktstrom von KWS₃ zumischen, oder sie werden dem Abfallstrom aus der ersten Flotation zugeführt.

Da die Jahresproduktionen der drei verschiedenen Anlagengrößen sich auf die Summen aus KWS₃- und KWS₄-Herstellung beziehen, diese Suspensionen aber unterschiedliche Feststoffkonzentrationen besitzen, weichen die hier benötigten Rohkohlemengen von denen aus Kapitel 4.2 ab. In Tabelle 4-13 sind je nach Anlagengröße die spezifischen Mengenangaben aufgeführt, die bei diesem Verfahren anfallen.

Tabelle 4-13: Spezifische Mengenangaben für die KWS₃/KWS₄-Herstellung

Kapazität [tkWS/a]	Feststoff [t _(wf) /h]	Rohkohle [tRK/h]	Suspension [tkWS ₃ /h]	Suspension [tkWS ₄ /h]
0,3 · 10 ⁶	35,2	39,12	25,3	12,2
1,5 · 10 ⁶	176,2	195,6	126,4	61,1
5,0 · 10 ⁶	587,4	652,0	421,5	203,5

Zur Zusammenstellung der Verfahrensparameter für die pneumatische Flotation und deren Betriebsbedingungen wurde auf Angaben von Bahr (1987), Fa. EKOF (1989) und Immhof (1988) zurückgegriffen.

Sowohl das Aufschließen der Kohle durch die *Vorzerkleinerung* und die *Kugelmühle* mit nachgeschaltetem *Sieb* als auch die *Bergeentwässerung* im *Eindicker* und in der *Kammerfilterpresse* verläuft wie bei der Herstellung von KWS₂. Die Konzentrate der beiden Flotationen werden in *Vakuumfiltern* auf eine Restfeuchte von 25 Gew.-% Wasser gefiltert. Bei den *Dosierbandwaagen*, den *Meßgeräten* für die Proben, den *Mixern* und der *Lagerung* besteht keinerlei Unterschied zu dem Verfahren aus Kapitel 4.2.

Da dieses Verfahren einen geschlossenen Washwasserkreislauf enthält, erfolgt die Zufuhr von *Frischwasser* in Abhängigkeit von den abgeführten Wassermengen durch die KWS-Produkte und die Reststoffe. Das *Zumischen* von *Flockungsmitteln*, *Sammlern*, *Schäumern* und den suspensionsspezifischen *Additiven* erfolgt, wie bei dem vorhergehenden Verfahren, über *Dosiereinrichtungen*.

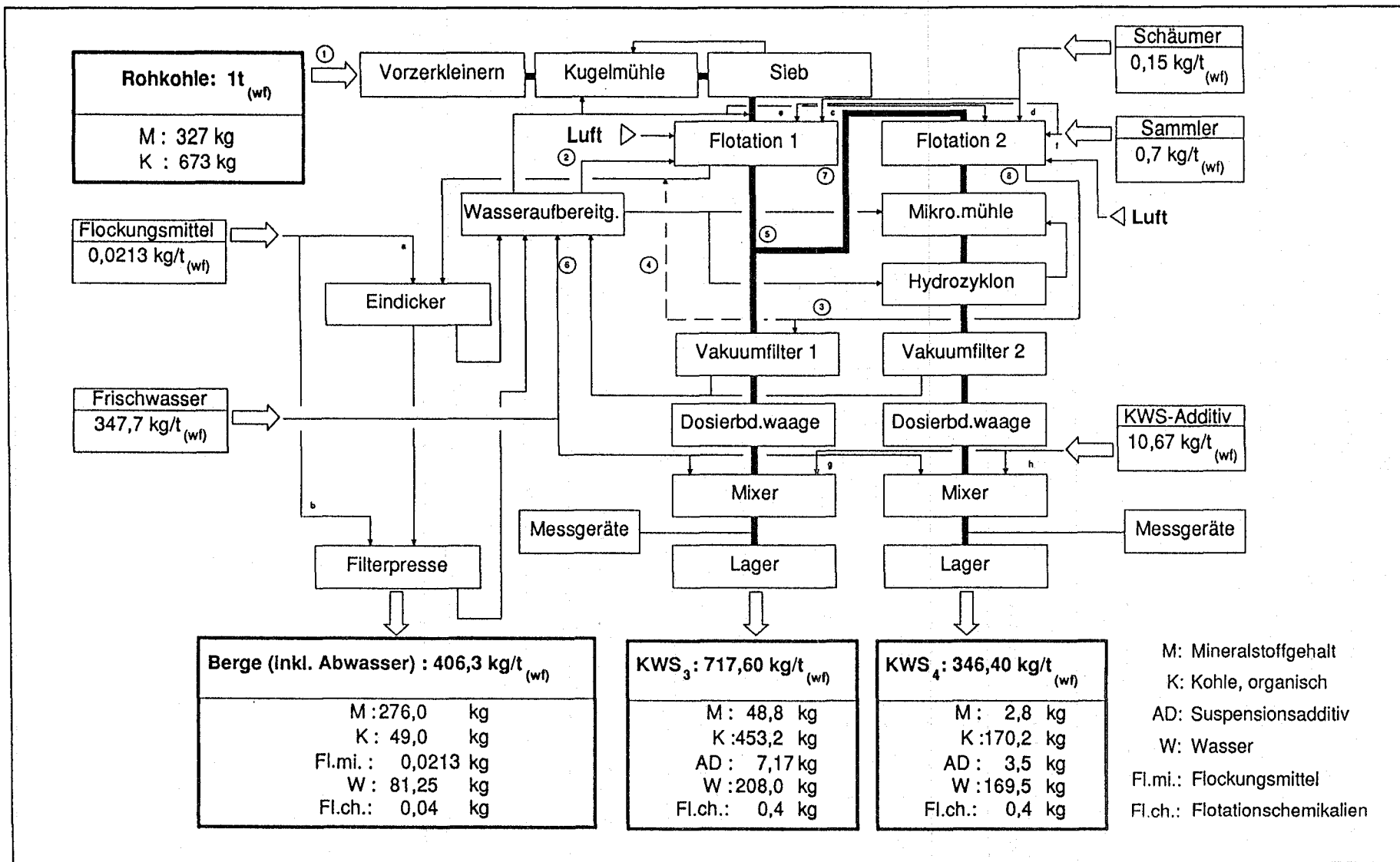


Abbildung 4-8: Verfahrensablauf der KWS₃- und KWS₄-Herstellung

Erläuterungen zu Abbildung 4-8

- ① Die Rohkohle wird mit einer Feuchte von 10 % angeliefert.
 - ② Die Feststoffe der Waschwasseraufbereitung werden wieder in die erste pneumatische Flotation aufgegeben.
 - ③ Option I: In den Abgängen der zweiten pneumatischen Flotation sind geringe Berge-, aber hohe Kohlenstoffanteile vorhanden, so daß eine Zumischung zum Produktstrom von KWS_3 möglich ist.
(In dem vorliegenden Fall gilt Option I.)
 - ④ Option II: Die Abgänge der zweiten pneumatischen Flotation haben einen so hohen Bergeanteil, daß die Zumischung zum Produktstrom von KWS_3 zu einem zu hohen Ballastanteil führt. Deswegen werden die Abgänge der zweiten Flotation den Abgängen der ersten zugemischt.
 - ⑤ Aufteilung des Konzentrats der ersten Flotation in ein Verhältnis von ca. 2:1.
 - ⑥ Dieses Verfahren arbeitet mit einem geschlossenen Waschwasserkreislauf. Trotzdem treten Verluste, bedingt durch das Wasser in den KWS-Produkten und in den Reststoffen, aber auch durch Verdunstungen u.ä. auf. Die Verluste werden durch Frischwasser ausgeglichen.
 - ⑦ Anreicherungsgrad der Flotationsanlage-1: $\eta_{\text{Flot-1}} = 77,7$
 - ⑧ Anreicherungsgrad der Flotationsanlage-2: $\eta_{\text{Flot-2}} = 52,4$
- | | | | |
|-----------|----------------------|---------|----------------------|
| a: 0,02 | kg/t _(wf) | e: 0,5 | kg/t _(wf) |
| b: 0,0013 | kg/t _(wf) | f: 0,2 | kg/t _(wf) |
| c: 0,1 | kg/t _(wf) | g: 7,17 | kg/t _(wf) |
| d: 0,05 | kg/t _(wf) | h: 3,5 | kg/t _(wf) |

Pneumatische Flotation

Die herkömmliche Rührwerksflotation läßt sich in drei Schritte gliedern:

- 1) Anmischen der Trübe.
- 2) Belüftung und Beladung der Luftblasen mit dem Feststoff.
- 3) Trennung der Feststoff-Luftblasen-Aggregate im Schaum von der Trübe.

Um die Flotationseffektivität zu erhöhen, werden bei der pneumatischen Flotation die beiden wichtigsten Schritte 2) und 3) räumlich getrennt. Die Vorteile dieser Trennung sind nach Bahr (1989):

- Eine intensive Begasung der Trübe mit feinsten Luftblasen und
- ein ungestörter, turbulenzfreier Aufstieg der Aggregate, bestehend aus Feststoff und Luftblasen, ohne mechanische Beanspruchung von Anlageteilen.

Weitere Verfahrensvorteile der pneumatischen Flotation gegenüber herkömmlichen Flotationsverfahren bestehen in:

- besserem Teillastverhalten,
- geringerem Energiebedarf,
- geringerem umbautem Raum.

Aufgrund dieser Vorteile und der guten Betriebsergebnisse im Bereich der Feinstkornflotation, läßt sich diese Technologie effektiv in das KWS-Herstellungsverfahren integrieren.

Auch bei dieser Flotationsvariante hat sich der Einsatz von Flotationschemikalien, insbesondere von Tensiden, als vorteilhaft erwiesen. Die Menge an Flotationsmitteln unterscheidet sich nicht gegenüber der Rührwerksflotation.

Bei der pneumatischen Flotation feinstkörniger Feststoffe mit einer Partikelgrößenverteilung von ca. 66 % < 45 µm soll die Feststoffkonzentration in der Trübe nicht über 65 g/l liegen (Bahr, 1989). Da die hier betrachteten Suspensionen diese Partikelgrößenverteilung aufweisen (s. Abb. 3-4), wird bei der ersten pneumatischen Flotation die Trübe mit einem Feststoffgehalt von 60 g/l aufgegeben. Weitere Verfahrensparameter sind bei dieser Flotation:

- Mengenausbringen Konzentrat: 67,5 %
- Mengenausbringen Berge: 32,5 %

- Mineralstoffausbringen in die Berge: 85,0 %
- Luft/Trübe-Verhältnis: 1,2 : 1

Nach der ersten Flotation teilt sich der Konzentratstrom. Es werden 30 Gew.-% des Feststoffes zur weiteren Aufbereitung der zweiten Flotation zugeführt. Die verbleibenden 70 Gew.-% gelangen zum Vakuumfilter und zur KWS₃-Konditionierung. Ausserdem werden diesem größeren Konzentratstrom noch die Bergeabgänge der zweiten Flotationsstufe zugemischt. Die Aufgabe für die zweite pneumatische Flotation ist ein Teil des Konzentrats der ersten Flotation. Da sich die Partikelgrößenverteilung nicht geändert hat, wird auch hier die Trübe mit 60 g/l Feststoff beladen. Dazu muß das Konzentrat der ersten Flotation von ca. 190 g/l Feststoffanteil auf 60 g/l mit Wasser verdünnt werden. Eine Reduzierung des Luftangebots führt zu reinerem Konzentrat, weil bei geringerem Luftangebot weniger Verwachsenes mit in das Konzentrat gelangt. Allerdings verursacht diese Prozeßführung eine Verunreinigung der Abgänge in Form von unerwünschten Kohleverlusten. In diesem Kuppelproduktionsverfahren besteht mit der Option I die Möglichkeit, diesen verlorenen Kohlenstoff aus den Abgängen der zweiten Flotation dem KWS₃-Produktstrom wieder zuzuführen¹. Somit treten trotz schlechter Selektivität der zweiten Flotation keine Kohleverluste durch die Erzeugung eines extrem mineralstoffarmen KWS₄-Produktes auf. Für die zweite pneumatische Flotation gelten die folgenden Verfahrensparameter:

- Mengenausbringen Konzentrat: 85,4 %
- Mengenausbringen Berge: 14,6 %
- Mineralstoffausbringen in die Berge: 43,6 %
- Luft/Trübe-Verhältnis: 0,8 : 1

In der Tabelle 4-14 sind die Ergebnisse beider Flotationen zusammengefaßt. Es ist zu beachten, daß die Feststoffzusammensetzung des Konzentrats der ersten Flotation nicht identisch ist mit der Feststoffzusammensetzung von KWS₃.

1) Bei diesem Verfahren wird ein Wechsel von Option I auf Option II hauptsächlich durch die Verfahrensparameter, insbesondere die Trennschärfe der zweiten Flotation bestimmt (vgl. Erläuterungen zu Abb. 4-8). Wird eine gute Trennschärfe erreicht, so besteht der Abgangsstrom überwiegend aus Bergen. Mischt man diesen Abgangsstrom dem Produktstrom von KWS₃ zu, so resultiert hieraus ein höherer Ballastgehalt des KWS₃ Produktes. Deswegen wird bei Option II der zweite Abgangsstrom dem ersten zugemischt und zusammen werden sie für eine spätere Aufhaldung entwässert.

Tabelle 4-14: Ergebnisse der pneumatischen Flotationen

	Flotation-1	Flotation-2
Konzentrat	M: 51 kg/t _(wf) (= 7,6 %) K: 624 kg/t _(wf) (= 92,4 %)	M: 2,8 kg/t _(wf) (= 1,64 %) K: 170,2 kg/t _(wf) (= 98,36 %)
Abgang	M: 276 kg/t _(wf) (= 85 %) K: 49 kg/t _(wf) (= 15 %)	M: 12,9 kg/t _(wf) (= 43,6 %) K: 16,6 kg/t _(wf) (= 56,4 %)
$\eta_{\text{Flot}}^{1)}$	77,7	52,4

¹⁾ Berechnung des Anreicherungsgrades (η_{Flot}) siehe Anhang 5

M: Mineralstoffgehalt

K: Kohle (organisch)

Mikronisierungsmühle

Um den Konzentratstrom der zweiten pneumatischen Flotation auf die benötigte Partikelgröße ($90 \% \leq 15 \mu\text{m}$) aufzuschließen, wird, wie bei der ersten Aufmahlung, eine Kugelmühle eingesetzt. Abweichend von der ersten Mahlung in der Kugelmühle ist es erforderlich, eine Trübe mit mehr als 30 Gew.-% Wasser der Mühle aufzugeben. Der nötige Wassergehalt kann bis auf 70 Gew.-% ansteigen (Schubert, 1984).

Die Kugelmühlen, die zur Mikronisierung eingesetzt werden, sind als Vorlaufmühlen konstruiert, da sich diese Austragstechnik positiv auf die Produktfeinheit auswirkt. Die strukturellen Schwachstellen der Kohle (Brüche, Risse, Störungsebenen) nehmen ab, wenn die Kohle zuvor zerkleinert und zudem separiert wurde. Das Mahlen der Kohle wird dadurch zunehmend schwieriger. Dies und die größeren Mahltrommeldurchmesser¹ haben zur Folge, daß die zum Mikronisieren benötigte Energie wesentlich größer ist als beim normalen Mahlprozeß (Department of Energy, 1984). In dem hier betrachteten Fall ist für Steinkohle mit einem ursprünglichen HGI von 60 - 80 °H ein Energieaufwand von 100 - 120 kWh/t_{Feststoff} nötig. Ein Teil der zur Kohlenmikronisierung erforderlichen Energiemenge wird während des Zerkleinerungsprozesses in Wärme umgewandelt. Die Temperatur der Trübe in der Mühle kann dadurch bis zum Siedepunkt ansteigen. Durch Sen-

¹⁾ Die Mikronisierungsmühlen besitzen größere Trommeldurchmesser als die gewöhnlichen Kugelmühlen, da wegen der größeren Fallhöhe der Mahlkörper mehr Energie auf das Mahlgut einwirken kann. Dadurch erhöht sich die Produktfeinheit, aber auch der Energiebedarf der Mühle (Leonhard und Gwosdz, o.J.).

kung der Mühlendrehzahl oder durch Wasserzufuhr wird dieser unerwünschte Effekt reguliert.

Hydrozyklon

Die Mikronisierungsmühle ist regelbar, weil durch den Hydrozyklon eine Partikelgrößenkontrolle (mit Rückführung der Partikelübergrößen) erfolgt. Damit ein effektiver Betrieb des Hydrozyklons gewährleistet ist, muß die Reynoldszahl (Re) im Zyklon durch die Suspension eingehalten werden ($Re > 10^3$) (Schubert, 1984). Deswegen ist es je nach Suspensionsviskosität nötig, die Suspension zu verdünnen, um dadurch die kinematische Viskosität zu senken.

Energie

Dieses Verfahren ist eine Neuentwicklung auf Basis des Verfahrens aus Kapitel 4.1. Die Maschinen und Aggregate, mit denen die ursprünglichen Anlagenelemente (vgl. Tab. 4-2) ergänzt werden, sind in Tabelle 4-15 aufgeführt.

Tabelle 4-15: Zusätzliche Energieverbraucher der KWS₃- / KWS₄-Herstellungsanlage

- zwei pneumatische Flotationsanlagen
- Mikronisierungsmühle
- Hydrozyklon
- Vakuumfilter
- Mixer
- Eindicker
- Waschwasseraufbereitung
- Kammerfilterpresse
- Dosiereinrichtungen für Sammler, Schäumer und Flockungsmittel
- Bandförderer zum Abtransport der Deponieprodukte in Form von Filterkuchen

Die elektrische Energie, die zur reinen KWS-Herstellung (ohne die Kohlenaufbereitungsmaßnahmen) benötigt wird, beträgt auch bei diesem Verfahren für die kleinste Anlage 40 kWh/t_{KWS} und für die beiden größeren Anlagen 35 kWh/t_{KWS}.

Dies gilt unabhängig von der Feststoffkonzentration der Produkte. Nach Untersuchungen von Imhof (1988) beträgt der maximale Energieverbrauch einer pneumatischen Flotationsanlage (inkl. aller Nebeneinrichtungen) $0,4 \text{ kWh/m}^3 \text{Trübe}$. Beide Flotationen haben eine Feststoffkonzentration von 60 g/l in ihrer Aufgabe, so daß ihr Verbrauch an elektrischer Energie $6,67 \text{ kWh/t}_{\text{Feststoff (wf)}}$ beträgt. Für die Entwässerung in den Vakuumfiltern oder in der Kammerfilterpresse wird, inklusive aller Nebeneinrichtungen wie Pumpen und Bandförderer, ein Energieverbrauch von $4,5 \text{ kWh/t}_{\text{Feststoff(wf)}}$ angenommen.

Ein bedeutender Energieverbraucher bei diesem Verfahren ist die Mikronisierungsmühle. Für diese Zerkleinerung in der Mühle inklusive der Partikelkontrolle durch den Hydrozyklon entsteht ein Energiebedarf von $120 \text{ kWh/t}_{\text{Feststoff (wf)}}$ (Schneider, 1988). In Tabelle A-9 (Anhang 7) sind die Energieverbräuche je nach Anlagengröße und Suspensionsprodukt gesondert aufgeführt, um bei der Ermittlung der Produktkosten die Energiekosten zuordnen zu können.

Mit dem zuvor analysierten Verfahren lassen sich zwei verschiedene Suspensionen herstellen, deren Zusammensetzungen in Tabelle 4-16 und Tabelle 4-17 zusammengefaßt sind.

Tabelle 4-16: Zusammensetzung von KWS_3

[Gew.-%]		[kg/t KWS_3]	
K (organisch) :	63,2	C :	550,5
		H :	32,9
		O :	34,1
		S _{org} :	4,4
		N :	10,1
M :	6,8	M' :	65,0
		S _{anorg} :	3,0
W :	29,0		290,0
AD :	1,0		10,0
FLB (waf) :	30,0 %		
H _u KWS_3 :	20,93 MJ/kg		
ρ_{KWS_3} :	1,24 kg/m ³		

Legende siehe Tabelle 4-3

Tabelle 4-17: Zusammensetzung von KWS₄

[Gew.-%]		[kg/t _{KWS₄}]	
K (organisch) :	49,2	C :	428,5
		H :	25,6
		O :	26,6
		S _{org} :	3,4
		N :	7,9
M :	0,8	M' :	7,65
		S _{anorg} :	0,35
W :	49,0		490,0
AD :	1,0		10,0
FLB (waf) :	30,0 %		
Hu _{KWS₄} :	15,61 MJ/kg		
ρ _{KWS₄} :	1,19 kg/m ³		

Legende siehe Tabelle 4-3

4.3.2 Umweltbeeinflussung

Bei dem analysierten Verfahren in Kapitel 4.3.1 sind alle eingesetzten Stoffe in Art und Zusammensetzung qualitativ identisch mit den Stoffen aus Kapitel 4.2. Die Quantitäten der Stoffströme und der Energieverbrauch haben sich verfahrensbedingt geändert, darum werden nachfolgend die anfallenden Reststoffe und die Umweltbelastungen durch die Energiebereitstellung betrachtet.

Umweltbeeinflussung durch Reststoffanfall

In Tabelle 4-18 wird der Reststoffanfall des hier betrachteten Verfahrens aufgeführt. Durch eine Vermischung des Reststoffes mit gröberen Bergprodukten wird der relative Kohlenstoff so weit reduziert, daß eine Aufhaldung möglich ist (s. Kap. 4.2.2).

Tabelle 4-18: Reststoffanfall der KWS₃/KWS₄-Herstellung pro t_(wf) Kohle

Stoff	[kg]	[Gew.-%]
Kohle (organisch):	49,0	12,1
Mineralstoff:	276,0	67,9
Flockungsmittel:	0,0213	-
Flotationschemikalien:	0,04	-
Wasser:	81,25	20,0

Emissionen

Da in diesem Verfahren zur KWS₃-Herstellung weniger Energie benötigt wird als bei dem vorhergehenden Verfahren, senken sich auch die spezifischen Emissionen, die durch die Bereitstellung von elektrischer Energie verursacht werden. Für die KWS₄-Herstellung wird hingegen bedeutend mehr Energie benötigt. Die zugehörigen Emissionen sind in Tabelle 4-19 zusammengestellt¹.

Tabelle 4-19: Emissionen, die durch die KWS₃/KWS₄-Herstellung verursacht werden

Anlagenkapazität [t _{KWS/a}]	Energieverbrauch [kWh/t _{KWS}]	SO ₂ [g/t _{KWS}]	NO _x [g/t _{KWS}]	Staub [g/t _{KWS}]	CO [g/t _{KWS}]	HC [g/t _{KWS}]
0,3 · 10 ⁶	52,6 kWh/t _{KWS₃}	27,2	22,8	2,0	3,1	0,6
	110,1 kWh/t _{KWS₄}	56,9	47,6	4,3	6,4	1,4
1,5 · 10 ⁶ und 5,0 · 10 ⁶	47,4 kWh/t _{KWS₃}	24,5	20,5	1,8	2,8	0,6
	105,3 kWh/t _{KWS₄}	54,4	45,6	4,1	6,1	1,3

¹⁾ Bemerkungen zur Bilanzierung und zu den Bilanzierungsgrenzen siehe Tabelle 4-5.

4.3.3 Kostenbetrachtung

Für die Kostenbetrachtungen der verschiedenen KWS₃- und KWS₄-Herstellungsanlagen werden die Basisannahmen aus Kapitel 4.2 ohne Änderungen übernommen.

Bei der Kostenrechnung für diese Kuppelproduktion ist weder die Restwertmethode (Aufteilung in Haupt- und Nebenprodukt) unter Ausnutzung der Nettoerlöse des Nebenproduktes noch die Verteilungsmethode mit Anwendung von Schlüsselgrößen (Äquivalenzziffern), die sich an den Erlösüberschüssen der Kuppelprodukte ausrichten, anwendbar (Schierenbeck, 1989)¹. Darum wird in dieser Kostenrechnung die Anlage in drei Verfahrensbereiche aufgeteilt, um anschließend über die Kosten (K) die KWS-Kosten (K_{KWS3} , K_{KWS4}) zu ermitteln. Mit den KWS-Kosten ist es möglich, die Produktkosten (k_m , k_e) zu berechnen. Bei der Kostenaufteilung gilt die Beachtung von Verfahrensoption I, d.h., daß die Abgänge der zweiten Flotation in die KWS₃-Herstellung eingehen. Hierfür wurde jedoch keine Vergütung für KWS₄ angesetzt, da diese Flotationsabgänge immer als Reststoff anfallen, egal welche Option gewählt wird.

Die Fixkosten werden in Herstellung ($l=1$), Flotation-1 ($l=2$) und Flotation-2 ($l=3$) inklusive der Mikronisierung unterschieden. Die Anlageinvestitionen (I_{i1}), die Gebäudekosten (F_{i1}) und die Personalkosten (P_{i1}) sind in Anhang 7 aufgeführt. ($i = 1, \dots, 3$; $l = 1, \dots, 3$)

Da die Kosten (K_i) in drei Teilkostenbereiche aufgeteilt sind, nämlich die Herstellung ($K_{Herst.i}$), die erste Flotation ($K_{Flot.-1i}$) und die zweite Flotation mit der Mikronisierung ($K_{Flot.-2i}$), werden auch die zugehörigen Mengenangaben $m_{Herst.ij}$, $m_{Flot.-1ij}$ und $m_{Flot.-2ij}$ unterschieden. Die Herleitung dieser Mengenangaben erfolgt mit den Angaben aus Abbildung 4-8 und Tabelle 4-13.

¹) Während nach der ersten pneumatischen Flotation die Mengenströme für KWS₃ und KWS₄ eindeutig zu quantifizieren sind, sind die endgültigen Suspensionsprodukte von der eingesetzten Ballastkohle, den Flotationsparametern und damit von der gewählten Verfahrensoption abhängig. Dadurch erfolgt sowohl eine Verflechtung der Mengenströme als auch eine Abhängigkeit von Flotationsprozeßparametern der beiden Flotationen untereinander, so daß die üblichen Kostenrechnungen hier nicht zweifelsfrei angewandt werden können.

$$K_i = K_{\text{Herst.}i} + K_{\text{Flot.}-1i} + K_{\text{Flot.}-2i} \quad [\text{DM/h}]$$

$$K_{\text{Herst.}i} = [(I_{i1} \cdot a_I + F_{i1} \cdot a_F + I_{i1} \cdot a_R + P_{i1}) \cdot n^{-1} + \sum_{j=1}^3 m_{\text{Herst.}ij} \cdot p_j + u_i \cdot f_k] \text{ DM/h}$$

$$K_{\text{Flot.}-1i} = [(I_{i2} \cdot a_I + F_{i2} \cdot a_F + I_{i2} \cdot a_R + P_{i2}) \cdot n^{-1} + \sum_{j=3}^7 m_{\text{Flot.}-1ij} \cdot p_j] \text{ DM/h}$$

$$K_{\text{Flot.}-2i} = [(I_{i3} \cdot a_I + F_{i3} \cdot a_F + I_{i3} \cdot a_R + P_{i3}) \cdot n^{-1} + \sum_{j=3}^5 m_{\text{Flot.}-2ij} \cdot p_j] \text{ DM/h}$$

$$K_i = K_{\text{KWS}3i} + K_{\text{KWS}4i} \quad [\text{DM/h}]$$

$$\begin{aligned} K_{\text{KWS}3i} = & [(I_{i1} + I_{i2}) \cdot a_I + (F_{i1} + F_{i2}) \cdot a_F + (I_{i1} + I_{i2}) \cdot a_R + (P_{i1} + P_{i2})] \cdot n^{-1} \\ & + (g_{\text{Berge}_i} \cdot c) \cdot p_1 + \sum_{j=3}^7 (m_{\text{Herst.}ij} + m_{\text{Flot.}-1ij}) \cdot p_j + (u_i \cdot f_k)] \cdot 0,7 \\ & + (g_{\text{KWS}3i} \cdot c) \cdot p_1 + m_{\text{Herst.}i2} \cdot d \cdot p_2 \quad [\text{DM/h}] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_{\text{KWS}4i} = & [(I_{i1} + I_{i2}) \cdot 0,3 + I_{i3}) \cdot a_I + ((F_{i1} + F_{i2}) \cdot 0,3 + F_{i3}) \cdot a_F \\ & + (I_{i1} + I_{i2}) \cdot 0,3 + I_{i3}) \cdot a_R + (P_{i1} + P_{i2}) \cdot 0,3 + P_{i3}] \cdot n^{-1} \\ & + (g_{\text{Berge}_i} \cdot c \cdot 0,3) + (g_{\text{KWS}4i} \cdot c) \cdot p_1 + m_{\text{Herst.}i2} \cdot (1-d) \cdot p_2 \\ & + \sum_{j=3}^7 ((m_{\text{Herst.}ij} + m_{\text{Flot.}-1ij}) \cdot 0,3 + m_{\text{Flot.}-2ij}) \cdot p_j + (u_i \cdot f_k) \cdot 0,3 \quad [\text{DM/h}] \end{aligned}$$

$$i = 1, \dots, 3 ; k \in (1, \dots, 4) ; c = 0,774 ; d = 0,672$$

- g_{Berge_i} : Wassermenge in den Bergen [m^3/h]
- $g_{\text{KWS}_3_i}$: Wassermenge im KWS_3 -Produkt [m^3/h]
- $g_{\text{KWS}_4_i}$: Wassermenge im KWS_4 -Produkt [m^3/h]
- c : Korrekturfaktor, da durch die Rohkohle 10 % Wasser pro t_{RK} in das System gelangt.
- d : Faktor zur Aufteilung der Additivgesamtmenge auf die beiden KWS-Produkte.

Die Produktkosten berechnen sich wie folgt:

$$k_{m_i} = \frac{K_{\text{KWS}_z_i}}{b_i} [\text{DM}/t_{\text{KWS}_z}] ; \quad b_i : \text{KWS}_z - \text{Output pro Stunde } [t_{\text{KWS}}/\text{h}] \quad (\text{siehe Tab. 4-13})$$

$$k_{e_i} = \frac{k_{m_i}}{H_{u_{\text{KWS}_z}}} [\text{DM}/\text{GJ}]$$

$$i = 1, \dots, 3 ; \quad z \in (3,4)$$

Die Produktkosten von KWS_3 und KWS_4 sind für die drei verschiedenen Anlagengrößen in Abhängigkeit von den Rohkohlekosten in den Abbildungen 4-9 und 4-10 dargestellt. Beim Vergleich der Kosten der beiden Suspensionen ist zu beachten, daß bei KWS_3 pro Tonne Suspension eine größere Energiedichte vorliegt.

In den Abbildungen 4-11 und 4-12 sind, wie in Abbildung 4-7, die Kohlekosten ebenfalls von den variablen Kosten der Herstellung getrennt dargestellt. Hierdurch wird in den beiden Abbildungen die Bedeutung des Einsatzstoffes Kohle bei der Suspensionsherstellung in Abhängigkeit von den Kohlekosten hervorgehoben.

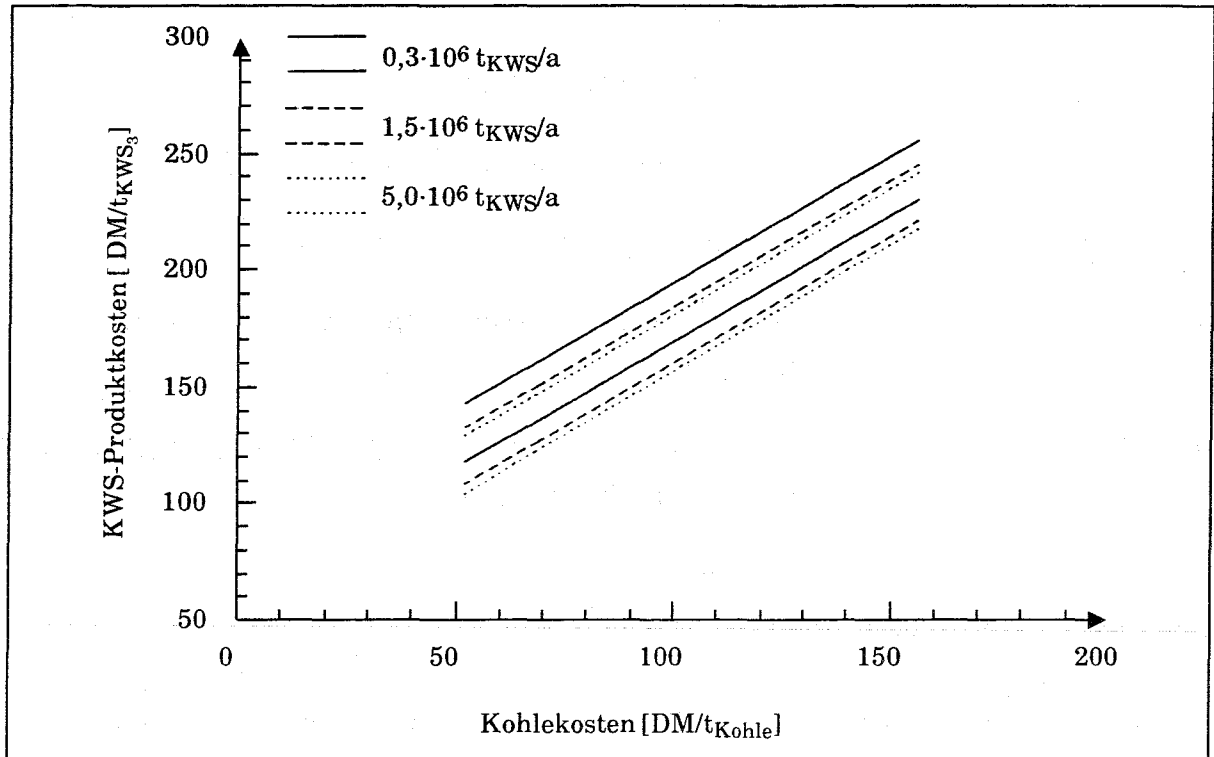


Abbildung 4-9: Mengenbezogene KWS₃-Kosten in Abhängigkeit von den Kohlekosten

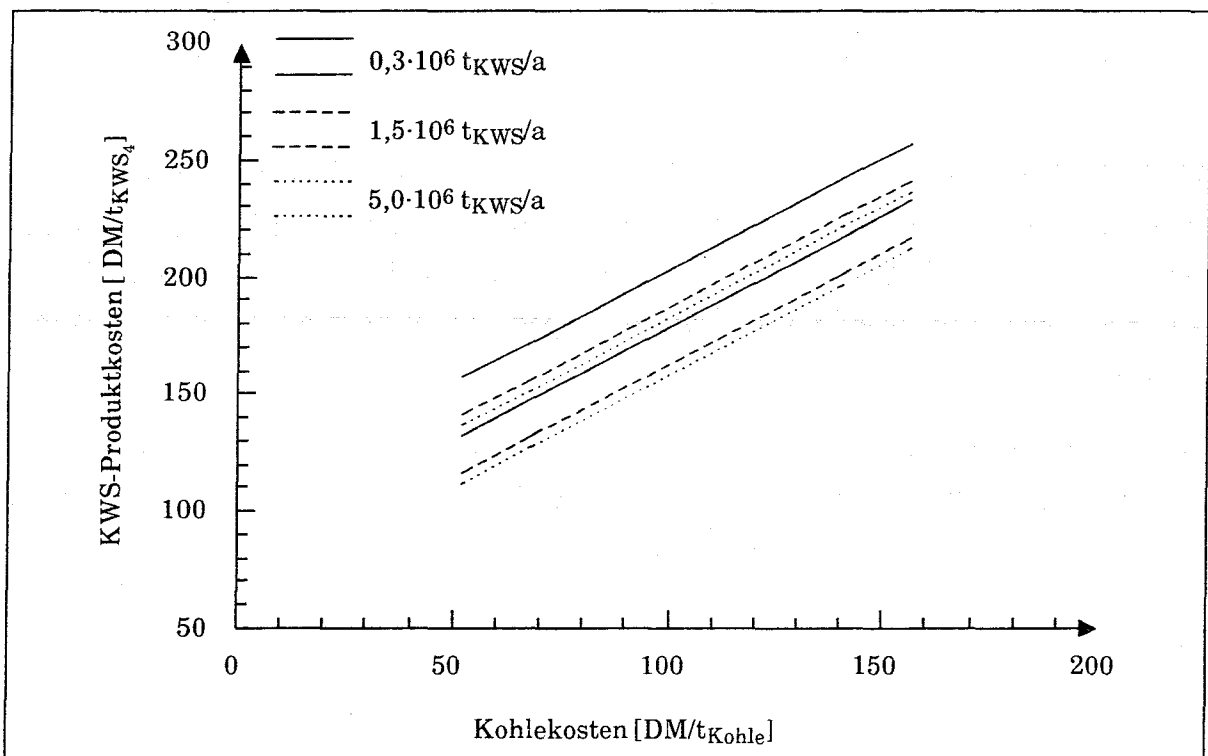


Abbildung 4-10: Mengenbezogene KWS₄-Kosten in Abhängigkeit von den Kohlekosten

Wie in Abbildung 4-11 dargestellt, stimmt die prozentuale Kostenzusammensetzung von KWS₃ mit der von KWS₂ überein (vgl. Abb. 4-7). Somit werden auch bei dieser Suspensionsherstellung (je nach Kohlekosten) zwischen 74,5 % und 90,7 % der Gesamtkosten durch die Kohle- und die Additivkosten verursacht.

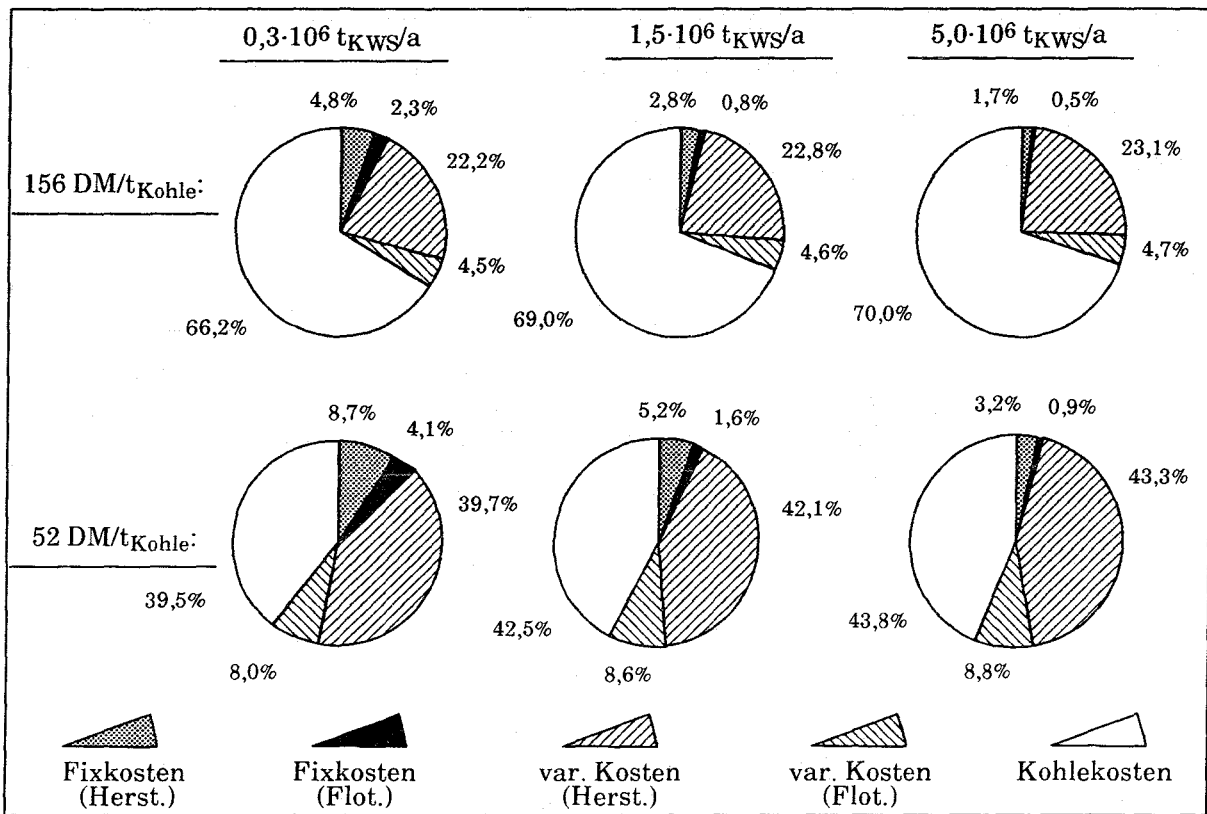


Abbildung 4-11: Prozentuale Zusammensetzung der KWS₃-Kosten (Angaben beziehen sich auf die oberen Werte der Kostenspannen)

In Abbildung 4-12 wird deutlich, daß bei KWS₄ sowohl die Fixkosten als auch die variablen Kosten (ohne Kohlekosten) ein stärkeres Gewicht bekommen als bei KWS₃. Dies begründet sich durch den geringeren Kohlefeststoffanteil pro Tonne KWS₄ und die aufwendigere Herstellung. Unter Flotation sind hierbei beide Aufbereitungsstufen zusammengefaßt, inklusive der Mikronisierung. Diese zusätzlichen Aufbereitungsmaßnahmen bewirken, daß diesmal die Fixkosten der Flotation die Fixkosten der KWS-Herstellung übersteigen. Wegen der stärkeren Gewichtung der Fixkosten werden durch die beiden variablen Kostenpunkte Additivkosten und Kohlekosten nur 64,1 % bis maximal 84,8 % der Gesamtkosten eingenommen. Die nachlassende Dominanz der Kohle- und Additivkosten von KWS₁ bis KWS₄ begründet sich durch die Verlagerung der Kohlenaufbereitung von der

Kohlenwäsche auf der Zeche in die KWS-Herstellung. Während bei KWS₁ mit der Vollwertkohle die Kohlenaufbereitung bereits vergütet wird, nimmt bei den restlichen KWS-Produkten der Anlagenaufwand für die Aufbereitungsanlage zu, wogegen der Einsatzstoff Ballastkohle billiger ist als die Vollwertkohle. Die Zunahme der Einrichtungen zur Kohlenaufbereitung macht sich in einer wachsenden Größendegression bemerkbar. Während bei KWS₂ und KWS₃ die Größendegression eine Kostensenkung von ca. 2,7 % bei maximalen Kohlekosten bis 7,0 % bei minimalen Kohlekosten bewirkt, steigt bei KWS₄ die Kostensenkung auf 7,9 % bei maximalen Kohlekosten und 18,1 % bei minimalen Kohlekosten, zwischen der kleinsten und größten Anlage.

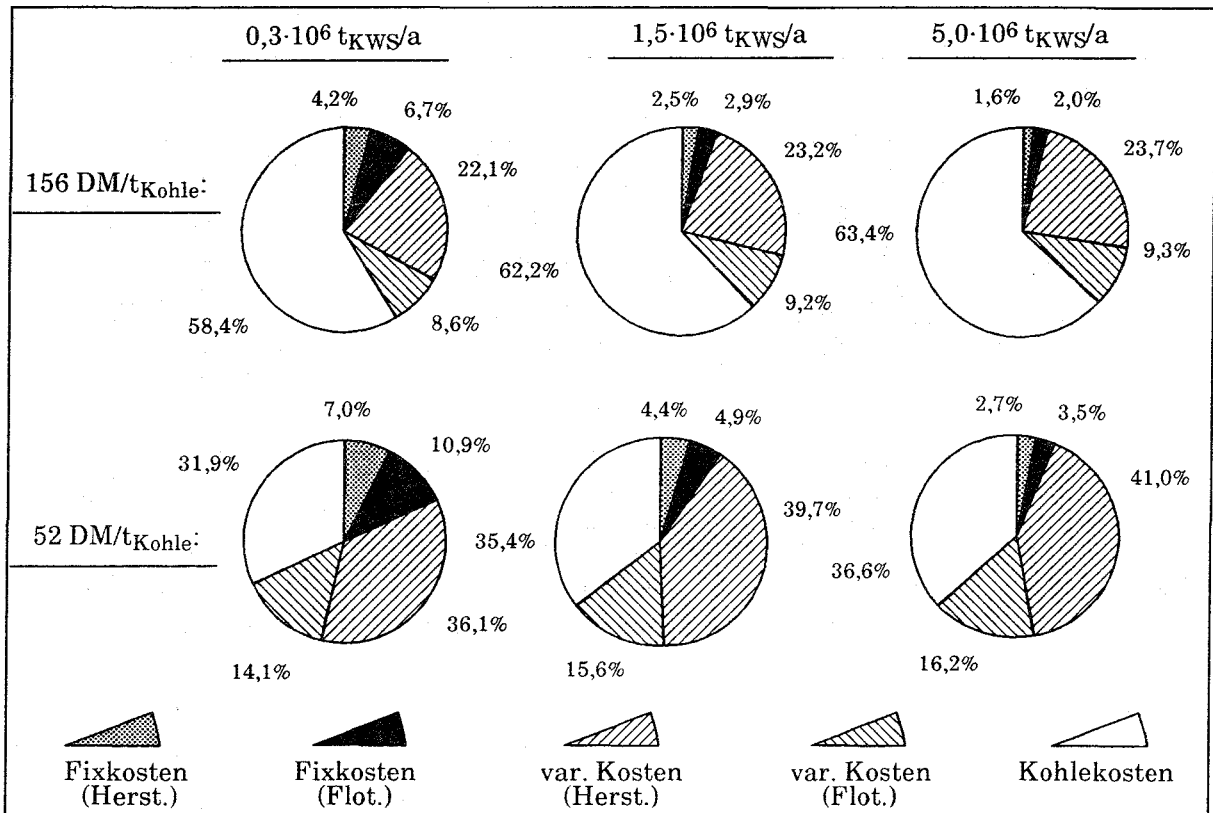


Abbildung 4-12: Prozentuale Zusammensetzung der KWS₄-Kosten (Angaben beziehen sich auf die oberen Werte der Kostenspannen)

4.4 Mikrobielle Kohlenaufbereitung

Während in den bisherigen Kapiteln mechanische Kohlenaufbereitungsverfahren betrachtet wurden, wird in diesem Abschnitt die KWS-Herstellung in Zusammenhang mit einem biotechnischen Verfahren zur Pyritschwefelabtrennung untersucht. Die mikrobielle Schwefelbeseitigung hängt stark von Art und Zusammensetzung der aufzubereitenden Kohle ab. Dazu gehört auch die Verteilung der Pyritkristalle innerhalb der Kohle. Die großen Pyritkristalle (epigenetischer Pyrit) treten in Klüften oder Rissen innerhalb der Kohle auf und sind mit einer Flotation unproblematisch abzutrennen. Sehr kleine oder durch Verwachsungen eingeschlossene Pyritvorkommen (meist syngenetisches Pyrit) werden mikrobiell in Reaktoren abgebaut. Die biologischen Vorgänge sind auf die Oberfläche der Kohlepartikel beschränkt, d.h., je feiner die Kohle aufgemahlen wird, desto größer wird die Gesamtoberfläche aller Partikel insgesamt, was sich positiv auf die Pyritschwefelbeseitigung auswirkt. Da der organische Schwefel direkt in die molekulare Struktur der Kohle (organisch) eingebunden ist, kann er vergleichsweise schlecht mikrobiell abgebaut werden (Klein et al., 1988).

Die Prozeßparameter innerhalb der Reaktoren müssen bei der mikrobiellen Aufbereitung speziell auf die Einsatzkohlen abgestimmt sein. Aufgrund der Sedimentationsgefahr werden Rührwerke oder Belüftungsapparate zur Lufteintragung und Suspensionsverwirbelung in den Reaktoren eingesetzt. Arbeitet man zudem mit einem "thermophilen Prozeß" (s. Kap. 4.4.1), steigt der Energiebedarf um die externe Wärmezufuhr zu den Reaktoren. Die zuvor aufgeführten Verfahrensbedingungen haben mit dazu beigetragen, daß bisher eine Anlage zur mikrobiellen Kohlenaufbereitung in Deutschland noch nicht installiert wurde.

4.4.1 Verfahrenstechnik

Da die mikrobielle Kohlenaufbereitung in einer Kohle-Wasser-Suspension stattfindet, wobei die Kohle bis auf Feinstkorngröße aufgemahlen ist, bietet sich eine Integration dieses Verfahrens in die Verfahren aus Kapitel 4.2 bzw. 4.3 an. Hierbei wird der epigenetische Schwefel in der Flotation abgetrennt und anschließend wird der syngenetische Schwefel mikrobiell abgebaut. Die Bakterien lagern sich dabei an freie Pyritoberflächen an und katalysieren somit die direkte Oxydation. In den Poren dagegen, die nicht zugänglich sind, findet eine rein

chemische Pyritoxidation statt. Es existieren zwei Gruppen von Mikroorganismen zur Pyritbeseitigung. Die eine Gruppe eignet sich bei Temperaturen zwischen 25 - 40 °C, d.h. bei "mesophilen Prozessen", während die andere Organismengruppe bei Temperaturen von 65 - 80 °C, sogenannten "thermophilen Prozessen", eingesetzt wird (Karlsson et al., 1988). Das hier betrachtete Verfahren ist ein thermophiler Prozeß zur Pyritbeseitigung. Bei dem eingesetzten Mikroorganismus handelt es sich um *Sulfolobus acidocaldarius*.

Da die Mikroorganismen viel Wasser benötigen, wird die Suspension nach der Flotation nicht entwässert. Gegenüber den bisherigen Prozessen ist bei diesem Verfahren eine aufwendige Wasseraufbereitung nötig (s. Abb. 4-13). Als Reststoff fällt bei dieser Aufbereitung Gips ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) an, der unter Umständen noch weiterverwendet werden kann.

Kugelmühle

In der Kugelmühle wird die Kohle in einem Naßmahlprozeß so weit aufgemahlen, daß der syngenetische Pyrit möglichst weitgehend freigesetzt wird. Da eine pneumatische Flotation sehr gute Trenneigenschaften im Feinstkornbereich besitzt, kann bei einer Kombination von pneumatischer Flotation und mikrobieller Entschwefelung auf die Kugelmühle verzichtet werden, wenn bereits vor der pneumatischen Flotation die Kohle ausreichend weit aufgeschlossen wird. Vor einer normalen Rührwerksflotation kann dagegen eine extreme Zerkleinerung der Kohle zur Verschlechterung der Flotationsselektivität führen (vgl. Kap. 4.2.1).

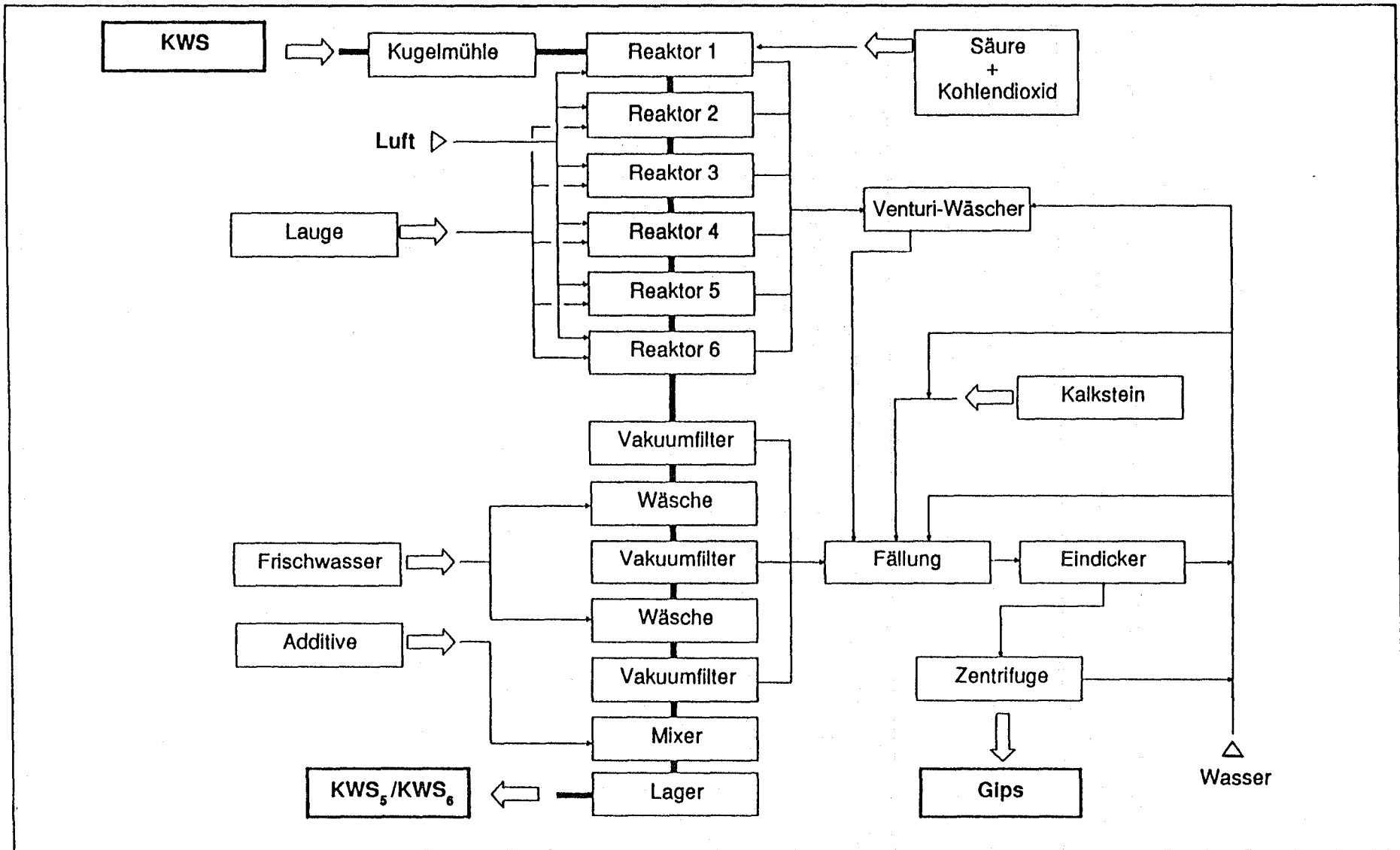


Abbildung 4-13: Verfahrensablauf der KWS₅- und KWS₆-Herstellung

Reaktoren

Die zerkleinerte Kohle wird als Suspension mit einer geeigneten Feststoffkonzentration von 20 - 25 Gew.-% dem ersten Reaktor zugegeben. Um den Prozeß der mikrobiellen Entschwefelung mit *Sulfolobus* einzuleiten, wird der erste Reaktor mit *Säure* angeimpft, um dadurch den pH-Wert der Suspension auf 1,5 zu reduzieren. Als Nährstoff für die Mikroorganismen wird *Kohlendioxid* dem Reaktor zugegeben. In den weiteren Reaktoren wird *Lauge*, bestehend aus Ammoniak und Phosphorsäure, beigegeben, um den jeweiligen pH-Wert, der für den Prozeß nötig ist, zu stabilisieren. Damit die Mikroorganismen bei diesem thermophilen Prozeß den anorganischen Schwefel abbauen, muß in den Reaktoren eine Temperatur von 70 °C herrschen (Bisèrt et al., 1987).

Der Pyritschwefel oxidiert unter aeroben Bedingungen und bildet gelöste Sulfate. Aus diesem Grund und zur Sedimentationsvermeidung sind die Reaktoren als Blasensäulenreaktoren konstruiert. Durch diese Blasensäulen wird eine ausreichende Suspensionsdurchmischung und Versorgung mit Sauerstoff, der auf 70 °C aufgeheizt werden muß, gewährleistet. Die Anzahl der Reaktoren hängt vom Pyritschwefelgehalt und dem angestrebten Entschwefelungsgrad ab (Karlsson et al., 1988). Je mehr Reaktoren als Kaskaden hintereinander angeordnet sind, desto länger ist die Verweildauer der Kohle und desto mehr Schwefel kann entfernt werden.

Vakuumfilter, Wasseraufbereitung und Mixer

Nach der mikrobiellen Entschwefelung wird die Kohle in einem *Vakuumfilter* entwässert und anschließend in einer ersten *Waschstufe* durch Frischwasserbesprühung gereinigt. Dieser Vorgang wiederholt sich, bevor die Suspension auf ihren endgültigen KWS-spezifischen Wassergehalt (ca. 30 Gew.-% Wasser) gefiltert wird. Anschließend gelangt die Kohle-Wasser-Mischung in einen *Mixer*, wo durch Zugabe von *Additiven* die endgültige Konditionierung erfolgt.

Im *Venturi-Wäscher* wird die Schwefelsäure aus dem ausströmenden Dampf der Reaktoren ausgewaschen. Dieses Waschwasser wird, ebenso wie das mit Sulfaten beladene Waschwasser der beiden Waschstufen, in einen *Fällungstank* geleitet. Das Sulfat wird im Fällungstank unter Zugabe von *Kalkstein*, der mit Wasser angemischt wird, ausgefällt. Als Reststoff bildet sich bei der Sulfatfällung Gips ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Der Gips wird zum Entwässern zu einem *Eindicker* und an-

schließlich in eine *Zentrifuge* geleitet. Der als Reststoff anfallende Gips hat zuletzt einen Wasseranteil von 10 Gew.-%. Das im Eindicker und in der Zentrifuge abgetrennte Wasser wird in den KWS-Herstellungsprozeß zurückgeführt.

Energie

Die mikrobielle Entschwefelung durch ein thermophiles Verfahren benötigt im Vergleich zu herkömmlichen, mechanischen Kohlenaufbereitungsverfahren ein Vielfaches an Energie. Der größte Teil der Energie wird für den Betrieb der Reaktoren benötigt. Der Energieverbrauch wird verursacht durch:

- Blasensäulen zur Suspensionsdurchmischung,
- Erwärmung der Luft auf 70 °C, die durch die Blasensäulen in die Reaktoren eingetragen wird,
- Erwärmung der Suspension vor Eintritt in den ersten Reaktor auf 70 °C und
- Wärmeverluste, weil über die Reaktorwände Wärme an die Umgebung abgegeben wird (Bisèrt et al., 1987).

Beim Abbau des Pyritschwefels wird allerdings auch Wärme freigesetzt, so daß erst durch eine Bilanzierung der zugeführten, abgeführten und freigesetzten Energie der tatsächliche Reaktorenenergieverbrauch ermittelt werden kann. Der Energiebedarf für die Reaktoren als auch für die Waschstufen, die Filter und den Wassersäuberungsprozeß, ist bei Bisèrt et al. (1987) für vier verschiedene Entschwefelungsgrade berechnet worden.

Der Gesamtenergiebedarf zur KWS-Herstellung ist abhängig von dem Verfahren, das der mikrobiellen Entschwefelung zur Abtrennung des epigenetischen Pyrits vorausgeht. Es eignet sich sowohl das in Kapitel 4.2 beschriebene Verfahren als auch das Verfahren aus Kapitel 4.3, wenn man das Konzentrat der ersten pneumatischen Flotation als Aufgabe für die mikrobielle Entschwefelung wählt. Der Gesamtschwefelgehalt der Kohle nach der Rührwerksflotation in Kapitel 4.2 beträgt $S_{\text{ges}} = 1,01$ Gew.- % (wf) und nach der ersten pneumatischen Flotation in Kapitel 4.3 liegt er bei $S_{\text{ges}} = 1,06$ Gew.- % (wf). Aus diesem Grund wird der Entschwefelungsgrad von $S = 1,6$ % auf $S = 0,15$ % nach Bisèrt et al. (1987) für die weiteren Betrachtungen übernommen.

Die Suspension, die sich durch die Verfahrenskombination aus Kapitel 4.2 und Kapitel 4.4 ableitet, wird als KWS_5 bezeichnet und die Suspension, die mit den Verfahren aus Kapitel 4.3 und Kapitel 4.4 hergestellt wird, wird KWS_6 genannt.

Somit ergibt sich der Gesamtenergieverbrauch zur KWS₅- und KWS₆-Herstellung wie in Tabelle 4-20 aufgeführt.

Tabelle 4-20: Gesamtenergieverbrauch zur KWS₅- und KWS₆-Herstellung

KWS	Schwefelgehalt [%]		0,3 · 10 ⁶ t _{KWS} /a [kWh/t _{KWS}]	1,5 · 10 ⁶ t _{KWS} /a und 5,0 · 10 ⁶ t _{KWS} /a [kWh/t _{KWS}]
	vorher	nachher		
KWS ₅	1,6	0,15	1622,6	1627,6
KWS ₆	1,6	0,15	1600,0	1605,2

Bei der Zusammensetzung von KWS₅ und KWS₆ (s. Tab. 4-21 und Tab. 4-22) wird davon ausgegangen, daß der Pyritschwefel komplett abgebaut wird und der restliche Schwefel ausschließlich organischen Ursprungs ist. Die durch die Schwefelbeseitigung freiwerdenden Gewichtsanteile pro Tonne KWS werden durch die organischen Bestandteile der Kohle (abgesehen von dem bereits definierten Schwefelgehalt) eingenommen.

Tabelle 4-21: Zusammensetzung von KWS₅

[Gew.-%]		[kg/t _{KWS₅]}	
K (organisch) :	64,6	C :	565,5
		H :	33,8
		O :	35,1
		S _{org} :	1,05
		N :	10,4
A :	5,4	M' :	54,1
W :	29,0		290,0
AD :	1,0		10,0
FLB (waf) :	30,0 %		
H _{uKWS₅} :	21,5 MJ/kg		
ρ _{KWS₅} :	1,22 kg/m ³		

Legende siehe Tabelle 4-3

Tabelle 4-22: Zusammensetzung von KWS₆

[Gew.-%]		[kg/t _{KWS₆}]	
K (organisch) :	63,8	C :	558,3
		H :	33,3
		O :	34,6
		S _{org} :	1,05
		N :	10,3
A :	6,2	M' :	62,4
W :	29,0		290,0
AD :	1,0		10,0
FLB (waf) :	30,0 %		
Hu _{KWS₆} :	21,13 MJ/kg		
PKWS ₆ :	1,23 kg/m ³		

Legende siehe Tabelle 4-3

4.4.2 Umweltbeeinflussung

Wenn man von der Prozeßwärmeabgabe über die Reaktoren an die Atmosphäre absieht, bestehen die bedeutenden Umweltbelastungen der mikrobiellen Entschwefelung in den anfallenden Reststoffen und dem hohen Energieverbrauch.

Das Wasser aus der Eindickung und der Zentrifuge wird dem Herstellungsprozeß (z.B. zur Flotation oder zur Naßmahlung) wieder zugeführt.

Die Umweltbelastungen, die durch die Verfahren entstehen, die der mikrobiellen Entschwefelung vorausgehen, sind in den entsprechenden Kapiteln (4.2.2 bzw. 4.3.2) erläutert.

Umweltbeeinflussung durch Reststoffanfall

Die Reststoffe fallen nach der Waschwassersäuberung mittels Venturiwäscher, Fällung und Entwässerung als Gips mit 10 % Feuchte an. Nach Bisèrt et al. (1987) fällt für das in Kapitel 4.4.1 betrachtete Verfahren bei einer Schwefelreduzierung

von $S=1,6\%$ auf $S=0,15\%$ eine Gipsmenge von $0,043\text{ t Gips/t}_{\text{KWS}}$ an. Je nach Reinheit des Gipses ist eine Weiterverwendung (z.B. in der Bauindustrie) möglich. Ansonsten muß der Gips deponiert werden.

Emissionen

Durch den vergleichsweise hohen Energieverbrauch entstehen durch die Bereitstellung von elektrischem Strom für diese Verfahren auch höhere Emissionen als in den vorhergehenden Verfahren. In Tabelle 4-23 sind die spezifischen Emissionen in bezug auf den in Tabelle 4-20 beschriebenen Energieverbrauch dargestellt¹. Die Emissionen unterscheiden sich je nach Anlagengröße und Verfahrenskombination.

Tabelle 4-23: Emissionen, die durch die KWS_5 - und KWS_6 -Herstellung verursacht werden

Anlagenkapazität [$\text{t}_{\text{KWS/a}}$]		Energie- verbrauch [$\text{kWh/t}_{\text{KWS}}$]	SO_2 [g/t_{KWS}]	NO_x [g/t_{KWS}]	Staub [g/t_{KWS}]	CO [g/t_{KWS}]	HC [g/t_{KWS}]
$0,3 \cdot 10^6$	KWS_5	1622,6	838,2	702,1	62,8	94,3	20,0
	KWS_6	1600,0	826,6	692,3	61,9	93,0	19,7
$1,5 \cdot 10^6$ und $5,0 \cdot 10^6$	KWS_5	1627,6	840,8	704,3	63,0	94,6	20,0
	KWS_6	1605,2	829,2	694,6	62,1	93,3	19,7

4.4.3 Kostenbetrachtung

Nach Angaben von Klein et al. (1988) entstehen für eine Anlage mit einem Durchsatz von $200.000\text{ t}_{\text{Kohle/a}}$, wie sie in Kapitel 4.4.1 beschrieben wurde, die folgenden Kosten (ohne Mixer, Lagertank und Additivzugabe):

- Betriebskosten²: $79 - 110\text{ DM/t}_{\text{Kohle}}$

1) Bemerkungen zur Bilanzierung und zu den Bilanzierungsgrenzen siehe Tabelle 4-5.

2) Zusammensetzung: Energie-, Personal-, Kalkstein-, Additiv-, Lauge-, Säure- und Wasserkosten (ohne Mahlkosten, ohne Kohlekosten).

- Investition (spezifisch): 5 DM/t_{Kohle}

Da am Ende der jeweiligen Verfahrenskombinationen immer Kohle-Wasser-Suspensionen mit einem Feststoffgehalt von 70,0 Gew.-% konditioniert werden, berechnen sich die Produktkosten nach der mikrobiellen Kohlenaufbereitung zu $k_m = 58,8 - 80,5$ DM/t_{KWS}. Die Kostenspannen in Abbildung 4-14 ergeben sich aus der Summe der hier berechneten Kosten k_m und der Angaben zu k_m aus Kapitel 4.2 bzw. Kapitel 4.3.

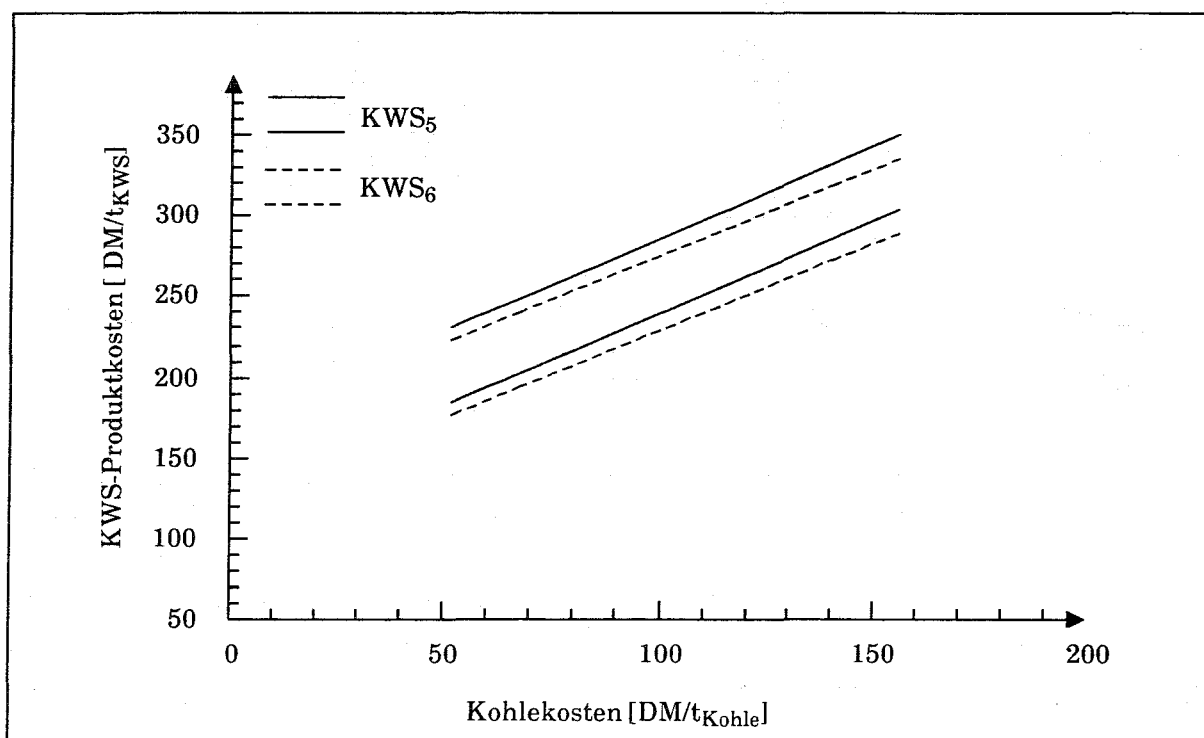


Abbildung 4-14: Mengenbezogene KWS₅- und KWS₆-Kosten in Abhängigkeit von den Kohlekosten (Anlagengröße: $0,3 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a)

In Abbildung 4-15 sind die Kohlekosten wiederum gesondert von den sonstigen variablen Kosten der Herstellung aufgeführt. Anteilsmäßig haben die Kohlekosten im Vergleich zu allen zuvor betrachteten Herstellungsverfahren an Bedeutung verloren, da durch die hohen variablen Kosten, die bei der mikrobiellen Entschwefelung anfallen, die gesamten variablen Kosten der Kohlenaufbereitung bei beiden betrachteten Verfahrenskombinationen auf ca. 26 - 40 % ansteigen. Ohne mikrobielle Entschwefelung liegen die variablen Kosten der Kohlenaufbereitung dagegen bei nur ca. 4,5 - 10,5 %.

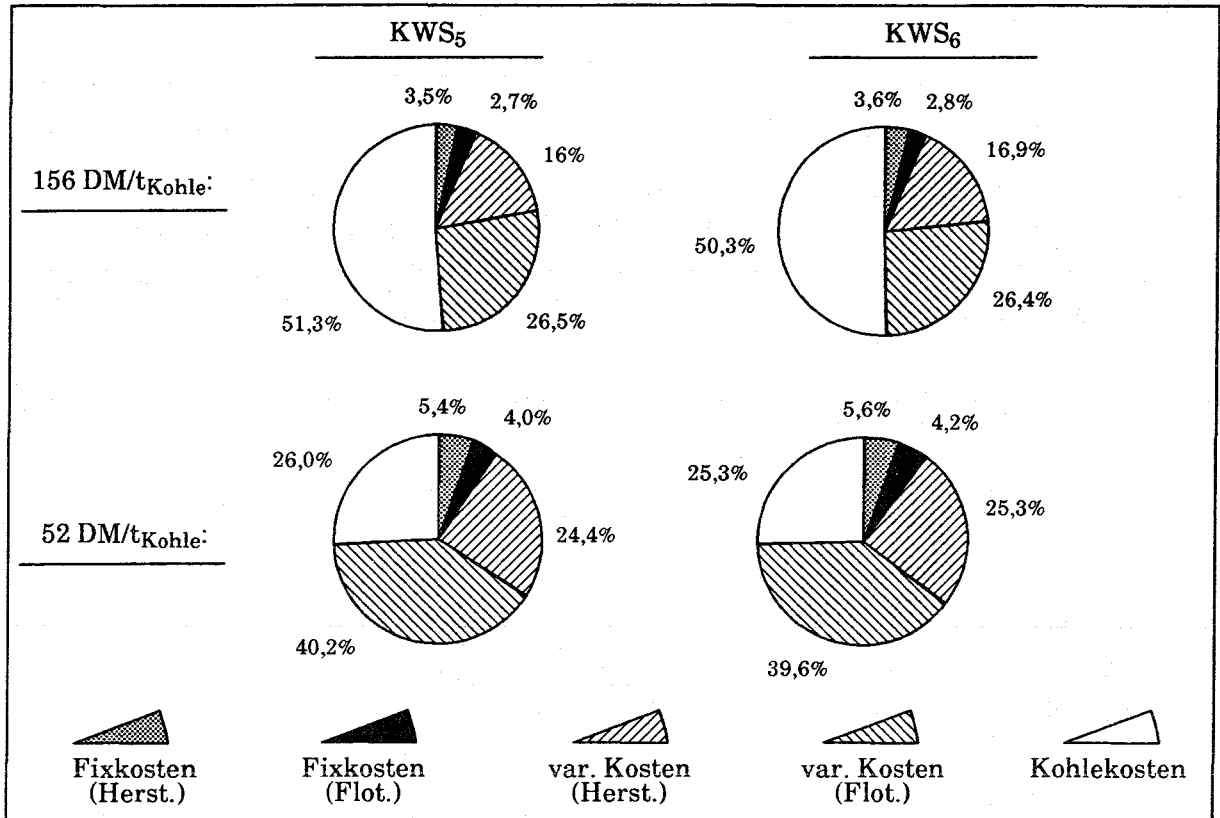


Abbildung 4-15: Prozentuale Zusammensetzung der KWS₅/KWS₆-Kosten (Angaben beziehen sich auf die oberen Werte der Kostenspannen)

Die fixen Kosten der mikrobiellen Entschwefelung wirken sich dagegen mit 1,0 - 1,6 % nur unwesentlich auf die Fixkosten der Aufbereitung aus. Für den thermophilen Prozeß gilt, daß die Aufwendungen für die Anlagen sich nur sehr gering in den Gesamtkosten niederschlagen. Hieraus folgt, daß die Erstellung einer Anlage zur mikrobiellen Kohlesäuberung nicht zwingend an einen großen Output gebunden ist (vgl. Klein et al., 1988).

4.5 Vergleich der KWS-Herstellungsverfahren untereinander sowie Gegenüberstellung mit stückiger Kohle

In diesem Kapitel werden alle oben diskutierten KWS-Herstellungsverfahren miteinander verglichen. Außerdem werden den KWS-Kosten die Kosten für deutsche Steinkohle gegenübergestellt. Nach dem ökonomischen Vergleich in Kapitel 4.5.1 erfolgt in Kapitel 4.5.2 anhand der aufgestellten Mengenbilanzen ein Vergleich der Schwefel- und Ascheabtrennung der Verfahren 4.2 bis 4.4.

4.5.1 Ökonomische Vergleiche

Die einzelnen Produktkosten der Suspensionen weisen Kostenspannen bis zu 20 % auf. Dies begründet sich durch die Kostenbandbreiten der verschiedenen Betriebsmittel und Hilfsstoffe. Um Verzerrungen zu vermeiden und aufgrund des Vorsichtsprinzips wird für die verschiedenen Suspensionen hier und in den folgenden Kapiteln immer mit den oberen Werten der Kostenspannen gerechnet.

Vergleich der verschiedenen KWS-Herstellungsverfahren

Bei diesem Vergleich werden die Kosten der Anlagen der mittleren Kapazität ($1,5 \cdot 10^6 \text{ t}_{\text{KWS}}/\text{a}$) miteinander verglichen. In der Abbildung 4-16 sind die Suspensionskosten pro Energieeinheit in Abhängigkeit der Kohlekosten aufgeführt. Bei der Betrachtung der Kurven in Abbildung 4-16 ist zu beachten, daß zur Herstellung von KWS_1 Vollwertkohle benutzt wird, während bei allen anderen Suspensionen die billigere Ballastkohle als Einsatzkohle verwendet wird. Demzufolge entsprechen die mit 1) bis 4) gekennzeichneten Punkte in der Kurve von KWS_1 den Preissituationen, die auf der Abszisse für die verbleibenden Suspensionen ebenfalls mit 1) bis 4) gekennzeichnet sind.

Beim Vergleich der einzelnen Kurven, unter Beachtung der Preissituationen, wird deutlich, daß das Verfahren zur Herstellung von KWS_3 immer am günstigsten ist. Die KWS_2 -Herstellung ist in allen Preisszenarien günstiger als die KWS_1 -Erzeugung. Die Herstellung der besonders mineralstoffarmen KWS_4 (inkl. der Mikronisierung) ist aufwendiger als die Herstellung von KWS_1 . Die beiden

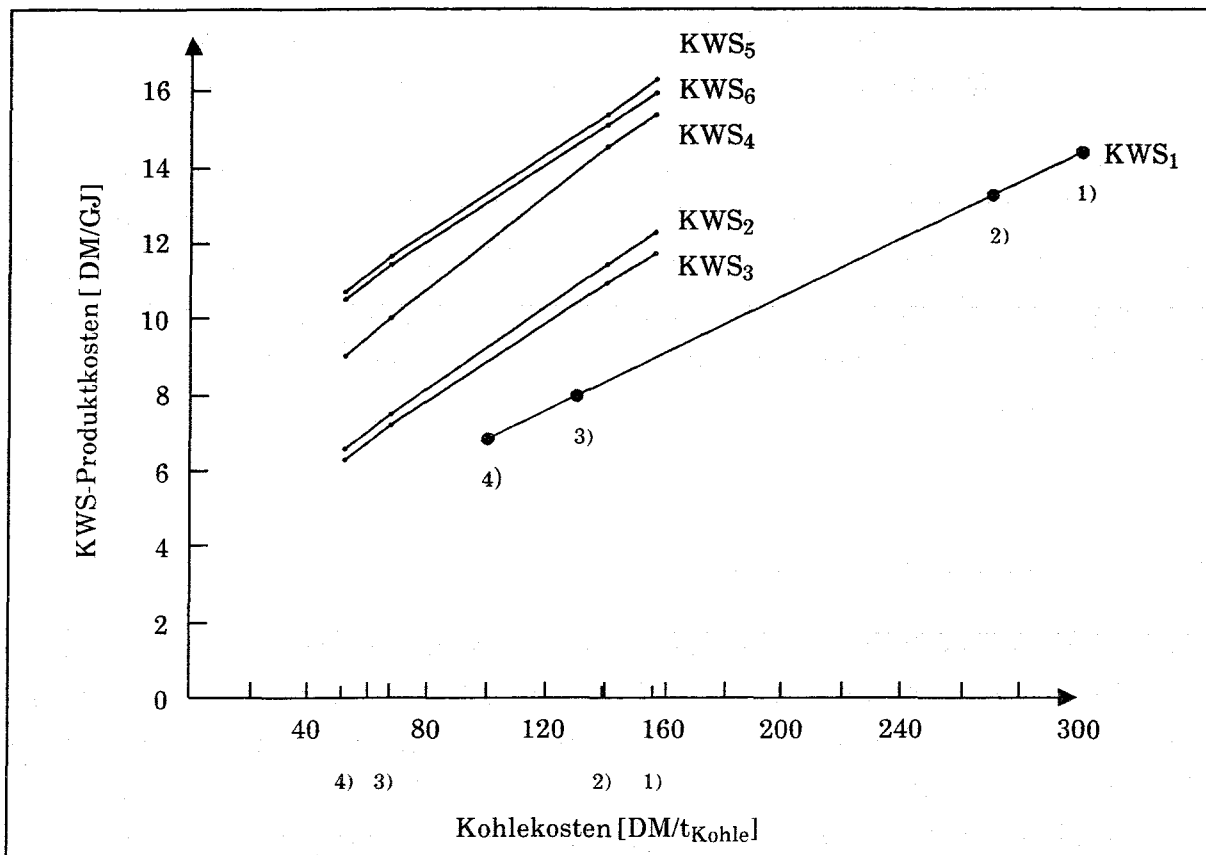


Abbildung 4-16: Energiebezogene Suspensionskosten in Abhängigkeit von den Kohlekosten (Anlagengröße: $1,5 \cdot 10^6 \text{ t}_{\text{KWS/a}}$)

Suspensionen KWS₅ und KWS₆, die durch die mikrobielle Entschwefelung aufbereitet werden, sind die teuersten Suspensionen pro Energieeinheit.

Vergleich der KWS-Kosten mit stückiger deutscher Steinkohle

Nachfolgend wird eine Kostenanalyse durchgeführt, in der erstmals ein detaillierter Kostenvergleich von verschiedenen Suspensionen mit stückiger deutscher Steinkohle erfolgt. In Tabelle 4-24 werden deswegen die Kohlekosten und die Kohleaufbereitungskosten getrennt aufgeführt. Die restlichen KWS-Herstellkosten werden ebenfalls gesondert betrachtet, wobei zwischen Additivkosten und sonstigen Herstellkosten unterschieden wird.

Als Basis des Kohlepreises wurde der aktuelle Preis für deutsche Steinkohle ausgewählt. Er beträgt 270 DM/t_{Kohle} (vgl. Kap. 4.1), bei einem Ballastgehalt von 21 Gew.-% (A = 11 %, W = 10 %). Die Ballastkohle mit einem Ballastgehalt von ca.

40 Gew.-% kostet 140 DM/t_{Kohle}¹. Um den Vergleich der aufgeschlüsselten Suspensionskosten mit den Kosten von herkömmlicher stückiger deutscher Steinkohle zu vereinfachen, sind alle Kostenangaben in Tabelle 4-24 auf eine Tonne Steinkohleeinheit (t_{SKE})² bezogen.

Tabelle 4-24: Vergleich der KWS-Kosten mit stückiger deutscher Steinkohle (Anlagengröße: $1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a)

Kosten aufteilung	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆	stückige Kohle [DM/t _{SKE}]
	[DM/t _{SKE}]	[DM/t _{SKE}]	[DM/t _{SKE}]	[DM/t _{SKE}]	[DM/t _{SKE}]	[DM/t _{SKE}]	
Kohlekosten ¹⁾	287,3 (10,5)	213,2 (7,8)	203,6 (7,6)	231,9 (11,5)	211,7 (7,7)	203,3 (7,5)	281,4
Aufbereitungskosten	-	28,9	18,1	29,0	133,8	131,1	-
Kohlekosten + Aufbereitungskosten ¹⁾	287,3 (10,5)	242,1 (7,8)	221,7 (7,6)	260,9 (11,5)	345,5 (7,7)	334,4 (7,5)	281,4
Additivkosten	68,5	65,9	67,1	87,5	65,4	66,9	-
sonstige Herstellkosten	15,9	16,9	17,2	19,7	24,6	25,5	-

¹⁾ die Angaben in Klammern stellen Mehrkosten durch Energieverluste (Wasserverdampfung) bei der Kohleverbrennung dar.

Wird eine KWS verbrannt, so treten Verluste durch Wasserverdampfung auf, was durch Kohle-Mehrkosten pro t_{SKE} berücksichtigt wird. Die Mehrkosten sind in Klammern in Tabelle 4-24 jeweils gesondert aufgeführt. Diese Darstellungsform ermöglicht es, je nach Art der Energieumwandlung einen Vergleich der Suspensionen und der stückigen Steinkohle durchzuführen. Bei der Heizwertberechnung wird unterstellt, daß die in den Rauchgasen u.a. in Form von Wasserdampf gebundene Enthalpie an die Umgebung als Wärme abgegeben wird und somit einen Energieverlust darstellt. Wird die in den Rauchgasen befindliche Wärme jedoch in einem Dampfheizkraftwerk weiter genutzt, so lassen sich die Energieverluste, je nach Wirkungsgrad der Einrichtungen zur Abwärmenutzung, reduzieren. Bei der Vergasung der Suspension nach dem "Texaco-Verfahren" ist das Wasser für

¹⁾ Der Preis der Ballastkohle, wie sie in den Kapitel 4.2 bis 4.4 verwandt wird, orientiert sich an dem Preis für deutsche Steinkohle als Vollwertkohle.

²⁾ 1 t_{SKE} = 29,31 GJ

den Vergasungsprozeß notwendig und stellt keinen Heizwertverlust dar (s. Kap. 6.4).

Vergleicht man die Summe aus Kohle- und Aufbereitungskosten von KWS₂ und KWS₃ mit den Kosten von stückiger deutscher Steinkohle, so sind die Suspensionen um ca. 40 bis 60 DM/t_{SKE} günstiger. Dies beruht einerseits auf den niedrigen Ballastkohlekosten pro Energieeinheit, andererseits auf der für die Suspensionsherstellung zielgerichteten und damit günstigen Kohlenaufbereitung.

Nimmt man an, daß im Falle der Texaco-Vergasung die KWS-Herstellkosten (abgesehen von den Additiven) annähernd gleich sind - egal, ob die Suspension in einer reinen Suspensionsherstellungsanlage, wie sie in Kapitel 4.2 oder Kapitel 4.3 beschrieben wurde, hergestellt wird oder erst direkt vor Ort der Vergasungsanlage - so können diese Kosten vernachlässigt werden. Für die Kosten von KWS₂ und KWS₃ fallen allerdings noch Additivkosten an, wie in der Tabelle 4-24 Zeile vier aufgeführt ist. Unter Berücksichtigung dieser Additivkosten ist der Kostenvorteil von Kohle- und Aufbereitungskosten bei KWS₂ und KWS₃ im Vergleich zur stückigen Kohle mehr als aufgehoben. Bei den Additivkosten ist allerdings zu beachten, daß die in Tabelle 4-24 dargestellten Kosten die Obergrenze für Additive darstellen¹. Art und Menge der Additive ist je nach Steinkohlenzusammensetzung sehr unterschiedlich und deswegen Schwankungen unterworfen (vgl. hierzu Kap. 3.1.2). Abgesehen von der Möglichkeit der Additivkostenreduzierung von KWS₂ und KWS₃ ist noch zu bedenken, daß auch die vor Ort der Texaco-Vergasungsanlage erzeugten Suspensionen möglicherweise Additive benötigen, um die Viskosität zu reduzieren. Unter Beachtung dieses Spielraumes für die Additivkosten ist im Falle der Texaco-Vergasung ein Wettbewerbsnachteil durch die hier analysierte Suspensionsherstellung gegenüber der Suspensionsherstellung vor Ort nicht zwingend.

Vergleich der Kostenzusammensetzung der verschiedenen Suspensionen

In Abbildung 4-17 sind die Herstell- und Aufbereitungskosten für jede Suspension beim Kohlepreisszenario 2) (s. Abb. 4-16) zur Verdeutlichung der Additivkosten anteilig in Prozent dargestellt. Die Kohlekosten werden bei diesem Vergleich

¹) Bei den Additiven besteht ein unerforschtes Entwicklungspotential und damit auch die Möglichkeit sie kostengünstiger herzustellen (Edelmann, 1989).

nicht berücksichtigt, da hierauf bereits bei den Kostenbetrachtungen der einzelnen Verfahren weitgehend eingegangen wurde.

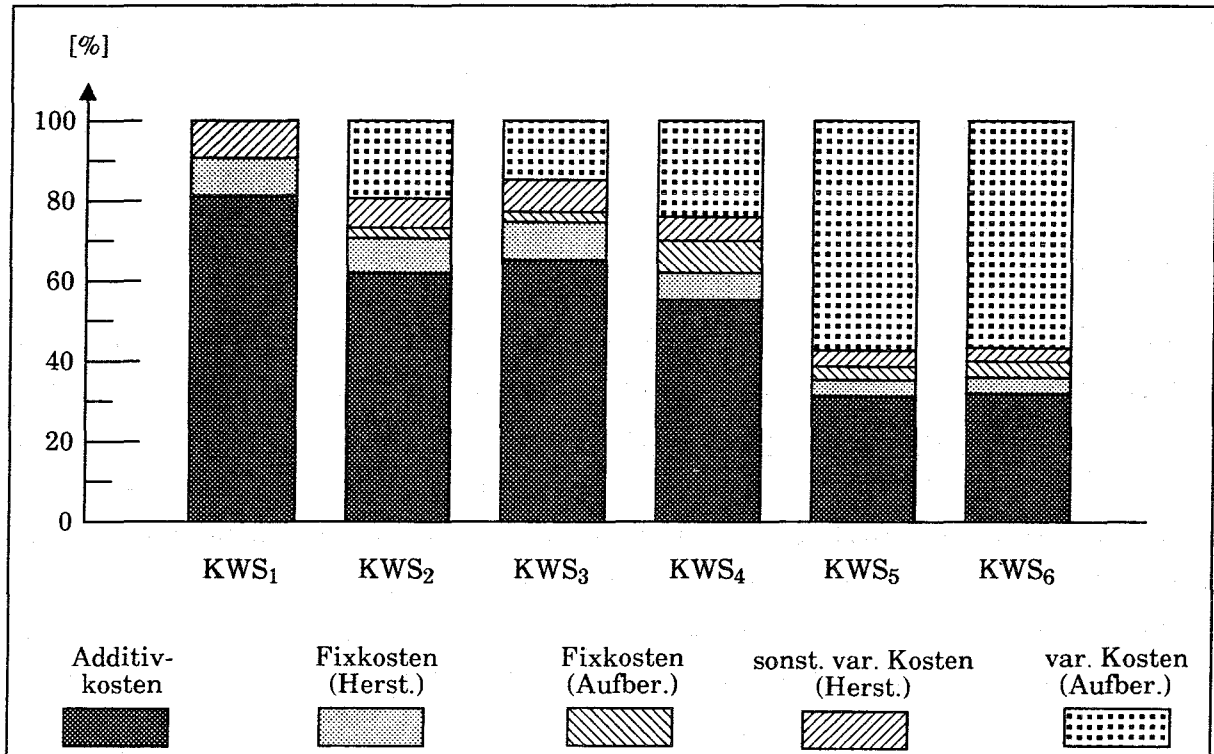


Abbildung 4-17: Vergleich der prozentualen Herstell- und Aufbereitungskosten der Suspensionen (Anlagenkapazität: $1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a)

Bei der KWS₁, die mit dem einfachsten Verfahren hergestellt wird, sind die Additive mit über 80 % der größte Kostenanteil. Je mehr Aufbereitungsmaßnahmen an den Kohlen bei der KWS-Herstellung anfallen, desto mehr Gewicht bekommen die variablen Kosten der Aufbereitung, dies vor allem durch den hohen Energieverbrauch (z.B. beim Mikronisieren oder bei der mikrobiellen Entschwefelung). Die variablen Aufbereitungskosten steigen so weit an, daß als Folge der Anteil der Additivkosten bei KWS₅ und KWS₆ bis auf 31 % sinkt (vgl. Kap. 4.4).

Bei den Herstellungsverfahren von KWS₂ und KWS₃, die pro Energieeinheit die günstigsten Verfahren sind (s. Abb. 4-16), betragen die Additivkosten jeweils über 60 %. Dies bedeutet, daß eine Senkung der Additivkosten deutlich die Gesamtkosten reduzieren wird. Noch günstiger wirken sich niedrige Additivkosten auf die KWS₁-Herstellkosten aus.

4.5.2 Vergleich umweltrelevanter Merkmale

Bei den betrachteten Herstellungs- und Aufbereitungsverfahren steht immer die Schwefel- und Aschereduzierung der verunreinigten Kohle im Vordergrund. Eine Stickstoffbeseitigung tritt nur durch ungewollte Kohleverluste in den Flotationsabgängen auf. Die so verursachte Stickstoffreduzierung kann deswegen nur als unvermeidbarer Nebeneffekt gewertet werden.

Entschwefelung

Während bei KWS₂, KWS₃ und KWS₄ sich Asche- und Schwefelabtrennung (hauptsächlich Pyritschwefelabtrennung) gegenseitig bedingen, wird bei KWS₅ und KWS₆ im zweiten Aufbereitungsschritt der mikrobiellen Entschwefelung ein Schwefelabbau erzielt, ohne irgendwelchen Einfluß auf die Aschemengen auszuüben. Deswegen werden in Abbildung 4-18 die spezifischen Energiemengen zur Kohlensäuberung auf den beseitigten Schwefel bezogen. Eine verursachungsgerechte Aufteilung der Energie auf die Asche- und auf die Schwefelbeseitigung ist nicht möglich. Die Ascheabtrennung wird in diesem Fall nur als Begleiterscheinung der Schwefelabtrennung betrachtet.

In Abbildung 4-18 wird deutlich, daß bei der Kohle von KWS₁ der Schwefelgehalt mit 11,0 kg/t_{Kohle(wf)} am höchsten ist, wohingegen bei den Suspensionen KWS₅ und KWS₆ eine Schwefelreduzierung von 19,4 kg/t_{Kohle(wf)} der Ballastkohle auf 1,5 kg/t_{Kohle(wf)} der aufbereiteten Kohle erreicht wird. Dieser umfangreiche Schwefelabbau erfordert jedoch aufgrund der mikrobiellen Entschwefelung einen hohen Energieaufwand von 128,57 kWh bzw. 126,67 kWh zur Beseitigung von einem Kilogramm Schwefel. Das Verfahren mit dem geringsten spezifischen Energieverbrauch zur Kohlenaufbereitung ist das neu entwickelte KWS₃-Herstellungsverfahren. Hierbei werden durch die pneumatische Flotation nur 1,92 kWh zur Beseitigung von einem kg Schwefel benötigt. Bei KWS₄ ist der Verbrauch mit 3,24 kWh/kg_S (ohne Energieaufwand zur Kohlenmikronisierung) am zweitgünstigsten. Diese Suspension hat dabei den mit Abstand geringsten Aschegehalt ($A = 10,5 \text{ kg/t}_{\text{Kohle(wf)}}$) aufgrund der zweimaligen, pneumatischen Flotation. Auch die herkömmliche Rührwerksflotation, die bei der KWS₂-Herstellung eingesetzt wird, verbraucht mit 5,53 kWh/kg_S gegenüber der mikrobiellen Entschwefelung vergleichsweise wenig Energie zur Aufbereitung.

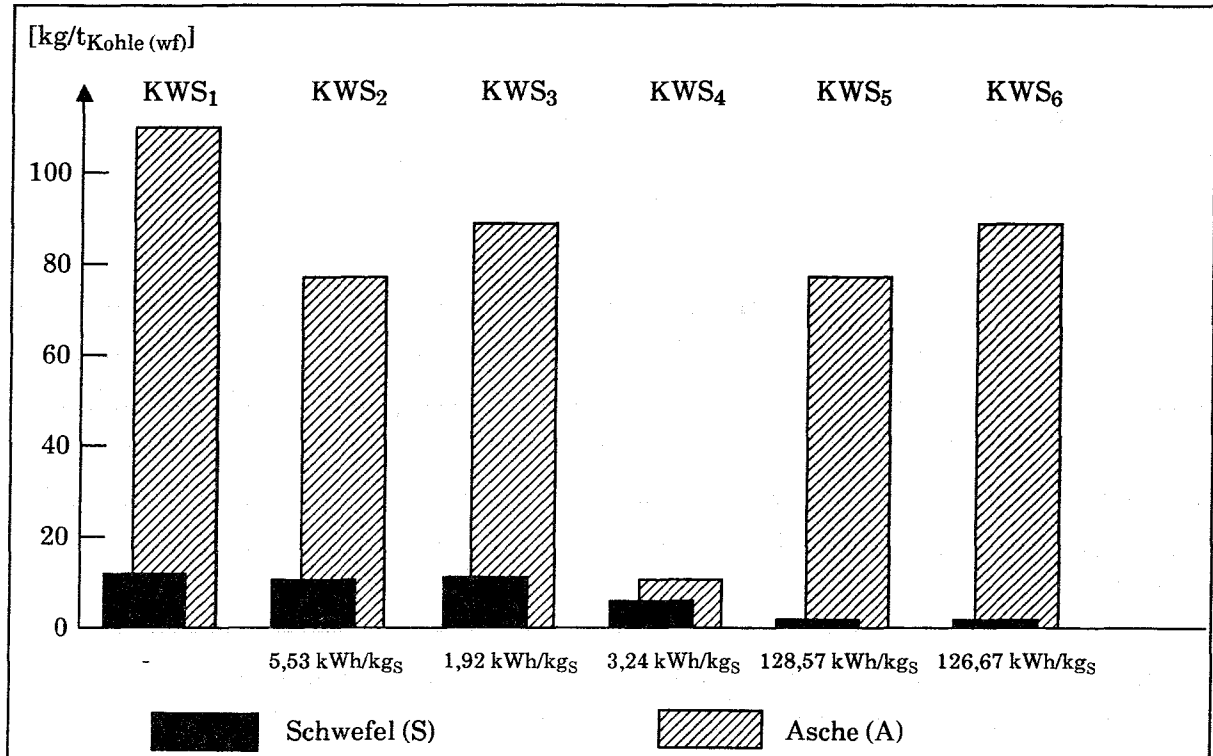


Abbildung 4-18: Vergleich der Suspensionskohlen und des zugehörigen Energieaufwands zur Kohlenaufbereitung (Anlagenkapazität: $1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS/a})

Bei der Gegenüberstellung des beseitigten Schwefels und der durch den Energieverbrauch verursachten Emissionen ergibt sich: Aus dem energetisch günstigsten Verfahren (KWS₃) resultiert eine Schwefeldioxidemission von lediglich 0,992 gSO₂ pro kg Schwefel. Das ungünstigste Verfahren (KWS₅) verursacht dagegen mit 66,4 gSO₂ pro kg Schwefel eine signifikant höhere Schadstoffbelastung. Durch den Verbrauch elektrischer Energie fallen noch weitere Schadstoffbelastungen durch NO_x, Staub usw. an. Bei diesem Vergleich der aufzubringenden Energie pro beseitigter Schwefelmenge muß beachtet werden, daß der grobe Pyritschwefel in Abhängigkeit vom Aufbereitungsverfahren mit geringerem Energieaufwand abzutrennen ist als der feinverteilte Pyritschwefel. Weil die verschiedenen Flotationsverfahren überwiegend das grobe (epigenetische) Pyrit abtrennen, sind sie nur bedingt in der Lage das feinverteilte (syngenetische) Pyrit zu entfernen. Bei den mikrobiellen Entschwefelungsverfahren wird auch das syngenetische Pyrit entfernt. Dies erklärt den überproportional hohen Verbrauch der Verfahren KWS₅ und KWS₆ im Vergleich zu den Verfahren mit Flotation.

Ascheabtrennung

Der Ascheabtrennung aus Kohle sind natürliche Grenzen gesetzt. Zwischen den Kohlepartikeln und den mineralischen Bestandteilen kommt es zu Verwachsungen, so daß die Sortiermethode der Flotation entweder eine Verunreinigung des Konzentrats oder eine hohe Kohlenstoffbeladung der Flotationsabgänge zur Folge hat. An den in dieser Untersuchung analysierten Flotationsverfahren lassen sich die Trennergebnisse zwischen der Kohle und den mineralischen Bestandteilen verbessern. Dies wird erreicht, wenn der Flotationsvorgang mehrfach wiederholt wird, ausreichende flotationsunterstützende Chemikalien (Sammler und Schäummer) dem Prozeß zugeführt werden und die Feststoffkonzentration der Aufgabetrübe und die Verweildauer der Trübe in den Zellen für die jeweiligen Kohlen und Flotationsanlagen optimiert werden.

Bei den hier betrachteten Kohlenaufbereitungsmaßnahmen sind zum Vergleich der Aschentrennungseffektivitäten nur KWS₂ und KWS₃ geeignet, da zur Herstellung beider Suspensionen die gleiche Einsatzkohle flотиert wird. Die Effektivität der Ascheabtrennung wird zum einen durch die oben beschriebenen Betriebskriterien der Flotationsanlage bestimmt, zum andern hat die Kohlenzusammensetzung (z.B. Verwachsenes) einen bedeutenden Einfluß. Deswegen sind zum Vergleich von Ascheabtrennungsverfahren Trenn-Kennwerte, wie die Imperfektion, die unter anderem auf die Trennmaschinencharakteristik abzielt, oder der Anreicherungsgrad (η_{Flot}), der zwischen rohstoffabhängiger Trennbarkeit und verfahrensbedingten Einflüssen differenziert, die geeigneten Vergleichskriterien. Bei der pneumatischen Flotation zur KWS₃-Herstellung beträgt der Anreicherungsgrad $\eta_{\text{Flot}} = 77,66$ und bei der Rührwerkflotation zur KWS₂-Herstellung liegt er bei $\eta_{\text{Flot}} = 74,52$. Bei der Berechnung von η_{Flot} wird der jeweilige Energieinput nicht berücksichtigt. Zur Gegenüberstellung der Aschenabtrennungseffektivität pro Energieeinheit wird für den gesamten Aufbereitungsvorgang auf den gleichen Energieverbrauch zurückgegriffen wie bei der Schwefelbeseitigung. Bei der pneumatischen Flotation beträgt der Energieverbrauch 0,08 kWh pro abgetrenntem kg Asche. Dem steht der mehr als zweieinhalbmal größere Energieverbrauch von 0,22 kWh/kg_A der Rührwerksflotation gegenüber. Die pneumatische Flotation (innerhalb des speziell entwickelten KWS₃-Herstellungsverfahrens) erreicht also einen günstigeren Anreicherungsgrad als die Rührwerksflotation und hat dabei auch noch einen wesentlich geringeren Energieverbrauch.

5 Transport von Kohle-Wasser-Suspensionen

Die Logistikkomponenten, die in diesem Kapitel angesprochen werden, sind:

- Umschlag,
- Lkw-Transport,
- Eisenbahntransport,
- Schiffstransport und
- Pipelinetransport.

Der Umschlag der KWS wird bei jeder Transportalternative betrachtet. Für die einzelnen Umschlagvorgänge werden jedoch keine expliziten Energie- und Kostenbetrachtungen durchgeführt, da hierzu keine Angaben vorliegen. Wenn der KWS-Transport mit verschiedenen Transportmitteln erfolgt, sind oftmals Zwischenlager nötig, die eine Pufferfunktion besitzen. Zur KWS-Lagerung wird auf Kapitel 4.1.1 verwiesen.

Aufgrund der Ähnlichkeit der Suspensionen zum Öl stellt sich bei allen oben erwähnten Transportalternativen die Frage, ob es möglich ist, bereits für den Öltransport bestehende logistische Einrichtungen für den KWS-Transport umzurüsten. Oftmals ergeben sich aber technische Probleme, insbesondere durch das um ca. 30 % höhere spezifische Gewicht von KWS gegenüber dem Öl, so daß dann von einer Umrüstung der Transportmittel abgesehen wird. Darum wird bei der folgenden Betrachtung der verschiedenen Transportalternativen auf die Umrüstung nicht weiter eingegangen.

In den folgenden Kapiteln gilt für die zu transportierende Kohle-Wasser-Suspension, daß sie in Deutschland nicht als Gefahrstoff eingestuft ist¹. Nach der Betrachtung der jeweiligen Transporttechnik folgt eine Beschreibung der daraus resultierenden Umweltauswirkungen und der Transportkosten. Der Pipelinetransport von Suspensionen wird in Kapitel 5.4 mit größerem Aufwand gegenüber den anderen Transportmitteln analysiert. Dies begründet sich durch die besonderen Anforderungen, die beim rohrleitungsgebundenen Feststofftransport an das Transportgut und das Transportmittel gestellt werden. In Kapitel 5.5 schließt sich ein Vergleich der hier betrachteten Transportalternativen an.

¹) Für diese Suspensionen gelten, je nach Transportmittel, die jeweiligen Richtlinien zum Transport harmloser Kohlenwasserstoffe (Klose, 1989).

5.1 Lkw-Transport

Der Lkw-Transport wird für den Transport kleinerer Suspensionsmengen betrachtet, da größere Mengen nur dann über die Straße transportiert werden, wenn auf eine außergewöhnliche Nachfrage flexibel reagiert werden muß oder wenn keine anderen Transportmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

5.1.1 Transporttechnik

Beim Suspensionstransport wird von einem Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t ausgegangen. Der gesamte Vorgang ist vergleichbar mit dem Öl- oder Heizöltransport. Die Kraftwagen sind als Tankzüge mit einer Nutzlast von 23 t ausgelegt. Da die KWS kein Gefahrgut darstellt, ist es möglich, die Tanks als Zwei- anstelle der sonst üblichen und sichereren Dreikammertanks zu konstruieren¹. Zweikammertanks sind leichter zu reinigen (Kühl, 1990).

Unter der Annahme, daß der Transport per Lkw in einem Radius von maximal 300 bis 350 km erfolgt, liegt die Obergrenze der Transportdauer unter zehn Stunden. In Abbildung 5-1 wird deutlich, daß mit Hilfe von Stabilisatoren eine Suspension trotz einer Beeinflussung durch Rütteln und Schütteln stabil gehalten werden kann. Deswegen sind neben Stabilisatoren keine Rührvorrichtungen oder sonstige Maßnahmen zur Suspensionsstabilisierung beim Lkw-Transport nötig.

Sattelkraftfahrzeuge können über einen Fülldom oder mittels Pumpen beladen werden. Das Entladen geschieht gewöhnlich mit Pumpen². An die Pumpen, aber auch an Rohre, Düsen, Ventile und Meßinstrumente, durch die die KWS beim Be- und Entladen fließt, werden hohe Materialanforderungen gestellt. Durch die mineralischen Bestandteile in den Suspensionen sind diese Teile bei hohen Durchflußgeschwindigkeiten Abrieb ausgesetzt. Ist der Suspensionstransportvorgang beendet und kein weiterer KWS-Transport beabsichtigt, müssen der Lkw-Tank, insbesondere seine Öffnungen, mit Wasser ausgespült werden, da ansonsten Suspensionsreste bei atmosphärischem Einfluß zu Verkrustungen neigen. Diese verhärteten Suspensionsreste verunreinigen die nächste Ladung und können auch zu Beschädigungen in Fördereinrichtungen führen.

1) Je nach Anforderungen an die Haltbarkeit des Tanks kann man diesen aus Aluminium, nicht rostendem Stahl oder auch aus normalem Stahl (St. 37-2) herstellen.

2) Diese Kolbenpumpen haben eine durchschnittliche Be- und Entladekapazität von 1.000 l/min (Sauer, 1983).

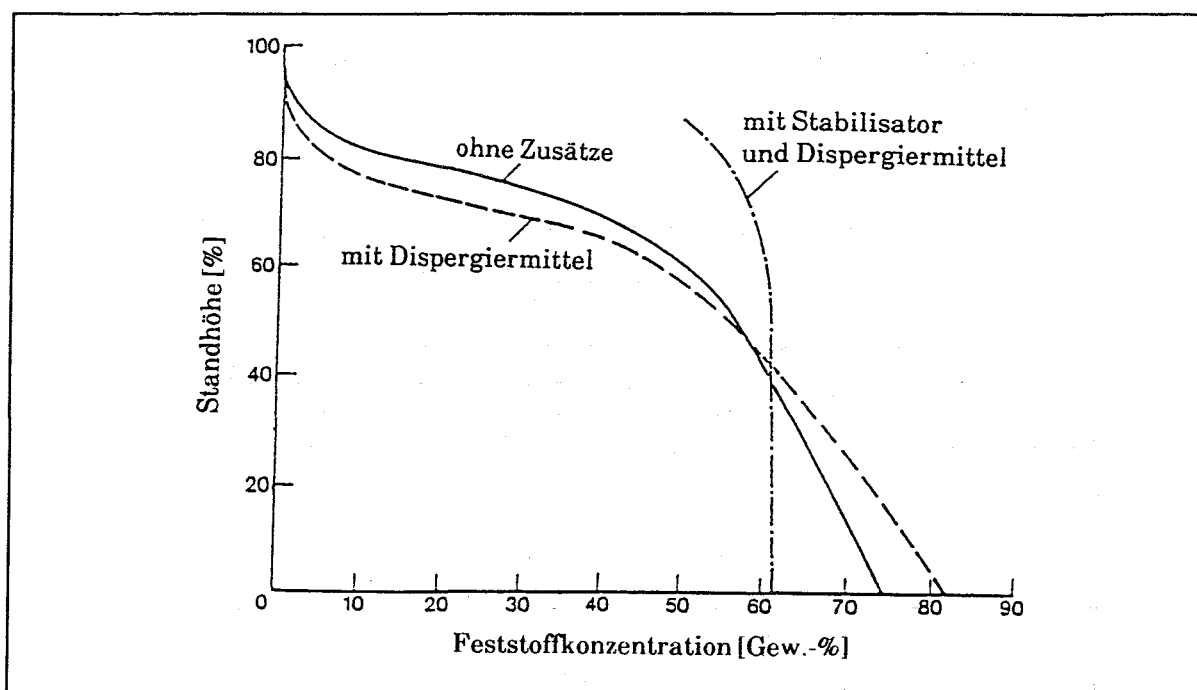


Abbildung 5-1: Konzentrationsprofil von gerüttelten Kohlesuspensionen nach 22 h (Dürrfeld, 1984)

Mit Hilfe der Lkw-Emissionsdaten nach Sauer und unter Beachtung des Schwefelgehalts im Dieselkraftstoff wurde der Energieverbrauch beim Lkw-Transport in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer) berechnet. Für den Nahverkehr beträgt der Energiebedarf 2.266,7 kJ/t km und für den Fernverkehr 1.275 kJ/t km.

5.1.2 Umweltbeeinflussung

Beim Lkw-Transport treten eine Reihe von schwer quantifizierbaren Umweltbeeinflussungen auf. So kann die Lärmbelastung durch die Lkw je nach Straßenverlauf und Siedlungsstrukturen eine Belastung darstellen. Einen Eingriff in die Ökologie stellt der durch den Straßenbau bedingte Flächenbedarf dar (Flächenversiegelung, Zersplitterung von Flächen auf Restflächen, Kontamination der Böden durch Schadstoffe u.ä.). Diese Belastungen sind teilweise meßbar, aber nicht den Verkehrsteilnehmern individuell zuzuordnen. Weitere Belastungen, die ebenfalls durch den Gütertransport verursacht werden, sind Personen- und Materialschäden aufgrund von Unfällen.

Die Umweltbeeinflussungen, die in diesem Kapitel quantifiziert dargestellt werden, sind die Schadstoffemissionen, die durch die Verbrennung von Dieseldieselfkraftstoff entstehen (s. Tab. 5-1)¹.

Tabelle 5-1: Spezifische Emissionen des Straßen-Güterverkehrs in der Bundesrepublik Deutschland (Umweltbundesamt, 1989)

Schadstoff	Nahverkehr [g/t km]	Fernverkehr [g/t km]
SO ₂	0,32	0,18
NO _x	4,1	3,0
Staub	0,3	0,17
CO	1,86	0,25
HC	1,25	0,32

Eine weitere Umweltbelastung kann das Spülwasser bedeuten, mit dem die Fahrzeuge gereinigt werden. Gelangen diese Spülwässer auf den Boden oder in die Vorfluter, so kann es zu den bereits in Kapitel 4.1.2 beschriebenen Problemen kommen. Allerdings ist davon auszugehen, daß diese stark verdünnten Spülwässer aufgefangen und unproblematisch gereinigt werden.

In der Tabelle sind nur die Emissionen, die durch diese Transportmittel verursacht werden aufgeführt. Vorgelagerte Stufen (z.B. Öl- oder Kohleförderung, Primärenergieträgertransport, Raffinerien u.ä.) wurden nicht berücksichtigt.

5.1.3 Kostenbetrachtung

Ein gravierender Kostenfaktor beim Lkw-Transport ist das Reinigen des Tankzuges mit allen seinen Leitungen, Ventilen und Meßeinrichtungen. Da die Reinigung anfällt, bevor mit dem Tankzug ein anderes Gut transportiert werden soll oder bevor der Tankzug außer Betrieb gestellt wird, führt ein Dauereinsatz des KWS-Transports zur Vermeidung von Reinigungskosten. Bei Leerfahrten, die

¹) In der Tabelle sind nur die Emissionen, die durch diese Transportmittel verursacht werden aufgeführt. Vorgelagerte Stufen (z.B. Öl- oder Kohleförderung, Primärenergieträgertransport, Raffinerien u.ä.) wurden nicht berücksichtigt.

weniger als ca. drei Stunden dauern, muß der Tank nicht gereinigt werden, da keine Verkrustungsgefahr besteht (Kleibömer, 1990).

In Tabelle 5-2 sind für verschiedene Entfernungen die Transportkosten eines zuvor beschriebenen Tankzuges mit einer Nutzlast von 23 t aufgestellt. Bei den Kostenangaben bis 100 km werden die Reinigungskosten mit 150 DM pro Transport angesetzt, während bei den Transportentfernungen über 100 km die Reinigungskosten pro Lieferung mit 100 DM veranschlagt werden.

Tabelle 5-2: Lkw-Transportkosten inklusive
Reinigungskosten (23 t Nutzlast)
(nach Kühl, 1990)

Entfernung [km]	Kosten [DM/Lieferung]
50	650
100	800
150	1.000
200	1.260
250	1.500

5.2 Eisenbahntransport

Im Binnenland stellt die Eisenbahn für den Transport großer KWS-Mengen ein wichtiges Transportmittel dar, mit dem Großverbraucher, Zwischenlager oder auch Umwandlungsanlagen beliefert werden.

5.2.1 Transporttechnik

Die Tankwagen oder auch Kesselwagen, die für den Suspensionstransport zur Verfügung stehen, sind vierachsiger und verfügen bei einem Fahrzeuggesamtgewicht von 90 t über eine Zuladung von 66 t.

Wird eine Suspension über längere Zeit Erschütterungen ausgesetzt, kann dies die Absetzneigung der Partikel fördern (s. Abb. 5-1). Je nach Eigenart der Suspen-

sion kann ein Absinken der Feststoffe entweder durch die Zugabe von Stabilisatoren oder durch den Einsatz von Rührwerken verhindert werden. Rührwerke müssen beim Wagenstillstand betrieben werden. Aufgrund der Geometrie der Tankwagen beschränkt sich ein Rührwerk auf einen begrenzten Bereich innerhalb des Tanks, wodurch es an einigen Stellen, insbesondere in Ecken oder an Kanten zu Partikelablagerungen kommen kann. Eine Alternative zum Rührwerk ist das Einperlen von Luft von unten in den Tank, um das Sedimentieren zu vermeiden. Das Einfrieren der Suspension läßt sich durch eine Isolierung der Kesselwagen vermeiden. Sollten trotzdem Probleme durch Gefrieren entstehen, so muß man Kesselwagen mit Heizungen einsetzen, wie dies auch beim Mineralöltransport praktiziert wird. Die Kesselwagen werden mit Heizschlangen ausgerüstet, die mit ca. 150 °C heißem Dampf durchströmt werden (Gelts, 1990).

An den Befüll- und Löscheinrichtungen und an den Kesselwagen selber sind die Armaturen und Pumpen durch mineralische Bestandteile der Suspensionen einem Verschleiß durch Abrieb unterworfen. Zur Erhöhung der Standzeit der betroffenen Teile müssen verschleißfeste Materialien eingesetzt werden.

Normalerweise wird die Beladung über einen Fülldom und die Entladung über ein Bodenrohr drucklos durchgeführt. Es empfiehlt sich, Kesselwagen mit einem einfach oder doppelt geknickten Tank zu wählen, um eine nahezu vollständige Restentleerung zu gewährleisten¹. Zur Vermeidung von Verkrustungen durch Suspensionsreste (vgl. Kap 5.1.1) müssen die Kesselwagen nach der Entladung mit Wasser gespült werden. Eine weitere Möglichkeit, das Austrocknen von Suspensionen an der freien Oberfläche zu verhindern, besteht in dem Aufbringen einer Inertgasschicht im geschlossenen System eines Tankwagens (Seidenstücker, 1985).

Bei einem Entleerungsverfahren, das schon seit langem bei der Mineralölentladung angewandt wird, liegt eine Sammelleitung neben dem Entladegleis. An diese Sammelleitung werden alle Tankwagen einzeln angedockt und mit Unterdruck wird der Entladevorgang eingeleitet. So sind Entladekapazitäten pro Wagen von ca. 100 m³/h realisierbar. Einschließlich des An- und Abdockens der Tankwagen an die Sammelleitung ist ein kompletter Eisenbahnzug (ca. 50 Wagen) innerhalb einer Stunde entladen. Mit diesem Verfahren ist auch die Beladung eines Zuges möglich. Allerdings muß dabei permanent exakt der Füllstand

¹) Als Tankmaterial ist Stahl (St. 52-3), aber auch Aluminium oder Edelstahl möglich (Seidenstücker, 1985).

gemessen werden, um ein Überlaufen der Suspension zu verhindern. Zudem muß bei dieser Befüllung von unten zur Überdruckvermeidung eine Entlüftungsleitung am Tankwagen installiert werden (Gelts,1990).

KWS ist nicht als Gefahrgut eingestuft. So ist es möglich, Kesselwagen mit Suspension gefüllt auf einem Freiladegleis an einem Frachtbahnhof oder auf einem Industriegleis beim Verbraucher unbeaufsichtigt abzustellen (Kinscher, 1990). Diese Wagen können kontinuierlich oder periodisch entleert werden, wodurch sie die Funktion eines Zwischenlagers übernehmen. Dieses Lager und ein weiterer KWS-Umschlag werden dadurch also eingespart. Da durch diese Methode die Tankwagen längere Zeit als Lagerbehälter blockiert werden und nicht für Transportzwecke zur Verfügung stehen, schlägt sich dies wiederum in den Kosten nieder.

Als durchschnittlicher, spezifischer Energieverbrauch des Güterverkehrs auf der Schiene in der Bundesrepublik Deutschland gilt nach Angaben der Prognos AG (o.J.) sowie Schorb und Heinstejn (1988) ein Wert von ca. 300 kJ/t km.

5.2.2 Umweltbeeinflussung

Wie schon beim Lkw-Transport werden auch durch den schienengebundenen Verkehr Umweltbelastungen verursacht wie Lärm, Inanspruchnahme von Flächen oder auch Unfallschäden an Material, Mensch und Tier, die in dieser Untersuchung nicht quantifiziert werden.

Das Spülwasser, das beim Reinigen der Kesselwagen wie auch bei den zugehörigen Umschlagseinrichtungen anfällt, wird aufbereitet und danach den Vorflutern zugeführt. Beim Transport großer KWS-Mengen über längere Entfernungen kann man den Transport als Dauereinsatz einrichten. Hierdurch würden die Reinigungsmaßnahmen entfallen. Ist allerdings der Rückweg der leeren Tankwagen so lang, daß die Gefahr des Austrocknens der Suspension besteht, müssen die Wagen auch beim Dauereinsatz unverzüglich nach dem Löschen gereinigt werden.

Bei der Schadstoffbelastung, die durch den Energieverbrauch beim Eisenbahnttransport anfallen, müssen die verschiedenen Eisenbahntypen und ihre Energieversorgungen berücksichtigt werden. Das heißt, es muß, wie bereits in Kapitel 4.1.1, ein Mix aus Kernenergie, Wasserkraft und Energie aus der Kohlever-

brennung beachtet werden. Dieser Mix inklusive der Emissionen der Diesellokomotiven wurden bei der Berechnung der spezifischen Emissionen durch den Eisenbahntransport berücksichtigt (s. Tab. 5-3)¹.

Tabelle 5-3: Spezifische Emissionen des Bahntransports in der Bundesrepublik Deutschland
(Schorb und Heinstejn, 1988)

Schadstoff	[g/t km]
SO ₂	0,37
NO _x	0,21
Staub	0,038
CO	0,009
HC	0,0021

5.2.3 Kostenbetrachtung

Beim Eisenbahntransport fallen je nach Entfernung Frachtkosten pro Tonne Transportgut an. Für die Kohle-Wasser-Suspensionen gilt hier die Güterklasse A. Zudem werden noch Kosten für den Leerlauf der Wagen erhoben. Benutzt man die Tankwagen außer zum Transport auch noch über einen bestimmten Zeitraum als KWS-Lager, entstehen Kosten durch Wagenmiete. Einen zusätzlichen Kostenfaktor stellt die Säuberung der Wagen mit 100 DM pro Kesselwagen dar (Gelts, 1990).

Die beschriebenen Kosten, die sich je nach Entladungsmethode und Transportintervall ergeben, sind in Tabelle 5-4 zusammengestellt.

¹) Die Emissionen basieren auf einem Mix aus elektrischer Energie (Kraftwerke halten GFAVO ein) und Dieselkraftstoff.
Bemerkungen zur Bilanzierung und den Bilanzierungsgrenzen siehe Tabelle 5-1.

Tabelle 5-4: Eisenbahntransportkosten und mögliche Zusatzkosten (66 t Nutzlast) (Gelts, 1990)

Entfernung [km]	Frachtrate [DM/t]	Leerlauf [DM/Wagen]
100	28,6	24,0
300	62,7	47,0
500	86,3	73,0

Zusatzkosten: Wagenmiete : 75 DM/d Wagen
 Reinigungskosten : 100 DM/Wagen

5.3 Schiffstransport

Beim Schiffstransport wird zwischen dem Seetransport und dem Transport per Binnenschiff unterschieden. In den anschließenden Betrachtungen wird nur der Binnenschiffstransport untersucht, da zum KWS-Seetransport nur unzureichende Informationen verfügbar sind. Einige Überlegungen zu diesem Thema sind bei Kleibömer (1989) in einer vom Bundesminister für Forschung und Technologie geförderten Studie festgehalten.

5.3.1 Transporttechnik

Weil die Kohle-Wasser-Suspension keine wassergefährdende Substanz darstellt, ist der Transport auf dem Wasserweg unter Sicherheitsaspekten unproblematisch. Als entscheidendes Konstruktionsmerkmal gilt für alle Schiffstypen, daß die Ladetanks glatte Innenwände besitzen, d.h. Spanten, Stringer, Kniebleche und sonstige vorstehende Verbände werden außerhalb der Ladetanks angebracht. Deswegen werden die Schiffe gewöhnlich als Doppelhüllenschiffe konstruiert. Das bedeutet Schutz gegen Leckage und dient der Isolation. Zudem bleibt bei einem Doppelhüllenschiff bei einem einfachen Havariefall die Stabilität gewährleistet (Kleibömer, 1985). Nach jedem Transportvorgang müssen auch hier die Tanks gereinigt werden. KWS-Schichten können bei atmosphärischem Einfluß zu Verkrustungen führen. Die hierdurch auftretenden Probleme sind in Kapitel 5.1.1 er-

läutert. Das Einfrieren der Suspensionen wird ggf. durch in die Tanks integrierte Heizungen verhindert.

Der KWS-Transport auf Binnengewässern wird in dieser Arbeit für Leichter-Schubverbände betrachtet. Durch Vibrationen der Schiffsdieselmotoren wird die Absetzneigung der Feststoffpartikel in der Suspension forciert. Um dies zu vermeiden, wurde bei Kleibömer (1989) ein Umwälzverfahren mittels Dekantierpumpen für den Leichtertransport entwickelt. Das Laden und Löschen der einzelnen Leichter erfolgt mit Hilfe von Pumpen. Aus einer Reihe von Testversuchen verschiedener Pumpenarten hat sich herausgestellt, daß Schraubspindelpumpen hierfür am besten geeignet sind. Diese Verdrängerpumpen haben sowohl hinsichtlich ihrer Förderleistung von ca. 250 m³/h als auch hinsichtlich der Verschleißdaten befriedigende Ergebnisse bei Lade- und Löschvorgängen geliefert. Auch bei dem zuvor erwähnten Umwälzverfahren während des Transports sind Schraubspindelpumpen die günstigsten Dekantierpumpen (Kleibömer, 1989).

Abgesehen von dem üblichen Löschvorgang, bei dem innerhalb kurzer Zeit die KWS von den Leichtern in Vorrattanks oder Behälter umgepumpt wird, bietet sich beim Schubverband eine Parallele zum Eisenbahntransport an. Liegt der Verbraucher der KWS an einem geeigneten Wasserweg oder in der Nähe eines Hafens oder stellt ein Hafen einen geographisch günstigen Standort für ein KWS-Zwischen- oder Verteilungslager dar, so kann man die Leichter sowohl als Transport- wie auch als Lagereinrichtung benutzen. Bei diesem Verfahren transportieren Schubschiffe die beladenen Leichter (V = 1.000 - 2.500 t/Leichter) im Löschhafen in spezielle Ladebuchten. Dort werden die Leichter kontinuierlich bei unmittelbarem Verbrauch oder intervallartig zur anschließenden Verteilung (z.B. per Lkw) gelöscht. Wie in Abbildung 5-2 zu erkennen ist, wird der leere Leichter, bevor er vom Schubteil zum Beladehafen zurückgebracht wird, noch in der Ladebucht gereinigt. Auch wenn diese Leichter ausschließlich zum KWS-Transport eingesetzt werden, ist die Rückfahrt zum Beladehafen gewöhnlich so lang, daß die Gefahr des Austrocknens von Suspensionsresten in dem Leichter und an Öffnungen besteht.

Da sich bei dieser Methode Spülwassertanks und Wasseraufbereitungseinrichtungen an Land befinden, wird der Reinigungsprozeß vereinfacht. Die Entsorgung des Leichter-Waschwassers bzw. der ausgewaschenen Kohle kann bei der in Abbildung 5-2 dargestellten Hafen-Infrastruktur in dem zugehörigen Kraftwerk

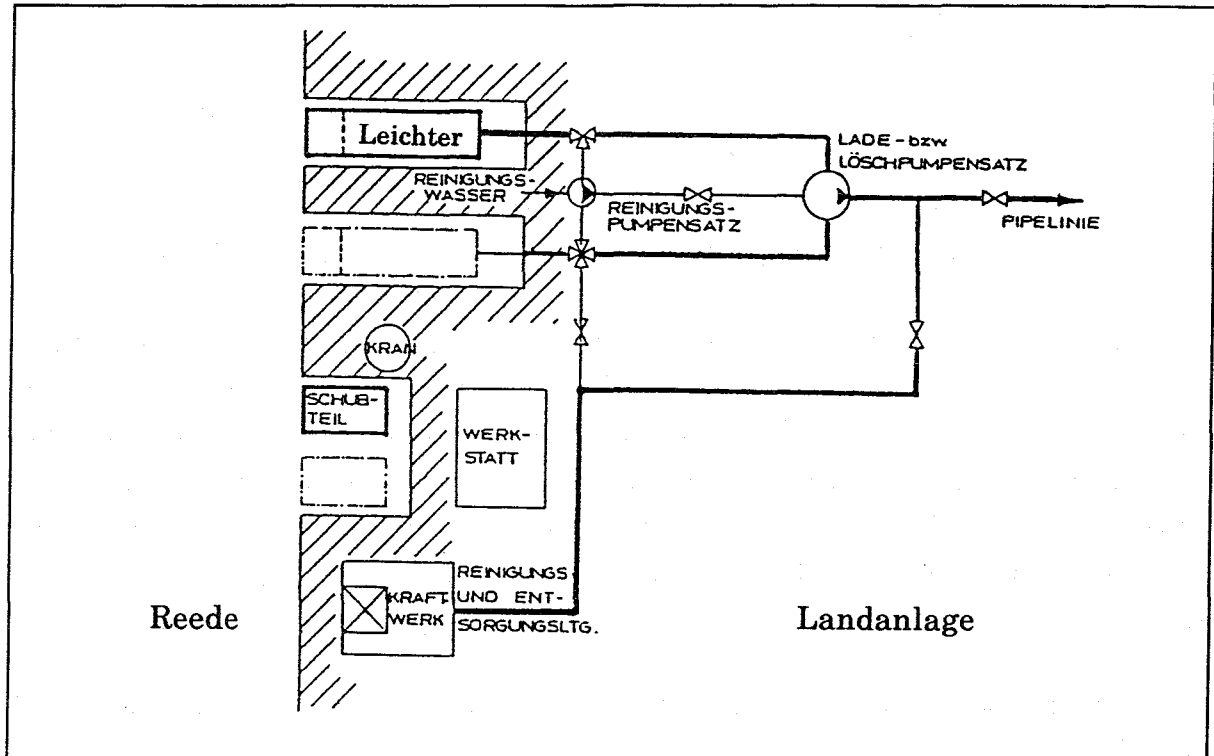


Abbildung 5-2: Lade- oder Löschhafen- Infrastruktur (Kleibömer, 1989)

(z.B. bei einer zirkulierenden Wirbelschicht-Feuerung) erfolgen. Zudem benötigen die Leichter keine Ladepumpen an Bord, was ihre Konstruktion vereinfacht.

Wieviele Ladebuchten bei diesem Lade- oder Löschverfahren einzurichten sind und wie groß die Schubverbände sein müssen, hängt von der Größe der Verbraucher und den günstigsten Lieferintervallen der Schubverbände ab. Wie in Kapitel 5.2.1 wirkt sich auch hier die Ungefährlichkeit von KWS bei Lade- und Löschvorgängen verfahrensvereinfachend aus.

Der spezifische Energieverbrauch für die Binnenschifffahrt beträgt nach Umrechnung der entsprechenden Emissionsdaten laut Umweltbundesamt (1989), wie sie in Tabelle 5-5 wiedergegeben werden, 354 kJ/t km.

5.3.2 Umweltbeeinflussung

Zu den nicht oder nur schlecht quantifizierbaren Umweltschäden gehören beim Binnenschiffstransport u.a. die Landschaftsveränderungen durch Kanäle, Flußumleitungen, Schleusenbau und Staumaßnahmen. Zudem ergeben sich durch die Schifffahrt Störungen der Flora und Fauna im Wasser und an den Ufergebieten.

Das Spülwasser, das während der Ballastfahrt durch die Ladetankreinigungen anfällt, wird ebenso wie das Spülwasser bei dem speziell beschriebenen Leichtertransports durch herkömmliche Verfahren wie Absetzbecken u.ä. aufbereitet. Zudem besteht die Möglichkeit, bei einer geeigneten Hafen-Infrastruktur, die ausgewaschenen Kohlerückstände aus der Ladetankreinigung zu verfeuern, wodurch die chemisch gebundene Energie dieses Reststoffes noch genutzt werden kann.

Die Emissionsdaten für den Güterverkehr per Binnenschiff sind in Tabelle 5-5 aufgeführt¹.

Tabelle 5-5: Spezifische Emissionen der Binnenschifffahrt in der Bundesrepublik Deutschland (Umweltbundesamt, 1989)

Schadstoffe	[g/t km]
SO ₂	0,05
NO _x	0,5
Staub	0,03
CO	0,18
HC	0,08

5.3.3 Kostenbetrachtung

Bei der Ermittlung der Transportkosten für den Binnenschiffstransport fließen unter anderem die Hafenzeiten, die beim Be- und Entladen anfallen, Kanalgebühren, Schleusendurchfahrten und die Transportentfernung und Transportdauer ein. Während beim Überseeverkehr häufig bei Rundreisen der Schiffe das

¹) Bemerkungen zur Bilanzierung und zu den Bilanzierungsgrenzen siehe Tabelle 5-1.

Problem der Kostenzurechnung entsteht, wird hier beim Transport auf Binnengewässern von einem reinen Pendelverkehr ausgegangen. Das heißt, daß die gereinigten Leichter eine reine Leerfahrt zum Beladehafen durchführen und keinerlei andere Güter transportieren. Da die KWS-Transportkosten auf Wasserwegen nach Dole (1985) mit Kohletransportkosten vergleichbar sind, sind in Tabelle 5-6 Frachtsätze für einige Transportrouten in Deutschland zusammengestellt. Diese Frachtsätze werden für den KWS-Binnenschifftransport als Transportkosten übernommen.

Anhand der Daten aus Tabelle 5-6 wird eine starke Korrelation zwischen den Transportkosten und der Entfernung deutlich. Während für die kürzeste Transportdistanz (299 km) spezifische Kosten von 0,067 DM/t km anfallen, betragen die Kosten bei der längsten Distanz (741 km) nur noch 0,047 DM/t km. Damit wird deutlich, daß auch beim Schifftransport die Transportdistanz sich unmittelbar auf die Kosten auswirkt, ebenso wie beim Lkw- und Eisenbahntransport.

Tabelle 5-6: Frachtsätze der Binnenschifffahrt
(Statistisches Bundesamt, 1988) ¹⁾

Transportroute	[km]	[DM/t]
Hamburg - Berlin (West)	345	21,7
Ruhr/Kanalhäfen - Hannover	299	19,9
Ruhr/Kanalhäfen - Berlin (West)	694	38,2
Rhein-/Ruhrhäfen - Frankfurt (a.M.)	320	20,3
Rhein-/Ruhrhäfen - Nürnberg	741	35,1
Rhein-/Ruhrhäfen - Mannheim	353	20,1
Rhein-/Ruhrhäfen - Heilbronn	463	26,3
Rhein-/Ruhrhäfen - Karlsruhe	421	23,2

1) Einschließlich Schifffahrtsabgaben, ohne Werft- und Ufergelder sowie gegebenenfalls ohne Kleinwasser-, Eis- und Umfahrtzuschläge; ohne Berücksichtigung von Margen, ohne spezielle Leerfahrtenvergütung.

5.4 Pipelinetransport

Seit Jahren ist der Öltransport per Pipeline bereits Stand der Technik und wird international angewandt. Die Kohle-Wasser-Suspension läßt sich ebenfalls durch Pipelines transportieren. Weil die KWS hochkonzentriert und entmischungsstabil ist, ist ein laminarer Transport mit niedriger Geschwindigkeit möglich. Im Gegensatz zu turbulent gefahrenen Feststoff-Pipelines ist der laminare Rohrleitungstransport in weiten Bereichen durchsatzvariabel (Druckbedarf steigt nur linear mit der Transportgeschwindigkeit an). Die ist immer dann von Vorteil, wenn verbraucherseitige Nachfrageschwankungen erwartet werden. Zudem ist der Verschleiß in Form von Abrieb beim laminaren Transport geringer als beim turbulenten Transport. Da die hier betrachteten Suspensionen eine Feststoffkonzentration von ca. 70 Gew.-% besitzen, sind sie so stabil, daß es möglich ist, die KWS in der Pipeline anzuhalten und später wieder unkompliziert anzufahren. Dieser Vorteil kommt bei Pipelinestörungen zum tragen, wenn der KWS-Fluß gestoppt werden muß. Niedrig konzentrierte KWS-Gemische sedimentieren dagegen bei Pipelinestillstand aus, und die Rohrleitung ist nicht wieder anzufahren (Klose, 1989).

Damit eine Pipeline gebaut werden kann, sind eine Vielzahl von Kriterien zu beachten. Zunächst muß in Tests ermittelt werden, ob sich die zu transportierende Kohle für eine hochkonzentrierte Suspension und für den Rohrleitungstransport eignet. Zudem müssen Einflüsse wie Frostgefährdung der Pipeline, Überwindung von Gebirgszügen und Überquerung von Straßen, Eisenbahnstrecken und Wasserwegen bei einer Wirtschaftlichkeitsberechnung beachtet werden. In einer ökonomischen Analyse des Pipelinetransports ist zudem in Betracht zu ziehen, daß eine Pipeline immer eine "Einbahnstraße" für den Transportfluß darstellt.

Die Kalkulation und Auslegung einer Pipeline ist ein komplexes Optimierungsproblem, bei dem sich u.a. die Frage der Rohrdurchmesser stellt, weil bei kleineren Durchmessern größere Drücke zum Transport eines vorgegebenen Volumensstroms benötigt werden. Bei langen Pipelines erhöht sich bei kleinen Rohrdurchmessern die Zahl der aufwendigen Zwischenpumpstationen, die den erforderlichen Druck erzeugen. Außerdem erhöhen sich die Betriebskosten durch den Energiebedarf zur Druckerzeugung. Allerdings fallen bei kleinerem Rohrdurchmesser geringere Material- und Rohrverlegekosten als bei größeren Rohren an. Je nach Verlauf der Höhenlinien eines per Pipeline zu durchquerenden Gebiets muß das oben beschriebene Optimierungsproblem adäquat gelöst werden. Zudem muß bei der Auslegung der Pipeline beachtet werden, daß die zu transportierenden

Volumenströme nicht immer konstant bleiben. Demzufolge ist die Pipeline für Volumenströme innerhalb von Bandbreiten auszulegen und zu optimieren. Zudem kann in strukturschwachen oder unbewohnten Gebieten die Energieversorgung der Zwischenpumpstationen problematisch werden.

Da eine Pipeline ein zusammenhängendes System ist, bei dem sich Teilstörungen sehr schnell auf das Gesamtsystem auswirken, muß die Pipeline eine hohe Verfügbarkeit besitzen. Deswegen müssen für wichtige Pipelineelemente ständig Ersatzelemente zur Verfügung stehen, was sich in den hohen Pipelineinvestitionen niederschlägt. Zudem bedarf es auch einer zentralen und zuverlässigen Steuer- und Regelungstechnik für das komplette Pipelinesystem.

5.4.1 Transporttechnik

Die wichtigsten Komponenten von Pipelines sind einerseits die Hauptpumpstation zur Aufgabe der Suspension, andererseits eine Reihe von Zwischenpumpstationen, die benötigt werden, um den erforderlichen Transportdruck über längere Entfernungen zu gewährleisten und schließlich die Entnahmestation. Die oben erwähnten Stationen sind alle durch eine, in manchen Fällen auch mehrere, parallele Rohrleitungen verbunden.

Bei kürzeren Rohrleitungen oder Leitungen mit geringerem Druckverlust kann evtl. auf Zwischenpumpstationen verzichtet werden, so daß der nötige Druck allein durch die Hauptpumpstation aufgebracht wird.

Hauptpumpstation

Diese Station hat zwei Funktionen. Zum einen wird hier die KWS direkt vom Hersteller oder aus einem Vorratslager in das Pipelinesystem gebracht. Zum anderen wird hier erstmalig die Suspension mit Druck beaufschlagt. Beim KWS-Transport benötigt man Pumpen mit Enddrücken bis 130 bar (Sauer, 1983). Kreiselpumpen, die gewöhnlich beim Flüssigkeitstransport eingesetzt werden, sind für den KWS-Transport ungeeignet¹. Aus diesem Grund werden beim KWS-Transport in Rohr-

¹) In Kreisel- und auch Flügelzellenpumpen, werden die Feststoffpartikel durch die andauernde Suspensionsbelastung noch weiter zerkleinert, was innerhalb der Suspension zu einer dichteren Packung führt (s. auch Kap. 3.2.2). Zudem reicht dann die ursprüngliche Additivmenge nicht mehr aus, um alle Partikeloberflächen zu benetzen (Sauer, 1983).

leitungen ausschließlich Kolben- oder Membranpumpen eingesetzt (vgl. Electric Power Research Institute, 1987). Diese Pumpen können in den Pumpstationen in Reihe geschaltet werden, so daß die Drücke sich addieren. Man kann die Pumpen bei ausreichender Pumpeneinzelleistung auch parallel schalten, wie in Abbildung 5-3 dargestellt. Bei beiden Schaltungsarten der Pumpen müssen diese über Regeleinrichtungen exakt aufeinander abgestimmt werden. Die Pumpen werden über Elektromotoren angetrieben. In Abbildung 5-3 ist neben den KWS-Förderpumpen auch der Spülwasserkreislauf inklusive Wasseraufbereitung und Frischwasserzufuhr abgebildet.

Der Leitstand einer Pipeline befindet sich gewöhnlich in der Hauptpumpstation.

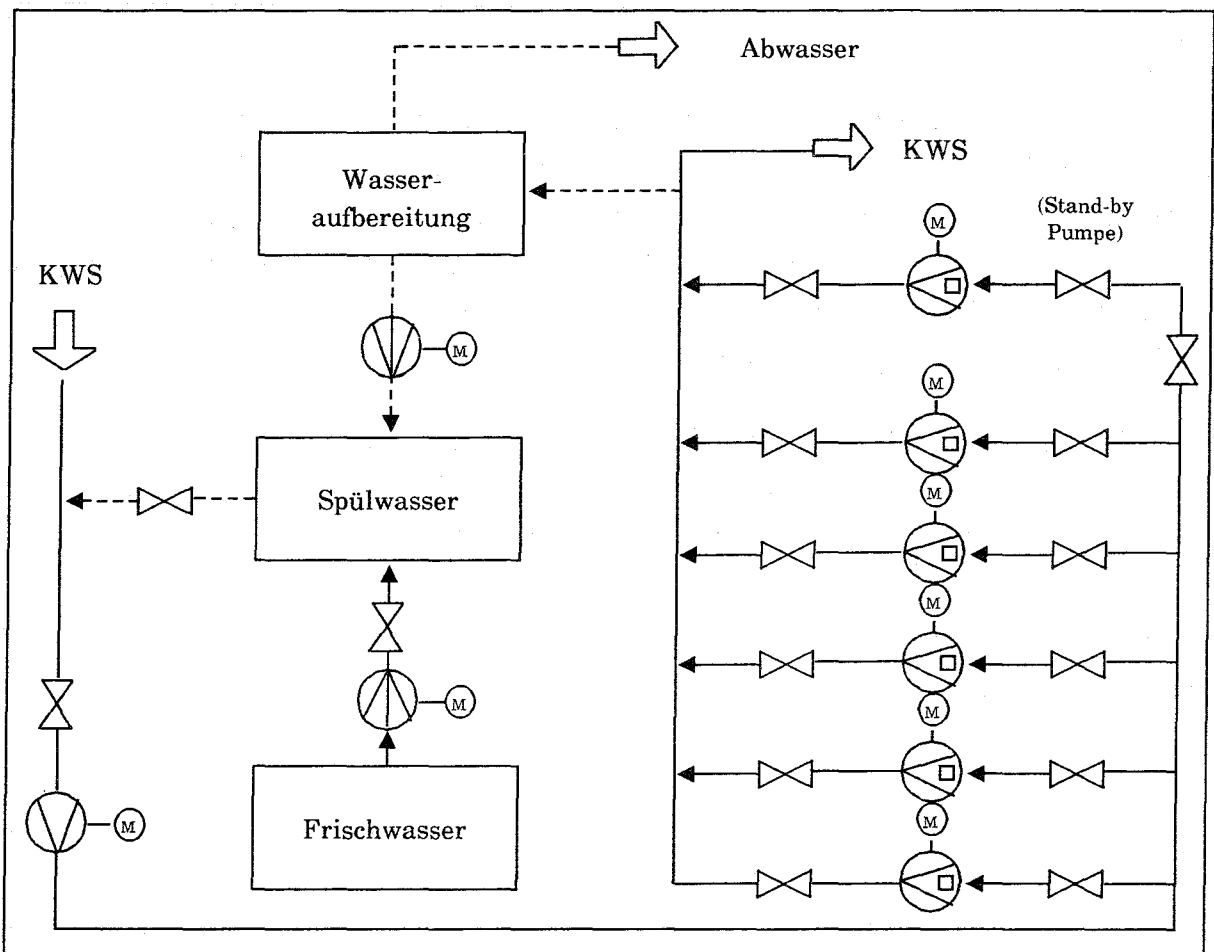


Abbildung 5-3: Pipelinepumpstation nach Electric Power Research Institute (1987)

Rohrleitung

Hinter einer Pumpstation weisen die Rohrleitungen aufgrund des hohen Druckes stärkere Wanddicken auf als vor einer Pumpstation, wo der Druck wesentlich geringer ist. Aufgrund des starken Einflusses der Feststoffkonzentration einer Suspension auf den Druckgradienten und weil für den leitungsgebundenen Feststofftransport allgemein gilt, daß der Druckgradient weniger als 2 bar/km betragen sollte, darf eine maximale Suspensionszähigkeit von 1 Pa s nicht überschritten werden (Klose, 1986). Die Beschränkung der Suspensionsviskosität wird durch eine Optimierung der Partikelgrößenverteilung, der Feststoffkonzentration und der Additivart und -menge angestrebt (vgl. hierzu Kap. 3.1 und Kap. 3.2). Zudem wurde in Versuchen nachgewiesen, daß der Aschegehalt und die Aschezusammensetzung Einfluß auf die Suspensionsrheologie ausüben. Bei zunehmendem Aschegehalt steigt auch die Viskosität. Allerdings wurden zu diesem Zusammenhang bisher noch keine Gesetzmäßigkeiten entdeckt (Richter, 1984).

Nach dem Fließbeginn einer KWS macht sich das thixotrope und pseudoplastische Verhalten der Suspension bemerkbar. Dies führt zu einer Viskositätsminderung und damit zu einer Erleichterung des Rohrleitungstransports. Bei hochkonzentrierten Suspensionen kann man bei laminarer Förderung die Geschwindigkeit auf unter 1 m/s senken, was sich in einem niedrigeren Energieverbrauch niederschlägt im Vergleich zu höheren Fördergeschwindigkeiten (Brandis, 1985). Ein Problem, das aufgrund eines zu niedrigen Druckes in Pipelines auftreten kann, ist die Kavitation. Sinkt der Druck in einer Flüssigkeit lokal unter den zur dortigen Temperatur gehörenden Dampfdruck, so sind die Bedingungen zur Bildung von Dampfblasen gegeben, besonders dann, wenn in der Flüssigkeit Kavitationskeime in Form kleiner fester Partikel vorliegen (Schuh, 1979). Um diese Partikel können sich Dampfblasen mit sehr großem Radius bilden, d.h. mit geringer Oberflächenkrümmung und damit auch geringer Oberflächenspannung. Dies sind die Voraussetzungen für einen Blasenkollaps, bei dem lokal hochkonzentrierte Energie freigesetzt wird. Diese Energiefreisetzung kann an der Oberfläche der Rohrleitungen zu Korrosionsschäden führen (Klose, 1989; Müller, 1989).

In Permafrostgebieten besteht die Gefahr des Einfrierens der Suspension, besonders bei Pipelinestillstand. In diesem Fall muß die Pipeline anstatt überirdisch zwei bis drei Meter tief im Boden verlegt werden. Dies erhöht den Investitionsaufwand der Pipeline. Eine andere Möglichkeit besteht im Zumischen von Frostschutzmittel (Methanol) in die Suspension. Allerdings muß zuvor in Tests nachgewiesen werden, daß es nicht zu unerwünschten Reaktionen mit dem

Frostschutzmittel und den Suspensionsadditiven kommt. Außerdem müssen bei der Pipelineinstallation vor kritischen Bereichen wie Städten, Siedlungen, Eisenbahn-, Autobahn-, Wasserwegkreuzungen, aber auch vor und nach Gebirgsüberquerungen, ausreichende Sicherheitsmaßnahmen durch den Einbau von Ventilen und Sperrschiebern getroffen werden. Um einen störungsfreien Betrieb der Pipeline zu gewährleisten, werden zudem über die gesamte Strecke der Rohrleitungen Meßeinrichtungen wie Druck-, Volumenstrom- und Temperaturmesser in die Rohrleitung installiert (Reuss, 1989). Zur Kontrolle und Wartung von Rohrleitungen existieren mittlerweile Molchsysteme, die die Rohrleitungen mit Ultraschall untersuchen und auch Reparaturen selbständig ausführen. Diese Roboter, die mit einem eigenen Antrieb ausgerüstet sind, unterscheiden sich allerdings gravierend von den Molchen, die beim Batch-Betrieb zur Trennung verschiedener Produkte in Pipelines eingesetzt werden.

Zwischenpumpstation

Die Hauptaufgabe einer Zwischenpumpstation ist die Druckregulierung in der Pipeline. Im Normalfall erfährt eine Suspension in Abhängigkeit von der Transportentfernung einen Druckverlust, der in der Zwischenpumpstation wieder ausgeglichen wird. Bei Anstiegen, z.B. zur Gebirgsüberquerung, werden die Zwischenpumpstationen in kürzeren Abständen notwendig, weil zusätzlich zur Entfernung nun auch Höhenunterschiede zu überwinden sind. Umgekehrt kann es bei Gefällstrecken u.U. nötig sein, eine Pumpstation zu installieren, die dann als Druckreduzierungsstation fungiert, damit der Fördergutstrom durch die Geschwindigkeitserhöhung nicht abreißt und es nicht zu Ungleichmäßigkeiten innerhalb des Pipelinesystems kommt. Abgesehen von der Druckregulierung innerhalb des Pipelinesystems kann eine Zwischenpumpstation auch als Entnahme- oder Abzweigstelle von KWS dienen.

Entnahmestation

An der Entnahmestation wird die KWS direkt in Speicherbecken geleitet oder möglicherweise auch per Rohrleitung gleich zum Verbraucher transportiert. Gegenüber einer Entnahmestation beim Transport nicht hochkonzentrierter Suspensionen entfällt bei den hier betrachteten Gemischen die Entwässerung am Ende der Pipeline. An den Entnahmestationen befinden sich gewöhnlich

ausreichende Speicherkapazitäten, um den kompletten KWS-Inhalt der Rohrleitung aufzunehmen, falls es zu einem Störfall kommt (Dirks, 1990).

Jede Pipeline ist ein individuelles System, was den allgemeinen Vergleich von Rohrleitungen untereinander erschwert. Aus diesem Grund wurden innerhalb dieser Arbeit vier Pipelines kalkuliert.

1. 50 km; $1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a
2. 100 km; $1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a
3. 1.000 km; $5,0 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a
4. 4.000 km; $5,0 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a

Bei dieser Kalkulation wurden möglichst einheitliche Randparameter für alle Pipelines festgelegt (s. Anhang 8). Ergebnisse der Berechnungen sind u. a. die in Tabelle 5-7 aufgeführten spezifischen Energieverbräuche.

Tabelle 5-7: Energieverbrauch beim Pipelinetransport

Pipeline	Energieverbrauch [Wh /t km]
1. 50 km	40,1
2. 100 km	50,4
3. 1.000 km	30,8
4. 4.000 km	30,6

5.4.2 Umweltbeeinflussung

Werden beim Pipelinetransport Rohrleitungen in die Erde verlegt, kann nach der Verlegung der ursprüngliche Zustand der Umgebung wieder hergestellt werden. Optisch und evtl. auch akustisch sind nur die Pumpstationen und überirdische Meßstationen wahrnehmbar.

Da unter normalen Umständen die Pumpen von Pipelines mit elektrischem Strom betrieben werden, der aus dem öffentlichen Netz stammt, sind die durch die

Energieumwandlung erzeugten Emissionen vergleichsweise gering. Unter diesen Annahmen ergeben sich für die berechneten Energieverbräuche die in Tabelle 5-8 aufgeführten Emissionen¹.

Tabelle 5-8: Spezifische Emissionen verursacht durch den KWS-Pipelinetransport

Pipeline	SO ₂ [g/t _{KWS} km]	NO _x [g/t _{KWS} km]	Staub [g/t _{KWS} km]	CO [g/t _{KWS} km]	HC [g/t _{KWS} km]
1. 50 km	0,02	0,016	0,0014	0,0022	0,0004
2. 100 km	0,025	0,021	0,0019	0,0028	0,0006
3. 1.000 km	0,016	0,013	0,0011	0,0017	0,0004
4. 4.000 km	0,015	0,013	0,0011	0,0017	0,0004

Befinden sich Pumpstationen in Gebieten, wo keine Stromversorgung durch das öffentliche Netz besteht, kann die Stromnachfrage mit Hilfe von Generatoren gedeckt werden. In solch einem Fall, der in dieser Untersuchung nicht betrachtet wird, ist mit einer Erhöhung der spezifischen Emissionen und mit ansteigenden Kosten der Energieumwandlung zu rechnen.

Durch Einsatz von Molchen und modernen Überwachungs- und Wartungsmethoden erreichen Pipelines einen hohen Sicherheitsstandard und eine hohe Zuverlässigkeit. Sollte es an einer KWS-Pipeline doch zu einer Leckage kommen, so ist die Suspension als nicht wassergefährdendes Gut weitaus ungefährlicher als z.B. der Energieträger Öl, der auch per Pipeline transportiert wird. Die Art von Umweltbelastung, die durch auf Boden und in Gewässer austretende KWS entsteht, wurde bereits in Kapitel 4.1.2 betrachtet. Nach Andreani (1988) gilt, daß Pipelines die sichersten und auch umweltfreundlichsten Transportverfahren heutzutage darstellen.

5.4.3 Kostenbetrachtung

Da jede Pipeline mit Randbedingungen wie Geländeprofil, Kohlenart, Durchsatzmenge usw. ein Spezialfall ist, sind bei der Kostenkalkulation Angaben besonders zur Investition mit großen Unsicherheiten behaftet. Darum wird in dieser Kosten-

¹⁾ Bemerkungen zur Bilanzierung und zu den Bilanzierungsgrenzen siehe Tabelle 5-5.

betrachtung, wie bei den vorhergehenden Kostenbetrachtungen in Kapitel 4, das statische Verfahren einer Kostenvergleichsrechnung angewandt.

Die Kalkulation der Pipelines erfolgte nach Angaben von Leistner et al. (1979), Brandis (1985) und Dirks (1990).

Die Kosten der Pipelines werden in acht Unterpunkte gegliedert.

1. Hauptpumpstation (I_{i_1}): (s. Anhang 8)

2. Zwischenpumpstation und Entnahmestation (I_{i_2}): (s. Anhang 8)

3. Rohre :

Für die Rohrleitungen bis 100 km werden Materialkosten in Höhe von 1.500 DM/t_{Rohr} angesetzt. Bei den beiden längeren Pipelines wird aufgrund von Mengenrabatt mit 1.200 DM/t_{Rohr} kalkuliert.

4. Verlegungskosten:

Die Verlegungskosten werden bei den kürzeren Pipelines bis 100 km mit 1.500 DM/t_{Rohr} kalkuliert. Bei den beiden längeren Pipelines werden unkompliziertere Verlegungsarbeiten angenommen, so daß nur 1.200 DM/t_{Rohr} veranschlagt werden.

5. Engineering:

Wie bei den Verlegungskosten werden für die längeren Pipelines aufgrund ihres weitgehend gleichmäßigen Verlaufs geringere Engineeringkosten von 15.000 DM/km angesetzt als bei den kürzeren Pipelines mit 20.000 DM/km.

6. Einbauten:

Die längeren Pipelines werden hauptsächlich in unbewohnten Landschaften verlegt. Dort befinden sich weniger kritische Gebiete, wie z.B. Wohnorte oder Siedlungen. Also benötigt man auch weniger Einbauten als bei den kurzen Pipelines, die durch dichter besiedelte Gebiete zum Verbraucher führen. Somit ergibt sich bei den Einbauten bei den langen Pipelines ein Aufschlag von 2 % und bei den kürzeren Pipelines ein Aufschlag von 3 % auf die Rohrkosten.

7. Regelung und Steuerung:

Nach Angaben von Reuss (1989) fallen hier Kosten in Höhe von ca. 10 % des Material- und Dienstleistungsaufwands (ohne Wegerechte) an.

8. Wegerechte:

Da die beiden kürzeren Pipelines besiedelteres Gebiet durchqueren als die beiden langen Pipelines, wird für sie ein Zuschlag von 10 % gegenüber 5 % bei den langen Pipelines angesetzt¹.

Die Aufstellung der Personalkosten für die Pipelines sind in Anhang 8 aufgeführt.

Die Basisannahmen zur Kostenvergleichsrechnung aus Kapitel 4.1.3 treffen auch für die hier durchgeführten Berechnungen zu. Zusätzlich werden noch weitere Annahmen getroffen:

● Rohre	PR_{01} : 1.500 DM/tRohr PR_{02} : 1.200 DM/tRohr
● Verlegungskosten	PV_1 : 1.500 DM/tRohr PV_2 : 1.200 DM/tRohr
● Engineering	PE_1 : 20.000 DM/km PE_2 : 15.000 DM/km
● Einbauten (Ventile, Schieber u.ä.)	aE_1 : 3 % auf Rohre aE_2 : 2 % auf Rohre
● Regelung und Steuerung	aRS : 10 % der Gesamtinvestition
● Wegerechte	aW_1 : 10 % auf Material- und Dienstleistungsaufwand, Pipelinelänge bis 100 km aW_2 : 5 % auf Material- und Dienstleistungsaufwand, Pipelinelänge ab 1.000 km
● Betriebs- und Wartungskosten	aBW : 4% der Investitionen
● Rohrgewicht	e_i : berechnet sich aus den Angaben in Tabelle A-13 (Anhang 8)

¹) Unter dem Begriff "Wegerecht" sind hier Kosten und Aufwendungen zu verstehen, wie der Landkauf zur Rohrverlegung, Erwerb von Begehungstiteln, Kosten durch Gestattungsverträge, Aufwand durch die Beschäftigung von Juristen, Abgaben an Behörden usw. Diese, als Wegerechte zusammengefaßten Kostenfaktoren, können je nach Struktur, Geographie, Rechtslage oder auch Größe und Länge der Pipeline, sehr stark von den hier angesetzten Zuschlägen variieren.

- Pipelinelänge h_i : Angaben hierzu in Tabelle A-13
- Energieverbrauch r_i : berechnet sich aus den Angaben der Tabelle A-13
- Betriebsstunden n : 8.300 h/a

Bei der statischen Kostenrechnung der vier verschiedenen Pipelines ($i = 1, \dots, 4$) gilt für die ersten zwei Pipelines $l = 1$ und für die letzten zwei Pipelines gilt $l = 2$.

$$K_i = \left[\left((I_{i1} + I_{i2} + e_i \cdot PR_{01} + e_i \cdot PV_1 + (e_i \cdot PR_{01}) \cdot a_{E1}) \cdot (1 + a_{RS}) \right) + h_i \cdot PE_1 \right] \cdot (1 + a_{W1}) \cdot (a_I + a_{BW}) + P_i + (r_i \cdot p_3) \quad [\text{DM/a}] \quad (i = 1, \dots, 4) \quad (l = 1, 2)$$

Für die spezifischen Transportkosten pro Tonne und Kilometer ($k_{Tr.Pi.}$) gilt:

$$k_{Tr.Pi.} = \frac{K_i}{h_i \cdot b_i} \quad [\text{DM/t km}] \quad ; \quad b_i : \text{KWS-Durchsatz pro Jahr} \quad [\text{t}_{KWS}/\text{a}] \quad (\text{s. Tab. A-13})$$

Die Kosten für die vier Pipelines sind in Tabelle A-14 dargestellt. In Tabelle 5-9 sind die Ergebnisse der Kostenrechnung zusammengefaßt.

Tabelle 5-9: Pipelinetransportkosten

Pipeline	Transportkosten [DM/t km]
1. 50 km; $1,5 \cdot 10^6$ t _{KWS} /a	0,098
2. 100 km; $1,5 \cdot 10^6$ t _{KWS} /a	0,064
3. 1.000 km; $5,0 \cdot 10^6$ t _{KWS} /a	0,028
4. 4.000 km; $5,0 \cdot 10^6$ t _{KWS} /a	0,027

Die Betriebsparameter der Pipelines Nr. 3 und Nr. 4 sind gleich. Sehr ähnlich sind auch die spezifischen Transportkosten. Lediglich durch die Proportionalisierung der Kosten der Hauptpumpstation auf 4.000 km, anstatt auf 1.000 km, führt zu einer leichten Reduzierung der spezifischen Transportkosten von

Pipeline Nr. 4. In der Abbildung 5-4 ist die prozentuale Zusammensetzung der Pipelinetransportkosten dargestellt.

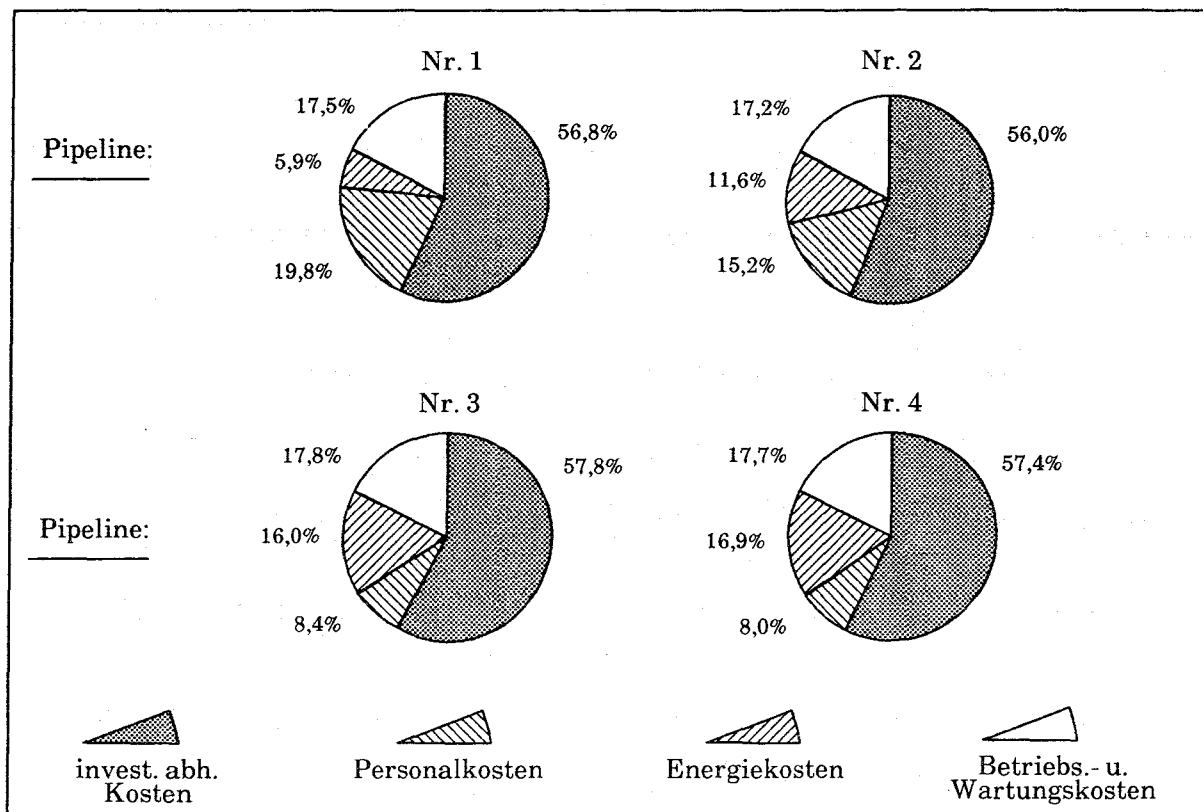


Abbildung 5-4: Prozentuale Zusammensetzung der KWS-Pipelinetransportkosten

Anhand dieser Abbildung ist zu erkennen, daß bei der Pipeline Nr. 2 die Energiekosten einen doppelt so großen Anteil an den Gesamtkosten einnehmen wie bei Pipeline Nr. 1. Der Grund liegt in der höheren Transportgeschwindigkeit und dem davon abhängigen höheren Druckverlust, da bei Pipeline Nr. 2 ein kleinerer Querschnitt als bei Pipeline Nr. 1 gewählt wurde. Dies hat zwar die Rohrmaterialekosten um ca. 10 % gesenkt, führt aber aus den oben genannten Gründen zu höheren Energiekosten bei gleicher Transportleistung. Bei den beiden längeren Pipelines sind keine gravierenden Unterschiede in der Kostenzusammensetzung vorhanden. Eine Kostendegression bei Pipelines mit gleichen Betriebsparametern in Abhängigkeit der Pipelinelänge ist minimal und nur auf die stärkere Proportionalisierung einmaliger Fixkosten, zurückzuführen.

Beim Vergleich der Pipelines bis 100 km mit den Pipelines ab 1.000 km ist zu beobachten, daß die Personalkosten anteilmäßig an Bedeutung verlieren, während die Energiekosten mehr an Gewicht gewinnen.

5.5 Vergleich der KWS-Transportmöglichkeiten

Transportkostenvergleich

In der Abbildung 5-5 sind die entfernungsabhängigen Transportkosten der vier Transportalternativen gegenübergestellt.

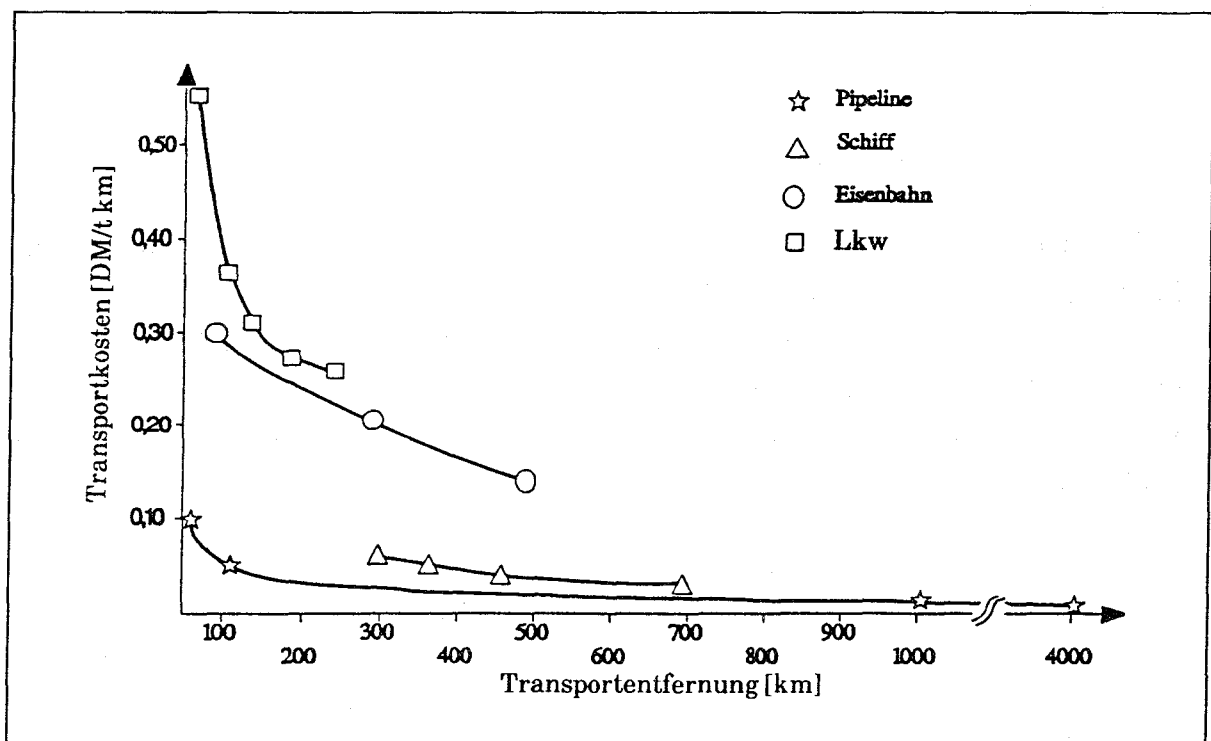


Abbildung 5-5: Vergleich der KWS-Transportkosten in Abhängigkeit von der Transportentfernung

Dabei werden beim Lkw- und beim Eisenbahntransport die Reinigungskosten mitberücksichtigt. Beim Eisenbahntransport wird außerdem der entfernungsabhängige Kostenpunkt des Leerlaufs der Wagen mit erfaßt. Nach dem Lkw-Trans-

port ist bei allen Entfernungen der Eisenbahntransport am zweitteuersten. Die beiden anderen Transportalternativen liegen immer unter 0,1 DM/t km, wobei der Pipelinetransport dabei günstiger ist als der Binnenschiffstransport.

Anhand der Abbildung ist für eine Transportentfernung von 50 km der Vergleich von Lkw-Transport und Pipelinetransport möglich. Hierbei ist der straßengebundene Transport mehr als 5,7 mal teurer als der rohrleitungsgebundene Transport. Trotz der Unsicherheiten bei der Kostenermittlung des Pipelinetransports (s. Kap. 5.4.3) ist dieser Kostenvorteil einer Pipeline gegenüber dem Lkw-Transport eindeutig. Das heißt, daß auch auf sehr kurzen Entfernungen der Pipelinetransport Kostenvorteile gegenüber den anderen Transportalternativen besitzt, wenn die Randbedingungen die umfangreichen Investitionen einer Pipeline rechtfertigen. Zudem ist durch den Pipelinetransport eine "just in time" Versorgung der Verbraucher machbar, wodurch Umschlags- und Lagerkosten reduziert werden.

Vergleich des Energieverbrauchs beim KWS-Transport

Der Vergleich der verschiedenen KWS-Transportalternativen zeigt, daß nicht jede Transportalternative in jeder Region realisiert werden kann. Da das Straßennetz das dichteste Transportnetz ist, besitzt der Lkw-Transport die größte Flexibilität. In Abbildung 5-6 wird jedoch deutlich, daß beim Lkw-Transport mit Abstand am meisten Energie pro Tonne Transportgut und pro Transportkilometer aufgebracht werden muß¹.

Der Energieverbrauch der Pipelines liegt - wie der Verbrauch der Eisenbahn und des Schiffstransports - deutlich unter dem Energieverbrauch beim Lkw-Transport. Die Pipelinevariante mit dem niedrigsten Verbrauch ist günstiger als der Schiffstransport². Den geringsten Energiebedarf hat in diesem Vergleich allerdings der gleisgebundene Transport. Die Ergebnisse werden in einer Studie von Bahke (1980) weitestgehend bestätigt. Dort hat sich allerdings der übliche Pipelinetransport (Öl, Gas) im Vergleich zu den hier betrachteten Transportalternativen als die energetisch günstigste Variante herausgestellt. In der vorliegenden

1) Daten aus den Kapiteln 5.1 bis 5.4.

2) Die unterschiedlichen Energieverbräuche zwischen Pipeline Nr. 2 und Pipeline Nr. 4 sind hauptsächlich durch den geringen Rohrdurchmesser von Pipeline Nr. 2 und der deswegen erhöhten Transportgeschwindigkeit begründet.

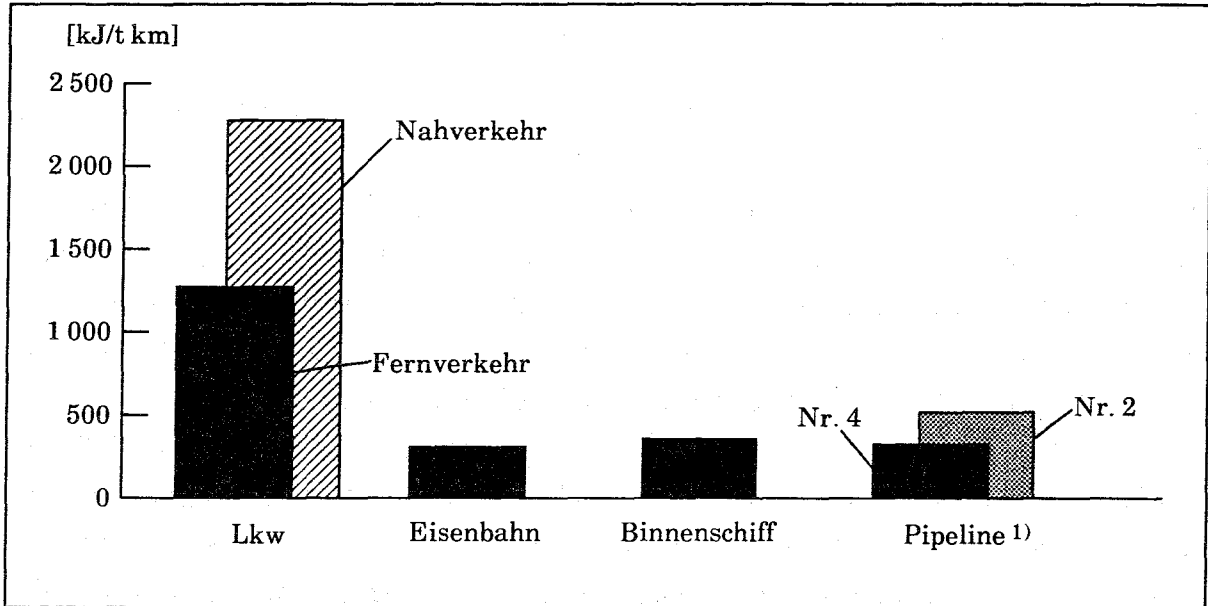


Abbildung 5-6: Vergleich des spezifischen Energieverbrauchs beim KWS-Transport

1) Umrechnung von elektrischer Energie auf Primärenergie mit $\eta = 0,35$

Arbeit wurden die Pipelines dagegen speziell für den Feststofftransport ausgelegt und kalkuliert.

Da in der Bundesrepublik Deutschland sowohl Elektrolokomotiven als auch Diesellokomotiven eingesetzt werden und beim Antrieb der Pipelinepumpen elektrischer Strom aus dem öffentlichen Netz benutzt wird, sind die Emissionen, die durch den Energieverbrauch bei Eisenbahn- und Pipelinetransport entstehen, geringer als bei den anderen Transportverfahren (vgl. Prognos, o.J.). Beim Lkw- und Binnenschiffstransport werden ausschließlich instationäre Dieselmotoren benutzt, deshalb fallen für diese Transportverfahren höhere Emissionen an als für die beiden erstgenannten Alternativen.

6 Verwendung von Kohle-Wasser-Suspensionen

Da Kohle-Wasser-Suspensionen in Konkurrenz zu Kohle und Öl stehen, ist man bestrebt, mit diesem Energieträger ein möglichst breites Einsatzfeld abzudecken. Bei der Dampf- und Stromerzeugung wie auch bei der Vergasung innerhalb des GuD-Prozesses (s. Kap. 6.4) gilt die Verwendung von KWS als technisch machbar. Es wurden Verbrennungsanlagen verschiedener Leistungsklassen sowohl bei Voll- als auch bei Teillast ohne nennenswerte Störungen mit KWS betrieben (Carlson et al., 1986; Burns and ROE Inc., 1986). Der Betrieb eines GuD-Kraftwerkes mit einer hochkonzentrierten Suspension wird von Gerstbrein und Shorter (1988) erläutert. Daneben gibt es aber noch potentielle Verwendungsgebiete, für deren vollständige Erschließung noch Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erforderlich sind (Siemon, 1985; Lustgarten, 1988). Hierzu gehören der KWS-Einsatz in langsam laufenden Dieselmotoren oder in Gasturbinen.

Der erste Einsatzbereich, der in Kapitel 6.1 genauer analysiert wird, betrifft die KWS-Verbrennung zur Dampferzeugung. Da bei der Verbrennung der Brennstoffeintrag und die Zerstäubung im Brennraum von Bedeutung sind, ist dies ein besonderer Schwerpunkt dieses Kapitels. Zudem wird auf technisch notwendige Umrüstmaßnahmen eingegangen, um Anlagen, die vormals mit Kohle oder Öl betrieben wurden, nun mit hochkonzentrierter Kohle-Wasser-Suspension zu betreiben. Abschließend werden Umwelt- und Kostenbetrachtungen zur KWS-Verbrennung und KWS-Umrüstung angestellt.

Unter Bezug auf das Kapitel 6.1 und die technischen Besonderheiten wird in Kapitel 6.2 eine KWS-Verbrennungsanlage zur Dampferzeugung mit einer Leistung von 10 MW beschrieben und analysiert. In Kapitel 6.3 wird auf die Stromerzeugung in einer KWS befeuerten 75 MW_e-Anlage eingegangen.

Neben der Verbrennung von KWS bildet die Vergasung nach dem Texaco-Verfahren einen weiteren Schwerpunkt der möglichen Suspensionsverwendungen. Die Integration der Vergasung in eine GuD-Anlage mit sehr hohen thermischen Wirkungsgraden und somit niedrigen Rauchgasmengen erlaubt den Betrieb von Kombi-Kraftwerken auf reiner Kohle-Basis mit geringer Umweltbelastung (CO₂- und Schadgas-Emissionen)¹.

¹) Das bisher weltweit einzige, im industriellen Maßstab realisierte GuD-Kraftwerk, das auf reinem Kohlebetrieb basierte, ist die Cool-Water-Anlage in den USA gewesen. Die Vergasung der Kohle erfolgte dort nach dem Texaco-Verfahren.

Abschließend wird in Kapitel 6.5 auf die weiteren KWS-Einsatzmöglichkeiten eingegangen. Hierbei wird in erster Linie auf die Anwendung in Motoren und Turbinen eingegangen, und die bestehenden Schwierigkeiten bei diesen Verwendungsalternativen werden ausgehend von den charakteristischen Eigenschaften der KWS erläutert.

6.1 KWS-Verbrennung und dadurch bedingte Umrüstmaßnahmen

Die Ausführungen in den nachfolgenden Abschnitten 6.1.1 und 6.1.2 über die KWS-Zerstäubung und -verbrennung bzw. über die erforderlichen Änderungen an bestehenden Kesselanlagen beziehen sich grundsätzlich auf eine trocken entaschte Feuerung. Bei der Trockenfeuerung liegt die Verbrennungstemperatur unterhalb der Erweichungstemperatur der Asche. Bedingt durch vergleichsweise geringe Temperaturen, bei denen im Feuerraum keine Schlacke anfällt, kann eine Trockenfeuerung gegenüber einer Schmelzfeuerung erheblich einfacher ausgeführt werden.

6.1.1 KWS-Zerstäubung und -Verbrennung

Für die Suspensionsverbrennung wird vorausgesetzt, daß die Suspension über längere Zeit stabil lagerbar ist, damit immer eine homogene KWS zur Verfügung steht. Dies ist besonders für eine genaue Mengenzuteilung der KWS vom Lagerbehälter bis zum Brenner (z.B. bei Teillast) von Bedeutung.

Bei der Verbrennung muß der Brennstoff innerhalb der Brennkammer möglichst vollständig ausbrennen. Der Kohlenstoffausbrand der KWS wird, abgesehen von den Kohleeigenschaften, von den folgenden Faktoren beeinflusst:

- Zerstäubungsqualität,
- Verweilzeit innerhalb des Brennraumes,
- Überschußluft und
- Turbulenzen und Verwirbelungen im Brenner und im Brennraum.

Die Qualität der Zerstäubung ist hierbei der dominierende Faktor und wird durch die Brenner- und insbesondere die Düsenkonstruktion beeinflusst (Burns and ROE Inc., 1986).

KWS-Zerstäubung

In einer Düse ist, im Gegensatz zu einer Rohrleitung, die Strömungsform der KWS uneinheitlich. Da der überwiegende Teil der Suspension nahe der Düsenachse durch die Öffnung strömt, hat die Suspension tendenziell eine Dehnströmung¹. Bei hochkonzentrierten Suspensionen wurde nachgewiesen, daß Dehnströmungen eine höhere Viskosität als Scherströmungen aufweisen, was die Zerstäubung am Düsenaustritt erschwert. Wegen hoher Feststoffkonzentrationen der Suspension werden auch Platzwechselfvorgänge bei der Düsenströmung erschwert. Somit lassen sich Platzwechsel und Partikelverschiebungen innerhalb des Fluids nur durch einen höheren Energieaufwand, d.h. durch einen höheren Düsen-Vordruck, erreichen. Diese geminderte Bewegungsfreiheit trägt ebenfalls zu einer Viskositätserhöhung bei. Eine Düse kann auch durch Partikel verstopfen, was zu einer Strömungscharakteristik führt, die einer Viskositätserhöhung gleicht. Diese Verstopfungen treten vor dem Düsenaustritt durch die Bildung von Feststoffbrücken auf (Richter, 1984).

Ein weiteres Problem, das bei der KWS-Zerstäubung in Düsen auftritt, ist das abrasive Verhalten der Suspensionen, das durch ihre mineralischen Bestandteile bedingt ist. Insbesondere unter Druckbeaufschlagung der fließenden Suspension führen die mineralischen Suspensionsbestandteile zu Verschleiß.

Aufgrund der oben dargestellten Eigenschaften von hochkonzentrierten Suspensionen gelten für die Konstruktion von Düsen zur KWS-Zerstäubung folgende Anforderungen:

- Der Verlauf des Brennstoffflusses muß der Strömung so angepaßt sein, daß ein Viskositätsanstieg begrenzt wird.
- Um ein Blockieren der Strömungswege zu verhindern, sollten die kleinsten Düsenquerschnitte durch die maximale Kohlepartikelgröße vorgegeben werden. Nach Untersuchungen von Glaser (1986) soll der Durchmesser der Strömungswege das Vierfache der maximalen Partikelgröße nicht unterschreiten. Insbesondere müssen schmale Düsenöffnungen und geringe Zerstäuberquerschnitte vermieden werden, um Verstopfungen am Düsenaustritt zu verhindern.
- Der erosiven Wirkung der mineralischen Bestandteile wird durch den Einsatz verschleißfester Werkstoffe (z.B. Wolfram-Carbid) vorgebeugt, besonders dort,

¹) In der Düsenachse liegt eine Dehnströmung vor, wohingegen in unmittelbarer Wandnähe eine Scherströmung auftritt (Richter, 1984).

wo aufgrund von Strömungsumlenkungen ein Gleitschleifeffekt durch die Partikel auftreten kann (Glaser, 1986).

Während Drehzerstäuber oder Druckzerstäuber sich als anfällig und somit als ungeeignet herausgestellt haben, haben sich Zweistoffzerstäuber als funktionsfähig erwiesen und werden bevorzugt eingesetzt (Morrison, 1983). Beim Zweistoffzerstäuber wird die flüssige Phase durch ein schnell strömendes, gasförmiges Medium zerrissen. In Abbildung 6-1 ist eine Düse zur Zerstäubung einer Suspension mit Hilfe eines Zerstäubungsmediums (Luft oder Dampf) schematisch dargestellt.

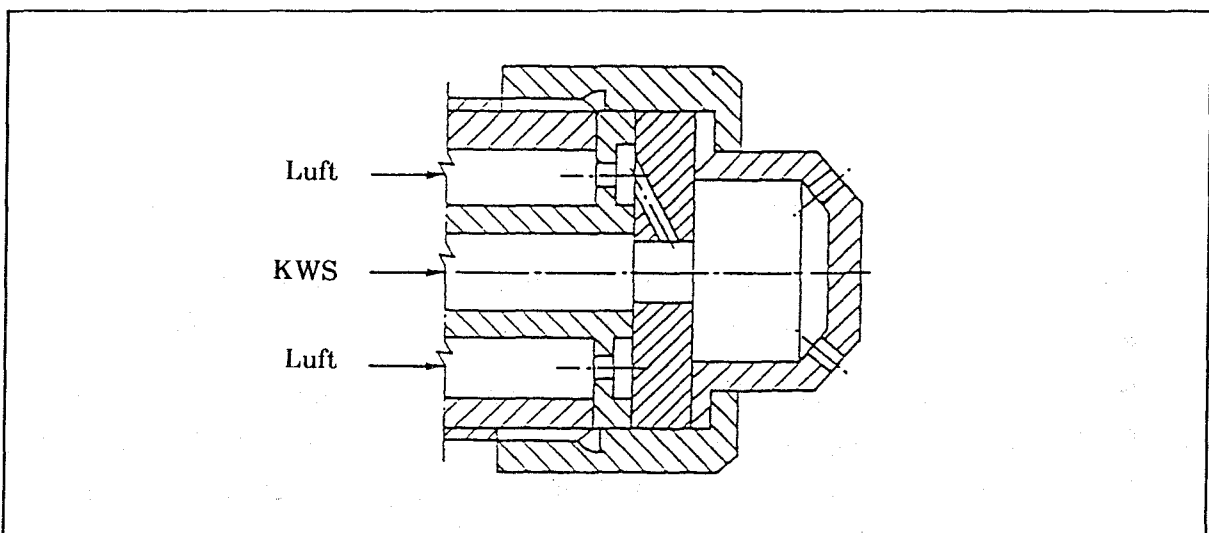


Abbildung 6-1: Y-Mischzerstäuber für KWS (De Michele, 1983)

KWS-Verbrennung

Die Zerstäubung dient in der Verbrennungstechnik der Erzeugung einer möglichst großen, wirksamen Oberfläche des Brennstoffes. Bei der KWS-Verbrennung müssen zudem die Kohlepartikel aus dem dispersen Verbund des Wassers herausgelöst werden, um sich im Brennraum entzünden zu können. Darum ist es notwendig, daß sich wenig Wasser um die Kohlepartikel herum befindet, so daß sich die Partikel möglichst früh entzünden können und das Wasser verdampft wird, damit der Ausbrand erfolgen kann. Dieser Ausbrand wird jedoch durch den Umstand verzögert, daß nach der Wasserverdampfung die Kohlepartikel Agglomerate bilden (Lin, 1982). Der Zerstäubungsfeinheit sind durch die Partikelgröße Grenzen gesetzt.

In Abbildung 6-2 ist der Zeitverlauf der Brennstofftemperatur bei der Verbrennung dargestellt.

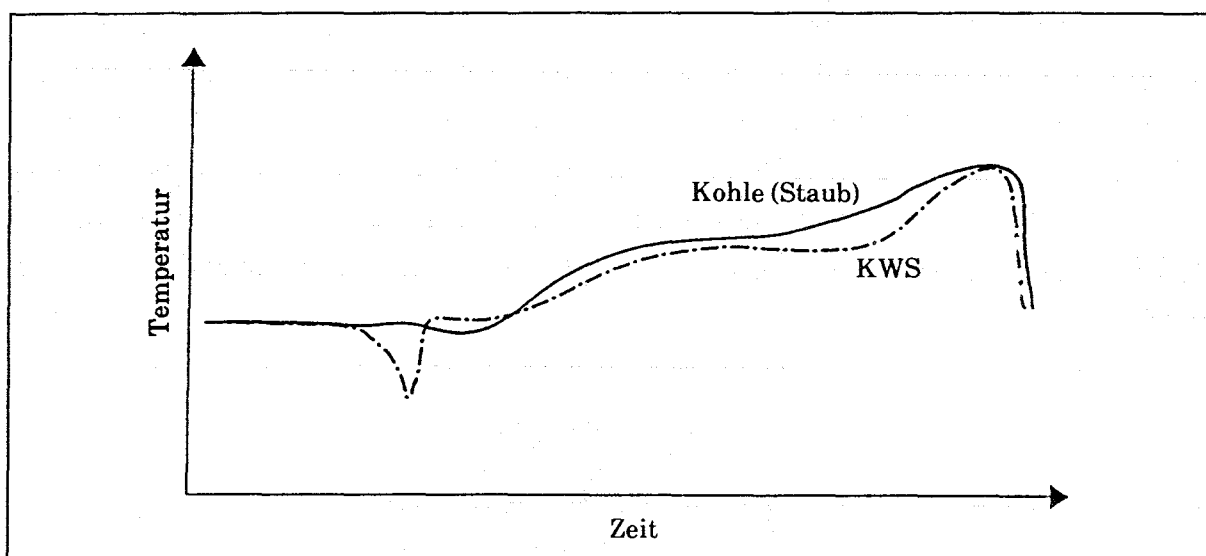


Abbildung 6-2: Temperaturverlauf in Abhängigkeit von der Zeit bei pulverisierter Kohle- und KWS-Verbrennung Lin (1982)

Wie diese Abbildung zeigt, ist der KWS-Verbrennungsvorgang mit dem von pulverisierter Kohle vergleichbar, allerdings beinhaltet die KWS-Verbrennung einen zusätzlichen Zwischenschritt zur Wasserverdampfung, der durch den nach unten gerichteten Knick der KWS-Kurve deutlich wird. Diese Verdampfung beginnt sehr schnell nach Eintreten der KWS in den Brennraum bei Temperaturen zwischen 100 und 150 °C (Glaser, 1986). Nach der Verdampfung schließen sich dann die drei üblichen Stufen der Kohlenstaubverbrennung an:

1. Erwärmung der Kohlepartikel.
2. Freisetzung und Verbrennung der flüchtigen Bestandteile.
3. Verbrennung des Restkoks.

Bei Carlson et al. (1986) wird ausführlich beschrieben, wie ein KWS-Kessel mit Hilfe einer gasgefeuerten Stützflamme angefahren wird. Ziel ist es, eine stabile KWS-Verbrennung ohne Stützfeuerung in dem Kessel zu erreichen. Bei Betrieb einer Trockenfeuerung mit einer hochkonzentrierten Kohle-Wasser-Suspension muß aber - besonders bei Teillast des Kessels - immer gewährleistet sein, daß die Temperatur am Brenner so hoch ist, daß die KWS-Flamme stabil bleibt. Sollte dies nicht möglich sein, muß die gasbetriebene Stützflamme wieder zugeschaltet werden.

6.1.2 Umrüstung von Verbrennungsanlagen auf KWS-Betrieb

Zur Umrüstung bestehender Verbrennungsanlagen auf eine KWS-Verbrennung eignen sich sowohl kohle- als auch ölgefeuerte Kessel. Gasgefeuerte Kessel werden nicht betrachtet, da für diese Kessel die Umrüstmaßnahmen sehr aufwendig sind. Da im Leistungsbereich von 1 bis 100 MW die ölgefeuerten Kessel den größten Anteil der in der Bundesrepublik Deutschland betriebenen Kesselanlagen ausmachen (Zihla, 1990), wird auf die Umrüstung von Öl- auf KWS-Feuerung in diesem Kapitel das größere Gewicht gelegt. Die Umrüstung von Kohle- auf KWS-Betrieb ist vergleichsweise einfach zu realisieren.

Umrüstung eines Ölkessels

Bei der Umrüstung eines ursprünglich für Öl-Betrieb ausgelegten Kessels auf KWS-Betrieb gilt nach Morrison (1983) den folgenden Anlagenkomponenten besondere Beachtung, wie nachfolgend näher erläutert wird.

- Düsen und Brenner
- Kessel
- Aschetrichter
- Konvektionsbereich
- Gebläse
- Luftvorwärmer
- Kamin
- Lagertanks
- Spüleinrichtung
- Rauchgasreinigung

Düsen und Brenner

Die speziellen Anforderungen an die Düsen zur KWS-Zerstäubung sind in Kapitel 6.1.1 erläutert worden. Durch eine verzögerte Brennstoffzündung aufgrund der Wasserverdampfung (s. Abb. 6-2) reduziert sich die Wärmefreisetzung zu Beginn des Verbrennungsvorgangs. Dieser Effekt kann durch die Zufuhr zusätzlicher

Verbrennungsluft am Brenner verstärkt werden, die zur Temperaturreduzierung bei der KWS-Verbrennung nötig sein kann. Eine KWS-Verbrennung dauert aus diesen Gründen insgesamt länger als eine Ölverbrennung mit entsprechenden Auswirkungen auf die Wärmefreisetzung. Zudem steht weniger Zeit für die Ascheabkühlzeit zur Verfügung, was sich insgesamt negativ auf die Konvektion auswirkt (Hansel, 1986).

Kessel

Im Flambereich des Kessels muß ausreichend Raum für die im Vergleich zur Ölflamme längere KWS-Flamme und den vollständigen Partikelausbrand zur Verfügung stehen. Deswegen ist es von Vorteil, wenn der ursprüngliche Feuerungsraum in Relation zur Feuerungsleistung bereits großzügig bemessen wurde. Zudem unterstützt ein umfangreich ausgemauerter Feuerungsraum die Wärmrückstrahlung und somit auch die Brennstoffzündung.

Aschetrichter

Gewöhnlich sind Ölverbrennungsanlagen ohne Aschetrichter konstruiert, es sei denn, es wurde bereits bei der Kesselkonstruktion ein mögliches Umrüsten auf aschehaltige Energieträger bedacht. Deswegen müssen Aschetrichter inklusive Ascheentsorgungsvorrichtungen nachgerüstet werden.

Um eine Aschebeseitigung bei der KWS-Verbrennung zu gewährleisten, darf die Ascheerweichungstemperatur nicht überschritten werden, da sich ansonsten Ablagerungen und Verschmutzungen an den Kesselwandungen bilden können. Gegebenenfalls ist die Kessellast so weit zu reduzieren, daß der Kessel unterhalb des Ascheerweichungspunktes gefahren wird.

Konvektionsbereich

Die Rauchgase einer KWS-Feuerung führen im Gegensatz zu einer Ölfeuerung bedeutende Mengen an Asche mit sich, die auf die Wärmeübertragungsflächen stark erosiv wirken. Der Grad der Erosion wird durch die folgenden Einflußgrößen bestimmt:

- Rauchgasgeschwindigkeit,
- Menge der Asche,

- Abrasivität der Asche,
- Größe der Aschepartikel.

Durch eine Vergrößerung der Zwischenräume der Wärmeübertragungsflächen kann auf baulichem Wege den Erosionen begegnet werden. Eine weitere wirkungsvolle Maßnahme besteht in der Senkung der Rauchgasgeschwindigkeit. Diese Reduzierung bewirkt eine Senkung der Dampfleistung, also eine Kapazitätsreduzierung des Kessels.

Da die Zwischenräume zwischen den Wärmeübertragungsflächen bei Ölverbrennungsanlagen nur ca. halb so groß sind wie bei Kohlefeuerungen, kann es zu Ascheablagerungen auf diesen Flächen kommen. Diese Ascheablagerungen können bei einem KWS-Einsatz in Ölanlagen zu Brückenbildungen und Verstopfungen in den Zwischenräumen führen. Durch diese Störungen in den Zwischenräumen und durch die Ascheablagerungen wird sowohl die Wärmeübertragung reduziert als auch der Querschnitt, der dem Rauchgas zur Verfügung steht. Um der Gefahr der Ablagerungen und Brückenbildung in den Zwischenräumen zu begegnen, besteht - wie auch zur Erosionsvermeidung - die Möglichkeit, die Konvektionsflächen auf größere Zwischenräume umzurüsten. Will man jedoch einen umfangreichen Umbau des Konvektionsbereiches vermeiden, lassen sich auch durch Senkung von Brennraumtemperatur und Rauchgasgeschwindigkeit die Ablagerungen vermeiden. Diese beiden Maßnahmen zusammen haben wiederum eine Kapazitätsreduzierung des Kessels zur Folge (Burns and ROE Inc., 1986).

Gebläse

Aufgrund des größeren Bedarfs an Verbrennungsluft zur Temperaturreduzierung und den daraus resultierenden größeren Rauchgasvolumenströmen einer KWS-Verbrennung im Vergleich zu einer Ölverbrennung, entstehen für die installierten Gebläse höhere Anforderungen. Sollten die Gebläsekapazitäten nicht ausreichen, so müssen sie entweder umgerüstet werden, oder aber man reduziert die Kessellast so weit, daß die installierte Gebläseleistung ausreicht.

Ölkessel sind teilweise ganz ohne Heißluftzufuhr konzipiert worden, so daß in solch einem Fall die komplette Heißluftversorgung inklusive Gebläse für den KWS-Betrieb nachgerüstet werden muß.

Luftvorwärmer

Da bei den Ölkesseln geringere Luftmengen vorgewärmt werden, kann beim KWS-Betrieb das Problem auftreten, daß der Luftvorwärmer keine ausreichende Kapazität besitzt. Wird auf eine Umrüstung des Luftvorwärmers verzichtet, kann sich dies in einer Wirkungsgradverschlechterung des Kessels auswirken

Kamin

Insgesamt können diese ganzen Umrüstmaßnahmen zu einer Senkung der Kesselaustrittstemperatur führen. Deswegen muß besonders am Kamin einer Säuretaupunktunterschreitung Beachtung geschenkt werden.

Lagertanks

Es ist technisch machbar, vorhandene Öllagertanks zur KWS-Lagerung zu verwenden, allerdings muß das höhere spezifische Gewicht der Suspensionen berücksichtigt werden, d.h. das Volumen der zu lagernden KWS muß beschränkt werden¹. Will man die gleiche Energiemenge KWS wie Öl einlagern, sind trotz der höheren Suspensionsdichte zusätzliche Lagereinrichtungen nötig, weil der Energiegehalt pro Volumeneinheit bei KWS geringer ist als beim Öl.

Spüleinrichtung

Zur Vermeidung von Ablagerungen und Austrocknungen der Suspension bei Anlagenstillstand müssen das Brennstoffzufuhrsystem, die Brenner und Düsen und die Armaturen der Lagertanks mit Wasser gespült werden. Diese Spüleinrichtung, die gegebenenfalls mit einer Wasseraufbereitungseinrichtung gekoppelt ist, muß ebenfalls noch für den KWS-Betrieb nachgerüstet werden. In der Wasseraufbereitungsanlage kann auch das Überschußwasser aufbereitet werden, das bei der Unterdrückung der Staubentwicklung beim Aschehandling anfällt.

Rauchgasreinigung

Die Nachrüstmaßnahmen zur Rauchgasreinigung, die bei einer KWS-Umrüstung anfallen, sind davon abhängig, ob die betroffene Anlage unter die Technische Anleitung Luft (TA Luft) (< 50 MW) oder unter die Großfeuerungsanlagenverordnung (≥ 50 MW) fällt. In beiden Leistungsbereichen sind die geforderten

¹) Die Grenzen werden durch die Tankstatik und das Tankfundament vorgegeben.

Emissionsgrenzwerte mit den üblichen, technisch ausgereiften Entschwefelungs-, Entstickungs- und Entstaubungsmaßnahmen einzuhalten. Auf die Schwerpunkte der Abgasreinigung bei einer KWS-Verbrennung wird in Kapitel 6.1.3 eingegangen. Je nach Art und Umfang haben Rauchgasreinigungsmaßnahmen zusätzliche Wirkungsgradverluste bei einer KWS-Verbrennung zur Folge.

Sind an einem Ölkessel nicht alle Ertüchtigungsmaßnahmen realisierbar, z.B. wegen Platzmangels, so wird die Kesselleistung bei KWS-Betrieb reduziert, was bis zu 50 % der ursprünglichen Nennleistung betragen kann. Da die Ascheanteile einer KWS bei der Verbrennung und besonders bei der Wärmeübertragung störend wirken, ersetzt eine Aschereduzierung der Suspension auf $A < 1 \%$ (s. Kap. 3.1.1) die Umrüstmaßnahmen, wie auch die Kapazitätsverluste durch die Rauchgasgeschwindigkeitsreduzierung (Siemon, 1985; Hansel, 1986).

Umrüstung eines Kohlekessels

Rüstet man einen Kessel, der ursprünglich für eine Kohlenfeuerung ausgelegt war, auf eine KWS um, können Kapazitätsverluste vollständig vermieden werden (Siemon, 1985). Die Brenner und Düsen müssen den KWS-Erfordernissen entsprechend umgerüstet bzw. ausgetauscht werden. Zudem sind Brenner für die Zünd- und Stützflamme zu installieren. Zur Brennerumrüstung gehören auch die Rohrleitungen zwischen den nachzurüstenden Lagertanks und dem Brenner. Für das Brennstoffsystem muß eine Spülvorrichtung installiert werden. Unter Umständen ist es nötig, die Rauchgaskanäle und Gebläse auf erhöhte Volumenströme (Wasserdampfanteil im KWS-Rauchgas) umzurüsten. Alle sonstigen Kesselkomponenten, die bei einer Umrüstung von Öl auf KWS zu Problemen führen können, sind bei einem kohlegefeuerten Kessel auch für den KWS-Einsatz weitestgehend geeignet.

6.1.3 Umweltbeeinflussung

Bei der Umwandlung fossiler Primärenergie entstehen Umweltbelastungen durch:

- Abwärme,
- Lärm,
- Luftbelastung,
- Reststoffe.

Das Ausmaß der jeweiligen Belastung ist abhängig von der Brennstoffzusammensetzung sowie der Art der Umwandlungstechnik.

Abwärme

Die Anwendung thermodynamischer Prozesse, die u.a. zur Erzeugung von mechanischer Energie aus Wärme dienen, ist mit Abwärmeverlusten verbunden. Diese Wärme wird als Kondensatorabwärme an Luft oder Wasser abgegeben. Bei der KWS-Verbrennung zur Dampferzeugung entstehen gegenüber dem Kohleeinsatz höhere Wärmeverluste durch die Verdampfungswärme des KWS-Wassers. Die Wärmeverluste durch den Ascheausstrag (Brennkammerasche) sind bei Kohle und KWS hingegen gleich groß.

Lärm

Die Lärmemissionen eines Kraftwerks lassen sich durch Schallschutzeinrichtungen und Kapselungen so weit reduzieren, daß selbst für große Kraftwerke (600 MW_e) die Immissionsrichtwerte für ein Wohngebiet einzuhalten sind (Allhorn et al., 1984). Die Lärmemissionen, die durch den Brennstoffantransport verursacht werden, hängen von dem Transportmittel ab. Je nach Verkehrsverbindung und Umschlageinrichtung können diese Lärmemissionen zur Umweltbelastung führen. Als beinahe geräuschloses Transportmittel, das auch optisch bei Verlegung in der Erde nur durch Pump- und Entnahmestationen auffällt, ist die Pipeline eine Ausnahme unter den Transportalternativen für Kohle-Wasser-Suspensionen.

Luftbelastung

Durch den Verbrennungsprozeß entstehen eine Reihe verschiedener Schadstoffe. Bei der Verbrennung aller fossiler Energieträger tritt grundsätzlich Kohlendioxid (CO₂) auf, das zum sogenannten Treibhauseffekt beiträgt. Die CO₂-Emission kann nur durch eine Brennstoffreduzierung (z.B. durch Wirkungsgradverbesserungen) begrenzt werden. Auf NO_x und SO_x wird anschließend detailliert eingegangen.

In Steinkohlen, die bei der KWS-Herstellung eingesetzt werden, sind auch Chlor- und Fluorverbindungen eingebunden. Diese Verbindungen werden bei der Verbrennung als Chlorwasserstoff (HCl) und Fluorwasserstoff (HF) freigesetzt. Bei Waschverfahren zur Rauchgasentschwefelung erfolgt neben einer Schwefeloxidabscheidung auch eine Abtrennung der gleichfalls vorhandenen Halogenwasserstoffe mit hohen Abscheidegraden (> 95 %). Deswegen werden nach Naßentschwefelungsverfahren oder halbnassen Entschwefelungsverfahren die Grenzwerte von Halogenwasserstoffe i.a. deutlich unterschritten (STEAG, 1988).

Das Hauptgewicht bei der Rauchgasreinigung der KWS-Verbrennung liegt in der Reduzierung der Schadstoffe:

- Schwefeloxide,
- Stickoxide,
- Staub und Asche.

Schwefeloxide

Die SO_x-Konzentration im Rauchgas hängt direkt vom im Brennstoff gebundenen Schwefel ab. Es ist möglich, zum einen den Brennstoffschwefel abzutrennen (vgl. Kap. 4) und/oder zum anderen die SO_x-Emissionen im Rauchgas zu reduzieren, um die geforderten Grenzwerte der Schwefeloxidemissionen einzuhalten. Die momentan in der Kohleaufbereitung angewandten Schwefelabtrennungsverfahren sind bisher jedoch nicht in der Lage, den organisch gebundenen Schwefel zu beseitigen (vgl. Kap. 3.1.1). Aufgrund dieser Tatsache ist die Brennstoffentschwefelung begrenzt und im Normalfall eine Rauchgas-Entschwefelung notwendig. Zur sekundären SO_x-Reduzierung existiert eine Vielzahl von Verfahren, die sich in regenerative und nichtregenerative Verfahren aufteilen (Schuch, 1988).

Ein häufig in Großanlagen eingesetztes Entschwefelungsverfahren ist die Rauchgaswäsche auf Kalkstein- oder Kalkbasis mit der Erzeugung von Gips als

Reststoff. Ein anderes, bei kleineren Verbrennungsanlagen einsetzbares Verfahren ist das Trockenadditivverfahren (TAV). Durch die Zugabe von Kalkverbindungen in die Feuerung oder den Rauchgasstrom wird eine SO_x -Minderung erreicht (Haasis, 1987). Eine Erweiterung dieses Verfahrens besteht in der Erhöhung des Feuchtegehalts in den Rauchgasen zur Verbesserung der Reaktionsmittelausnutzung (STEAG, 1988). Da bei einer KWS-Verbrennung bereits durch das verdampfte Suspensionswasser der Feuchtegehalt der Rauchgase erhöht ist, kann bei dem Trocken-Additiv-Verfahren durch den KWS-Einsatz die SO_x -Reduzierung verbessert werden.

Stickoxide

Die Stickoxide bilden sich bei der Verbrennung zum einen aus dem im Brennstoff gebundenen Stickstoff als sogenanntes Brennstoff- NO_x und zum anderen aus dem in der Verbrennungsluft enthaltenen Stickstoff als sogenanntes thermisches NO_x (Rentz und Heer, 1988). Die prompte NO -Bildung spielt bei Feuerungen mengenmäßig nur eine untergeordnete Rolle (STEAG, 1988). Die Verfahren zur Stickoxidreduzierung werden in die zwei folgenden Klassen unterteilt:

- a) Primärmaßnahmen
- b) Sekundärmaßnahmen

a) Primärmaßnahmen

Durch Primärmaßnahmen läßt sich die NO_x -Entstehung begrenzen. Zu den Primärmaßnahmen gehört die Verringerung der Luftzufuhr bei der Primärverbrennung. Durch eine gestufte Luftzufuhr am Brenner wird sowohl die NO_x -Bildung beschränkt, als auch eine Reduktion bereits bestehender Stickoxide erreicht. Weitere Primärmaßnahmen zur NO_x -Reduktion sind die Rauchgasrezirkulation, die Luftstufung im Feuerraum und die Brennstoffstufung (STEAG, 1988). Die niedrige Flammentemperatur einer KWS-Verbrennung, die durch den Wasseranteil der Suspension verursacht wird, hemmt ebenfalls die Bildung von thermischen NO_x . Ein Nebeneffekt der beschriebenen Primärmaßnahmen besteht allerdings in einer Verzögerung des Kohleausbrands. Ohne entsprechende Gegenmaßnahmen führt die verzögerte Verbrennung wiederum zu einer Erhöhung des Anteils an Unverbranntem im Flugstaub, und es treten Wirkungsgradverluste durch diese unvollständige Verbrennung auf.

Eine Möglichkeit, trotz Primärmaßnahmen dem Anstieg des Unverbrannten zu begegnen, besteht in einer möglichst feinen Aufmahlung der Kohle, wie sie bei hochkonzentrierten Kohle-Wasser-Suspensionen vorliegt. Bei Heitmüller et al. (1987) wird ausführlich dargestellt, wie die Feinaufmahlung einer Kohle bei geeigneter Verbrennungsführung hinsichtlich der Temperatur zur NO_x -Minderung genutzt werden kann.

Bei der KWS-Verbrennung muß allerdings beachtet werden, daß nach der Wasserverdampfung eine mögliche Agglomeratbildung der Partikel (s. Kap. 6.1.1) die Primärmaßnahmen negativ beeinflussen kann.

b) Sekundärmaßnahmen

Neben den Primärmaßnahmen existieren Sekundärverfahren zur Rauchgasentstickung, wobei die selektive katalytische Reduktion (SCR) und die selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) die wichtigsten Verfahrensarten darstellen. Die SCR-Verfahrensvariante mit Anordnung des Katalysatorreaktors im nichtentstaubten Rauchgas (High-Dust-Verfahren) wird am häufigsten eingesetzt. Die Low-Dust-Anlage wird fast ausschließlich an das "kalte Ende" des Kraftwerkes, also am Schluß des Rauchgasweges direkt vor dem Schornstein angeordnet. Ein Nachteil liegt in einer notwendigen Wiederaufheizung der Rauchgase auf die Reaktionstemperatur im Katalysator (Rentz et al., 1985). Die SNCR-Verfahren arbeiten entweder mit Ammoniak wie die katalytischen Prozesse oder mit anderen ammoniakhaltigen Medien (Harnstoff, Gülle, Amine) als Reduktionsmittel. Weil bei dem SNCR-Verfahren wegen temperaturbedingtem Reduktionsmittelumsatz eine deutlich überstöchiometrische Reduktionsmittelzugabe nötig ist (Faktor 2), stellen sich gegenüber den katalytischen Prozessen deutlich erhöhte Reduktionsmittelverbräuche bei gleichzeitig erhöhtem Reduktionsmittelschlupf im Rauchgas ein (STEAG, 1988).

Staub und Asche

Bei der Verbrennung von Steinkohle sind Staubrückhaltemaßnahmen stromab des Luftvorwärmers nötig. Hierfür haben sich Elektrofilter und Schlauchfilter im großtechnischen Einsatz bewährt. Wird eine Anlage von Ölbetrieb auf KWS-Betrieb umgerüstet, sind aufgrund der Staubbelastung nicht nur die oben genannten Abscheideverfahren nachzurüsten, sondern es können auch innerhalb des Dampf-

erzeugers weitere Umrüstmaßnahmen anfallen (s. Kap. 6.1.2). Die Partikel-emissionen bei einer KWS-Verbrennung sind eine Funktion des Mineralstoffanteils im Brennstoff, der Aschebildung im Kessel bzw. im Brennraum und dem Ascheanteil, der über den Bodenabzug im Kessel (Aschetrichter) abgezogen werden kann (Morrison, 1983).

In Versuchen ist nachgewiesen worden, daß es bei der Verbrennung von KWS-Produkten zu stärkeren Flugascheablagerungen insbesondere innerhalb des Dampfkessels kommen kann als bei der Verbrennung der Mutter-Kohle als Kohlestaub. Diese Ablagerungen sind vermutlich auf die Verwendung von Natrium und Calcium, die als Basis einiger KWS-Additive dienen (vgl. Tab. 4-4), zurückzuführen (Morrison, 1983).

Vergleich von Verbrennungsprodukten verschiedener Energieträger:

In Untersuchungen von Henderson et al. (1983) wurden Verbrennungsprodukte (vollkommene Verbrennung, ohne Rauchgasreinigung) von Öl, Kohle und einer hochkonzentrierten Suspension miteinander verglichen. Es wurde nachgewiesen, daß die Wasserdampfanteile in den Rauchgasen einer Ölverbrennung und einer KWS-Verbrennung pro Energieeinheit fast identisch sind (ca. 11,0 - 12,0 Vol.-%). Der SO₂-Rauchgasanteil der Kohle ist um 3,1 % (pro Energieeinheit) niedriger als bei einer Suspension aus der gleichen Kohle. Dieser Unterschied erklärt sich aus der Heizwertminderung der KWS um 3,1 % aufgrund der Wasserverdampfung. Die CO- und NO-Anteile bei den KWS-Verbrennungsprodukten lagen dagegen in dieser Untersuchung unter den Werten der anderen Energieträger. Dies erklärt sich insbesondere durch die geringere Verbrennungstemperatur bei der KWS-Verbrennung (Henderson et al., 1983).

Aus den vorhergehenden Ausführungen geht hervor, daß die Emissionen bei einer KWS-Verbrennung mit den Emissionen herkömmlicher, fossiler Energieträger vergleichbar sind und die Schadstoffe mit den existierenden Rauchgasreinigungsmaßnahmen ausreichend zurückgehalten werden können. Bei einer geeigneten Verbrennungsführung sind Vorteile einer KWS bei der Schadstoffbildung (CO, NO) gegenüber Öl- und Kohleverbrennungen möglich.

Reststoffe

Wie bei herkömmlichen Steinkohlekraftwerken fallen auch bei der KWS-Verbrennung Nebenprodukte (Reststoffe) an, die nach dem Bundes-Immissions-

schutz-Gesetz und dem Abfallbeseitigungs-Gesetz einer weitgehenden Verwertung zuzuführen sind. Es können folgende Reststoffe anfallen (STEAG,1988):

- Elektrofilterasche,
- Brennkammerasche aus Trockenfeuerungen,
- Gips aus Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA),
- Stoffe aus der Aufbereitung von Kühl- und Zusatzwasser,
- Wasser aus Abwasseraufbereitungsanlagen der REA,
- Schäume aus Abwasseraufbereitungsanlagen von der REA.

Für eine Konzeption von Entsorgungswegen, speziell für die Reststoffe aus der Rauchgasreinigung, sei an dieser Stelle auf die Arbeit von Winkler (1992) verwiesen. Nach Winkler eröffnet sich für die Reststoffe ein Spektrum von verschiedenen, prinzipiell möglichen Verwertungsbereichen, wobei der Sektor Steine und Erden eine dominierende Stellung einnimmt.

6.1.4 Kostenbetrachtung

Bei der Umrüstung einer Anlage sind je nach Situation verschiedene Besonderheiten zu bedenken, wie z.B. das zur Verfügung stehende Raumangebot, die Anlagengröße oder einzuhaltende Emissionsgrenzwerte. Außerdem wird der Umrüstaufwand deutlich von der zukünftig benötigten Kesselkapazität beeinflusst. Je höher der benötigte Kapazitätsbedarf ist, desto mehr bauliche Maßnahmen müssen - besonders bei einem Kessel mit ursprünglichem Ölbetrieb - durchgeführt werden. Die hierbei anfallenden Kosten sind zudem stark vom Ascheanteil der KWS abhängig. Weitgehende Abtrennung der mineralischen Bestandteile bei der KWS-Herstellung begrenzt die für den Umbau anfallenden Investitionen (Hansel, 1986). Im Rahmen einer theoretischen Untersuchung zur Kesselumrüstung von Öl- auf KWS-Betrieb wurden von Siemon (1985) Umrüstkosten in Höhe von 25 % eines Kohlekesselneubaus ermittelt. Diese Studie hat zudem gezeigt, daß ein KWS-Kesselneubau ca. 20 % Mehrinvestitionen im Vergleich zu einem Ölkesselneubau verursacht.

Die Umrüstinvestitionen von Kohle- auf KWS-Betrieb für Großanlagen im Leistungsbereich über 300 MW_{th} werden nach Siemon (1985) mit einer Spanne von 30 - 300 US-\$/kW_{th} (Basis: 1985) veranschlagt. Moore (1984) beziffert sie dagegen mit einer kleineren Spanne von 100 - 300 US-\$/kW_{th} (Basis: 1984). Die

Kostenspannen resultieren aus den konstruktions- und verfahrenstechnischen Unterschieden der Anlagen und können deshalb nur als Orientierungswerte verstanden werden.

Außerhalb des eigentlichen Dampferzeugers fallen zusätzliche Kosten für nachzurüstende Lagertanks und Rauchgasreinigungsanlagen an, wobei die Rauchgasreinigungskosten vom Verfahren und der Anlagengröße abhängen. In den oben aufgeführten Kostenangaben sind die hierfür erforderlichen Kosten bereits enthalten.

6.2 KWS-Verbrennung in einem 10 MW-Industriedampferzeuger

Die 10 MW-Dampferzeugungsanlage, die in diesem Kapitel analysiert wird, ist der kleinste KWS-Verbraucher innerhalb der Untersuchung. Anlagen im 5- bis 10-MW-Bereich sind nicht Gegenstand der Systemanalyse¹.

Da die Analyse einer KWS-Verbrennung die auftretenden Stoffströme und Schadstoffströme beinhaltet, sind die verfahrenstechnische Betrachtung und die Umweltbetrachtung in einem Kapitel zusammengefaßt.

6.2.1 Verfahrenstechnik und Umweltbeeinflussung

Die Verfahrensparameter der hier zu analysierenden Anlage orientieren sich an Angaben von Anjum und Winnard (1988), die einen von Öl- auf KWS-Betrieb umgerüsteten 10 MW-Industriedampferzeuger beschreiben. Bei der hier betrachteten Anlage wird ebenfalls Dampf (Prozeßdampf) erzeugt.

¹⁾ Diese Anlagen werden bislang lediglich zu Testzwecken betrieben, wobei häufig auch eine Stützflamme beim Normalbetrieb zugeschaltet werden muß.

Verfahrenstechnik

Die Anlage fällt in den Leistungsbereich der "Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft" (TA Luft), die folgende Emissionsgrenzwerte für die Rauchgase beinhaltet:

- SO₂: 2.000 mg/m³
- NO_x: 500 mg/m³
- Staub: 50 mg/m³

Da hier von einem Anlagenneubau ausgegangen wird, kann die Verbrennung auf den KWS-Brennstoff abgestimmt und optimiert werden. So kann vor allem durch die Ausnutzung von Primärmaßnahmen und der ohnehin kalten Verbrennung von KWS die NO_x-Bildung, insbesondere die Bildung von thermischem NO_x, eingegrenzt werden (s. Kap. 6.1.3). Es wird angenommen, daß diese feuerungsseitigen NO_x-Minderungsmaßnahmen ausreichen, um den Grenzwert der TA-Luft einzuhalten.

Wie in vorhergehenden Kapiteln erwähnt wurde, ist die Bildung von Schwefeloxid linear abhängig von dem im Brennstoff gebundenen Schwefel. Bezogen auf die hier zur Verfügung stehenden KWS-Produkte bedeutet dies, daß teilweise bereits bei der Suspensionsherstellung so viel Schwefel aus der Kohle entfernt wurde, daß eine SO_x-Reduzierung bei der Verbrennung nicht mehr nötig ist. Aus diesem Grund wird für diese Anlage das Trockenadditivverfahren (TAV) gewählt, da hierfür vergleichsweise geringe Investitionen anfallen. Mit dem TAV wird durch Eindüsen eines trockenen Calcium-Additives direkt in den Feuerraum eine Entschwefelung von 65 % bei dieser Anlage erreicht. Als Sorbenteinsatz wird Kalksteinmehl verwendet. Um den erwähnten Entschwefelungsgrad einzuhalten, ist ein Ca/S-Verhältnis von 3,5 nötig. Die durch die Kalksteineinblasung und durch das SO_x des Rauchgases entstandenen Kalkprodukte (CaCO₃, CaSO₄ und unreaktiertes CaO) werden anschließend im Staubabscheider, hier ein Elektro-Filter, abgeschieden. Durch das E-Filter werden die Staubemissionen der Rauchgase auf das vorgeschriebene Maß reduziert.

Die wichtigsten technischen Angaben des 10 MW-Dampferzeugers sind in Tabelle 6-1 zusammengefaßt. Mit den Angaben aus Tabelle 6-1 und den Maßnahmen zur Rauchgasreinigung ergibt sich das Grundfließbild des Dampferzeugers, wie es in Abbildung 6-3 dargestellt ist.

Tabelle 6-1: Betriebsdaten des KWS-betriebenen Industriedampferzeugers (10 MW)

Anlagenleistung	10 MW _{th} = 36 GJ/h
Dampfzustand	20 bar; Sattedampf
Dampfdurchsatz	14,1 t/h
Brennstoffverbrauch	41,38 GJ/h
Luftüberschuß	15,0 %
Kesselwirkungsgrad	87,0 %
Kohlenstoffausbrand	98,0 %
Gastemperatur im Kessel	1.100 °C
Rauchgastemperatur (vor dem Luftvorwärmer)	195 °C
Hilfsenergie (elektr.)	ca. 100 kWh/h
Wasser	3 m ³ /h
Personal	1 Person/Schicht

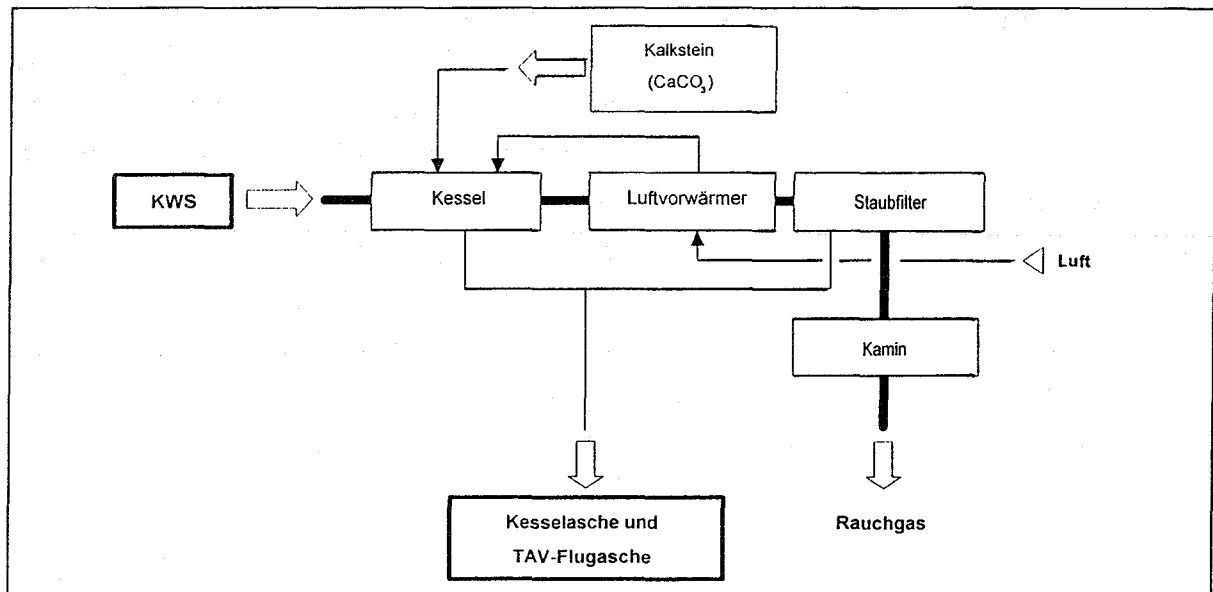


Abbildung 6-3: Grundfließbild eines KWS-betriebenen Industriedampferzeugers

Die verschiedenen Mengenströme des Industriedampferzeugers, die je nach Zusammensetzung des eingesetzten KWS-Produktes variieren, sind in Tabelle 6-2 aufgeführt.

Tabelle 6-2: Mengenströme des 10 MW-Industriedampferzeugers

	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
Eigenschaften						
H _u [MJ/kg]	20,38	21,23	20,93	15,61	21,5	21,13
Asche [kg/t _{KWS}]	77,1	54,13	62,39	7,34	54,1	62,4
S [kg/t _{KWS}]	8,0	7,1	7,4	3,75	1,05	1,05
Mengenströme						
KWS [t/h]	2,03	1,95	1,98	2,65	1,92	1,96
L _{f min} ¹⁾ [m ³ /h]	11.230,0	11.222,3	11.238,5	11.689,2	11.151,4	11.230,8
Ca CO ₃ [kg/h]	92,37	78,74	83,33	-	-	-
Kesselasche u. TAV-Flugasche [kg/h]	321,23	249,16	274,27	41,58	125,03	143,63
V _n ¹⁾ [m ³ _n /h]	12.364,7	12.355,2	12.375,0	12.868,4	12.276,5	12.367,6
SO ₂ [mg/m ³ _n] (Kaminaustritt)	919,4	784,4	828,8	1 544,5	328,4	332,8

¹⁾ Berechnungen siehe Anhang 9

L_{f min} : minimale feuchte Luftmenge für die Verbrennung
(relative Feuchte der Luft: 80 %)

V_n : Rauchgasvolumen bei einer Verbrennung mit einem Luftüberschuß von 15 %

Bei den sechs Suspensionsprodukten variieren insbesondere Heizwert, Schwefelgehalt und Aschegehalt (vgl. die ersten drei Zeilen in Tab. 6-2). Durch die Angaben in der letzten Zeile in Tabelle 6-2 wird deutlich, daß für KWS₄, KWS₅ und KWS₆ keine Kalksteinzugabe erforderlich ist, da der Schwefel im Brennstoff bereits so weit reduziert wurde, daß der Grenzwert der TA Luft eingehalten wird. Bei den ersten drei KWS-Produkten reicht der Entschwefelungsgrad von 65 % aus, um die Emissionen unter dem vorgeschriebenen Grenzwert zu halten. Für KWS₁ fällt aufgrund des höchsten Asche- und Schwefelanteils in der Kohle am meisten Kesselasche und TAV-Flugasche, also auch am meisten Deponieprodukt, an. Bei KWS₄ macht sich dagegen der hohe Entaschungsgrad, der bei der pneumatischen Flotation erreicht wurde, bei der Menge des Aschestroms bemerkbar.

Dieser niedrigere Reststoffgehalt wirkt sich in der Kostenrechnung in geringen Entsorgungskosten aus.

Aufgrund des hohen Wasseranteils von 30 bzw. 50 Gew.-% in den KWS-Brennstoffen sind die Rauchgaseigenschaften von besonderer Bedeutung bei der KWS-Verbrennung. In der Tabelle 6-3 sind charakteristische Rauchgaseigenschaften, insbesondere der jeweilige Wasserdampfgehalt (H_2O) und die Rauchgasenthalpie ($I_{R,T^\circ C}$) bei einer Temperatur von $T = 195^\circ C$ dargestellt.

Tabelle 6-3: Rauchgaseigenschaften bei der KWS-Verbrennung im 10 MW-Industriedampferzeuger¹⁾

Rauchgaseigenschaften	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
H_2O [Vol.-%]	11,97	11,77	11,85	12,70	11,75	11,9
Wasserdampftaupunkt [$^\circ C$]	ca. 50,0	ca. 49,5	ca. 50,0	ca. 51,0	ca. 49,5	ca. 49,5
CO_2 (CO_{2max}) [%]	16,1 (18,6)	16,1 (18,6)	16,1 (18,6)	16,1 (18,6)	16,1 (18,5)	16,1 (18,6)
$I_{R,195^\circ C}$ [kJ/kg _{KWS}]	1.848,9	1.919,7	1.893,9	1.572,0	1.943,6	1.921,31
$I_{R,195^\circ C}/H_u$ [%]	8,75	8,73	8,74	9,31	8,73	8,78

¹⁾ Berechnungen siehe Anhang 10

H_2O : Wasserdampfgehalt in den Rauchgasen
 CO_2 (CO_{2max}) : tatsächlicher (maximaler) Kohlendioxidanteil in den Rauchgasen
 $I_{R,195^\circ C}$: Wärmeinhalt im Rauchgas bei $T = 195^\circ C$

Während bei fast allen KWS-Produkten das Rauchgasvolumen beinahe gleich groß ist, ist bei KWS₄ ein größeres Volumen erkennbar (vgl. V_n in Tab. 6-2). Da für alle Verbrennungen ein Luftüberschuß von 15 % angenommen wurde, ist das größere Rauchgasvolumen auf den höheren Wassergehalt (ca. 50 Gew.-%) in KWS₄ zurückzuführen. Zudem wird deutlich, daß mit zunehmendem Wasserstoff- und Wassergehalt des Brennstoffes der Wasserdampftaupunkt der Rauchgase ansteigt¹⁾ (Hönmann, 1987) (vgl. Tab. 6-3). Der Wasserdampfgehalt der Rauchgase von Suspensionen mit einem Feststoffgehalt von 70 Gew.-% stimmt weitgehend

¹⁾ Für normale Steinkohle (10 % Wasser) liegt der Wasserdampftaupunkt bei ca. 42 $^\circ C$ bei gleichem Luftüberschuß, also tiefer als bei KWS-Rauchgasen. Der zugehörige Wasserdampfanteil für die Steinkohle beträgt ca. 8,1 Vol.-% der Rauchgase (vgl. Ruhrkohlen Handbuch, 1984).

($\pm 1,0$ Vol.-%) mit dem Wasserdampfgehalt der Rauchgase einer Ölverbrennung überein¹.

Wie in Tabelle 6-3 zu erkennen ist, sind alle CO_2 -Werte und fast alle $\text{CO}_{2\text{max}}$ -Werte (bei 2 % Kohlenstoffverlust) der Rauchgase bei den sechs Suspensionen identisch. Da zur Beurteilung einer Verbrennung der maximal mögliche Gehalt an Kohlendioxid ($\text{CO}_{2\text{max}}$) dient (Ruhrkohlen Handbuch, 1984), ist für alle Suspensionen die hier betrachtete Verbrennung gleich gut².

Bei der Bestimmung der Enthalpie in den Rauchgasen ($I_{\text{RT}^\circ\text{C}}$) spielt die Temperatur T dieser Gase eine bedeutende Rolle. Das heißt, daß eine niedrige Temperatur T die Wärmeverluste reduziert, weil weniger Energie in den Rauchgasen gebunden ist. Der Enthalpiegehalt in den Rauchgasen ist u.a. von dem Wasserstoff- und Wassergehalt des Brennstoffes abhängig. Dies wird bei KWS_4 in der letzten Zeile von Tabelle 6-3 deutlich. Hier wurden die Rauchgasenthalpien, die pro kg KWS auftreten, auf die Heizwerte der Suspensionen bezogen³. Man erkennt, daß bei KWS_4 die Energieverluste in den Rauchgasen gegenüber dem ursprünglichen Energiegehalt des Brennstoffs am größten sind. Für die anderen Suspensionen variieren die prozentualen Energieverluste nur innerhalb eines schmalen Bandes in Abhängigkeit von dem unteren Heizwert.

Umweltbeeinflussung

Die unterschiedlichen Mengen des Abfallstromes aus Kesselasche und TAV-Flugasche sind in Tabelle 6-2 aufgeführt. Beim Trockenadditivverfahren wird neben einer Schwefeleinbindung auch noch eine Fluoreinbindung von ca. 75 bis 95 % und eine Chloreinbindung von ca. 50 % erreicht. Die hierdurch anfallenden Reaktionsprodukte liegen nach der Staubabscheidung ausschließlich in der Flugasche vor. Für die anfallenden Reststoffe werden bei Winkler (1992) die prinzipiell möglichen Verwertungsoptionen aufgezeigt. Wie oben bereits erwähnt, ist insbesondere im Sektor Steine und Erden eine mögliche Weiterverwertung zu prüfen. Bei den schwefelarmen Suspensionen (KWS_4 , KWS_5 , KWS_6) ist keine Entschwefelung der Rauchgase nötig, somit fällt auch kein TAV-Deponieprodukt an. Bei

1) Vergleichsrechnung nach Hönmann (1987) wie in Anhang 10 erläutert.

2) Der $\text{CO}_{2\text{max}}$ -Gehalt einer Steinkohleverbrennung (FLB=30 %) ist identisch mit den hier berechneten Werten.

3) Die Heizwerte werden bei dieser Rechnung um die Heizwertverluste, die durch die Wasserverdampfung entstehen, nach oben korrigiert, da die Heizwertverluste bereits in $I_{\text{RT}^\circ\text{C}}$ erfaßt sind.

einer Deponierung dieser Reststoffe fallen für die schwefelarmen Suspensionen (KWS₄, KWS₅, KWS₆) weniger Kosten an als bei den ersten drei Suspensionen, da die Kesselasche nicht mit der TAV-Flugasche vermischt ist.

Da der Dampferzeuger seinen zusätzlichen Strombedarf nicht selber decken kann, muß der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Bei einem Strombedarf von 100 kWh/h fallen folgende Emissionen bei der Dampferzeugung pro Tonne Dampf (t_D) an:

Tabelle 6-4: Emissionen die durch den Energieverbrauch des 10 MW-Industriedampferzeugers entstehen

Energieverbrauch [kWh/t _D]	SO ₂ [g/t _D]	NO _x [g/t _D]	Staub [g/t _D]	CO [g/t _D]	HC [g/t _D]
7,1	3,67	3,07	0,27	0,41	0,087

Weitere Umweltbelastungen durch die Umwandlung fossiler Energieträger in Wärme sind bereits in Kapitel 6.1.3 erläutert worden.

6.2.2 Kostenbetrachtung

Wie bei den vorhergehenden Kostenbetrachtungen wird auch hier eine statische Kostenvergleichsrechnung durchgeführt. Ähnlich zu den vorhergehenden Kostenrechnungen besteht das Problem, daß vergleichbare Anlagen als Neubau nicht existieren und somit die zur Verfügung stehende Datenbasis mit Unsicherheiten behaftet ist.

Bei der Berechnung der Investitionen wird u.a. die Angabe von Siemon (1985) berücksichtigt, wonach eine komplette Kesselanlage zur KWS-Verbrennung ca. 20 % aufwendiger ist als eine vergleichbare, mit Öl betriebene Anlage. Der Mehraufwand für die KWS-Anlage basiert im wesentlichen auf der großzügigeren Bauweise, die für den Brennraum und den Kessel notwendig ist, dem speziellen KWS-Brenner inklusive Spülvorrichtung, dem größeren Lagerbehälter für die KWS, der Spülvorrichtung für das Rohrleistungssystem und der Wasseraufbereitungsanlage.

Als Basisannahmen gelten für diese Kostenbetrachtung, abgesehen von den Betriebsstunden, die Annahmen aus Kapitel 4.1.3. Zusätzlich gilt für die Kostenbetrachtung des Dampferzeugers:

- Kalksteinkosten p_8 : 60 DM/t_{CaCO₃}
- Deponiekosten (Kesselasche und TAV-Flugasche) p_9 : 150 DM/t
- Wasserverbrauch m_W : Angaben in Tabelle 6-1
- Zusatzenergieverbrauch m_E : Angaben in Tabelle 6-1
- Kalksteinverbrauch $m_{i_{Ka}}$: Angaben in Tabelle 6-2
- Deponiemenge $m_{i_{De}}$: Angaben in Tabelle 6-2
- Betriebsstunden n : 1.500 h/a (i = 1, ..., 6)

In Anhang 11 wird auf die Zusammensetzung der Investitionen, auf die Gelände- und auf die Personalkosten eingegangen. Über die Gesamtkosten (K) lassen sich hier keine vollständigen Angaben machen, da die Auswahl des jeweiligen KWS-Produktes und die zugehörige Transportalternative hierauf großen Einfluß haben. Da diese Auswahl jedoch erst in Kapitel 7 getroffen wird, lassen sich hier nur die Teilkosten (K_{teil}) für die sechs verschiedenen Suspensionen (i = 1, ..., 6) berechnen. Bei den Kosten für das Kalksteinadditiv und bei den Deponiekosten muß in den Gleichungen nach den verschiedenen Suspensionen (i = 1, ..., 6) unterschieden werden.

$$K_{teil_i} = ((I_1 + I_2) \cdot a_I + F \cdot a_F + (I_1 + I_2) \cdot a_R + P) \cdot n^{-1} + m_W \cdot p_1 + m_E \cdot p_3$$

$$+ m_{i_{Ka}} \cdot p_8 + m_{i_{De}} \cdot p_9 \quad [DM/h] \quad (i = 1, \dots, 3)$$

$$K_{teil_i} = ((I_1 + I_2) \cdot a_I + F \cdot a_F + (I_1 + I_2) \cdot a_R + P) \cdot n^{-1} + m_W \cdot p_1 + m_E \cdot p_3$$

$$+ m_{i_{De}} \cdot p_7 \quad [DM/h] \quad (i = 4, \dots, 6)$$

Die allen KWS-Produkten gemeinsamen Kosten (Fixkosten, Wasserkosten, Hilfsenergiekosten) ohne die Brennstoffkosten und den davon abhängigen Kalkstein- und Deponiekosten, belaufen sich auf 30,3 DM/MWh (s. Anhang 11). Bei einer

vergleichbaren Ölanlage betragen diese Kosten nur 22,0 DM/MWh (s. Anhang 14). Die Anlageninvestitionen eines Kessels mit Steinkohlenfeuerung sind doppelt so hoch wie bei entsprechenden KWS-Anlagen (s. Kap. 6.3.2). Somit betragen für diesen Industriedampferzeuger die Vergleichskosten 52,4 DM/MWh bei Steinkohleneinsatz. Zusammenfassend gilt, daß aufgrund des anlagentechnischen Bauaufwands in dieser Gegenüberstellung der Aufwand für eine Ölanlage geringer ist als für eine KWS-Anlage, welcher wiederum geringer ist als für eine Anlage, die mit stückiger Kohle betrieben wird.

Bei einer Erweiterung des Kostenvergleichs um die jeweiligen Brennstoffkosten werden auch die Wirkungsgrade der Anlagen berücksichtigt. Während für KWS- und Kohleanlagen von einem Gesamtwirkungsgrad von $\eta=0,87$ ausgegangen wird, beträgt dieser Wirkungsgrad bei einer Ölanlage $\eta=0,91$.

6.3 KWS-Verbrennung in einem 75 MW_e-Stromerzeuger

In diesem Kapitel wird eine Verbrennungsanlage zur Erzeugung von elektrischem Strom betrachtet, die aufgrund ihrer Leistungsgröße von 75 MW_e im Mittellastbereich der Stromerzeugung eingesetzt wird. Da in diesem Lastbereich häufige Lastwechsel und An- und Abfahrvorgänge anfallen, ist ein einfaches Brennstoffhandling, wie es flüssige Energieträger ermöglichen, von Bedeutung.

6.3.1 Verfahrenstechnik und Umweltbeeinflussung

In den nachfolgenden Ausführungen zu dem KWS-Stromerzeuger wird auf Angaben von Shirato und Konishi (1986), Sparacino und Maccio (o.J.) sowie Mitsubishi Heavy Industries (o.J.) zurückgegriffen, da dort der KWS-Einsatz bei Anlagen dieser Größenordnung speziell untersucht wurde.

Verfahrenstechnik

Die 75 MW_e-Anlage fällt in den Bereich der Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO), so daß für die Rauchgase die folgenden Emissionsgrenzwerte gelten:

- SO₂: 2.000 mg/m³ und 40 % maximaler Emissionsgrad
- NO_x: 200 mg/m³ (für Neuanlagen)
- Staub: 50 mg/m³

Die Entschwefelung erfolgt bei dieser Anlage durch das Sprühabsorptionsverfahren (SAV). Bei diesem Verfahren reagieren die Schwefeloxide so wie die Chloride und Fluoride mit einer Absorptionssuspension. Zur Aufbereitung des Absorptionmittels wird Calciumoxid in einem Speisebehälter mit Wasser und einem Teil des anfallenden, trockenen Reststoffes zu einer 30 bis 50 Gew.-%-igen Suspension angemischt (UMBW, 1988). Das Reaktionsprodukt wird in einem nachgeschalteten Staubabscheider (Gewebefilter) zurückgehalten. Für die hier betrachtete Anlage wird ein Entschwefelungsgrad von ca. 80 % bei einem Ca/S-Verhältnis von 1,1 angestrebt.

Wie schon beim Dampferzeuger in Kapitel 6.2 wird auch hier von einem Anlagenneubau ausgegangen. Aus diesem Grund lassen sich einige Primärmaßnahmen zur NO_x-Reduzierung installieren. Wird berücksichtigt, daß eine KWS-Flamme aufgrund des Wasseranteils kälter brennt als eine vergleichbare Kohlenstaubflamme, so wäre es unter Umständen möglich, mit einer SNCR-Anlage eine ausreichende Entstickung zu erreichen. Dies würde die Anlageninvestitionen reduzieren. Da aber zu dieser Primärmaßnahmenkombination mit KWS keinerlei Betriebsergebnisse vorliegen, wird die Entstickung bei dieser Anlage mit dem SCR-Verfahren durchgeführt, womit eine Einhaltung der Grenzwerte gewährleistet ist.

Die Staubrückhaltung erfolgt durch einen Elektroabscheider. Anders als bei dem Industriedampferzeuger werden die Rauchgase durch den Abscheider zuerst auf lediglich 200 mg/m³ entstaubt. Die Entschwefelungsanlage ist dem Elektroabscheider nachgeschaltet und sorgt in dem anschließenden Staubabscheider für eine Entstaubung auf letztlich 50 mg/m³. Die Schaltung des SAV nach dem Elektroabscheider hat den Vorteil, daß der Reststoffstrom der Entschwefelung gering ist und weniger Verunreinigungen aufweist. Nach der Entschwefelung ist allerdings eine erneute Aufheizung der für die Entschwefelung abgekühlten Rauch-

gase notwendig, damit der Säuretaupunkt nicht unterschritten wird (s. Kap. 6.1.2).

Somit ergibt sich das Grundfließbild der Anlage mit den oben beschriebenen Komponenten wie in Abbildung 6-4 dargestellt¹.

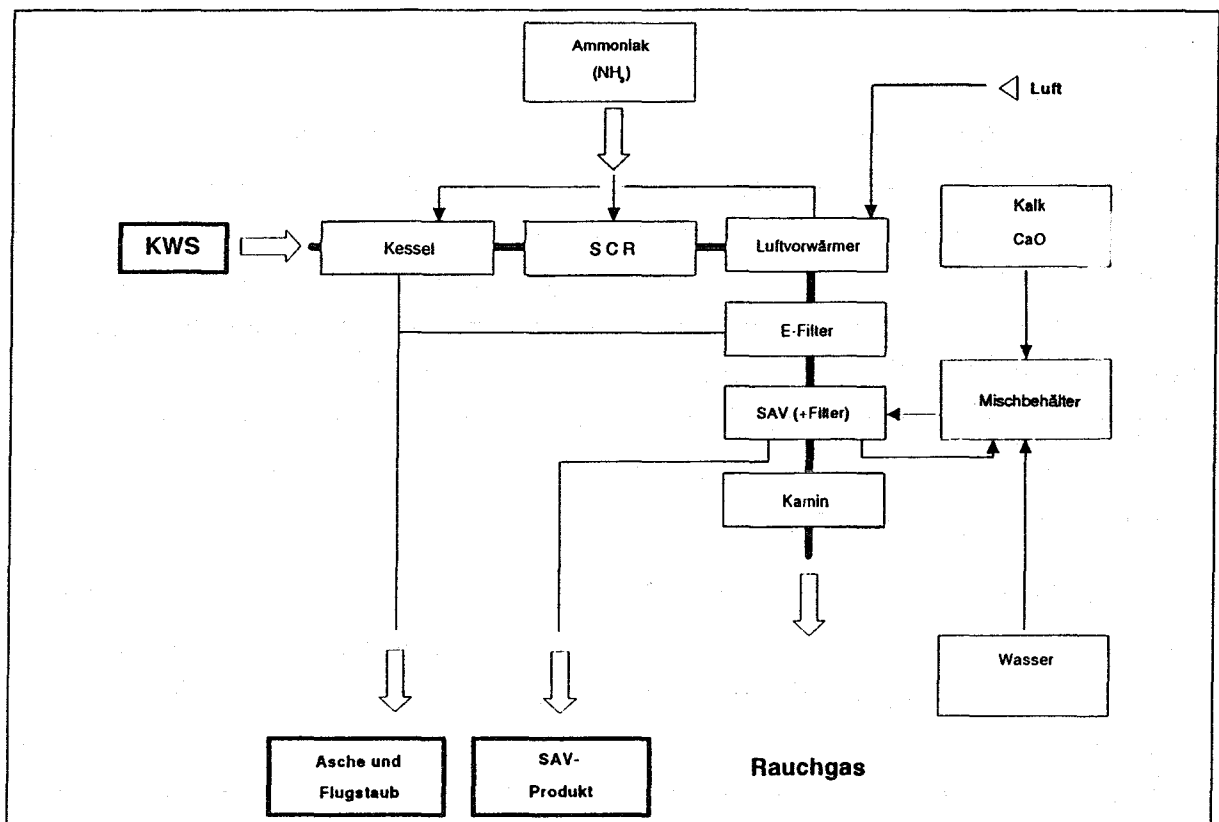


Abbildung 6-4: Grundfließbild eines KWS-betriebenen Stromerzeugers

Die charakteristischen technischen Daten der 75 MW_e-Anlage sind in Tabelle 6-5 aufgeführt.

Beim SAV wird ein Teil (8,0 bis 15,0 Gew.-%) des anfallenden trockenen Reststoffes dem Absorptionsmittel im Reaktor wieder zugeführt, um eine bessere Ausnutzung des Sorbens (Ca (OH)₂) zu erreichen. Unter Berücksichtigung dieser

¹) Der Turbinenteil mit dem Dampfkreislauf wird weder in der technischen Analyse noch in dem Grundfließbild berücksichtigt, weil dieser Anlagenteil bei dieser Energieumwandlungsart vom Brennstoff unabhängig ist.

Tabelle 6-5: Betriebsdaten des KWS-betriebenen Stromerzeugers (75 MW_e)

Anlagenleistung	75 MW _e
Dampfdurchsatz	230 t/h
Dampftemperatur	540 °C
Dampfdruck	132 bar
Brennstoffverbrauch	771,43 GJ/h
Luftüberschuß	20,0 %
Kesselwirkungsgrad	91,8 %
Kohlenstoffausbrand	98,0 %
Anlagenwirkungsgrad (netto)	35,0 %
Rauchgastemperatur (vor dem Luftvorwärmer)	165 °C
Personal	12 Personen/Schicht + 3 Personen/Tagschicht

Wechselwirkungen stellt sich der in Tabelle 6-6 aufgeführte Mengenstrom für das SAV-Produkt ein.

Bei der Entstickung wird das NO_x mit dem Ammoniak (NH₃) im wesentlichen zu Stickstoff und Wasser umgesetzt. Abgesehen von dem sich langsam verbrauchenden Katalysator, der in Tabelle 6-6 nicht erfaßt wird, fallen beim SCR-Verfahren keine spezifischen Reststoffe an. Mit Hilfe der Angaben von Hansen et al. (1985) belaufen sich die zuzuführenden Ammoniakmengen für diese Anlage auf 96 kg/h. Diese Angabe gilt für alle sechs KWS-Produkte. Mit den zuvor beschriebenen Rauchgasreinigungsmaßnahmen ergeben sich die in Tabelle 6-6 aufgeführten Mengenströme¹. Die variierenden Heizwerte, Aschegehalte und Schwefelgehalte der einzelnen Suspensionen, die als Grundlage der Mengenberechnungen dienen, sind bereits in Tabelle 6-2 angegeben.

¹) Die Gasmengen, die zum Kesselanfahren und zum Betrieb des Gasvorwärmers benötigt werden, sind vernachlässigbar gering und deswegen hier nicht berücksichtigt.

Tabelle 6-6: Mengenströme des 75 MW_e-Stromerzeugers

Mengenströme	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
KWS [t/h]	37,85	36,34	36,86	49,42	35,88	36,51
L _{f min} ¹⁾ [m ³ /h]	209 386,2	209 136,7	209 217,4	217 991,6	208 391,0	209 202,3
Asche u. Flugasche [kg/h]	3 274,7	2 324,8	2 657,4	736,1	2 299,1	2 637,8
Ammoniak [kg/h]	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Ca(OH) ₂ [kg/h]	770,3	656,3	693,8	471,4	95,8	97,5
SAV-Produkt ²⁾ [kg/h] (inkl. Flugstaub)	1 343,0	1 144,4	1 209,8	822,0	167,1	170,0
V _n ¹⁾ [m ³ _n /h]	240 839,6	240 534,5	240 622,1	250 707,7	239 642,5	240 637,4
SO ₂ [mg/m ³ _n] (Kaminaustritt)	495,4	422,6	446,6	219,3	61,9	62,8

¹⁾ Berechnungen siehe Anhang 9

L_{f min} : minimale feuchte Luftmenge für die Verbrennung
(relative Feuchte der Luft : 80 %)

V_n : Rauchgasvolumen bei einer Verbrennung mit einem Luftüberschuß von 20 %

Aufgrund des Wasseranteils von 50 Gew.-% tritt bei der Verbrennung von KWS₄, wie schon beim Industriedampferzeuger, das größte Rauchgasvolumen auf. Die Eigenschaften der Rauchgase für die sechs Suspensionen unter den zuvor beschriebenen Verbrennungsbedingungen sind in Tabelle 6-7 aufgeführt.

Tabelle 6-7: Rauchgaseigenschaften bei der KWS-Verbrennung des 75 MW_e-Stromerzeugers¹⁾

Rauchgaseigenschaften	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
CO ₂ (CO _{2 max}) [%]	15,4 (18,6)	15,4 (18,6)	15,4 (18,6)	15,4 (18,6)	15,4 (18,6)	15,4 (18,6)
I _{R 165 °C} [kJ/kg _{KWS}]	1 608,0	1 669,68	1 647,8	1 364,7	1 690,5	1 671,1
I _{R 165 °C} /H _u [%]	7,61	7,59	7,60	8,09	7,59	7,64

¹⁾ Berechnungen siehe Anhang 10

CO₂ (CO_{2 max}) : tatsächlicher (maximaler) Kohlendioxidanteil in den Rauchgasen
I_{R 165 °C} : Wärmehalt im Rauchgas bei T = 165 °C

Der Wasserdampfgehalt und der zugehörige Wasserdampftaupunkt der Rauchgase sind unabhängig vom Luftüberschuß und somit identisch mit den Angaben aus Tabelle 6-3. Gegenüber den Rauchgaseigenschaften des 10 MW-Dampferzeugers sind bei dieser Verbrennung sowohl die Kohlendioxidanteile im Rauchgas als auch die spezifischen Enthalpien der Rauchgase geringer.

Die geringeren CO₂-Werte sind auf den höheren Luftüberschuß bei dieser Verbrennung zurückzuführen, während der geringere Enthalpiegehalt der Rauchgase sehr stark von der Rauchgastemperatur bestimmt wird. In diesem Fall wird die Verbrennung so gefahren, daß die Rauchgastemperatur mit 165 °C um 30 °C geringer ist als bei dem Dampferzeuger. Dementsprechend sind auch die Energieverluste gegenüber dem ursprünglichen Heizwert zurückgegangen. Wie in Kapitel 6.2.1 sind auch hier die Heizwerte um den Energieanteil der Wasserverdampfung nach oben korrigiert, da diese Energieverluste bereits in $I_{R165\text{ °C}}$ erfasst werden.

Umweltbeeinflussung

Die anfallende Kesselasche und die im E-Filter abgeschiedene Flugasche, inklusive des unverbrannten Kohlenstoffes, können auf verschiedene Weise weiterverwendet werden, insbesondere als Füllmaterialien. Die geringste Asche und Flugstaubmenge fällt bei KWS₄ an (s. Tab. 6-6), da für diese Suspension bei der Herstellung die größte Ascheabtrennung erreicht wurde. Hierbei ist zu beachten, daß in den Reststoffen von KWS₄ der Kohlenstoffanteil aufgrund des Unverbrannten ca. 57,5 % beträgt. Für diesen Reststoff ist sowohl eine Kohle-Reststoff-Trennung als auch der Einsatz in einer (Wirbelschicht-) Feuerung zur Weiterverwendung denkbar.

Der Emissionsgrenzwert von 2.000 mg Schwefeldioxid pro Kubikmeter Rauchgas wird nicht überschritten (s. letzte Zeile Tab. 6-6). Da die Abscheidegrade bei allen Suspensionen bei 80,3 % liegen, werden mit dem SAV die Emissionsgrenzwerte der GFAVO eingehalten¹. Die jeweiligen Mengen des SAV-Produktes, die weitgehend vom Schwefelgehalt des Brennstoffs bestimmt werden, sind ebenfalls in Tabelle 6-6 aufgeführt. Zur Weiterverwendung müssen diese Reststoffe aufbereitet werden (UMBW, 1988).

¹) Da bei KWS₅ und KWS₆ aufgrund des sehr geringen Schwefelgehalts im Brennstoff auch nur geringe Mengen an Kalkhydrat benötigt werden, stellt sich für so schwefelarme KWS die Frage, ob nicht auch das Trockenadditivverfahren ein ausreichendes und kostengünstigeres Entschwefelungsverfahren wäre (s. Kap. 6.2.2).

6.3.2 Kostenbetrachtung

Nach Siemon (1985) beträgt die Investition eines KWS-Kessels nur 50 % der Investition eines neuen Kohlekessels, weil die Bekohlung und die Zerkleinerungsmühlen (inkl. Filter und Mühlengebläse) entfallen. Das bedeutet aber, daß nur der Dampferzeugerbauteil günstiger ist, nicht jedoch der Turbosatz oder die Rauchgasreinigungsmaßnahmen.

Eine detaillierte Berechnung der Anlageninvestitionen ist in Anhang 12 zu finden. Dort werden ebenfalls die Gelände- und Personalkosten berechnet. Aus den gleichen Gründen wie beim 10-MW-Industriedampferzeuger wird auch hier eine statische Kostenrechnung durchgeführt.

Abgesehen von der Betriebsstundenzahl der Anlage gelten für diese Kostenrechnung alle Basisannahmen aus Kapitel 6.2.2. Für den hier zu betrachtenden Stromerzeuger sind allerdings auch noch einige zusätzliche Annahmen notwendig.

- Kalkkosten p_{10} : 100 DM/t_{CaO}
- Ammoniakkosten p_{11} : 500 DM/t_{NH₃}
- Katalysatorersatzkosten p_{12} : 200 DM/h (s. Anhang 12)
- Kalkhydratverbrauch $m_{i_{Ka}}$: Angaben in Tabelle 6-6
- Ammoniakverbrauch $m_{i_{Am}}$: Angaben in Tabelle 6-6
- Aufbereitungsmenge (SAV-Produkt) $m_{i_{Auf}}$: Angaben in Tabelle 6-6
- Betriebsstunden n : 4.000 h/a (i = 1, ..., 6)

Zur vollständigen Kostenangabe (K) fehlen, wie bereits in Kapitel 6.2, sowohl die Auswahl des einzusetzenden Suspensionsprodukts als auch die zugehörigen Transportkosten. Deswegen sind in Anhang 12 nur die Teilkosten (K_{teil}) der jeweiligen Produkte (i = 1, ..., 6) berechnet worden¹.

¹) Die Katalysatorersatzkosten des SCR-Verfahrens sind für alle Suspensionen als gleich hoch angesetzt worden. Die Kosten für den Stützbrennstoff sind vernachlässigbar gering.

Es gilt:

$$K_{\text{teil}_i} = [(I_1 + I_2 + I_3 + I_4) \cdot a_I + (F_1 + F_2 + F_3 + F_4) + (I_1 + I_2 + I_3 + I_4) \cdot a_R + (P_1 + P_2 + P_3)] \cdot n^{-1} \\ + p_{12} + m_{i_{\text{Ka}}} \cdot p_{10} + m_{i_{\text{Am}}} \cdot p_{11} + m_{i_{\text{Auf}}} \cdot p_9 + m_{i_{\text{Asch}}} \cdot p_7 \text{ [DM/h]} \quad (i=1, \dots, 6)$$

Die Summe aus Fix-, Katalysator- und Ammoniakkosten beläuft sich bei dieser Anlage auf 114,7 DM/MWh_e. Zum Vergleich bieten sich in dieser Leistungsgröße konventionelle Steinkohlekraftwerke an. Der Vergleichswert für diesen Anlagentyp beläuft sich auf 153,8 DM/MWh_e (Anhang 15). In Abhängigkeit von den Anlagenwirkungsgraden ($\eta_{\text{KWS}}=0,35$; $\eta_{\text{Kohle}}=0,36$) ergeben sich die zugehörigen Brennstoffkosten (s. Kap. 7.2).

6.4 KWS-Vergasung in einem 626 MW_e-Kombi-Kraftwerk

Das in diesem Kapitel betrachtete Kombi-Kraftwerk auf reiner Kohlebasis mit integrierter Kohlevergasung gehört momentan zu den fortschrittlichsten Kraftwerkstypen. Bei diesem Verfahren wird durch die Kombination von Kohlevergasung mit dem Gas-Dampfturbinenprozeß eine Verbesserung des Wirkungsgrades und damit auch eine Verringerung der Umweltbelastung gegenüber herkömmlichen Kohlekraftwerken erreicht. Mit der dem Gas- und Dampfturbinenprozeß vorgeschalteten Kohlevergasung ist nicht nur eine Energieumwandlung möglich, sondern bei geeigneter Anlagenschaltung läßt sich das erzeugte Synthesegas zur Weiterverarbeitung, z.B. zu Basis-Chemikalien (Ammoniak, Methanol) oder zu Heizgasen, verwenden. Zudem steigt der Wirkungsgrad einer solchen Anlage, wenn die Prozeßabwärme zum Beispiel in einem Fernheizsystem zur Heißwassererzeugung (Vorlauftemperatur ca. 100 - 130 °C) genutzt werden kann.

Als Vergasungsverfahren für ein solches Kraftwerk bietet sich das Texaco-Verfahren an, weil hierfür bereits im großtechnischen Maßstab die folgenden Eigenschaften nachgewiesen wurden (Schäfer et al., 1989):

- funktionsfähiges Abhitzesystem zur Dampferzeugung,
- gutes Teillast- und Lastwechselverhalten, das den kraftwerksspezifischen Anforderungen eines GuD-Kraftwerkes entspricht.

Bei der Beschreibung und Analyse des GuD-Kraftwerks gilt, daß die hier betrachtete Anlage ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt wird, was die Vergleichbarkeit mit anderen Stromerzeugungsverfahren erleichtert.

6.4.1 Verfahrenstechnik und Umweltbeeinflussung

Verfahrenstechnik

Das besondere Merkmal der GuD-Kraftwerkstechnik ist die Trennung von Kohlevergasung und anschließender Verbrennung des gereinigten Gases. Die Vergasung erfolgt nach dem Texaco-Verfahren, einem Flugstromvergasungsverfahren, bei dem die Kohle als hochkonzentrierte Kohle-Wasser-Suspension aufgegeben wird. Im Vergaser erfolgt die Vergasung mit Sauerstoff und Wasserdampf in einer Flugstaubwolke unter Druck (15 - 85 bar) und bei Temperaturen (1.200 - 1.500 °C) oberhalb des Ascheerweichungspunktes. Das Wasser dient als Vergasungsmittel. Während der Vergasung wird ohne Einbußen beim Kohlenstoffumsatz oder beim Kaltgaswirkungsgrad die Vergasungstemperatur durch eine direkte Kühlung mit Hilfe des Suspensionswassers um mehrere hundert Grad herabgesetzt, so daß eine externe Kühlung entfällt. Trotzdem ist die fühlbare Wärme bei diesem Flugstromvergasen noch so hoch, daß sich eine Weiternutzung dieser Wärme anbietet. Während nach der Vergasung das Produktgas abgekühlt wird, wird die flüssige Schlacke aus dem Reaktor abgezogen und in einem Wasserbad granuliert. Das aus der Texacovergasung resultierende Synthesegas hat die Hauptkomponenten Kohlenmonoxid und Wasserstoff, deren Verhältnis zueinander etwas höher als 1:1 ist.

Aus wirtschaftlichen Gründen strebt man bei der Vergasung möglichst hohe Feststoffkonzentrationen der KWS an, wobei ein feines Kornspektrum eine schnelle und vollständige Kohlevergasung unterstützt. Auch wenn die Texacovergasung sich besonders zur Kohlevergasung in Suspensionsform eignet, ist die Anlage auch für eine Vergasung von Schweröl oder Rückstandsstoffen (aufgemahlen, mit Wasser als Suspension) umrüstbar (Schäfer et al., 1989).

Durch einen mehrsträngigen Aufbau bei einer Anlage dieser Größenordnung wird ein hohes Maß an Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit bei unverändert guten Teillastwirkungsgraden ermöglicht (s. Tab. 6-8). Unter dieser Voraussetzung sind GuD-Kraftwerke für den Grund- und Mittellastbereich geeignet.

Tabelle 6-8: Betriebsdaten des 626 MW_e-Kombi-Kraftwerks mit integrierter Kohlevergasung

Anlagenleistung (netto)	[MW _e]	626,0
Anlagenleistung (brutto)	[MW _e]	684,2
Gesamtwirkungsgrad	[%]	42,0
Verfügbarkeit	[%]	85,0
Brennstoffverbrauch	[GJ/h]	5.365,7
Vergasungswirkungsgrad	[%]	75,0
Kohlenstoffumsatz	[%]	98,5
Vergasungsdruck	[bar]	38,0
Vergasungstemperatur	[°C]	1.400,0

Durch die Trennung von Vergasung der Kohle und anschließender Verbrennung wird zur Schwefelrückhaltung das Brenngas anstelle des Rauchgases gereinigt. Da das Brenngasvolumen wesentlich geringer ist als das Rauchgasvolumen und die Schwefelverbindungen noch nicht oxidiert sind, wird die Schadstoffbeseitigung unter Volumengesichtspunkten vereinfacht. Wie in Abbildung 6-5 zu erkennen ist, wird auf eine Rauchgasreinigung verzichtet.

Strebt man unter Ausnutzung der Kohlevergasungsanlage außer der Stromerzeugung auch eine Synthesegaserzeugung zur chemischen Weiterverwendung an, werden besonders an die Gasreinigung höhere Anforderungen gestellt. Zudem ergeben sich in solch einem Fall andere Wärmeflüsse als in Abbildung 6-5 dargestellt, um den hohen Anteil an fühlbarer Wärme, der bei der Flugstromvergasung entsteht, nutzen zu können.

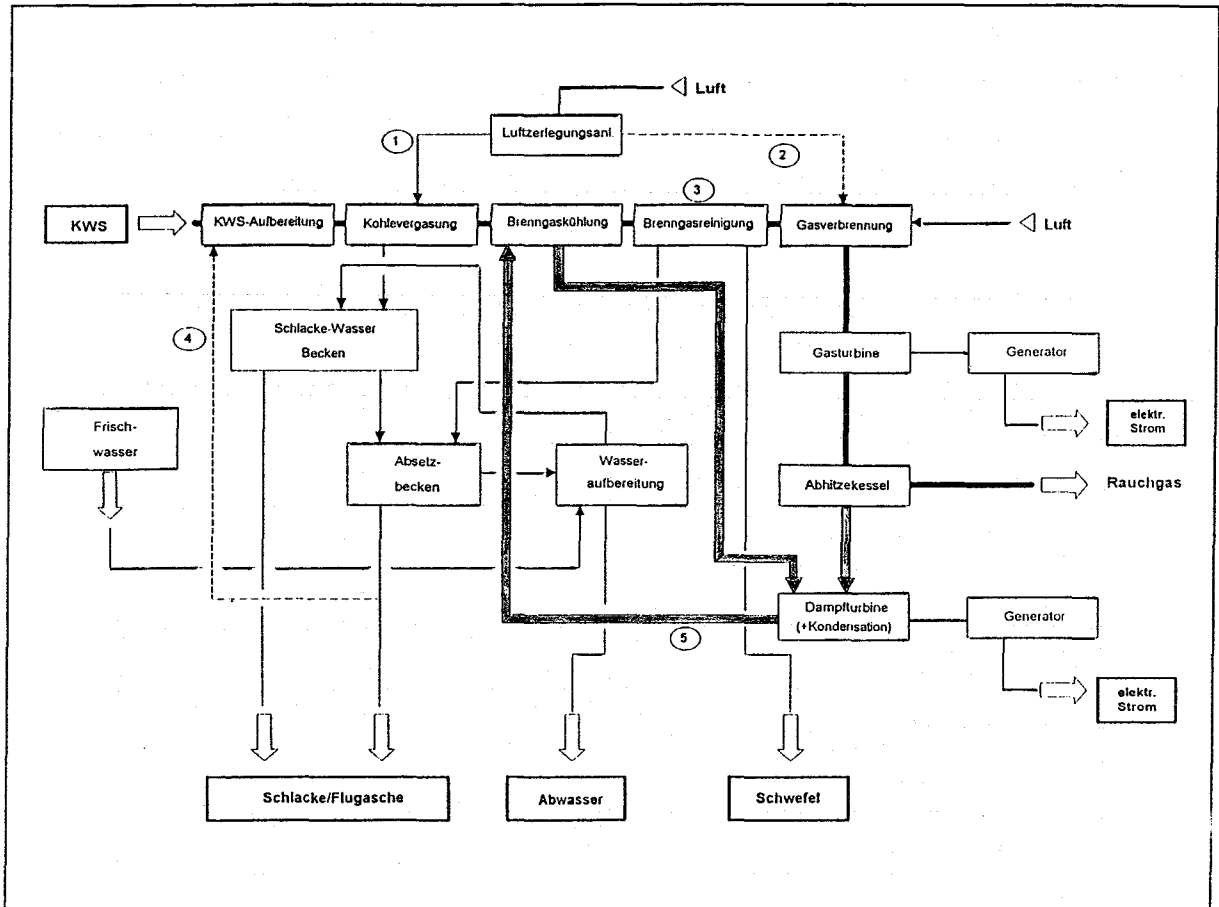


Abbildung 6-5: Grundfließbild eines Kombikraftwerks mit integrierter Kohlevergasung

Erläuterungen zu Abbildung 6-5

- ① Sauerstoff zur Kohlevergasung
- ② Stickstoff zur Gasverbrennung (möglich Primärmaßnahme zur NO_x -Minderung)
- ③ Brenngasreinigung mit Rectisolwäsche und Umwandlung in elementaren Schwefel in einer Clausanlage
- ④ Verfahrensvariante mit Recycling des Flugstaubes inklusive des Kohlenstoffes zur KWS-Aufbereitung (hier: Verfahren ohne Recyclingoption)
- ⑤ umlaufender Wasser-Dampf-Kreislauf zur Nutzung der Rohgasabwärme für die Dampfturbine

Die *KWS-Aufbereitung* ist nur im Falle des Recyclings einiger Reststoffprodukte der Rohgasreinigung nötig. Ansonsten kann bei diesem Verfahren auf diesen Teilschritt verzichtet werden.

Die *Kohlevergasung* erfolgt nach dem Texaco-Verfahren unter Zugabe von Sauerstoff, wie es zu Beginn dieses Kapitels beschrieben wurde. Die geschmolzene Asche wird in einem *Schlacke-Wasser-Becken* aufgefangen und verglast.

Das erzeugte Gas wird in der *Brenngaskühlung* abgekühlt¹, damit eine *Brenngasreinigung*, insbesondere eine Entschwefelung mit gleichzeitiger Staubbeseitigung, erfolgen kann. Das Brenngas wird durch eine Rectisolwäsche gereinigt, wobei Methanol als Waschmittel eingesetzt wird. Hierbei wird das Rohgas in einen Reingasstrom und einen H₂S-Reichgasstrom aufgetrennt. Der Reingasstrom wird verbrannt, während der H₂S-Reichgasstrom in einer Claus-Anlage zu elementarem Schwefel oxidiert wird. Der bei diesem Verfahren nicht umgesetzte Schwefelwasserstoff wird zur Nachverbrennung in einen Incinerator geleitet (in Abb. 6-6 nicht dargestellt). Der Schwefelabscheidegrad bei dem hier beschriebenen Verfahren beträgt ca. 95 %² (Schulz et al., 1988). Dieser Abscheidegrad läßt sich durch anlagentechnische Maßnahmen (Integration eines Sulfreen-Verfahrens) noch erhöhen.

Um einen Einsatz des Reingases in einer Gasturbine zu ermöglichen, werden die Staubemissionen sowohl durch die Staubabscheider (Scrubber) als auch durch die nachgeschalteten Gaswäschen reduziert.

Da bei der hochreduzierenden Atmosphäre einer Texaco-Vergasung keine Oxide von Stickstoff oder Schwefel gebildet werden, wird bei der Gaswäsche der Brennstoffstickstoff bis auf geringe Restgehalte entfernt (Schiffers und Stocksmeier, 1986). Bei der *Gasverbrennung* wird insbesondere durch Primärmaßnahmen die NO_x-Bildung stärker unterdrückt als bei einer konventionellen Kohlenstaubverbrennung. Zudem erreicht man bei der Verbrennung eine NO_x-Minderung durch die Erhöhung des Inertanteils des Gases. Dies ist durch Zugabe des Stickstoffs möglich, der als Nebenprodukt der Luftzerlegungsanlage anfällt. Durch das zusätzliche Inertgas wird die Flammentemperatur reduziert, und zudem wird der Massenstrom innerhalb der Gasturbine erhöht (Keller, 1989).

1) Bei der Brenngaskühlung wird die Wärme zum Dampferzeuger abgeführt.

2) Die Luftschadstoffe Chlor- und Fluorwasserstoff werden durch die Gaswäsche praktisch vollständig zurückgehalten (Schulz et al., 1988).

Nach der Entspannung in der Gasturbine gelangen die Gase in einen *Abhitze-kessel*, wo sie zur Dampferzeugung genutzt werden. Die Rauchgase werden über einen Kamin abgeführt. Der im Abhitze-kessel erzeugte Dampf wird zum Betrieb einer *Dampfturbine* genutzt.

Die Abwässer, die in den *Absetzbecken* anfallen, werden in einer *Waschwasseraufbereitung* wieder aufbereitet und in den Prozeß zurückgeführt. Geringe Mengen werden in den Vorfluter geleitet. Nach Angaben von Allhorn et al. (1984) fallen ca. 13,7 m³/TJ Abwässer und ca. 1,35 - 15,5 g/GJ Staub in den Gasen am Kamin an. Die verbleibenden Reststoffe sind verglaste Schlacke und Flugstaub, die weiterverwendet oder deponiert werden können. Es wird hier angenommen, daß die Staubbildung der Abgase am Kamin 8,4 g/GJ beträgt und die zu deponierenden Feststoffen noch ca. 30 Gew.-% Wasser enthalten. Somit lassen sich unter Berücksichtigung der zuvor gemachten Angaben die zu Abbildung 6-5 gehörigen Mengenströme in Tabelle 6-9 darstellen.

Tabelle 6-9: Mengenströme des 626 MW_e-Kombi-Kraftwerks mit integrierter Kohlevergasung

Mengenströme	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
KWS ¹⁾ [t/h]	253,9	243,9	247,6	317,9	243,7	245,2
Schlacke, Flugasche u. Wasser [t/h]	27,9	18,8	22,0	3,3	18,8	21,8
Abwasser [m ³ /h]	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5
Schwefel [t/h]	1,93	1,65	1,74	1,13	0,24	0,24

1) KWS-Heizwerte um die Wasserverdampfungsenergie korrigiert, da sie bereits im Vergasungswirkungsgrad erfaßt ist.

Umweltbeeinflussung

Mit den hier dargestellten Emissionsminderungsmaßnahmen wird den Anforderungen der GFAVO entsprochen. Da bei dieser Rauchgasreinigung der Schwefel in der Claus-Anlage als elementarer Schwefel anfällt, steht die Vorteilhaftigkeit der schwefelarmen Suspensionen KWS₅ und KWS₆ in Frage. Während ein großer finanzieller und auch energetischer Aufwand bei der mikrobiellen Entschwefelung betrieben werden muß, wird in dem hier betrachteten GuD-Kraftwerk der

Schwefel vergleichsweise einfach abgetrennt. Als Reststoff fällt jeweils elementarer Schwefel an, der weiterverwendet werden kann.

Wie schon bei den Verbrennungsverfahren wird auch hier deutlich, daß die anfallenden Reststoffe bei KWS₄ am geringsten sind, weil bei der KWS-Herstellung ein großer Aufwand zur Ascheabtrennung betrieben wird.

6.4.2 Kostenbetrachtung

Da Gasturbinen leistungsspezifisch kostengünstiger sind als Dampfturbinen, gilt bei der Berechnung der Investitionen eines Gas- und Dampfkraftwerks mit integrierter Kohlevergasung, daß der Anlagenteil zur Stromerzeugung weniger Aufwand erfordert als bei einem konventionellem Kraftwerk. Andererseits entstehen durch den Gaserzeugungsbauteil inklusive der Luftzerlegungsanlage hohe Anlagekosten, die nur zu einem Teil von den Einsparungen bei der Rauchgasreinigung kompensiert werden. Insgesamt kann man davon ausgehen, daß bei der hier betrachteten Anlage, ohne Fernwärmeauskopplung, die spezifischen Investitionen mit denen eines Kohlekraftwerks übereinstimmen (Schubert et al., 1988). Die Aufstellung der Anlageninvestitionen sowie der Gebäude- und Personalkosten sind in Anhang 13 erläutert.

Für den als Reststoff anfallenden elementaren Schwefel wird in der Kostenrechnung angenommen, daß keine Verkaufserlöse, aber auch keine Deponiekosten, anfallen. Das abgeführte Abwasser wird durch Frischwasser ausgeglichen. Sonstige Wasserverluste innerhalb des Verfahrens, z.B. der Wasseranteil an den abgeführten Reststoffen, werden durch das mit der KWS eingebrachte Wasser wieder ausgeglichen.

Die Betriebsstundenzahl für dieses Kraftwerk beträgt $n = 5.000$ h/a. Ansonsten werden für die Kostenrechnung alle Basisannahmen aus Kapitel 6.3.2 übernommen. Die Teilkosten (K_{teil}) bei Verwendung der unterschiedlichen Suspensionen sind in Anhang 13 aufgeführt.

$$K_{\text{teil}_i} = (I \cdot a_I + F \cdot a_F + I \cdot a_R + P) \cdot n^{-1} + m_W \cdot p_1 + m_{\text{Rest}} \cdot p_7 \quad (i = 1, \dots, 6)$$

mit:

- Wassermenge m_W : Angaben in Tabelle 6-9
- Reststoffentsorgungsmenge m_{Rest} : Angaben in Tabelle 6-9

Für das GuD-Kraftwerk belaufen sich die brennstoffunabhängigen Kosten auf 87,2 DM/MWh_e (s. Anhang 13). Da bei diesem Anlagenkonzept mit der Texacovergasung kein anderer Energieträger als eine Kohle-Wasser-Suspension eingesetzt werden kann, werden an dieser Stelle auch keine Kostenvergleiche mit konkurrierenden Energieträgern erstellt.

6.5 Verwendung von KWS in Dieselmotoren und Gasturbinen

Für den KWS-Einsatz bietet sich außer den bisher betrachteten Möglichkeiten (Verbrennung und Vergasung) noch der KWS-Einsatz in Dieselmotoren oder in Gasturbinen an.

Nach Angaben von Wolf und Marti (1985) können Dieselmotoren thermische Wirkungsgrade von über 50 % aufweisen. Zudem haben Dieselmotoren hohe Abgastemperaturen, weswegen die Motoren besonders zum Einsatz in Blockheizkraftwerken geeignet sind. Eine Gasturbine kann sowohl zur reinen Nutzenergieerzeugung als auch zur Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden.

Beim Dieselmotor wie bei der Gasturbine sind Dieseltreibstoff bzw. Erdgas die Energieträger, die es durch KWS zu substituieren gilt. Diese Energieträger zeichnen sich durch eine hohe Reinheit aus, die für die direkte Verbrennung eine Voraussetzung in den beiden Energieumwandlungsprozessen ist. Diese geforderte Brennstoffreinheit ist jedoch das Kriterium, warum der KWS-Einsatz in Dieselmotoren und Gasturbinen bis heute technisch nicht ausgereift ist. In den beiden folgenden Kapiteln bilden deshalb die technischen Problembereiche bei diesen Suspensionseinsatzmöglichkeiten die Schwerpunkte der Betrachtungen. Aufgrund momentan noch nicht gelöster technischer Probleme sind Aussagen zu den Investitionen oder Betriebskosten dieser KWS-Verbraucher nicht möglich.

6.5.1 KWS-Einsatz in Dieselmotoren

Dieselmotoren werden mit einem relativ konstanten Verhältnis von Zylinderdurchmesser zu Hub konstruiert, so daß bei Motoren mit niedrigen Umdrehungszahlen mit zunehmenden Kolbendurchmessern auch die Kolbenverdrängung zunimmt. Hierdurch erhöht sich die verfügbare Zeit für die Brennstoffeindüsung, die Brennstoffmischung und die Verbrennung. Deswegen besitzen langsam laufende Dieselmotoren günstige Betriebseigenschaften für den KWS-Betrieb. Sie arbeiten in einem Bereich von 100 - 150 U/min mit einem günstigen Oberflächen-Volumen-Verhältnis. Langsam laufende Dieselmotoren finden auf Schiffen und bei Eisenbahnen Verwendung, da diese Motoren als sehr zuverlässig gelten (Lustgarten, 1988). Als besonders vorteilhafte Einsatzmöglichkeiten von KWS betriebenen, langsam laufenden Dieselmotoren gelten stationäre Dieselmotoren, die z.B. zur Stromerzeugung genutzt werden. Diese Vorteile gründen sich auf die folgenden typischen Merkmale eines stationären Dieselmotors:

- Die Motoren besitzen eine hohe Energieumwandlungseffizienz über einen großen Lastbereich (Vollasteffizienz $\geq 40\%$) (Siemon, 1985).
- Es bestehen kaum Beschränkungen für Volumen, Gewicht oder Platzbedarf dieser Anlagen gegenüber instationären Motoren. Das heißt, daß die Brennstofftanks oder Abgasreinigungsvorrichtungen den entsprechenden Bedürfnissen angepaßt werden können.
- Aufgrund der größeren Leistung (5 - 30 MW), im Vergleich zu instationären Motoren (bis 2 MW), sind die Maßnahmen zur Leistungserhöhung an kritischen Anlagenteilen (Brennstoffvorwärmung, Einspritzer u.ä.) oftmals wirkungsvoller und kostengünstiger.
- Stationäre Motoren arbeiten überwiegend bei niedrigen Motorendrehzahlen.

Die Hauptprobleme beim KWS-Betrieb von Dieselmotoren sind:

1. Materialverschleiß
2. Brennstoffzerstäubung
3. Brennstoffzündung
4. Verbrennung

Materialverschleiß

Die Kolbenringe und die Zylinderinnenseiten werden durch Ruß- und abrasive Aschepartikel (Silikat) der Verbrennungsgase stark verschlissen. Für langsam laufende Dieselmotoren gelten die folgenden Standzeitanforderungen, um einen Betrieb zu ermöglichen (Lustgarten, 1988):

- Verschleiß am Zylindereinsatz $< 0,1 \text{ mm}/1.000 \text{ h}$
- Verschleiß am Kolbenring $< 0,4 \text{ mm}/1.000 \text{ h}$

Zur Einhaltung dieser Verschleißwerte bei Suspensionsbetrieb dient zum einen die Verwendung aschearmer Suspensionen und zum anderen die Entwicklung neuer, geeigneter Werkstoffe für die Verschleißteile im Motor.

Brennstoffzerstäubung

Wie bereits in Kapitel 6.1.1 ausführlich erläutert wurde, ist eine umfangreiche Zerstäubung die Voraussetzung für eine anschließende, möglichst vollständige Verbrennung.

Brennstoffzündung

Über eine separate Düse wird ein leicht entzündbarer Brennstoff (Gas, Dieselöl) in den Brennraum gegeben, wo er sich entzündet. Wenige Millisekunden nach dem Stützbrennstoff gelangt die KWS über eine separate Düse in den Brennraum. Durch die zuvor freigesetzte Wärme des verbrannten Stützbrennstoffs wird die Suspension entzündet. Circa 5 - 10 % der insgesamt freigesetzten Wärme im Motor stammen von dem Stützbrennstoff (BDM Corporation, 1987).

Verbrennung

Wie bereits in Kapitel 6.1.1 erläutert, bilden sich auch bei der Verbrennung in einem Motor nach der Wasserverdampfung Agglomerate aus einzelnen Kohlepartikeln. Durch diese Agglomeratbildung verzögert sich die Verbrennung. Die Flammenfrontgeschwindigkeit von langsam laufenden Dieselmotoren kommt jedoch der Verbrennungscharakteristik einer KWS entgegen (BDM Corporation, 1987).

Emissionen

Aufgrund des Wassergehalts in der Suspension wird beim Verbrennen die lokale Temperatur der Flammenfront reduziert, wodurch niedrigere NO_x -Emissionen als bei einer Dieselverbrennung erreicht werden können. Nach Angaben der BDM Corporation (1987) haben Messungen an KWS betriebenen Dieselmotoren ergeben, daß die CO-Emissionen beim KWS-Betrieb niedriger, oder maximal gleich hoch waren wie beim vergleichbaren Betrieb mit Dieseltreibstoff. Die Emissionen von Kohlenwasserstoffen betragen beim Suspensionsbetrieb nur noch 25 - 50 % der Werte einer Dieselverbrennung.

Die Staubemissionen beim KWS-Einsatz sind eine Funktion der Brennstoffaufbereitung und des Kohlenstoffausbrandes innerhalb des Motors.

Damit nach der Verbrennung Rückhaltemaßnahmen vermieden werden können, muß der Brennstoffschwefel möglichst weitgehend abgetrennt werden.

KWS für Dieselmotoren

Unter Beachtung der oben beschriebenen Probleme zum Betrieb eines KWS-Dieselmotors und der auftretenden Emissionen lassen sich die Suspensionsanforderungen für einen KWS-Einsatz in Dieselmotoren zusammenstellen (s. Tab. 6-10).

In Kapitel 4.3 wird das Verfahren zur Herstellung von KWS_4 analysiert. Diese Suspension unterscheidet sich von den übrigen KWS-Produkten durch ihren extrem geringen Aschegehalt, ihre geringe Partikelgröße und - daraus resultierend - ihren maximalen Feststoffgehalt von 50 Gew.-% (s. Tab. 4-17). Sie ist für den Einsatz in Dieselmotoren geeignet.

Tabelle 6-10: KWS-Anforderungen beim Einsatz in Dieselmotoren

KWS-Anforderungen	Ziel
Ascheanteile < 1 Gew.-% (wf)	Verschleißminderung
geringe Schwefelanteile	Einhaltung der Luftstandards
Partikelgröße $\leq 30 \mu\text{m}$, 90 % Feststoff $\leq 15 \mu\text{m}$	Zerstäubungsunterstützung und Reduzierung der Agglomeratgröße
Feststoffgehalt $\geq 50 \text{ Gew.-%}$	ausreichende Energiedichte
FLB (waf) $\geq 30,0 \%$	hohe Reaktivität bei der Brennstoffzündung
niedrige Viskosität und pseudoplastische Rheologie	gute Brennstoffzufuhr und Zerstäubungsunterstützung
Kompatibilität mit anderen Energieträgern	vollständiger Ausbrand von KWS und Stützbrennstoff

6.5.2 KWS-Einsatz in Gasturbinen

Gasturbinen werden häufig zur Stromerzeugung eingesetzt, um Lastspitzen auszugleichen, oder um einen kurzfristigen Leistungsbedarf zu decken. Da diese Turbinen stationär betrieben werden, stellt der leistungsspezifisch größere Raumbedarf solch einer Turbine gegenüber einer Dampfturbine i.d.R. kein Problem dar. Der Vorteil der Gasturbine liegt in den leistungsspezifisch geringeren Investitionen als bei einer Dampfturbine. Da sich eine Gasturbine als ein Aggregat aus Verbrennungsteil und eigentlichem Turbinenteil darstellt und die Verbrennungsgase gewöhnlich keine aufwendige Reinigung erfahren, wie dies z.B. bei dem Kombi-Kraftwerk in Kapitel 6.4 erfolgt, ergeben sich beim KWS-Einsatz die folgenden Probleme:

1. Ablagerungen
2. Verschleiß
3. Verbrennung

Ablagerungen

Das Problem der Ablagerungen innerhalb des Turbinenteils, insbesondere auf den Turbinenschaufeln, entsteht durch die Korrosion der Alkalibestandteile der Kohlenasche. Diese Verschmutzungen können zu Blockierungen und Verstopfungen der Turbinenschaufeln führen, was Wirkungsgradeinbußen zur Folge hat (Mann et al., 1987).

Verschleiß

Durch Aschebestandteile (Silikate) treten an den Schaufeln der Leit- und Laufräder Zerstörungen durch Abtragungen auf. Um diesen Erosionen zu begegnen, werden durch Änderungen der Schaufelkonturen die Gasgeschwindigkeiten reduziert, was wiederum zu einer Wirkungsgradverschlechterung führt (Mann, et al., 1987).

Verbrennung

Die Verbrennungsproblematik, die in Kapitel 6.1.1 besprochen wird, läßt sich auch auf den KWS-Einsatz in einer Gasturbine übertragen. Von besonderer Bedeutung ist hier allerdings der möglichst vollständige Kohlenstoffausbrand, um die Belastungen der Turbine durch Partikel zu minimieren.

Emissionen

Wie bei der Betrachtung vorhergehender Verbrennungsvorgänge gilt auch hier, daß durch den Wasseranteil der Suspensionen die Flammentemperatur begrenzt wird und die Bildung von thermischem NO_x zum Teil oder sogar vollständig reduziert wird.

Für die Schwefel- und Staubrückhaltung besteht die Möglichkeit der Installation von Rückhaltemaßnahmen zwischen Turbine und Kamin. Allerdings ist man bestrebt, diese Schadstoffe bereits bei der Brennstoffaufbereitung bzw. vor Turbineneintritt zu beseitigen, weil der Schwefel in der Turbine ebenfalls zu Ablagerungen führen kann und die Staubpartikel mit für die Erosionen verantwortlich sind.

KWS für Gasturbinen

Bei einem Gasturbinenbetrieb werden an das KWS-Gemisch ähnliche Anforderungen gestellt wie bei einem Dieselmotoreinsatz (s. Tab. 6-10). Zudem muß noch eine turbinenspezifische Anforderung an die Suspension gestellt werden: Die KWS darf nur wenige Alkalimetalle und Spurenelemente mit sich führen, um Verschmutzungen und Verstopfungen zu vermeiden.

Aufgrund dieser Anforderungen ist wiederum nur KWS₄ zum Einsatz in einer Gasturbine geeignet.

7 Ausgewählte Prozeßketten

In den Kapiteln vier bis sechs wurden verschiedene Technologien beschrieben, die jeweils als Glieder unterschiedlicher Prozeß- oder Technologieketten auftreten können. Bevor in den folgenden Kapiteln näher auf konkrete Prozeßketten eingegangen wird, sollen in einem Überblick speziell die ökonomischen Vor- und Nachteile von KWS in den einzelnen Gliedern betrachtet werden.

Herstellung

In den günstigsten Suspensionsherstellungsverfahren (s. Kap. 4.2 und Kap. 4.3) wird Ballastkohle ($H_u = \text{ca. } 21,0 \text{ GJ/t}$) zu einem momentanen Marktpreis von $140 \text{ DM/t}_{\text{Ballastkohle}}$ als Einsatzkohle verwendet. Im Vergleich zu heimischer Steinkohle als Vollwertkohle ($270 \text{ DM/t}_{\text{Kohle}}$, $H_u = \text{ca. } 27,0 \text{ GJ/t}$) ergeben sich energiebezogene Preisvorteile (vgl. Tab. 4-24). Hingegen stellen sich gegenüber Importkohle ($100 \text{ DM/t}_{\text{Kohle}}$, $H_u = \text{ca. } 27,0 \text{ GJ/t}$) Preisnachteile für deutsche Ballastkohle ein.

Ballastkohle gegenüber heimischer Vollwertkohle:	- 3,3 DM/GJ
Ballastkohle gegenüber Importkohle:	+ 3,0 DM/GJ

Betrachtet man die anfallenden Herstellkosten bei der Suspension gegenüber den Kosten für stückige Kohle, so entsteht immer ein Malus für die KWS. In den

KWS-Herstellkosten sind die Additivkosten enthalten, die einen Großteil der Kosten (ohne Kohlekosten) ausmachen.

Suspensionsherstellung: (+1,6 bis +3,1) DM/GJ

davon Additivkosten: (+1,4 bis +2,3) DM/GJ

Beim Betrieb einer Texacovergasung fallen nur noch Additivkosten beim Vergleich der Energieträger ins Gewicht, da aus der Kohle immer eine Suspension hergestellt werden muß. Auch bei der unmittelbaren KWS-Herstellung vor Ort der Vergasungsanlage werden einige Additive benötigt, so daß der Nachteil, der durch die oben angeführten Additivkosten entsteht, sich verringern kann.

Transport

Die Transportkosten können für eine KWS einen Kostenvorteil gegenüber stückiger Kohle ergeben, wenn man annimmt, daß auch Pipelines im Nahbereich (<100 km) zum Einsatz kommen. Hingegen ist der Lkw-Transport von stückiger Kohle kostengünstiger als von KWS. Im Fernverkehr konkurriert die Pipeline mit dem Schifftransport, wobei sich nur geringe Kostenvorteile für den Rohrleitungstransport einstellen (vgl. Kap. 5.5). Einen deutlichen Vorteil besitzt der Pipelinetransport gegenüber dem Eisenbahntransport.

KWS gegenüber stückiger Kohle, Nahverkehr: (+0,7 bis -0,7) DM/GJ

KWS gegenüber stückiger Kohle, Fernverkehr: (-0,2 bis -2,4) DM/GJ

Bei einem direkten Vergleich mit Öl besitzt die KWS keinen Transportkostenvorteil. Jede Transportalternative die auf KWS anwendbar ist, ist auch mit Öl realisierbar. Zudem besitzt Öl mit 40 - 42 GJ/t_{Öl} eine fast doppelt so hohe Energiedichte. Zusammengefaßt ergibt sich für den Nah- und Fernverkehr ein Kostennachteil für KWS.

KWS gegenüber Öl: (+0,15 bis +1,0) DM/GJ

Während eine KWS-Pipeline das Produkt direkt bis zu einer Vielzahl von Verbrauchern (Groß- und Kleinverbraucher) transportieren könnte, ist eine vergleichbare Öl-Produktenpipeline zwischen einer Raffinerie und einer geeigneten Verbraucherstruktur (überwiegend Kleinverbraucher) ausreichender Größe schwerer zu realisieren, da kaum Großanlagen mit Öl betrieben werden. Somit

relativiert sich die Überlegenheit des Öltransports per Pipeline gegenüber dem KWS-Pipelinetransport.

Verwendung

Bei diesem Vergleich werden die Primärenergiekosten nicht berücksichtigt. Es werden nur die vergleichbaren Anlage- und Betriebskosten gegenübergestellt und pro Energieeinheit proportionalisiert (unter Berücksichtigung der Anlagenwirkungsgrade). Bei den Kleinanlagen (10 MW_{th}) ist eine KWS-Anlage gegenüber einer Ölanlage im Nachteil.

KWS- gegenüber Ölanlage: + 2,0 DM/GJ

Anders verhält es sich bei den Stomerzeugern mittlerer Größe (75 MW_e). Hier ist ein gravierender Kostenvorteil pro Energieeinheit festzustellen.

KWS- gegenüber Kohlenstaub-Stromerzeuger: - 4,3 DM/GJ

In den hier betrachteten Anlagekosten sind die Aufwendungen für die Rauchgasreinigungsmaßnahmen bereits enthalten. Beachtet man bei der Stickoxidproblematik die günstige Verbrennungstemperatur von KWS (vgl. Kap. 6.1.3), so sind möglicherweise die durchschnittlichen Abscheidungskosten (2 DM/kgNO_x (Jung, 1988)) durch die KWS-Technologie reduzierbar. Die Beurteilung der möglichen Kostenminderung bei der kraftwerksseitigen Entschwefelung (2,3 DM/kgSO₂ (Jung, 1988)) ist dagegen nicht ohne aufwendige technische und ökonomische Vergleiche machbar. Zwar beträgt die günstigste Schwefelabtrennung bei der KWS-Herstellung nur ein Drittel der durchschnittlichen Entschwefelungskosten in einem Kraftwerk, jedoch gilt dies nur für den groben Pyritschwefel. Der syngetische Pyrit, der nur nach aufwendigem Kohleaufschluß und mehrfacher Flotation oder durch mikrobielle Verfahren beseitigt werden kann, verursacht bedeutend höhere Aufbereitungskosten (vgl. Kap. 4.5). Da außerdem der organische Schwefel nicht mit den üblichen Flotationsverfahren abgetrennt wird, sind verallgemeinernde Aussagen zu einem Kostenvergleich nicht möglich.

Die oben dargestellten Vor- und Nachteile der verschiedenen Glieder können sich in Prozeßketten unterschiedlich auswirken. Diese Auswirkungen sind abhängig von den verschiedenen Verfahrenskombinationen und den konkurrierenden Energieträgern zur Kette. Außerdem spielt die jeweilige volkswirtschaftliche Si-

tuation und technische Machbarkeit eine Rolle, je nachdem wo diese Technologiekette realisiert werden soll. Die Auswahl der Prozeßkettenzusammensetzung resultiert sowohl aus technisch-ökonomischen Annahmen als auch aus Ergebnissen der vorhergehenden Kapitel. Die Ketten orientieren sich primär an den Verhältnissen in der Bundesrepublik Deutschland.

Ein Ziel der Prozeßkettenanalyse ist es, ökonomische Vergleiche der Suspensions-technologie mit anderen konkurrierenden Energieträgern, je nach Verbraucher, zu ermöglichen. Bei der Prozeßkette mit dem Kombi-Kraftwerk als Verbraucher steht kein konkurrierender Energieträger zur Diskussion, sondern verschiedene logistische Systeme zum Transport des Primärenergieträgers. Unabhängig davon, ob verschiedene Energieträger oder unterschiedliche Transportmethoden miteinander verglichen werden, basieren die ökonomischen Vergleiche innerhalb der Prozeßketten auf den Nutzenergiekosten. Neben dem ökonomischen Vergleich erfolgt auch eine Bilanzierung der Stoff- und Energieflüsse innerhalb der Kette. Die Bilanzierung ermöglicht sowohl Aussagen zur Effektivität der ganzen Prozeßkette als auch zur Bedeutung einzelner Technologien innerhalb der Kette.

Zu den drei analysierten Verbrauchern (Kap. 6.2, Kap. 6.3, Kap. 6.4) wird jeweils eine Prozeßkette in den Kapiteln 7.1 bis 7.3 erstellt und untersucht. Für die Prozeßketten gilt die Annahme, daß unmittelbar nach der Förderung der Kohle die Kohle-Wasser-Suspension hergestellt wird und bis zum Prozeßkettenende immer als Suspension gehandhabt, transportiert und eingesetzt wird. Dieselmotoren und Gasturbinen werden in diesem Kapitel nicht berücksichtigt, da für diese Umwandlungsanlagen der Betrieb im industriellen Maßstab noch nicht nachgewiesen wurde.

7.1 Prozeßkette mit einem 10 MW-Industriedampferzeuger

Als KWS-Verbraucher wird der 10 MW-Industriedampferzeuger, der in Kapitel 6-2 beschrieben wurde, vorgegeben. Für diese Kette gilt die Annahme, daß der erste Transportabschnitt vom Suspensionshersteller über eine Entfernung von ca. 300 km mit der Eisenbahn bewältigt wird. Beim Bahntransport ist es möglich, große Mengen an KWS zu transportieren, wenn mehrere Verbraucher in der Nähe der Eisenbahnlinie bzw. der zugehörigen Güterbahnhöfe liegen. Der zweite Transportabschnitt umfaßt die Strecke vom Güterbahnhof bis zum Endverbraucher und wird per Lkw abgewickelt (50 km).

Mit den Vorgaben zum Transport und Verbrauch von KWS ist es möglich, die für diese Technologiekette günstigste Suspension zu ermitteln. Bei Berücksichtigung aller anfallenden Kosten hat sich KWS₃ als kostengünstigste Suspension in dem Industriedampferzeuger ($n = 1.500 \text{ h/a}$) herausgestellt. Der Vorteil dieser Suspension gegenüber den anderen fünf Suspensionen besteht darin, daß sie aus Balkastkohle hergestellt wird und die Herstellungs- und Aufbereitungsverfahren effizient arbeiten und sich ergänzen. In dem effizienten Kohleaufbereitungsverfahren liegt auch der Kostenvorteil von KWS₃ gegenüber KWS₂, die mit einem sehr ähnlichen Verfahren hergestellt wird. Führt man den Vergleich der verschiedenen Suspensionen in dem Industriedampferzeuger bei 3.000 Betriebsstunden pro Jahr durch, so wird der Kostenvorteil von KWS₃ besonders gegenüber den Suspensionen KWS₄, KWS₅ und KWS₆ noch deutlicher als bei der geringeren Betriebsstundenzahl. Die zunehmende Vorteilhaftigkeit von KWS₃ begründet sich durch die stärkere Gewichtung der Aufbereitungskosten. Dadurch wird deutlich, daß der Kostenvorteil pro Energieeinheit von KWS₃ die Einsparungen, die bei Verwendung von KWS₄, KWS₅ und KWS₆ in dem Industriedampferzeuger aufgrund ihrer geringeren Schadstoffanteile auftreten, mehr als ausgleicht.

Als konkurrierender Energieträger für Verbraucher der hier betrachteten Größe bietet sich Heizöl (EL) an. Für einen Industriedampferzeuger mit einer Ölfeuerung gelten einige Änderungen gegenüber einem Dampferzeuger mit KWS-Feuerung. Die Beschreibung einer solchen Anlage findet sich in Anhang 14. Für Heizöl (EL) gelten die folgenden Annahmen:

- Dichte ρ : 0,86 kg/m³
- Schwefelgehalt S : 0,3 Gew.-%
- Aschegehalt A : 0,01 Gew.-%
- Heizwert H_u : 42,0 MJ/kg

Nach Angaben von Coenen (1985) läßt sich der Rohölpreis über den Heizölpreis ermitteln (s. Abb. 7-1). Die Transportkosten von Heizöl (EL) betragen per Bahn 0,211 DM/t km und per Lkw 0,43 DM/t km. Mit diesen Angaben ist ein Vergleich der konkurrierenden Energieträger KWS₃ und Heizöl (EL) möglich, wie er in Abbildung 7-1 dargestellt ist. In dieser Abbildung sind für alle Herstellungs- bzw. Umwandlungsanlagen die Obergrenzen der zugehörigen Kostenrechnungen berücksichtigt worden. Die Kurven der Anlagen auf KWS- und auf Heizölbasis sind für Betriebsstundenzahlen von $n = 1.500 \text{ h/a}$ und $n = 3.000 \text{ h/a}$ eingetragen. In den Kurven der Dampferzeugungsanlagen zur Bestimmung der Dampfkosten

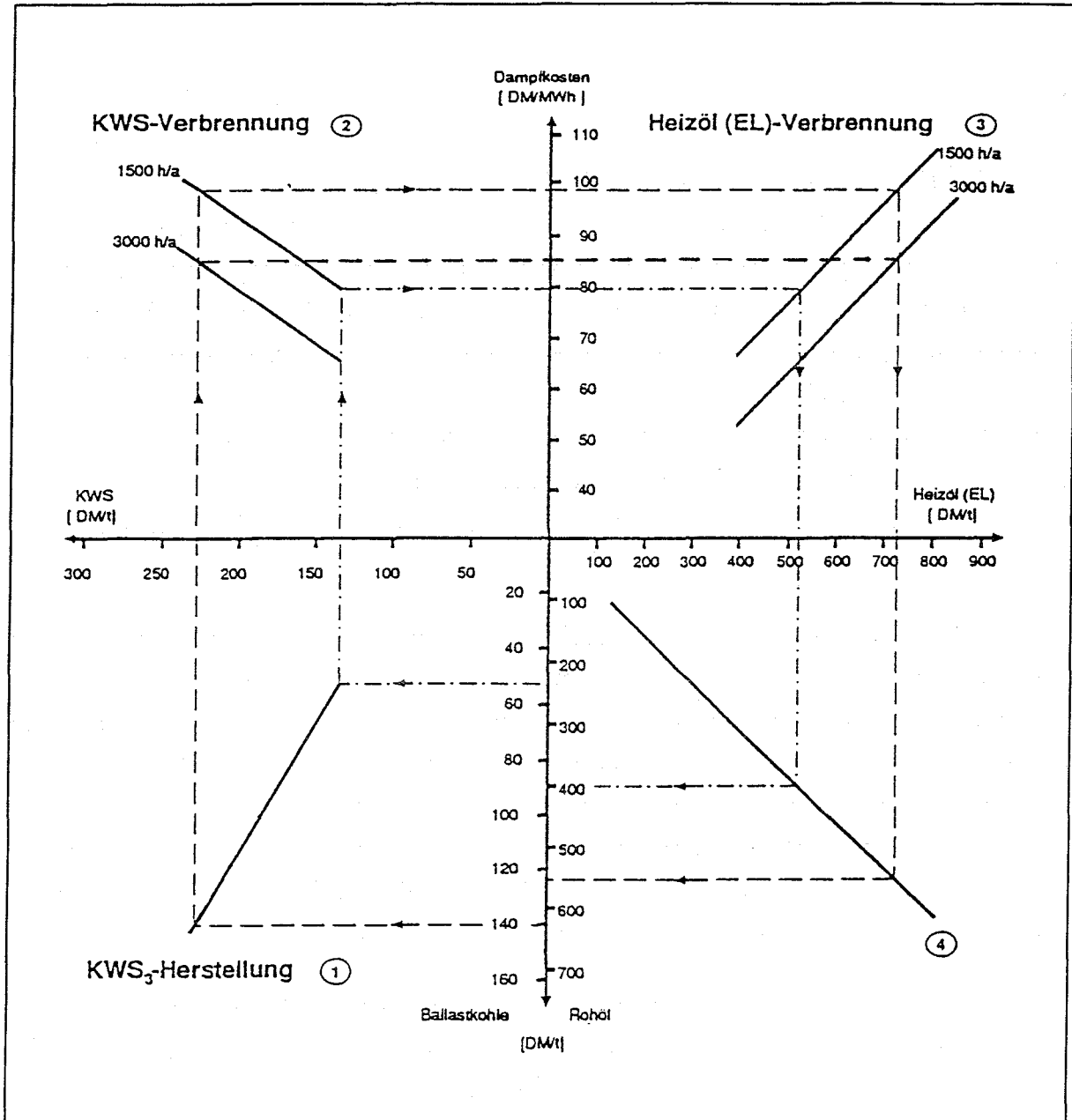


Abbildung 7-1: Vergleich von Industriedampferzeugern mit KWS₃- und mit Heizöl (EL)-Feuerung

- ① KWS₃-Herstellungsanlage ($1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a)
- ② KWS₃-Industriedampferzeuger inkl. Transportkosten
- ③ Heizöl (EL)-Industriedampferzeuger inkl. Transportkosten
- ④ Rohöl [DM/t] = Heizöl (EL) [DM/t] : 1,3

sind die jeweiligen Transportkosten berücksichtigt. Bei den Transportkosten für die KWS₃ sind die Säuberungskosten der Transportmittel enthalten (s. Tab. 5-2 u. Tab. 5-4).

Kostenvergleich

Bei Einsatz einer Ballastkohle (40 Gew.-% Ballast) mit einem Preis von 140 DM/t_{Kohle}, was dem aktuellen Preis deutscher Ballastkohle entspricht, wird in der KWS-Herstellungsanlage ($1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a) eine Suspension zu maximalen Kosten von 228,0 DM/t_{KWS₃} erzeugt (s. Abb. 7-1). Unter Berücksichtigung der gewählten Transportmittel und den dabei anfallenden Transportkosten (93,19 DM/t_{KWS}) wird mit der Suspension Dampf zu Kosten von 98,5 DM/MWh in einer Anlage mit 1.500 Betriebsstunden pro Jahr erzeugt. Eine vergleichbare Ölanlage (bei gleicher Betriebsstundenzahl) verursacht die gleichen Dampfkosten bei einem Heizölpreis von 727,0 DM/t_{Heizöl (EL)}, wobei die Transportkosten von 84,8 DM/t bereits nicht mehr in diesen Heizölkosten enthalten sind. Nach der Umrechnung von Heizöl (EL) auf Rohöl stellen sich letztendlich Rohölkosten von 559,2 DM/t ein.

Führt man diese Betrachtung in Abbildung 7-1 unter Berücksichtigung höherer Betriebsstundenzahlen bei den Dampferzeugern durch, verringern sich bei gleichbleibenden Ballastkohle- und fast gleichen Rohölpreisen die Dampfkosten auf 84,40 DM/MWh, d.h. es sinken bei den Dampfkosten die anteiligen Anlagekosten. Aber die Brennstoffkosten, die fast unverändert blieben, gewinnen an Gewicht, so daß sich der Preisvorteil von Heizöl (EL) noch gravierender in den Nutzenergiekosten niederschlägt. Für beide Fälle zeigt sich, daß die KWS₃ bei diesem Ballastkohlepreis zur Prozeßdampferzeugung nicht wettbewerbsfähig ist.

Verfolgt man den zweiten Referenzfall in Abbildung 7-1, der mit niedrigen Ballastkohlekosten von 52 DM/t beginnt, so ergeben sich KWS-Kosten in Höhe von 132,7 DM/t. Die daraus resultierenden Dampfkosten betragen 79,6 DM/MWh (bzw. 65,5 DM/MWh bei $n = 3.000$ h/a), woraus sich die Heizölkosten von 526,3 DM/t und die Rohölkosten von 404,8 DM/t herleiten lassen. In diesem Fall stößt die Kohle-Wasser-Suspension zwar in einen mit Öl konkurrenzfähigen Bereich vor (ca. 30 US-\$/bbl, bei 1,8 DM/US-\$), aber der hierzu notwendige Ballastkohlepreis läßt sich auf dem heimischen Kohlenmarkt natürlich nicht realisieren.

Zusammenfassend gilt für diesen Kostenvergleich, daß die KWS bei der Industriedampferzeugung (10 MW) gegenüber dem Öl, unter den herrschenden Energierohstoffpreisen, nicht wettbewerbsfähig ist.

Abweichend von der hier betrachteten Prozeßkette mit den angenommenen Transportmitteln kann bei einem Kleinverbraucher auch der Rohrleitungstransport - trotz geringer Entfernungen - deutlich die Transportkosten senken. Dies wäre denkbar, wenn für Großverbraucher ein Pipelineversorgungsnetz besteht und der Kleinverbraucher, z.B. über eine Stichleitung, an das Netz angeschlossen werden könnte. Während in der betrachteten Prozeßkette Transportkosten von Lkw und Eisenbahn zusammen 0,31 DM/t km betragen, fallen in einer Pipeline mit einer Länge von 50 km lediglich 0,098 DM/t km bzw. für eine 100 km-Pipeline nur noch 0,064 DM/t km an Kosten an. Dies würde eine Reduzierung der Transportkosten um 68,4 bzw. 79,4 % bedeuten.

Energiebilanz

In dieser Prozeßkette, deren Ziel die Umwandlung von Primärenergie in Nutzenergie ist, muß zur Durchsetzung dieses Ziels selbst wieder Energie aufgebracht werden. Wie in Abbildung 7-2 zu erkennen ist, verbleiben nach Abzug der verschiedenen, unvermeidbaren Energieverbräuche und der Verluste noch 77,9 % an Nutzenergie im Prozeßdampf.

Energieaufwendungen für Herstellungs- bzw. Aufbereitungsmaßnahmen sind bei fossilen Energieträgern fast unvermeidbar. Dasselbe gilt für Transportenergie und Anlagenverluste bei der Umwandlung dieser Energieträger. Der Energieaufwand, der für die Wasserverdampfung anfällt, ist allerdings ein KWS-spezifischer Energieverlust. Die Verdampfungsenergie verschlechtert den Gesamtwirkungsgrad der Prozeßkette um 3,46 %, wenn die im Rauchgas gebundene Enthalpie nicht anderweitig genutzt werden kann. Durch die Verluste entstehen nicht nur erhöhte Brennstoffkosten, sondern auch erhöhte Emissionen, insbesondere Kohlendioxidemissionen, aufgrund des Brennstoffmehrverbrauchs.

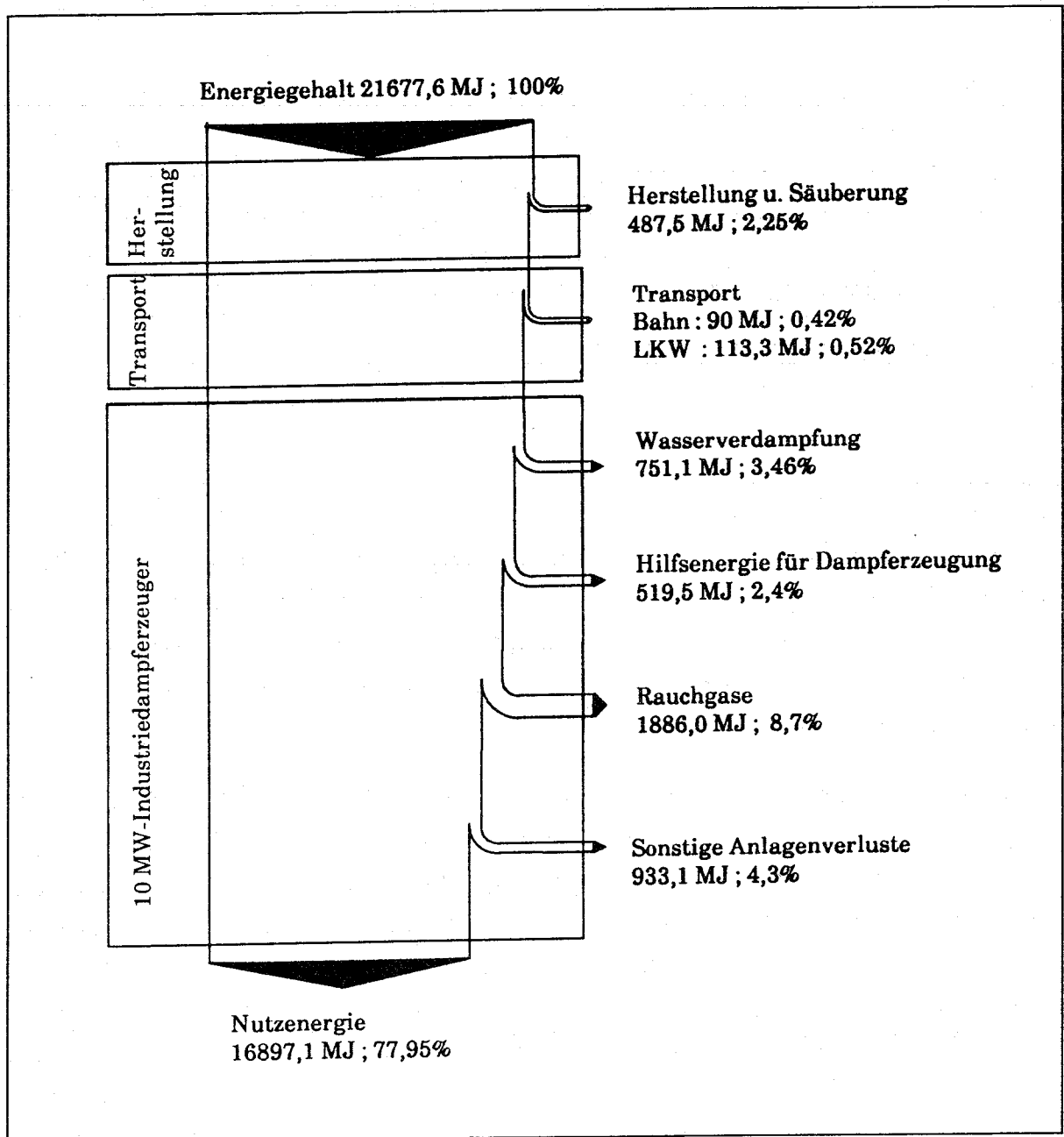


Abbildung 7-2: Energiebilanz der Prozeßkette 1
(Energienmengen bezogen auf 1 t KWS_3)

Schadstoffbilanz

In der Tabelle 7-1 sind Schadstoffe bilanziert, die durch die Herstellung, den Transport und die Umwandlung einer Tonne KWS₃ verursacht werden.

Tabelle 7-1: Schadstoffbilanz der Prozeßkette 1
(Mengenangaben bezogen auf 1 tKWS₃)

Schadstoffquellen und -senken		Asche/ Staub ¹⁾ [g/tKWS]	SO ₂ ²⁾ [g/tKWS]	NO _x ³⁾ [g/tKWS]	CO [g/tKWS]	HC [g/tKWS]
Ballastkohle	+	398,0·10 ³	53,3·10 ³	-	-	-
KWS-Herstellung ⁴⁾						
Pneumatische Flotation-1	-/.	335,6·10 ³	38,5·10 ³	-	-	-
Energiebedarf	+	1,8	24,5	20,5	2,8	0,6
Transport						
Eisenbahn	+	11,4	111,0	63,0	2,7	0,63
LKW	+	15,0	16,0	205,0	93,0	62,5
Verbrennung						
Abscheidung	-/.	62,1·10 ³	9.620,0	-	-	-
Rauchgas	+	(312,5) ⁵⁾	(5.180,0) ⁵⁾	3.125,0 ⁶⁾	284,3 ⁷⁾	ca. 61,1 ⁷⁾
Energiebedarf	+	2,0	26,1	21,8	2,9	0,62
Emissionen: Σ		342,7	5.357,6	3.435,3	385,7	125,5

- 1) Asche ohne S_{anorg}
- 2) Elementarer Schwefel wird in SO₂ umgerechnet.
- 3) Es werden nur Emissionen bilanziert
- 4) In KWS₃ sind Bergeabgänge aus der pneumatischen Flotation-2 enthalten.
- 5) Diese Angaben sind Zwischenwerte, sie sind in der Summe der Emissionen bereits enthalten
- 6) Maximal zulässiger Wert nach TA Luft.
- 7) Abschätzung mit Angaben aus Anhang 3. Umrechnung von elektrischer Energie auf Primärenergie mit $\eta = 0,35$.

In der Bilanz wird deutlich, daß die Schadstoffe durch den Primärenergieträger (Ballastkohle) in das System eingebracht werden. Innerhalb der Kette werden Schadstoffe zwar beseitigt, aber auch zusätzlich durch Energieverbrauch in das System eingebracht.

Abgesehen von der Einhaltung von Emissionsgrenzwerten bei der Verwendung hat die Schadstoffbeseitigung innerhalb des Herstellungsprozesses noch den

Zweck, den Brennstoff von Ballast zu befreien, so daß die Energiedichte pro zu transportierender Mengeneinheit sich erhöht. Somit kann die Ballastbeseitigung zu Beginn der Prozeßkette ebenfalls den Gesamtwirkungsgrad verbessern. Dagegen wirkt sich die Gesamtwirkungsgradverschlechterung durch die Wasserverdampfung erhöhend auf die Gesamtschadstoffbilanz aus.

Die Brennstoffaufbereitungsmaßnahmen bei der Herstellung und die Schadstoffrückhaltemaßnahmen bei der Verwendung reichen aus, um die gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwerte beim Verbraucher einzuhalten. Bisher beziehen sich Vorgaben des Gesetzgebers zur Umweltbelastung nur separat auf einzelne Prozesse (z.B. Herstellung, Transport, Verwendung) einer Technologiekette. Durch Gesamtschadstoffbilanzen, wie sie hier für die KWS-Technologie erstellt werden, hat man dagegen die Möglichkeit, komplette Prozeßketten in Hinblick auf ihre Umweltverträglichkeit zu vergleichen. Bezieht man beispielsweise die Grenzwerte der TA Luft auf die Gesamtschadstoffbilanz dieser Prozeßkette, würde für Asche und Staub eine Überschreitung um ca. 9,6 % eintreten, während die Schwefeldioxidemissionen die Grenzwerte einhalten würden¹. Wäre es möglich, den Lkw-Transport und möglicherweise auch den Eisenbahntransport durch einen Pipelinetransport zu substituieren, würden zwei gravierende Schadstoffquellen (s. Tab. 7-1) beseitigt, und der Grenzwert könnte für die ganze Kette bezüglich der Asche und der Staubemissionen eingehalten werden. Die Bilanz von Schadstoffen für komplette Technologieketten ermöglicht es für einen speziellen Energieträger die Kette herauszufinden, die die geringsten Umweltbelastungen verursacht. Ebenso kann durch die Prozeßkettenbewertung die emissionsseitige Vorteilhaftigkeit bei der Verwendung eines Energieträgers möglicherweise relativiert werden, wenn man die Gesamtschadstoffbilanzen konkurrierender Energieträger für eine vergleichbare, komplette Kette gegenüberstellt.

1) Nach Tabelle 7-1 trifft dies zwar auch für die Stickstoffemissionen zu, allerdings wurde hierbei für die Rauchgasemissionen die maximal zulässige NO_x-Emission angenommen, während die tatsächlichen Emissionswerte nicht bekannt sind. Die CO- und HC-Werte dienen zur Orientierung. Sie werden nicht weiter diskutiert, da ihre tatsächlichen Werte nicht vorliegen.

7.2 Prozeßkette mit einem 75 MW_e-Stromerzeuger

Bei der Konzeption dieser Prozeßkette wird von dem in Kapitel 6-3 analysierten 75 MW_e-Stromerzeuger ausgegangen. Es gilt die Annahme, daß diese Anlage, wie auch der KWS-Hersteller, an einem Hafen oder einem Wasserweg liegen und alle erforderlichen Umschlagvorrichtungen für Schiffe zur Verfügung stehen, so daß als einziges KWS-Transportverfahren der Schiffstransport über 421 km betrachtet wird. Beim Einsatz von KWS als Energieträger läßt sich in diesem Fall die in Abbildung 5-2 dargestellte Variante des Brennstofftransports zum Verbraucher realisieren.

Bei dieser Prozeßkette ist neben dem oben beschriebenen Transportvorgang auch ein Pipelinetransport vom Hersteller zum Verbraucher denkbar. Anstelle von 23,2 DM/t Schiffstransportkosten (s. Tab. 5-6) fallen, bei Annahme der Kostensätze einer 100 km- bzw. 1.000 km-Pipeline, Transportkosten von 26,9 DM/t bzw. 11,8 DM/t an. In diesem Fall ist der Kostenvorteil eines Pipelinetransports nicht eindeutig. Das heißt, daß der Schiffstransport, wenn kein aufwendiger Lkw-Transport nachgeschaltet werden muß, bei Entfernungen unter 1.000 km mit dem Pipelinetransport konkurrieren kann (vgl. Abb. 5-5).

Da der hier betrachtete KWS-Transport sich auf das Binnenland bezieht, steht bei dieser Verbrauchergröße auch der Eisenbahntransport zur Diskussion. Die Transportkosten betragen dann jedoch mehr als das Dreifache des Schiffstransports. Ist allerdings eine Transportverbindung inklusive aller Ladeeinrichtungen vom Hersteller zum Verbraucher neu anzulegen, so ist aufgrund der in Kapitel 7.1 bereits angesprochenen Flexibilität des Schienentransports dieser voraussichtlich leichter zu realisieren als der Schiffstransport. In solch einem Fall wäre die Bildung von Eisenbahnzügen möglich, die ausschließlich dem Suspensionstransport dienen. Die Züge werden beim Verbraucher mit Gleisanschluß je nach Brennstoffbedarf entleert, um anschließend gegen einen voll beladenen Zug komplett ausgetauscht zu werden.

Ausgehend von dem Stromerzeuger ($n=4.000$ h/a), der ausschließlich per Schiff beliefert wird, läßt sich das kostengünstigste Suspensionsprodukt auswählen. Wie schon bei dem 10 MW-Kleinverbraucher, stellt sich auch in dieser Prozeßkette die KWS₃ als die günstigste Suspension und die KWS₂ als die zweitgünstigste Suspension heraus. Gegenüber der ersten Prozeßkette ist KWS₁ in diesem Fall günstiger als die mikrobiologisch vom Schwefel befreiten Suspensionen, die hier nach KWS₄ die ungünstigsten Suspensionen sind. Diese Verschiebung der Rangfolge

macht deutlich, daß sich bei der ersten Prozeßkette die Aufbereitung der Suspension während der Herstellung noch positiv bemerkbar machte, wobei sich die Rangfolge in der zweiten Prozeßkette an den Kosten pro Energieeinheit orientiert. Dies hat zur Folge, daß die oben genannte Suspensionsreihenfolge mit der in Abbildung 4-16 dargestellten Rangfolge übereinstimmt. Wie bei dem Dampferzeuger nimmt auch bei dem hier betrachteten Stromerzeuger die Vorteilhaftigkeit von KWS₃, insbesondere gegenüber den sehr schadstoffarmen Suspensionen, bei einer Erhöhung der Betriebsstundenzahl ($n = 6.000 \text{ h/a}$) zu. Dies bedeutet, daß der Preisvorteil pro Energieeinheit von KWS₃ die Kosten der Schadstoffrückhaltung und -beseitigung mehr als ausgleicht.

Die bereits bei der Herstellung weitgehend aufbereiteten Suspensionen (KWS₄, KWS₅, KWS₆) werden sich gegenüber den schadstoffreicheren Suspensionen erst durchsetzen, wenn ihre aufwendigen Aufbereitungskosten während des Herstellungsprozesses gesenkt werden können, und wenn auf der Verwendungsseite die Kosten für Kalkstein und die Deponiekosten weiter ansteigen.

Für diese Prozeßkette mit KWS₃ als Energieträger ist, insbesondere in Abhängigkeit von der Anlagengröße des Verbrauchers, stückige Kraftwerkskohle (Steinkohle), die ebenfalls per Schiff antransportiert wird, der konkurrierende Energieträger. Diese Kohle, die beim Verbraucher zum Betreiben einer Staubfeuerung vor Ort aufgemahlen wird, hat folgenden Eigenschaftsmerkmale:

- flüchtige Bestandteile FLB : 30,0 Gew.-%
- Aschegehalt A : 8,0 Gew.-%
- Wassergehalt W : 10,0 Gew.-%
- Schwefelgehalt S_{ges} : 1,0 Gew.-%
- Heizwert H_u : 28,1 MJ/kg

Da diese Merkmale auf deutsche Steinkohle zutreffen, gelten für die elementare Kohlezusammensetzung die Angaben aus Tabelle 3-1.

Die Kohle wird in einem mit der KWS-Anlage vergleichbaren 75 MW_e-Kraftwerk verbrannt, welches in Anhang 15 näher beschrieben wird. Der wichtigste Unterschied dieses Kraftwerks zum KWS-Kraftwerk besteht in dem günstigeren Anlagenwirkungsgrad. Der höhere Wirkungsgrad begründet sich vorwiegend in der besser beherrschbaren Kohlenstaubverbrennung, besonders bei der Flammenführung. Diese bessere Beherrschbarkeit wirkt sich deutlich beim Teillastverhalten der Anlage aus. Zusammenfassend kann man feststellen, daß das Kraft-

werk mit der Kohlenstaubfeuerung, trotz der aufzubringenden Energie für die Mühlen und die Mühlengebläse, einen um ein Prozent günstigeren Anlagenwirkungsgrad aufweist als die KWS-Anlage.

Zum Vergleich von KWS und stückiger Kohle inklusive ihrer Verwendung in den 75 MW_e-Stromerzeugern bei unterschiedlichen Kohle- bzw. Ballastkohlekosten dient das Nomogramm in Abbildung 7-3. Bei den Anlagen zur Stromerzeugung sind die Brennstofftransportkosten in allen Fällen mit 23,2 DM/t berücksichtigt worden. Sowohl bei der KWS-Herstellungsanlage als auch bei den Kraftwerken sind die Obergrenzen der zugehörigen Kostenrechnungen dargestellt. Die Kurven zur Ermittlung der Stromkosten sind neben der Betriebsstundenzahl $n = 4.000$ h/a auch für $n = 6.000$ h/a eingetragen.

Kostenvergleich

Ausgehend von einem Ballastkohlepreis von 140 DM/t stellen sich Suspensionskosten von 228,0 DM/t_{KWS₃} ein (s. Abb. 7-3). Bei Anlegung dieser Suspensionskosten und der zugehörigen Transportkosten entstehen im Kraftwerk Stromgestehungskosten von 0,243 DM/kWh_e ($n = 4.000$ h/a). Das vergleichbare Kraftwerk mit Steinkohlenstaubfeuerung erreicht diese Stromgestehungskosten nur bei Einsatz der Steinkohle zu einem Preis von 222,8 DM/t. Während der Ballastkohlepreis von 140 DM/t dem momentanen Marktpreis entspricht, liegt der Maximalpreis der stückigen Steinkohle von 222,8 DM/t zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit des Steinkohlekraftwerks deutlich unter dem aktuellen Marktpreis von 270 - 280 DM/t für deutsche Steinkohle.

Bei Erhöhung der Betriebsstundenzahl ($n = 6.000$ h/a) der Kraftwerke reduzieren sich die Stromgestehungskosten auf 0,206 DM/kWh_e. Aber der Wettbewerbsvorteil von KWS₃ gegenüber der stückigen Steinkohle wird ebenfalls gemindert, da der Einstandspreis der Steinkohle nach Abzug der Transportkosten bis auf 259,8 DM/t steigen kann. Hieran wird deutlich, daß durch die erhöhte Betriebsstundenzahl die Anlageinvestitionen bei der Energiekostenzusammensetzung an Bedeutung verlieren. Dagegen gewinnt der Brennstoffkostenvorteil von stückiger Kohle gegenüber der KWS₃ wieder mehr an Bedeutung. Umgekehrt gilt, daß durch die geringeren Anlageinvestitionen bei einem KWS-Kraftwerk, insbesondere beim Dampferzeugerbauteil, mit abnehmender Betriebsstundenzahl die Kohle-Wasser-Suspensionstechnologie immer vorteilhafter wird.

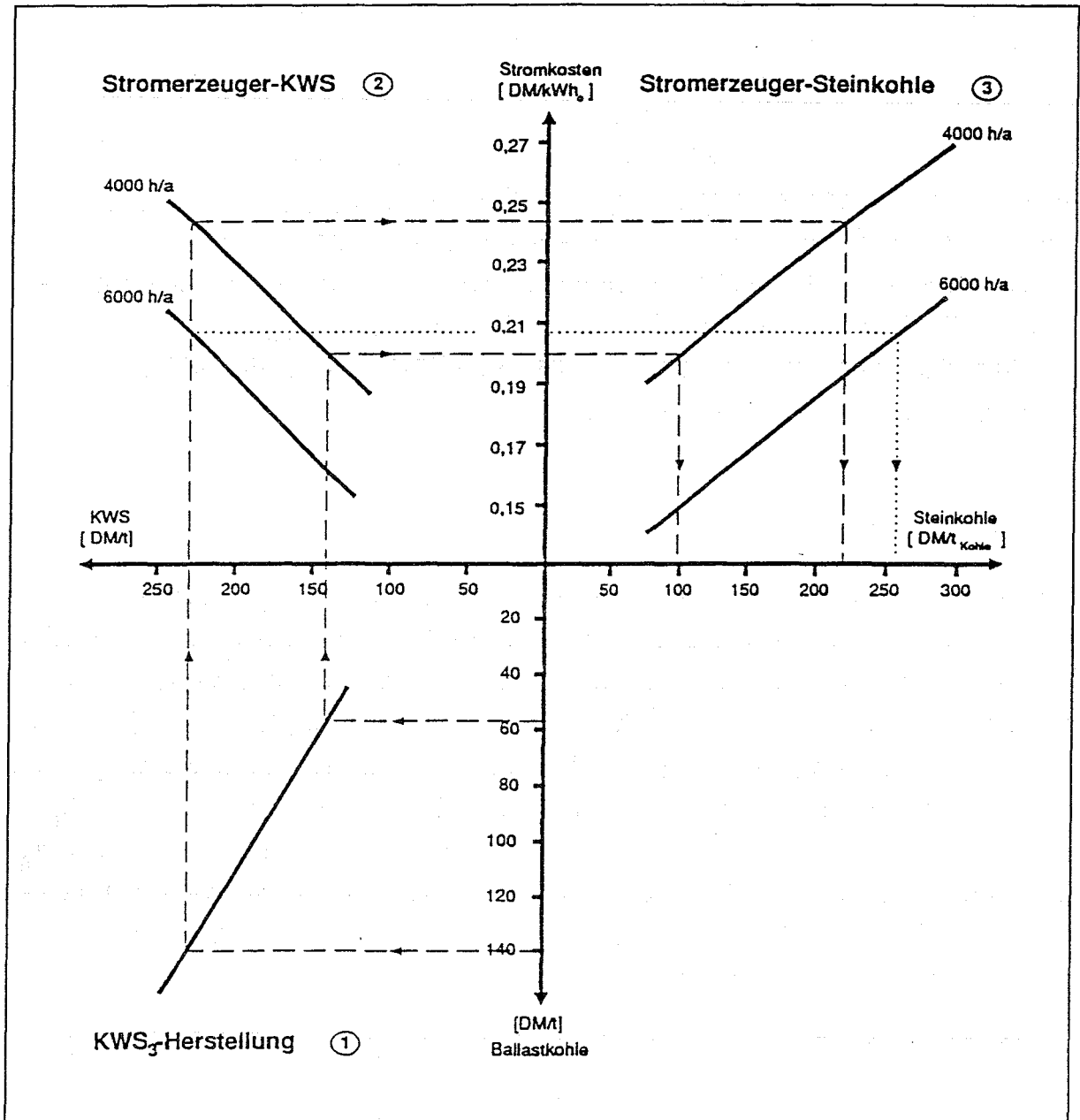


Abbildung 7-3: Vergleich von Stromerzeugern mit KWS₃- und Steinkohlefeuerung

- ① KWS₃-Herstellungsanlage ($1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS/a})
- ② KWS₃-Stromerzeuger inkl. Transportkosten
- ③ Steinkohle-Stromerzeuger inkl. Transportkosten

In einem zweiten Fall in Abbildung 7-3 wird von niedrigen Ballastkohlekosten von 58 DM/t ausgegangen. Hiermit ergeben sich KWS₃-Kosten von 139,2 DM/t. Somit errechnen sich die Stromerzeugungskosten zu 0,199 DM/kWh_e bei einer Jahresbetriebsstundenzahl von $n = 4.000$ h/a. Bei diesen Stromkosten stellen sich Steinkohlekosten von 100,0 DM/t (ohne Transportkosten) ein. Diese Steinkohlekosten liegen im Bereich der momentanen Importkohlepreise. Damit die Suspension, wie hier erläutert, gegenüber der Importkohle bestehen kann, müssen innerhalb der hier betrachteten Technologiekette extrem niedrige Ballastkohlekosten für heimische Kohle angesetzt werden, die jedoch nicht auf dem deutschen Markt zu realisieren sind.

Als Ergebnis dieses Kostenvergleichs läßt sich zusammenfassen: Kohle-Wasser-Suspension, auf Basis heimischer Ballast-Steinkohle, ist als Energieträger der heimischen, stückigen Vollwert-Steinkohle innerhalb dieser Technologiekette überlegen. Diese Überlegenheit nimmt mit abnehmender Betriebsstundenzahl zu. Gegenüber der Importkohle kann die KWS, die aus heimischer Kohle hergestellt wird, in dieser Technologiekette jedoch nicht bestehen.

Energiebilanz

Prozeßbedingt (Carnotscher Kreisprozeß) treten in dieser Prozeßkette größere Verluste bei der Verwendung der Suspension auf als bei der ersten Prozeßkette. In Abbildung 7-4 ist für die Prozeßkette, bei Einsatz von Kohle-Wasser-Suspensionen, der Energiefluß pro Tonne KWS₃ dargestellt.

Mit Hilfe dieser Energiebilanz sind Vergleiche der konkurrierenden Energieträger, stückige Kohle gegenüber KWS₃, möglich. Bei der Herstellung und Aufbereitung der Suspension wird Energie benötigt, die für die gleichen Zwecke auch bei stückiger Kohle anfällt. Während bei KWS₃ die Zerkleinerung und Aufbereitung der Kohle zu Beginn der Technologiekette stattfindet, sind diese Vorgänge bei stückiger Kohle getrennt. Nach der Förderung der Rohkohle wird sie in einer Kohlenwäsche von den Bergebestandteilen weitgehend befreit. Bei dieser Aufbereitung durchlaufen einige Kohleanteile, je nach Korngröße, nasse Sortierprozesse, wie Setzmaschinen und Flotationsanlagen. Der anschließende Vorgang der Kohletrocknung durch Filter und Pressen entfällt bei der KWS₃-Herstellung. Stückige Kohle wird für eine Kohlenstaubfeuerung erst beim Verbraucher zerkleinert. Zusammenfassend gilt für den KWS-Herstellungsprozeß, daß vom energetischen Aufwand her, der zur endgültigen Bereitstellung des Energieträ-

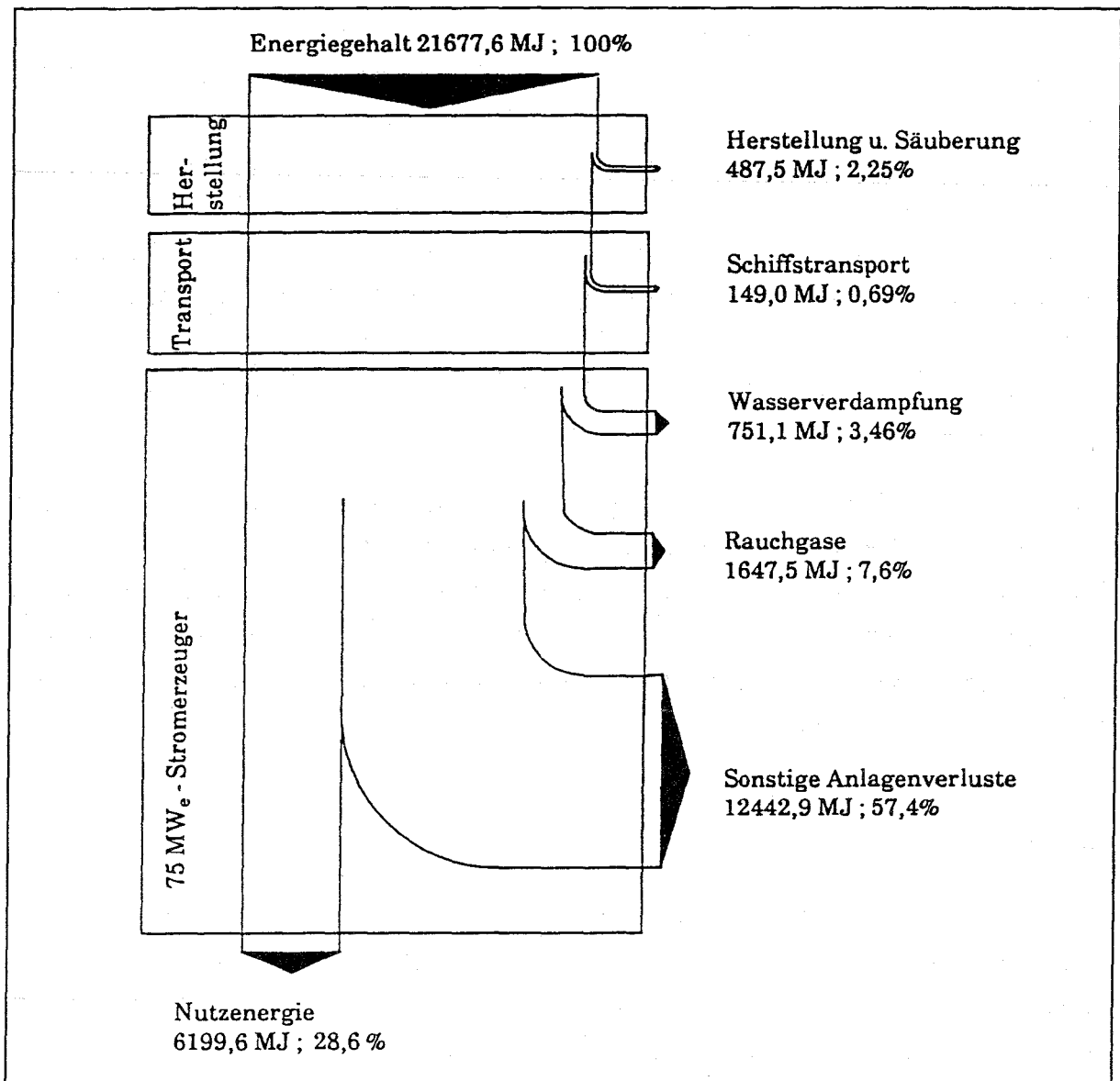


Abbildung 7-4: Energiebilanz der Prozeßkette 2
(Energienmenge bezogen auf 1 tKWS₃)

gers für die Verwendung nötig ist, durchaus Vorteile durch den Verzicht auf die Kohlentrocknung auftreten können.

Anders ist es beim Schiffstransport. Da die KWS₃ nur 74,4 % der Energie pro Gewichtseinheit gegenüber der stückigen Kohle aufweist, ist entsprechend mehr Transportenergie für den KWS-Transport pro Energieeinheit aufzuwenden. Hierbei ist allerdings zu bedenken, daß die Transportenergie innerhalb der Ener-

giebilanz in Abbildung 7-4 die mit Abstand geringste Energieeinbuße (0,69 %) darstellt.

Bei der Umwandlung der Energieträger ist die Wasserverdampfungsenergie beim KWS-Verbrauch der markanteste Unterschied zwischen beiden Energieträgern. Ist es nicht möglich, wie bereits in Kapitel 6.1.2 angesprochen, diese Energie auf andere Weise weiterzunutzen, so liegt hier ein gesamtenergetischer Nachteil der Suspension gegenüber der stückigen Kohle vor. Die stückige Kohle ist bereits in der Kohlenwäsche entwässert und der Großteil der Restfeuchte wird mit Hilfe erwärmter Mühlengebläseluft beseitigt. Somit werden bei der Kohle, abgesehen von kohleeigenen Wasserstoffverbindungen, nur noch geringe Anteile Wasser bei der Verbrennung verdampft. Die der Verbrennung von Kohle vorhergehenden Energieaufwendungen zur Kohletrocknung sind nicht so energieintensiv wie die Wasserverdampfung. Zu den sonstigen Anlagenverlusten muß noch bemerkt werden, daß der Anlagenwirkungsgrad einer KWS-Anlage aufgrund der Verbrennungsführung um ein Prozent schlechter ist als bei einem Steinkohlekraftwerk.

Zusammenfassend ist zu beachten, daß die KWS-Technologie in der Gesamtenergiebilanz der stückigen Kohle unterlegen ist, wenn es nicht gelingt, die durch die Wasserverdampfung verlorene Energie in den Rauchgasen wieder zurückzugewinnen.

Schadstoffbilanz

Wie bei der Schadstoffbilanz in Prozeßkette 1 werden auch in dieser Bilanz (s. Tab. 7-2) die Schadstoffe durch die Ballastkohle und durch verschiedene Energieverbräuche in die Bilanz eingebracht. Schadstoffreduzierungen finden bei der Suspensionsherstellung u.a. zur Erhöhung der Energiedichte pro Gewichtseinheit und bei der Umwandlung zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte nach GFAVO statt.

Da bei beiden bisher betrachteten Prozeßketten die Schadstoffe für das Suspensionsprodukt KWS_3 bilanziert wurden, ist ein Vergleich beider Bilanzen bedingt möglich. Vergleicht man bei der hier bilanzierten Prozeßkette die Schadstoffsumme mit den einzuhaltenden Grenzwerten, die normal lediglich für die Verbrennung des Energieträgers, nicht aber für die ganze Prozeßkette gelten, so ist bei Asche/Staub nur eine Grenzwertüberschreitung von 4,2 % zu verzeichnen, im Gegensatz zu 9,6 % in der ersten Prozeßkette. In beiden Fällen gilt eine maximal

Tabelle 7-2: Schadstoffbilanz der Prozeßkette 2
(Mengenangaben bezogen auf 1 t_{KWS₃})

Schadstoffquellen und -senken		Asche/ Staub ¹⁾ [g/t _{KWS}]	SO ₂ ²⁾ [g/t _{KWS}]	NO _x ³⁾ [g/t _{KWS}]	CO [g/t _{KWS}]	HC [g/t _{KWS}]
Ballastkohle	+	398,0·10 ³	53,3·10 ³	-	-	-
KWS-Herstellung ⁴⁾						
Pneumatische Flotation-1	-/.	335,6·10 ³	38,5·10 ³	-	-	-
Energiebedarf	+	1,8	24,5	20,5	2,8	0,6
Schiffstransport	+	12,63	21,05	210,5	75,8	33,7
Verbrennung						
Abscheidung	-/.	62,1·10 ³	1.1884,6	-	-	-
Rauchgas	+	(326,4) ⁵⁾	(2.915,4) ⁵⁾	2.611,2 ⁶⁾	284,9 ⁷⁾	61,0 ⁷⁾
Emissionen: Σ		340,8	2.961,0	2.842,2	363,5	95,3

1) Asche ohne S_{anorg}

2) Elementarer Schwefel wird in SO₂ umgerechnet. Bei der Abscheidung werden keine sonstigen SAV-Produkte erfasst.

3) Es werden nur Emissionen bilanziert.

4) In KWS₃ sind Bergeabgänge aus der pneumatischen Flotation-2 enthalten.

5) Diese Angaben sind Zwischenwerte, sie sind in der Summe der Emissionen bereits enthalten.

6) Maximal zulässiger Wert nach GFAVO.

7) Angaben aus Anhang 3 bezogen auf 1 t_{KWS₃}. Umrechnung von elektrischer Energie auf Primärenergie mit η = 0,35.

erlaubte Staubemission von 50 mg/m³ in den Rauchgasen. Trotz längerem Transportweg und bei gleichem Suspensionsprodukt sind alle Emissionswerte der Schadstoffbilanz von Prozeßkette 2 geringer als die vergleichbaren Werte aus der ersten Prozeßkette¹. In der Prozeßkette 2 kann durch den Pipelinetransport eine weitere Schadstoffreduzierung erreicht werden. Der Pipelinetransport weist zwar vom Energieverbrauch wie von der Ökonomie her keinerlei eindeutigen Vorteile gegenüber dem Schiffstransport auf (s. Abb. 5-6), aber bei der Nutzung von elektrischer Energie zum Antrieb der Pumpen werden weniger Schadstoffe emittiert als beim Binnenschiffstransport, wo Dieselkraftstoff als Energieträger eingesetzt wird.

1) Da die Emissionen von NO_x, CO und HC nicht exakt bilanziert werden können, sind hierzu keine wertenden Aussagen möglich.

7.3 Prozeßkette mit einem 626 MW_e-Kombi-Kraftwerk

In dieser Prozeßkette, in der das 626 MW_e Kombi-Kraftwerk als Verbraucher das Ende der Kette darstellt und die Entfernung vom Hersteller 1.000 km beträgt, bietet sich der Pipelinetransport im Binnenland an. Mit diesen Vorgaben läßt sich das günstigste Suspensionsprodukt auswählen, wobei aufgrund der benötigten Mengen pro Jahr in dieser Kette die Suspensionsherstellkosten von den Anlagen mit einem Output von $5,0 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a übernommen werden.

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Teilkosten der Suspensionen in dem Kombi-Kraftwerk (s. Anhang 13) stellt sich bei der Auswahl der günstigsten KWS die gleiche Reihenfolge wie in der zweiten Prozeßkette ein. Dies gilt sowohl für die hier im folgenden betrachtete Betriebsstundenzahl $n = 5.000$ h/a, als auch für eine reduzierte Stundenzahl $n = 3.000$ h/a. In dieser Prozeßkette ist ebenfalls der Trend erkennbar, daß sich die billigste KWS pro Energieeinheit (KWS₃) durchsetzt. Es übertreffen wiederum die Kostenvorteile pro Energieeinheit die aufzubringenden Kosten für Aufbereitungs- bzw. Rückhaltmaßnahmen der Brennstoffe bzw. ihrer Brenngase.

Da in dem Kombi-Kraftwerk die integrierte Kohlevergasung nach dem Texaco-Verfahren abläuft, muß die Kohle immer als Suspension zur Vergasung aufbereitet werden. Aus diesem Grund wird in diesem Vergleich der Antransport von stückiger Kohle zur Verwendungsanlage mit anschließender Suspensionsherstellung der hier erstellten Prozeßkette gegenübergestellt.

Bei stückiger Kohle bieten sich der Eisenbahn- und der Schiffstransport als Transportform für die vorgegebene Distanz (1.000 km) an. Da beim Eisenbahntransport schon für die halbe Transportstrecke (inkl. Berücksichtigung der Reinigungs- und Rücklaufkosten) mehr als dreimal so hohe Transportkosten anfallen wie beim Pipelinetransport, ist offensichtlich, daß der Eisenbahntransport ohne Sondertarife teurer ist als der Pipelinetransport. Darum gilt für den Transport per Schiene die Annahme, daß für den 1.000 km-Transport ein Sondertarif gilt. Dieser beträgt 50 % der Transportkosten pro Tonne und Kilometer eines 500 km-Transports. Somit ergeben sich 87,5 DM/t_{Kohle} (ohne Reinigungskosten) Transportkosten, wovon jedoch nur 70 % auf die später zu erzeugende Suspension angerechnet werden. Für den Schiffstransport wird der Frachtsatz, der für 741 km gilt, für die Transportstrecke von 1.000 km zu Grunde gelegt. Von diesen 47,4 DM/t Transportkosten werden ebenfalls nur 70 % auf eine Tonne Suspension angerechnet.

Als Alternative zur KWS₃ wird in dieser Prozeßkette eine Steinkohle mit einem Ballastgehalt von 20,0 Gew.-% gewählt. Für diese Kohle gelten die folgenden Eigenschaftsmerkmale:

● flüchtige Bestandteile	FLB:	30,0 Gew.-%
● Aschegehalt	A:	11,0 Gew.-%
● Wassergehalt	W:	9,0 Gew.-%
● Heizwert	H _{uKohle} :	27,4 MJ/kg

Diese Kohle, deren Antransport per Schiff oder per Eisenbahn erfolgt, wird vor Ort des Kombi-Kraftwerks nach dem in Kapitel 4.1 beschriebenen Verfahren in eine hochkonzentrierte Kohle-Wasser-Suspension umgewandelt. Da die oben beschriebenen Kohleeigenschaften mit denen der Einsatzkohle von KWS₁ übereinstimmen, können auch die weiteren Angaben von KWS₁ nebst dem zugehörigen Herstellungsprozeß übernommen werden. Zu der Suspension, die erst kurz vor ihrer Verwendung hergestellt wird, kommen zwar auch Additive hinzu, aber insgesamt benötigt man weniger chemische Hilfsmittel als bei Herstellung der Suspension zu Beginn der Prozeßkette. Deswegen werden die unteren KWS₁-Herstellkosten für eine Anlage mit einer Kapazität von $5,0 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a aus Anhang 4 übernommen. Der Heizwert dieser Suspension, der um den Energieanteil der Wasserverdampfung nach oben korrigiert ist, beträgt $H_u = 21,13$ MJ/kg.

Kostenvergleich

Mit den Angaben zu den Transportkosten und den Suspensionsherstellungskosten von KWS₁ in Abhängigkeit von den Steinkohlekosten ergeben sich die beiden Kurven im rechten unteren Teil der Abbildung 7-5, womit sich die KWS-Kosten, inklusive der Transportkosten, vor Ort des Kombi-Kraftwerks ermitteln lassen. Anhand der Kurve im linken unteren Teil des Nomogramms lassen sich die KWS₃-Herstellkosten in Abhängigkeit von den Ballastkohlekosten zusammen mit den Pipelinetransportkosten (28,0 DM/t_{KWS}) ermitteln. Um in Abbildung 7-5 den Vergleich auf die unterschiedlichen Herstellungs- und Transportalternativen zu konzentrieren, wurde für KWS₃ der gleiche Heizwert wie bei KWS₁ angenommen. Somit sind die Kurven der GuD-Kraftwerke im oberen Teil der Abbildung identisch.

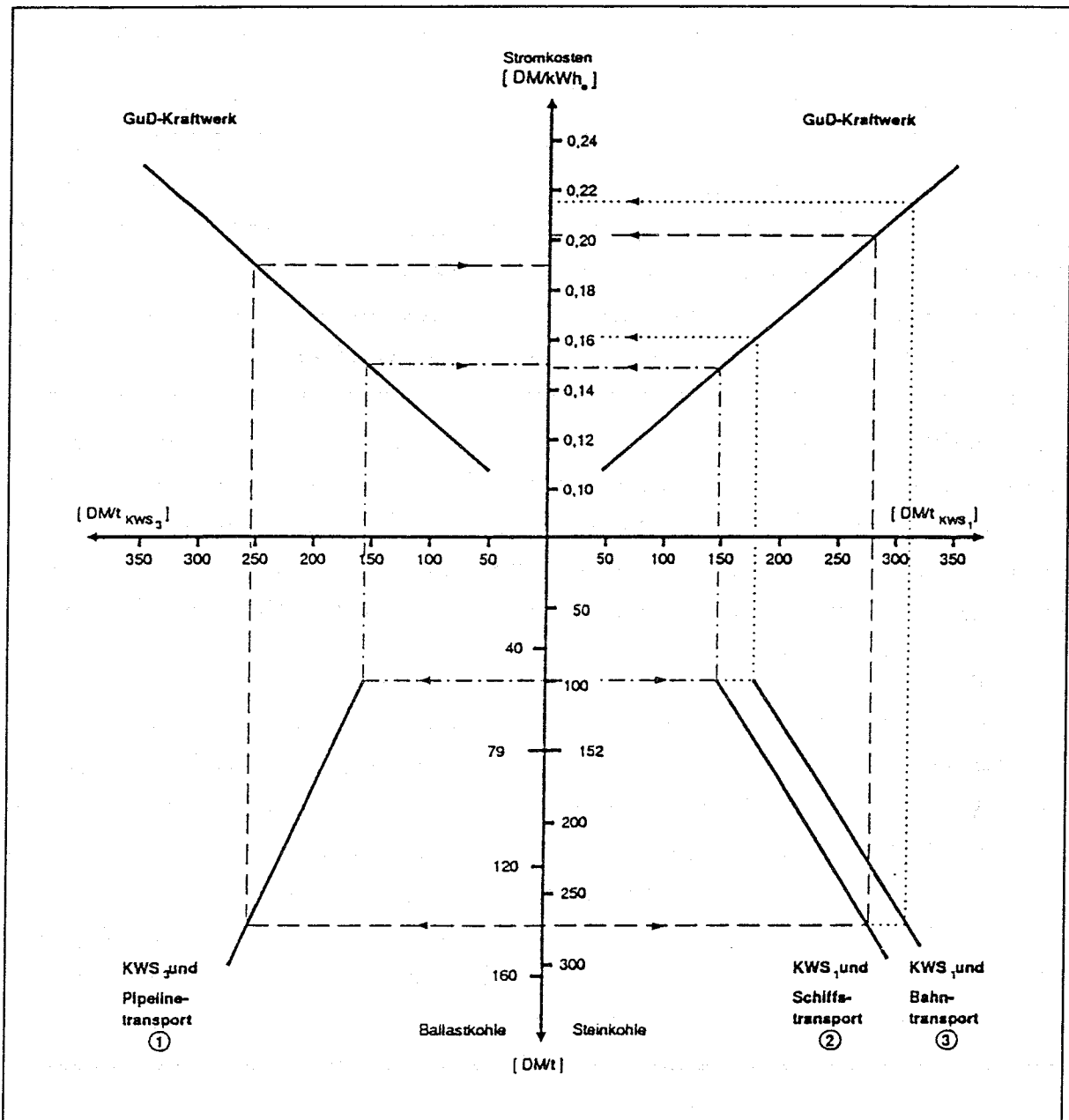


Abbildung 7-5: Vergleich verschiedener Suspensionsherstellungs- und Transportalternativen mit anschließender Verwendung

- ① KWS₃-Herstellungsanlage ($5,0 \cdot 10^6$ tKWS/a) inkl. Pipelinetransport (1.000 km)
- ② KWS₁-Herstellungsanlage ($5,0 \cdot 10^6$ tKWS/a) inkl. Schiffs-transport (1.000 km)
- ③ KWS₁-Herstellungsanlage ($5,0 \cdot 10^6$ tKWS/a) inkl. Bahntransport (1.000 km)

An der gemeinsamen Achse für Ballast- und Vollwertkohlekosten wird deutlich, daß die Ballastkohle pro Tonne 52 % der Kosten von Vollwertkohle ausmacht.

Bei dem ersten Referenzfall in Abbildung 7-5 entstehen bei Ballastkohlekosten von 140 DM/t_{Kohle} Suspensions- und Transportkosten von 252,2 DM/t_{KWS}. Mit diesen Energiekosten berechnen sich die Stromkosten zu 0,19 DM/kWh_e. Die zu den Ballastkohlekosten zugehörigen Vollwertkohlekosten betragen 270,0 DM/t. Nach dem Schiffs- bzw. Eisenbahntransport und der anschließenden KWS-Herstellung entstehen Suspensionskosten vor Ort des GuD-Kraftwerks von 281,18 DM/t_{KWS} bzw. 309,25 DM/t_{KWS}. Mit diesen Suspensionskosten ergeben sich Stromgestehungskosten von 0,202 DM/kWh_e bzw. 0,214 DM/kWh_e. In beiden Fällen sind die resultierenden Kosten höher als bei dem KWS₃-Herstellungsverfahren mit anschließendem Pipelinetransport. Die niedrigeren Ballastkohlekosten und die günstige KWS₃-Herstellung inklusive Aufbereitung wiegen die Kosten des pro Energieeinheit aufwendigeren Pipelinetransports auf, so daß diese Verfahrenskombination weniger Kosten verursacht als die Verfahren mit dem Transport der zuerst stückigen Kohle.

Betrachtet man allerdings den zweiten Referenzfall mit den Ballastkohlekosten von 52 DM/t_{Kohle} und den Stromgestehungskosten von 0,152 DM/kWh_e gegenüber den Vollwertkohlekosten von 100 DM/t_{Kohle} (Kosten für Importkohle) und 0,149 DM/kWh_e, so wird deutlich, daß der stückige Kohlentransport per Schiff mit anschließender Suspensionsherstellung die günstigste der drei Varianten ist. Die Kombination mit der Eisenbahn ist dagegen wieder die ungünstigste Variante (0,16 DM/kWh_e). Bei diesen niedrigen Kohlekosten gewinnen die Suspensionsherstellkosten, insbesondere die Aufbereitungskosten, von KWS₃ ein solches Gewicht bei der Kostenzusammensetzung der Suspension, daß dieser Kostennachteil innerhalb der Kette nicht mehr kompensiert werden kann. Dieses Übergewicht der nachteiligen Herstell- und Aufbereitungskosten tritt ab einem Ballastkohlepreis von 79,0 DM/t_{Kohle} bzw. einem Vollwertkohlepreis von 152,0 DM/t_{Kohle} ein. Bei diesen Kohlekosten - und darunter - ist der stückige Kohletransport per Schiff mit einer anschließenden KWS-Herstellung nach dem in Kapitel 4-1 beschriebenen Verfahren gegenüber der KWS₃-Herstellung mit anschließendem Pipeline-transport vorteilhafter. Der Eisenbahntransport mit nachfolgender KWS-Herstellung ist hingegen immer die ungünstigste Variante.

Abschließend muß zu diesem Vergleich auch der Fall bedacht werden, daß die Transportwege ganz oder erst noch teilweise angelegt werden müssen. Unter diesen Umständen sind der Pipelinetransport und der Eisenbahntransport dem

Schiffstranport vorzuziehen. Der Pipelinetransport ist besonders von Vorteil, wenn über große Entfernungen (4.000 km) und auch durch unerschlossenes Gebiet ausschließlich Suspension transportiert werden soll. Durch den kontinuierlichen Rohrleitungstransport bis zum Verbraucher läßt sich gegenüber den sonstigen Transportalternativen eine "just in time"-Versorgung mit KWS gewährleisten. Hierdurch erübrigt sich weitgehend eine kostenaufwendige Vorratshaltung der KWS bzw. der stückigen Kohle beim Verbraucher.

Energiebilanz

Der Vorteil eines Kombi-Kraftwerks gegenüber einem konventionellen Kraftwerk besteht in dem höheren Wirkungsgrad. Das wirkt sich vorteilhaft auf die Gesamtenergiebilanz der ganzen Prozeßkette aus, wie in Abbildung 7-6 deutlich wird.

Vergleicht man den Energieverbrauch einer Pipeline mit dem Energieverbrauch, der durch den stückigen Kohleantransport entsteht, so wird deutlich, daß beim Pipelinetransport von KWS gegenüber dem Eisenbahn- und dem Binnenschiffstransport bezüglich des Energieverbrauchs ein geringer Mehraufwand entsteht (vgl. Abb. 5-6). Überträgt man diesen Transportenergieverbrauch bei Bahn und bei Schiff auf das Transportgut stückige Kohle mit einer ca. 23 % höheren Energiedichte (hier: $27,44 \text{ GJ/t}_{\text{Kohle}}$), weil kein Wasser mittransportiert wird, so stellt sich ein energetischer Vorteil von Bahn- und Schiffstransport von stückiger Kohle gegenüber dem KWS-Pipelinetransport ein. Die aufzubringende Transportenergie beim Eisenbahn- bzw. Schiffstransport ist um ca. 25 % bzw. 12 % geringer als beim Pipelinetransport pro transportierter Energieeinheit.

Da für die Herstellung der Suspensionen und die Aufbereitung der Kohle bei den hier betrachteten Verfahren keine signifikanten Unterschiede in der aufzuwendenden Energie bestehen und der Anlagenwirkungsgrad des Kombi-Kraftwerks gleich ist, ergibt sich durch die Variante des stückigen Kohletransports ein geringer, transportbedingter Energievorteil in der Gesamtbilanz gegenüber Prozeßkette 3.

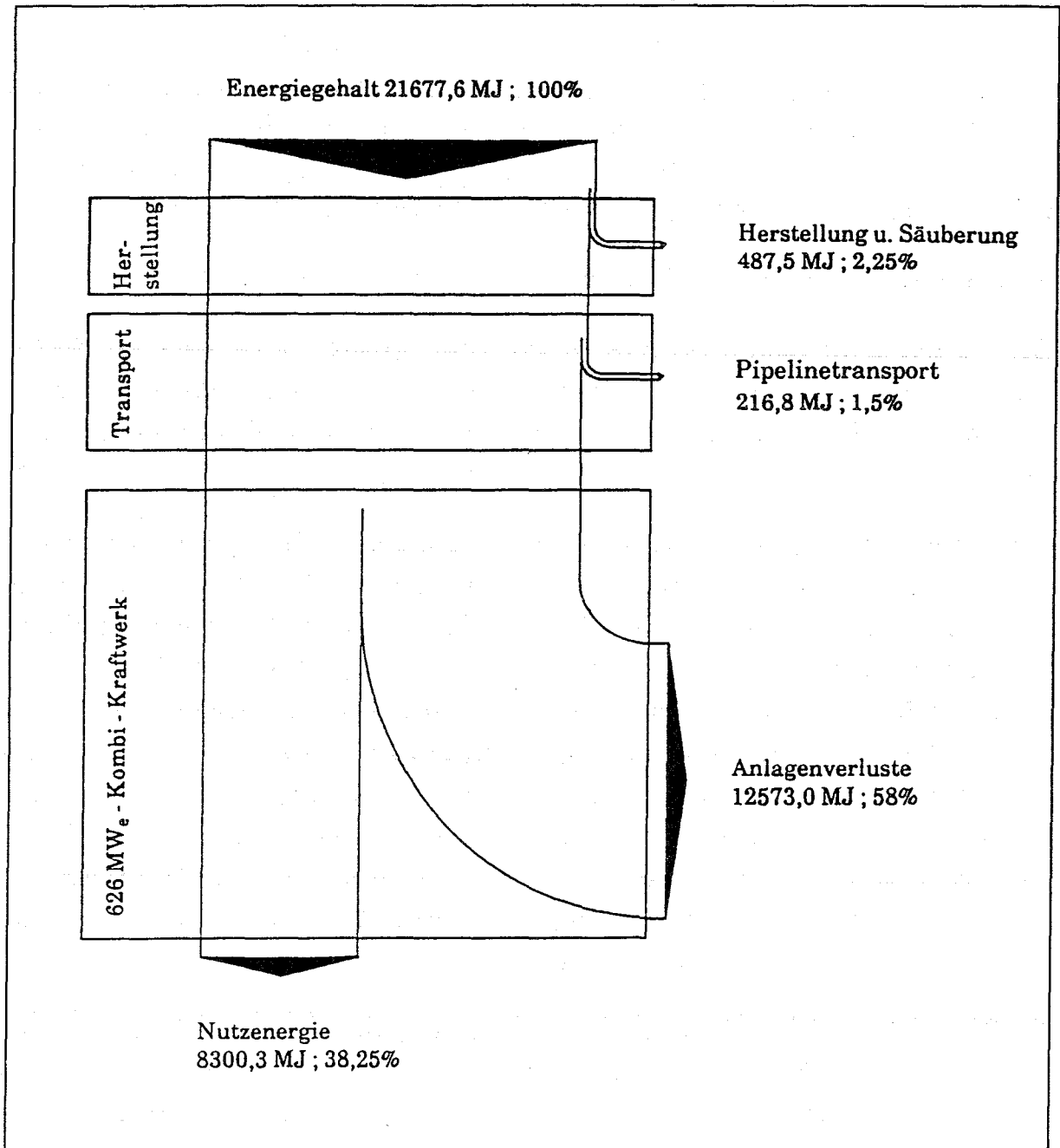


Abbildung 7-6: Energiebilanz der Prozeßkette 3
(Energienmenge bezogen auf 1 tKWS₃)

Umweltbelastungen

Durch den Pipelinetransport, der nur mit einem Kohle-Wasser-Gemisch realisiert werden kann, treten gegenüber herkömmlichen Transportmethoden bedeutend weniger Umweltbelastungen auf. Belastungen entstehen nicht nur durch die energiebedingten Emissionen, sondern auch durch die Umweltbeeinträchtigung, die durch die Existenz von Transportwegen verursacht werden (s. Kap. 5.4.2).

Betrachtet man bei der Verwendung der Suspensionen die Schadstoffemissionen, so ist das Kombi-Kraftwerk den konventionellen Kraftwerken überlegen. Diese Überlegenheit beruht auf dem besseren Wirkungsgrad dieser Anlage und auf dem dadurch geringeren Brennstoffverbrauch. Dieser Effekt wirkt sich insbesondere auf die Minderung des Kohlendioxidausstoßes positiv aus. Ein weiterer Vorteil eines Kombi-Kraftwerks besteht in der Tatsache, daß nicht die Rauchgase, sondern die volumenmäßig geringeren Brenngase von den Schadstoffen befreit werden. Zudem fallen die abgeschiedenen Reststoffe weitgehend ohne Verunreinigungen an und sind deswegen für eine Weiterverwendung geeignet. Durch die effizienten Brenngasreinigungsmaßnahmen fallen in dieser Prozeßkette maximal 144,0 g/t_{KWS₃} Asche und 390,25 g/t_{KWS₃} elementarer Schwefel an. Vergleicht man diese Schadstoffmengen mit den entsprechenden Angaben in Tabelle 7-1 und Tabelle 7-2, wobei Schwefel als Schwefeldioxid betrachtet werden muß, so wird die geringere Umweltbelastung dieser Prozeßkette trotz der großen Transportentfernung deutlich. Eine Schadstoffbilanzierung wie in Kapitel 7.1 und 7.2 ist hier nicht möglich, da für die hier betrachteten Betriebsbedingungen des Kombi-Kraftwerks keine eindeutigen Angaben zu Schadstoffbelastungen verfügbar waren.

8 Einordnung der KWS-Technologie in verschiedene Energieversorgungsstrukturen

Aufgrund großer Ressourcen an Kohle im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern wird die Kohle auch in Zukunft eine bedeutende Rolle weltweit in der Deckung des Energieverbrauchs spielen. Die Kohle-Wasser-Suspension wird dabei, aufgrund unterschiedlicher Qualität und Quantität von Steinkohlevorkommen, mit unterschiedlichem Interesse betrachtet.

Nachdem in Kapitel 8.1 eine Betrachtung der KWS-Realisierungsmöglichkeiten im deutschen Energiemarkt erfolgt, wird in Kapitel 8.2 die mögliche Durchsetzung der KWS-Technologie in solchen Ländern betrachtet, die am Beginn ihrer industriellen Entwicklung stehen und hierfür große Energiemengen benötigen. Abschließend wird die Bedeutung von KWS in Regionen diskutiert, in denen große Kohlevorkommen existieren und diese Mengen über weite Entfernungen transportiert werden müssen.

Aufgrund unterschiedlicher, volkswirtschaftlicher Rahmenbedingungen lassen sich die Ergebnisse und Aussagen aus Kapitel 7 nicht beliebig auf verschiedene Länder oder Regionen übertragen. Deswegen nehmen die folgenden Betrachtungen einen teilweise globalen Charakter ein.

8.1 Die KWS-Technologie in der Bundesrepublik Deutschland

In der Bundesrepublik Deutschland ist die Diskussion um die heimische Kohle von besonderem Interesse, da Braunkohle und insbesondere Steinkohle die einzigen fossilen Energieträger von Bedeutung sind, die hier abgebaut werden. Deswegen gibt es momentan keine Alternative zur deutschen Steinkohle, wenn auf eine autarke Energiereserve abgehoben wird.

In den sechziger Jahren verlor die Kohle rasch ihren größten Kunden, den Wärmemarkt, an das Öl. Außerdem ging auch in der chemischen Industrie der Kohleeinsatz als Grundstoff zurück. Allerdings ist man infolge der zwei Ölpreiskrisen bemüht, das Öl wieder zu substituieren. Eine anzustrebende Sicherheit in der Energieversorgung wird durch die Nutzung verschiedener Energieträger und einer Diversifizierung ihrer Anbieter erreicht. Die Energiebereitstellung muß so organisiert sein, daß auch kurzfristig sich ändernde Nachfragen problemlos

bedient werden können. Diesen Sicherheitsanforderungen bei der Energieversorgung kann durch die Nutzung deutscher Steinkohle und billiger Importkohle entsprochen werden.

Im Wärmemarkt, mit dem Schwerpunkt auf industrieller Prozeßwärme, erscheint eine Ölsubstitution durch KWS möglich, insbesondere bei Einsatz der preisgünstigen Importkohle (vgl. Kap. 7.1). Wie in Kapitel 6.1 erläutert wurde, ist die Umrüstung bestehender Ölanlagen auf KWS-Betrieb möglich. Beim Einsatz von Drittlandskohle in diesen Anlagen würde der momentane Verbrauch heimischer Steinkohle nicht gemindert. Für die Zukunft könnte es sogar von Vorteil sein, wenn bereits jetzt das Öl durch Kohle (momentan nur durch Importkohle) verdrängt würde. Bei langfristig absehbaren Ölpreissteigerungen und zunehmender Wettbewerbsfähigkeit auch von heimischer Steinkohle stände somit ein bedeutend größerer Kohleabsatzmarkt als momentan zur Verfügung¹. Dieses Vorgehen wird jedoch durch bestehende Importbeschränkungen für Drittlandskohle erschwert (Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle, 1980).

Ein zusätzliches Interesse kann sich aufgrund des dritten Verstromungsgesetzes (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 1987) oberhalb des Leistungsbereichs von 10 MW ergeben. In diesem Gesetz wird der Bau von neuen Stromerzeugungsanlagen mit Heizöl (S) und Erdgas reglementiert. Die in diesen Kraftwerken eingesetzte Brennstoffmenge darf grundsätzlich festgelegte Jahresmengen nicht überschreiten, und der Neubau von Stromerzeugungsanlagen über 10 MW ist für diese Energieträger genehmigungspflichtig. Nach Angaben des Arbeitskreises des Energieausschusses des Verbandes der chemischen Industrie (1990) werden diese Genehmigungen in der Regel nicht erteilt, weder für Kondensationskraftwerke noch für Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Diese Gesetzesvorschrift hat zu einem weitgehenden Verzicht der Industrie auf eine Eigenstromerzeugung in diesem Leistungsbereich geführt, weil die vergleichbaren Anlagen für feste Energieträger (stückige Kohle) hohe Investitionen erfordern (vgl. Kap. 7.2). Da für eine KWS-Stromerzeugungsanlage geringere Investitionen anfallen als für eine Anlage mit festem Brennstoff (vgl. Kap. 6.2.2, Kap. 6.3.2), kann die KWS-Technologie als Alternative im oben genannten Leistungsbereich an Bedeutung gewinnen.

¹) Das Potential dieser Ölsubstitution gewinnt an Bedeutung, wenn es technisch machbar wird, auch Anlagen im Leistungsbereich unter 10 MW mit hochkonzentrierter KWS zu betreiben.

Im oberen Kraftwerksleistungsbereich ($>300 \text{ MW}_e$) besteht in den alten Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland bis zum Ende der neunziger Jahre kaum ein Ersatz- oder Neubaubedarf an Kohlekraftwerken. Dies begründet sich durch den bisherigen Überhang an Kraftwerksleistung gegenüber einem nur geringen Strombedarfszuwachs. Hierdurch wird auch der Bau moderner GuD-Kraftwerke verzögert (Pruscek et al., 1990).

Ein anderer Zustand des Kraftwerksparks liegt dagegen in den neuen Bundesländern vor. Hier ist eine Teilsubstitution von Braunkohle durch Steinkohle zu erwarten. Außer Umrüstmaßnahmen sind auch Neubauten von Kraftwerken geplant. Zu den zuvor für die alten Bundesländer beschriebenen KWS-Einsatzmöglichkeiten im unteren Leistungsbereich sind für die neuen Bundesländer außerdem Energiekonzepte, wie in Kapitel 7.3 erarbeitet, zu prüfen. Aufgrund der technischen Reife von Kombi-Kraftwerken mit integrierter Texaco-Vergasung, der Überwindung unzureichender Infrastruktur durch zeitsparende Pipelineverlegung und der Nutzung der Steinkohle aus dem Ruhrgebiet oder polnischer Importkohle, die sich beide zur KWS-Herstellung eignen, ist eine Energieversorgung mit moderner Kraftwerkstechnologie auf KWS-Basis machbar. Durch die Einrichtung mehrerer KWS-Verbraucher wäre über ein Pipelinenetz die Versorgung von Klein- und Großanlagen mit einem einzigen Energieträger denkbar. Hierbei ist von Vorteil, daß in den neuen Bundesländern ein besonderes Merkmal der bestehenden Kraftwirtschaft in der Auskopplung von Wärme besteht (Michaelis, 1990). Somit wäre für die nutzbare Abwärme aus KWS-Kraftwerken bereits eine Nachfrage vorhanden (insbesondere als Fernwärme).

Ein Aspekt, der bei den Prozeßketten dieser Untersuchung nicht beachtet wurde, aber trotzdem großen Einfluß auf die Ökonomie und auch auf die Ökologie der Ketten besitzt, ist die Steinkohlengewinnung. Für den deutschen Steinkohlenbergbau sind langfristig, unter Beachtung der zunehmenden Tiefe bei der Nordwanderung, neue Lösetechniken von Bedeutung. Aufgrund des zunehmenden Grubengases (Methan, Kohlendioxid) bei zunehmender Tiefe ist man unter Tage an Geräten interessiert, die ohne elektrische Antriebe bei gleichzeitiger Staubniederschlagung arbeiten. Eine aussichtsreiche Technik, die diese Bedingungen erfüllt, besteht in hydraulischen Kohlschneid-Werkzeugen. In Kombination mit diesen hydraulischen Werkzeugen ist es möglich, die gewonnene Kohle über Rohrleitungen schnell und preiswert bis über Tage zu fördern (Haber, o.J.). Durch die Bildung von Anschlußbergwerken bei der Nordwanderung ist eine Zunahme der Transportwege unter Tage zu erwarten, für deren Bewältigung die Einfüh-

nung neuer, kostengünstiger Transportmethoden unumgänglich ist. Angesichts der Anforderungen der Kohle-Kommission (Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus, 1990), die eine Rationalisierung im Rahmen einer Optimierung von Lagerstätten und Standorten fordert, kann die KWS-Technologie zur Lösung der oben erläuterten Aufgaben beitragen. Auch wenn durch den hydraulischen Kohleabbau keine hochkonzentrierte KWS entsteht, so läßt sich doch diese Art der Kohlegewinnung an die hier betrachteten Prozeßketten, in die nasse Aufbereitungsverfahren integriert sind, gut anbinden. Wie eingangs in Kapitel 4.2 erwähnt, nimmt der Anteil an Fein- und Feinstkorn (mit zunehmender Abbaumechanisierung) in der Förderkohle zu. In den Kohlewäschen der Bergwerke kann darum nach den Trenn- und Sortierprozessen der als Suspension geförderten Rohkohle auf die Trocknung der für eine KWS-Herstellung benötigten Kohlekörnungsanteile verzichtet werden. Zudem ist in diesem betroffenen Körnungsbereich die Trocknung (in Filtern und Pressen) kostenaufwendiger als bei gröberer Kohle (Bogenschneider und Janitschke, 1987).

In vielen Ländern, bei denen momentan die Kohle noch im Tagebau oder in geringen Tiefen gewonnen wird, wird man langfristig Abbauverfahren und Methoden anwenden müssen wie im deutschen Steinkohlebergbau. Aufgrund des hohen Anteils der deutschen Bergbautechnik von 40 % am Weltmarkt (Ruhrkohle AG, o.J.) kann die Suspensionstechnologie für die deutsche Maschinen- und Anlagenbauindustrie auch unter dem Aspekt des Technologieexports an Bedeutung gewinnen.

8.2 Die KWS-Technologie in Entwicklungsländern und in industriellen Schwellenländern

Sowohl in Entwicklungsländern als auch in Ländern, die am Anfang ihrer Industrialisierung stehen, ist die Energieversorgung von großem Gewicht, da hier besonders der Aufbau einer energieintensiven Grundstoffindustrie von Bedeutung ist. Darum existiert zwischen dem Energieverbrauch und der Wertschöpfung einer Volkswirtschaft, die noch am Beginn ihrer Industrialisierung steht, eine starke Korrelation (Institut für Wirtschaftstheorie und Operations Research, 1985). Diese Länder sind an Energieträgern interessiert, bei denen aufgrund einer Anbietervielfalt eine mögliche Verknappung schnell kompensiert werden kann. Die Entwicklungen in den Industrieländern haben zudem gezeigt, daß besonders leitungsgebundene Energieträger für die industrielle Entwicklung von

Bedeutung sind. Dies liegt sowohl an der zeitlich und örtlich hohen Regelfähigkeit als auch an dem Anwendungskomfort von fließfähigen Energieträgern (Trenkler, 1986). Allen diesen Ansprüchen genügt langfristig der fließfähige Energieträger KWS aufgrund der bestehenden, weltweiten Kohleresourcen (s. Abb. 2-1).

An der Kostenstruktur der KWS-Produkte (s. Kap. 4.1 bis 4.4) wird deutlich, daß die investitionsabhängigen Kosten nur einen geringen Teil der KWS-Kosten ausmachen. Die KWS-Kosten werden vielmehr von den Kohle- und Additivkosten dominiert. Dies gilt weitgehend unabhängig von der Anlagengröße und dem Herstellungsverfahren. Deswegen ist die Erstellung von KWS-Herstellungsanlagen unabhängig von einem hohen Output auch für geringere Verarbeitungsmengen wirtschaftlich. In den technischen Analysen in den Kapiteln 4.1 bis 4.4 wurde dargestellt, daß die verschiedenen KWS-Herstellverfahren auf einem einfachen, grundsätzlichen Verfahren (s. Kap. 4.1) aufbauen. Durch Ergänzungen von weiteren Kohlenaufbereitungseinrichtungen ist ein bedarfsgesteuerter Ausbau von KWS-Herstellungsanlagen z.B. mit zunehmendem Industrialisierungsgrad einer Volkswirtschaft möglich. Dieser Ausbau orientiert sich dabei an der verfügbaren Einsatzkohle und den Qualitäts- und Quantitätsanforderungen auf der Verbraucherseite. Mit KWS sind sowohl Klein- als auch Großverbraucher zu versorgen. Aus diesen Gründen ist die KWS-Technologie für Entwicklungs- und Schwellenländer von Bedeutung. Gelingt es zudem, in Zukunft auch den KWS-Einsatz in langsam laufenden Dieselmotoren und Gasturbinen zu realisieren, so werden die KWS-Einsatzmöglichkeiten, z.B. durch dezentrale Block-Heizkraft-Werke, erweitert. Bei der Realisierung von GuD-Kraftwerken läßt sich, abgesehen von der Kraft-Wärme-Kopplung, auch eine Rohstoffbereitstellung durch Synthesegaserzeugung für weitere industrielle Prozesse in das Anlagenkonzept integrieren. Durch diese Palette von verschiedenen Umwandlungsverfahren für Groß- und Kleinverbraucher läßt sich mit KWS sowohl eine zentrale als auch eine dezentrale Energieversorgung realisieren. Diese Flexibilität der KWS-Verwendung ist besonders für Flächenstaaten mit einzelnen Ballungszentren von Interesse.

Ein Problem beim Technologieimport in industriell unterentwickelte Regionen ist häufig die Realisation dieser Technologie unter den bestehenden Umständen (Infrastruktur, Personalbedarf, Sicherheitsanforderungen u.ä.). Diese Probleme scheinen mit der KWS-Technologie beherrschbar. Das Risiko von Technologien kann als ein Kriterium für ihre Realisationschancen dienen. Darum bietet sich die ungefährliche KWS (ungiftig, nicht explosiv, nicht leicht entzündbar, nicht

wassergefährdend) als ein Energieträger für Entwicklungs- und Schwellenländer an, der sich bei Herstellung und Verwendung der Energienachfrage anpassen kann.

Die KWS kann in den angesprochenen Regionen zu einer globalen Reduzierung von Schadstoffen beitragen. Die Energieumwandlung ist ein ambivalenter Prozeß, da der Gewinn und Nutzen, der mit der Umwandlung entsteht, auch mit unerwünschten Nebenwirkungen (Emissionen) verbunden ist. In industriell schwachen Ländern werden häufig fossile Energieträger in Kraftwerken mit niedrigen Wirkungsgraden in Strom und Wärme umgewandelt. Um die hierdurch entstehenden Emissionen, insbesondere den CO₂-Ausstoß, zu reduzieren, sind unkomplizierte aber gleichzeitig effiziente Technologien wie z.B. die KWS nötig. Durch Anhebung der Anlagenwirkungsgrade in den Entwicklungsländern auf das Niveau der Industrieländer und die damit verbundene Senkung des CO₂-Ausstoßes je Energieeinheit wäre eine weltweite CO₂-Reduzierung möglich, die noch über die Forderungen der Weltklimakonferenz hinausgeht (Spalthof, 1989).

8.3 Die KWS-Technologie in kohlereichen Ländern

Für einige Länder ist die KWS-Technologie von Bedeutung, weil dort umfangreiche Kohlevorkommen existieren und große Kohlemengen über weite Strecken transportiert werden müssen. In diesen Ländern existieren zum Teil Kohlevorkommen, die aufgrund der Transportproblematik bisher als nicht abbauwürdig gelten. Der Pipelinetransport von Kohle als Suspension ist gerade dort vorteilhaft, wo zur Anbindung von Lagerstätten an Wirtschaftsregionen nicht auf eine leistungsfähige Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. So existieren beispielsweise in Sibirien große Kohlevorkommen; die Kohle selbst wird jedoch in der Industrie im Westen des Landes benötigt. Unterstützend für die KWS-Technologie kann sich hier auch der Umstand auswirken, daß in Rußland bereits einige Hydrogruben (im Donezk-Becken und im Kusnezsk-Becken) bestehen. Hier wird die Kohle mit Wasserdruck gewonnen und unter Tage über Rinnen zusammen mit Wasser zur Kohlenaufgabe transportiert (Maurer, 1976). Es bieten sich auch hier in die Kohlenwäschen integrierte Suspensionsherstellungsverfahren an, wie sie in Kapitel 8.1 bereits für deutsche Bergwerke angesprochen wurden.

Eine ähnliche Transportproblematik besteht in der Volksrepublik China. Hier existieren große Kohlevorkommen (u.a. in Shanxi) abseits großer Verbrauchs-

regionen. Diese Kohlen müssen zur Versorgung der eigenen Volkswirtschaft oder zum Export in die Küstenregionen transportiert werden. In China sind die Überlegungen zur Einführung von Kohle-Wasser-Suspensionen mittlerweile so weit fortgeschritten, daß 1991 in Beijing die erste KWS-Herstellungsanlage (ähnlich dem Verfahren in Kap. 4.2) in Betrieb genommen wurde.

Wie in den beiden oben erwähnten Ländern werden auch in Kanada Überlegungen und auch Versuche zum hydraulischen Kohletransport in Form von hochkonzentrierter KWS unternommen, um z.B. aus der kohlereichen Provinz Alberta eine KWS über 3.000 km in die Provinz Ontario zu pumpen.

Ein weiteres Motiv zum Einsatz der Suspensionstechnologie kann im weltweit ansteigenden Kohlehandel bestehen. Für einige Kohlenexportländer (z.B. USA, Kanada, Australien, China, GUS) können die Handhabungsvorteile einer Suspension (kontinuierlicher Energieträger, flexible Umschlagsmöglichkeiten, Rohrleitungstransport) an Bedeutung gewinnen. An welcher Stelle in den Transportketten die Suspension erzeugt wird, hängt von den jeweiligen Transport- und Umschlagsbedingungen ab. Es ist möglich, daß bei einem kurzen Überseetransport die Kostenvorteile eines einfachen Suspensionsumschlags den Mehraufwand (pro Energieeinheit) des Schiffstransport mehr als ausgleichen. Nehmen die Transportkosten bei einem längeren Überseetransport zu und werden nicht durch günstige Umschlagsmodalitäten aufgefangen, so ist die KWS-Herstellung im Importland vorzuziehen.

Inwieweit die hier angesprochenen Vorteile der KWS-Technologie sich tatsächlich gewinnbringend nutzen lassen, ist momentan nur schwer zu beurteilen. Hierzu müssen Analysen von kompletten Prozeßketten, insbesondere der Transportketten, für die angesprochenen Länder und ihre Abnehmer erstellt werden, wie dies für einen begrenzten Ausschnitt in dieser Untersuchung durchgeführt wurde. Als bedeutende Transportrouten, auf denen sich besonders der Pipelinetransport in Verbindung mit dem Seetransport zur Analyse anbietet, sind z.B. USA/Kanada - ferner Osten, Nordchina - Südchina oder auch Australien - Japan.

9. Schlußfolgerung und Ausblick

Zur Erstellung einer hochkonzentrierten Kohle-Wasser-Suspension ist Steinkohle am besten geeignet. Durch die KWS-Technologie bieten sich verschiedene Verfahren bei

- Herstellung,
- Transport und
- Verwendung

an.

Herstellung

Es wurde die Machbarkeit der KWS-Herstellung aus Kohlen verschiedener Güte mit unterschiedlicher Produktqualität nachgewiesen. Die analysierten Herstellungsmethoden setzen sich aus Verfahren zusammen, die zum Teil im industriellen Maßstab seit Jahren angewandt werden. Einige Verfahren befinden sich allerdings auch noch im Entwicklungsstadium. Als anzustrebende Zielsetzung für diese Herstellungsverfahren gelten die drei folgenden Kriterien:

- 1) Die Bereitstellung eines fließfähigen Brennstoffs, welcher effektiv und zu niedrigen Kosten umweltverträglich hergestellt wird.
- 2) Eine hohe, verfahrenstechnische Anlagenflexibilität, um auch bei sich ändernden Steinkohlearten oder Kohleeigenschaften das geforderte Suspensionsprodukt herzustellen, bzw. um den jeweiligen Qualitätsansprüchen genügen zu können.
- 3) Eine maximale Ausnutzung der in der Kohle chemisch gebundenen Energie mittels einer möglichst schadstoffarmen Suspension.

Zur Erreichung dieser Ziele und zur Verbesserung der KWS-Herstellung stellen sich für die Zukunft folgende Aufgaben:

- Weitere Forschungsanstrengungen bei der Optimierung von Sortierverfahren, die auf dem deutlichen Dichteunterschied zwischen Kohle und Berge

basieren. Diese Verfahren sind besonders im Feinstkornbereich von Interesse.

- Die Erhöhung des Anreicherungsgrades bei den Flotationsanlagen.
- Die Entwicklung von Flotationschemikalien und Flockungsmitteln, die umweltverträglich sind und nicht untereinander ihre Wirksamkeit negativ beeinflussen.
- Eine Abstimmung und Ergänzung der Chemikalien, die zur Kohleaufbereitung eingesetzt werden und den jeweiligen KWS-Additiven.
- Zur Kostensenkung der KWS-Produkte müssen preiswertere Additive entwickelt werden, die - je nach speziell geforderter KWS-Eigenschaft - der Suspension zugegeben werden, ohne aber unerwünschte Nebeneffekte bei den Suspensionseigenschaften zu verursachen.
- Mikrobielle Kohleaufbereitungsverfahren sind mit dem Ziel der Verkürzung der Verfahrensdauer und der Energieeinsparung zu optimieren.
- Die Herleitung von Gesetzmäßigkeiten bei der Suspensionsherstellung je nach Eigenart der Einsatzkohle, des Herstellungsverfahrens und der KWS-Additive.
- Die Integration von KWS-Herstellungsanlagen in die Kohlenwäsche der Zechen, damit die Anlagen und Rohförderkohlenzusammensetzungen optimal ausgenutzt werden, in Abstimmung mit den sonstigen Kohleprodukten der Bergwerke.

Die Kohlekosten, die die größten anteiligen Kosten einer Suspension darstellen, sind durch Marktpreise vorgegeben. Deswegen ist mit Blick auf die Zusammensetzung der Suspensionskosten eine Reduzierung der Additivkosten diejenige Maßnahme, die am schnellsten eine Anhebung der Marktchancen von KWS ermöglicht (vgl. Abb. 4-17).

Transport

Der Transport von KWS ist mit allen üblichen Transportmitteln für feste Massengüter realisierbar. Zusätzlich bietet sich für die fließfähige Suspension auch der leitungsgebundene Feststofftransport an, besonders für große Entfernungen. Beim KWS-Transport läßt sich der Vorteil nutzen, daß flüssige und kontinuierliche Energieträger überwiegend bessere Handlingseigenschaften besitzen als stückige Energieträger.

Um die vorteilhaften Eigenschaften von KWS innerhalb von logistischen Strukturen auszunutzen - zumal die Logistik als ein kostenbestimmender Faktor immer mehr an Bedeutung gewinnt - sind folgende Entwicklungsschwerpunkte weiterhin zu beachten:

- Die Umrüstung bestehender logistischer Komponenten und Systeme, die für flüssige Massengüter (Öl) geeignet sind, um auch den KWS-Transport zu ermöglichen. Hierbei gilt es besonders, bei der Ausstattung stark beanspruchter Anlagenteile (Armaturen, Düsen, Ventile, Regler u.ä.) geeignete Materialien zu finden, die den abrasiven Eigenschaften der Suspensionen standhalten.
- Die Ausnutzung aller sich bietender Möglichkeiten, um den Transport mit geringen Umweltbelastungen schnell und flexibel zu realisieren. Zu den Umweltbeeinflussungen zählen akustische und optische Störungen, Emissionen (durch den Einsatz fossiler Energieträger) und die Umweltbelastungen durch die Transportwege selbst.
- Aus Gründen von Kosteneinsparungen ist auch bei der Versorgung von Verbrauchern mit dem Feststoff Kohle eine "just in time"-Belieferung anzustreben.

Bei der Analyse der verschiedenen Transportalternativen wurde der Vorgang des KWS-Umschlags nur beschrieben, jedoch nicht durch Größen wie die Umschlagsgeschwindigkeit und damit verbundenen Umschlagskosten analysiert. Beim Vergleich mit stückiger Kohle sind hier noch mögliche Verfahrensvorteile für eine KWS zu vermuten.

Verwendung

Bei der Verwendung von Suspensionen hat sich in Kapitel 7 gezeigt, daß momentan die preisgünstigsten Suspensionen pro Energieeinheit den Vorzug vor schadstoffärmeren Suspensionen erhalten. Sollte sich jedoch im Bereich der Schadstoffrückhaltung und -beseitigung eine Änderung der Kostenstruktur einstellen (Anstieg der Deponie- und Entsorgungskosten, Anstieg der Additiv- und Katalysatorkosten), so können die schadstoffärmeren Suspensionen an Bedeutung gewinnen.

Die geltenden Emissionsgrenzwerte können beim Einsatz von Kohle-Wasser-Suspensionen mit Hilfe bestehender Schadstoffrückhaltetechniken eingehalten werden. Bei der Verbrennung von KWS kann man zudem aufgrund reduzierter Verbrennungstemperaturen geringere NO_x -Emissionen beobachten als bei der Kohle- oder Ölverbrennung.

Zur Erhöhung von Anlagenwirkungsgraden und der Erweiterung der KWS-Einsatzmöglichkeiten in langsam laufenden Dieselmotoren, in Gasturbinen und insbesondere in KWS-Verbrennungsanlagen unterhalb des Leistungsbereiches von $10 \text{ MW}_{\text{th}}$, sind die folgenden Ziele anzustreben:

- Verbesserung der Brennstoffzerstäubung durch den Einsatz geeigneter Zerstäuberdüsen, welche ihrerseits den abrasiven Beanspruchungen durch die mineralischen Bestandteile in der Suspension standhalten.
- Optimierung der KWS-Verbrennung, um einen hohen Kohlenstoffausbrand und hohe Wärmeübertragungsraten im Kessel zu erreichen.
- Optimierung des Teillastverhaltens besonders bei kleinen Verbrennungsanlagen, um möglichst ohne Stützflamme die KWS-Verbrennung aufrecht zu erhalten.
- Entwicklung verschleißfester Materialien, um beim KWS-Betrieb in langsam laufenden Dieselmotoren ausreichende Standzeiten zu erreichen.
- Abstimmung der Strömungscharakteristik innerhalb einer Gasturbine auf die KWS-Rauchgasströme, evtl. unter Zuhilfenahme geeigneter Werkstoffe, um den Erosionen und Korrosionen in der Turbine zu begegnen.

Die Methodik der Prozeßkettenanalyse

Zur vergleichenden Bewertung der hier vorgestellten KWS-Technologie mit anderen Technologien bzw. fossilen Energieträgern bietet sich eine mehrdimensionale Betrachtung (ökonomisch, ökologisch, technisch) ganzer Prozeßketten an. Als Ergebnis hat sich herausgestellt, daß die KWS-Technologie in Zukunft als Energieträger auf Kohlebasis zur Energieversorgung geeignet ist. Während allerdings anhand von Prozeßketten nur Simulationen vorgegebener technologischer Zusammenhänge erfolgen, wobei ökonomische, ökologische und technische Momentaufnahmen aufgezeigt werden, sind zur Optimierung von Energieversorgungsstrukturen innerhalb von Industriestrukturen, Optimierungsmodelle im Rahmen der strategischen Planung notwendig. Voraussetzung der Optimierung ist es, daß sowohl die anzustrebenden Ziele (z.B. Wirtschaftlichkeit, Energieeffizienz, Umweltfreundlichkeit und Bedarfsdeckung) als auch die zugehörigen Randbedingungen (Verbraucherstruktur, logistische Flexibilität, Energiedichte, Umwandlungsverfahren, Verfahren zur Schadstoffrückhaltung usw.) des Energieversorgungskonzeptes hinreichend genau quantifiziert werden können, wozu die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit dienen. Dann lassen sich, z.B. mit Energieversorgungsoptimierungsmodellen, diese Optimierungsprobleme lösen, wobei auch die Zielkonfliktbeziehungen deutlich mit herausgestellt werden können.

Literaturverzeichnis

- Adrian, F.; Quittek, G.; Wittchow, E.: Fossil beheizte Dampfkraftwerke
Technischer Verlag Resch · Verlag TÜV Rheinland
- Allhorn, H.; Birnbaum, U.; Huber, W. (1984): Kohleverwendung und
Umweltschutz, Springer-Verlag (Berlin Heidelberg New York Tokio)
- Andreani, A. (1988): Pipeline construction seen expanding
in: Oil & Gas Journal, 26, 1988, 41-42
- Anjum, A.; Winnard, S. (1988): Conversion of a 10 MW fired boiler to CWM-firing
Icheme Symposium Series, New York, 1988
- Arbeitskreis des Energieausschusses des Verbandes der Chemischen Industrie
(1990): Teurer Schutz, in: Aufbereitungstechnik, 9, 1990, 54-65
- Bahke, E. (1980): Die Bedeutung des Rohrtransports als Alternative zu
konventionellen Massenguttransporten
in: VDI Berichte Nr. 371, Transrohr 1980, 1-16
- Bahke, E. (1984): Pipelines waren nur der Anfang
in: Aufbereitungstechnik, 8, 1984, 433-442
- Bahr, A. (1987): 5 Jahre Betriebserfahrungen mit der pneumatischen Flotation in
der Steinkohlenaufbereitung, in: Aufbereitungs-Technik, 1, 1987, 1-9
- Bartelt, D. (1989): Entwicklungstendenzen in der Steinkohlenaufbereitung seit
den fünfziger Jahren -Teil 1 -, in: Aufbereitungs-Technik, 4, 1989, 197-205
- Bartholomé, E. (Hrsg.) (1979): Ullmanns Enzyklopädie der technischen
Chemie, Verlag Chemie Weinheim New York
- BDM Corporation (1987): Slow Speed Coal/Water Slurry fired Diesels In
Industrial Cogeneration: Market Evaluation, Prepared for
U.S. Department of Energy Chicago, Operations Office, May 1987
- Bisèrt, G.; Bäckbro, K.; Johnsson, C.; Linné, E.; Uhl, W. (1987): Projektierung
einer Anlage zur mikrobiellen Kohleentschwefelung
Lunds Techniska Högskola, Lund / Schweden
- Bogensneider, B.; Janitschke, R. (1987): Betrieblich erprobte Entwässerungs-
konzepte der Steinkohlenaufbereitung der Ruhrkohle AG
in: Aufbereitungs-Technik, 9, 1987, 502-512

- Brandis, U. (1985): **Hydraulischer Feststofftransport hochkonzentrierter Kohle-Wasser-Suspensionen in Rohrleitungen**
in: Workshop Transportkette Denscoal, Salzgitter Bad, Dezember 1985
- Branthoff (1989): **Persönliche Mitteilung, Fa. Krupp Polysius AG**
- Breuer, H.; Jungmann, A. (1985): **Die Sortierung ultrafeinster Steinkohlen in Dünntrüben durch pneumatische Flotation**
in: *Aufbereitungs-Technik*, 6, 1985, 357-381
- Brune, D.; Stehfest, H. (1984): **Umweltfolgenanalyse für Abwasseremissionen und feste Rückstände aus der Kohlengewinnung und -nutzung, Teilbericht aus: Folgen eines verstärkten Kohleeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland, KFK 3526, November 1984, Karlsruhe**
- Buls, R. L.; Grant, B. E.; Kniffen, S. J.; Roeger III, A.; West, R. B. (1987): **Coal-Water-Slurry Transportation Alternatives, Final Report, Prepared for Electric Power Research Institute, o.O.**
- Burns And ROE, Inc. (1986): **Study of Utility Boilers for a Coal-Water-Slurry Demonstration Test**
CS-4473 Research Project 1895-8, Final Report, March 1986, o.O.
- Carlson, R. V.; Wilkinson, J. M.; Cartwright, R. A. (1986): **CWF Firing Of An Industrial Boiler On A Commercial Basis**
International Symposium on Coal Slurry Combustion, Ohio, 1986
- Chang, J. I.; Wolfe, R. A. (1985): **Conceptual Design And Economic Analysis For The Manufacture Of An Ultra-Clean Coal-Water Mixture**
For: U.S. Departement of Energy, Contract No. DE-AC21-83MC20122, Chicago
- Chauvel, A.; Lefebvre, G. (1989): **Petrochemical Processes, Technical and Economical Characteristics, Institut français du pétrole publications**
Éditions Technique, Paris
- Coenen, R. (Hrsg.) (1985): **Steinkohle-Technikfolgenabschätzung ihres verstärkten Einsatzes in der Bundesrepublik Deutschland**
Springer Verlag (Berlin Heidelberg New York Tokyo 1985)
- De Michele, G.; Graziadio, M.; Ligasacchi, S.; Saccenti, G.; Salvi, G. (1983): **Large scale CWS firing tests at the S. Barbara Power Station, in: Proceedings of the Fifth International Symposium on Coal Slurry Combustion and Technology, Tampa, Fl, USA, April 1983**

- Departement of Energy (Hrsg.) (1984): The development of a coal water slurry-fueled diesel engine for industrial cogeneration, Task 2.0, Report No. DE-AC02-82 CE40539-01, Departement Of Energy, Chicago
- Desoudul, M. (1988): Die Entwässerung von Pipeline-Kohle in KDF-Druckfiltern in: *Aufbereitungs-Technik*, 11, 1988, 637-642
- DIN 66145 (1987): RRSB-Netz, Beuth-Verlag, Berlin, Köln 1976
- Dirks (1990): Persönliche Mitteilung, Fa. Mannesmann Anlagenbau Consult, Duisburg
- Doyle, G. (1985): Marine transport costs and coal trade
IEA Coal Research, Economic Assessment, Draft Report, November 1985, London
- Dürrfeld, R. (1984): Rheologisches Verhalten von Kohle-Wasser Suspensionen und die Beeinflussung durch Additive
in: *Glückauf-Forschungshefte*, 45, 1984, 315-321
- Edelmann, G. (1989): Persönliche Mitteilung, Fa. Hoechst Aktiengesellschaft, Frankfurt
- Fa. EKOF (1989): Pneumatische Flotation, Firmeninformation, Essen
- Electric Power Research Institute (Hrsg.) (1987): Coal-Water-Slurry Transportation Alternatives, Prepared by Texas Eastern Engineering LTD, for Electric Power Research Institute, Final Report, o.O.
- Engel, O. (1975): Budgetschätzung für Aufbereitungsanlagen
in: *Aufbereitungs-Technik*, 3, 1975, 143-148
- Faulkner, B. P. (1986): Production And Utilization Of Fluidcarbon CWS Fuel, A Status Report, Coal Liquid Mixtures Conference, Tampa, Florida
- Frewer, H. (1986): Strukturwandel in der Technik fossilbeheizter Kraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland,
in: *VGB Kraftwerkstechnik*, 68, 1986, 303-326
- Fried. Krupp GmbH; Krupp Industrie- und Stahlbau; Mannesmann Anlagenbau AG (1981): Schlußbericht des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens "Hydraulischer Transport von Kohle durch Pipelines, insbesondere unter Verwendung von Methanol als Trägerflüssigkeit"
Berichtsgrundlage: BKFT 75, § 13, Absatz a-g

- Friedrich, R.; Voß, A. (1989): Die sozialen Kosten der Elektrizitätserzeugung
in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 39, 1989, 641-649
- Funk, J. E. (1983): World Patent PCT / WO 83/00501, Februar 1983
- Gelts (1990): Persönliche Mitteilung
Fa. Vereinigte Tanklager und Transportmittel GmbH, Hamburg
- German Water Engineering (GWE) GmbH: Studie für eine Rohrleitung zum
hydraulischen Erztransport von der Nordseeküste in das Salzgittergebiet
Stahlwerke Peine-Salzgitter AG, o.J.
- Gerstbrein, E.O.; Shorter, V. R. (1988): A Commercially Proven Clean Coal
Technology For Integrated Gasification Combined Cycle Electrical Power
Production, Presented at the Coal '88 Conference, Amsterdam, The
Netherlands, November 1988
- Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus (1990): Bergbau Information,
Zwischenbericht der Mikat-Kommission
Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, Essen, Juni 1990
- Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der
Elektrizitätswirtschaft vom 13. 12. 1974,
in der Neufassung vom 17. 11. 1980
- Gilbert/Commonwealth, Inc. (1986): Conceptual Cost Estimate For The
Manufacture Of An Ultra-Clean Coal Water Mixture, Final Report
For: UCC Research Corporation Bristol, Virginia
- Glaser, H. W. (1986): Zerstäubungsverhalten von Kohle / Wasser-Suspensionen
in: *Brennstoff Wärme Kraft*, 38, 1986, 193-200
- Goedecke, H.; Krieg, W.; Krieg, G.; Ottens, H.; Stripf, H. (1989): Das Ultraschall-
Modellsystem ULTRASCAN zur Schadensdetektion in Pipelines
in: *KFK-Nachrichten*, 21, 1989, 37-41
- Gumz, W. (1962): Kurzes Handbuch der Brennstoff- und Feuerungstechnik
Springer-Verlag (Berlin Heidelberg New York Tokyo 1962)
- Haasis, H.-D. (1987): Entwicklung und Analyse von Emissionsminderungs-
strategien mittels eines optimierenden Energie-Umwelt-Modells,
Dissertation Universität Karlsruhe (TH), Juni 1986, Karlsruhe

- Haber, H. (Gründungshrsrg.): High Tech Im Bergbau
in: bild der wissenschaft, Deutsche Verlags-Anstalt GmbH,
Sonderdruck, 5-13
- Hansel, J. G. (1986): Boiler Heat Transfer Considerations In Oxygen
Enriched Coal-Water Slurry and Pulverized Coal Combustion
in: Energy Progress, 6, 1986, 44-52
- Hansen, U.; Mußenbrock, K.; Schön, R. (1985): Modellmäßige Kostenerfassung
der Emissionsminderung von Schadstoffen aus Kraftwerken
in: Dokumentation Rauchgasreinigung, Sonderteil der Zeitschriften Brenn-
stoff-Wärme-Kraft, Staub, Umwelt, VDI Verlag, September 1985, 71-77
- Heitmüller, W.; Beelmann, R.; Willach, R. (1987): Steinkohle- Feinvermahlung
für den Einsatz bei NO_x-armen Feuerungen
in: VGB Kraftwerkstechnik, 67, 1987, 491-498
- Henderson, C. B.; Scheffee, R. S.; McHale, E. T. (1983): Coal-Water Slurries - A
Low-Cost Liquid in: Energy Progress, 3, 1983, 69-75
- Hönmann, W. (Hrsg.) (1987): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik
R. Oldenbourg Verlag München Wien
- Holz, H.; Monostory, F. P. (1978): Entschwefelung von Kraftwerkskohle
Bergbau AG Niederrhein, Duisburg und Bergbau-Forschung GmbH, Essen,
i. A. des Umweltbundesamt
- Imhof, R. (1988): Pneumatische Flotation eine moderne Alternative
in: Aufbereitungs-Technik, 8, 1988, 451-458
- Institut für Wirtschaftstheorie und Operations Research (1985): Script zur Vorle-
sung "Einführung in die Energiewirtschaft", Universität Karlsruhe (TH)
- Jung, J. (1988): Investitionsaufwand für die SO₂- und NO_x-Minderung in der
deutschen Elektrizitätswirtschaft
in: VGB Kraftwerkstechnik, 68, 1988, 154-157
- Jungmann (1989): Persönliche Mitteilung, Fa. Allmineral
- Kaiser, M.; Hey, W. (1989): Die Wirkung von Tensiden auf Trennprozesse der
Steinkohlenaufbereitung, in: Aufbereitungs-Technik, 6, 1989, 357-366
- Kalkar (1990): Persönliche Mitteilung, Fa. Ruhrkohle AG-Verkauf, Essen

- Karlsson, H. T.; Holst, O.; Larsson, L.; Olsson, G.; Mattiasson, B.; Ericsson, I.
(1988): Prospects for microbial desulfurization of coal for CWM production
University of Lund, Sweden
- Keller, J.; Brandl, A. (1989): Synthese- und Heizgas aus festen Brennstoffen -
aktuelle Beispiele, in: Erdöl Erdgas Kohle, 105, 1989, 88-92
- Keller, W. K. F. (1989): Der GUD-Prozeß
in: Brennstoff Wärme Kraft, 41, 1989, 413-423
- Kinscher (1990): Persönliche Mitteilung
Deutsche Bundesbahn, Bundesbahndirektion, Abteilung G1, Karlsruhe
- Kleibömer, K. (1985): Schiffstransport in der Transportkette Denscoal-Slurry
in: Workshop Transportkette Denscoal, Salzgitter Bad, Dezember 1985
- Kleibömer, K. (1989): Schlussbericht: "Transportkette DENSECOAL-Slurry"
HDW-Anteil: "Seetransport", Bundesministerium für Forschung und
Technologie, Förderkennzeichen TV 8495 und 0326537 a
- Kleibömer, K. (1990): Persönliche Mitteilung
Fa. Howaldtswerke-Deutsche Werft AG, Kiel
- Klein, J.; Beyer, M.; von Afferden, M.; Hodek, W.; Pfeifer, F.; Seewald, H.; Wolf-
Fischer, E.; Jüntgen, H. (1988): Coal in Biotechnology Reprint from H.-J.
Rehm and G. Reed (Editors), Biotechnology Vol. 6 b, VCH
Verlagsgesellschaft, Weinheim
- Klose, R. B.: Salzgitter Denscoal System A CWS Technologie from Preparation to
Combustion, Salzgitter Industriebau GmbH, Salzgitter, FRG, o.J.
- Klose, R. B. (1985): DENSCOAL-Herstellung Verfahrenstechnologie
in: Workshop Transportkette Denscoal, Salzgitter Bad, Dezember 1985
- Klose, R. B. (1986): Herstellung und Transport von Denscoal (CWF)
Teil 2: Untersuchungen und Ergebnisse für CWF-Projekte
in: Aufbereitungs-Technik, 9, 1986, 482-488
- Klose, R. B. (1989): Persönliche Mitteilung, Fa. Salzgitter Industriebau GmbH,
Salzgitter
- Knörzer (1990): Persönliche Mitteilung, Fa. Fläkt Industrieanlagen GmbH,
Butzbach

- Krischke, H. G.; Zagberg, U.; Leismann, B.; Leukeit, W.; Schilder, W. (1987):
Herstellung und Transport einer Kohle-Wasser Suspension zur Heizölsub-
stitution in Asphaltmischwerken, Bundesministerium für Forschung und
Entwicklung,
Programm Energieforschung und Energietechnologien, O 3E 6435 A
- Kubitza, K.-H.; Wikzynski, P.; Bogenschneider, B. (1987): Aufbereitung von
Steinkohle in der Bundesrepublik Deutschland insbesondere für die Ver-
wendung als Kraftwerkskohle, in: Aufbereitungs-Technik, 3, 1987, 143-147
- Kühl (1990): Persönliche Mitteilung
Fa. Hoyer GmbH Internationale Fachspedition, o.O.
- Leistner; Ahrenhöfer; Jansen; Stich; Holburg (1979): Projektstudie horizontaler,
hydraulischer Kokskohletransport am Beispiel Kokskohlepipeline Ruhr-
gebiet-Salzgitter, Salzgitter, Juni 1979
- Leonhard, J. ; Gwosdz, A.: Schlußbericht über das Entwicklungsvorhaben:
Entwicklung von optimalen Sortier- und Zerkleinerungsverfahren zur Her-
stellung von Einsatzkohle für neue Technologien, Arbeitspaket II, Bergbau
Forschung GmbH, Essen, o.J.
- Letzuo, A.; Riedle, K.; Wirrchow, E. (1989): Entwicklungstendenzen
steinkohlenbefeuertter Kraftwerke
in: Brennstoff Wärme Kraft, 41, 1989, 13-22
- Lin, H. (1982): The combustion of coal-oil-mixture and coal-water-slurry under
low heating rate, in: Proceedings of the Fourth International Symposium on
Coal Slurry Combustion, Orlando, Fl, USA, May 1982, Pittsburgh, PA,
USA; US Department of Energy, Pittsburgh
- Looney, H. J.; Chang, J. I. (1986): Physical Benefication Process And Costs
Refinement For Coal-Water Slurry Manufacture, Final Tachnical Report
For: U.S. Departement of Energy, Morgentown Energy Technology Center,
Morgentown
- Lurgi GmbH (1989): Persönliche Mitteilung , Fa. Lurgi GmbH, Frankfurt
- Lustgarten, G.-A. (1988): Entwicklungsschwerpunkte der Sulzer RTA-
Zweitaktmotoren, in: MTZ Motortechnische Zeitung, 49, 1988, 441-447

- Mann, M. D.; Swanson, M. L.; Benson, S. A.; Radonovich, L.; Steadman, E. N.; Sweeny, P. G.; Mc Collor, D. P.; Kleesattel, D.; Grow, D.; Falcone, S. K.; Miller, S. J.; Laudal, D. L. (1987): Low Rank Coal Research, Final Report, Volume II, Advanced Research and Technology Development, April 1987
- Markert, H.; Wood, J.; Zahirsky, R. W.: The Industrial Utilization of Coal-Water Fuel, Technical Paper, Babcock & Wilcox, o.O., o.J.
- Maurer, H. (1976): Hydromechanische Kohlegewinnung und hydraulische Förderung; ein Weg zur Leistungssteigerung und Kostensenkung im Bergbau, in: Transmatic 76, Teil II Pneumatische und hydraulische Förderung, 192-205
- Michaelis, H. (1990): Sanieren-Erneuern-Stillegen
in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 5, 1990, 288-295
- Mitsubishi Heavy Industries, LTD.: CWM Demonstration Project At Nakoso Unit No. 4 (75 MW), Firmeninformation, o.O., o.J.
- Mittelstädt, M. (1985): Zur Stabilität hochkonzentrierter Kohle-Wasser-Gemische
in: Workshop Transportkette Densecoal, Salzgitter Bad, Dezember 1985
- Mittelstädt, M. (1988): Hochkonzentriert, in: Energie, Nr. 1/2, 12-16
- Monostory, F. P.: Schlußbericht über das Untersuchungs- und Entwicklungsvorhaben: Umweltentlastende Maßnahmen in den Bereichen Bergwirtschaft und Kohlenqualität, Bergbau Forschung GmbH, Essen, o.J.
- Monostory, F. P.; Kubitzka, K. H. (1989): Trennergebnisse von Betriebsanlagen für die Schaumflotation der Schlämme in Steinkohlen-Aufbereitungsanlagen
in: Aufbereitungs-Technik, 5, 1989, 277-286
- Morrison, G. F. (1983): Combustion of coal liquid mixtures
IEA Coal Research, London
- Müller (1989): Persönliche Mitteilung, Fa. Salzgitter Industriebau GmbH, Salzgitter
- Müller, R.; Emsperger, W. (1990): Kombiprozesse und ihr Beitrag zum Umweltschutz, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 40, 1990, 334-338
- Nagata, K. I. (1985): Energy Efficiency Comparison Of Coal Slurry Transportation Systems, Seventh International Symposium On Coal Slurry Fuels Preparation and Utilization, o.O.

- Omnical GmbH (1989): Persönliche Mitteilung**
Fa. Omnical GmbH Kessel und Apparatebau, Gruppe Deutsche Babcock,
Oberhausen
- Padberg, W.; Müller, A. (1987): Schlußbericht über das vom Bundesminister für Forschung und Entwicklung finanziell unterstützte Forschungs- und Entwicklungsvorhaben: Abscheiden und Entsorgen von ultrafeinem Mineralstoff aus der Feinstkohle, o.O.**
- Presse- und Informationsdienst der Bundesregierung (Hrsg.) (1987): Die Entwicklung des Energieverbrauchs der Industrieländer von 1973 - 1985 und Perspektiven bis 1995, in: Aktuelle Beiträge zur Wirtschafts- und Finanzpolitik, 32, 1987, 27, Bonn**
- Preussen Elektra AG (1989): Informationen rund um den Strom,**
1. Überarbeitete Auflage, Hannover
- Prognos A.G.: Umwelteinwirkungen des Eisenbahnverkehrs unter besonderer Berücksichtigung des Hochgeschwindigkeitsverkehrs**
-Ein Vergleich der einzelnen Verkehrsträger-
Untersuchung im Auftrag des Verkehrsforum Bahn e. V., o.O., o.J.
- Pruschek, R.; Renz, U.; Weber, E. (1990): Kohlekraftwerk der Zukunft Stand der Entwicklung, Erprobung und Planung neuer Kohlekraftwerks-Technologien, Im Auftrag des Ministers für Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen, März 1990, o.O.**
- Rentz, O.; Issle, F.; Weibel, M. (1985): NO_x-Symposion Karlsruhe 1985 - Internationale Betriebserfahrungen, Karlsruhe 21. - 22. Februar 1985**
- Rentz, O.; Heer, W. (1988): Zur Optimierung der Konfiguration von Emissionsminderungsmaßnahmen an Kohlekraftwerken**
in: Brennstoff Wärme Kraft, 40, 1988, 210 - 214
- Reuss (1989): Persönliche Mitteilung, Fa. Mannesmann Anlagenbau, Duisburg**
- Richter, B. (1984): Das rheologische Verhalten wäßriger Kohlesuspensionen und dessen Beeinflussung durch Additive im Hinblick auf die Verwendung in Kohlevergasungsanlagen, Dissertation, Universität Dortmund**
- Ruhrkohle AG: Kohle - was spricht dafür, Ruhrkohle AG, Essen, o.J.**
- Ruhrkohle AG, Essen (1989): Firmeninformation, Essen**

- Ruhrkohle-Verkauf GmbH (1990): Anhaltswerte für Kohle- und Ascheanalysen für Lieferungen von Schachtanlagen der RAG
Lieferant: Ruhrkohle-Verkauf GmbH, Essen
- Ruhrkohlen Handbuch (1984): 6. Auflage, Verlag Glückauf GmbH, Essen
- Sauer, E. (1983): Energietransport, -speicherung und -verteilung
TÜV Rheinland, 1983
- Schäfer, W.; Trondt, M.; Langhoff, J.; Konkol, W.; Hibbel, J. (1989): The Texaco Coal Gasification Process for Syngas and Fuel Gas Generation
in: Energy Progress, 8, 1989, 28-38
- Schärer, B.; Haug, N. (1990): Bilanz der Großfeuerungsanlagenverordnung
in: Staub Reinhaltung der Luft, 5, 1990, 139-144
- Schierenbeck, H. (1989): Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre
R. Oldenbourg Verlag München Wien, 640-642
- Schiffers, H.; Stocksmeier, H. (1986): Kombiniertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit Kohlevergasung, Projektdefinition (Phase 1), Bundesministerium für Forschung und Technologie, Forschungsbericht T 86-036, Technologische Forschung und Entwicklung
- Nichtnukleare Energietechnik -
- Schmitt, D.; Junk, H. (1981): Kostenvergleich der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle
in: Zeitschrift für Energie Wirtschaft, 2, 1981, 77-86
- Schneider, L. T. (1987): Die Herstellung von Brennstoffstäuben
in: Polysius teilt mit (141), Fa. Krupp Polysius AG, Essen
- Schneider, L. T. (1989): Persönliche Mitteilung, Fa. Krupp Polysius, Essen
- Schorb, A.; Heinstein, F. (1988): Ökobilanz von Hygieneprodukten für den Krankenhausbereich, Institut für Energie und Umweltforschung e.V., Heidelberg
- Schubert, H. (1984): Aufbereitung fester mineralischer Rohstoffe
VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1984

- Schuch, P.-G. (1988): Studie zum neuesten Stand der Technik und zu absehbaren technischen Potentialen zu Abscheidung von Schadstoffen (SO₂, NO_x, Stäube, Chlor- und Fluorwasserstoff) aus Rauchgasen von Steinkohle-gefeuerten Großkraftwerken und zur Verwertung von Reststoffen.
im Auftrag des Kernforschungszentrums Karlsruhe GmbH, Abteilung für Angewandte Systemanalyse, Karlsruhe, Februar 1988
- Schuh, F. (Gesamtred.) (1979): Enzyklopädie Naturwissenschaft und Technik
Verlag moderne Industrie, 2140 f., o.O.
- Schulz, V.; Findling, B; Nieke, E.; Tangen, H.; Wintzer, D. (1988): Kombi-Kraftwerke mit integrierter Vergasung von Steinkohle, Kernforschungszentrum Karlsruhe, Abteilung für angewandte Systemanalyse, KFK 4463, Karlsruhe, November 1988
- Schwartz, E.; Stark, K. (1986): Transportkette Denscoal, Additivfragen
4. Statusseminar des BMFT: Güterverkehr und Transportketten, Bad Ems, Mai 1986
- Seidenstücker, B. (1985): Transport-Umschlag-Lagerung von CWS-Kesselwagentransport
in: Workshop Transportkette Denscoal, Salzgitter Bad, Dezember 1985
- Shirato, R.; Konishi, H. (1986): Coal Water Mixture Demonstration Test at Nakoso, International Symposium on Coal Slurry Combustion, o.O.
- Siemon, J. R. (1985): Economic potential of coal-water mixtures
IEA Coal Research, London, September 1985
- Spalthof, F. J. (1989): Das CO₂-Problem - Herausforderung an den Umweltschutz
RWE Energie, Aktiengesellschaft, Essen
- Sparacino, M.; Maccio, G.: CWS Demonstration Project In The 75 MW_e Cassano D'Adda Power Unit, Firmeninformation: Aem-Milano, o.J.
- Standard Kessel (1990): Persönliche Mitteilung
Fa. Standard-Kessel Gesellschaft Lentjes-Fasel GmbH & Co KG
- Statistisches Bundesamt / Wiesbaden (Hrsg.) (1988): Statistisches Jahrbuch
1988 für die Bundesrepublik Deutschland, Verlag W. Kohlhammer, 529
- STEAG Aktiengesellschaft Essen (Hrsg.) (1988): Strom aus Steinkohle
Springer Verlag (Berlin Heidelberg New York London Paris Tokyo 1988)

- Stigsson, L. L.: Fluidcarbon Fuel Production And Utilization in Sweden
in: Second European Conference on Coal Liquid Mixtures, 325-331, o.J.
- Stigsson, L. L. (1985): Herstellung und Verwendung von Fluidcarbon in Schweden
in: Aufbereitungstechnik, 9, 1989, 513-517
- Temper, M.; Hemming, D. F.; Stratton, A. (1982): Comparative economics of
synthesisgas generation and utilisation, Presented at Symposium
"Synthesis Gas-Production and Utilisation, Royal Society of Chemistrie,
- Thöne, E.; Voß, A. (1990): Energiewirtschaftliche Gesamtsituation
in: Brennstoff Wärme Kraft, 42, 1990, 147-156
- Trenkler, H. (1986): Neue Einflüsse auf die Entwicklung der Kraft und
Wärmewirtschaft, in: VGB Kraftwerkstechnik, 66, 1986, 87-97
- TÜV Rheinland (Hrsg.) (1985): Workshop Transportkette DENSECOAL,
Projektbegleitung des BMFT-Förderungsgebietes "Güterverkehr und
Transportketten", Bundesministerium für Forschung und Technologie
TÜV Rheinland, Köln
- UMBW (Umweltministerium Baden-Württemberg, Hrsg.) (1988): Entsorgung
von Reststoffen aus der Rauchgasreinigung Teil 1: Großfeuerungsanlagen,
Heft 1 der Berichtsreihe Luft Boden Abfall, Stuttgart, Mai 1988
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (1989): Fragen und Sachverständigenkatalog für eine
öffentliche Anhörung der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der
Erdatmosphäre" Thema: "Klimarelevante Emissionen und Energieeinsatz
des Verkehrssektors sowie Maßnahmen zur Reduktion von Schadstoffen
und Energieeinsatz."
- Winkler, R. (1992): Konzeption und Bewertung technischer Entsorgungswege:
dargestellt am Beispiel von Rohstoffen aus der Rauchgasreinigung in
Baden-Württemberg, Heidelberg, Physica Verlag, 1992
- Wittchow (1990): Persönliche Mitteilung
Fa. Siemens AG, Bereich Energieerzeugung (KWU), Erlangen
- Wolf, G.; Marti, A. (1985): Entwicklungsaspekte bei Großdieselmotoren
in: Motortechnische Zeitschrift, 46, 1985, 113-121
- Zihla, W. (1990): Konzept und Betriebsergebnisse einer Industrie-Kesselanlage
für Braunkohlen-Fertigstaub, in: VGB Kraftwerkstechnik, 1, 1990, 27-30

Abkürzungsverzeichnis und Anhang

A	:	Aschegehalt von Kohle
AD	:	Suspensionsadditive
e	:	elektrisch
FLB	:	flüchtige Bestandteile
Fl. ch.	:	Flotationschemikalien
Fl. mi.	:	Flockungsmittel
f_M	:	Mineralstofffaktor
GFAVO	:	Großfeuerungsanlagenverordnung
GuD	:	Gas und Dampf
HGI	:	Hardgrove Grindability Index
H_u	:	unterer Heizwert
K	:	organischer Bestandteil der Steinkohle
k_e	:	energiebezogene Produktkosten
K_{ges}	:	Kosten
k_m	:	mengenbezogene Produktkosten
KWK	:	Kraft-Wärme-Kopplung
KWS	:	Kohle Wasser Suspension
lftr	:	lufttrocken
M	:	Mineralstoffgehalt von Kohle
M'	:	Mineralstoffgehalt von Kohle abzüglich des anorganischen Schwefelanteils

MAK	:	maximale Arbeitsplatzkonzentration
REA	:	Rauchgasentschwefelungsanlage
RK	:	Rohkohle
S	:	Schwefel
S _{anorg}	:	anorganisch gebundener Schwefel
SAV	:	Sprühabsorptionsverfahren
SCR	:	selektive katalytische Reduktion
SKE	:	Steinkohle-Einheit
SNCR	:	selektive nichtkatalytische Reduktion
S _{org}	:	organisch gebundener Schwefel
TA	:	Technische Anleitung
TAV	:	Trockenadditivverfahren
t _D	:	Tonne Dampf
th	:	thermisch
W	:	Wasser
waf	:	Wasser- Asche- frei
wf	:	Wasser- frei
W _m	:	massenbezogener Energieaufwand
wmf	:	Wasser- Mineralstoff- frei

Anhang1: Herleitung des Heizwertes

Der Heizwert beträgt in Abhängigkeit vom Gehalt an flüchtigen Bestandteilen (FLB = 30 Gew.-% (waf)) und vom Aschegehalt (A = 1,64 - 12,0 Gew.-%):

$$H_{u(waf)} = 34,3 - 34,5 \text{ MJ/kg}$$

Für alle hier betrachteten Rohkohlen wird vereinfachend angenommen, daß $H_{u(waf)} = H_{u(wmf)}$. Zur Bestimmung des Suspensionsheizwertes muß der Energiebedarf zur Wasserverdampfung von $H_{u(waf)}$ der Kohle abgezogen werden.

Tabelle A-1: Heizwerte der KWS-Produkte

KWS	Rohkohle $H_{u(waf)}$ [MJ/kg]	Feststoffanteil X [Gew.-%]	Wasseranteil Y [Gew.-%]	Suspension $H_{u_{KWS}}$ [MJ/kg]
KWS ₁	34,3	61,6	29,0	20,38
KWS ₂	34,3	64,1	29,0	21,23
KWS ₃	34,3	63,2	29,0	20,93
KWS ₄	34,3	49,2	49,0	15,61
KWS ₅	34,3	64,6	29,0	21,50
KWS ₆	34,3	63,8	29,0	21,13

Anhang 2: Dichteberechnung für die KWS-Produkte

Die Dichteberechnung der Ruhrkohlen (ρ_{K_0}) erfolgt nach dem Ruhrkohlen Handbuch (1984) Gleichung I.26 und in Abhängigkeit von dem Feststoffanteil in der Suspension.

Tabelle A-2: Dichten der KWS-Produkte

KWS	A(wf) [Gew.-%]	S _{ges.} (wf) [Gew.-%]	ρ_{K_0} [kg/m ³]	ρ_{KWS} [kg/m ³]
KWS ₁	11,0	1,6	1,36	1,25
KWS ₂	7,7	1,34	1,33	1,23
KWS ₃	8,9	1,43	1,34	1,24
KWS ₄	1,5	0,8	1,28	1,19
KWS ₅	7,7	0,15	1,32	1,22
KWS ₆	8,9	0,15	1,33	1,23

Anhang 3: Emissionsfaktoren für die Erzeugung von elektrischer Energie

Die Berechnung der Emissionsfaktoren basiert auf dem Primärenergiemix, wie er im Jahr 1988 in der Bundesrepublik Deutschland bestand.

Es gelten folgende zwei Annahmen:

- 1) Die Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO) wird eingehalten.
- 2) Durch Transport und Übertragung der Energie treten Verluste von 5 % der Nettostromproduktion auf.

Nach Friedrich und Voß (1989) gelten für ein modernes Steinkohlekraftwerk (Entschwefelung, Entstickung und Entstaubung genügen der GFAVO) die Angaben aus Tabelle A-3.

Tabelle A-3: Emissionsfaktoren für ein modernes Steinkohlekraftwerk

SO ₂	NO _x	Staub	CO	HC
0,8 g/kWh	0,67 g/kWh	0,06 g/kWh	0,14 g/kWh	0,03 g/kWh

Unter Berücksichtigung eines Atomstromanteils¹ von 33,7 %, einem Wasserkraftanteil von 4,8 % und Verlusten durch Transport und Übertragung der Energie von 5 %, berechnen sich die folgenden Emissionsfaktoren:

SO₂: 0,5166 g/kWh CO: 0,0581 g/kWh

NO_x: 0,4327 g/kWh HC: 0,0123 g/kWh

Staub: 0,0387 g/kWh

¹) Angaben beziehen sich auf die alten Bundesländer in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1988.

Anhang 4: Kostenvergleichsrechnung für die KWS₁-Herstellungsanlagen

Die Kostenrechnung wird für drei Anlagengrößen durchgeführt:

- 1) $0,3 \cdot 10^6 \text{ t}_{\text{KWS/a}}$
- 2) $1,5 \cdot 10^6 \text{ t}_{\text{KWS/a}}$
- 3) $5,0 \cdot 10^6 \text{ t}_{\text{KWS/a}}$

Für die Kohlekosten gelten vier verschiedene Kostenannahmen. Sie werden bei Aufstellung der KWS-Herstellkosten immer separat neben den variablen Kosten aufgeführt.

Investitionen (I):

Nach Klose (1989) beträgt die Investition für eine solche Anlage bei einer Kapazität von $0,28 \cdot 10^6 \text{ t}_{\text{KWS/a}}$:

$$I = 11,1 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

In diesen Investitionen sind enthalten:

- Engineering-Service
- Vorzerkleinerungsausrüstung
- Dosierbandwaage inklusive Aufgabetrichter
- Kohlezufuhrsystem bis zur Kugelmühle
- Kugelmühle inklusive Antrieb
- Additivsystem (Handling und Dosierung)
- Wassersystem (Handling und Dosierung)
- Pumpen und Rohrleitungen
- Lagertanks inklusive Excenter
- elektrische Installation
- Infrastrukturmaßnahmen
- Leittechnik
- umbauter Raum

Die Investitionen werden, in Abhängigkeit von der Anlagengröße, mit dem bekannten Degressionsansatz ermittelt:

$$I_B = I_A \cdot (K_B/K_A)^m$$

$I_{A,B}$ [DM] : Investitionen der Anlagen A und B

$K_{A,B}$: Kapazität der Anlagen A und B

m [-] : Größendegressionskoeffizient

Nach Engel (1975) gilt für Anlagen dieser Art: $m = 0,67$.

Somit ergeben sich die Investitionen der drei Anlagen:

$$I_1: 11,63 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

$$I_2: 34,2 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

$$I_3: 76,6 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

Geländekosten (F):

Die Flächen für die Anlagen inklusive Rohkohlelager und KWS-Lagertanks werden anhand der Angaben von Klose (1989) geschätzt.

$$F_1: 240.000 \text{ DM} \quad (40 \cdot 30) \text{ m}^2$$

$$F_2: 500.000 \text{ DM} \quad (50 \cdot 50) \text{ m}^2$$

$$F_3: 500.000 \text{ DM} \quad (50 \cdot 50) \text{ m}^2$$

$$(p_F = 200 \text{ DM/m}^2)$$

Personalkosten (P):

Der Personalbedarf wird mit Rücksicht auf Urlaub und Erkrankungen nach Chauvel (1989) für fünf Schichten berechnet.

$$P_1: 1.280.000 \text{ DM/a}$$

$$P_2: 3.340.000 \text{ DM/a}$$

$$P_3: 4.810.000 \text{ DM/a}$$

Tabelle A-4: Kostenaufstellung für die KWS₁-Herstellungsanlagen

	0,3 · 10 ⁶ t _{KWS/a}	1,5 · 10 ⁶ t _{KWS/a}	5,0 · 10 ⁶ t _{KWS/a}
AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13 %) [DM/a]	1 511 900	4 446 000	9 958 000
Grundstückzins (7 %) [DM/a]	16 800	35 000	140 000
Rep. u. Wartung (inkl. Verschleiß) (3 %)[DM/a]	348 900	1 026 000	2 298 000
Personalkosten [DM/a]	1 280 000	3 340 000	4 810 000
Fixkosten [DM/h]	394,7	1 105,9	2 150,8
Betriebsmittel [DM/h]			
Wasser (0 - 2,0 DM/m ³)	0 - 15,9	0 - 79,4	0 - 264,7
Energie (0,15 DM/kWh)	225	984,4	3 281,3
KWS-Additive (3-5 DM/kg)	1 124,4 - 1 874,0	5 617,8 - 9 362,9	18 725,9 - 31 209,8
variable Kosten [DM/h]	1 349,4 - 2 114,9	6 602,2 - 10 426,7	22 007,2 - 34 755,8
Kohlekosten [DM/h]			
1) 300 DM/t _{RK}	8 730,0	43 605,0	145 350,0
2) 270 DM/t _{RK}	7 857,0	39 244,5	130 815,0
3) 130 DM/t _{RK}	3 783,0	18 895,5	62 985,0
4) 100 DM/t _{RK}	2 910,0	14 535,0	48 450,0
Kosten (K) [DM/h]			
1)	10474,1 - 11239,6	51313,1 - 55137,6	169508,0 - 182256,6
2)	9601,1 - 10366,6	46952,6 - 50777,1	154973,0 - 167721,6
3)	5527,1 - 6292,6	26603,6 - 30428,1	87143,0 - 99891,6
4)	4654,1 - 5419,6	22243,1 - 26067,6	72608,0 - 85356,6
Produktkosten (k _m) [DM/t _{KWS1}]			
1)	279,3 - 299,7	273,7 - 294,1	271,2 - 291,6
2)	256,0 - 276,4	250,4 - 270,8	248,0 - 268,4
3)	147,4 - 167,8	141,9 - 162,3	139,4 - 159,8
4)	124,1 - 144,5	118,6 - 139,0	116,2 - 136,6
Produktkosten (k _e) [DM/GJ]			
1)	13,7 - 14,7	13,4 - 14,4	13,3 - 14,3
2)	12,6 - 13,6	12,3 - 13,3	12,2 - 13,2
3)	7,2 - 8,2	7,0 - 8,0	6,8 - 7,8
4)	6,1 - 7,1	5,8 - 6,8	5,7 - 6,7

Anhang 5: Bestimmung des Anreicherungsgrades η_{Flot}

Nach Monostory und Kubitzka (1989) wird der Trennerfolg eines Sortierprozesses durch den Anreicherungsgrad (η_{Flot}) eindeutig mit einem Zahlenwert belegt. Der Anreicherungsgrad hat den Charakter eines Wirkungsgrades und kann für alle Trennungen eingesetzt werden¹.

Mit der Voraussetzung, daß für Rohkohle A = 30 Gew.-% (wf) gilt, folgt mit den Angaben zu den Zusammensetzungen der Flotationsberge und der Flotationskonzentrate (s. Abb. 4-5 und Abb. 4-8) der entsprechende Anreicherungsgrad.

Tabelle A-5: Anreicherungsgrade der Flotationsverfahren

	Rührwerks-flotation	pneumatische Flotation-1	pneumatische Flotation-2
a_A [%]	30,0	30,0	7,0
a_B [%]	75,78	78,0	40,0
a_K [%]	7,8	7,0	1,5
a_{max} [%]	91,0	91,0	91,0
a_{min} [%]	0	0	0
η_{Flot}	74,52	77,66	52,38

a_A : Aschegehalt der Aufgabe

a_B : Aschegehalt der Berge

a_K : Aschegehalt des Konzentrats

a_{max} : höchster Aschegehalt des Mineralanteils

a_{min} : niedrigster Aschegehalt des Kohleanteils

¹) Die Berechnung des Trennerfolges wird dadurch gekennzeichnet, daß man für $a_{max} = 91\%$ und $a_{min} = 0\%$ (Ziel der Trennung) einsetzt. Der Anreicherungsgrad berücksichtigt sowohl die Verwachsungen als auch die Trennungsschärfe der Sortierung, in diesem Fall der Flotation (Monostory, o.J.; Kubitzka, 1989).

Anhang 6: Kostenvergleichsrechnungen für die KWS₂- Herstellungsanlagen

Wie in Kapitel 4.1 werden auch hier alle Berechnungen für drei verschiedene Anlagengrößen durchgeführt.

Investition (I):

Es fallen Investitionen für Vorzerkleinern, Mahlen, Dosieren und Mischen der Suspension an. Allerdings ist in diesem Fall der Inputstrom an Rohkohle um ca. 49 % größer als bei der KWS₁-Herstellung, da bis zur Flotation auch die hohen Verunreinigungen der Kohle berücksichtigt werden müssen, d.h., die Zerkleinerungsanlagen werden entsprechend größer ausgelegt. Die Berechnung der Investitionen dieses ersten Verfahrensabschnitts (I_{i_1}) erfolgt mit dem gleichen Größendegressionskoeffizienten ($m = 0,67$), wie in Anhang 3.

$$I_{1_1}: 15,2 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

$$I_{2_1}: 44,6 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

$$I_{3_1}: 100,0 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

Im zweiten Verfahrensschritt fällt die Aufbereitung der vorzerkleinerten Kohle in Form von Flotation und Entwässerung an. Mit Hilfe der Angaben zu Investitionsdaten nach Monostory und Holz (1978), der Aktualisierung dieser Angaben durch den Preisindex für "Maschinen und Einrichtungen für den Bergbau" (Statistisches Bundesamt, 1988) auf das Bezugsjahr 1988 und bei Ansatz eines Degressionskoeffizienten von $m = 0,53$ (Chauvel und Lefebvre, 1989), berechnen sich die Investitionen dieses zweiten Verfahrensbereichs (I_{i_2}) zu:

$$I_{1_2}: 6,5 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

$$I_{2_2}: 15,2 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

$$I_{3_2}: 28,8 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

In I_{i_2} sind enthalten:

- alle maschinelle Einrichtungen (Flotationsanlagen, Entwässerungseinrichtungen)
- umbauter Raum
- alle elektrischen Einrichtungen
- Zwischenfördereinrichtungen und Bunker
- Engineering und Montage

Geländekosten (F):

Wegen des gestiegenen Rohkohleninputs (+ 49 %) und des zusätzlichen Verfahrensschritts der Flotation und Entwässerung wird von einer Verdopplung des benötigten Geländes gegenüber der KWS_1 -Herstellung ausgegangen. Ein Viertel der Geländekosten wird der Flotation inklusive Entwässerung zugeordnet. Damit ergeben sich für die Herstellung (F_{i_1}) und für die Flotation und Entwässerung (F_{i_2}) die folgenden Geländekosten:

F_{1_1} :	480.000 DM	F_{1_2} :	120.000 DM
F_{2_1} :	800.000 DM	F_{2_2} :	200.000 DM
F_{3_1} :	4.000.000 DM	F_{3_2} :	1.000.000 DM

Personalkosten (P):

Wie bei den Investitionen werden auch die Personalkosten den oben beschriebenen zwei Verfahrensschritten zugeordnet. Der Personalaufwand (P_{i_1}) des ersten Verfahrensschritts wird von der KWS_1 -Herstellung übernommen. Der Personalbedarf für Flotation und Entwässerung ist unter P_{i_2} zusammengefasst.

1)	P_{1_1} :	1.280.000 DM/a	2)	P_{2_1} :	3.340.000 DM/a
	P_{1_2} :	700.000 DM/a		P_{2_2} :	1.120.000 DM/a
3)	P_{3_1} :	4.810.000 DM/a			
	P_{3_2} :	1.890.000 DM/a			

**Tabelle A-6: Kostenaufstellung für die KWS₂-Herstellungsanlage
(0,3 · 10⁶ t_{KWS₂}/a)**

	KWS-Herstellung	Flotation
AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13%) [DM/a]	1 976 000	845 000
Grundstückzins (7%) [DM/a]	25 200	8 400
Rep. u. Wartung (inkl. Verschleiß) (3%) [DM/a]	456 000	195 000
Personalkosten [DM/a]	1 280 000	700 000
Fixkosten [DM/h]	467,2	218,6
Betriebsmittel [DM/h]		
Wasser (0 - 2,0 DM/m ³)	0 - 19,4	-
KWS-Additive (3-5,0 DM/kg)	1 120,3 - 1 867	-
Energie (0,15 DM/kWh)	225	196,9
Schäumer (2,5 DM/kg)	-	9,7
Sammler (3,0 DM/kg)	-	58,4
Flockungsmittel (5,0 DM/kg)	-	0,5
Entsorgung (10,0 - 20,0 DM/t) [DM/h]	-	158,8 - 317,6
variable Kosten [DM/h]	1 345,3 - 2 111,6	424,3 - 583,1
Kohlekosten [DM/h]		
1) 156 DM/t _{TRK}	6 739,2	-
2) 140 DM/t _{TRK}	6 048,0	-
3) 68 DM/t _{TRK}	2 937,6	-
4) 52 DM/t _{TRK}	2 246,4	-
Teilkosten (K_{Herst.}; K_{Flot.}) [DM/h]		
1)	8 551,7 - 9 318,0	
2)	7 860,5 - 8 626,8	
3)	4 750,1 - 5 516,4	642,9 - 801,7
4)	4 058,9 - 4 825,2	
Kosten (K) [DM/h]		
1)	9 194,6 - 10 119,7	
2)	8 503,4 - 9 428,5	
3)	5 393,0 - 6 318,1	
4)	4 701,8 - 5 626,9	
Produktkosten (k_m) [DM/t_{KWS₂}]		
1)	245,2 - 269,9	
2)	226,8 - 251,4	
3)	143,8 - 168,5	
4)	125,4 - 150,1	
Produktkosten (k_e) [DM/GJ]		
1)	11,5 - 12,7	
2)	10,7 - 11,8	
3)	6,8 - 7,9	
4)	5,9 - 7,1	

**Tabelle A-7: Kostenaufstellung für die KWS₂-Herstellungsanlage
(1,5 · 10⁶ t_{KWS₂}/a)**

	KWS-Herstellung	Flotation
AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13 %) [DM/a]	5 798 000	1 976 000
Grundstückzins (7%) [DM/a]	52 500	17 500
Rep. u. Wartung (inkl. Verschleiß) (3%) [DM/a]	1 338 000	456 000
Personalkosten [DM/a]	3 340 000	1 120 000
Fixkosten [DM/h]	1 316,1	446,2
Betriebsmittel [DM/h]		
Wasser (0 - 2,0 DM/m ³)	0 - 97,2	-
KWS-Additive (3-5,0 DM/kg)	5 610,2 - 9 350,4	-
Energie (0,15 DM/kWh)	984,4	984,4
Schäumer (2,5 DM/kg)	-	48,7
Sammler (3,0 DM/kg)	-	292,2
Flockungsmittel (5,0 DM/kg)	-	2,5
Entsorgung (10,0 - 20,0 DM/t) [DM/h]	-	795,0 - 1590
variable Kosten [DM/h]	6594,6 - 10432,0	2122,8 - 2917,8
Kohlekosten [DM/h]		
1) 156 DM/t _{RK}	33 727,2	-
2) 140 DM/t _{RK}	30 268,0	-
3) 68 DM/t _{RK}	14 701,6	-
4) 52 DM/t _{RK}	11 242,4	-
Teilkosten (K _{Herst.} ; K _{Flot.}) [DM/h]		
1)	41637,9 - 45475,3	
2)	38178,7 - 42016,1	
3)	22612,3 - 26449,7	2569 - 3364,0
4)	19153,1 - 22990,5	
Kosten (K) [DM/h]		
1)	44206,9 - 48839,3	
2)	40747,7 - 45380,1	
3)	25181,3 - 29813,7	
4)	21722,1 - 26354,5	
Produktkosten (k _m) [DM/t _{KWS₂}]		
1)	235,8 - 260,5	
2)	217,3 - 242,0	
3)	134,3 - 159,0	
4)	115,9 - 140,6	
Produktkosten (k _e) [DM/GJ]		
1)	11,1 - 12,3	
2)	10,2 - 11,4	
3)	6,3 - 7,5	
4)	5,5 - 6,6	

Tabelle A-8: Kostenaufstellung für die KWS₂-Herstellungsanlage
(5,0 · 10⁶ tKWS₂/a)

	KWS-Herstellung	Flotation
AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13 %) [DM/a]	13 000 000	3 744 000
Grundstückzins (7%) [DM/a]	210 000	70 000
Rep. u. Wartung (inkl. Verschleiß) (3%) [DM/a]	3 000 000	864 000
Personalkosten [DM/a]	4 810 000	1 890 000
Fixkosten [DM/h]	2 627,5	821
Betriebsmittel [DM/h]		
Wasser (0 - 2,0 DM/m ³)	0 - 324,1	-
KWS-Additive (3-5,0 DM/kg)	18 697,0 - 31 161,6	-
Energie (0,15 DM/kWh)	3 281,3	3 281,3
Schäumer (2,5 DM/kg)	-	162,3
Sammmler (3,0 DM/kg)	-	973,8
Flockungsmittel (5,0 DM/kg)	-	8,4
Entsorgung (10,0 - 20,0 DM/t) [DM/h]	-	2 649,4 - 5 298,8
variable Kosten [DM/h]	21 978,3 - 34 767,0	7 075,2 - 9 724,6
Kohlekosten [DM/h]		
1) 156 DM/t _{RK}	112 413,6	-
2) 140 DM/t _{RK}	100 884,0	-
3) 68 DM/t _{RK}	49 000,8	-
4) 52 DM/t _{RK}	37 471,2	-
Teilkosten (K_{Herst.}; K_{Flot.}) [DM/h]		
1)	137 019,4 - 149 808,1	7 896,2 - 10 545,6
2)	125 489,8 - 138 278,5	
3)	73 606,6 - 86 395,3	
4)	62 077,0 - 74 865,7	
Kosten (K) [DM/h]		
1)	144 915,6 - 160 353,7	
2)	133 386,0 - 148 824,1	
3)	81 502,8 - 96 940,9	
4)	69 973,2 - 85 411,3	
Produktkosten (k_m) [DM/t_{KWS2}]		
1)	231,9 - 256,6	
2)	213,4 - 238,1	
3)	130,4 - 155,1	
4)	112,0 - 136,7	
Produktkosten (k_o) [DM/GJ]		
1)	10,9 - 12,1	
2)	10,1 - 11,2	
3)	6,1 - 7,3	
4)	5,3 - 6,4	

Anhang 7: Kostenvergleichsrechnung für die KWS₃/KWS₄-Herstellungsanlagen

Für die KWS-Kuppelproduktion mit alternativer Kohlenaufbereitung werden wie in Anhang 4 und Anhang 6 drei verschiedene Anlagengrößen betrachtet. Hierbei ist zu beachten, daß die Angabe der Jahrestonnen sich auf die Summe von KWS₃- und KWS₄ bezieht. Dabei hat die KWS₃ einen Anteil von 67,5 % und dementsprechend KWS₄ einen Anteil von 32,5 % an der mengenmäßigen Produktausbringung.

Investitionen (I):

Es werden die Investitionen für Vorzerkleinern, Mahlen, Dosieren und Mischen mit Hilfe der Angaben aus Kapitel 4.1.3 berechnet. Die Mengen der Einsatzkohlen sind um 34 % größer als bei der KWS₁-Herstellung. Die Investitionen dieses ersten Verfahrensbereichs (I_{i_1}) betragen:

$$\begin{aligned} I_{1_1}: & 14,1 \cdot 10^6 \text{ DM} \\ I_{2_1}: & 41,6 \cdot 10^6 \text{ DM} \\ I_{3_1}: & 93,2 \cdot 10^6 \text{ DM} \end{aligned}$$

In dieser Kostenrechnung wird der Investitionsaufwand für pneumatische und konventionelle Flotationsanlagen mit gleichen Kapazitäten gleich hoch angesetzt¹. Somit berechnen sich die Investitionen (I_{i_2}), wie bereits in Kapitel 4.2.3 für die herkömmlichen Flotationsanlagen beschrieben. Die Investitionen für die zweite Flotationsanlage (I_{i_3}) berechnen sich auf die gleiche Weise, wobei hier auch die Investitionen für die Mikronisierungsmühle inklusive Hydrozyklon nach Angaben von Branthoff (1989) erfasst wurden.

$$\begin{aligned} I_{1_2}: & 6,2 \cdot 10^6 \text{ DM} & I_{1_3}: & 2,6 \cdot 10^6 \text{ DM} + 2,5 \cdot 10^6 \text{ DM} \\ I_{2_2}: & 14,4 \cdot 10^6 \text{ DM} & I_{2_3}: & 6,2 \cdot 10^6 \text{ DM} + 6,5 \cdot 10^6 \text{ DM} \\ I_{3_2}: & 17,3 \cdot 10^6 \text{ DM} & I_{3_3}: & 11,7 \cdot 10^6 \text{ DM} + 21,0 \cdot 10^6 \text{ DM} \end{aligned}$$

1) Nach Untersuchungen von Imhof (1988) gilt, daß für eine pneumatische Flotationsanlage nur 30 bis 50 % der Anlageninvestitionen von herkömmlichen Flotationsanlagen aufgebracht werden müssen. Berechnungen von Jungmann (1988) haben jedoch gezeigt, daß sich solche Angaben nur auf die reinen Apparate- und Gerätekosten beziehen. Der angebliche Kostenvorteil einer pneumatischen Flotation wird verschwindend gering, wenn man die Gesamtflotationsanlage mit ihren Nebeneinrichtungen, wie z.B. dem kompletten Stahlbau, den Pumpen, den Rohrleitungen, den Meßgeräten und allen Steuerungsvorrichtungen betrachtet.

Geländekosten (F):

Eine pneumatische Flotationsanlage benötigt nur 30 - 60 % des umbauten Raumes einer herkömmlichen Flotationsanlage (Fa. EKOF, 1989; Imhof, 1988). Für die hier betrachteten Anlagen werden die Geländekosten aus Kapitel 4.2.3 übernommen. Ein Viertel dieser Geländekosten decken beide Flotationen und die Entwässerungseinrichtungen ab. Diese Kosten werden der KWS₃ mit 70 % und der KWS₄ mit 30 % zugerechnet. Die Gesamtgeländekosten (F_{i_1} : Herstellungsanlagen, F_{i_2} : Flotation-1, F_{i_3} : Flotation-2 inkl. Mikronisierung) ergeben sich damit zu:

F_{1_1} :	360.000 DM	F_{1_2} :	84.000 DM	F_{1_3} :	36.000 DM
F_{2_1} :	750.000 DM	F_{2_2} :	175.000 DM	F_{2_3} :	75.000 DM
F_{3_1} :	3.000.000 DM	F_{3_2} :	700.000 DM	F_{3_3} :	300.000 DM

Personalkosten (P):

Die Personalkosten werden für die drei Verfahrensschritte separat aufgestellt. Für den ersten Verfahrensschritt werden die Personalkosten (P_{i_1}) von der KWS₁-Herstellung übernommen. Für die beiden weiteren Verfahrensschritte der zwei pneumatischen Flotationen gilt nach Bahr (1987), daß nur Personal für die Wartung und die Probenahme benötigt wird. In den Personalkosten für die erste Flotation (P_{i_2}) ist das Personal für die Entwässerung bereits berücksichtigt. Die Personalkosten für die zweite Flotation (P_{i_3}) beinhalten dagegen Betrieb und Wartung der Mikronisierungsmühle inklusive Hydrozyklon. Es werden fünf Arbeitsschichten für den Betrieb angenommen.

- 1) P_{1_1} : 1.280.000 DM/a
 P_{1_2} : 7.00.000 DM/a
 P_{1_3} : 350.000 DM/a
- 2) P_{2_1} : 3.340.000 DM/a
 P_{2_2} : 770.000 DM/a
 P_{2_3} : 420.000 DM/a
- 3) P_{3_1} : 4.810.000 DM/a
 P_{3_2} : 1.470.000 DM/a
 P_{3_3} : 770.000 DM/a

Tabelle A-9: Energieverbrauch zur KWS₃- und KWS₄-Herstellung

Energieverbraucher	[kWh/t]	0,3·10 ⁶ t _{KWS/a} [t/h]	1,5·10 ⁶ t _{KWS/a} [t/h]	5,0·10 ⁶ t _{KWS/a} [t/h]
KWS-Herstellung (KWS ₃ : 70 %) (KWS ₄ : 30 %)	40 bzw. 35	37,5	187,5	625,0
Pneu.-Flotation-1 (KWS ₃ : 70 %) (KWS ₄ : 30 %)	6,67	35,2	176,2	587,4
Vakuumfilter 1	4,5	17,6	88,0	293,4
Kammerfilterpresse (KWS ₃ : 70 %) (KWS ₄ : 30 %)	4,5	11,44	57,3	190,9
Pneu.-Flotation- 2	6,67	7,1	35,7	118,9
Vakuumfilter 2	4,5	6,1	30,5	101,6
Mikronisierungsmühle	120,0	6,1	30,5	101,6
KWS₃	[kWh/t _{KWS}]	52,6	47,4	47,4
KWS₄	[kWh/t _{KWS}]	110,1	105,3	105,3

**Tabelle A-10: Kostenaufteilung auf KWS₃ und KWS₄ bei
0,3 · 10⁶ t_{KWS/a}**

		KWS ₃	KWS ₄
Fixkosten	[DM/h]	460,2	343,3
Energie	[DM/h]	195,9	204,9
Schäumer	[DM/h]	6,2	2,6
Sammler	[DM/h]	37,0	15,8
Flockungsmittel	[DM/h]	2,6	1,1
Wasser (Bergeabgänge)	[DM/h]	0 - 3,1	0 - 1,3
Deponie	[DM/h]	100,1 - 200,2	42,9 - 85,8
Kohlekosten	[DM/h]		
	1)	4 271,9	1 830,8
	2)	3 833,8	1 643,0
	3)	1 862,1	798,1
	4)	1 423,9	610,3
direkte Kosten	[DM/h]		
Wasser		0 - 11,1	0 - 9,0
KWS-Additive		757,2 - 1 261,9	369,6 - 616,0
Schäumer		-	4,4
Sammler		-	21,1
KWS-Kosten	[DM/h]		
(K _{KWS3} ; K _{KWS4})	1)	5 831,1 - 6 450,1	2 836,5 - 3 136,1
	2)	5 393,0 - 6 012,0	2 648,7 - 2 948,3
	3)	3 421,3 - 4 040,3	1 803,8 - 2 103,4
	4)	2 983,1 - 3 602,1	1 616,0 - 1 915,6
Produktkosten (k _m)	[DM/t _{KWS}]		
	1)	230,5 - 254,9	232,5 - 257,1
	2)	213,2 - 237,6	217,1 - 241,7
	3)	135,2 - 159,7	147,9 - 172,4
	4)	117,9 - 142,4	132,5 - 157,0
Produktkosten (k _e)	[DM/GJ]		
	1)	11,0 - 12,2	14,9 - 16,5
	2)	10,2 - 11,4	13,9 - 15,5
	3)	6,5 - 7,6	9,5 - 11,0
	4)	5,6 - 6,8	8,5 - 10,1

**Tabelle A-11: Kostenaufteilung auf KWS₃ und KWS₄ bei
1,5 · 10⁶ t_{KWS/a}**

		KWS ₃	KWS ₄
Fixkosten	[DM/h]	1 149,3	799,8
Energie	[DM/h]	881,2	982,9
Schäumer	[DM/h]	30,9	13,2
Sammler	[DM/h]	185,0	79,3
Flockungsmittel	[DM/h]	13,2	5,6
Wasser (Bergeabgänge)	[DM/h]	0 - 15,2	0 - 6,5
Deponie	[DM/h]	501,1 - 1 002,3	214,8 - 429,5
Kohlekosten	[DM/h]		
	1)	21 359,2	9 154,1
	2)	19 168,8	8 215,2
	3)	9 310,6	3 990,3
	4)	7 119,8	3 051,4
direkte Kosten	[DM/h]		
Wasser		0 - 55,5	0 - 45,2
KWS-Additive		3 790,0 - 6 316,8	1 850,1 - 3 083,5
Schäumer		-	22,0
Sammler		-	105,7
KWS-Kosten	[DM/h]		
(K _{KWS3} ; K _{KWS4})	1)	27 909,9 - 31 008,6	13 227,5 - 14 727,3
	2)	25 719,5 - 28 818,2	12 288,6 - 13 788,4
	3)	15 861,3 - 18 960,0	8 063,7 - 9 563,5
	4)	13 670,5 - 16 769,2	7 124,8 - 8 624,6
Produktkosten (k_m)	[DM/t _{KWS}]		
	1)	220,8 - 245,3	216,5 - 241,0
	2)	203,5 - 228,0	201,1 - 225,7
	3)	125,5 - 150,0	132,0 - 156,5
	4)	108,2 - 132,7	116,6 - 141,2
Produktkosten (k_e)	[DM/GJ]		
	1)	10,5 - 11,7	13,9 - 15,4
	2)	9,7 - 10,9	12,9 - 14,5
	3)	6,0 - 7,2	8,5 - 10,0
	4)	5,2 - 6,3	7,5 - 9,0

**Tabelle A-12: Kostenaufteilung auf KWS₃ und KWS₄ bei
5,0 · 10⁶ t_{KWS/a}**

		KWS ₃	KWS ₄
Fixkosten	[DM/h]	2 259,2	1 721,1
Energie	[DM/h]	2 937,1	3 275,1
Schäumer	[DM/h]	102,8	44,1
Sammler	[DM/h]	616,8	264,3
Flockungsmittel	[DM/h]	43,8	18,8
Wasser (Bergeabgänge)	[DM/h]	0 - 50,6	0 - 21,7
Deponie	[DM/h]	1 670,6 - 3 341,2	716,0 - 1 432,0
Kohlekosten	[DM/h]		
	1)	71 198,4	30 513,6
	2)	63 896,0	27 384,0
	3)	31 035,2	13 300,8
	4)	23 732,8	10 171,2
direkte Kosten	[DM/h]		
Wasser		0 - 185,1	0 - 150,7
KWS-Additive		12 635,0 - 21 058,3	6 167,7 - 10 279,5
Schäumer		-	73,4
Sammler		-	352,4
KWS-Kosten	[DM/h]		
(K _{KWS3} ; K _{KWS4})	1)	91 463,7 - 101 793,3	43 146,5 - 48 146,7
	2)	84 161,3 - 94 490,9	40 016,9 - 45 017,1
	3)	51 300,5 - 61 630,1	25 933,7 - 30 933,9
	4)	43 998,1 - 54 327,7	22 804,1 - 27 804,3
Produktkosten (k_m)	[DM/t _{KWS}]		
	1)	217,0 - 241,5	212,0 - 236,6
	2)	199,7 - 224,2	196,6 - 221,2
	3)	121,7 - 146,2	127,4 - 152,0
	4)	104,4 - 128,9	112,1 - 136,6
Produktkosten (k_e)	[DM/GJ]		
	1)	10,4 - 11,5	13,6 - 15,2
	2)	9,5 - 10,7	12,6 - 14,2
	3)	5,8 - 7,0	8,2 - 9,7
	4)	5,0 - 6,2	7,2 - 8,8

Anhang 8: Beschreibung von vier Pipelines zum KWS-Transport

Erläuterungen zu Tabelle A-13:

zu 8: Für den effektiven Leistungsbedarf der Pumpen (N_{eff}) gilt:

$$N_{\text{eff}} = \frac{V \cdot \Delta p}{\eta_{\text{ges}}}$$

V: Durschsatz [m^3/h] (inkl. Berücksichtigung der Verfügbarkeit)

Δp : Druckverlust [bar/km]

$$\eta_{\text{ges}} = \eta_{\text{mech}} \cdot \eta_{\text{E-mot}} = 0,768$$

$\eta_{\text{mech}} = 0,8$; mechanischer Pumpenwirkungsgrad

$\eta_{\text{E-mot}} = 0,96$; Wirkungsgrad des elektrischen Pumpenmotors

Für die Auslegung der Pumpen wird auf den effektiven Leistungsbedarf ein Sicherheitszuschlag von 20 % berechnet (s. hierzu 18. und 23. in Tab. A-13)

zu 10: Angaben zu $\varnothing_{\text{Innen}}$ beziehen sich auf $\rho_{\text{KWS}} = 1,2 - 1,25 \text{ kg}/\text{m}^3$

zu 11, 12, 14: $\varnothing_{\text{Außen}}$ (ist), Wandstärke und Gewicht ergeben sich in Abhängigkeit von $\varnothing_{\text{Innen}}$ (soll) nach DIN 2448

zu 13: Verschleiß: $(0,2 \text{ mm}/\text{a} \times 20 \text{ a}) = 4 \text{ mm}$

zu 19, 24: Hauptpumpstation-Leistung und Zwischenpumpstation-Leistung (total) setzen sich aus dem effektiven Leistungsbedarf der Pumpen und durch sonstigen Strombedarf der Stationen zusammen.

zu 25: Der Strombedarf für die Entnahmestation setzt sich aus Umpumpvorgängen zwischen den Lagerbehältern, Rührwerksantrieben und sonstigem Strombedarf zusammen.

zu 26: Speicherkapazität für 5 Tage

zu 27: Speicherkapazität für eine Pipelinefüllung

Tabelle A-13: Technische Daten der KWS-Pipelines

	Nr. 1	Nr. 2	Nr. 3	Nr. 4
1. Länge	50 km	100 km	1 000 km	4 000 km
2. Geländeprofil	keine besonderen Erhebungen, aber mit Straßen-Schienen-Wasserwegkreuzungen	keine besonderen Erhebungen, aber mit Straßen-Schienen-Wasserwegkreuzungen	anspruchsvoll, z.B. mit Gebirgsüberquerung	anspruchsvoll, z.B. mit Gebirgsüberquerung
3. Durchsatz [t _{KWS/a}]	1,5·10 ⁶	1,5·10 ⁶	5,0·10 ⁶	5,0·10 ⁶
4. Betriebsdauer [h/a]	8 300	8 300	8 300	8 300
5. Verfügbarkeit	98 %	98 %	98 %	98 %
6. Transportgeschw. [m/s]	0,6	0,8	0,7	0,7
7. Druckverlust [bar/km]	1,0	1,5	1,0	1,0
8. Σ Pumpleistungsbedarf [kW]	280	840	18 230	72 920
9. Rohre ¹⁾	DIN 2448	DIN 2448	DIN 2448	DIN 2448
10. Ø _{Innen} (soll) [mm]	300,0	262,0	530,0	530,0
11. Ø _{außen} (ist) [mm]	323,9	292,0	559,0	559,0
12. Wandstärke [mm]	7,1	7,1	12,5	12,5
13. Verschleiß [mm]	4,0	4,0	4,0	4,0
14. Gewicht [kg/m]	55,5	49,9	168,0	168,0
15. Hauptpumpstation (HPS)				
16. Pumpen (+ Ersatz)	2 St. + 1 St.	2 St. + 1 St.	6 St. + 1 St.	6 St. + 1 St.
17. Durchsatz je Pumpe [m ³ /h]	100	100	100	100
18. E-Motoren (Pumpen) [kW]	280	840	1823	1823
19. HPS-Leistung (total) [kW]	280+20 = 300	840+20 = 860	1823+20 = 1843	1823+20 = 1843
20. Zwischenpumpstation (ZPS)	-	-	9 St.	39 St.
21. Pumpen (+ Ersatz)	-	-	6 St. + 1 St.	6 St. + 1 St.
22. Durchsatz je Pumpe [m ³ /h]	-	-	100	100
23. E-Motoren (Pumpen) [kW]	-	-	1823	1823
24. ZPS-Leistung (total) [kW]	-	-	1823+20 = 1843	1823+20 = 1843
25. Entnahmestation [kW]	50	50	100	100
26. Pipelineanfangsspeicher [t _{KWS}]	22.129,0	22.129,0	73.764,0	73.764,0
27. Pipelineendspeicher [t _{KWS}]	4.259,6	6.398,7	243.913,0	975.713,3

¹⁾ Angaben für nahtlose, normalwandige Stahlrohre nach DIN 2448

Kostenvergleichsrechnung für die KWS-Pipelines:

Die Kostenrechnung erfolgt für Pipelines unterschiedlicher Länge und unterschiedlichem Durchsatz:

1. 50 km; $1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a
2. 100 km; $1,5 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a
3. 1.000 km; $5,0 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a
4. 4.000 km; $5,0 \cdot 10^6$ t_{KWS}/a

Investitionen (I):

Die Investitionen gliedern sich in sieben Unterpunkte; die ersten beiden werden nachfolgend berechnet, während die verbleibenden fünf Unterpunkte sich durch Zuschläge berechnen (s. Kap. 5.4.3):

1. Hauptpumpstation (HPS):

In den Investitionen für die Hauptpumpstation (I_{11}) sind die folgenden Punkte enthalten:

- Bauarbeiten (Erdarbeiten, Hoch-Tiefbau)
- Maschinelle Einrichtungen (Pumpen, Motoren, Tanks und Ausrüstungen zur KWS-Aufgabe, Armaturen usw.)
- Elektrik und Meßgeräte (Hoch-Niederspannungsanlagen, Meßwarte, Notstromanlage)
- Hochspannungsanschluß
- Geländekosten

Nach Angaben der German Water Engineering GmbH (o.J.) zum Investitionsumfang beim Pipelinebau wurden mit Hilfe des Degressionsansatzes $m = 0,8$ nach Chauvel und Lefebvre (1989), die folgenden Investitionen berechnet.

$I_{11} : 14.875.644$ DM

$I_{21} : 14.875.644$ DM

$I_{31} : 38.974.340$ DM

$I_{41} : 38.974.340$ DM

2. Zwischenpumpstation (ZPS):

Die bedeutendsten Kostenfaktoren einer ZPS sind:

- Bauarbeiten (Erdarbeiten, Hoch- und Tiefbau)
- Pumpen und Motoren (inkl. Armaturen)
- Elektrik und Meßgeräte (Hoch-Niederspannungsanschluß, Notstromanlage)
- Hochspannungsanschluß
- Geländekosten

Bei den beiden ersten Pipelines werden keine Zwischenpumpstationen benötigt. Für die Pipelines Nr. 3 und Nr. 4 haben sich nach Angaben von Reuss (1989), aufgrund gleicher Durchsatzleistungen, Investitionen pro Station von $6 \cdot 10^6$ DM berechnet. Die Entnahmestation (ENS) wird vom Investitionsaufwand her wie eine ZPS bewertet. Die Entnahmestation für die ersten Pipelines berechnet sich nach dem Degressionsansatz ($m = 0,8$) zu $2,3 \cdot 10^6$ DM.

I_{1_2} : 2.300.000 DM

I_{2_2} : 2.300.000 DM

I_{3_2} : 60.000.000 DM

I_{4_2} : 240.000.000 DM

Personalkosten (P):

Die Personalkosten verteilen sich bei den Pipelines auf die einzelnen Pumpstationen und die Entnahmestation. Nach Chauvel und Lefebvre (1989) wird für einen ungestörten Betrieb der Pipelines angenommen, daß fünf Schichten berücksichtigt werden müssen, um Urlaub, Krankheit und sonstige Personalausfälle auszugleichen.

$P_{1/2}$: 1.480.000 DM/a

P_3 : 12.060.000 DM/a

P_4 : 43.560.000 DM/a

Tabelle A-14: Kostenaufstellung für den KWS-Pipelinetransport

		Pipeline Nr. 1 50 km; $1,5 \cdot 10^6$ t _{KWS} /a	Pipeline Nr. 2 100 km; $1,5 \cdot 10^6$ t _{KWS} /a
Hauptpumpstation	[DM]	14 875 644	14 875 644
Zwischenpumpstation u. Entnahmestation	[DM]	2 300 000	2 300 000
Rohre	[DM]	4 162 500	7 485 000
Verlegungskosten	[DM]	4 162 500	7 485 000
Einbauten	[DM]	124 875	224 550
Regelung und Steuerung	[DM]	2 562 552	3 237 019
Engineering	[DM]	1 000 000	2 000 000
Σ Material- u. Dienstleistungsaufwand	[DM]	29 188 071	37 607 213
Wegerechte	[DM]	2 918 807	3 760 721
Σ : Gesamter Investitionsaufwand	[DM]	32 106 878	41 367 934
AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13 %)	[DM/a]	4 173 894	5 377 831
Personalkosten	[DM/a]	1 480 000	1 480 000
Energiekosten	[DM/a]	435 750	1 132 950
Betriebs- u. Wartungskosten (4 %)	[DM/a]	1 284 275	1 654 717
Kosten (K)	[DM/a]	7 373 919	9 645 498
Transportkosten ($k_{Tr, Pi}$)	[DM/t km]	0,098	0,064

Tabelle A-14: (Fortsetzung)

		Pipeline Nr. 3 1000 km; 5,0·10⁶ t_{KWS}/a	Pipeline Nr. 4 4000 km; 5,0·10⁶ t_{KWS}/a
Hauptpumpstation	[DM]	38 974 340	38 974 340
Zwischenpumpstation u. Entnahmestation	[DM]	60 000 000	240 000 000
Rohre	[DM]	210 600 000	806 400 000
Verlegungskosten	[DM]	201 600 000	806 400 000
Einbauten	[DM]	4 032 000	16 128 000
Regelung und Steuerung	[DM]	50 620 634	190 790 234
Engineering	[DM]	15 000 000	60 000 000
Σ Material- u. Dienstleistungsaufwand	[DM]	571 826 974	2 158 692 574
Wegerechte	[DM]	57 182 697	215 869 257
Σ: Gesamter Investitionsaufwand	[DM]	629 009 671	2 374 561 831
AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13 %)	[DM/a]	81 771 257	308 693 038
Personalkosten	[DM/a]	12 060 000	43 560 000
Energiekosten	[DM/a]	23 069 850	91 905 900
Betriebs- u. Wartungskosten (4 %)	[DM/a]	25 160 387	94 982 473
Kosten (K)	[DM/a]	142 061 494	539 141 411
Transportkosten (k _{Tr.Pi.})	[DM/t km]	0,028	0,027

Anhang 9: Verbrennungsrechnung für die KWS-Produkte

Die Verbrennungsrechnung basiert auf den Beziehungen, die im Ruhrkohlen Handbuch (1984) auf den Seiten 104 bis 106 aufgeführt sind. Die Grundlage der Berechnung sind die Elementaranalysen der Brennstoffe. Ein Teil des Brennstoff-Kohlenstoffs (2 %) ist im Verbrennungsrückstand enthalten, d.h. es liegt eine unvollständige Verbrennung vor. Dieser Kohlenstoff wird als nicht eingebrachter Anteil bei den Berechnungen berücksichtigt. Die Ergebnisse der Verbrennungsrechnung für alle sechs KWS-Produkte sind in den Tabellen A-15 und A-16 zusammengefaßt.

Tabelle A-15: Ergebnisse der Verbrennungsrechnung für die 10 MW-Dampferzeugungsanlage

	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
L _{tr min} [m ³ /kg]	5,429	5,648	5,571	4,329	5,700	5,624
V _{tr min} [m ³ /kg]	5,277	5,489	5,414	4,207	5,539	5,466
V _{f min} [m ³ /kg]	6,005	6,232	6,152	5,113	6,288	6,209
L _{f min} ¹⁾ [m ³ /kg]	5,532	5,755	5,676	4,411	5,808	5,730
V ^{*f} _{min} ¹⁾ [m ³ /kg]	6,108	6,339	6,257	5,195	6,396	6,315
V _n ²⁾ [m ³ /kg]	6,091	6,336	6,250	4,856	6,394	6,310

1) f = 1,0189

2) λ = 1,15

L_{tr min}: Luftmenge (trocken)

V_{tr min}: Rauchgasvolumen (trocken)

V_{f min}: Rauchgasvolumen (feucht, ohne Berücksichtigung der Luftfeuchtigkeit)

L_{f min}: Luftmenge (feucht)

V^{*f}_{min}: Rauchgasvolumen (feucht, mit Berücksichtigung der Luftfeuchtigkeit)

V_n: Rauchgasvolumen (mit Luftüberschuß)

λ: Luftüberschuß

f: Faktor zur Berechnung der feuchten Luftmenge

Tabelle A-16: Ergebnisse der Verbrennungsrechnung für die 75 MW_e-Stromerzeugungsanlage

	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
V _n ¹⁾ [m ³ /kg]	6,363	6,619	6,528	5,073	6,679	6,591

1) Luftüberschuß $\lambda = 1,2$

L_{tr min}, V_{tr min}, V_{f min}, L_{f min}, V*_{f min} siehe Tabelle A-15.

Anhang 10: Funktionale Zusammenhänge von Rauchgaseigenschaften bei der KWS-Verbrennung

Die Berechnungen für:

- den Wasserdampfgehalt (H₂O) in den Rauchgasen,
- den Dampfdruck (p_D) und
- den Taupunkt (T_T)

erfolgen nach Hönnmann (1987), 97-98, 163.

Zur Beurteilung einer Verbrennung dient der maximale Kohlendioxidanteil (CO_{2 max}) in den Rauchgasen. Für CO_{2 max} und den tatsächlichen CO₂-Anteil gelten die funktionalen Zusammenhänge nach dem Ruhrkohlen Handbuch (1984), 110-111.

Die Enthalpie der Rauchgase, die von der Zusammensetzung der Kohle praktisch unabhängig ist, berechnet sich als Wärmeinhalt I_{RT°C} in kJ/kg. Diese Wärmemenge bezieht sich auf das Rauchgas bei Verbrennung von 1 kg Kohle bei einer bestimmten Temperatur in °C bei einer vollkommenen Verbrennung. Zur Berechnung wird abermals auf das Ruhrkohlen Handbuch (1984), S. 113 verwiesen

Anhang 11: Kostenvergleichsrechnung für den 10 MW-Industriedampferzeuger (KWS-Feuerung)

Investitionen (I):

Nach übereinstimmenden Mitteilungen von den Firmen Standard Kessel (1990) und Omnical GmbH (1989), beträgt die Investition für einen kompletten 10 MW-Dampferzeuger 1,3 Mio DM. Dementsprechend ergibt sich für die KWS-Anlage (inkl. aller Installationen) unter Berücksichtigung der Angaben von Siemon (1985) die Investition (I_1) zu:

$$I_1: \quad 1,625 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

Für die Rauchgasreinigung und für die TAV-Flugascherückhaltung muß ein E-Filter installiert werden. Nach Angaben der Firma Lurgi GmbH (1989) betragen die Investitionen (I_2):

$$I_2: \quad 450.000 \text{ DM}$$

Geländekosten (F):

Nach eigenen Schätzungen benötigt die komplette Anlage inklusive der KWS-Lager und Wasseraufbereitungseinrichtungen einen Platzbedarf von ca. 1.500 m². Damit berechnen sich die Geländekosten (F) bei einem Preis von $p_F = 200 \text{ DM/m}^2$ zu:

$$F: \quad 300.000 \text{ DM}$$

Personalkosten (P):

Für den Betrieb und die Wartung der Anlage bei 1.500 h/a wird eine Person benötigt.

$$P: \quad 70.000 \text{ DM}$$

Tabelle A-17: Kostenaufstellung für den 10 MW-Industriedampferzeuger (KWS-Feuerung)

AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13%)	[DM/a]	269 750,0					
Grundstückzins (7%)	[DM/a]	21 000,0					
Reparatur u. Wartung (3%)	[DM/a]	62 250,0					
Personalkosten	[DM/a]	70 000,0					
Fixkosten	[DM/h]	282,0					
Wasser	[DM/h]	0 - 6,0					
Hilfsenergie	[DM/h]	15,0					
		KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
Kalksteinkosten	[DM/h]	5,54	4,72	5,0	-	-	-
Deponiekosten	[DM/h]	46,8	37,37	41,14	10,42- 20,84	1,25- 2,5	1,44- 2,88
Teilkosten (K _{teil})	[DM/h]	349,3- 355,3	339,1- 345,1	343,1- 349,1	297,0- 303,4	298,25- 305,5	298,44- 305,9

Die Kosten des Gasverbrauchs zur Zündung und Stützung der KWS-Flamme sind vernachlässigbar gering. In der Kostenrechnung wird unabhängig vom eingesetzten KWS-Produkt immer der gleiche Verbrauch an Wasser und elektrischer Hilfsenergie angesetzt.

Anhang 12: Kostenvergleichsrechnung für den 75 MW_e-Stromerzeuger

Investitionen (I):

Die Investitionen für diese Anlage werden nach Angaben von Letzuo et al. (1989), Wittchow (1990) und Adrian et al. ermittelt¹. Nach Siemon (1985) gilt die Reduzierung der Investition für eine KWS-Verbrennungsanlage um 50 % gegenüber einer Anlage für stückige Kohle nur für das Dampferzeugerbauteil, jedoch nicht für den Maschinen- und Turbinenteil oder für die Rauchgasreinigungsmaßnahmen. Deswegen werden die Investitionen für das Kohlekraftwerk (I_{Kohle}) nach den Angaben von Frewer (1986) gesplittet. Mit den erläuterten Zusammenhängen der Kostenzusammensetzungen lassen sich die vier Investitionen für die einzelnen Anlagenkomponenten berechnen. Die Investitionen (I_1) für den Dampferzeugerbauteil und den Maschinenbauteil, Elektro- und Leittechnik, Turbinen und sonstiges berechnen sich zu:

$$I_1: 152.946.000 \text{ DM}$$

Die Entstickungsanlage (SCR) berechnet sich nach Jung (1988) aus den spezifischen Kosten von 66,3 DM/kW_{th}. Für die Katalysatoren ergibt sich bei einem Bedarf von 1 m³/MW_{th} und Anschaffungskosten von 20.000 DM/m³ (Schäfer und Haug, 1990) für die Erstausrüstung der Katalysatoren eine Investition von 4 · 10⁶ DM. Bei einer Katalysatorstandzeit von 20.000 h ergeben sich Katalysatorersatzkosten von:

$$P_{12} = \frac{4 \cdot 10^6 \text{ DM}}{20 \cdot 10^3 \text{ h}} = 200 \text{ DM/h}$$

Die Gesamtinvestitionen der Entstickungsanlage (I_2) betragen:

$$I_2: 17.260.000 \text{ DM}$$

Für das Sprühabsorptionsverfahren fallen nach Anbieterangaben (Knörzer, 1990) inklusive einem Gewebefilter mit einem Rauchgasvolumendurchsatz pro Stunde von $V_n = 225.000 \text{ m}^3_n/\text{h}$ Investitionen in Höhe von $16,0 \cdot 10^6 \text{ DM}$ an. Das Rauchgasvolumen ist bei KWS₄ am größten ($V_n = 251.000 \text{ m}^3_n/\text{h}$). Mit dem Degressionsansatz ($m = 0,65$) wird für dieses maximale Rauchgasvolumen die

¹) Eine Berechnung der Investitionen nach dem Degressionsansatz (s. Kap. 4.1.3), ist in diesem Falle aufgrund der Datenbasis nicht möglich, da die Kostensteigerung bei Steinkohlekraftwerken unter ca. 300 MW_e wesentlich größer ist als bei Anlagen > 300 MW_e.

Investition des SAV (I_3) berechnet.

I_3 : 17.178.659 DM

Für das notwendige E-Filter dieser Anlage werden Angaben der Firma Lurgi (1989), die sich speziell auf diese Anlage beziehen, als Investitionen (I_4) übernommen:

I_4 : 3.000.000 DM

Die Anlagengesamtinvestitionen (I_{ges}) ergeben sich aus der Summe der Einzelinvestitionen:

$$I_{ges} = \sum_{i=1}^4 I_i = 190.384.659 \text{ DM}$$

Geländekosten (F):

Der Geländebedarf für eine 75 MW_e-Anlage beträgt ca. 15.000 m². Die Geländekosten (F_{ges}) belaufen sich auf:

F_{ges} : 3.000.000 DM

Personalkosten (P):

Für den Betrieb der Entstickungs- und Entschwefelungsanlage wird jeweils eine Person pro Schicht benötigt, während für das E-Filter kein Personal nötig ist. Der verbleibende Anlagenbereich wird von zehn Personen pro Schicht betrieben. Für die Organisation und Verwaltung sind drei Angestellte vorgesehen. Unter Berücksichtigung von Urlaub und Erkrankungen wird mit drei Schichten für die Arbeiter des Betriebes gerechnet:

P_{ges} : 2.760.000 DM

Tabelle A-18: Kostenaufstellung für den 75 MW_e-Stromerzeuger (KWS-Feuerung)

AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13%)	[DM/a]	24 750 006					
Grundstückzins (7%)	[DM/a]	210 000					
Reparatur u. Wartung (3%)	[DM/a]	5 711 540					
Personalkosten	[DM/a]	2 760 000					
Fixkosten	[DM/h]	8357,9					
Katalysatorkosten	[DM/h]	200,0					
		KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
Kalkhydratkosten	[DM/h]	123,2	105,0	110,0	75,4	15,3	15,6
Ammoniakkosten	[DM/h]	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
SAV-Deponieproduktkost. ¹⁾	[DM/h]	201,5	171,7	181,5	123,3	25,1	25,5
Aschedeponiekosten	[DM/h]	32,7- 65,4	23,2- 46,4	26,6- 53,2	7,4- 14,8	23,0- 46,0	26,4- 52,8
Teilkosten (K _{teil})	[DM/h]	8 963,3- 8 996,0	8 905,8- 8 929,0	8 925,0- 8 951,6	8 812,0- 8 819,4	8 669,3- 8 692,3	8 673,4- 8 699,8

¹⁾ SAV-Produkt ist nach Aufbereitung deponierbar

Anhang 13: Kostenvergleichsrechnung für das 626 MW_e-Kombi-Kraftwerk

Investitionen (I):

Die spezifischen Anlagekosten eines Kraftwerks dieser Größenordnung belaufen sich auf 2.000 DM/kW_e. Damit ergibt sich eine Investition (I) von:

I: 1.252.000.000 DM

Geländekosten (F):

Nach Schärer und Haug (1990) berechnet sich ein Flächenbedarf für ein GuD-Kraftwerk dieser Größe von 135.842 m². Die Geländekosten betragen demnach:

F: 27.168.400 DM

Personalkosten (P):

Für den Betrieb dieser Anlage bei einer Betriebsstundenzahl von $n = 5.000 \text{ h/a}$ wird nach eigenen Schätzungen ein Personal von 1.000 Personen benötigt. In dieser Schätzung sind bereits Ausfälle und Urlaub des Personals als auch das Verwaltungspersonal berücksichtigt. Es werden 70.000 DM/a pro Person in Ansatz gebracht. Damit berechnen sich die Personalkosten zu:

P: 70.000.000 DM

Tabelle A-19: Kostenaufstellung für das 626 MW_e-Kombi-Kraftwerk

AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13%) [DM/a]	162 760 000					
Grundstückzins (7%) [DM/a]	1 901 788					
Reparatur u. Wartung (3%) [DM/a]	37 560 000					
Personalkosten [DM/a]	70 000 000					
Fixkosten [DM/h]	54 444,4					
Wasser [DM/h]	0 - 147,0					
	KWS ₁	KWS ₂	KWS ₃	KWS ₄	KWS ₅	KWS ₆
Deponiekosten [DM/h]	279,0- 558,0	188,0- 376,0	220,0- 440,0	33,0- 66,0	188,0- 376,0	218,0- 436,0
Teilkosten (K _{teil}) [DM/h]	54 723,4	54 632,4	54 664,4	54 477,4	54 632,4	54 662,4
	-	-	-	-	-	-
	55 149,4	54 967,4	55 031,4	54 657,4	54 967,4	55 027,4

Anhang 14: 10 MW-Industriedampferzeuger (Ölfeuerung)

Tabelle A-20: Betriebsdaten des ölbetriebenen Industriedampferzeugers (10 MW)

Anlagenleistung	10 MW _{th} = 36 GJ/h
Dampfzustand	20 bar; Sattdampf
Dampfdurchsatz	14,1 t/h
Brennstoffverbrauch	39,6 GJ/h
Kesselwirkungsgrad	91,0 %
Hilfsenergie	100 kWh/h
Wasser	3 m ³ /h
Rauchgasreinigung	nicht notwendig
Personal	1 Person/Schicht

Kostenvergleichsrechnung für den 10 MW-Industriedampferzeuger (Ölfeuerung):

Für einen ölgefeuerten Industriedampferzeuger beträgt die Investition (I) nach Angaben der Omnical GmbH (1989) und Frewer (1986) für die komplette Anlage:

$$I: \quad 1,3 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

Alle sonstigen Angaben hinsichtlich der Kostenrechnung des Industriedampferzeugers werden aus Kapitel 6.2 übernommen.

Die in Tabelle A-21 aufgeführten Kosten berechnen sich nach folgender Gleichung:

$$K_{\text{teil}} = (I \cdot a_I + F \cdot a_F + I \cdot a_R + P) \cdot n^{-1} + m_W \cdot p_1 + m_E \cdot p_3 \text{ DM/h}$$

Tabelle A-21: Kostenaufstellung für den 10 MW-Industriedampferzeuger (Ölfeuerung)

AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13%)	[DM/a]	169 000,0
Grundstückzins (7%)	[DM/a]	21 000,0
Reparatur u. Wartung (3%)	[DM/a]	39 000,0
Personalkosten	[DM/a]	70 000,0
Fixkosten	[DM/h]	199,3
Wasser	[DM/h]	0 - 6,0
Hilfsenergie	[DM/h]	15,0
Teilkosten (K_{teil})	[DM/h]	214,3 - 220,3

Anhang 15: 75 MW_e-Stromerzeuger (Kohlefeuerung)

Tabelle A-22: Betriebsdaten des kohlebetriebenen Stromerzeugers (75 MW_e)

Anlagenleistung	75 MW _e
Dampfdurchsatz	230 t/h
Dampf Temperatur	540° C
Dampfdruck	132 bar
Kohlenstoffausbrand	98 %
Anlagenwirkungsgrad (netto)	36 %
Brennstoffverbrauch	750 GJ/h
Personal	12 Person/Schicht + 3 Personen/Tagschicht

Kostenvergleichsrechnung für den 75 MW_e-Stromerzeuger (Kohlefeuerung):

Die Anlageinvestitionen (I) betragen nach Umrechnung der Angaben von Letzuo et al. (1989), Wittchow (1990) und Adrian et al.:

I: 263.671.875 DM

In den Investitionen (I) sind bereits alle Aufwendungen für die erforderlichen Rauchgasreinigungsmaßnahmen enthalten.

Für die Rauchgasentschwefelung (Kalkwäsche) werden die Angaben von Schärer und Haug (1990) übernommen. Die daraus resultierende Gipsmenge beläuft sich auf 15 g/kWh_e. Dieses Gipsprodukt wird wie die anfallende Asche entsorgt. Zur Bestimmung der Ascheentsorgungskosten werden die Staubemissionen durch die Rauchgase vernachlässigt und eine hundertprozentige Ascherückhaltung angenommen. Alle sonstigen Angaben in bezug auf die Kostenrechnung dieses Stromerzeugers werden von Kapitel 6.3 übernommen.

Basierend auf den obigen Angaben berechnen sich die Teilkosten (K_{teil}) nach folgender Gleichung:

$$K_{\text{teil}} = (I \cdot a_I + F \cdot a_F + I \cdot a_R + P) \cdot n^{-1} + p_{12} + m_h \cdot p_1 + m_{Ka} \cdot p_8 + m_{Am} \cdot p_{11} + m_{Gips} \cdot p_7 + m_{Asch} \cdot p_7$$

- Gipsdeponiemenge m_{Gips} : Angaben siehe oben

Tabelle A-23: Kostenaufstellung für den 75 MW_e-Stromerzeuger (Kohlenstaubfeuerung)

AfA; Zins; Steuer; Versicherung (13%)	[DM/a]	34 277 344,0
Grundstückzins (7%)	[DM/a]	210 000,0
Reparatur u. Wartung (3%)	[DM/a]	7 910 156,0
Personalkosten	[DM/a]	2 760 000,0
Fixkosten	[DM/h]	11 289,4
Katalysatorersatzkosten	[DM/h]	200,0
Wasserkosten	[DM/h]	0 - 18,0
Kalksteinkosten	[DM/h]	36,0
Ammoniakkosten	[DM/h]	48,0
Gipsdeponiekosten	[DM/h]	11,25 - 22,5
Aschedeponiekosten	[DM/h]	21,4 - 42,8
Teilkosten (K_{teil})	[DM/h]	11 606,1 - 11 656,7