Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 71 (1980)

Heft: 4

Artikel: Die Rolle der Kohle als Primärenergieträger

Autor: Harig, H.-D.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-905225

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 08.08.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Die Rolle der Kohle als Primärenergieträger [1])

Von H.-D. Harig

Die im Vergleich zu anderen fossilen Primärenergieträgern reichlich vorhandenen Kohlereserven machen die Kohle zu einem bedeutenden Faktor bei der langfristigen Sicherstellung unserer Energieversorgung. Insbesondere auf dem Gebiet der Stromerzeugung verfügen wir über ausgereifte Techniken, mit deren Hilfe Kohle umweltverträglich für die Energiebedarfsdeckung eingesetzt wird. Auf dem Wärmesektor kann sie darüber hinaus ohne zusätzliche technische Entwicklung durch erhöhten Kapitaleinsatz schon heute Erdöl und Erdgas energiesparend substituieren.

Für die Weiterentwicklung der Kohletechnologie werden erhebliche Anstrengungen unternommen. Verfahren zur Kohleverflüssigung und -vergasung sind bekannt und zum Teil grosstechnisch erprobt. Ihre in den industrialisierten Kohleländern betriebene Weiterentwicklung sichert uns nicht zuletzt auch die Teilhabe an der Nutzung der Erdöl- und Erdgasquellen, über die wir nicht unmittelbar verfügen.

Les ressources en charbon étant particulièrement importantes par rapport aux autres agents énergétiques fossiles, le charbon aura un grand rôle à jouer dans notre approvisionnement futur en énergie. Des techniques écologiques d'exploitation du charbon existent particulièrement pour la production d'électricité. Dans le domaine de la production de chaleur, le charbon peut aujourd'hui déjà, moyennant un supplément d'investissement, remplacer judicieusement le pétrole et le gaz naturel, sans qu'il soit besoin de développer la technique.

De gros efforts sont déployés pour développer encore la technique d'exploitation du charbon. Il existe différents procédés de liquéfaction et de gazéification du charbon, dont certains sont déjà éprouvés à l'échelle industrielle. Le perfectionnement et l'exploitation de ces procédés dans les pays charbonniers industriels permettra une meilleure répartition des ressources en pétrole et en gaz naturel, dont nous profiterons aussi en fin de compte.

1. Energiebedarfsdeckung

Seit 1973 ist die Diskussion über eine sichere Energieversorgung trotz eines vorübergehenden Energieüberangebotes nicht mehr verstummt; Höchstpreise und Lieferengpässe der vergangenen Monate haben auch diese Diskussion auf einen neuen Höhepunkt getrieben.

In der Fig. 1 wird die Preisentwicklung beim Öl gezeigt. Bei leichtem Heizöl hat sie zu Preisen geführt, die bis zu 100% über denen des Vorjahres liegen. Alle Experten waren sich grundsätzlich vorher einig, dass mit einer spürbaren Verknappung und weiteren Verteuerung der Energie – und hier vor allem beim Primärenergieträger Erdöl – zu rechnen war, das Ausmass dieser Preiserhöhungen übertraf jedoch wieder einmal alle Erwartungen und Prognosen.

[1]) Vortrag anlässlich der 51. Vereinsversammlung des Schweizerischen Nationalkomitees der Welt-Energie-Konferenz vom 19. September 1979 in Zürich.

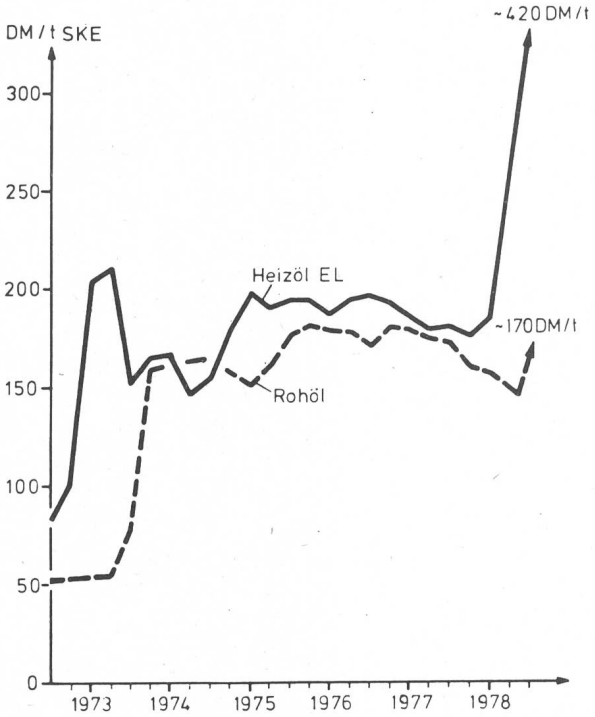

Fig. 1 Entwicklung der Rohöl- und Heizölpreise in der BRD
(Grosshandelspreise in DM/Tonne Steinkohleneinheiten SKE)

Der weiter steigende Energieverbrauch und das in Fig. 2 dargestellte Missverhältnis zwischen Energieverbrauch und Energievorräten bei Öl und Gas muss endlich dazu führen, dass der Diskussion über die notwendige Substitution dieser beiden so bequem verwendbaren Energieträger entsprechende Schritte zur breiten Nutzung anderer Energieträger folgen.

Neben der Nutzung der Kernenergie wird dabei der Kohle besondere Bedeutung zukommen. Sie trägt heute zu einem Drittel zur Deckung des Primärenergieverbrauchs der Welt bei. Ihr Anteil an den fossilen Weltenergiereserven beträgt dagegen rund 80%. Auf die Energieträger Erdöl und Erdgas einschliesslich Ölschiefer und Teersande entfallen etwa 20% der fossilen Energievorräte; rund zwei Drittel des Bedarfes werden jedoch durch sie gedeckt.

Von den geschätzten rund 10000 Mia t Steinkohlevorräten auf der Erde gelten nach heutigen Erkenntnissen und mit heute anwendbarer Abbaumethode rund 650 Mia t als wirtschaftlich gewinnbar.

Da der Anteil der Kohle an der Energieversorgung früher schon grösser war als heute, lesen und hören wir von der bevorstehenden Renaissance der Kohle.

In der Fig. 3 ist der prozentuale Anteil der Kohle am Primärenergieverbrauch der Schweiz – eines Landes ohne eigene Kohlevorkommen – und der Bundesrepublik Deutschland – eines Landes mit beachtlichen eigenen Vorräten – dargestellt. Die Prognosen bis 1985 entstammen dem schweizerischen Gesamtenergiekonzept und der zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der deutschen Bundesregierung. Sie berücksichtigen daher beide noch nicht die jüngsten Entwicklungen auf dem Erdölmarkt und gehen z.B. in der Bundesrepublik auch noch von 20000 MW Kernkraftwerksleistung aus, wovon ein Teil aller Voraussicht nach nicht bis 1985 erstellt werden kann. Anstelle nicht errichteter Kernkraftwerke müssten dann in Deutschland auf jeden Fall Kohlekraftwerke errichtet werden, wodurch der Kohleanteil an der Primärenergieversorgung schon bis 1985 wieder ansteigt.

Sehen wir vom voraussichtlichen Wiederanstieg des Kohleverbrauchs infolge der Kernenergieproblematik ab, dann wird stärkste Stimulanz für den wachsenden Einsatz von Kohle zur Energiebedarfsdeckung die Preisentwicklung für Öl und Erdgas sein.

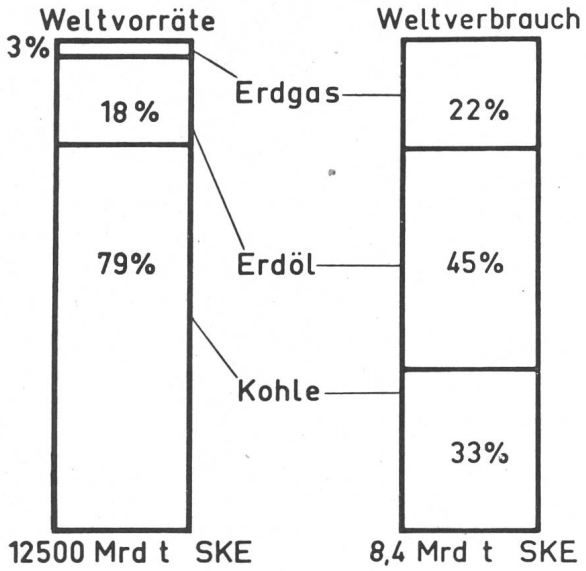

Fig. 2 Primärenergieverbrauch und -reserven

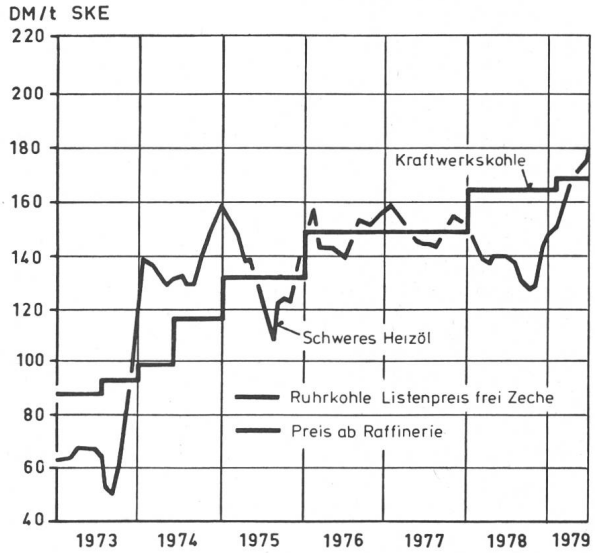

Fig. 4 Preisentwicklung von Steinkohle und Öl in der BRD

Die Fig. 4 zeigt vergleichend die Preisentwicklung für Öl und Kohle in der Bundesrepublik Deutschland. Deutsche Kohle hat aufgrund zu hoher Förderkosten, bedingt durch die geologische Lage und das hohe Lohnniveau, erhebliche Wettbewerbsnachteile gegenüber Weltmarktkohle; dennoch ist sie inzwischen preisgünstiger als schweres Heizöl. Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor für den zukünftigen Kohleanteil am Energieverbrauch ist, dass man über Techniken verfügt, die die Anwendung der Kohle so einfach wie die Verwendung des Öls und so umweltfreundlich wie den Einsatz von Erdgas machen. Nur dann wird es gelingen, der Kohle neben ihren traditionellen Absatzgebieten in der Stromerzeugung der Stahl-, Zement- und Kalkindustrie Teile des Wärmemarktes zurückzugewinnen und in den Treibstoffmarkt einzudringen sowie als Rohstoff in der chemischen Industrie eingesetzt zu werden. Deshalb konzentrieren sich die Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen über die rationellere und umweltfreundliche Kohleverbrennung zur Strom- und Wärmeerzeugung hinaus auf die Gewinnung von Kohleöl und Kohlegas als Substitutionsprodukte für Erdöl und Erdgas.

2. Verstromung

Uns sollte jedoch bewusst sein, dass Kohle bereits heute ohne besondere zusätzliche Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen nach der Umwandlung in elektrischen Strom nennenswert zur Energiebedarfsdeckung beitragen kann. Elektrischer Strom ist der am vielseitigsten, einfachsten und umweltfreundlichsten anwendbare Sekundärenergieträger, für dessen Verteilung zumindest in den Industrieländern zudem noch eine gute, zügig erweiterungsfähige Infrastruktur besteht.

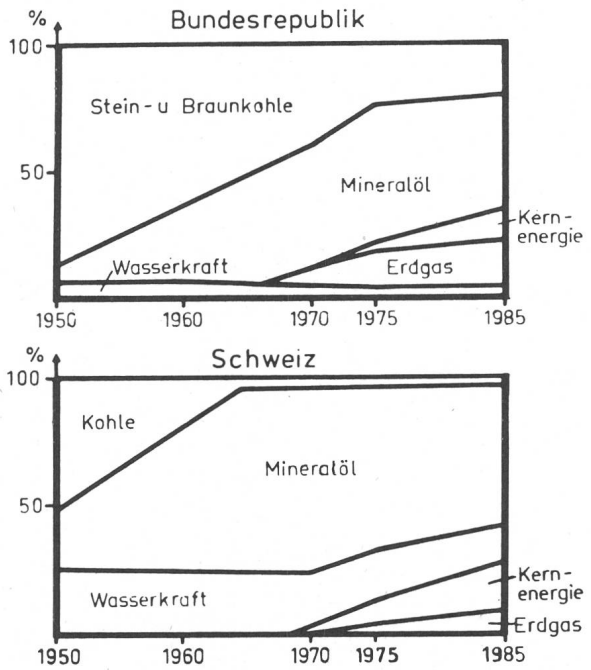

Fig. 3 Anteile der Kohle am Primärenergieverbrauch

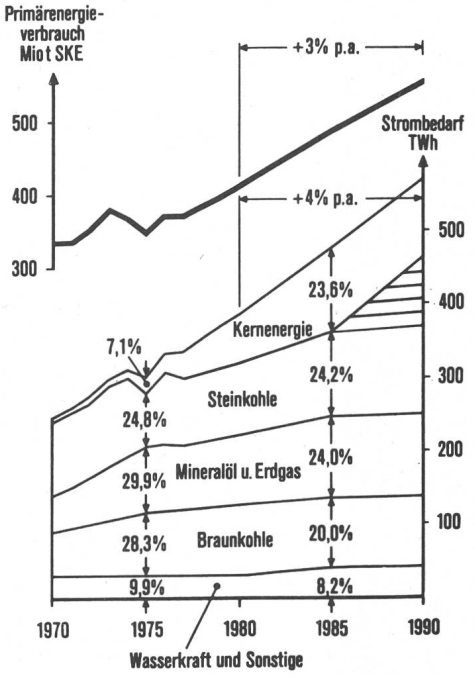

Fig. 5 Strombedarf und Primärenergieverbrauch in der BRD bis 1990

Erreicht bis zum Jahr	1900	1920	1940	1960	1980
Dampftemperatur (°C)	200	320	500	550 (650)	525–535
Dampfdrücke (bar)	15	30	120	180 (350)	160–230
Prozessführung	einfach	einfach	regenerative Speisewasser-Vorwärmung	reg. Sp.-Vorwärmung einf. Zw.Überhitzung (bis zweif. Zw.Überh.)	reg. Sp.-Vorw. 1–2fache Zw.Überh.
Therm. Wirkungsgrade (%)	10	13	26	35	37 bis 39
Spez. Wärmeverbrauch $\left(\frac{kj}{kWh}\right)$	37 200	28 400	13 800	10 000	9600
Leistung (MW)	10	50	160	300–500	750

( ) = überkritische Werte

Von daher kommt dem elektrischen Strom und darüber auch der Kohle ein erhebliches kurzfristig nutzbares Substitutionspotential für andere Energieträger zu.

Die Prognosen für die BRD z.B. gehen daher auch weiterhin von einem im Vergleich zum gesamten Energieverbrauch steileren Anstieg des Stromverbrauchs aus, wie Fig. 5 zeigt.

Fig. 6 zeigt die weitgehend bekannten Stromerzeugungskosten-Unterschiede für Kern- und Kohlekraftwerke. Durch die Auswirkungen der Verstromungsgesetze werden die Stromerzeugungskosten der Kohlekraftwerke bis in den Grundlastbereich (~ 6000 h/a) hinein wettbewerbsfähig zu Kernenergiestrom.

Steht für den Einsatz in einem modernen Steinkohlekraftwerk ausschliesslich Kohle zu Weltmarktpreisen von derzeit rund 80 bis 90 DM/t SKE[1]) zur Verfügung, dann ist Steinkohlestrom auch ohne jegliche Subvention ebenso preiswert wie Kernstrom!

Vorsichtige Schätzungen, die mit einem Strombedarfszuwachs von rund 4 %/a bis 1990 rechnen, kommen zu dem Ergebnis, dass in der BRD bereits ab 1983 der Bedarf nicht mehr gedeckt werden kann und bis 1990 27000 MW fehlen, wenn ausser den in Bau befindlichen Kraftwerken keine weiteren hinzugebaut werden. Mindestens bis 1986 können nur noch Steinkohlekraftwerke in Betrieb gehen, da Kernkraftwerke eine längere Bauzeit haben, Ölkraftwerke gar nicht und Gaskraftwerke nur in besonderen Fällen genehmigt werden.

[1]) 1 t SKE = 1 Tonne Steinkohleneinheiten

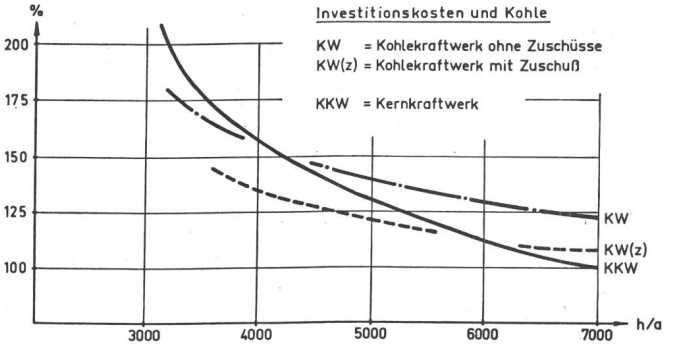

Fig. 6 Stromerzeugungskosten Kernkraftwerk/Kohlekraftwerk
Inbetriebnahmetermin 1985
Steigerungsraten Lohn + 7 %/a, Kohle + 5 %/a

Würden über die derzeit in Bau und Betrieb befindlichen Kernkraftwerke hinaus bis 1990 keine weiteren in Betrieb gehen, beträgt der Kohlebedarf für die dann notwendige Steinkohlekraftwerksleistung von knapp 50000 MW etwa 65 Mio t SKE/a.

Man rechnet damit, dass der deutsche Steinkohlenbergbau bis dahin kaum mehr als 50 Mio t SKE für die Stromerzeugung wird bereitstellen können, d.h., 15 Mio t SKE/a müssten auf dem Weltmarkt gekauft werden. Da mit ähnlichen Entwicklungen auch in anderen Industrieländern zu rechnen ist, wird eine erhebliche Nachfrage nach Kraftwerkskohle und damit einhergehend ein entsprechender Preisanstieg auf dem Weltmarkt zu erwarten sein. Zurzeit werden auf dem Weltmarkt jährlich nur knapp 50 Mio t SKE an Kraftwerkskohle gehandelt.

3. Kraftwerkstechnik

Die Umwandlung der Kohle in elektrischen Strom kann heute in Grosskraftwerken vergleichsweise wirtschaftlich und umweltverträglich vorgenommen werden. Die Tabelle I zeigt einige Daten über die Entwicklung der Kohlekraftwerke – die weitgehend auch für andere thermische Kraftwerke gelten – in den vergangenen 80 Jahren.

Thermodynamisch würde der bereits Anfang der sechziger Jahre vollzogene Übergang zu überkritischen Dampfzuständen weitere Verbesserungen für die Ausnutzung des Brennstoffes bringen. Darauf wird heute allerdings in der Regel verzichtet, da höhere Materialanforderungen (austenitische Stähle im Kessel) die Gesamtwirtschaftlichkeit verschlechtern. Bei weiter steigenden Brennstoffkosten wird dieser Gesichtspunkt aber immer wieder überprüft werden müssen. Angesichts der erreichten Blockgrössen um 700 MW muss sorgfältiger denn je zuvor auf das Optimum zwischen Investitionskosten, Wirkungsgrad, Verfügbarkeit und insbesondere Instandhaltungsaufwand geachtet werden. Die richtige Instandhaltungskonzeption ist einer der ausschlaggebenden Faktoren für die wirtschaftliche Stromerzeugung in Grosskraftwerken.

Die Entwicklung der Kraftwerkstechnik wird am eindrucksvollsten in den beiden letzten Zeilen der Tabelle dargelegt: Der für die Erzeugung von 1 kWh notwendige Kohlebedarf ist seit der Jahrhundertwende auf nahezu ein Viertel gesunken. Die Leistungsgrösse eines Blockes ist auf das 75fache gestiegen, die Einheitenleistung ist damit durchschnittlich in gleichen Raten wie der Verbrauch des elektrischen Stroms gewachsen.

Der Zeitraum, über den sich diese Tabelle erstreckt, zeigt aber auch, dass eine Technologie, die uns heute als ausgereift und zuverlässig bekannt ist, viele Jahrzehnte benötigt hat, um diese Reife zu erreichen.

Fig. 7 zeigt eine Aufnahme des Kraftwerkes West, das von STEAG gebaut wurde und betrieben wird. Die beiden 350-MW-Blöcke werden zurzeit bis zu 6500 h/a eingesetzt, was einen Bedarf von rund 1,7 Mio t Ballaststeinkohle verursacht. Die Kohle hat einen mittleren Heizwert von 5340 kcal/kg; sie wird mit 1110 Zügen/a zu je 24 Wagen pro Zug mit einer Ladekapazität von 55 t/Wagen herangeschafft.

4. Umweltbeeinflussung

In welche Richtung wird und sollte die Entwicklung der Kohlekraftwerke in den nächsten Jahren gehen?

Eine weitere Kostendegression bei über 750 MW hinausgehenden Blockgrössen wird mit der gegenwärtigen Kesseltechnik nicht erwartet. Erhöhte Aufmerksamkeit erhält die noch umweltfreundlichere Verbrennung von Kohle in den Kraftwerken.

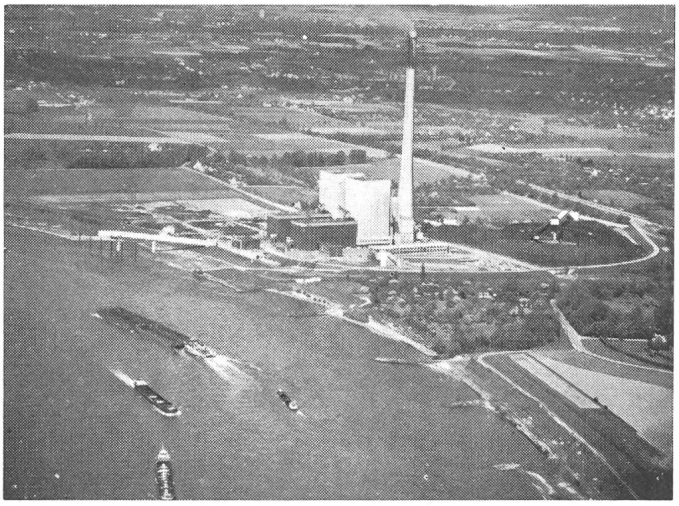

Fig. 7 Kraftwerk West der STEAG

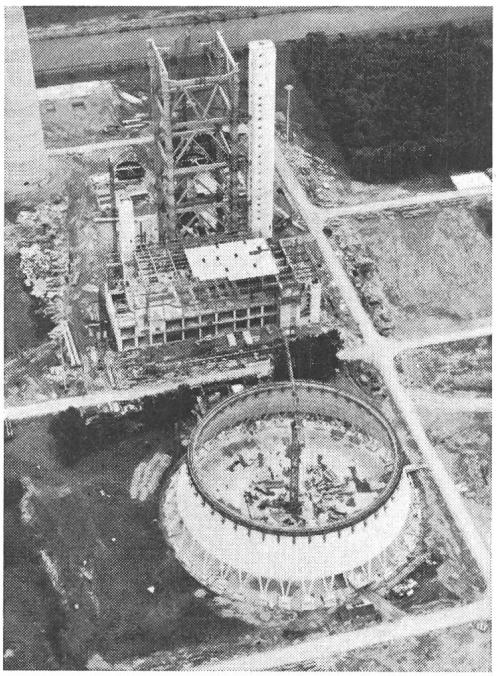

Fig. 8 Baustelle des 750-MW-Blockes der STEAG in Bergkamen

Der in den Rauchgasen enthaltene Staub wird bereits – insbesondere mit Hilfe von Elektrofiltern – zu 99,5 % zurückgehalten.

Als besonderes Problem bei der Kohlestromerzeugung wird häufig der Ascheanfall gesehen. In den beiden erwähnten 350-MW-Blöcken des Kraftwerkes West fallen bei 6500 Volllastbetriebsstunden/a fast 400000 t Asche an. Bei diesen Blökken handelt es sich um Schmelzkammerkessel, in denen die Verbrennungsrückstände als Schmelzkammergranulat anfallen. Dies ist flüssige Schlacke, die unter dem Kessel abgezogen und in einem Wasserbad granuliert wird. Der im Elektrofilter abgeschiedene Flugstaub wird wieder in den Feuerraum zurückgeführt, wo er in die Schlacke eingeschmolzen wird. Damit fällt die gesamte Asche als Schmelzgranulat an. Es wird per Schiff abgefahren und zur Auffüllung von Auskiesungen im Rhein oder im Strassenbau als Untergrundmaterial oder als Strahlmittel, das Quarzsand bei Entrostung und Oberflächenbehandlung ersetzt, verwendet.

Eine für die Stromerzeugungskosten einschneidende Massnahme der jüngeren Vergangenheit ist der vorgeschriebene Bau von Rauchgasentschwefelungsanlagen. Sie sind nicht nur bei uns, sondern auch in anderen Industrieländern, insbesondere in den USA und Japan, gesetzliche Vorschrift. Bei uns muss der SO_2-Gehalt der Rauchgase für Feuerungsanlagen mit einer Leistung > 4 TJ/h auf 850 mg/m³ Rauchgas – das entspricht 2,75 kg SO_2/MWh – begrenzt bleiben. In den USA darf der Ausstoss 5 kg SO_2/MWh sein. Einschliesslich sonstiger Vorbelastungen darf in Deutschland am Standort in einem Messfeld von 4×4 km die Immission 0,14 mg SO_2/m³ Luft nicht übersteigen. Diese Vorschrift führt dazu, dass alle modernen Kohlenkraftwerke mit einer grösseren Leistung als 400 MW eine Rauchgasentschwefelungsanlage erhalten müssen. Bei einem Steinkohlekraftwerksblock der 700-MW-Klasse führt dies zu einem zusätzlichen Investitionsaufwand von etwa 15 % der gesamten Investitionskosten. Der Personalbedarf des Kraftwerks wird durch die Rauchgasentschwefelungsanlage ebenfalls um diesen Prozentsatz erhöht. Um 1–3 % mindert sich die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks durch die Rauchgasentschwefelungsanlage.

Fig. 9 fasst die derzeit gebräuchlichsten Rauchgasentschwefelungssysteme zusammen. Je nach Arbeitsweise und Auslegung der Anlage sind die Endprodukte Calciumsulfitschlamm, Gips, Ammonsulfat oder Schwefel.

In Deutschland sind bisher ausschliesslich Rauchgasentschwefelungsanlagen mit Kalkwäsche in Betrieb, und zwar vorerst nur für Teilleistungen bis zu 175 MW. Für rund 80 % der Leistung bauen wir in dem erwähnten 750-MW-Block eine Rauchgasentschwefelungsanlage in Bergkamen.

Die Kalkwäsche ist die verfahrenstechnisch einfachste Rauchgasentschwefelungsanlage und herrscht deshalb auch in den USA und Japan vor. Für rund 16000 MW sind in den USA und für 11000 MW in Japan Rauchgasentschwefelungsanlagen in Betrieb; in den USA arbeiten davon 90 % und in Japan knapp 70 % mit einer Kalkwäsche. Die Entwicklungstendenzen gehen zu den trockenen Verfahren, womit der Abwasseranfall aus der Rauchgasentschwefelungsanlage vermieden wird.

In den USA und Japan liegen inzwischen befriedigende Betriebsergebnisse der Rauchgasentschwefelungsanlagen vor.

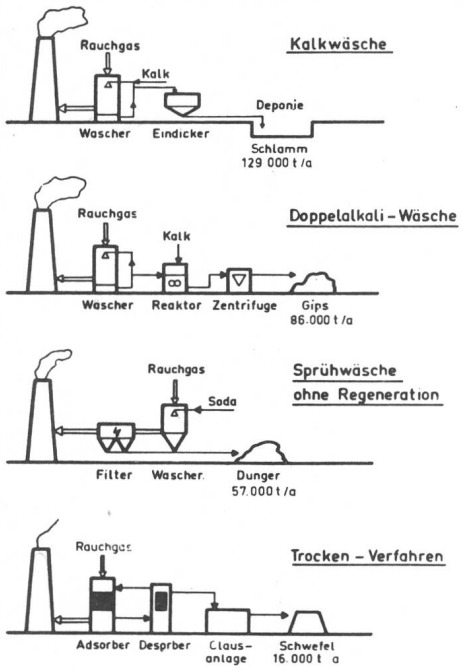

Fig. 9 Rauchgasentschwefelungssysteme; Zahlenangaben für ein Steinkohlekraftwerk mit einer installierten Leistung von 2 × 750 MW
(Entschwefelung von 100 % der Rauchgase;
Schwefelgehalt der Steinkohle: 1 %)

In den USA hält man die Verfügbarkeit von 90 % der Kesselverfügbarkeit für ausreichend. Die Notwendigkeit der Rauchgasentschwefelung ist jedoch noch umstritten. Nicht das SO_2 schlechthin, sondern die Höhe seiner Immissionskonzentration könnte z. B. gesundheitliche Schäden verursachen. Eine solche Immissionskonzentration ist aber an allen Standorten mit einem entsprechend hohen Schornstein zu vermeiden.

Neben der Schwefeldioxidausscheidung kommt neuerdings auch die Begrenzung der Abgabe von Stickoxiden mit den Rauchgasen ins Gespräch. Es gibt Bemühungen zur Entwicklung von Abscheideverfahren, die gleichzeitig mit dem SO_2 auch die Stickoxide abscheiden. Andere Bestrebungen zielen dahin, die Stickoxidbildung schon bei der Entstehung zu begrenzen. Dies kann durch Verbrennung bei niedrigen Temperaturen mit möglichst geringem Sauerstoffüberschuss geschehen.

Als Immissionen mit besonderem Langzeiteffekt werden in letzter Zeit häufiger die Abgabe von CO_2 und Radioaktivität genannt. Es wird befürchtet, dass durch den Anstieg des Kohlendioxidgehaltes in der Atmosphäre ein Treibhauseffekt entsteht, der die Wärmeabstrahlung der Erde mindert und somit zu weltweitem Temperaturanstieg führt. Der CO_2-Gehalt der Atmosphäre ist in den letzten 20 Jahren messbar angestiegen; gleichzeitig ist bei der mittleren globalen Temperatur jedoch eine sinkende Tendenz nachgewiesen. Hier wird es in den kommenden Jahren noch intensiver Untersuchungen bedürfen, um verlässlichen Aufschluss über die Auswirkungen eines höheren CO_2-Gehalts zu erhalten.

Im übrigen ist natürlich das CO_2-Problem kein spezifisches Problem von Steinkohlekraftwerken, sondern ein Problem der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen insgesamt. Den Steinkohlekraftwerken haftet es als Ergebnis der nuklearen Kontroverse an: Bei Kernkraftwerken wird zu Recht darauf hingewiesen, dass sie nicht zum CO_2-Anstieg beitragen.

Ebenfalls aus dem Streit um die Umweltbeeinflussung durch Kernkraftwerke stammt der Hinweis, dass Kohlekraftwerke auch Radioaktivität abgeben, die auf den Radium 226-Gehalt der Kohle zurückzuführen ist. Das deutsche Bundesgesundheitsamt stellt in einer Untersuchung dazu fest, dass die Radium 226-Konzentration im Mittel bei der Kohle um eine Grössenordnung unter dem Gehalt natürlicher radioaktiver Stoffe in anderen Bereichen der Umwelt liegt und dass eine Anreicherung der Umwelt mit Radioaktivität durch Kohlekraftwerke so gering ist, dass keine Untersuchung erforderlich ist.

Das Problem Abwärmeabgabe haben Kohlekraftwerke mit allen thermischen Kraftwerken gemeinsam. Kraftwerksabwärme wird im dicht besiedelten Mitteleuropa bei Neuanlagen praktisch nirgendwo mehr über das Kühlwasser an Flüsse, Kanäle und Seen abgegeben, sondern über Nass- und Trockenkühltürme der Luft zugeführt.

5. Wärme-Kraft-Kopplung

Der Verringerung der Abwärme und der dabei gleichzeitig besseren Ausnutzung des Brennstoffes dient u. a. die Wärme-Kraft-Kopplung. Sie wird seit Jahrzehnten insbesondere in Industriekraftwerken praktiziert und kann ohne zusätzliche technische Entwicklung zur Haushaltswärmeversorgung und zur Energieeinsparung genutzt werden. Dazu ein paar Zahlen:

Der Wärmeinhalt von 1 kg Steinkohle beträgt rund 8 kWh. Diese können in einem gut funktionierenden Heizkessel zu 6 kWh Nutzwärme umgewandelt werden. In einem Kraftwerk können daraus aus physikalischen Gründen nur etwa 3 kWh an elektrischem Strom erzeugt werden. Bei der Wärme-Kraft-Kopplung mit gleichzeitiger Strom- und Wärmeerzeugung büsst man zwar 0,5 kWh Strom ein; man gewinnt dafür aber neben 2,5 kWh Strom zusätzlich 4 kWh Nutzwärme aus besagtem Kilogramm Steinkohle. Das entspricht einer Gesamtausnutzung der eingesetzten Energie von rund 80 %.

Lassen wir uns jedoch von dieser rein kalorischen Betrachtung nicht zu falschen Schlüssen verleiten: Die Heizwärme aus einem Kraftwerk gibt es nicht umsonst!

Die Einsparung an Nutzenergie wird bei der Wärme-Kraft-Kopplung mit hohem Kapitaleinsatz für die Wärmefortleitung und -verteilung erkauft. Der Heizungskunde ist noch nicht bereit, den Fernwärmebezug aus dem Heizkraftwerk im Vergleich zu seinen bisherigen Möglichkeiten zu bezahlen. Angesichts der hohen Abhängigkeit gerade des Heizungssektors von importiertem Öl sollte aber dort, wo die Besiedlungsdichte relativ günstige Wärmeverteilungskosten zulässt, die Wärme-Kraft-Kopplung und die Fernwärmeversorgung – auch unter Einsatz öffentlicher Mittel – gefördert werden. In der Bundesrepublik Deutschland ist beispielsweise allein der Devisenaufwand für Heizöl zur Wärmeversorgung innerhalb eines Jahres von etwa 16 auf 32 Mia DM gestiegen. Man schätzt, dass die Erweiterung der Fernwärmeversorgung von heute 7 % aller Haushalte auf 20 % mit Investitionen von rund 35 Mia DM zu erreichen ist.

Bereits nach der Versorgungskrise des Jahres 1973 sind in Deutschland in erhöhtem Umfang Massnahmen zur Ausweitung der Fernwärmeversorgung getroffen worden.

Unser Unternehmen hat mit Unterstützung der öffentlichen Hand die Fernwärmeschiene Ruhr gebaut. Sie wird seit 1978 von der STEAG Fernwärme GmbH betrieben. Die Fernwärmeschiene verbindet in den Städten Bottrop, Essen und

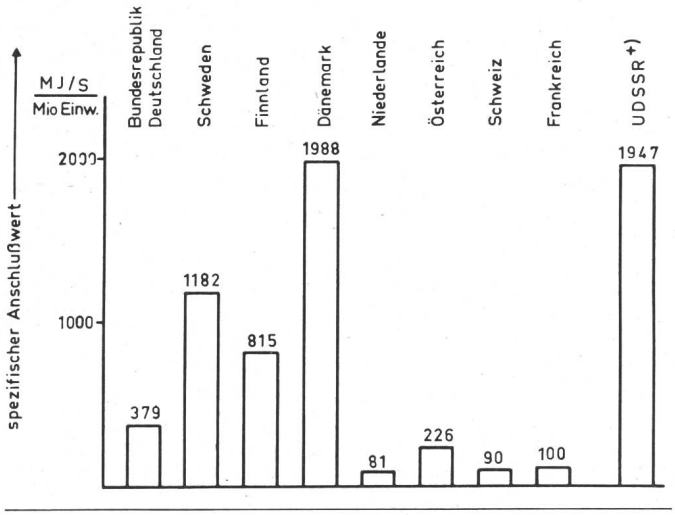

Fig. 10 Spezifische Wärmeanschlusswerte, öffentliche Fernwärmeversorgung
*) Inklusive industrielle Fernwärmeversorgung

Gelsenkirchen Fernheizgebiete mit insgesamt rund 600 MJ/s Anschlussleistung und einem jährlichen Wärmeverbrauch von etwa 3000 TJ. Zurzeit werden rund 80 % des Wärmebedarfs der Fernwärmeschiene aus Heizkraftwerken bereitgestellt; darüber hinaus bereiten wir den Anschluss eines weiteren Heizkraftwerkes vor.

Fig. 10 zeigt, welchen Stand die Fernwärmeversorgung in ausgewählten Ländern in der Zwischenzeit erreicht hat.

6. Neue Technologien

Der umweltfreundlichen Verbrennung vielfältiger Brennstoffe dient die Entwicklung der Wirbelschichtfeuerung. Fig. 11 zeigt das Prinzip des drucklos gefeuerten Wirbelschichtkraftwerkes. In den Feuerungsbehälter wird z. B. feinkörnige Kohle eingebracht, von Luft durchströmt, wodurch eine Wirbelschicht mit flüssigkeitsähnlichem Zustand insbesondere hinsichtlich der Wärmeübergangscharakteristiken entsteht. Der Brennstoff wird bei 800 bis 900 °C verbrannt. In die Wirbelschicht tauchen Heizflächen ein, die der Dampferzeugung dienen. Durch die niedrigen Verbrennungstemperaturen wird die Stickoxidbildung vermieden. Durch direkte Zugabe von Dolomit lässt sich SO_2 sofort binden. Neben Kohle mit hohem Ballastgehalt können auch Abfälle und Rückstände verbrannt werden.

Die Wirbelschichtfeuerung gilt noch als schwieriger im Vergleich zur Rost- und Staubfeuerung. Insbesondere ist schneller Lastwechsel zu vermeiden, um die Aufrechterhaltung der Wirbelschicht nicht zu gefährden.

Zurzeit befinden sich mehrere Anlagen in Betrieb und in der Planung. In der Schweiz wird meines Wissens in Lutherbach eine Anlage mit einer thermischen Leistung von rund 40 MW (35 Gcal/h) zur Verbrennung von Holzabfällen und Schlamm betrieben.

Eine 35-MW-Anlage ist kürzlich bei den Stadtwerken Düsseldorf in Betrieb genommen worden. Die Saarbergwerke planen ein 200-MW-Kraftwerk mit einer kombinierten Wirbelschicht- und Staubfeuerung.

Die erwarteten Vorteile der drucklosen Wirbelschichtfeuerung sollen bei der druckgefeuerten Wirbelschichtverbrennung mit dem Vorteil der kleineren Kesselbauweise verbunden werden. Wenn es gelingt, die unter Druck stehenden Verbrennungsgase in heissem Zustand zu reinigen, eignet sich die druckgefeuerte Wirbelschichtverbrennung für den kombinierten Gas-/Dampfturbinen-Prozess. Eine druckgefeuerte 85-MW-Wirbelschichtverbrennung zur reinen Dampferzeugung gibt es in Crimethorpe, Grossbritannien. In Abstimmung mit diesem Projekt wird im STEAG-Kraftwerk Haniel eine 35-MW-Anlage geplant, an der eine Heissgasreinigungsanlage und eine Gasturbine erprobt werden sollen.

Kombinierte Gas-/Dampfturbinen-Prozesse sind die einzige Möglichkeit, zu insgesamt höheren Temperaturen und damit zu höheren Prozesswirkungsgraden zu kommen.

Fig. 12 zeigt die für kombinierte Prozesse gebräuchlichen Schaltungen. Beim nachgeschalteten Kessel tritt das Gas nach Entspannung in der Gasturbine drucklos zur Verbrennung in den Dampferzeuger ein. Beim aufgeladenen Kessel ist der Dampferzeuger der Gasturbine vorgeschaltet. Mit aufgeladenem Kessel wird der maximale Prozesswirkungsgrad bei niedrigerer Prozesstemperatur erreicht.

Aufgeladene Kessel haben den bereits erwähnten Vorteil der kleinen Baugrösse, wodurch sie sich für die reine Werkstattfertigung eignen, wo vor allem Fertigungskontrollen einfacher als auf der Baustelle sind.

In die Entwicklung kombinierter Gas-/Dampfturbinen-Prozesse hat sich unser Unternehmen mit Errichtung und Betrieb der Kohledruckvergasungsanlage in Lünen (KDV) eingeschaltet. Fig. 13 zeigt die wesentlichen Komponenten der KDV-Anlage mit druckgefeuertem Kessel.

Im Lurgi-Festbettvergaser wird unter Druck mit Dampf und Luft stückige Kohle mit einem Ballastgehalt bis zu 40 % zu Schwachgas mit einem Wärmeinhalt von 6000 kJ/kg (~ 1400 kcal/kg) vergast. Aus der Gasreinigung tritt ein bis auf 10 mg Reststaub/m³ gereinigtes trockenes Gas in die Brenngasentschwefelungsanlage, eine Heiss-Pottaschewäsche, die sich bereits in der Chemietechnik bewährt hat. Das Reingas wird in einer den Luftverdichter antreibenden Gasturbine auf 10 bar entspannt und bei diesem Druck im Kessel verbrannt.

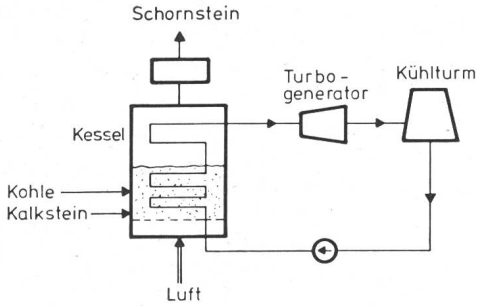

Fig. 11 Drucklos gefeuertes Wirbelschichtkraftwerk

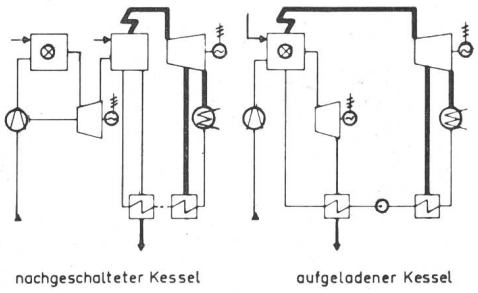

Fig. 12 Kombinierte Prozesse

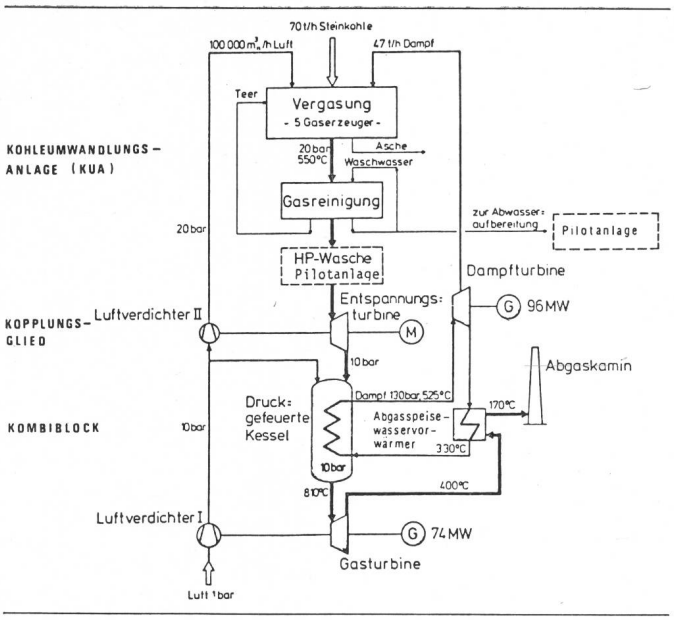

Fig. 13 Prototyp-Kraftwerk 170 MW (Kohledruckvergasungsanlage in Lünen)

Die Rauchgase werden in einer vierstufigen Gasturbine, die 74 MW des Kraftwerks erzeugt, entspannt. Der im Kessel erzeugte Dampf geht über eine Dampfturbine, wo weitere 96 MW des Kraftwerks erzeugt werden.

Vorteile gegenüber einem konventionellen Kohlekraftwerk erwartet man bei den Investitionskosten sowie durch die Möglichkeit, Kohle mit hohem Schwefelgehalt umweltfreundlicher zu verbrennen.

Die Anlage hat die Funktionstüchtigkeit des Kombiprozesses demonstriert und dabei 900 Mio kWh erzeugt. Wie nicht anders für eine Demonstrationsanlage zu erwarten, sind einzelne Komponenten noch verbesserungsbedürftig. Das derzeit laufende, von der öffentlichen Hand geförderte Entwicklungsprogramm hat diese Verbesserungen zum Ziel.

7. Kohleverflüssigung

In konventionellen Kraft- und Heizkraftwerken sowie in ihren in der Entwicklung befindlichen Varianten gibt es für die Kohle ein breites Einsatzfeld mit hohem Substitutionspotential für andere Energieträger.

Eine Reihe von Entwicklungsprojekten hat zum Ziel, Kohle in flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe umzuwandeln, um so vor allem Öl und Gas als Endenergieträger zu substituieren.

Tabelle II zeigt, dass Kohle im Vergleich zu den flüssigen Kohlenwasserstoffen einen niedrigen Wasserstoffgehalt hat. Man kann sie verflüssigen, indem man kleinere Moleküle unter gleichzeitiger Anlagerung von Wasserstoff erhält. Bei dieser hydrierenden Spaltung werden Schwefel- und Stickstoffverbindungen mitabgebaut und können verhältnismässig leicht aus den Reaktionsprodukten abgetrennt werden. Die Hydrierung läuft am günstigsten bei Temperaturen oberhalb 350 °C und Drücken über 100 bar ab; Katalysatoren begünstigen die Reaktion.

Molgewichte und Wasserstoffgehalte verschiedener Kohlenwasserstoffe

Tabelle II

Kohlenwasserstoff	Wasserstoffgehalt g H_2/100 g C	Molgewicht
Steinkohle	6	> 5000
Braunkohle	8	> 5000
Erdöl	14	400
Leichtes Heizöl	16	200
Benzin	17	100
Methan	33	16

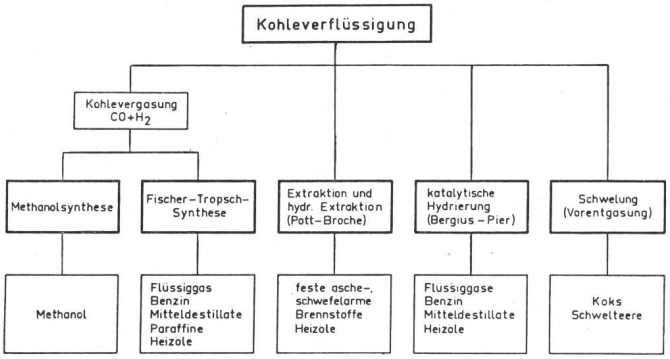

Fig. 14 Kohleverflüssigungsverfahren

In Fig. 14 sind die verschiedenen Kohleverflüssigungsverfahren zusammengestellt: Die Schwelverfahren, wozu die klassische Verkokung bei etwa 900 °C gehört, sind die ältesten und zurzeit wohl auch wichtigsten Kohleveredelungsverfahren. Ihr Hauptprodukt ist Koks, als Nebenprodukte fallen Gas und Teer an, die Ausbeute an flüssigen Produkten ist mit 5 % relativ gering. Flüssige Produkte bis zu 25 % der eingesetzten Kohle erhält man bei der Tieftemperaturschwelung bei etwa 600 °C.

Mit der katalytischen Hydrierung, dem Bergius-Pier-Verfahren, hat man besonders während des letzten Krieges in Deutschland erfolgreich Flüssiggas, Benzin und Diesel aus Kohle hergestellt. Maximal wurden bis zu 4 Mio t Benzin/a produziert. Bei 400 bis 500 °C und 200 bis 700 bar Wasserstoffdruck (200 bar für mitteldeutsche Braunkohle, bis 700 bar für Steinkohle) wird die Kohle in zwei Stufen mit Hilfe von Katalysatoren in flüssige Produkte umgewandelt. Bis zu 55 Gewichtsprozent kann die Ausbeute an Flüssigprodukten betragen. Für eine Tonne Kraftstoff wurden in grosstechnischen Verfahren bisher 3 und werden in weiterentwickelten Verfahren voraussichtlich 2 t Steinkohle benötigt (ohne Berücksichtigung der notwendigen Energie).

Vor allem die bedeutenden Mineralölfirmen arbeiten intensiv an der Entwicklung neuer Verfahren für die Kohlehydrierung. In der Bundesrepublik baut die Ruhrkohle AG zurzeit in Bottrop eine Anlage für 200 t Kohle/d, in der 100 t/d an Benzin und Mitteldestillaten erzeugt werden sollen. Die Inbetriebnahme ist für 1981 geplant.

Die erste grosstechnische Anlage dieser Art, die gleichzeitig die grösste Kohleverflüssigungsanlage der Welt sein wird, wird nach dem Gulf-SRCII-Verfahren (SRC steht für Solvent Refined Coal) zurzeit in den USA geplant und soll 1984 in Betrieb gehen. Ohne Verwendung eines Katalysators wird bei 460 °C und 150 bar aus Steinkohle ein schwefelarmes (< 0,3 % S) Heizöl erzeugt. Die geplante Kapazität beträgt 6000 t Kohle pro Tag, woraus rund 3000 t Kohlenwasserstoffe (gasförmig und flüssig) erzeugt werden. Diese Demonstrationsanlage wird vom japanischen Industrieministerium, vom amerikanischen Department of Energy und vom deutschen For-

schungsministerium gefördert. Träger des Projektes sind das japanische Unternehmen Mitsui und Ruhrkohle AG zusammen mit STEAG zu je 25 % sowie Gulf Oil zu 50 %.

Schliesslich kann man auch über die Kohlevergasung zu flüssigen Kohlenwasserstoffen gelangen. Synthesegas wird entweder katalytisch zu Methanol oder nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren zu Kohlenwasserstoffen unterschiedlichen Molekulargewichts hydriert. Dieses Verfahren ist in Deutschland entwickelt und bis 1960 grosstechnisch betrieben worden.

Die heute in Sasol (Südafrika) grosstechnisch betriebene Kohleverflüssigung arbeitet ebenfalls nach diesem Verfahren. Dort werden in der Nähe Johannesburgs jährlich aus 3,4 Mio t Steinkohle 1 Mio t Kohlenwasserstoffe hergestellt.

8. Kohlevergasung

Technologien zur Kohlevergasung sind bereits so weit entwickelt, dass grosstechnische Anlagen betrieben werden können. In Fig. 15 ist gezeigt, dass grundsätzlich zwei Gruppen von Vergasungsverfahren unterschieden werden: autotherme und allotherme Verfahren.

Bei den autothermen Verfahren wird zur Erzeugung der für die Vergasung notwendigen Wärme ein Teil der Kohle unter Hinzufügung von Luft oder Sauerstoff verbrannt. Bei den allothermen Verfahren wird die Wärme von aussen, z. B. aus einer nuklearen Wärmequelle, eingekoppelt. Vergasungsmittel können in beiden Fällen Dampf oder Wasserstoff sein.

Bei der Wasserdampfvergasung lautet die Hauptreaktionsgleichung

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2,$$

also Synthesegas, und bei der hydrierenden Vergasung lautet die Hauptreaktionsgleichung

$$C + H_2 \rightarrow CH_4,$$

also synthetisches Erdgas oder auch SNG genannt.

Eine Reihe von Vergasungsverfahren befindet sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Grosstechnisch erprobt sind insbesondere die Verfahren nach Lurgi, Koppers-Totzek und Winkler. Von diesen arbeitet das Lurgi-Verfahren mit Überdrücken bis 40 bar und vergast die Kohle im Festbett. Ruhrgas, Ruhrkohle und STEAG haben in dieser Woche gerade im STEAG-Kraftwerk Leopold, Dorsten, den Festbettvergaser «Ruhr 100» in Betrieb genommen.

Im Gegensatz zu dem vorhin erwähnten Lurgi-Vergaser der KDV-Anlage, bei dem mit Dampf und Luft bei 20 bar ein Schwachgas erzeugt wurde, soll in diesem Lurgi-Vergaser mit Dampf und Sauerstoff bei 100 bar aus 170 t Steinkohle täglich Synthesegas und SNG erzeugt werden. Durch Anheben des Druckes soll der Durchsatz erhöht und möglichst teerfreies Gas produziert werden.

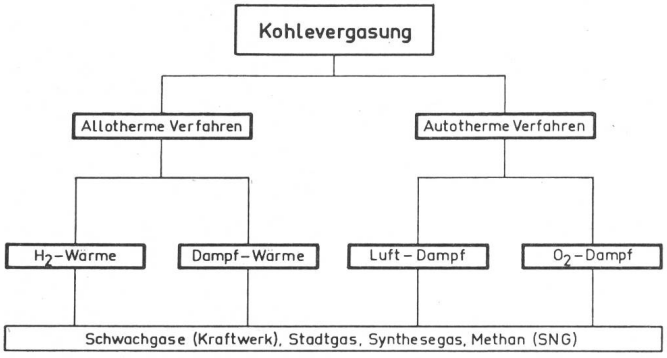

Fig. 15 Kohlevergasungsverfahren

Weiteres Entwicklungsziel dieses Vergasungsverfahrens sind Verfahren der Kohlekompaktierung, um auch feinkörnige Kohle im Festbett einsetzen zu können.

Im Verfahren mit Staubvergasung kann feinkörnige Kohle direkt eingebracht werden. Das Koppers-Totzek-Verfahren ist ein druckloses Staubvergasungsverfahren. Die Rohgastemperaturen liegen im Gegensatz zum Lurgi-Verfahren (600 °C) hoch (> 1200 °C), was eine sorgfältige Wärmerückgewinnung notwendig macht.

Die Weiterentwicklung geht auch bei der Staubvergasung zur Druckvergasung. Eine Staubdruckvergasungsanlage nach dem Texaco-Verfahren wird von der Ruhrkohle AG und der Ruhrchemie AG seit Anfang 1978 in Oberhausen-Holten entwickelt und betrieben. In bisher mehr als 1500 Betriebsstunden sind pro Tag 150 t Steinkohle zu Synthesegas für die Chemie vergast worden.

Beim Winkler-Verfahren wird die hohe Stoff- und Wärmeaustauscheigenschaft des Wirbelbettes genutzt. Dieses Verfahren eignet sich auch für stark ballasthaltige, insbesondere Braunkohle. Grosstechnisch erprobte Wirbelbettverfahren arbeiten ebenfalls drucklos.

Im Hinblick auf die Nutzung von nuklearer Wärme für die Vergasung, insbesondere aus dem Hochtemperaturreaktor, werden allotherme Vergasungsverfahren entwickelt. Beim Tauchsiederverfahren, das von der Bergbauforschung in Essen entwickelt und in einer halbtechnischen Anlage ohne nukleare Wärme erprobt wird, soll später für die Vergasung unter Druck bei 800 °C über einen Sekundärkreislauf Wärme von etwa 900 °C aus einem Hochtemperaturreaktor (HTR) dem Gaserzeuger zugeführt werden.

Eine andere Variante ist die hydrierende Vergasung, die von den Rheinischen Braunkohlen-Werken AG entwickelt wird und in einer ebenfalls halbtechnischen Anlage 100 bis 200 kg Braunkohle pro Stunde vergast. Im Gegensatz zur Vergasung mit Wasserdampf wird bei der hydrierenden Vergasung Wärme frei, die als Überschusswärme zur Nutzung an anderer Stelle in der Anlage abgeführt werden muss. Das bei der Hydrierung entstehende Methan soll durch Einkoppeln von HTR-Wärme gespalten werden. Ein Teil des dabei entstehenden Wasserstoffs wird dem Prozess als Vergasungsmittel zugeführt.

Experten glauben, dass durch Einsatz nuklearer Wärme für die Kohlevergasung die für die Vergasung zur Verfügung stehenden Steinkohlereserven um 40 bis 50 % gestreckt werden können.

Welche Rolle können nun die Kohleumwandlungsprodukte für die Energieversorgung z. B. in der Bundesrepublik Deutschland spielen? Ich vermag Ihnen dafür keine quantitative Antwort zu geben und glaube, dass auch die zahlreichen Prognosen und Szenarien, die dies versuchen, es eigentlich nicht können. Anders als z. B. bei der Einführung der Kerntechnik in den Markt der Elektrizitätsversorgung, wo ein echter Kostenvorteil der neuen Technologie im Vergleich zu bestehenden Alternativen nachweisbar war, hängt die Einführung der Kohleumwandlungsprodukte nicht in erster Linie von den Kosten ihrer Technik, sondern vor allem von den Preisen des Erdöls und Erdgases ab. Preise für Erdöl und Erdgas liegen aber zurzeit weit über den Kosten ihrer Gewinnung.

Solange Erdgas und Erdöl in ausreichenden Mengen irgendwo auf der Welt förderbar sind, ist die marktwirtschaftliche Verdrängung dieser Energie durch die Kohlevergasung und -verflüssigung mit einem privatwirtschaftlich nicht tragbaren Risiko verbunden. Die Entwicklung der Kohlevergasung und -verflüssigung ist auf staatliche Mittel angewiesen. An der Notwendigkeit, solche Techniken zu entwickeln, gibt es jedoch keinen Zweifel. Angesichts der im Vergleich zu Öl und Gas riesigen Kohlevorräte auf der Erde sichert der Besitz der Umwandlungstechniken die Versorgung mit flüssigen und gasförmigen Kohlewasserstoffen auch nach Erschöpfung der Gas- und Ölvorräte. Darüber hinaus schützt uns dieser Besitz schon heute vor unbegrenzter Preis- und Lieferwillkür derjenigen, die über Öl- und Gasreserven verfügen.

Der Entwicklungsaufwand dafür sollte einer Industrienation so selbstverständlich sein wie dem vorsorgenden Familienvater die Prämie für seine Kapitallebensversicherung.

Adresse des Autors
Hans-Dieter Harig, Dr.-Ing., STEAG Aktiengesellschaft, Postfach 7020, D-4300 Essen 1.

Erdungsmessungen in ausgedehnten Anlagen

Von F. Schwab

Es wird unterschieden zwischen Erdungsmessungen in kleineren und mittleren Unterwerken sowie in grossen, ausgedehnten Anlagen. Für letztere wird die Schwebungsmethode unter Zuhilfenahme eines freigeschalteten Generators, der asynchron zur Netzfrequenz läuft, dargelegt. Als Beispiel wird auf die Erdungsmessung beim Kernkraftwerk Gösgen hingewiesen.

Le mesurage du dispositif de mise à terre varie selon qu'il s'agit d'une petite ou moyenne sous-station, ou d'une grande installation. Pour ce dernier cas, l'auteur présente la méthode de battement pratiquée à l'aide d'un générateur indépendant fonctionnant en marche asynchrone par rapport à la fréquence du réseau. L'article donne comme exemple la mesure de mise à terre de la centrale nucléaire de Gösgen.

1. Einleitung

Der Revisionsentwurf «Schutz gegen gefährliche Berührungs- und Schrittspannung» des Abschnittes «A. Erdung» des Kapitels III. Schutzmassnahmen der Verordnung über die Erstellung, den Betrieb und Unterhalt von elektrischen Starkstromanlagen (Starkstromverordnung) [1] schreibt vor, dass für jede Erdungsanlage nach ihrer Erstellung die Berührungs- und Schrittspannungen beim höchstmöglichen einpoligen Erdschlußstrom zu bestimmen und bei jeder Änderung im Netz oder in der Erdungsanlage zu wiederholen sind. Zudem ist jede Erdungsanlage periodisch, Anlage- und Sondererdungen in Abständen von höchstens zehn Jahren, auf ihre Wirksamkeit zu überprüfen.

Die zulässige Einwirkspannung darf während unbegrenzt langer Zeit 50 V nicht übersteigen, hingegen ist sie für kurzzeitige Vorgänge eine Funktion der Einwirkzeit. Da moderne Schutzeinrichtungen in Hochspannungsanlagen eine Fehlerabschaltzeit von weniger als 100 ms garantieren, darf beispielsweise die Einwirkspannung während einer Einwirkzeit von maximal 100 ms einen Wert von maximal 700 V annehmen. Ohne diese Relativierung wäre es kaum mehr möglich, Unterwerke zu betreiben, da zum Teil schon die heutigen und speziell die zukünftigen hohen Kurzschlußströme praktisch unerreichbar niedrige Erdungsimpedanzen bedingen würden, damit die früher grundsätzlich verlangten 50 V maximale Einwirkspannung eingehalten werden können.

Die Messung des Spannungstrichters, d.h. die Erdungsspannung in Funktion des Abstandes von der Anlageerde bis zum Erreichen der Asymtote der Bezugserde, ist nicht mehr vorgeschrieben. Es empfiehlt sich aber trotzdem, den Trichter auszumessen, da er erstens das grundsätzliche Gefährdungspotential bezüglich der Potentialverschleppung und der Berührungs- und Schrittspannungen vor allem im Übergangsbereich zwischen Werkbereich und Bezugserde aufzeigt und zweitens bei der Messung eines Wertes von unter 700 V und dem Vorhandensein schneller elektronischer Schutzrelais sich jede weitere Messung als überflüssig erweist, da keine Berührungs- oder Schrittspannung höher als die totale Trichterspannung sein kann. Im weiteren erlaubt die Trichterspannung die Berechnung der Erdungsimpedanz des Unter- oder Kraftwerkes und damit bei bekanntem spezifischem Widerstand des Erdreiches, der zum Beispiel nach der Wenner-Methode [2] bestimmt werden kann, eine Abschätzung der Zweckmässigkeit der Verlegung des Erdungsnetzes unterhalb der Anlage. Letzteres kann auch durch Modellmessung im elektrolytischen Trog bestimmt werden [3].

2. Erdungsmessungen in kleineren und mittleren Anlagen

Zur Erdungsmessung und zur Bestimmung der Berührungs- und Schrittspannungen wird mit reduzierter Spannung und somit reduziertem Strom ein Erdschluss in der Anlage simuliert, indem entsprechend Fig. 1 eine Spannungsquelle mit der Anlageerde und einer entfernten Bezugserde verbunden wird [4]. In kleineren und mittleren Anlagen, bei denen aufgrund nicht allzugrosser Ausdehnung und nicht zu vieler eingeführter Leitungen darauf geschlossen werden darf, dass die Fremd- und Störspannungen in einem kleinen Rahmen bleiben, kann der in der Anlage zu simulierende Erdschlußstrom über einen synchron zur Netzfrequenz arbeitenden Transformator gespiesen werden. Als Rückschluss wird mit Vorteil die Anlagenerdung eines benachbarten Unterwerkes verwendet, damit die geerdete Stelle innerhalb einer Werksumzäunung liegt, da

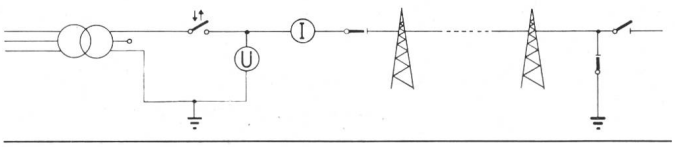

Fig. 1 Erdungsmessung mit intermittierender Speisung