

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare  
Sicherheit AG IG I 2

*Per email:*

[Stefanie.Wong-Zehnpfennig@bmu.bund.de](mailto:Stefanie.Wong-Zehnpfennig@bmu.bund.de)  
[Steffi.Gest@bmu.bund.de](mailto:Steffi.Gest@bmu.bund.de)  
[AGIGI2@bmu.bund.de](mailto:AGIGI2@bmu.bund.de)  
[Buero.Flasbarth@bmub.bund.de](mailto:Buero.Flasbarth@bmub.bund.de)  
[jochen.flasbarth@bmub.bund.de](mailto:jochen.flasbarth@bmub.bund.de)

Cc: [Gertrud.Sahler@bmu.bund.de](mailto:Gertrud.Sahler@bmu.bund.de)  
[Gordo.Jain@bmu.bund.de](mailto:Gordo.Jain@bmu.bund.de)  
[rolf.beckers@uba.de](mailto:rolf.beckers@uba.de) [ulrike.schueler@uba.de](mailto:ulrike.schueler@uba.de)

Brüssel, 23/07/2020

## Stellungnahme

**Zu Referententwurf: Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-,  
Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die  
Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen (13./17. BImSchV)**

*(in der Fassung vom 25.06.2020)*

Sehr geehrter Herr Flasbarth,  
Sehr geehrte Damen und Herren,

Das Europäische Umweltbüro (EEB) hat die Belange der Umweltverbände in der Überarbeitung der Merkblatts zu Großfeuerungsanlagen (LCP BREF) begleitet, welcher maßgeblich für die Revision der 13./17. BImSchV ist. Die Bundesregierung Deutschland, hat zu unserem großen Bedauern, gegen diesen BREF gestimmt, um die Privatinteressen der Braunkohleindustrie (wegen dem NOx Parameter) zu dienen. Diese Fehlentscheidung sollte wieder in der Umsetzung gut gemacht werden. Die Bundesregierung sollte konkret mit ambitionierten Immissionschutzrechtlichen Anforderung belegen, dass nicht die Braunkohleindustrie in Deutschland regiert und dessen Rechtsetzung im Sinne des Umwelt- und Gesundheitsschutzes und im Interesse der Allgemeinheit gestaltet wird.

Deshalb erlaube ich mir eine Stellungnahme seitens des EEB's zu dem am 25. Juni 2020 vorgestellten Referententwurfs. Es erfolgt eine Gesamtbeurteilung insb. zu den Vorgaben zu kohlegefeuerten Großfeuerungsanlagen (GFA) und weitere Ausführungen zu bestimmten Aspekten (Energieeffizienz, Vorgaben zu Messungen und Auswertung, Zugang zu Informationen,).

*Das EEB unterstützt hiermit ausdrücklich die Positionen welche über unsere Mitglieder ClientEarth und DUH eingereicht werden.*

Kontaktperson: [Christian.Schaible@eeb.org](mailto:Christian.Schaible@eeb.org) (EEB, Policy Manager Industrial Production)  
Mobil (privat) +33 659379880

### **Gesamtbeurteilung:**

Der Referententwurf sieht, insb. bei den Vorgaben zur Kohlefeuerung, eine 1:1 Anpassung an dem kleinsten gemeinsamen EU Nenner vor. Es ist ein strategischer Fehler dass Deutschland hier endgültig die „Voreiterrolle“ in Umweltschutz sowie Rechtsetzung nach dem „Stand der Technik“ aufgegeben hat. Wir hätten hier, auch im Kontext der EU Ratspräsidentschaft, erwartet dass ein Industrieland wie Deutschland mit zielführenden und ambitionösen Vorgaben an dessen Haupt-Emissionsquellen im Industriebereich vorzeigt, dass die Bundesregierung Umwelt- und Gesundheitsschutz (nach dem „Stand der Technik“) auf ein hohes Niveau voranträgt. Dies bedeutet eben dass manche Betreiber nicht den Status Quo im Immissionsschutz beibehalten dürfen.

Die Vorgaben des Referententwurfs (hier ‚Entwurf‘) missachten ebenfalls Grundlegende Prinzipien des Umweltrechts wie Vermeidungs- (an der Quelle) und dem Verursacher-prinzip.

Ebenfalls werden internationale Verpflichtungen wie nach der Minamata Konvention unterwandert und umgangen. Das Ansehen und Image Deutschlands im Sevilla Prozess, der Umsetzung der Richtlinie zu Industrieanlagen (hier ‚IE-RL‘) sowie Engagement in der Rechtsetzung nach dem „Stand der Technik“ wird wegen der Ambitionslosigkeit dieses Referent Entwurf somit beschädigt.

Für deutlich strengere Grenzwerte spricht auch die 39. BImSchV, die dem Schutz der menschlichen Gesundheit dient. Die Schutzpflicht des Staates aus Art. 1, 2 Absatz 1 i.V. mit Art. 20a des Grundgesetzes (GG) wirkt hier direkt auf die Ermessensausübung. Dies bestätigen letztlich Art. 14 Absatz 4 und Art. 18 der IE-RL. Dabei gehen die negativen Auswirkungen der Emissionen von deutschen GFA über die Staatsgrenzen hinweg, die Festlegung der Bundesregierung ist deshalb ebenfalls von europäischer – bei Quecksilber sogar globaler- Tragweite. Insgesamt betrachtet hat der Verordnungsgeber aus Sicht des EEB sein Verordnungsermessen nicht rechtmäßig ausgeübt. **Grundlegende und weitgehende Nachbesserungen, insbesondere im Ambitionsniveau, des Entwurfs sollten deshalb korrigiert werden.**

**Verbesserungsbedarf zu Vorgaben Steinkohle und Braunkohle >300MWth:** Die vorgestellten Vorgaben zu kohlegefeuerten Großfeuerungsanlagen (GFA) sind ein grobes Beispiel fehlgeleiteter Klientelpolitik seitens der Bundesregierung: die vorgeschlagenen Grenzwerte stellen die „Wunsch-Grenzwerte“ im Einzel- und Exklusivinteresse der Braunkohleindustrie dar, zu Kosten der Allgemeinheit (Gesundheit wegen Luftverschmutzung) und dem Umweltschutz.

Die systematische Anpassung der Grenzwertsetzung an die Werte der maximal nach EU erlaubten Emissions-Bandbreiten (bei Quecksilber) wird damit begründet dass im Immissionsschutz „*der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit*“ es gebietet zusätzliche Maßnahmen auf ein „*vertretbares Maß zu begrenzen*“.

Bei Stickstoffoxid für >300MWth Braunkohle-GFA wird ebenfalls einfach mal der obere jahresgemittelte 175mg/Nm<sup>3</sup> Emissions Wert der oberen BVT Bandbreite übernommen und dazu noch behauptet dass sogar die Einhaltung von 175mg/Nm<sup>3</sup> zu „unverhältnismäßig hohen Kosten“ führen kann und deshalb eine Ausnahme „gerechtfertigt“ sei. An keiner Stelle ist jedoch zu lesen oder nachvollziehbar ob und wie diese Kosten-Nutzen Abwägung sachgerecht vollzogen oder nur Ansatzweise überprüft wurde. Diese „Unverhältnismäßigkeits -Behauptungen“ wurden wie es scheint vom BMUB einfach vom DEBRIV als glaubhaft abgestempelt.

Aus Sicht des EEB's :

- dienen die 13. BImSchV Vorgaben vorerst dem Grundsatz des Immissionsschutzes – also Vermeidung an der Quelle, und nicht den Schutz des Status Quo / Bestandschutz / Profitmargen etc. oder Anpassung der Grenzwerte nach den Wunschwerten der Betreiber;
- ist es Sinn und Zweck der BVT-Schlussfolgerungen und der festgelegten Emissionsbandbreiten die Erreichung der Umwelt-Qualitätsziele zu unterstützen, sowie die praktische Anwendung der BVT zu fördern, mit deren Hilfe die assoziierten Emissionswerte erreichbar sind;
- sollte dem BMUB/BMWI klar sein, dass die EU BVT Bandbreiten auf Basis von 2010 Daten abgeleitet wurden, welche unter ökonomisch vertretbaren Bedingungen schon seit 2010 eingehalten wurden. Es sollte also der Bundesregierung klar sein, dass der Sevilla Prozess (also die BVT Ableitung) ein Rückblick in die Situation vor 2010 darstellt, die Emissionsbetriebswerte deshalb nur bestehendes EU Recht widerspiegeln (d.h. die im Anhang V der IE-RL 2010/75/EU schon in 2010 festgelegten Mindestanforderungen entspricht). Das EU BVT Konzept ist deshalb extrem schwach, denn die BVT Bandbreiten stellen nicht den wirklichen „Stand der Technik“ dar: Beispiel 1: In der EU war in 2010 noch keine Braunkohlegefeuerte GFA mit der SCR De-NOx Sekundär Technik in Betrieb, aus dem einfachen Grund dass der 200mg/Nm<sup>3</sup> IED Anhang V Grenzwert nur mit Primärmaßnahmen locker einhaltbar war/ist. Dank Klientelpolitik seitens der Regierungen wo Braunkohle verfeuert werden, fehlten hier Vorreiter im Umweltschutz, deshalb sieht die Datenlage bei dieser Brennstoffkategorie extrem schwach aus. Der EEB hatte Daten einer US Braunkohlegefeuerten Referenzanlage eingereicht (Oak Grove), wo NOx Emissionswerte im Bereich von 60mg/Nm<sup>3</sup> konstant eingehalten wurde. Jedoch wurde ein (fauler) politischer Kompromiss erzielt (in BVT 20, obere Bandbreite und Fussnote Nr. 4), dort wird festgehalten, dass Emissionswerte unter <85mg/Nm<sup>3</sup> im Jahresmittel mit einer SCR als „erreichbar“ sind, und dies obwohl die sogar im LCP BREF zitierten US Daten belegen dass NOx Emissionswerte bei 60mg/Nm<sup>3</sup> konstant eingehalten wurden<sup>1</sup>.

Beispiel 2: in 2010 wurden keine Quecksilberspezifischen Abscheidetechniken in den kohlegefeuerten GFA der EU eingesetzt da es zu diesem Zeitpunkt keinen EU oder nationalen Grenzwert gab, welcher den Betreiber dazu ermuntert hätte. In Deutschland gilt erst seit 2019 der 10µg/Nm<sup>3</sup> Jahresgrenzwert. Es war deshalb schon in 2010 klar, dass die Emissionswerte der EU Referenzanlagen „sachlich wertlos“ waren. Die oberen „BVT“ Bandbreiten bei Steinkohle GFA >300MWth (4µg/Nm<sup>3</sup>) sowie auch für Braunkohle (7µg/Nm<sup>3</sup>) stellen Emissionswerte im Regelbetrieb dar, welche OHNE hg-spezifische Minderungstechniken erreicht werden. Diese Emissionswerte wurden nur wegen Mitnahmeeffekte aus dem bestehenden Standard Abscheidetechniken wie E-filter und nass Rauchgas Entschwefelungsanlage (REA) sicher eingehalten. Der EEB hatte deshalb die Daten einer US Braunkohlegefeuerten Referenzanlage eingereicht (Oak Grove), dort wurden Emissionswerte im Bereich von 1µg/Nm<sup>3</sup> eingehalten (nassREA, Aktivkohleindüngung, Gewebefilter und SCR). An dieser Stelle ist die EU BVT-Schlussfolgerung völlig fehlerhaft und sachlich inkorrekt, da die obere Bandbreite NICHT auf Basis von Emissionswerten unter Anwendung von BVT zu Quecksilberabscheidung – also durch die Anwendung Hg spezifischer Abscheidetechnik(en)- darstellt, sondern den status quo Emissionswert wegen Mitnahme-effekte von bestehenden Abscheidetechniken zu anderen Schadstoffen darstellt. Die sachlich korrekte und gewünschte Klarstellung Deutschlands zu diesem Punkt – und inhaltlich vom EEB unterstützt- kam leider nicht am Abschlusstreffen zum LCP BREF (im Juni 2015) zur Debatte, da sich der EU Sevilla-Buero Leiter nicht in eine sachliche

<sup>1</sup> Siehe LCP 2017 BREF, Seite 446

Diskussion einlassen wollte. Es wurde ebenfalls hier nur ein (nicht BVT konformer) politischer Kompromiss festgelegt. Aus der Fussnote des BVT Merkblatts geht explizit hervor dass nur der untere Emissionswert „ $<1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ “ den wirklichen BVT Wert darstellt.

- Es besteht (leider) Flexibilität im Handlungsspielraum bei der Umsetzung, das heißt aber nicht dass das BMUB/BMWI systematisch die Grenzwerte an die obere Bandbreite anpassen muß. Hier sollte stattdessen ein Ziel-orientierter und sachlicher Ansatz verfolgt werden;
- Es ist „Verhältnismäßig“ und sogar nach den EU (Wasserrahmenrichtlinie; Luftregelwerk) und internationalen Verpflichtungen (Minamata) (Handlungs) **Pflicht**, dass die Vorgaben an den Quellen verschärft werden. Das Allgemeininteresse (weniger Luftverschmutzung, mehr Umweltschutz) sollte systematisch mehr Gewicht als Privatinteresse der Betreiber (Status quo in Immissionschutzrechtlichen Anforderungen, keine Nachrüstungen) erhalten. **Es ist Aufgabe der Bundesregierung im Interesse der Allgemeinheit zu handeln, dies ist fehlgeschlagen.**

Es besteht seit dem 10. Juli Klarheit zum Abschaltzeitplan der Braunkohleblöcke, welche in vielen Fällen über 2025 hinaus laufen werden. Der 2-Stufenansatz der Anforderungen, gestaffelt an der Laufzeit diese Emissionsquellen, wie ursprünglich vom Umweltbundesamt zu Quecksilber angedacht, und vom EEB unterstützt, ist umso mehr berechtigt. Schon in der 2017 EEB Studie „Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland“<sup>2</sup> wurde **eine 2 Stufen-Lösung im Ambitionsniveau der 13. BImSchV. vorgeschlagen, wo nach Restlaufzeit der jeweiligen Kohlekraftwerke differenziert wird.**

Dieser 2 Stufen-ansatz wurde nachträglich von Studien im Auftrag von Klima-Allianz/ BUND zu NOx und ClientEarth zu den anderen Schadstoffen in der Umsetzbarkeit mit Fakten bewertet.

**Dabei geht von all diesen Studien ganz klar hervor, dass der Allgemeinnutzen (nur wegen Luftverschmutzungsvermeidung) strikterer Anforderungen durch die 13. BImSchV, insbesondere bei Braunkohlefeuerung, im Milliardenbereich liegt.**

- EEB (2017)<sup>3</sup>: bei konsequenter BVT Umsetzung (angenommen volle technische Auslastung von SCR für NOx Emissionen  $60\text{mg}/\text{Nm}^3$  Steinkohle /  $40\text{mg}/\text{Nm}^3$  Braunkohle und Quecksilber  $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ) für Kraftwerke  $>300\text{MWth}$  können folgende Frachten an Schadstoffausstoß pro Betriebsjahr vermieden werden: technisch machbar -125.8KT NOx und -4Tonnen hg. Bei Anwendung der Kostenfaktoren der Europäischen Umweltagentur entspricht dies einer externalisierten Kosteneinsparung von 213 Millionen€ bei Quecksilber und bis 2.4 Milliarden € bei Stickoxidemissionen pro Betriebsjahr. **Das entspricht ca 23,8 Milliarden €** (nur hg und NOx), bei damals angenommen Betriebszeit von 10 Jahren) . Das größte Minderungspotential besteht ganz klar bei Braunkohle-Anlagen: NOx -46Kt (-57,7%) bei Grenzwert von  $85\text{mg}/\text{Nm}^3$ , welches SCR Nachrüstung bedeutet und welche bei Ausreizung die Frachtenminderung auf -86Kt (-79%) erzielen kann.
- Ókopol 2018 (BUND/Klimaallianz)<sup>4</sup>: NOx Minderungspotenzial pro Jahr -82.4Kt **mit vertretbaren Kosten von ca 0,074cent/KWh für Braunkohle und ca 0,036cent/KWh für Steinkohle.**

<sup>2</sup> <https://eeb.org/library/mercury-emissions-from-coal-power-plants-in-germany-de/> (dies betrifft ebenfalls Stickoxide)

<sup>3</sup> ibid

<sup>4</sup> [https://www.klima-allianz.de/fileadmin/user\\_upload/Dateien/Bilder/Content/Mitglieder/Dokumente/Studie\\_%C3%96KOPOL\\_NOx-aus-Kohlekraftwerken.pdf](https://www.klima-allianz.de/fileadmin/user_upload/Dateien/Bilder/Content/Mitglieder/Dokumente/Studie_%C3%96KOPOL_NOx-aus-Kohlekraftwerken.pdf)

- CREA 2020<sup>5</sup> (ClientEarth)<sup>6</sup>: Ist Szenario (Entwurf) +**26.000 vorzeitige Todesfälle mit 73 Milliarden € in Gesundheitskosten. Konsequente BVT-Umsetzung: Einsparung von 20.200 vorzeitigen Todesfällen / 58 Milliarden € (Zeitraum 2022-2038).**

Einige Großfeuerungsanlagen in Deutschland emittieren deutlich mehr als mit konsequenter BVT Umsetzung erreichbar wäre. Sie sind trotz Kenntnis der Belastungssituation in Deutschland jahrzehntelang privilegiert worden. Geht man also davon aus, dass das EU-weite Schutzniveau insgesamt eher zu niedrig ist, fällt dies für die Vorgabe strengerer Emissionsgrenzwerte ins Gewicht.

Wie schon in der Einführung angemerkt, so gehen die negativen Auswirkungen der Emissionen von deutschen kohlegefeuerten GFA über die Staatsgrenzen hinweg, die Festlegung der Bundesregierung ist deshalb ebenfalls von europäischer und globaler Tragweite: Laut CREA 2020 beziffern sich die vorzeitigen Todesfälle wegen Luftschadstoffe der deutschen kohlegefeuerten GFA und nach Kohleausstiegspfad bei über 10.000 (10 269) außerhalb von Deutschland, also bei ca 40% des Gesamt-Anteils der vorzeitigen Todesfälle! Nachbarländer wie Polen (2400), Frankreich (1820), die Benelux-Staaten (Niederlande und Belgien jeweils ca. 1000) und die Tschechische Republik (ebenfalls im Bereich von 1.000 Todesfällen) sind besonders betroffen.

Darüber hinaus ist ein reines Festhalten an maximalen Emissionsgrenzwerten vor dem Hintergrund des Erfordernisses einer ambitionierten Umsetzung auf Grund der umweltqualitativen Situation besonders problematisch. Auch das Vorgehen des BMUB, die Grenzwerte so zu setzen, dass alle betroffenen Kraftwerke sie schon heute einhalten können oder könnten entspricht nicht dem Zweck und der Herangehensweise der IE-RL.

**Da im Kohleausstiegsgesetz der Abschaltzeitplan jetzt klar ist, lässt sich hierbei nachvollziehen dass in allen Fällen die „Verhältnismäßigkeit“ strengerer Anforderungen nicht nur gerechtfertigt sondern auch verhältnismäßig ist.**

### **Änderungs-Vorschlag 1: 2 Stufen-Regelung nach restlicher Laufzeit der Anlagen (Kohlefeuerung)**

**2-Stufen Vorschlag ALLE im Betrieb befindlichen Kohlekraftwerke >300MWth Quecksilber, Staub, NOx, SO2: Das EEB schlägt vor, dass für Kohlekraftwerke mit einer thermischen Leistung von mehr als 300MWth folgendes (ab spätestens August 2021) einzuhalten ist:**

#### **Regelanforderung:**

- 1) Konsequenter müssen bei weiterem Betrieb bis 2024 oder länger die strikten BVT-Emissionsbandbreiten zu Schwefeldioxid (10mg/Nm<sup>3</sup> JMW), Staub (2mg/Nm<sup>3</sup> JMW) und Quecksilber (1µg/Nm<sup>3</sup> JMW) vorgeschrieben werden**
- 2) Ein Jahresgrenzwert zu NOx von 85mg/Nm<sup>3</sup> oder geringer sollte gesetzt werden, wenn Anlagen noch bis 2024 oder mehr laufen sollen**

<sup>5</sup> <https://www.documents.clientearth.org/library/download-info/emissionsgrenzwerte-fur-kohlekraftwerke-gesundheitliche-folgen-der-vorgeschlagenen-grenzwerte-in-deutschland/>

<sup>6</sup> <https://www.de.clientearth.org/bundesregierung-torpediert-stroengere-schadstoffbegrenzung-fuer-kohlekraftwerke/>

- §23 restlos streichen / oder entsprechend **Kompromiss 1 und 2** anpassen. Das EEB sieht die Einhaltung eines NO<sub>x</sub> Werts von 150mg/Nm<sup>3</sup> und Quecksilber von 3µg als eine Ausnahme zu reellen BVT Standards für diese Kategorie von Anlagen.
- Anpassungen in Abschnitt 2, §28 insb. ab Absatz 3 (Seite 28) , Rest mit den Abweichungen „bestehende“, „Altanlagen“, Sonderausnahmen etc kann deshalb gelöscht werden (siehe [Änderungsvorschlag Punkt 2](#))
- Anpassung der „Begriffsbestimmungen“ ([Änderungsvorschlag Punkt 2](#))

### Evtl. Kompromisslösungen

**Kompromiss 1:** (Ausnahmen zu Punkt 1 und 2): Falls eine Braunkohle-Anlage bis 2024 [2025] unwiderruflich schließt, kann man sich mit der betroffenen Öffentlichkeit verständigen, dass eine Obergrenze von 150 mg/Nm<sup>3</sup> für NO<sub>x</sub> und 3µg/Nm<sup>3</sup> Quecksilber erzielt werden darf.

Begründung: Somit werden Betreiber von Kraftwerken welche Braunkohle verfeuern den Betreibern von Kraftwerken welche Steinkohle und feste Biomasse verfeuern dem Gleichbehandlungsgrundsatz zu dem kostenintensiveren Parameter (NO<sub>x</sub>) unterstellt. Dort wurde eine obere Bandbreite von 150mg/Nm<sup>3</sup> festgelegt. Betreiber von Braunkohlekraftwerken sollten in keinem Fall Immissionsschutzrechtlich bevorzugt werden. Der Wert von 150mg/Nm<sup>3</sup> würde in manchen Fällen die Nachrüstung der kostengünstigeren DeNox Abscheidungsvariante (SNCR) erfordern.

**Kompromiss 2:** Das EEB unterstützt den Kompromissvorschlag des Betriebsquotas von 17500 Stunden von ClientEarth/DUH, in diesem Fall ist das Abschaltdatum weniger maßgeblich als das Volumen der Betriebs-quotas der Restlaufzeiten. Es kann also in der 13/ BImSchV vorgesehen werden dass ab August 2021 dieser Restlaufzeit- Betriebsquota genutzt werden kann, über einen Zeitraum von 2020-2025 oder sogar bis 2030.

### **Mögliche Änderung, nach §28 (ersetzt (3) und folgend:**

„Abweichend von den in Absatz 1 Satz 1 bestimmten Emissionsgrenzwerten für Quecksilber, Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid, Schwefeldioxid und Schwefeldioxide gelten für eine im Jahr 2021 bestehende Anlage, für die der Betreiber bis zum **[1. November 2020]** gegenüber der zuständigen Behörde schriftlich erklärt, dass er diese Anlage unter Verzicht auf die Berechtigung zum Betrieb aus der Genehmigung bis zum **[31. Dezember 2024 – 31. Dezember 2029]** stilllegt und ab dem **[1. Januar 2021]** höchstens **[17 500]** Stunden betreibt, die Anforderungen :

- a) Bei einer Feuerungswärmeleistung von **[300MW oder mehr]:**
  - aa) Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid (JM<sub>W</sub>) 150mg/Nm<sup>3</sup>
  - bb) Quecksilber (J<sub>W</sub>M) 3µg/Nm<sup>3</sup>
  - cc) Schwefeldioxid und Schwefeldioxide (JM<sub>W</sub>) 70mg/Nm<sup>3</sup>. Abweichend und unter Vorbehalt der Einhaltung relevanter Umweltqualitätsnormen und Erteilung einer Ausnahme nach Artikel 15(4) der Richtlinie für Industrieemissionen, darf bei Feuerung von Brennstoff mit Schwefelgehalt von >3% (Trockenbasis) und bei einem Mindestabscheidegrad von 99% oder mehr ein Jahresgrenzwert von 130mg/Nm<sup>3</sup> erteilt werden.
  - dd) Gesamtstaub (JL<sub>W</sub>) 8 mg/Nm<sup>3</sup>
  - ee) Abweichend von den Vorgaben nach **§5bis neu und 14§bis neu** gelten für diese Betreiber nicht die bindenden Energie Effizienzwerte **[siehe Vorschlag Nr. 3]**.

*Begründung: Der Betreiber kann eine Ausnahme einfordern, aber im Gegenzug muss der Betrieb ab 2021 gedrosselt werden: Der EU Rechtsrahmen lässt eine zeitlich befristete Ausnahme im Gegenzug von 17.500 Stunden und Abschaltung bis 2024 zu (die Artikel 33 IE-RL befristete Laufzeit Ausnahme), diese Regelung wird innerhalb der BVT-Bandbreiten in der 13. BImSchV umgesetzt, es handelt sich also nicht um eine Artikel 15.4 Ausnahme nach der IE-RL. Der jetzige Vorschlag begrenzt sich auf die großen Feuerungsanlagen über 300MWth, kann aber ebenfalls auf die >50MWth und insb. >100MWth Kategorie ausgedehnt werden. Diese Anlagen welche nur begrenzt laufen dürfen von den Mindest-Energie Effizienz Standards befreit werden [siehe Vorschlag Nr. 3]. Dieser Ansatz setzt, in sinnvoller und zielführender Weise, den von dem BMUB/BMWI gewünschten Grundsatz der Verhältnismäßigkeit um (Gewichtung von Einzel und Privatinteresse der Verschmutzter mit dem Interesse für die Allgemeinheit).*

*Das BVT Merkblatt erlaubt ebenfalls den status quo für deutsche Braunkohlekraftwerke, falls diese den Betrieb auf maximal 1500 Stunden pro Jahr drosseln. Diese Ausnahme sollte aber nur für den gesamten Standort, nicht einzelne Blöcke gelten und unter öffentlicher Beteiligung in einem vertretbaren Rahmen diskutiert werden. 2030 ist wegen dem Pariser Abkommen das absolute Endziel für das Ende der Kohlefeuerung und stimmt mit dem 2030- Ziel der NEC Richtlinie überein.*

#### Weitergehende Begründungen zu NO<sub>x</sub> (85mg/Nm<sup>3</sup>) BK/SK >300MWth

*Emissionswerte unter 85mg/Nm<sup>3</sup> werden im Regelfall mit der effektiveren Sekundärtechnik (SCR) erreicht. Diese Technik erlaubt eine Zusatz Abscheidung von >85-95% und ist deshalb BVT für diese Emissionsquellen, wie sie schon bei Steinkohlekraftwerke (SK) schon Stand der Technik ist. Bei SK hängt die Erreichung dieser Werte also nur von der Grenzwertsetzung ab.*

*Bei Braunkohle (BK) Feuerung erreichen folgende BK-Anlagen NO<sub>x</sub> Jahresmittelwerte unter 150mg/Nm<sup>3</sup> (Dessau, IKW Wühlitz, Hurth/Goldenberg, HW Kassel, HKW Köln Merkenich, KW Schwarze Pumpe A+B und IKW Frechen/Wachtberg, IKW Cottbus, KW Buschhaus) – Quelle EEB 2017, bei diesen Anlagen reicht eine SNCR.*

**Gleichbehandlungsgrundsatz:** *Betreiber von Braunkohlekraftwerken sollten in keinem Fall Immissionsschutzrechtlich bevorzugt werden, für Biomasse und Steinkohlefeuerung in dieser Kesselgröße muss SCR eingesetzt werden. Den oberen Wert von 175mg/Nm<sup>3</sup> kann der Betreiber von BK, je nach Ausgangslage, sogar nur mit Primärmaßnahmen oder bis 150mg/Nm<sup>3</sup> im Regelfall nur mit SNCR erreichen.*

*Es wird ebenfalls von der Energiewirtschaft gerne behauptet, es mache mehr Sinn im Verkehr mehr zur Stickoxidbelastung zu tun. Der Anteil der Energiewirtschaft in den gesamten NO<sub>x</sub>-Emissionen Deutschlands (1.2 Millionen Tonnen) lag 2015 bei 14,2% (170.553 Tonnen) und könnte durch die Anwendung von BVT auf 44.770 Tonnen reduziert werden. Dies entspricht also einer Reduktion des Anteils der Energiewirtschaft in den Gesamtemissionen Deutschlands von 14,2% auf 3,73%, **also um 10,47%** und nicht, wie in anderen Kreisen behauptet, von nur 0,2%.*

*Eine Parallele ist hier ebenfalls angebracht: DeNox Techniken wie Katalysatoren oder AdBlue (SNCR) sind schon „Stand der Technik“ bei PKWs und LKWs nach EURO-VI Norm, dort wurde also an der Quelle schon Maßnahmen getroffen und das auf kleinstem Raum. Weshalb die wenigen, ganz großen Einzelquellen von diesen DeNox Maßnahmen befreit werden sollen ist völlig unverständlich und nicht nachvollziehbar. Jeder muss seinen Teil zur Verbesserung der Luftqualität beitragen, die Energiewirtschaft verdient keine Sonderbehandlung im Vergleich zur Automobilindustrie.*

Es sei hierbei angemerkt dass die DUH, unterstützt von ClientEarth, am 20/05/2020 die Bundesregierung verklagt hat, da diese (auch hier) einen völlig verfehlten Maßnahmenplan zu verbindlichen EU-Vorgaben zur Minderung der Luftschadstoffe Ammoniak (NH<sub>3</sub>), Feinstaub (PM<sub>2,5</sub>), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) vorgelegt hatte. Das Nationale Luftreinhalteprogramm (NLRP) soll die Einhaltung der europäischen NEC-Richtlinie sicherstellen. Strengere Maßnahmen braucht es vor allem in den Sektoren Verkehr, Kohle- und Holzfeuerung sowie bei der Tierhaltung<sup>7</sup>. Diese strengeren Maßnahmen gilt es an der Quelle, also Kosten-Effektiv in der 13. / 17. BImSchV festzulegen.

### **Zur Kosten-Nutzen „Verhältnismäßigkeit“:**

Wir verweisen hier nochmals zu der pauschalen Berechnung, welche ergänzend im gemeinsamen Brief der Umweltverbände vom 11.09.2017 als Reaktion zu dem Tillich-Braunkohlelobby Brief<sup>8</sup> (Tillich: Entscheidung der EU zu LCP BREF. Brief der sächsischen Staatskanzlei an Frau Bundesministerin Zypries, Bundesministerium Wirtschaft und Energie (Geschäftszeichen sK.31 -41 66t 2t 1 -2017 t7 1 1 84) eingereicht wurde.

Die striktere BVT-Jahresmittel Bandbreite legt den unteren Emissionswert auf „<85mg/Nm<sup>3</sup>“ fest. Dieser sollte als maximaler Emissionswert, also als Grenzwert, für diese Anlagenkategorie gesehen. Der Emissionswert von 85mg/Nm<sup>3</sup> kann ganz deutlich mit einem Katalysator (SCR) unterschritten werden (siehe Daten Braunkohle US Oak Grove/ oder Daten in Deutschland / Niederlande/ Italien/ China etc zu Steinkohlefeuerung. Mehr Daten ebenfalls in der noch nicht öffentlichen EEB Datenbank<sup>9</sup>).

Wie in der vom EEB(2017) erstellten Studie verdeutlicht, betrogen die NO<sub>x</sub>-Gesamtfrachten von 44 deutschen Braunkohle-Blöcken (20 Kraftwerke) in 2015 109.010 Tonnen. Bei der Umsetzung eines Grenzwertes, der BVT entspricht–d.h. nicht mehr als 85mg/Nm<sup>3</sup>–könnten die NO<sub>x</sub> Rest-Frachten auf 46.100 Tonnen gesenkt werden. Dies entspricht einer Minderung auf 42,30% der Emissionen im Vergleich zu 2015 und jährliche Kosteneinsparungen von 1,2 Milliarden€ wegen des Stickoxidaustrags für die Allgemeinheit. Bei einem angenommenen Weiterbetrieb von 10 Jahren (2020-2030) entspricht dies einer möglichen **Kosteneinsparung von 11,9 Milliarden €<sup>10</sup>**.

Die Einhaltung eines Emissionswertes von 85mg/Nm<sup>3</sup> würde nur den ungünstigsten Fall annehmen, denn aus technischer Sicht erreicht eine gut ausgelegte und funktionierende SCR eine zusätzliche NO<sub>x</sub> Abscheidung von mindestens 85 –95 Prozent. In Deutschland liegen die NO<sub>x</sub>-Konzentrationswerte im Schnitt (2013-2015) bei 190,3mg/Nm<sup>3</sup>, eine gut ausgelastete SCR könnte die Emissionskonzentrationen auf 40mg/Nm<sup>3</sup> senken, somit könnten die Rest-Emissionen signifikant auf 23.054 Tonnen pro Jahr Betrieb gesenkt werden. **Dies entspricht einer Schadstoffvermeidung von 85.957 Tonnen NO<sub>x</sub> pro Jahr**

<sup>7</sup> <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-verklagt-bundesregierung-wegen-zu-viel-ammoniak-stickoxiden-feinstaub-und-sch/> und Klage [https://www.duh.de/fileadmin/user\\_upload/download/Projektinformation/Verkehr/Luftreinhaltung/2020\\_NEC-Klage/NEC\\_Klage\\_final.pdf](https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Verkehr/Luftreinhaltung/2020_NEC-Klage/NEC_Klage_final.pdf)

<sup>8</sup> Anhang zum Brief [http://www.klima-allianz.de/fileadmin/user\\_upload/Dateien/Bilder/Content/News/Anhang\\_Brief\\_NOx\\_und\\_HGV2.pdf](http://www.klima-allianz.de/fileadmin/user_upload/Dateien/Bilder/Content/News/Anhang_Brief_NOx_und_HGV2.pdf) und Verbände Brief <https://mk0eeborgicuyptuf7e.kinstacdn.com/wp-content/uploads/2019/07/Umsetzung-der-neuen-EU-Umweltstandards-f%C3%BCr-Gro%C3%9Ffeuerungsanlagen-LCP-BREF-Novelle.pdf>

<sup>9</sup>

[https://public.tableau.com/profile/schaible#!/vizhome/UnderDevelopment\\_EEB\\_LCP\\_DataViewertest4\\_15880952402100/HomePage?publish=yes](https://public.tableau.com/profile/schaible#!/vizhome/UnderDevelopment_EEB_LCP_DataViewertest4_15880952402100/HomePage?publish=yes)

<sup>10</sup> Nach Europäische Umweltagentur (EEA), auf Basis von Wert eines statistischen Lebens (High VSL), eine Inflationsrate von 15,43% und Eurodelta II Korrekturfaktor von 0,86 wurde angerechnet. Ergibt: (19059€ + 19059€ \* 15,43%) \* 0,86 = **18 919€/ Tonne NO<sub>x</sub>**

**Betrieb und jährliche Kosteneinsparungen von 1,62 Milliarden € wegen des Stickoxidaustrags für die Allgemeinheit.**

Die konservative Kostenschätzung der teureren DeNO<sub>x</sub> Nachrüstungs-Variante (SCR) für den Betreiber liegen zwischen 50-85 Millionen€/600MWel Kapazität (Stand 2017, der obere Wert ist von einer Vattenfall Studie von 2011). Hat sich das BMUB mit den Anlagenbauern in Verbindung gesetzt um diese Kosten zu bestätigen, welche sicherlich dazu mehr Ahnung haben als Herr Tillich ? Der EEB kann dazu gerne weitere Quellen angeben (welche im 11.4-50.33Millionen € /500MWel Bereich liegen).

Unter konservativer Annahme, d.h. alle Braunkohlekraftwerke, welche ab 1996 in Betrieb gingen, rüsten mit SCR nach: Neurath F (Boa2), Neurath G (Boa3), Boxberg IV, Niederaussem K, Lippendorf, Schwarze Pumpe, Schkopau = 23.40GWth, angenommen elektrische Effizienz (Schnitt 41%) = 9.6 GWel, entspräche dies einem CAPEX von 816 Millionen € NO<sub>x</sub> Emissionsreduktionspotential / Jahr dieser Kraftwerke: 28.8KT d.h. vermiedenen Gesundheitskosten 545 Millionen €/Jahr Betrieb.

**Das Kosten-Nutzen-Verhältnis bei konsequenter Umsetzung vom NO<sub>x</sub> Parameter (SCR) bei Braunkohlekraftwerke ist also in folgender Größenordnung: 1,5:1 (bei einem Jahr Betrieb); 1:6,7 bei einem angenommenen Betrieb dieser Kraftwerke von 10 Jahren. Eine Nachrüstung von SCR „lohnt“ sich folglich für die Allgemeinheit schon bei einem Jahr Betrieb (bei NO<sub>x</sub>-Emissionswert von 40mg/Nm<sup>3</sup>, also voller Auslastung der Abscheidungspotenzial einer SCR).**

Neue Erkenntnisse: Laut Kohle-Ausstiegsgesetz sollen die oben genannten Braunkohlekraftwerke sogar noch viel länger als 10 Jahre laufen. Es geht demnach eine ganz klare Kosten-Nutzen Verhältnismäßigkeit zugunsten der Allgemeinheit hervor, **im Verhältnis 1:6!**

KW	Datum Stilllegung	Emissionsvermeidungs potenzial in Tonnen NO <sub>x</sub> / Jahr bei 85mg/Nm <sup>3</sup>	CAPEX In Millionen€ (geschätzt konservativ 50Millionen/600MWel)	Nutzen in Millionen € (NO <sub>x</sub> )	Kosten-Nutzen Verhältnis auf Restlaufzeit
Niederaussem K (1012MW)	2039	3373	84	1 149	1:14
Niederaussem H (687MW)	2033	2290	57	563	1:10
Boxberg Q (907MW)	2039	3545	76	536	1:7
Neurath F (1100MW)	2039	3698	92	560	1:6
Neurath G (1100MW)	2039	3698	92	560	1:6
Lippendorf (1867MW)	2035	6303	156	596	1:4
Schkopau (980MW)	2034	2354	82	178	1:2
Schwarze Pumpe (1600MW)	2039	3661	133	554	1:4
Summe			771 Millionen	<b>4.7 Milliarden</b>	<b>1:6</b>

Quelle: Bei Annahme Emissionswert 50mg/Nm<sup>3</sup> und auf Basis von CREA (2019) Emissionsdaten 2017 PRTR/EBC, Minderungspotenzial= 29.222 Tonnen/ Jahr Betrieb \* 18 919€/ Tonne NO<sub>x</sub> aufgerechnet auf Enddatum der Abschaltung.

Das Kosten-Nutzen Verhältnis schließt nicht zusätzliche Mitnahmeeffekt-Nutzen ein, wie die verbesserte Quecksilberabscheidung: Falls ein nachgeschalteter Katalysator (SCR) eingesetzt wird so erzielt dieser eine verbesserte Oxidation des elementaren Quecksilbers welcher dann besser in der nass Rauchgasentschwefelungsanlage abgeschieden werden kann. Nach [Freeman Sibley 2015] wird bestätigt dass Katalysatoren elementares Quecksilber (Hg0) oxidieren, so dass Quecksilber in seine wasserlösliche Form (Hg<sup>2+</sup>) umgewandelt wird und somit besser abgeschieden werden kann. Die Variationen von Halogengehalt können bei Braunkohle hoch sein, denn die Brennstoffeigenschaften variieren bei Braunkohle sehr und das Oxidationspotential ist vom Gehalt an Halogenen (Chlor) abhängig<sup>11</sup>. Im UNEP BAT/BEP Merkblatt wird deshalb darauf hingewiesen dass eine Maximierung des Co-Benefits durch Mischung von Kohlen und Bromid (Br) Zugabe (ein in Deutschland entwickeltes und patentiertes Verfahren) erreicht wird. **Teststudien zeigen eine Verbesserung der Oxidation des elementaren Quecksilbers durch diese Art von Sekundärtechnik –SCR- von 36 Prozentpunkte, in anderen Fällen 49 Prozentpunkte** mit einer Verbesserten Abscheidung von 84-92% (mit SCR) im Vergleich zu 43-51% (ohne SCR Betrieb) [siehe UNEP BAT/BEP Merkblatt, Seite 19]. Eine SCR Nachrüstung führt also zu mehr Quecksilberabscheidung.

Weitergehende Begründungen zu Quecksilber (1µg/Nm<sup>3</sup>) BK/SK

**Der Jahres Grenzwert von 5µg/Nm<sup>3</sup> für Quecksilber, welcher nach §28(3)Buchstabe a) auf 7µg/Nm<sup>3</sup> aufgeweicht wird falls Quecksilbergehalt im Brennstoff bei 0,1mg/kg oder mehr liegt, ist in keinster Weise nachvollziehbar und völlig inakzeptabel.**

**Ein Jahres Grenzwert (Luft) von 1µg/Nm<sup>3</sup> für jede Art von Kohlefeuerung sollte in der 13. BImSchV umgesetzt werden, falls die Anlage noch länger als 2024 in Betrieb ist / einen Betriebsquota von 17500 Stunden überschreitet. Ein Frachtenbasierter Ansatz kann hier angewendet werden, unter Vorbehalt der Einhaltung eines Jahres Grenzwerts von 3µg/Nm<sup>3</sup> (siehe Kompromiss Nr2). Der ursprüngliche Vorschlag von einer Mindestabscheidungsgrad von 80% sollte wieder aufgenommen werden.**

In der Begründung seitens des BMUB (S. 120) wir folgendes erwähnt :

„Die Regelung trägt dem Umstand Rechnung, dass die ost- und mitteldeutsche Braunkohle höhere natürliche Quecksilbergehalte aufweist und bisher bei der Erprobung sämtlicher als BVT beschriebenen Minderungstechniken Grenzwerte von 0,005 mg/Nm<sup>3</sup> nicht oder mit verhältnismäßigem Aufwand nicht sicher erreichbar waren. Auch der Quecksilber Grenzwert von 0,007 mg/Nm<sup>3</sup> führt für diese Altanlagen dazu, dass an den Kraftwerksstandorten zusätzliche Abscheidemaßnahmen durchgeführt werden müssen. Der im Immissions-schutzrecht zu beachtende Grundsatz der Verhältnismäßigkeit gebietet es daher, diese zusätzlichen Maßnahmen auf ein vertretbares Maß zu begrenzen.“

Andererseits wird unter Seite 114 folgendes erwähnt: „Quecksilber-Emissionen stellen eine große Gefährdung für die menschliche Gesundheit und die Umwelt dar. Mit dem Minamata-Übereinkommen **sollen die Emissionen des Schwermetalls Quecksilber weltweit eingedämmt werden.** Deutschland hat das Übereinkommen am 15. September 2017 ratifiziert. **Wichtigste nationale Emissionsquelle ist die Verbrennung von Kohle in Feuerungsanlagen. Die Quecksilber-Emissionen aus der Verbrennung fester Brennstoffe sind daher entsprechend einem anspruchsvollen Stand der Technik zu begrenzen.“**

<sup>11</sup> Siehe dazu Chu,2004 und Favele et al . 2013

Der jetzige Vorschlag folgt den Ansatz: „mehr Dreck geht rein, mehr Dreck darf raus“, dies kann kein sachlicher Immissionschutzrechtlicher Ansatz im Sinne des Umweltschutzes sein!

Es sei hier angemerkt dass die BVT Vorgaben ganz klar einen Wert von  $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  als BVT Wert vorgeben. Das EEB unterstreicht ausdrücklich dass „**die Quecksilber-Emissionen aus der Verbrennung fester Brennstoffe daher entsprechend einem anspruchsvollen Stand der Technik zu begrenzen [sind]**“  
Zu diesem Standpunkt ist aber nichts im Entwurf zu sehen.

Momentan werden Braunkohleanlagen von Massnahmen (insb. im rheinischen Revier welche schon im  $3\text{--}5\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  Bereich liegen, nur wegen Mitnahmeeffekte der bestehenden Abscheidetechniken) befreit, aber es werden sogar Sonder-Ausnahmeregelungen eingeführt um die Tagebaue im mitteldeutschen / Lausitz Revier, welche Quecksilber-belastete Braunkohle fördern, noch mal „Immissionsschutzrechtlich“?! unter die Arme zu greifen.

Die deutschen Steinkohleanlagen  $>300\text{MWth}$  erreichen schon dank der Mitnahmeeffekte der Abgasreinigungen wie SCR, nasse REA und E-filter schon Emissionswerte unter  $3\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ <sup>12</sup>.

Die älteren SK Anlagen welche über den  $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  Bereich liegen werden ab 2021 aus wirtschaftlichen Gründen nicht ausgelastet und könnten ebenfalls von der Kompromisslösung (Vorschlag 1 oder 2) profitieren.

Wie schon in der EEB (2017) Studie dargestellt, so **lassen sich mit den bekannten Verfahren spezieller Quecksilberminderungsmaßnahmen bei Kohlekraftwerken bzw. mit Kombinationen aus diesen Verfahren Emissionswerte im Bereich von  $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  sicher erreichen. Die hierfür möglichen Strompreiserhöhung liegen bei nahezu allen Techniken deutlich unter  $0,005\text{--}0,1$  cents / kWh. Die Kostenaufwendungen für den Betreiber in Deutschland entsprechen anteilig unter 2 % der Stromgestehungskosten. Bei einer Abschreibung über 10 Jahre entspricht dies einem Anteil an den Stromgestehungskosten von nur 0,1% - 1,5% bei Steinkohle und nur 0,1% - 2,2% bei Braunkohle** [siehe dazu ebenfalls Tebert C., Volz S., Gebhardt P., Dehoust G., Kremer, P. NRW Quecksilbergutachten (2016), Kapitel 3.1.2 l].

Von (Un)-„Verhältnismäßigkeit“ kann hier ernsthaft nicht die Rede sein.

Ebenfalls sind wohl nicht alle Techniken, die es auf dem Markt schon gibt, in den Ost- und mitteldeutschen Anlagen getestet worden. Dabei ist es unerheblich ob eine Technik nicht im BVT Merkblatt, wie die GORE Module, beschrieben ist. Die beschriebenen Techniken sind nicht exhaustiv, Europa ist sowieso nicht Vorreiter in der Quecksilberabscheidung bei Kohlekraftwerken. Laut EEB Studie (2017) waren nur folgende BK Anlagen mit dem  $7\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  Grenzwert einer Minderungs- Anstrengung ausgesetzt. (Basis kalkuliert 2013-2015 Emissionsdaten):

- Chemnitz Nord ( $12\mu\text{g}\text{--}16\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ )
- Schkopau ( $13\text{--}20,54\mu\text{g}$ )
- Lippendorf R+S ( $9,41\text{--}12,8\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ )
- Buschhaus ( $4,8\text{--}12,7\mu\text{g}$ )

Seit 2019 gilt in Deutschland schon ein hg Jahresgrenzwert von  $10\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ , diese Anlagen mussten also so oder so etwas tun um die Quecksilberfrachten zu senken. Dies wurde zum Teil getätigt.

Nur Lippendorf wird hier einer „Herausforderung“ gestellt, wird aber Dank Sonder-Ausnahmeregelung (Brennstoff Quecksilbergehalt Konzentrationsschwelle von  $0,1\text{mg}/\text{kg}$ ) davon befreit. Eine Antwort auf eine

<sup>12</sup> Siehe NRW Quecksilber Studie 2017 wie in EEB(2017) zitiert

kleine Anfrage des Abgeordneten und energiepolitischen Sprechers der Fraktion Bündnis 90/ die Grünen Lippold, G. (Drs 6/835) ergab, dass die Braunkohle aus dem mitteldeutschen MIBRAG-Tagebau Vereinigtes Schleenhain bei Leipzig einen acht bis zehnfachen Gehalt an Quecksilber gegenüber der Lausitzer Kohle enthält. Der Quecksilbergehalt der Rohbraunkohle liegt im Schnitt bei 0,40mg/kg. **Dazu verfeuert das Lippendorf Kraftwerk ca. 2,7% Klärschlamm mit einem Quecksilbergehalt von 0,72-0,87mg/kg, und wird dafür (sehr wahrscheinlich) sogar noch finanziell belohnt.**

Tests mit TMT Eindüsung belegen aber Emissionswerte unter  $7\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ , welche ebenfalls Anhang der Emissionsdaten von 2013 belegt sind.

Laut UIG Anfragen des EEBs liegen die (Tagesmittel) Emissionswerte bei den Anlagen in Sachsen schon in 2019 bei/unter  $7\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (validierte Werte):

- Lippendorf R  $7,84\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ , S  $9,19\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (bei TMW  $30\mu\text{g}$ )
- Boxberg Werk III Block N  $5,37\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (bei TMW  $30\mu\text{g}$ ), Block P  $7\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (bei TMW  $30\mu\text{g}$ ), Block Q  $10,32\mu\text{g}$  (bei TMW  $25\mu\text{g}$ ), Block R  $8,13\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (bei TMW  $30\mu\text{g}$ ),
- Chemnitz Nord 2 Block B  $7,8\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (bei TMW  $30\mu\text{g}$ ), Chemnitz Nord 2 Block C  $8,57\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (bei TMW  $30\mu\text{g}$ )

Es ist hier nicht klar welche Techniken und wann / wie eingesetzt werden/wurden.

Die nicht im BREF beschriebene Technik der GORE™ Module erlauben einer sichere Einhaltung der Grenzwerte von  $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ : im polnischen Braunkohlekraftwerk Belchatow wurden Emissionswerte von  $12,1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  am Einlass auf  $0,4\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  am Schonstein eingehalten, was einen Hg Abscheidegrad von 96,7% entspricht. Jede Modulschicht erlaubt es 15-25% der Quecksilberfrachten zu reduzieren. CAPEX liegt bei einem KW von >300MWel im Bereich von ca 5€/kW + Einbau bei ca 50% dieser Kosten. Es gibt keine OPEX wie bei Aktivkohleindüsung. Diese Techniken wird schon seit über 5 Jahren in der USA eingesetzt, dank Grenzwert zu Quecksilber.

Im oben erwähnten HKW Chemnitz Nord wurden die GORE™ Module Technik eingebaut. Dort wurden nur 2 Schichten benötigt da schon somit Emissionswerte unter  $7\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  erreicht werden. Der Betreiber hat zwar Platz im Wäscher „in Reserve“ wird aber Dank lascher Grenzwertsetzung, welches hauptsächlich der Klientelpolitik seitens der Bundesregierung zurückzuführen ist, von weitergehenden Anforderungen in der Emissionsminderung befreit<sup>13</sup>. Ein wesentlicher Ko-Nutzen dieser Technik ist die zusätzliche SO<sub>2</sub> Abscheidung (ca 15% pro Schicht von Modulen, in diesem Fall also -30%). Dieser Zusatznutzen ist insbesondere interessant für die Braunkohle des Tagebaus Schleenhain, welches in Lippendorf verfeuert wird, diese hat einen sehr schlechten Schwefelgehalt (ca 3%). Ebenfalls ist bei dieser Ab-scheide Technik die Kohlebeschaffenheit irrelevant, da hauptsächlich elementares sowie auch oxidiertes Quecksilber abgeschieden wird.

**Anstatt einen Betreiber (hier LEAG/EnBW) mit Sonder-ausnahmen zu bedienen (Art 31 IED Entschwefelungsraten, keine Anforderung an SCR, jetzt noch Ausnahme zu Quecksilber) sollte die 13. BImSchV Immissionsschutzrecht nach dem wirklichen Stand der Technik festlegen.**

Außerdem torpediert die Bundesregierung eine wesentliche BVT: „Brennstoffwahl“ insb. BVT 23 (j) Brennstoff mit niedrigem Schwefelgehalt (<0,1Gew-% Trockenbasis) und BVT23 (i).

Zudem ignoriert und missachtet die Bundesregierung den BVT (BAT/BEP) Leitfaden der Minamata Konvention, dort hat die Expertengruppe, wo auch Industrievertreter mit dabei waren , die folgenden BVT

<sup>13</sup> Emissionsdaten nach UIG EEB, weitere Angaben zu OPEX vom Zulieferer der Module GORE (Deutschland)

Emissionswerte festgelegt:  $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  BVT für Steinkohlefeuerung,  **$0.5\mu\text{g}/\text{Nm}^3$**  bei Braunkohlefeuerung<sup>14</sup>. Der Oxidationseffekt der SCR und somit zusätzliche Quecksilber Abscheidung wird hier ebenfalls hervorgehoben.

Zudem halten 40% der Wasserkörper in Europa nicht den Biota Grenzwert von  $20\mu\text{g}/\text{kg}^3$  in Fische nach Wasserrahmenrichtlinie ein, diese Überschreitung betrifft in Deutschland **96% aller Wasserkörper**<sup>15</sup>. Laut Artikel 18 der IE-RL muss die Einhaltung der Umweltqualitätsnormen sichergestellt werden. Mit rund 10 t Gesamtemissionen gehört Deutschland zusammen mit Polen und Griechenland (je ca. 10 t nach (Tebert et al. 2017)) zu den größten Quecksilberemittenten in Europa. Es kann deshalb nicht sein und ist völlig unakzeptabel – auch im Sinne der Rechtmäßigkeit- dass die Hauptemissionsquelle Nummer 1 in Europa (Braunkohlefeuerung) von jeglicher Anforderung befreit wird!

Deshalb muss ein Grenzwert (Luft) von  $1\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  für jede Art von Kohlefeuerung ohne wenn und aber in der 13. BimschV umgesetzt werden, falls die Anlage noch länger als 2024 in Betrieb ist bzw. einen Betriebsquota von 17500 Stunden überschreitet. Ein Frachtenbasierter Ansatz kann hier angewendet werden, unter Vorbehalt der Einhaltung eines Jahres Grenzwerts von  $3\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (siehe [Kompromiss Nr1 oder 2](#)). **Der ursprüngliche Vorschlag mit kombinierten mindest-Abscheidungsgrad von 80% sollte wieder aufgenommen werden.**

Begründungen zu JMW SO<sub>2</sub> ( $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ ) BK/SK

(siehe **Änderungs-Vorschlag 5 – Streichung Entschwefelungsraten Ausnahmen und Frachtenbasierter Emissionskompensationsansatz**)

Begründungen zu JMW Staub ( $2\text{mg}/\text{Nm}^3$ ) BK/SK

Die Kombination von E-Filter mit NassREA oder Gewebefilter erlaubt die Einhaltung eines Jahresmittelwertes zu Staub von  $2\text{mg}/\text{Nm}^3$ . Wegen Relevanz von Staub, insb. Feinstaub, für die menschliche Gesundheit sollte hier ein Grenzwert nach BVT geboten werden.

### **Änderungs-Vorschlag 2: Definitionen von Anlagen**

Die Begriffsbestimmungen sind grundlegend zu ändern.

**Jeder Bezug zu „die nach dem 6. Januar 2014 in Betrieb gehen“ ist zu löschen.**

- In §5(3)

#### **Abschnitt 2:**

**§26 (1) und folgend den Begriff der „Altanlage“ restlos löschen und durch „bestehende Anlage“ ersetzen**

**§26(2) zu „bestehende Anlage“ wie folgt ändern:**

- „1. Eine bestehende Anlage welche nach § 67 Absatz 2 oder § 67a Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes 14 oder vor Inkrafttreten des Bundes-Immissionsschutzgesetzes nach § 16 Absatz 4 der 15 Gewerbeordnung anzuzeigen war, oder**
- 2. für die die erste Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb nach § 4 oder § 16 des 17 Bundes-Immissionsschutzgesetzes vor dem 18. Januar 2013 erteilt worden ist und die vor dem 6. Januar 2014 in Betrieb gegangen ist.“**

<sup>14</sup> section 4.1.3 of UNEP BAT/BEP guidance (2016) on coal fired combustion plants the BAT/BEP guidance document for coal combustion [http://www.mercuryconvention.org/Portals/11/documents/forms-guidance/English/BATBEP\\_coal.pdf](http://www.mercuryconvention.org/Portals/11/documents/forms-guidance/English/BATBEP_coal.pdf)

<sup>15</sup> WISE Datenbank, Grafik 3.2 Chemischer Status

**§23(3) der Begriff der „2003-Altanlage“ restlos löschen und durch „neue Anlage“ ersetzen mit folgender Begriffsbestimmung:**

„Eine „neue Anlage“ ist :

- a) eine Anlage bei der der Betreiber einen vollständigen Genehmigungsantrag zur Errichtung und zum Betrieb vor dem 18. August 2017 gestellt hat und die nach dem 6. Januar 2014 in Betrieb gegangen ist , oder
- b) nach dem 18. August 2017 auf dem bestehenden Fundament einer bestehenden Feuerungsanlage neu errichtete Anlage, oder
- c) eine Anlage bei der ein Ersatz einer technischen Einheit auf dem Betriebsgelände nach dem 6. Januar 2014 erfolgte, welche in einem technischen Zusammenhang stehen und welche eine Auswirkungen auf die Emissionen und die Umweltverschmutzung haben können, oder
- d) eine Anlage welche nach dem 18. August 2017 eine Baugenehmigung erteilt bekommen hat und unter dieser Verordnung genehmigt wird.“

*Begründung:* Die jetzigen Begriffsbestimmungen setzen eine sinnlose und unnötig komplexe Differenzierung von Anlagendefinitionen um, welche die Lesbarkeit und Rechtssicherheit der Textes erheblich erschwert. Das BVT Merkblatt basiert auf Daten von Emissionsdaten welche in 2010 erhoben wurden. Es handelt sich also immer um „bestehende Anlagen“, die zu jetzigen Verhältnissen schon wenigstens mehr als 10 Jahre alt sind. Die BVT-Bandbreiten für „neue Anlagen“ basieren ebenso auf Emissionsdaten von Anlagen welche schon vor 2010 genehmigt wurden. Deshalb sind die BVT Bandbreiten für „neue Anlagen“ dementsprechend anzupassen und der Schnittpunkt der Differenzierung im Anspruchsniveau sollte auf 6. Januar 2014 gesetzt werden. Bei vielen Feuerungsanlagen reicht es den E-Filter oder die REA zu ertüchtigen, bei Quecksilber oder SCR bedarf es nicht den Austausch der „Feuerungsanlage“ und die Umweltperformance ist deshalb vom Alter der Abscheidetechniken abhängig, nicht dem Genehmigungsdatum des Kessels. Die ebenfalls unsinnige Differenzierung wie im EU BVT Merkblatt festgehalten, sollte nicht in der 13. BImSchV übernommen werden.

Außerdem scheint der Text der 13. BImSchV zu ignorieren dass ein Kohleausstieg beschlossen wurde, Grenzwerte für „neue“ Kohlegefeuerten GFA welche ab 2014 in Betrieb gehen (dürfen) sind deshalb umso absurder. [\[siehe Änderungs-Vorschlag 4\]](#).

**Änderungs-Vorschlag 3: Festlegung von Minimale Netto-Wirkungsgrade für Energie-Effizienz (bindend).**

In §14 sollte folgend ergänzt werden:

“

1. Für bestehende Anlagen müssen folgende Netto-wirkungsgrade von elektrischer Effizienz ab 2025 erreicht werden:
  - a) für Steinkohle gefeuerte Anlagen: 50-100MWth 41,5%, >100MWth - 600MWth 42%, ab 600MWth 44%;
  - b) für Braunkohle gefeuerte Anlagen: 50-100MWth 40%, >100MWth- 600MWth 42%, ab 600MWth 43%.

**Die in Buchstabe a) und b) festgelegten Nettowirkungsgrade werden jeweils um 2 Prozentpunkte ab 2028 erhöht.**

- c) **für gasbetriebene Feuerungsanlagen mit einer elektrischen Feuerungsleistung von 400MW oder mehr und welche mehr als 1500 Betriebsstunden im Jahr in Betrieb sind: 58,5%.**
2. **für neue Anlagen gelten folgende Netto-Wirkungsgrade von elektrischer Effizienz:**
  - a) **für gasbetriebene Feuerungsanlagen mit einer elektrischen Feuerungsleistung ab 300MW: 63%.**
  - b) **Bei Steinkohle oder Braunkohlegefeuerte Anlagen: 46%.**
3. **Der gesamte Nettobrennstoffnutzungsgrad (bei Kraft-Wärmekopplung) beträgt 97% für alle Verbrennungseinheiten. Ein Mindestnettobrennstoff- Nutzungsgrad von 85% gilt ab 2025.“**

Begründung

Das LCP BREF setzt in BVT 19. minimale Energieeffizienzstandards, welche mit den Besten Verfügbaren Techniken schon in 2010 erreicht wurden, fest. Dabei sollten die Anforderungen für Bestandsanlagen sich an die Standards für „Neuanlagen“ festlegen, denn die Daten stammen ebenfalls aus Bestandsanlagen welche schon in 2010-2013 im Betrieb waren (siehe generelle Anmerkungen zum EU Sevilla Prozess und BVT Ableitung).

Energie-Effiziente Anlagen sind insgesamt sauberere Anlagen da pro erzielte Leistung Energie (gewünschter output) weniger Schadstoff- Emissionen emittiert werden (unerwünschter output) und Ressourcenverbrauch (unerwünschter input) geschont wird.

Die Vorschläge für Gaskraftwerke sind nach dem Stand der Technik angepasst, basierend auf einem Vortrag von Siemens vom 3. Dez. 2019. Dabei wird festgehalten dass schon das EU BVT Merkblatt veraltet ist, folgende Wirkungsgrade sind der heutige Stand der Technik. Dabei sollten insbesondere die Vorgaben zu gasbetriebene GFA umgesetzt werden, welche im Zeitraum der Umsetzung der 13. BImSchV mehr EU-Relevanz haben werden:

Anlagen Typ SGT5-4000F CCGT Mainz-Wiesbaden, retrofit in 2008 405MWel: 58,5%

Anlagen Typ SGT5-8000H CCGT Irsching 4, 2011, 578MWel: 60%

Anlagen Typ SGT5-8000H CCGT Lauswart (Fortuna Nord), 2016, 604MWel: 61,5%

Anlagen Typ HL Klasse, 2017, 50Hz 593-811MWel und 60Hz 388-577MWel: >63%

Mit diesem Vorschlag werden nur Vorgaben zu Stromerzeugende GFA erlassen, da es hier kosten-günstige Alternativen gibt. Das BMUB sollte ebenfalls Mindest-Wirkungsgrade für GFA welche ausschließlich mechanische Energie erzeugen z.B. Gaskompressor/Verdichter Anlagen festlegen, und sich an der oberen BVT performance Bandbreite für „Neu-Anlagen“ orientieren.

Für Anlagen mit Kraft-Wärme Kopplung sollten ebenfalls die BVT Vorgaben umgesetzt werden. Ineffiziente Anlagen sollten bis 2025 entweder ertüchtigt oder vom Netz genommen werden, deshalb sollte ein Mindestnettobrennstoff- Nutzungsgrad ab 2025 bindend gelten. Somit werden Ressourcen, welche Energie Versorgungssicherheit-Relevant und welche begrenzt vorliegen, geschont.

### **Änderungs-Vorschlag 4: Verbot von Erteilung von Immissionsschutzrechtliche Genehmigung für „neue“ kohlegefeuerten Anlagen**

In Unterabschnitt 2 (z.B. § 5bis) und/oder §13 und/oder in Unterabschnitt 4 Neufassung §23 werden folgende Vorgaben eingeführt / der im Entwurf vorgeschlagene Text folgend ersetzt:  
„Für neue Anlagen ist die Nutzung von Kohle als Brennstoff unzulässig und nicht Genehmigungsfähig. Die zuständige Behörde hat dementsprechend jeden Immissionsschutzrechtlichen Antrag zur Feuerung von Kohle in neuen Anlagen zurückzuweisen, auch wenn die Anforderungen nach dieser Verordnung eingehalten werden “

#### Begründung

Am 10. Juli 2020 wurde der Kohleausstieg (in der Energieerzeugung) für Deutschland beschlossen. Dies bedeutet dass jeder Antrag zur Genehmigung eines neuen Kohlekraftwerks nicht mehr Genehmigungsfähig sein kann. Ein Verbot zur Genehmigung von neuen Kohlekraftwerken ist dementsprechend in der 13. BImSchV explizit festzuhalten.

### **Änderungs-Vorschlag 5 – Streichung Entschwefelungsraten Ausnahmen und Frachtenbasierter Emissionskompensationsansatz**

#### **§28 zu Anforderungen zu SO2 folgend abändern:**

- Regel -Jahresgrenzwert in (1), Absatz (1) Buchstabe cc) für bestehende GFA ab 300MW auf **10mg/Nm<sup>3</sup>** festlegen (Kompromiss bis 70mg/Nm<sup>3</sup> im Tagesmittel)
- **Abweichende Sonderregelungen (Absatz 4 und folgend) mit Möglichkeit einer Entschwefelungsrate / Schwefelabscheidegrad restlos streichen**
- (10) entfällt/ **streichen (Entschwefelungsrate) ‚Altanlagen‘ und mit folgendem Text ersetzen:**

„Braunkohle gefeuerte Anlagen mit einer Feuerungsanlagen von über 300MWth, welche im Zeitraum 2010-2015 die Erteilung einer Entschwefelungsrate erteilt bekommen haben, müssen, falls diese Anlagen nach 2025 noch in Betrieb sind, zusätzlich zum Jahresgrenzwert zu Schwefeldioxid von 10mg/Nm<sup>3</sup> eine Jahres-Frachtenkompensationsminderung tätigen.

Diese Jahres-Frachtenkompensationsminderung von Schwefeldioxid wird wie folgt berechnet: Delta von der Summe (angegeben in Tonnen SO2) von der auf das Jahr gemittelte Emissionsfrachten im Zeitraum 2010-2017 minus erzielte Einsparungspotenzial auf gleichem Zeitraum auf das Jahr gemittelte Emissionsfrachten unter Annahme der Einhaltung eines Jahresgrenzwertes zu SO2 von 10mg/Nm<sup>3</sup>. Das Delta dieser Schwefeldioxidfracht (in Tonnen) ist vom Betreiber entweder in der betreffenden Anlage einzusparen oder in anderen Anlagen welche im Besitz desselben Betreibers noch in Betrieb sind. Die ermittelte Frachtenkompensationsminderung darf bis auf maximal 5 Jahre Betriebszeit gestaffelt und erzielt werden.“

#### Begründung:

SO2 Emissionen entstehen beim verbrennen von schwefelhaltigem Brennstoff. Bei Kohlegefeuerten GFA werden Emissionen unter 10mg/Nm<sup>3</sup> im Jahresmittel sicher eingehalten, falls schwefelarmer Brennstoff in Kombination mit einer nassREA nach BVT im Betrieb sind. Brennstoffauswahl – schwefelarmer Brennstoff ist BVT 21(h). Das ist für (Import)Steinkohle schon der Fall.

*Der jetzige Entwurf folgt -wie bei Quecksilber- dem Ansatz: „mehr Dreck geht rein, mehr Dreck darf raus“, dies kann kein sachlicher Immissionsschutzrechtlicher Ansatz im Sinne des Umweltschutzes sein! Es wird hier die Verfeuerung schlechten Brennstoffes – hier nur Braunkohle aus dem mitteldeutschen Revier, welches für 1-2 Standorte überhaupt noch relevant ist- Immissionsschutzrechtlich gefördert und belohnt!*

*Auf Basis von 2010 Emissionsdaten geht klar hervor dass die obere BVT Bandbreite von 130mg/Nm<sup>3</sup> auf Basis von den folgenden 2 Referenzanlagen (BK) festgelegt wurden:*

- #23 (Tusimice, CZ), erreichte 106mg/Nm<sup>3</sup> im Jahresmittel trotz Schwefelgehalt von 2.9% (trocken)
- #170 (Megapolis B (IV) , Griechenland), erreichte 122mg/Nm<sup>3</sup> im Jahresmittel trotz Schwefelgehalt von 3.5% (trocken). Dabei handelt es sich um eine Anlage von 1991.
- Sogar alte Braunblöcke wie Neurath A (1972) berichteten schon in 2010 Emissionswerte von 21mg/Nm<sup>3</sup> (siehe LCP BREF, #137) und das bei sehr permissivem Grenzwert von 400mg/Nm<sup>3</sup> (TMW) . Der Schwefelgehalt ist bei ca 1%.

*Die Umsetzung der oberen Emissionsbandbreite (JM<sub>W</sub>) von 130mg/Nm<sup>3</sup> und Entschwefelungsrate-Sonderausnahmenregelung ist wieder ein Beispiel fahrlässiger Klientelpolitik seitens der Bundesregierung, welches im ausschließlichen Privat-Interesse des Betreibers LEAG/EnBW (Lippendorf) festgelegt wurde, dieser Standort darf nach Kohleausstiegsgesetz noch bis 2035 (also noch 15 Jahre) im Betrieb sein. Dort wir besonders schwefelreiche Braunkohle verfeuert (bis 3,2%trocken). Die Kohle ist ebenfalls sehr stark Quecksilber belastet. Dies scheint ein Sonderfall in Deutschland zu sein.*

*Das EEB und BUND(Sachsen) hatten schon in 2016 gegen die „automatische“ Erteilung dieser Sonderausnahme für SO<sub>2</sub> Mehremissionen zu Lasten der Allgemeinheit geklagt. Eine rechtmäßige technische Begründung liegt immer noch nicht vor.*

*Zudem scheint die Bundesregierung zu diesem Punkt immer noch nicht von ihren Fehlern gelernt zu haben: Der Entwurf sieht weiterhin die Möglichkeit einer Entschwefelungsrate - unter Vorwand von „verhältnismäßigen Aufwand“ vor- , **dieses Konzept ist nicht rechtskonform nach der IE-RL**: wie von den travaux préparatoires hervorgeht, ist bei dieser Ausnahme nur die technische Machbarkeit von Relevanz, nicht die „ökonomische Zumutbarkeit“ (13. BlmschV Entwurf). Der jetzige Text zu Artikel 72(4) stammt von Textbasis des EEB und vom Schattenberichtersteller des EU Parlaments Asa Westlund. In diesem Antrag wurden EXPLIZIT wirtschaftliche Aspekte für den Betreiber zurückgewiesen<sup>16</sup>.*

*Durch die Erteilung dieser Entschwefelungsraten von den Sächsischen Genehmigungs-Behörden wurden in 2013 12.1KT SO<sub>2</sub> emittiert, mit einem berechneten Konzentrationswert von 288mg/Nm<sup>3</sup>. Diese Sonderausnahme erlaubte SO<sub>2</sub> Mehremissionen mit einer Auslagerung der Gesundheitskosten von +115Million € (VOLY) bzw. +348 Millionen € (VSL), nur für das Jahr 2013. Es ist deshalb gerechtfertigt eine (SO<sub>2</sub>) Frachtenkompensationsminderungs Forderung einzuführen, wobei der Betreiber welcher von dieser Sondererlaubnis zu Mehremissionen profitiert hat, zur Rechenschaft zu ziehen indem er bei zukünftigen Betrieb für diese Mehremissionen kompensieren muss, entweder durch mehr Emissionseinsparung am selben Standort (z.B. Reduzierung der Auslastung, mehr Entschwefelung, Brennstoffauswahl) oder Kompensationen in anderen Standorten desselben Betreibers.*

---

<sup>16</sup> Siehe Anhang no 5 teil der Klag des EEB und BUND (Sachsen) zu Lippendorf

Diese Frachtenkompensationsminderungs Forderung ist ebenfalls Relevant für andere Standorte wie Jänschwalde, Boxberg etc.

Unbeschadet dessen ist zu bezweifeln inwieweit die Vorgabe zur Einhaltung der Umweltqualitätsnormen (Schutz vor Eutrophierung / Schutz von Natura 2000 Habitate) mit diesen Sonderausnahmen welche mehr Schwefeldioxidemissionen erlauben sollen überhaupt Genehmigungsfähig sein können. **Die Möglichkeiten zur Erteilung von Entschwefelungsraten sind deshalb umweltpolitisch absurd und kontraproduktiv und deshalb zu streichen.**

### **Änderungs-Vorschlag 6 – Streichung Sonderabweichung Chlorwasserstoff §28 (11) restlos streichen**

#### Begründung

Der Entwurf übernimmt eine Sonderaufweichung (Verdoppelung) des Grenzwertes für Chlorwasserstoff ( $20\text{mg}/\text{Nm}^3$  statt  $10\text{mg}/\text{Nm}^3 < 100\text{MWth}$  und bis  $10\text{mg}/\text{Nm}^3$  statt  $5\text{mg}/\text{Nm}^3 > 100\text{MWth}$ ) für Brennstoffe welche einen Chlorgehalt von über  $1000\text{mg}/\text{kg}$  trocken aufweisen. Diese Aufweichung wurde von der polnischen Delegation gefordert um die Verfeuerung von sehr chlorhaltiger polnischer Steinkohle ohne nass REA in alte KWK Anlagen vor Ort unter „Business as usual“ zu ermöglichen.

Diese Fußnoten Ausnahme ist irrelevant für Deutschland und eine 1:1 Umsetzung zudem umweltpolitischer Irrsinn, es ist unklar weshalb das BMUB diese übernommen hat.

### **Änderungs-Vorschlag 7 – Vorgaben zur Messung / Messunsicherheit (insb. Quecksilber, andere in Anhang 4 aufgeführte Schadstoffe)**

- **§ 18 Abs. 6 (Ausnahme zu vorgegebene Pflicht zur kontinuierlichen Messung von Quecksilber) streichen oder bedingt durch dauerhafte Anwendung des Sorbent Trap-Verfahrens;**
- **Bei Quecksilber: Überarbeitung der Vorgaben zur zulässigen Messunsicherheit bis 40%, Anpassung am Stand der Technik der Messtechnik (gemessenen Standardabweichungen) z.B. bis  $0.5\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ;**
- **Überprüfung der rechtlichen Zulässigkeit von pauschalen Prozentsätze (Konfidenzintervall) bei Quecksilber und anderen Schadstoffen welche nicht von Anhang V, Teil 3, Nummer 9 der IED\_RL erfasst sind. Anpassung am Stand der Technik der Messtechnik (gemessenen Standardabweichungen)**
- **Pflicht zum öffentlichen Zugang zu Informationen (abgezogene Messunsicherheit und Datum der letzten Kalibrierung der Messeinrichtung) in der IED Datenbank ([siehe Vorschlag 9](#))**

§ 18 Abs. 6 zur Ausnahme der enthält eine Ausnahmeregelung für die in § 17 Abs. 1 vorgegebene Pflicht zur kontinuierlichen Messung von Quecksilber. Bei Steinkohle und Braunkohlefeuerungsanlagen können Quecksilbergehalte innerhalb eines Abbaugebiets erheblich schwanken. Es werden keine Regelungen gestellt wie häufig Quecksilbergehalt im Brennstoff gemessen werden muss, Einzelmessungen im Reingas sind nur halbjährlich durchzuführen, es ist daher zu befürchten dass Grenzwertüberschreitungen nicht festgestellt werden können. Eine sichere Überwachung der Emissionsgrenzwerte ist nur Mithilfe von kontinuierlichen Messungen möglich. Das in § 18 Abs. 7 zugelassene alternative Verfahren der Langzeitprobenahme nach DIN CEN/TS 17286 (Sorbent Trap-Verfahren) ist insbesondere geeignet, den vorgegebenen Jahresmittelwert zu überwachen und sollte in diesen Fällen dauerhaft angewendet werden. Ein Klarstellung im Entwurf, z.B. dass in diesen Fällen die Vorgaben in §18 Abs. 7 greifen, ist auch mit Blick auf die Rechtssicherheit, wünschenswert.

Zudem ist rechtlich fraglich, ob die in §17(7) vorgesehene generelle Ausnahme von der kontinuierlichen Messungen für Quecksilber bei Feuerungsanlagen weniger als 10.000 Betriebsstunden IED konform ist. Diese Ausnahmeregelung gilt nur für SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Staub und CO, aber nicht für Quecksilber (siehe Anhang V, Teil 3 der IED). BVT Nr. 4 und BVT Nr. 23 des LCP BREFs 2017 sehen ebenfalls keine generelle Abweichungen -auf Basis der Betriebszeit- für kohlegefeuerte Feuerungsanlagen vor. Die Möglichkeit dieser Abweichung könnten aber mit dem Ansatz der Kompromisslösung (Vorschlag 2) vereinbar sein.

**Der Entwurf sieht in Anlage 4 (Anforderungen an die kontinuierliche Messeinrichtung und die Validierung der Messergebnisse) vor, dass eine maximale Messunsicherheit von 40% bei Quecksilber angewendet werden kann. Es ist nicht klar wie diese Zahl von 40% festgelegt wurde. Außerdem ist es rechtlich fraglich ob eine solche, pauschale Messunsicherheitsklausel, überhaupt für Quecksilber nach der IED-RL festgelegt werden darf.**

- Die IED-RL sieht in Anhang V, Teil 3 und 4 vor, dass im Falle der kontinuierlichen Messungen die Mittelwerte validiert werden müssen (nach Teil 3, Nummer 10). Es ist grundsätzlich zu begrüßen dass die validierten Mittelwerte nach der in der Kalibrierung ermittelten Messunsicherheit (normierte Werte) bestimmt werden müssen (Absatz 3), diese erfolgt leider aber nur jährlich (§16(5)). In Nummer 10 bzw. 9 des Anhangs V der IED-RL wird klargestellt dass die erwähnten Prozentsätze des Konfidenzintervalls für die einzelnen Messergebnisse maximale und fakultative Werte darstellen: „darf der Wert... nicht übersteigen“.

Nummer 10 gibt vor, dass die validierten Mittelwerte aufgrund der gemessenen (und nach Abzug der Messunsicherheit) bestimmten Werte ermittelt werden, dabei gelten die Vorgaben der Qualitätssicherung von automatisierten Messsystemen und die Referenzmessverfahren zur Kalibrierung dieser Systeme nach CEN-Normen (nach Nummer 8 des Anhangs V der IED-RL).

Es sei hier angemerkt dass diese IED-RL Vorgaben zur Emissionsüberwachung aus der GFA-RL 2001/80/EG vom 23/10/2001<sup>17</sup> unverändert „übernommen“ wurden, ungeachtet der Fortschritte welche in der Messtechnik in den letzten 20 Jahren -dank strikterer Anforderungen- erzielt wurden. Eine erlaubte Messunsicherheit von bis zu 40% scheint weit über die wirkliche Abweichung nach dem Stand der (Mess)Technik nach EN14181 zu liegen: Nach Kalibrierungstests z.B. bei Mannheim Block 9 (Kessel 20) liegt die gemessene Standardabweichung bei **0,51µg/Nm<sup>3</sup>** (Analysator Durag HM 1400 TRX von Baujahr 2014) und bei Block 8 (RDK, Analysator DURAG HM 1400 TR von Baujahr 2011) bei **0,5µg/Nm<sup>3</sup>**. Statt der erlaubten Messunsicherheit von bis zu 4,2µg/Nm<sup>3</sup> (40% von TMW 30µg/Nm<sup>3</sup>) also 14% ist die tatsächliche Messunsicherheit bei 1,7%. Messinstrumente werden im Zuge der neuen ambitionierteren Vorgaben des LCP BREFs von 2017 angepasst, bis dato gab es keine Anforderungen einen Messbereich <4µg/Nm<sup>3</sup> im Jahresmittel sicher messen zu können.

**Es ist generell abzuraten, eine Zahl zur maximalen Messunsicherheit anzugeben welche nicht dem jetzigen Stand der (Mess)Technik entspricht. Das BMUB sollte sich mit den Entwicklern der Messinstrumente z.B. DURAG, SICK, Thermo-Fischer, Lumex, AMESA-SA etc in Verbindung setzen und sich bei evtl. Festlegung an die tatsächlichen (ermittelten) Standardabweichungen der Messinstrumente orientieren, welche speziell für die Messung der Quecksilberemissionen im Bereich der LCP BREF BVT-Bandbreiten entwickelt wurden.**

<sup>17</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=OJ:L:2001:309:TOC>

- Die IED-RL sieht in Anhang V Teil 3, Nummer 9 vor, dass im Falle der kontinuierlichen Messungen für manche Schadstoffe die im Konfidenzintervall liegende Messergebnisse einen gewissen Prozentsatz überschreiten dürfen (von 10-30%). Die IED-RL sieht dies explizit nur für folgende Schadstoffe vor: CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und Staub. Die Möglichkeit einer Festlegung von Prozentsätze für andere Schadstoffe, wie in Anlage 4 für z.B. Quecksilber, Methan, Formaldehyd, Chlorwasserstoff etc **ist deshalb rechtlich fraglich und sachlich umstritten**. Die LCP BREF BVT-Bandbreiten basieren auf normierte Emissionswerte, daher sollte sich die 13. BImSchV nur auf die tatsächlichen Standardabweichungen, welche dem Stand der Messtechnik darstellen, orientieren. Es ist nicht klar wie diese pauschalen Prozentsätze zu den anderen Schadstoffen in Anlage 4 festgelegt wurden (siehe obige Einwendungen zu Quecksilber).

### **Änderungs-Vorschlag 8 – Automatische Streichung von GHG Zertifikaten.**

§ 9 sollte wie folgt ergänzt werden:

**„Streichung von Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (TEHG) im Folge des Kohleausstiegs**

- 1. Ab 2023 erfolgt eine Stilllegung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in Höhe der zusätzlich eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen welche durch die Stilllegung von kohlegefeuerten Kohlekraftwerken erfolgen. Die jeweilige Menge von Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (TEHG) erlischt nach § 8 Absatz 1 Satz 2 des TEHG mit Datum der Stilllegung der betroffenen Emissionsquelle.“**

#### Begründung

Damit das Emissionsminderungs-Potenzial des Kohleausstiegs nicht verpufft, muss die 13. BImSchV sicherstellen, dass Zertifikate in entsprechendem Umfang aus dem Emissionshandelssystem herausgenommen werden wenn Emissionsquellen vom Netz gehen. Auch wenn die 13. BImSchV nicht direkt Treibhausgase regelt, so hat diese selbstverständlich Immissionsschutzrechtliche Relevanz: Erstens wird durch die Stilllegung von Kohlekraftwerken Emissionen von Luftschadstoffen (nicht nur TEHG) erzielt. Zweitens würde falls die Löschung der Emissionsberechtigung nicht erfolgen sollte eine Verlagerung der Emissionen auf andere Standorte erlaubt werden denn die durch den Ausschreibungsmechanismus freierwerbenden Berechtigungen wären nicht „genutzt“ und deshalb immer noch Verfügbar. Art. 12 Absatz 4 der Richtlinie 2003/87/EG (jetzt in der Fassung der Richtlinie 2018/410/EU) rechtfertigt diese Löschung, welche aber von den Behörden vollzogen werden müssen. Diese Entscheidung ist umweltrelevant, es handelt sich also um Vorgaben zum Immissionsschutzrecht.

### **Änderungs-Vorschlag 9 – Zugang zu Informationen und Erstellung einer Bundesweiten Datenbank zu IED Anlagen**

Dieser Vorschlag betrifft insgesamt den Referent-Entwurf und verdient einen eigenen Unterabschnitt (neu), die Forderungen zu transparentem und kostenfreien Zugang zu allen Informationen welche einer Berichtspflicht des Betreibers oder einer Überwachungspflicht seitens der Behörden stehen, sollten systematisch ergänzt werden (z.B. Unterabschnitt 2 §21, 22, 23) / Unterabschnitt 3

**Neuer Unterabschnitt:**

**„Bundesweite Datenbank zu IED Anlagen**

1. Ab **[August 2021]** müssen alle Informationen, welcher einer Berichts- und/oder Überwachungspflicht nach dieser Verordnung unterliegen, in elektronischer Form auf Bundesebene in einer „IED-Internet Datenbank“ berichtet werden.
2. Die Informationen sollen ab **[spätestens Dezember 2021]** kostenfrei der Öffentlichkeit über Internet abrufbar sein und mindestens folgende Informationen beinhalten:
  - a) Resultate der Messberichte und Daten zur Überwachung nach Unterabschnitt 3. Die Ergebnisse der Messungen sollen spätestens **[1 Monat]** nach Datum der Messung, bei kontinuierlichen Messsystem spätestens **[am Folgetag]** nach Messzeitpunkt für die Öffentlichkeit abrufbar sein. Falls es sich bei den Messwerten um nicht validierte Messinformationen handeln sollte, so soll dies durch entsprechende Anmerkungen ersichtlich sein. Die abgezogene Messunsicherheit und Datum der letzten Kalibrierung der Messeinrichtung ist anzugeben;
  - b) Elektronische Fassung des Geltenden Genehmigungsbescheids mit Angabe der geltenden Grenzwerte zu Luft und Wasser;
  - c) Elektronische Fassung des Jahres Umweltberichts nach Artikel 14(1) der Richtlinie für Industrieemissionen, spätestens **[3 Monate]** nach Ablauf des Kalenderjahres;
  - d) Elektronische Fassung des Umweltinspektions-Berichts, mit Informationen zum Datum der Vor-Ort Besichtigung und die wesentlichen Ergebnisse, spätestens **[4 Monate]** nach Datum der Vor-Ort Inspektion;
  - e) Verbrauchsdaten zu Ressourcen (Menge und Art), insbesondere Wasser, Brennstoff, Ressourcen pro Betriebsjahr, falls nicht im Buchstabe c) erwähnten Bericht vorliegend;
  - f) Andere Informationen, welche nach Durchführungsbeschluss (EU) 2018/1135 vom 10. August 2018<sup>18</sup> erfasst werden.
3. Die in Absatz 2 verlangten Informationen werden ebenfalls auf EU- Ebene im „IED Register“ spätestens 1 Monat nach Kalenderjahr online verfügbar gemacht.
4. Die in Absatz 1 erwähnte „IED-Internet Datenbank“ soll folgende Anforderungen erfüllen:
  - a) Benutzerfreundliche Suchfunktionen und Kriterien z.B. Sortierung nach Anlagen- Art (Anhang I der IED), Kategorie der Feuerung (Brennstoff) und Größe, Standort, Genehmigungsstatus;
  - b) der Zugang der Informationen erlaubt die Überprüfung der Einhaltung der Genehmigungsanforderungen und Leistungsvergleich in der Umweltperformance;
  - c) einen Abgleich von Genehmigungsanforderungen nach Anlagenkategorie und Bundesland;
  - d) eine Auswertung zu den eingesetzten Umwelttechniken und Informationen zur Umsetzung zum Stand der Technik.“

<sup>18</sup> Durchführungsbeschluss (EU) 2018/1135 der Kommission vom 10. August 2018 zur Festlegung, welche Art von Informationen die Mitgliedstaaten in welcher Form und mit welcher Häufigkeit für die Berichterstattung über die Umsetzung der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates über Industrieemissionen zu übermitteln haben (Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2018) 5009) (Text von Bedeutung für den EWR.)

### Begründung

Deutschland hängt ganz weit hinter dem „Stand der Technik“ zu Transparenz und Zugang zu Umweltinformationen zu IED Anlagen zurück.

Die Situation ist katastrophal im EU Vergleich und eine Blamage für Deutschland. Dieses Ergebnis erfolgt aus unserer Publikation ‘[Burning the Evidence](#)’ (August 2017). Leider hat sich seitdem nichts verbessert, es scheint dass ein Vertragsverletzungsverfahren zu dieser Sache seitens der EU Kommission ansteht.

Die Daten welche von Deutschland über den IED Register eingereicht haben sind unvollständig (keine Emissionsdaten zu 2018) oder inkorrekt (Dummy.de Platzhalter oder URL links zu generellen Antragsformulare welche nicht informationsrelevant sind). NGOs müssen in Deutschland immer noch über UIG Anfragen mühselig Daten „anfragen“, welche sogar noch kostenpflichtig sind. In manchen Fällen fürchten die Beamten um Zusendung von Emissionsdaten, fragen der Industrie um „Erlaubnis“ oder schwärzen Informationen wegen Angst vor Weitergabe von „Betriebsgeheimnis“. Dies ist Schikane und Geheimnistuerei welche nicht mit den Aarhus Vorgaben vereinbar sind, dabei wird ebenfalls (unsinnig) Beamtenzeit vergeudet. Von BundesLand zu BundesLand sind die Anforderungen und Möglichkeiten zum Umweltinformationszugang verschieden, welches grundlegende Fragen zur (Un)Gleichbehandlung von fundamentale Bürgerrechte innerhalb Deutschlands mit sich bringt.

**So kann und darf dies nicht weitergehen! Es muss eine Lösung auf Bundesebene gefunden werden, welche schon zeitlich weit überholt ist. Die Revision der 13. BImSchV wäre die richtige Gelegenheit mal endlich konkret was für mehr Transparenz zu IED Anlagen zu tun.** Somit könnten ebenfalls Beamten für Vollzugsarbeiten entlastet werden. Es sei hier angemerkt dass im EU-Vergleich, Deutschland nichts zu verbergen hat was Umweltperformance der GFA angeht...

In China werden Messdaten der kontinuierlichen Messinstrumente (Luft und Wasser) für große Industrieanlagen (also GFA) in einer zentralen Datenbank direkt durch den Betreiber eingestellt, welche über SmartApp quasi auf Echtzeit für die Bürger abrufbar sind. In der USA können ebenfalls die kontinuierlich gemessenen Rohdaten online abgerufen werden.

Mehr Informationen dazu siehe [Kapitel 6 der EEB Publikation](#) (in Englisch)