

Vergleich der Flexibilität und der CO₂-Emissionen von Kohlen- und Gaskraftwerken

George Milojcic und Yvonne Dyllong

Erneuerbare Energien – insbesondere Wind und Photovoltaik (PV) – brauchen Partner, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Jederzeit verfügbare und flexible Wärmekraftwerke müssen einerseits häufig die gesamte Nachfrage decken. Andererseits muss schnell auf Angebotsänderungen von Wind- und PV-Anlagen sowie Nachfrageänderungen reagiert werden. Die Maßstäbe, um Wärmekraftwerke zu beurteilen, sind Flexibilität – dazu gehören Lastgradienten und Mindestlast – sowie Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen. Ein sachgerechter Vergleich von Kohlen- und Gaskraftwerken muss deshalb den Betrieb bei Nenn- und Mindestlast unterscheiden.

Technische Kennzahlen von Wärmekraftwerken

Die gängigen Technologien zur Stromerzeugung unterscheiden sich hinsichtlich ihrer technischen Parameter weniger als häufig angenommen [1]. Die Tabelle zeigt wichtige Kenndaten, wie Regelbereich, Mindestlast und Lastgradienten, von Stein-, Braunkohlen- sowie GuD-Kraftwerken sowie Gasturbinen (solo). Bei Nennlast erreichen Kraftwerke den höchsten Wirkungsgrad. Beim Betrieb unterhalb der Nennlast sinkt dagegen der Wirkungsgrad. In Abhängigkeit vom jeweiligen Wirkungsgrad und den Brennstoffpreisen ergeben sich die Brennstoffkosten je Stromeinheit (€ je MWh). Das ist ein maßgeblicher Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit von Kohle- und Gaskraftwerken (siehe Tabelle). Im Folgenden soll kurz auf die grundlegenden Eigenschaften der verschiedenen Kraftwerkstypen eingegangen werden.

Steinkohlenkraftwerke sind seit jeher auf wechselnde Auslastung ausgelegt – die Mittelast – und können in einer Spannweite von etwa 25 bis 100 % der Nennlast betrieben werden. Bei Nennlast erreichen moderne Anlagen Wirkungsgrade bis zu 46 %. Bei Mindestlast sinkt dieser Wert um 5 Prozentpunkte auf 41 %. Die Gradienten der Laständerung liegen bei etwa 4 % der Nennleistung je Minute. Die Kaltstartzeit liegt bei etwa fünf Stunden.

Braunkohlenkraftwerke waren früher grundlastorientiert, sind aber heute annähernd so flexibel wie Steinkohlenkraftwerke. Das gilt für die Neubauten ebenso wie für ältere Anlagen, die nachgerüstet wurden. Braunkohleblöcke können fallweise in einer Mindest-



Es geht nicht um ein Entweder-oder, sondern um einen ausgewogenen Technologiemix, dessen Zusammenspiel eine sinnvolle Unterstützung der Energiewende ist
Foto: davizro photography | Fotolia.com

last bis etwa 35 % betrieben werden; typisch sind zurzeit 50 %. Durch Modifikation in der Leit- und Feuerungstechnik wird eine weitere Absenkung der Mindestlast auf bis zu 25 % angestrebt. Bei Nennlast erreichen moderne Anlagen Wirkungsgrade bis zu 43 %. Bei Mindestlast sinkt dieser Wert um 5 Prozentpunkte. Die Gradienten der Laständerung liegen bei Braunkohlenkraftwerken bei rd. 3 % der Nennleistung je Minute. Die Kaltstartzeit liegt bei etwa sechs Stunden.

GuD-Kraftwerke/Gasturbinen sind Mittel- und Spitzenlastanlagen und kombinieren Gas- mit Dampfturbinen. Die heißen Abgase der Gasturbine, die bereits einen Generator antreibt, werden dazu genutzt, einen Dampfkreisprozess und einen zweiten Generator zu betreiben. Auf diese Art und

Weise werden einerseits hohe Wirkungsgrade erreicht, andererseits der Arbeitsbereich dadurch auf eine Spannweite von etwa 40 bis 100 % der Nennlast eingeschränkt. Der Wirkungsgrad beträgt bei Nennlast etwa 59 %, bei Mindestlast sinkt dieser Wert um 11 Prozentpunkte auf 48 %. Die Gradienten der Laständerung liegen bei etwa 4 % der Nennleistung je Minute.

Wenn ein GuD-Kraftwerk mit geringerer als der Mindestlast betrieben werden soll, dann arbeiten die Gasturbinen solo. Diese allerdings haben deutlich tiefere Wirkungsgrade (39 % bei Nennlast, 19 % bei Mindestlast), was zu stark steigenden Brennstoff- und CO₂-Kosten führt; nur im Ausnahmefall ist diese Betriebsweise sinnvoll. Die Kaltstartzeit von GuD-Anlagen liegt bei etwa

Tab.: Wärmekraftwerke im Vergleich¹⁾

		Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine solo
Mindestlast	% P _N	25-30	35-50	40-50	20-40 ²⁾
Lastgradient	% P _N /min	4	3	4	12
· Nennlast		46	43	59	39
· Mindestlast	%	41	38	48	19
Kaltstartzeit³⁾	h	5	6	3	0,1
Brennstoffkosten⁴⁾ Nennlast	€/MWh _{el}	21	11	44	66
Brennstoffkosten⁴⁾ Mindestlast	€/MWh _{el}	24	13	54	135

¹⁾ Alle Angaben zeigen eine plausible Größenordnung, nicht Bestwerte.

²⁾ NO_x- und CO-Restriktion bei Teillast, sofern nicht besondere Abgasreinigungsanlagen vorhanden.

³⁾ Stillstand größer 48 Stunden.

⁴⁾ Preise frei Kraftwerk; Steinkohle: 80 €/t SKE; Braunkohle: 40 €/t SKE; Gas: 210 €/t SKE; Werte gerundet Brennstoffkosten in €/MWh_{el}.

drei Stunden, bei Gasturbinen sind es nur 0,1 Stunden.

Mindestlast und Reaktionsgeschwindigkeit der Kraftwerke

Um ihre Leistung auf 25-30 % der Nennleistung (Mindestlast) abzusenken, brauchen Steinkohlenkraftwerke etwa 18 Minuten. In dieser Zeit können sie z. B. von 700 MW auf bis zu 175 MW herunterfahren. Ein Braunkohlenkraftwerk benötigt 15 bis 20 Minuten, um die Mindestlast von 35-50 % zu erreichen, d. h. in bis zu 20 Minuten erreicht es ausgehend von 1.100 MW bis zu 400 MW. Bei GuD-Anlagen sind es 12 bis 15 Minuten bis zur Absenkung auf 50-40 % der Nennlast, z. B. von 750 MW auf 350 MW.

Im Ergebnis liegen die technischen Parameter von Wärmekraftwerken mit Dampfkreisprozessen, d. h. GuD- sowie Stein- und Braunkohlenkraftwerken, in einer gemeinsamen Bandbreite. Gasturbinen nehmen als Sprinter eine gesonderte Position ein, allerdings mit niedrigen Wirkungsgraden und hohen Brennstoffkosten. Zudem stehen sie im Wettbewerb mit Pumpspeicherkraftwerken.

Zusammenspiel der Erzeugungstechnologien

Kohlenkraftwerke können in Kombination mit Pumpspeichieranlagen extremen Laständerungen folgen, für Gaskraftwerke ergibt sich in dieser Hinsicht keine technische Präferenz. Wie steht es bei den verschiedenen Kraftwerkstypen um die Wirtschaftlichkeit und die CO₂-Emissionen?

Wenn starke Schwankungen im Stromnetz beherrscht werden müssen, ist es erforderlich, die Kraftwerke auf eine möglichst tiefe Last abzusenken oder schnell hochzufahren. Moderne Kohlenkraftwerke sind hier im Vorteil, denn ihr Regelbereich ist größer als bei GuD-Anlagen. Hinzu kommt, dass bei Kohlenkraftwerken die Wirkungsgrade bei Lastabsenkungen tendenziell langsamer sinken als bei GuD-Anlagen. Deswegen steigen im Teillastbetrieb der Kohlenkraftwerke die Kosten nicht so schnell wie bei GuD-Anlagen. Ein Indikator sind die in der Tabelle dargestellten Brennstoffkosten je MWh Strom.

Die Praxis zeigt, dass es zumeist unwirtschaftlich ist, GuD-Anlagen am Netz zu lassen, weil gerade in Situationen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien die Strompreise tief sind. Kohlenkraftwerke sind dann preissetzend und sorgen für die tiefen Strompreise.

Wenn sehr viel EE-Strom angeboten wird, müssen Kraftwerke abgeschaltet werden. Alle Dampfkreisprozesse in Kohle- und GuD-Kraftwerken brauchen mehrere Stunden, um aus einem kalten Zustand wieder stabil zu arbeiten.

Bei Kaltstart ergibt sich folgende Situation: Bei GuD-Anlagen werden zunächst nur die Gasturbinen wieder in Betrieb genommen, um den Dampfprozess in Gang zu setzen. Die Gasturbinen allerdings haben extrem hohe Brennstoffkosten. Kohlenkraftwerke brauchen im Kaltstartfall zwar länger, produzieren jedoch mit günstigerem Brenn-

stoff und erreichen schneller einen höheren Wirkungsgrad. Im Ergebnis benötigen GuD-Anlagen bei Kaltstart weniger Zeit als Kohlenkraftwerke, aber die Kosten für das Anfahren sind hoch.

CO₂-Emissionen von Wärmekraftwerken

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung muss vermehrt von einem Teillastbetrieb der Kraftwerke ausgegangen werden. Insofern ist es interessant, neben den technischen und wirtschaftlichen Aspekten auch die spezifischen CO₂-Emissionen bei unterschiedlicher Last zu vergleichen.

Bei dem Vergleich von Kohlen- und Gaskraftwerken hinsichtlich der CO₂-Emissionen im Voll- und Teillastbetrieb sind vier Fälle zu unterscheiden: Steinkohlenkraftwerke, Braunkohlenkraftwerke, GuD-Anlagen und offene Gasturbinen.

Die Abbildung zeigt, wie stark die spezifischen CO₂-Emissionen je nach Erzeugungstechnologie bei Nenn- und Mindestlast voneinander abweichen. Bei Steinkohlenkraftwerken mit einer Teillast von 30 % erhöhen sich die CO₂-Emissionen von 0,74 auf 0,83 t CO₂/MWh_{el}. Bei einer Teillast von 50 % erhöhen sich bei Braunkohlenkraftwerken die Emissionen von 0,92 auf 1,04 t CO₂/MWh_{el}. Bei GuD-Kraftwerken mit einer Teillast von 40 % steigen die Emissionen von 0,34 auf 0,42 t CO₂/MWh_{el}. Ist die Last jedoch geringer, so dass nur die Gasturbine betrieben wird, erhöhen sich die spezifischen Emissionen auf 1,06 t CO₂/MWh_{el}.

Eine ehrliche und sachgemäße Beurteilung sollte allerdings nicht nur die CO₂-Emissionen im Kraftwerk betrachten, sondern die THG-Emissionen längs der gesamten Kette von der Gewinnung bis zur Stromerzeugung. Werden die vorgelagerten Emissionen berücksichtigt, verschiebt sich das Bild weiter. Bei der Steinkohle liegt der Aufschlag bei 10-20 %, bei Braunkohle – aufgrund der tagebauartigen Verstromung – bei nur 3 %. Beim Erdgas liegt der Aufschlag beim LNG-Transport zwischen 31 und 67 %, bei Erdgas aus Russland betragen die vorgelagerten CO₂-Emissionen 29-47 % des Emissionsfaktors [2].

Die Darstellung zeigt, dass die spezifischen Emissionswerte nicht so weit auseinander

liegen, als dass man über das „CO₂-Argument“ eine Präferenz für Gas und gegen Kohle ableiten könnte.

GuD-Anlagen sind nicht die einzige Option

In der Energiedebatte wird aus verschiedenen Gründen immer wieder behauptet, dass insbesondere GuD-Anlagen für die Bereitstellung von gesicherter Leistung und die Gewährleistung der Systemstabilität besonders geeignet wären. Dies ist eine Fehleinschätzung, denn Kohlenkraftwerke haben systembedingt keine relevanten Nachteile gegenüber Gaskraftwerken. Das bezieht sich auf den Regelbereich und die Gradienten der Lastveränderung. Kohlenkraftwerke können die notwendigen Systemdienstleistungen für die Stabilität der Netze, d. h. die Modellierung einer entsprechenden Angebotskurve, technisch leisten und zeichnen sich durch günstige Stromerzeugungskosten aus. Wenn die vorgelagerten THG-Emissionen eingerechnet werden, schmilzt der vorgebliche Umweltnutzen von Gas. Alle Kraftwerkstechnologien liegen dann nahe beieinander.

Es geht also nicht um ein Entweder-oder, sondern um einen ausgewogenen Tech-

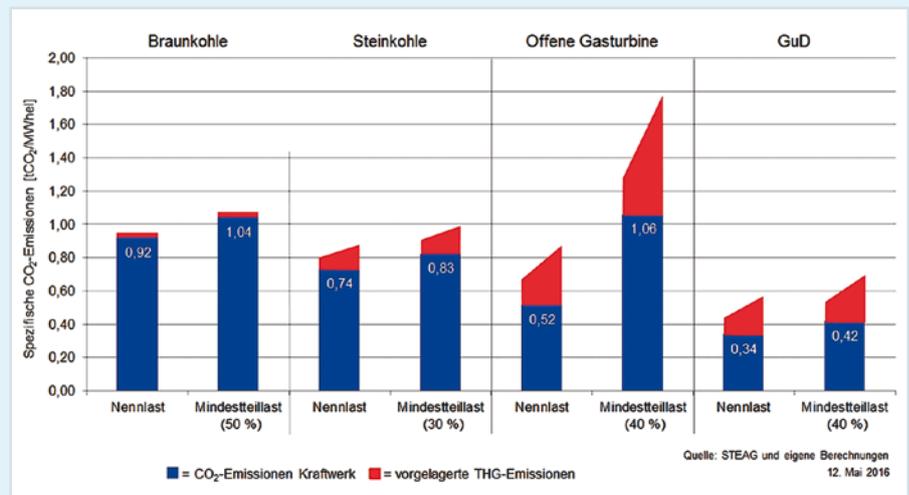


Abb. Spezifische CO₂-Emissionen verschiedener Erzeugungstechnologien

nologiemix, dessen Zusammenspiel eine sinnvolle Unterstützung der Energiewende darstellt.

Anmerkungen

[1] Siehe auch: Kahlert, J., Dr. Schüle, V., Altmann, H.: Möglichkeiten und Grenzen zur Optimierung betrieblicher Flexibilität in existierenden Kraftwerken. In VGB PowerTech 1/2 (2013); siehe auch: Nur Gaskraftwerke können Flexibilität? In Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jg. (2012), Heft 3, S. 59; siehe auch: Elsen,

R., Körber, T., Kulik L.: Moderne Braunkohlenkraftwerke – ein flexibler Baustein für die Energiewende. In Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 1/2, S. 68-72.

[2] Vgl. Greenhouse Gas Footprint. In Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jg. (2015) Heft 9, S. 37

Dr.-Ing. G. Milojcic, Hauptgeschäftsführer, Dipl.-Kffr. Y. Dyllong, Energiereferentin, DEBRIV – Bundesverband Braunkohle e. V., Köln
debriv@braunkohle.de

Kommunale Finanzprobleme zehren an Energieversorgern

Die vielerorts übliche Subventionierung anderer kommunaler Betriebe wird für viele kommunale Energie- und Versorgungsunternehmen (EVU) zu einer ernsthaften Belastung: Aufgrund geringerer Margen im Strom- und Gasgeschäft, weniger Liquidität und höherer Verschuldung nimmt der Bedarf, Finanzierungen zu strukturieren, deutlich zu. Energieversorger, die Aufgaben der öffentlichen Daseinsvorsorge übernehmen, stehen dabei erheblich schlechter da als andere Versorger. Das zeigt die aktuelle PwC-Studie „Finanzierungsfähigkeit kommunaler Energieversorger“, für die 300 Jahresabschlüsse von 2014 analysiert wurden. Die Rentabilität (EBITDA-Marge) der Versorger, die Aufgaben der öffentlichen Daseinsvorsorge übernehmen, lag in 2014 nur bei 11,8 %. Zum Vergleich: Die übrigen EVU kamen durchschnittlich auf 15,3 %. Das gleiche Bild zeigte sich beim Verschuldungsgrad: Auch hier schnitten kommunale EVU, die beispielsweise die Verluste des öffentlichen Nahverkehrs auffangen, mit einem Wert von 2,8 deutlich schlechter ab die reinen Versorger (1,8).

Dasselbe gilt für die Ausschüttung von Gewinnen an die kommunalen Träger. So lag die Ausschüttungsquote der untersuchten Versorger

2014 im Median bei 92,7 %. Das bedeutet nochmals einen Anstieg von 0,7 Prozentpunkten im Vergleich zum Vorjahr. Bei den Energie- und Versorgungsunternehmen, die sich nicht unmittelbar an der Daseinsvorsorge beteiligen, lag die Quote sogar bei 99,6 % – was darauf hindeutet, dass auch diese EVU indirekt kommunale Finanzlöcher schließen müssen. Bei rund 22 % aller EVU ist die Finanzierungssituation schon jetzt kritisch. Als Maßstab dient das Verhältnis der Nettofinanzverschuldung zum EBITDA. Es weist bei diesen Versorgern mindestens einen Wert von 4,0 auf.

Auf der anderen Seite zeigt die PwC-Studie allerdings auch, dass sich die Finanzkraft vieler Energie- und Versorgungsunternehmen in 2014 stabilisiert hat. So sank beispielsweise die Verbindlichkeitenquote – also das Verhältnis der Bruttofinanzverschuldung zum eingesetzten Gesamtfinanzierungskapital – auf durchschnittlich 42,1 %. Gegenüber dem Vorjahr (43,1 %) bedeutete das eine geringfügige Verbesserung.

Weitere Informationen:
www.pwc.de/EVU-Finanzierung-2016