

Steinkohlekraftwerkskonzept im Wettbewerb

Preiswert, effizient, flexibel

Dr. Ing. Wolfgang A. Benesch

Bereichsleiter Energietechnik, STEAG encotec GmbH

1. Hintergrund (für den Bedarf neuer Kraftwerke)

Global ergibt sich eine unterschiedliche Bedarfsituation für neue Kraftwerke (Abb. 1). Weltweit steigt der Energiebedarf bis 2030 deutlich an. Dies gilt in abgeschwächter Form auch für die EU 25, aber nicht für Deutschland. Hier wird in der Prognose von einem konstant bleibenden Strombedarf ausgegangen. Trotzdem ergibt sich in Deutschland ein Erneuerungsbedarf (Abb. 2). Dieser ist bedingt zum einen durch das Alter der vorhandenen Kraftwerke, zum anderen durch das -heute wieder diskutierte- Ausstiegsszenario für die Kernenergie. In Abhängigkeit davon ergibt sich ein Erneuerungsbedarf, der zwischen 10.000 und 40.000 MW im Zeitraum bis 2020 liegt. Für STEAG stellte sich vor ca. 3 Jahren die Frage: Wie werden diese neuen in Deutschland aber auch international zu bauenden Kraftwerke aussehen? Die in diesem Zusammenhang angestellten Überlegungen sollen vorgestellt werden, da sie exemplarisch für heute diskutierte Kraftwerksersatz- und Neubauprogramme sind.

In jeder Energiewirtschaft ist ein Mix der unterschiedlichen Energieträger anzustreben. Daher ist in einem ersten Schritt die Brennstoffsituation zu analysieren. Bedingt durch die Reserven- und Ressourcensituation kommt man sehr schnell zu dem Ergebnis, dass der gesamte Bedarf nicht auf der Basis von Erdgas oder gar durch regenerative Energien dargestellt werden kann. Die Reichweite von Erdgas liegt bei Unterstellung der heutigen Verbrauchsstruktur nur bei einem Drittel derer von Steinkohle weltweit. Für Deutschland wird sich in Zukunft zudem eine einseitige Abhängigkeit von russischem Erdgas ergeben, da die anderen Erdgasquellen bald erschöpft sind. Regenerative Energien werden einen Anteil an der Energieversorgung haben. Aber auch sie werden sich in Zukunft stärker wirtschaftlichen Randbedingungen unterwerfen müssen. Braunkohle ist ebenfalls noch sehr lange verfügbar aber Kraftwerke können wirtschaftlich nur in der Nähe der Gruben errichtet werden. Sie werden zudem auf Grund der Kostenstruktur in der Grundlast eingesetzt.

Analysiert man die Stromerzeugungskosten von Steinkohlekraftwerken und Erdgas-GuD Anlagen, dann wird deutlich, dass die GuD-Technik wirtschaftliche Vorteile im unteren Lastbereich hat (Abb.3). In der Grundlast und der Mittellast ist das moderne Steinkohlekraftwerk jedoch ein wichtiger Baustein im Erneuerungsprogramm der Energiewirtschaft in Deutschland, aber auch weltweit.

2. Auswahl des Kraftwerksprozesses

Im Rahmen der Technikdiskussion stellt sich die Frage: Ist der effiziente, konventionelle CO₂-arme Kohle-Kraftwerksprozess oder die IGCC-Technik (Integrated Coal Gasification Combined Cycle) unter Umständen sogar mit CO₂-Abscheidung und Sequestrierung oder der Oxifuel-Prozess (Verbrennung in Sauerstoffatmosphäre um ggf. die CO₂ Abscheidung zu erleichtern) für heute zu bauende Kohlekraftwerke einzusetzen? Aus heutiger Sicht kann die Antwort für jetzt zu realisierende Anlagen nur lauten: „Einsatz der modernen weiterentwickelten konventionellen Technik“. Die diskutierten alternativen Prozesse brauchen noch eine geraume Entwicklungszeit um ggf. eine echte Alternative darzustellen.

STEAG konnte im Kraftwerk Lünen, beginnend mit dem Jahr 1972, Erfahrungen mit der IGCC Technik in der weltweit ersten Prototypanlage mit einer Leistung von 170 MW_{el} sammeln. Flexibilität im Betrieb und bezüglich des Brennstoffs waren mangelhaft. Bei dem Kombiprozess mit integrierter Kohlevergasung sind heute außerdem keine höheren Wirkungsgrade als für den konventionellen Prozess erreichbar. Belastbare Wettbewerbsvorteile im Hinblick auf Ökologie und Wirtschaftlichkeit konnten bisher noch nicht nachgewiesen werden.

Die neu entwickelten Kohle-Kraftwerksprozesse, dazu gehört auch die von STEAG mitentwickelte Druckkohlenstaubfeuerung, werden großtechnisch nach dem Jahr 2015/20 verfügbar sein und erst dann ihre Potenziale ausschöpfen können. Gleiches gilt für die Brennstoffzellentechnik

Auch das CO₂-freie Kohlekraftwerk wird diskutiert. Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Gasen sind grundsätzlich bekannt. In Verbindung mit dem genannten IGCC-Prozess lässt sich ein CO₂-freies Brenngas herstellen. Die Abtrennung von CO₂ hat aber den Nachteil,

dass zusätzlich Energie aufzuwenden ist. Dadurch sinkt der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses um 8 - 12%-Punkte. Die Folge ist ein um bis zu 40% erhöhter Kohleverbrauch, der die Nachhaltigkeit hinsichtlich der Schonung der Kohlereserven mindert. Ähnliches gilt für den Oxifuel-Prozess, bei dem das Rauchgas weitgehend aus CO₂ besteht und so dessen Abtrennung erleichtert. Soll CO₂ abgeschieden werden, dann haben Prozesse wie IGCC und Oxifuel-Prozess grundsätzlich Vorteile, da sie schon Verfahrensschritte enthalten, die die CO₂-Abscheidung erleichtern.

Gelöst ist die „Deponie“, auch Sequestrierung genannt, von CO₂ noch nicht. Das Versenken von CO₂ in der Tiefsee oder unter der Erde wirft weitere Umweltfragen auf, die heute noch nicht beantwortet werden können. Sequestrieren heißt wörtlich übersetzt „verstecken“. Es stellt sich die Frage: „Was passiert langfristig im Versteck?“

3. Technisches Konzept

In Konsequenz wurde unter dem Stichwort CCEC (Clean Competitive Electricity from Coal) bei STEAG ein Kraftwerkskonzept entwickelt, das auf der Basis Kohle preiswerte, umweltfreundliche, effiziente, flexible und vor allem sichere Stromerzeugung zum Ziel hat. Die Analyse der verschiedenen Kraftwerksprozesse unter diesen Gesichtspunkten der Nachhaltigkeit führte dazu, den konventionellen aber weiterentwickelten Steinkohlekraftwerksprozess als zukunftssträchtig anzusehen. Er ist gekennzeichnet durch einen überkritischen Kessel mit Trockenfeuerung, integrierter Entstickungsanlage, nachgeschalteter Rauchgasreinigung mit Elektrofilter und Kalksteinwäsche und effizienter Dampfturbine. Das Innovations- und Optimierungspotenzial steckt nicht im Prozess, sondern in einer Vielzahl von technischen Details und der thermodynamischen Auslegung des Prozesses.

Für die Kostensenkung ist es wichtig weg von der Individuallösung zu gehen. Ein Kraftwerk wird aber auch nie ein Großserienprodukt werden. Die Lösung liegt in der Modularisierung. Aus vorgeplanten Modulen (Bausteinen) kann das Kraftwerk entsprechend der lokalen Randbedingungen: Infrastruktur, Gesetze, Wärme- und Strombedarfsstruktur, angepasst werden. Dabei wurde die Detaillierungstiefe der Vorplanung so gewählt, dass sich unterschiedliche Hersteller mit ihren Konzepten einbringen können. Für den Betreiber macht

es keinen Sinn alle technischen Details zu definieren, da er im Sinne des preiswerten Einkaufs gleichzeitig die Möglichkeit haben muss, einen möglichst breiten Lieferantenwettbewerb zuzulassen. Ziel muss es sein, lokale Standortrandbedingungen zu definieren, Erfahrungen zum kostengünstigen Betrieb in Spezifikationen niederzulegen, aber auf der anderen Seite noch Freiheitsgrade für unterschiedliche Lieferantenkonzepte zu lassen. Wichtig und sicher muss allerdings sein, dass sich eine solche Anlage über mehrere Jahrzehnte kostengünstig mit hoher Verfügbarkeit betreiben lässt. Ziel sind nicht niedrige Investitionskosten, sondern niedrigste Stromerzeugungskosten (lowest cost of ownership).

Beispiele für technische Details von denen technische und wirtschaftliche Vorteile erwartet werden und die im Rahmen des CCEC-Konzepts festgeschrieben wurden, sind z. B. der vorzugsweise senkrecht berohrte Verdampfer (konstruktiv einfachere Lösung, Vorteile für den Eigenbedarf), Trockenentaschung (Wirkungsgradvorteile, einfacheres By-product-handling), Nassschornstein bzw. Kühlturmableitung der Rauchgase (Wirkungsgradgewinn, Reduzierung Investitionskosten), 2*50% E-Speisepumpen, die bei der betrachteten Fahrweise Vorteile gegenüber Turbospeisepumpen haben. Diese Beispielkette lässt sich weiter fortsetzen, sie soll aber hier nur zeigen, wie über eine Vielzahl von Einzelpunkten ein Konzept definiert wird, das trotzdem Flexibilität bzgl. Standort und unterschiedlicher Herstellerkonzepte beinhaltet.

Einen weiteren wichtigen Punkt stellt die Flexibilität dar. Der Steinkohle kommt im Kraftwerkspark in Deutschland –und zunehmend weltweit- eine hohe Bedeutung im Bereich der Mittellast zu. Dieses bedingt einen flexiblen Betrieb und setzt als Randbedingungen voraus, dass nicht höchste Dampfparameter mit höchsten Wandstärken der entsprechenden hochbelasteten Bauteile realisiert werden. Dies würde zu unzulässigen Materialbelastungen und zu einer geringen Betriebsflexibilität führen (Abb.4). Flexibilität muss sich aber auch auf das Brennstoffband beziehen, denn nach Möglichkeit sollte in einer solchen Anlage weltweite Kohle kostengünstig verstromt werden.

Ein wesentlicher zu bestimmender Parameter für einen Kraftwerksneubau ist die Blockgröße. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die „Economy of Scale“ eine hohe Bedeutung hat. Sie kann sogar lokale Standortsynergien überdecken. Für einen Steinkohleblock sind die Grenzen gegeben durch:

- Einsträngigkeit des Luft- und Rauchgasweges mit Ventilatoren und Regenerativluftvorwärmer
- HD-Vorwärmer Baugröße
- Frischdampfleitungen Wandstärke
- Speisepumpenantrieb

Im Sinne der Wirtschaftlichkeit ist es wichtig, nicht die absoluten Grenzen aufzusuchen. Wenn unter Umständen nur noch ein Hersteller diese Komponenten liefern kann geht der Vorteil der Einsträngigkeit zu Lasten des Wettbewerbs. Unter Berücksichtigung dieser Überlegungen hat sich STEAG für eine Bruttoblockleistung von ca. 750 MW_{el} entschieden. Liegen Begrenzungen in den Netzen bzw. bei besonderen Randbedingungen der Kraft-Wärme-Kopplung vor, kann das ebenfalls entwickelte 400MW Konzept genutzt werden.

Ein besonderes Ziel des CCEC Konzeptes ist es hohe „ Betriebswirkungsgrade“ zu realisieren. Dies wird z.B. durch geeignete EDV-Hilfsmittel und Optimierungswerkzeuge sowie durch Nutzung der Möglichkeiten der modernen Leittechnik heute möglich.

Redundanzen und Aggregatreserven werden vor dem Hintergrund unserer nationalen und internationalen Betriebserfahrung etwas knapper gewählt.

Wesentliche Eckdaten dieses Kraftwerkskonzeptes sind:

Dampfparameter: 250 bar, 600/620°C

Nettowirkungsgrad >45% bei Kühlturbetrieb

Betriebswirkungsgrad ca. 44%

4. CCEC und NRW Referenzkraftwerk

NRW versteht sich als Energieland und so ist es nicht verwunderlich, dass sich ein Unternehmen aus NRW wie die STEAG auch schon vor dem Start der NRW-Initiative mit den Möglichkeiten und Randbedingungen eines Kraftwerksneubaus basierend auf Steinkohle als Brennstoff beschäftigt hat. STEAG hat frühzeitig die Initiative ergriffen, aber nichtsdestotrotz konstruktiv am Gemeinschaftsprojekt des Landes NRW mitgewirkt.

Es stellt sich die Frage: Welche Unterschiede gibt es zwischen dem STEAG-CCEC- und dem NRW-Referenzkraftwerk?

Für das NRW Referenzkraftwerk fokussieren sich Standort und Lieferanten auf NRW. Das STEAG-CCEC-Kraftwerk soll nicht nur an einem NRW Ruhr Standort mit all seinen Vorteilen errichtet werden können. Des weiteren hat STEAG als maßgeblicher Betreiber von Steinkohlekraftwerken in NRW und international seine besonderen Erfahrungen, eigene Optimierungen und Ideen in das CCEC Projekt mit dem Ziel der „Lowest Cost of Ownership“ eingebracht.

Das Referenzkraftwerk hat eine Leistungsgröße von 600 MW. Hier versucht das CCEC-Konzept mit 750 MW die weitere Kostendegression durch Economy of Scale bei trotzdem noch breitem nationalem und internationalem Wettbewerb zu nutzen.

Das Lastregime beim Referenzkraftwerk NRW geht von einer Grundlastfahrweise zumindest in den ersten 17 Jahren aus. Die Auslegung und Kostenkalkulation des CCEC-Blockes geht auf Grund der für STEAG gültigen Randbedingungen von einer Mittellastfahrweise mit ca. 6000 Stunden aus. Selbstverständlich ist beim CCEC die problemlosere Grundlastfahrweise jederzeit darstellbar.

Der für das CCEC erreichte Wirkungsgrad ist dem des NRW-Referenzkraftwerks vergleichbar, allerdings wurde bei der Auslegung auf einen modular anpassbaren Wirkungsgrad Wert gelegt (niedrigerer Frischdampfdruck dafür ggf. weitergehende Nutzung der Abgaswärme). Das CCEC Konzept ist somit flexibler. Die Frischdampfparameter des CCEC-Konzeptes liegen mit 250 bar/600/620°C unter denen des Referenzkraftwerks (hier 285 bar). Dies ermöglicht auch ein breiteres Bieterspektrum und erleichtert die internationale Einsetzbarkeit. Dagegen liegt der Kondensatordruck mit 35 mbar deutlich tiefer als beim Referenzkraftwerk mit 45 mbar. Dies ist aufwändiger aber technisch problemloser realisierbar (größerer Kühlturm).

5. Standortüberlegungen

STEAG encotec hat für eine große Anzahl von Standorten (inzwischen fast 20) Überlegungen für die Einbindung dieses Konzeptes in lokale Infrastrukturen vorgenommen. Wie eine solche standortbezogene Bewertungsmatrix aussieht, zeigt Tabelle 1. Hierbei sind Fixkosten, variable Kosten aber auch qualitative Aspekte zu berücksichtigen.

Dieser Bewertungsschlüssel führte STEAG derzeit dazu, am Standort Duisburg-Walsum ein konkretes Projekt zur Errichtung eines 750 MW_{el}-Blocks aufzulegen.

6. Walsum 10

Am Standort Duisburg-Walsum soll ein hochmoderner Steinkohle-Kraftwerksblock mit einer installierten Leistung von 750 MW_{el} gebaut werden, der den beschriebenen Prinzipien gehorcht. Die STEAG AG und die EVN AG, ein börsennotiertes österreichisches Energie- und Infrastrukturunternehmen, haben im März 2005 eine Projektgesellschaft (STEAG: 51 Prozent; EVN: 49 Prozent) gegründet. Das Projektvolumen beträgt rund 800 Mio. Euro. Der neue Block wird nach Fertigstellung das modernste Steinkohlekraftwerk in Deutschland sein. Baubeginn ist im Jahr 2006/2007, der kommerzielle Betrieb ist ab 2010 geplant. Neben der Stromlieferung an EVN wird STEAG 250 MW an EnBW liefern.

7. Fazit

Am Beispiel eines STEAG-Kraftwerksprojektes wird gezeigt, welche Überlegungen heute beim Neubau von Kraftwerken eine Rolle spielen. Das Kraftwerk muss es ermöglichen, preiswert Strom zu erzeugen (Lowest Cost of Ownership); es muss aber gleichzeitig effizient (Beitrag auch zur CO₂-Minderung) und flexibel einsetzbar sein. Welche Vorteile sich durch eine Modularisierung und ein Abgehen von der Individuallösung ergeben, wurde verdeutlicht. Die Möglichkeiten des Wettbewerbs werden dabei optimal genutzt.

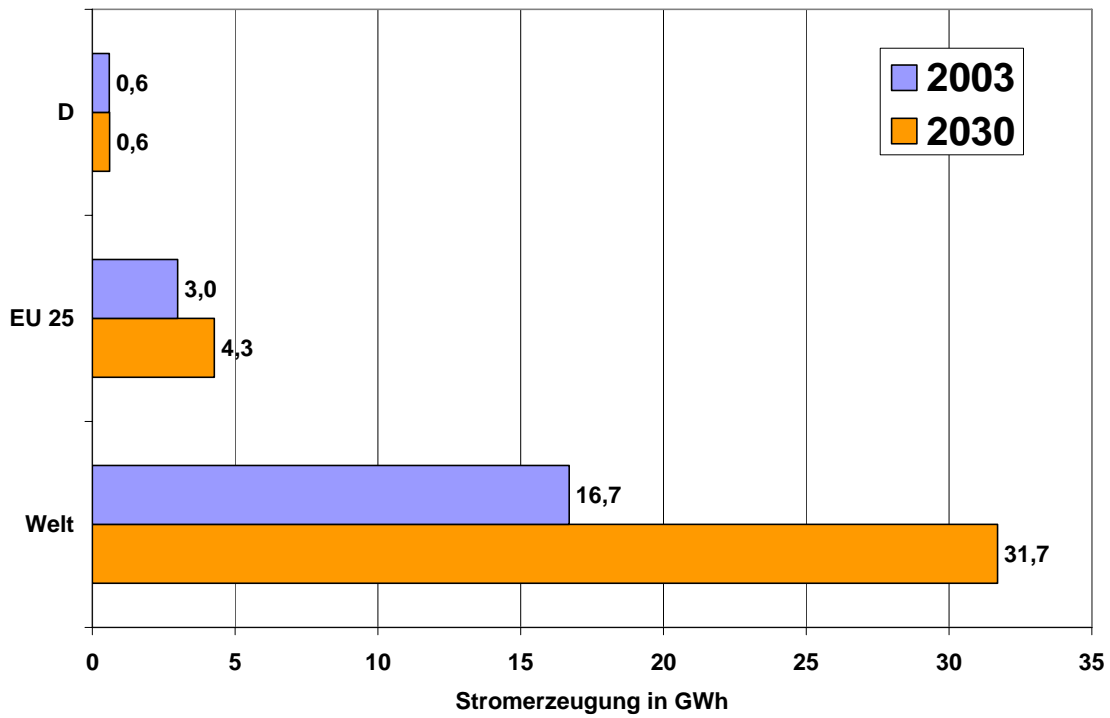


Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung

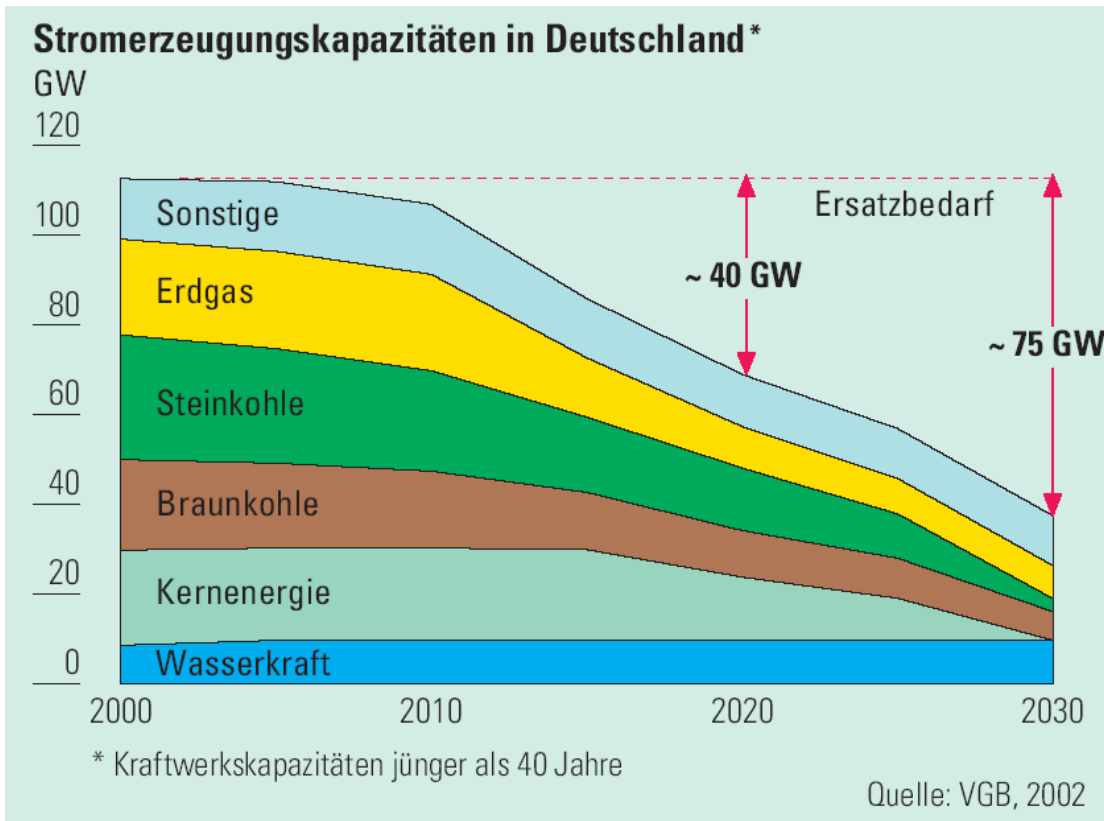


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland

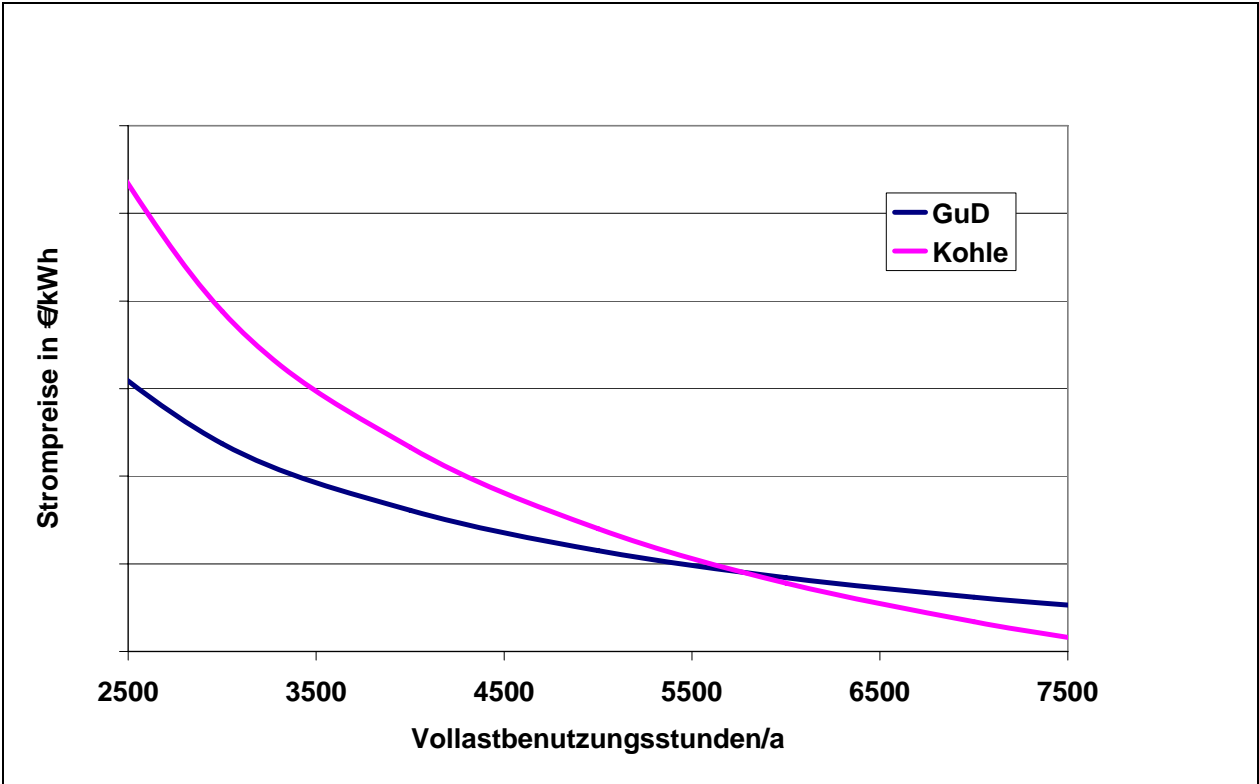


Abbildung 3: Wirtschaftliche Einsatzbereiche der Steinkohlekraftwerks- und der GuD-Technik

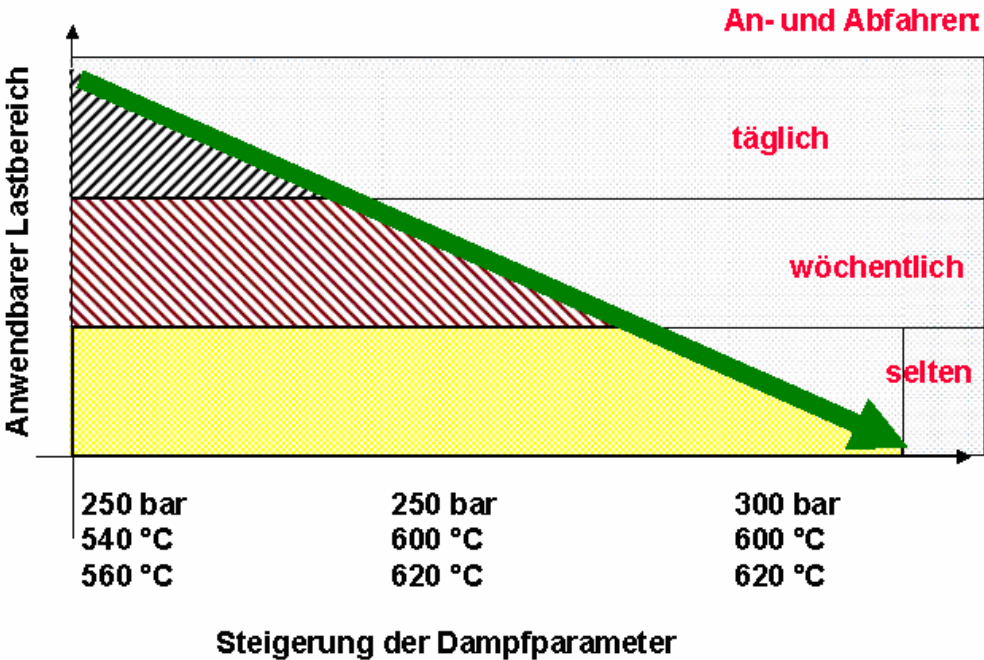


Abbildung 4: Steigerung der Dampfparameter in Abhängigkeit von der Betriebsweise

		Gew.-Faktor	1	2	3	4
Fixkosten						
	Investitionskosten	-				
	Abrisskosten	-				
	Kosten Netzanbindung	-				
variable Kosten						
	Kohleversorgung	-				
	Wirkungsgrad	-				
	Einschränkung durch Kühlwasser	-				
qualitative Aspekte						
	Genehmigung Netzanbindung	hoch				
	Kohlelagerung	hoch				
	Synergien	niedriger				
	Genehmigung/Akzeptanz	hoch				

Abbildung 5: Beispiel für Standortbeurteilungsmatrix