

Düsseldorf, 30. Mai 2006

Stellungnahme der Atel Energie AG zum Entwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 13. April 2006 für den 2. Nationalen Allokationsplan 2008 – 2012

Sehr geehrte Damen und Herren,

Atel ist ein europaweit tätiges Energieversorgungsunternehmen mit Hauptsitz in der Schweiz und einem jährlichen Umsatz von ca. 5,5 Mrd. €. Atel ist in allen Bereichen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette tätig. Im Bereich Energieservices beschäftigt Atel in Deutschland ca. 5.000 Mitarbeiter. Die deutsche Tochter der Atel beliefert energieintensive Industrien (u.a. Stahlwerke, Chemische Industrie, Gasehersteller) wettbewerbsfähig und nach innovativen Konzepten mit Strom. Damit helfen wir, den Industriestandort Deutschland langfristig zu sichern. Die Atel tritt zudem als unabhängiger Vorlieferant von Stadtwerken auf und leistet in Summe einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung des Wettbewerbs im deutschen Strommarkt.

Atel plant Investitionen in erheblicher Höhe bei der Erneuerung des deutschen Kraftwerkparcs. Dabei spielen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke eine zentrale Rolle. Die geringeren Investitionskosten, die kürzeren Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten und die technologische Flexibilität ermöglichen einen früheren Markteintritt als er durch den Bau von Kohle-Kraftwerken möglich wäre. Dies ist von besonderer Bedeutung in Märkten wie Deutschland, die durch eine hohe Konzentration der Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet sind. Mehr als 65 % der Kapazität sind in Händen zweier Unternehmen, mehr als 90 % in den Händen von vier Unternehmen.

Sitz der Gesellschaft:
Franz-Rennefeld-Weg 2
40472 Düsseldorf
Telefon +49 211 17 18 06 -0
Fax +49 211 17 18 06 -90

Niederlassung Berlin:
Landsberger Straße 225
12623 Berlin
Telefon +49 30 56 50 26 -30
Fax +49 30 56 50 26 -31

Vorstand: Dr. H. Clever, Dr. J. Spicker
Aufsichtsratsvorsitzender: R. Frank
Amtsgericht Düsseldorf, HRB 48693
E-Mail info@atel-energie.de
Internet www.atel-energie.de

Atel betreibt bereits in anderen Ländern hocheffiziente GuD-Anlagen, so in Ungarn (GuD Csepl: 400 MW) und in Italien (Novel: 100 MW und ACTV: 50 MW). Atel investiert auch in Kohle-Kraftwerke und betreibt in der Tschechischen Republik zwei Kraftwerke auf Kohlebasis (in Kladno und Zlin). Auch in Deutschland werden weitere Kohle- und Gasprojekte geprüft.

Vor diesem Hintergrund hat Atel folgende Anmerkungen zum vorliegenden Entwurf des Nationalen Allokationsplans für die Handelsperiode 2008 – 2012 (NAP II):

1. Klimaschutz als oberste Leitschnur

Das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) muss sich ausschließlich an dem Ziel orientieren, auf wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinzuwirken. Dazu muss im Makro-Plan das Emissionsbudget richtig definiert werden. Die Zuteilungsregeln des Mikro-Plans müssen einen gleichberechtigten Wettbewerb um die beste verfügbare Technologie zur Vermeidung von CO₂-Emissionen ermöglichen. Diesem Ziel laufen Regelungen zuwider, welche bei der Energieerzeugung nach den jeweiligen Brennstoffen differenzieren. Wenn Stein- und Braunkohle-Kraftwerke aufgrund ihres höheren Emissionsvolumens großzügigere Zuteilungen als moderne hocheffiziente GuD-Kraftwerke erhalten, führt dies zur Fehlallokation in eine emissionsintensivere und weniger effiziente Technologie. Der Anreiz zur Fortentwicklung dieser Technologie zur effizienteren und emissionsärmeren Verstromung von Kohle geht verloren. Dies steht diametral im Gegensatz zum dem europarechtlich in Art. 1 der Emissionshandelsrichtlinie und in § 1 TEHG vorgegebenen Ziel, durch eine kosteneffiziente Verringerung von Treibhausgasen zum weltweiten Klimaschutz beizutragen.

Aus diesen Gründen sollten die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für Neuanlagen durch einen einheitlichen und an der GuD-Technologie orientierten Benchmark ersetzt werden. Nur so wird im Interesse des weltweiten Klimaschutzes ein fairer Wettbewerb zwischen den Technologien erreicht.

2. Gleiche Standardauslastungsfaktoren für alle Energieträger

Im Entwurf des NAP II ist die Festlegung von Standardauslastungsfaktoren für Neuanlagen vorgesehen. Dabei soll zwischen Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerken differenziert werden. Eine solche Differenzierung ist nicht zu rechtfertigen, insbesondere wenn sie auf der unzutreffenden Annahme beruht,

GuD-Kraftwerke würden nur in Mittellast laufen, während nur Stein- und Braunkohle-Kraftwerke grundlastfähig seien. Eine solche Annahme beruht auf einem falschen Verständnis des wirtschaftlichen und technischen Betriebs von GuD- und Kohle-Kraftwerken. Eine darauf basierende ungleiche Festsetzung von Standardauslastungsgraden wäre klima- und wettbewerbspolitisch verfehlt und rechtlich unzulässig:

a) Wirtschaftliche und technische Eignung für Grundlast

Der Einsatz eines Kraftwerkes wird durch seine variablen Kosten bestimmt. Nur wenn diese unterhalb des jeweiligen Großhandelspreises für Strom liegen, kommt das Kraftwerk zum Einsatz. Die variablen Kosten wiederum bestimmen sich im wesentlichen nach den Brennstoffkosten und dem spezifischen Wirkungsgrad. Alle drei Faktoren – Strompreis, Brennstoffpreis, technologie- und altersbedingte Effizienz – und ihr jeweiliges Verhältnis zueinander unterliegen einem ständigen Wechsel. Dies gilt für Kohle-Kraftwerke in gleicher Weise wie für GuD-Kraftwerke. Es ist nicht einmal erfahrenen Energiehändlern möglich, hier eine gemeinsame und von allen akzeptierte Prognose für einen Zeitraum abzugeben, der in der nächsten Handelsperiode des EU ETS fünf Jahre betragen würde. Es ist daher schlechterdings unmöglich, durch eine gesetzgeberische Entscheidung die Auslastung der jeweiligen Kraftwerkstypen und ihre Stellung in der sog. *Merit-Order* (Einsatzreihenfolge) festzulegen.

Die Übersichten der Einsatzzeiten in liberalisierten Märkten wie den Benelux-Staaten und Großbritannien zeigen, dass etwa in den Jahren 2004 und 2005 GuD-Kraftwerke mit modernster hocheffizienter Technologie identische Laufzeiten wie Braunkohle-Kraftwerke und deutlich höhere Laufzeiten als Steinkohle-Kraftwerke hatten. Hätten sich die Marktverhältnisse und die auch durch das Alter bestimmte spezifische Effizienz der Kraftwerke in eine andere Richtung entwickelt, hätte sich das Verhältnis auch umdrehen können mit der Folge, dass moderne Stein- und Braunkohle-Kraftwerke früher als GuD-Kraftwerke eingesetzt worden wären. Bereits geringe Marktveränderungen können die *Merit-Order* grundlegend verändern. Welche Technologie zu welchem Zeitpunkt während der 2. Handelsperiode die geringeren variablen Kosten aufweist, kann allein der Markt entscheiden.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass GuD-Kraftwerke heute einen Wirkungsgrad von bis zu 58 % erzielen, der erheblich über dem von Kohle-Kraftwerken (durchschnittlich ca. 31 %, maximal ca. 46 %) liegt. Die heutige GuD-Technologie ist nicht vergleichbar mit herkömmlichen Gas-Kraftwerken, deren Effizienz eher der von Stein- und Braunkohle-Kraftwerken gleicht.

Technologisch sind GuD-Kraftwerke auf Dauerbetrieb ausgerichtet und können ohne erhebliche Verschlechterung des spezifischen Wirkungsgrades und des NO_x-Ausstoßes nicht in Teillast gefahren werden.

In den Gaslieferverträgen moderner GuD-Anlagen sind die Brennstoffkosten zu einem erheblichen Teil an den Kohlepreis gekoppelt, um die Wettbewerbsfähigkeit mit der Kohleverstromung zu sichern. Zudem ist häufig ein relativ hoher fester (und damit bei der Entscheidung über den Einsatz irrelevanter) Leistungspreis vereinbart, der zu einem geringeren variablen Arbeitspreis führt. Auch hierdurch ist ein Anreiz gegeben, eine solche Anlage in Grundlast zu fahren.

b) Technische Verfügbarkeit

Eine Grenze für den Einsatz moderner GuD-Anlagen bildet nur ihre technische Verfügbarkeit. Diese liegt teilweise noch höher als die moderner Kohle-Kraftwerke. Wie die beispielsweise von Atel in Ungarn betriebene hoch effiziente GuD-Anlage zeigt, kann die Verfügbarkeit bis zu 96 % (ca. 8.400 h/a) betragen.

Um einen fairen Wettbewerb zwischen Steinkohle-, Braunkohle- und GuD-Kraftwerken sicherzustellen, sind die Standardauslastungsfaktoren einheitlich auf einen Wert festzusetzen, welcher der durchschnittlichen Zeitverfügbarkeit dieser Anlagen entspricht. Der Standardauslastungsfaktor sollte daher einheitlich für alle Kraftwerkstypen mindestens 8.000 h/a betragen.

c) Fairen Wettbewerb ermöglichen

Die Festlegung eines an der Grundlast orientierten Standardauslastungsgrades für Stein- und Braunkohle-Kraftwerke und eines an der Mittellast orientierten Standardauslastungsgrades für GuD-

Kraftwerke würde das von der Bundesregierung und der Europäischen Kommission verfolgte Ziel, den Wettbewerb im Energiemarkt zu forcieren, konterkarieren. Bei einer Differenz von 1.500 h/a zwischen Braun- und Steinkohle-Kraftwerken auf der einen und GuD-Kraftwerken auf der anderen Seite würde ein Kohle-Kraftwerk mit einer Kapazität von 1.000 MW und bei dem zur Zeit für die 2. Handelsperiode prognostizierten CO₂-Preis von € 25,00 mit ca. 68 Mio. € subventioniert ($1.000 \text{ MW} \times 1.500 \text{ h/a} \times 0,365 \text{ t/MWh} \times 25 \text{ €/t} \times 5 \text{ Jahre}$). Diese Subvention tritt zusätzlich zu der bereits durch die differenzierten Emissionsfaktoren verursachten Begünstigung, die im Beispielsfall weitere 385 Mio. € betragen würde ($1.000 \text{ MW} \times 8.000 \text{ h/a} \times 0,385^* \text{ t/MWh} \times 25 \text{ €/t} \times 5 \text{ Jahre}$).

Durch eine solche Beihilfe zugunsten von Kohle-Kraftwerken würde der Wettbewerb in Deutschland in dramatischer Weise verzerrt zu Lasten der neuen Marktakteure, die aus den o.g. Gründen zunächst vorrangig in GuD-Anlagen investieren. Es ist zu befürchten, dass bereits geplante Projekte nicht mehr realisiert werden und ausländisches Kapital in anderen Ländern investiert wird. Eine Zementierung der bestehenden Erzeugungs- und Wettbewerbsstruktur in Deutschland, ein Verlust von Arbeitsplätzen und eine Abwanderung deutscher Hochtechnologie aus Deutschland wären die Folge.

Düsseldorf/Olten, den 30. Mai 2006

Ansprechpartner:

Herr Dr. Jörg Spicker
Atel Energie AG
Franz-Rennefeld-Weg 2
40472 Düsseldorf

* Differenz des Emissionsfaktors für Kohle-Kraftwerke (0,750 t/MWh) und GuD-Kraftwerke (0,365 t/MWh).