

## **Stellungnahme**

**des**

**VGB PowerTech e.V.**

zum Dokument „Definitionen und Bewertung von Emissionswerten für Strom,  
Warmwasser und Prozessdampf entsprechend der besten verfügbaren Techniken  
(BVT) im Zuteilungsverfahren für die Handelsperiode 2005 – 2007“  
der DEHSt vom 22.06.2005

VGB PowerTech e.V.

Essen, den 15.02.2006

## 1. Einleitung

Die Bewertung von Kraftwerksanlagen nach Benchmarks verfolgt das Ziel, die mit der Produktion von Strom einhergehenden Emissionen zu reduzieren. Der Nettowirkungsgrad einer Kraftwerksanlage, der beschreibt, welche Menge chemisch gebundener Energie des eingesetzten Primärenergieträgers für die Produktion einer definierten Strommenge benötigt wird, kann dabei als maßgebliche Größe herangezogen werden.

Neben dem Auslegungswirkungsgrad einer Kraftwerksanlage wird die Umwandlung eines Primärenergieträgers in Strom und/oder Wärme von einer Reihe weiterer Betriebscharakteristika beeinflusst. Mit dem Ziel, effiziente Anlagen aufgrund ihrer Betriebsweise gegenüber weniger effizienten Anlagen mit günstigeren Betriebsbedingungen nicht zu benachteiligen, sollte bei der Definition von Benchmarks darauf geachtet werden, dass technisch begründete Wirkungsgradeinbußen bei der Festlegung von Benchmarks angemessen berücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere für Effizienzeinbußen, die aufgrund von Netzbedarfsanforderungen entstehen, auf die der Kraftwerksbetreiber keinen Einfluss hat.

## 2. Kriterien für die Definition und Bewertung eines Emissionswertes gemäß BVT

### 2.1 Abschlag für Jahresnutzungsgrad

VGB unterstützt den von der DEHSt vorgenommenen Abschlag von einem Prozentpunkt (s. /1/ S. 9) zur Berücksichtigung der betriebsbedingten Verluste gegenüber dem Nettobestwirkungsgrad. Der Nettobestwirkungsgrad einer Kraftwerksanlage wird nur unter so genannten „Abnahmebedingungen“ erreicht. Diese entsprechen einem theoretischen Idealwert bei optimalen äußeren Betriebsbedingungen einer Kraftwerksanlage. Zu den äußeren, vom Kraftwerksbetreiber selbst nicht beeinflussbaren Bedingungen, gehören im Wesentlichen die Umgebungstemperatur und der Umgebungsluftdruck, bei der die Kraftwerksanlage betrieben wird. Diese natürlichen physikalischen Größen unterliegen ständigen Schwankungen und führen damit zu Effizienzeinbußen, auf die der Kraftwerksbetreiber keinen Einfluss hat.

## **2.2 Abschlag für den individuellen Anlagenbetrieb**

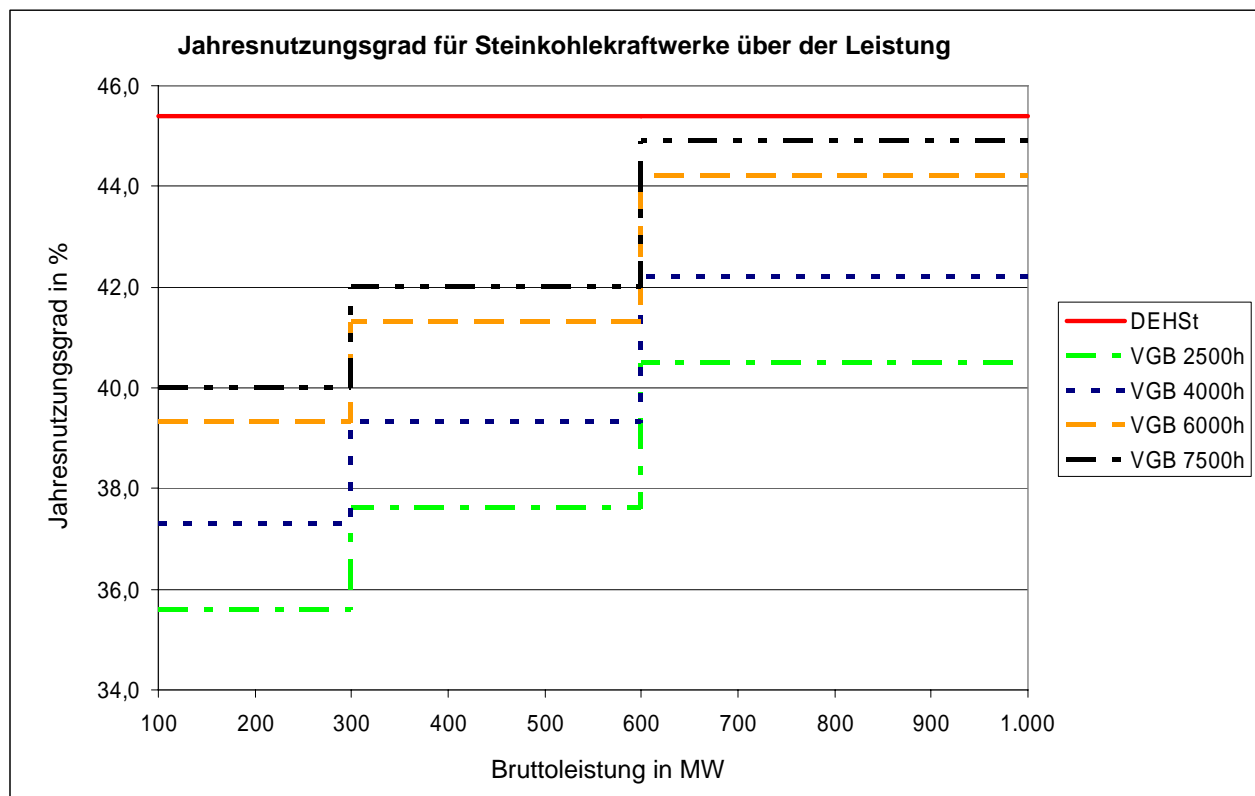
Seitens der DEHSt wurde bei der Definition und Bewertung der Emissionsfaktoren kein Abschlag für die individuelle Fahrweise der Kraftwerke berücksichtigt. Diese Situation benachteiligt auch moderne Kraftwerke, die aufgrund von Anforderungen des Netzbetriebs im Mittellast- und Spitzenlastbereich gefahren werden. Da Strom im Stromnetz nicht gespeichert werden kann, ist es erforderlich, ständig Lastanpassungen vorzunehmen, d.h., die Kraftwerke zeitweise im Teillastbetrieb zu fahren. Zusätzlich zu den vom Stromverbraucher induzierten Lastschwankungen werden zunehmend Lastschwankungen von Erzeugungsanlagen verursacht, die Strom diskontinuierlich ins Netz einspeisen. Insbesondere die wachsende Einspeisung durch Windkraftanlagen bewirkt, dass Kraftwerksanlagen in weniger effizientem Teillastbetrieb gefahren oder vorübergehend abgeschaltet werden müssen. Teillastbetrieb bedeutet jedoch, dass je nach Anlagentechnologie der Anlagenwirkungsgrad absinkt und damit der Brennstoffeinsatz und die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerksanlage je erzeugter Einheit Nutzenergie ansteigen.

Nach Abschaltungen von Kraftwerken entstehen durch nachfolgende Wiederaufstartprozesse weitere CO<sub>2</sub>-Emissionen der betroffenen Kraftwerksanlagen (z.B. durch Anwärmen der Kessel), ohne dass Nutzenergie erzeugt wird.

Diese Betriebsweise ist für den entsprechenden Anlagenbetreiber nicht erwünscht, zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität jedoch unvermeidlich. Hierdurch wird sichergestellt, dass auch in der Leistung schwankender, regenerativ erzeugter Strom ins Netz eingespeist werden kann. Würde diese Pufferfunktion von thermischen Kraftwerken nicht übernommen, könnte der mit nicht beeinflussbaren natürlicher Schwankungen erzeugte Strom aus regenerativen Anlagen nicht in das Netz eingespeist werden. Dieser Umstand ist bei der bisherigen Formulierung der Benchmarks durch die DEHSt nicht berücksichtigt worden.

Da thermische Kraftwerke, die im Mittellast- und Spitzenlastbereich durch ihre Regel-

aufgabe die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom sichern, sollte diese Regelaufgabe im Benchmark-Ansatz berücksichtigt werden. Wir schlagen daher vor, bei der Definition von Benchmarks bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionswerten den tatsächlichen Betrieb der Anlage durch Abschläge für den individuellen Anlagenbetrieb in Abhängigkeit von den Jahresvolllastbenutzungsstunden zu berücksichtigen. Die Abhängigkeit des Jahresnutzungsgrads<sup>1</sup> von den jährlichen Volllaststunden wird in der VGB Stellungnahme „Jahresnutzungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken gemäß den besten verfügbaren Kraftwerkstechniken“ vom August 2004 /2/ dargestellt, siehe Abbildung 1.



**Abbildung 1: Jahresnutzungsgrade für Steinkohlekraftwerke über der Leistung in Abhängigkeit von den Volllastbenutzungsstunden pro Jahr**

Die rote Linie zeigt den bisherigen Benchmark-Ansatz nach dem für Stein- und Braunkohlekraftwerke maximal 750 g CO<sub>2</sub> je kWh Strom – unabhängig vom Jahresnutzungs-

<sup>1</sup> Es wird grundsätzlich unterschieden zwischen Bruttowirkungsgrad, Nettowirkungsgrad und Jahresnutzungsgrad (oft auch Betriebswirkungsgrad genannt). Häufig wird der Jahresnutzungsgrad gleich gesetzt mit dem Nettowirkungsgrad, obwohl zwischen diesen Werten aufgrund der Einsatzweise des Kraftwerks sowie technisch bedingter Einschränkungen erhebliche Unterschiede bestehen.

grad – zugeteilt werden. Geht man z.B. für Steinkohle von einem spezifischen Emissionsfaktor von 94,5 t CO<sub>2</sub>/TJ aus, errechnet sich aus dem Bechmark-Ansatz nach DEHSt ein Jahresnutzungsgrad von rd. 45,4 %. Dies ist ein Jahresnutzungsgrad, wie er heute von keinem deutschen Steinkohlekraftwerk erreicht wird. Nicht einmal in der Planung befindliche Kraftwerke, die ab etwa 2009 in Betrieb gehen werden, können diesen Jahresnutzungsgrad erreichen. Lediglich im Bestpunkt liegt der Nettowirkungsgrad dieser Kraftwerke bei rd. 45 bis 46 %. Der Nettowirkungsgrad heutiger Steinkohlekraftwerke liegt im Bestpunkt bei rd. 42 %.

Da der tatsächliche Jahresnutzungsgrad von der Bruttoleistung des Kraftwerks und von seinen Einsatzbedingungen abhängt, wird der bedarfsgerechte Betrieb durch eine zusätzliche Unterdeckung an Emissionserlaubnissen in ungerechtfertigter Weise belastet.

Betrachtet man die Situation für ein im Spitzenlastbetrieb (2500 Vbh p.a.) und ein im Mittelastbetrieb (4000 Vbh p.a.) betriebenes Steinkohlenkraftwerk der 500 MW-Klasse, so ergeben sich folgende konkreten Unterdeckungen beim gegenwärtigen Benchmark-Ansatz:

Bruttoleistung MW	Vollastbenutzungs-Stunden p.a.	Wirkungsgrad DEHSt	Jahres-Nutzungsgrad VGB	CO <sub>2</sub> DEHSt t p.a.	CO <sub>2</sub> VGB t p.a.	CO <sub>2</sub> Unterdeckung t p.a.	CO <sub>2</sub> Unterdeckung in %
500	2.500	45,4	37,6	861.740	1.040.505	178.765	<b>-20,7</b>
500	4.000	45,4	39,3	1.378.78 4	1.592.794	214.010	<b>-15,5</b>

## Resümee

Durch einen, dem realen Anlagenbetrieb nicht Rechnung tragenden, Benchmark-Ansatz für bestehende Kraftwerke, d.h., durch die Nichtberücksichtigung betriebstechnisch bedingter Abschläge, weicht der Benchmarkansatz der DEHSt erheblich von den realen Gegebenheiten für den Kraftwerksbetrieb ab. Wir schlagen daher vor, bei der Definition von Benchmarks bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionswerten von Jahresnutzungsgraden auszugehen und Abschläge für den Anlagenbetrieb in Abhängigkeit von den Jahresvolllastbenutzungsstunden und damit der Arbeitsausnutzung<sup>2</sup> (Auslastung) einer Anlage zu berücksichtigen.

---

<sup>2</sup> Die Arbeitsausnutzung (Auslastung) ist der Quotient aus der Stromerzeugung (Betriebsarbeit) einer Anlage und ihrer Nennarbeit. Siehe hierzu: VDEW/VGB Schriftenreihe Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B, Heft 1: „Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe“

**Quellen:**

/1/ DEHSt: Benchmarks, Definition und Bewertung von Emissionswerten für Strom, Warmwasser und Prozessdampf entsprechend der Besten Verfügbaren Techniken (BVT) im Zuteilungsverfahren für die Handelsperiode 2005 – 2007, Stand 22.06.2005, [www.dehst.de](http://www.dehst.de)

/2/ VGB PowerTech: VGB-Stellungnahme „Jahresnutzungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken gemäß den „Besten Verfügbaren Kraftwerkstechniken“, Stand August 2004  
VGB PowerTech e.V., Essen, 25.08.2004