

19. Wahlperiode



Deutscher Bundestag
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und
nukleare Sicherheit

Wortprotokoll der 94. Sitzung

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Berlin, den 13. Januar 2021, 11:00 Uhr
Berlin, Dorotheenstraße 100, JKH 1.302

Vorsitz: Sylvia Kotting-Uhl, MdB

Tagesordnung - Öffentliche Anhörung

Einziger Tagesordnungspunkt

Seite 3

Verordnung der Bundesregierung

Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen

BT-Drucksache 19/24906

Federführend:

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Gutachtlich:

Parlamentarischer Beirat für nachhaltige Entwicklung

Berichterstatter/in:

Abg. Karsten Möring [CDU/CSU]

Abg. Ulli Nissen [SPD]

Abg. Dr. Rainer Kraft [AfD]

Abg. Judith Skudelny [FDP]

Abg. Ralph Lenkert [DIE LINKE.]

Abg. Dr. Bettina Hoffmann [BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN]



Mitglieder des Ausschusses

| | Ordentliche Mitglieder | Stellvertretende Mitglieder |
|-----------------------|---|--|
| CDU/CSU | Damerow, Astrid Dött, Marie-Luise Färber, Hermann Grundmann, Oliver Hirte, Christian Kießling, Michael Kruse, Rüdiger Möring, Karsten Schulze, Dr. Klaus-Peter Schweiger, Torsten Simon, Björn Wegner, Kai Weisgerber, Dr. Anja Zech, Tobias | Abercron, Dr. Michael von Benning, Sybille Gädechens, Ingo Haase, Christian Krauß, Alexander Ludwig, Daniela Nüßlein, Dr. Georg Ößner, Florian Pols, Eckhard Röring, Johannes Sauer, Stefan Sendker, Reinhold Siebert, Bernd Thies, Hans-Jürgen |
| SPD | Mindrup, Klaus Nissen, Ulli Pilger, Detlev Scheer, Dr. Nina Schrodi, Michael Schwabe, Frank Thews, Michael Träger, Carsten | Bach, Bela Gremmels, Timon Hakverdi, Metin Held, Marcus Klare, Arno Mackensen, Isabel Miersch, Dr. Matthias Röspel, René |
| AfD | Bernhard, Marc Bleck, Andreas Hilse, Karsten Kraft, Dr. Rainer Wildberg, Dr. Heiko | Hemmelgarn, Udo Theodor Heßenkemper, Dr. Heiko Magnitz, Frank Protschka, Stephan Spaniel, Dr. Dirk |
| FDP | Aggelidis, Grigorios in der Beek, Olaf Köhler, Dr. Lukas Skudelny, Judith | Busen, Karlheinz Meyer, Christoph Neumann, Dr. Martin Sitta, Frank |
| DIE LINKE. | Lay, Caren Lenkert, Ralph Schreiber, Eva-Maria Zdebel, Hubertus | Beutin, Lorenz Gösta Perli, Victor Remmers, Ingrid Weinberg, Harald |
| BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN | Badum, Lisa Hoffmann, Dr. Bettina Kotting-Uhl, Sylvia Lemke, Steffi | Ebner, Harald Krischer, Oliver Kühn (Tübingen), Christian Verlinden, Dr. Julia |
| fraktionslos | Bülow, Marco | |



Tagesordnungspunkt 1

Verordnung der Bundesregierung

Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen

BT-Drucksache 19/24906

Holger Lösch

Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
(BDI)

Ausschussdrucksache 19(16)514-A (Anlage 1)

Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann

Technische Universität Dresden, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik

Ausschussdrucksache 19(16)514-D (Anlage 2)

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather

Technische Universität Hamburg (TUHH), Institut für Energietechnik

Ausschussdrucksache 19(16)514-B (Anlage 3)

Powerpoint (Anlage 4)

Dr. Wolfgang Konrad

STEAG GmbH

Ausschussdrucksache 19(16)514-F (Anlage 5)

Dr. Tobias Ehrhard

AG Großmotoren - CIMAC (International Council on Combustion Engines) Deutschland und VDMA Motoren und Systeme

Ausschussdrucksache 19(16)514-E (Anlage 6)

Prof. Dr. Hartmut Herrmann

Leibniz-Institut für Troposphärenforschung
Ausschussdrucksache 19(16)514-C (Anlage 7)

Christian Tebert

Ökopol – Institut für Ökologie und Politik GmbH
Ausschussdrucksache 19(16)514-G (Anlage 8)

Vorsitzende: Ich begrüße alle, die bei uns sind oder zuschauen und zuhören, ganz herzlich zu unserer öffentlichen Sitzung des Umweltausschusses. Diese findet im Webex-Format statt, was mir sehr leid tut – aber wir alle wissen, warum das so ist. In diesem Zusammenhang will ich Ihnen allen ein gutes neues Jahr wünschen, Gesundheit vor allem. Das ist, glaube ich, das, was wir als größten Wunsch für dieses Jahr haben, dass wir diese Pandemie mit möglichst wenigen weiteren Schäden, Verstorbenen, Erkrankten überwinden können. Wir führen unsere heutige Anhörung also im Webex-Format durch. Die Öffentlichkeit hat den Zugang ausschließlich über die *Online*-Übertragung im Internet.

Ich begrüße meine Kolleginnen und Kollegen, mit denen ich gerade schon in der nichtöffentlichen Sitzung getagt habe. Ich begrüße die Parlamentarische Staatssekretärin Rita Schwarzelühr-Sutter und ich begrüße natürlich vor allem und ganz besonders unsere Sachverständigen für die heutige Anhörung. Seien Sie uns herzlich willkommen! Das Thema der heutigen Anhörung ist die Verordnung der Bundesregierung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen [13. BImSchV] und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen [17. BImSchV].

Wie immer zu Beginn solcher öffentlichen Anhörungen mache ich Sie mit ein paar Informationen vertraut. Die Sitzung wird zeitversetzt ab 17 Uhr im Parlamentsfernsehen auf Kanal 2 und im Internet übertragen. Stellungnahmen, Statements, Diskussionen werden über das Internet zugänglich gemacht. Wir fertigen üblicherweise von der Sitzung auch ein Wortprotokoll an. Wenn jetzt niemand widerspricht, dann machen wir das auch diesmal so. Kein Widerspruch, dann ist das so beschlossen. Ich mache Sie jetzt damit vertraut, wie die Anhörung ablaufen wird. Zuerst werden unsere sieben Sachverständigen ihr Statement von jeweils drei Minuten vortragen. Das ist kurz, das wissen wir, aber die Debatte kommt ja dann anschließend, und zwar in dieser Form: Jede Runde läuft so ab, dass jeder Fraktion fünf Minuten für Frage und Antwort zur Verfügung stehen. Das heißt, liebe Sachverständige, dass der oder die Abgeordnete, von dem oder der Sie befragt werden,



selbst entscheidet, wie viel Zeit Ihnen für die Antwort bleibt – das ist bei mir immer gleichzeitig der Appell an meine Kolleginnen und Kollegen – die kennen das schon –, sich mit der Frage möglichst kurz zu halten, denn wir wollen ja Sie, die Sachverständigen, hören. Das heißt, dass wir mit Glück drei Fragerunden haben, auf jeden Fall aber zwei und vielleicht noch eine weitere verkürzte Runde. Jetzt noch einige Bitten an Sie, an die Sachverständigen. Bitte behalten Sie die Zeit selbst im Auge! Normalerweise machen wir das von hier aus, wenn wir alle gemeinsam im Saal sitzen. Das ist uns in diesen Zeiten nicht vergönnt, insofern müssten Sie selbst ein bisschen drauf achten. Also fünf Minuten inklusive der Frage, die an Sie gestellt wird. Die Abgeordneten werden auch gleich zu Beginn immer sagen, wen sie denn befragen wollen. Und zum zweiten die Hintergrundgeräusche. Wir alle leiden ein bisschen darunter, dass wir jetzt nicht miteinander reden können, sondern nur über Mikrofon und digital. Das heißt, bitte vermeiden Sie möglichst Hintergrundgeräusche und Rückkopplungen! Das bedeutet, dass Sie bitte alle Ihr Mikrofon ausgeschaltet haben, wenn Sie nicht sprechen. Das wäre genug der Vorrede und damit gebe ich das Wort an unseren ersten Sachverständigen und das ist Herr Lösch vom Bundesverband der Deutschen Industrie. Bitteschön, Herr Lösch, drei Minuten!

Holger Lösch (BDI): Vielen Dank, Frau Kotting-Uhl, meine Damen und Herren Abgeordnete, sehr geehrte Damen und Herren, ich freue mich über die Gelegenheit, heute hier zu sprechen. Das Rechtsetzungsverfahren zur 13. BlmSchV und zur 17. BlmSchV oder Emissionsschutzverordnung soll ja insbesondere der Umsetzung der europäischen Vorgaben dienen. Das bedeutet, dass eine Vielzahl von Industrieanlagen in Deutschland künftig strengere Grenzwerte einhalten müssen; in Deutschland reden wir dabei in diesem Verfahren über circa 600 solcher Anlagen. Die Großfeuerungsanlagen dienen überwiegend der Stromerzeugung in Wärmekraftwerken oder eben in vielen Industriebetrieben ganz systematisch wichtig auch der Wärmebereitstellung.

Wir würden insbesondere gerne folgende Punkte in der weiteren Diskussion berücksichtigt sehen: Erstens, der vorliegende Verordnungsentwurf setzt die europäischen Vorgaben aus den sogenannten BVT [beste verfügbare Techniken]-

Schlussfolgerungen an vielen Stellen eins-zu-eins um; in einigen Bereichen werden die europäischen Vorgaben allerdings auch verschärft. Insgesamt muss man sagen, sind die im Entwurf enthaltenen Emissionsanforderungen im Hinblick auf den Stand der Technik ambitioniert, zum Beispiel für Quecksilber, Stickoxide, Staub oder Schwefeldioxid. Es ist daher aus unserer Sicht wichtig, dass wir im weiteren Verfahren diese Emissionsanforderungen, die den EU-Vorgaben entsprechen, nicht weiter verschärfen, um damit deutsche Unternehmen im europäischen Wettbewerb nicht zu benachteiligen. Zweitens, in dem Verordnungsentwurf sind Übergangsfristen festgelegt für bestehende Anlagen – Neuanlagen mussten das ja schon vor zwei Jahren auch liefern – die sollten aus unserer Sicht verlängert werden oder die Bundesländer müssten aufgefordert werden, Übergangsfristen im Verwaltungsvollzug einzuräumen. Die Jahresfrist für die Umsetzung von Neuanlagen ist ja schon im August 2018 abgelaufen. Das heißt, die neuen Grenzwerte müssten bereits im August dieses Jahres eingehalten werden. Das ist bei vielen bestehenden Anlagen, wo eine Nachrüstung notwendig ist, praktisch unmöglich. Das bedeutet Zeit – wir müssen Genehmigungs- und Planungsverfahren einhalten, wir müssen auch entsprechend Umweltverträglichkeitsprüfungen und andere Dinge beachten, wir müssen noch beschaffen und am Ende auch bauen und in Betrieb setzen. Und deswegen glaube ich, dass viele Anlagen in der zur Verfügung stehenden Zeit ohne entsprechende Übergangsfristen diese neuen Werte nicht werden rechtzeitig einhalten können. Hier ist, glaube ich, aus meiner Sicht der größte Bedarf, in dem Verfahren jetzt nochmal eine Abhilfe zu schaffen. Damit bin ich acht Sekunden vor meiner Zeit und bedanke mich für Ihre Aufmerksamkeit!

Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann (TU Dresden): Sehr geehrte Frau Vorsitzende, sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete! Die Vorschrift zur Begrenzung von Emissionen – sprich also: Grenzwerte – in Verbindung mit Regelungen zur Ableitung von gereinigten Abgasströmen – das heißt also: Standortbedingungen, und auch Kaminhöhe und so weiter – sind schon heute so aufeinander abgestimmt, dass Emissionen nicht lokal, sondern global zu betrachten sind und dass die Emissionsbelastungen aus der Energiebranche oftmals weit unterhalb der Irrelevanzgrenzwerte der WHO



[Weltgesundheitsorganisation], TA Luft [Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft] und LAI [Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz] liegen. Ungeachtet dessen muss natürlich die Anpassung der Grenzwerte dem Stand der Technik folgen und sie muss auch den Stand der Technik zu weiteren Verbesserungen anspornen. Mit dem vorliegenden Entwurf der Verordnung ist das meines Erachtens nach im wahrsten Sinne des Wortes weitestgehend gelungen. Es werden alle Anforderungen des BREF-LCP [BREF – die BVT beschreibendes Dokument der Europäischen Kommission für Großfeuerungsanlagen] vollumfänglich erfüllt. Es wird zweifelsohne eine deutliche Verbesserung für die Umwelt eintreten. Mit „weitestgehend“ meine ich, dass einzelne Vorgaben sehr ambitioniert erscheinen; sie gehen wirklich an die Grenze des Machbaren, auch vor dem Hintergrund der zeitlichen Umsetzung – das ist gerade eben schon angesprochen worden – sowohl, was die Anlagentechnik betrifft als auch den zertifizierten, messtechnischen Nachweis für die Überwachung und die Anlagensteuerung. Kraftwerkstechniken und dazugehöriger Stand der Technik sind immer in Zusammenhang mit dem Brennstoff zu sehen und insbesondere mit der Braunkohle in Deutschland liegt ein Brennstoff vor, auf den Erfahrungen, zum Beispiel aus den USA, mit ganz anderen Kohleeigenschaften nicht eins-zu-eins und ohne weiteres übertragen werden können. Mit erheblichen Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung haben die Kraftwerksbetreiber im vergangenen Jahrzehnt die großen Fortschritte erreicht, sodass heute die gesetzlichen Vorgaben – insbesondere Quecksilber ist vorhin auch angesprochen worden – jetzt auch erreicht werden. Mehr geht aus meiner Sicht zum jetzigen Zeitpunkt bei den Bestandsanlagen unter Berücksichtigung der gegebenen Anlagentechnik nicht. Aus meiner Sicht ist man hier auch asymptotisch an einer Grenze oder nähert sich einer Grenze an, bei der der wirtschaftliche Betrieb überhaupt noch möglich ist. Und dieser wirtschaftliche Betrieb, meine Damen und Herren, ist sehr wichtig vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit in den Jahren des Übergangs unseres Energiesystems – daher dringend erforderlich. Zusammengefasst denke ich, dass hier im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks „Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und

Wirtschaftlichkeit“ ein gutes Werk erarbeitet worden ist, das auch Akzeptanz finden wird. Vielen Dank!

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather (TU Hamburg): Vielen Dank, Frau Kotting-Uhl! Zunächst einmal: Die vorliegende Verordnung erfüllt die europäischen Anforderungen aus dem BREF-LCP-Prozess. Sie ist ein ausgewogenes Paket zum einen aus ambitionierten Grenzwertverschärfungen und den unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten der Kraftwerkstechnik erreichbaren Emissionswerten. Bei Neuanlagen haben wir teilweise sehr ambitionierte Vorgaben, die am unteren Rand der im BREF-LCP vorgegebenen Spanne liegen. Bei Bestands- und Altanlagen werden Emissionswerte gesetzt, die eher am oberen Rand dieser Spanne angesiedelt sind, aber dennoch zu erheblichen Nachrüstungen führen werden, um diese neuen Grenzwerte einhalten zu können. Speziell bei Braunkohlekraftwerken, um die ich mich in den letzten Jahren sehr gekümmert habe, führen die neuen Grenzwerte in Verbindung mit dem gesetzlichen Kohleausstieg zu einer geminderten Schadstofffracht um 60 Prozent bis zum Jahr 2030. Angesprochen wurde schon, dass ab August dieses Jahres die Grenzwerte eingehalten werden müssen. Damit verbleibt trotz der Vorbereitungen, die in der Kraftwerkstechnik gemacht wurden, nur noch eine extrem kurze Zeit zur Umsetzung. Geringere als die jetzt vorliegenden Emissionswerte würden zum einen bedeuten, dass man über den heutigen Stand der Technik hinausgehen würde, und zum anderen könnten diese, wenn sie kämen, nicht mehr fristgerecht durchgesetzt werden. Noch ein Wort ganz konkret zu zwei Emissionen bezüglich der staubgefeuerten Braunkohleanlagen mit mehr als 300 Megawatt thermisch. Quecksilber ist schon mehrfach erwähnt worden. Die Quecksilbergrenzwerte für Neuanlagen sind so niedrig wie in den USA. Das sind ganz ambitionierte Werte mit einem Mikrogramm, aber sie sind für Neuanlagen durchaus einhaltbar. Bei Bestandsanlagen für Braunkohleanlagen ist der Wert bei fünf beziehungsweise sieben Mikrogramm gesetzt. Auch das sind ähnliche Werte wie in den USA; dort gilt der Grenzwert 5,6 Mikrogramm pro Normkubikmeter. Es wurden in Deutschland viele Versuche gemacht, um eben diese obere Grenze aus BREF-LCP von sieben Mikrogramm zu erreichen und es hat sich herausgestellt, dass jede Anlage wieder ganz speziell angepasst werden muss,



um eben diese Grenzwerte, die jetzt auch in dieser Verordnung vorliegen, einzuhalten. Ganz kurz noch zu den Stickoxiden. Bei Braunkohle hatten wir da einen Wert von 175 in der BREF-LCP, obwohl BREF die Befragung aus den Fragebögen eigentlich zu 190 führte. Diese 175 sind voraussichtlich mit der bestverfügbarer Technologie der feuerungstechnischen Primärmaßnahmen nicht zu erreichen. Daher wird es hier dann voraussichtlich in einigen Fällen doch zu einer Ausnahme auf Einzelfallebene kommen. Dankeschön!

Dr. Wolfgang Konrad (STEAG GmbH): Vielen Dank, Frau Kotting-Uhl. Drei Minuten sind kurz. Zur zeitlichen Umsetzung: Die BVT-Schlussfolgerung wurde im August 2017 bekannt gemacht. Die Anforderungen sind in den Bestandsanlagen derweil im August dieses Jahres einzuhalten. Im Bundes-Immissionsschutzgesetz wurde verankert, dass die Umsetzung innerhalb von zwölf Monaten erfolgt, damit Betreiber in 36 Monaten die Maßnahmen zur Einhaltung durchführen können. Bei den derzeitigen Umsetzungen verbleiben den Betreibern rund fünf Monate für die Einhaltung. In vielen Fällen wird die Zeit nicht ausreichen. Diese Betreiber werden in Verfahren zur Zulassung von zeitlichen Ausnahmen gezwungen. Die Umsetzung der BVT-Schlussfolgerung für Bestandsanlagen erfolgt überwiegend in der Höhe der oberen Emissionsbandbreiten. Die Anforderungen an die Anlagen sind anspruchsvoll. Die Umsetzung erfolgt mit Emissionsgrenzwerten, die in allen Betriebsbeständen einzuhalten sind. Die Verschärfungen müssen auch im Zusammenwirken der verfahrenstechnischen Prozesse betrachtet werden. Zusätzlich verschärfend kommen die Bedürfnisse aus der Energiewende an die Art des Betriebes der Anlagen hinzu. Änderungsbedarf besteht eigentlich in zwei wesentlichen Feldern. Zum einen in der Umsetzung der 1 500-Jahresbetriebsstundenregelung für die Anwendung der Jahresmittelwerte. Bei der Ermittlung wurden Anlagen mit hoher Beschäftigung betrachtet. Um Anlagen mit geringen Jahresbetriebsstunden und einem größeren Anteil von ungünstigen Betriebszuständen, Anfahrbetriebszuständen, Lastwechsel et cetera nicht zu überfordern, wurden die Jahresmittel ausschließlich für bestehende Anlagen mit mehr als 1 500 Betriebsstunden pro Jahr in den Schlussfolgerungen ausgewiesen. Die Umsetzung als gleitender Mittelwert über fünf Jahre, wie in dem Entwurf vorgesehen, ist nicht geeignet, da

das Problem in dem Jahr der geringen Beschäftigung auftritt. Die Beschäftigung in den vorangegangenen Jahren ist dafür unerheblich. Die Regelung über einen Befreiungsantrag schafft unnötigen Aufwand bei Vollzugsbehörden und Betreibern. Die Kann-Vorgabe in der Regelung macht es zudem zu einer Ermessensentscheidung der Vollzugsbehörde und schafft zusätzliche Unsicherheiten. Hier ist die klare Forderung, für eine eins-zu-eins-Umsetzung auf eine Anwendung der Jahresmittel bei weniger als 1 500 Betriebsstunden in betreffenden Jahren grundsätzlich zu verzichten. Der andere Bereich sind die Verbrennungsmotoranlagen. Hier geht es insbesondere um die Grenzwertfestsetzung für Methan. Die Grenzwertvorgaben liegen weit unter den BVT-Schlussfolgerungen und der 44. BImSchV, die Mitte 2019 als Stand der Technik verabschiedet wurde. Zusätzlich wurde ein System der gestuften Grenzwertverschärfung gewählt für eine Übergangszeit von drei Jahren, also bis 2024, und eine Zeit danach. Bereits für 2025 ist eine erneute Validierung des Standes der Technik angelegt, anhand derer erneut eine Verschärfung mit weiteren Übergangsfristen erfolgen soll. Dieses System der mehrfachen Grenzwertabsenkung in kurzer Zeitfolge ist ungeeignet. Hier sollte der Immissionsgrenzwert zunächst dauerhaft in Höhe der Übergangsregelung festgesetzt werden. Dieser sollte dann in 2025 gemäß der vorgesehenen Validierungsregelung überprüft und dem dann verfügbaren Stand der Technik angepasst werden. Außerdem besteht Änderungsbedarf oder Unklarheit im Bereich der Immissionsmessvorschriften für Methan. In den Schlussfolgerungen wird die Immissionsbandbreite für Methan eindeutig für den Vollastbetriebszustand ausgewiesen. In den Ausnahmen von den kontinuierlichen Messungen wird diese Messung des Vollastbetriebes lediglich für die Übergangsregelung als wiederkehrende jährliche Messung ausgestaltet. Hier ist eine klarstellende Regelung erforderlich, dass immer eine Messung im Vollastbetriebszustand erfolgt. Vielen Dank!

Dr. Tobias Ehrhard (AG Großmotoren - CIMAC (International Council on Combustion Engines) Deutschland und VDMA Motoren und Systeme): Vielen Dank, Frau Kotting-Uhl, sehr geehrte Damen und Herren. Ich möchte zunächst betonen, dass die Hersteller von Verbrennungsmotoren, die ich vertrete, durchaus ein Interesse an ambitio-



nierten Grenzwerten haben. Ambitionierte Grenzwerte tragen zur Technologieweiterentwicklung bei und leisten damit auch einen Beitrag zur Wettbewerbsfähigkeit unserer Branche. Außerdem möchte ich betonen, dass wir uns den Herausforderungen des Klimawandels und unserer Verantwortung stellen, zu dessen Eindämmung beizutragen. Trotz dieses *Commitments* dürfen wir dabei aber nicht aus den Augen verlieren, dass wir hier im Rahmen der 13. BImSchV über die Festlegung von Immissionsgrenzwerten diskutieren, die bereits etwa in einem halben Jahr Gültigkeit erlangen sollen und die anhand der besten verfügbaren Technologien festgelegt werden müssen, wobei ich hier explizit das Wort „verfügbar“ betonen möchte. Das heißt, auch bei der Eindämmung des Klimawandels – und hier im konkreten Fall bei der Vermeidung von Methanemissionen – kann man nicht ausklammern, was vorhandene Technologien zu leisten imstande sind, insbesondere vor dem Hintergrund der zukünftigen Betriebsregime der zu regulierenden Anlagen. Wie mein Vorredner Dr. Konrad bereits erwähnte, hat man ja erst im Jahr 2019 die 44. BImSchV erlassen, in der erstmalig Gesamtkohlenstoffgrenzwerte und damit auch Grenzwerte für Methan mit 1,3 Gramm pro Kubikmeter festgelegt wurden. Der nun im Rahmen der 13. BImSchV diskutierte Grenzwert von 900 Milligramm pro Kubikmeter für Verbrennungsmotoranlagen stellt demgegenüber eine Verschärfung von gut 30 Prozent dar und muss mit der gleichen Motorentechnologie erreicht werden. Ich möchte in diesem Zusammenhang auch die in der Gesetzesbegründung auf Seite 139 stehende und uns zugeschriebene Aussage, dass Magergasmotoren bei 900 Milligramm pro Kubikmeter Methan sicher zu betreiben sind, zurückweisen. Ich möchte hier zum einen auf unsere öffentliche Stellungnahme vom 23. Juli 2020 verweisen, zum anderen ist die sichere Einhaltung eines Grenzwertes nicht allein von der Höhe des Grenzwertes abhängig, sondern muss immer auch in Kombination mit den anderen Randbedingungen und hier insbesondere – das wurde auch schon angesprochen – den Messanforderungen beurteilt werden. Die Verordnung sieht nun die Methanmessung bei Vollastbetrieb, angegeben als Gesamtkohlenstoff, vor. Außerdem ist die Messung als periodische Messung einmal jährlich durchzuführen. Und ich möchte insbesondere betonen, dass selbst unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen und

nach der angesprochenen Übergangszeit von drei Jahren die Forderung von 900 Milligramm pro Kubikmeter eine technisch schwierig umzusetzende Forderung ist, da die Umsetzung mit rein innermotorischen Maßnahmen erfolgen muss. Unsere weiteren Kommentare und Änderungsvorschläge, die wir im Sinne einer technisch machbaren und wirtschaftlich darstellbaren Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen im Rahmen der 13. BImSchV als wichtig erachten, entnehmen Sie bitte meiner Stellungnahme. Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Prof. Dr. Hartmut Herrmann (Leibniz-Institut für Troposphärenforschung): Vielen Dank! Ich würde gerne für mein Statement eine Folie zeigen. Ich habe einige Kernpunkte herausgesucht [Anlage 7, Seite 3]. Das sind einige herausgeschriebene Änderungen, die Jahresmittelwerte und die Tagesmittelwerte. Ich möchte es hier eigentlich kurz machen und sagen [Anlage 7, Seite 4]: Emmissionsminderungen sind auf jeden Fall natürlich zu begrüßen und erscheinen mir als ein sinnvoller Kompromiss zwischen dem Schutz der Erdatmosphäre – ich bin Atmosphärenchemiker – und damit der menschlichen Gesundheit sowie dem technisch sinnvollen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen, wie ja auch einige meiner Vorredner schon gesagt haben. Grundsätzlich möchte ich aber sagen, müssen noch niedrigere Immissionen angestrebt werden und – das ist ja teilweise auch schon gesagt worden – insbesondere beim Quecksilber möchte ich zu großer Vorsicht raten, weil das ein massives globales Problem ist. Wir haben wahrscheinlich ungefähr 10 000 Tonnen Quecksilber im biochemischen Elementumlauf in unserer Umwelt. Ich möchte kurz ein Schema zeigen, woraus hervorgeht, was vielleicht die Probleme sind [Anlage 7, Seite 6]. Das Quecksilber kann erstmal metallisch als Atom in der Gasphase vorliegen in der Atmosphäre, es kann aber auch oxidiert werden. Es kann dann in Partikel übergehen und letztlich in die Ozeane gelangen und dort kann es durch biochemische Prozesse methyliert werden. Als so etwas wie Methyl- oder Ethylquecksilber wird es damit fettlöslich und reichert sich in den Nahrungsketten an. Quecksilber wird über Land in die terrestrischen Ökosysteme deponiert, kann aber reduktiv wieder mobilisiert werden. Das ist hier dieser Weg. Sie machen sozusagen aus dem oxidierten Quecksilber wieder das atomare Quecksilber und das geht zurück, wird



wieder flüchtig, geht in die Atmosphäre zurück. Dieses Quecksilber, was in dem System ist, kann tausende Jahre in diesen Zyklen zubringen. Damit würde ich eigentlich mein Statement schon beenden.

Christian Tebert (Ökopol): Ich möchte meine Ausführungen auch mit einer Präsentation untermauern. Ich möchte mich konzentrieren auf die Punkte Quecksilber und Stickstoffoxide aus den Großkraftwerken und die meiner Meinung nach deutlich zu hoch gesetzten Grenzwertvorschläge. [Anlage 8, Seite 2] Kraftwerke tragen jetzt schon ein Viertel der Stickstoffbelastung bei. Auch bei einer Halbierung durch die Abschaltung werden es immer noch mehr als zehn Prozent sein. Deutschland droht ein Verstoß gegen die internationalen Minderungspflichten, denn Deutschland hat sich in Europa verpflichtet, den Ausstoß um 65 Prozent zu mindern und dies wird voraussichtlich nicht erreicht. Jeder Beitrag also zusätzlich zur Kraftwerksabschaltung führt zu weniger Herz-Kreislauferkrankungen und zu weniger vorzeitigen Todesfällen. Ein Katalysator, wie er in Steinkohlekraftwerken bereits installiert ist, funktioniert auch in Braunkohlekraftwerken – siehe das Kraftwerk *Oak Grove* in den USA. Die Ammoniak-Eindüsung ohne Katalysator wird in Braunkohlekraftwerken in Deutschland nicht betrieben, aber ist zum Beispiel in Polen im Einsatz, durch deutsche Techniklieferanten dort installiert. Vorschlag für eine Grenzwertsetzung, die ambitioniert ist, wäre bei den langlaufenden Kraftwerken der Braunkohle 85 Milligramm mit einem Katalysator, also der sogenannten SCR [Selektive katalytische Reduktion], zu erreichen und das bei Laufzeiten von noch mehr als acht Jahren. Bei geringeren Laufzeiten die etwas weniger aufwendige Technik ohne Katalysator mit einem Grenzwert von 150, die anderen Grenzwerte von 85. Herr Professor Kather hat nicht recht, dass das über den Stand der Technik hinausgeht. Das ist so beschrieben im Europäischen Merkblatt, das heißt, dort wird eine Spanne angegeben. Der Stand der Technik ist nicht die obere Grenze, sondern ist eine Spannbreite und wie immer in Europa ein europäischer Kompromiss. Das heißt, Deutschland setzt hier die unambitioniertesten Werte um und das entspricht nicht dem Niveau des wirtschaftsstärksten Landes in der Europäischen Union.

Die Quecksilbergrenzwerte [Anlage 8, Seite 3]: Warum weiter mindern, auch wenn Kraftwerke abgeschaltet werden? Die Gewässerbelastung liegt in allen deutschen Flüssen seit Jahren weit über dem Grenzwert. Weltweit steigt die Quecksilberbelastung in Meeren, wie auch Herr Professor Herrmann gezeigt hat, damit auch in größeren Speisefischen. Das heißt, Grenzwerte werden überschritten in Thunfisch, Lachs, Zander, Barsch et cetera. Das führt dazu, dass auch Verzehrwarnungen ausgesprochen werden für Schwangere und für stillende Mütter. Problematisch ist das vor allem in Ländern mit hohem Fischverzehr. Das ist nicht Deutschland; das könnte uns also egal sein. Wir können also als Land mit der höchsten Quecksilberimmission in Europa zusammen mit Polen fröhlich so weitermachen wie bisher, wenn uns die anderen Länder egal sind. Wenn sie uns nicht egal sind, dann sollten wir hier auch so weit, wie es technisch möglich ist, mindern. Länder wie Belgien oder Spanien haben hohen Fischverzehr und haben hier sehr hohe Quecksilberwerte. Hier wurde festgestellt, dass bei 1,8 Millionen Neugeborenen pro Jahr in Europa, also einem Drittel aller Neugeborenen, bereits die giftigen Methylquecksilbergehaltswerte den Grenzwert von 0,58 überschreiten. Gerechnet auf den IQ-Verlust, den diese Hirnschädigung bei Föten und Kindern bewirkt, kann man einen volkswirtschaftlichen Schaden von acht bis neun Milliarden Euro in Europa pro Jahr ausrechnen. Die UN-Minimata-Konvention wurde 2016 auch von Deutschland mit unterschrieben und verlangt eine weitgehende Minderung, soweit es technisch möglich ist. Der geplante Grenzwert: Im Moment liegt der Jahresmittelwert bei 10 Mikrogramm – links auf der Achse in blau auch eingetragen. [Anlage 8, Seite 4]. Der geplante Grenzwert soll sieben im Jahresmittel betragen für die bestehenden Kraftwerke. Ich habe hier mal die Beispiele der RWE-Kraftwerksblöcke in Nordrhein-Westfalen aufgetragen. Kein einziger dieser Kraftwerksblöcke überschreitet den Jahresmittelwert. Der geplante Grenzwert ist somit absolut wirkungslos. Dies gilt nicht nur für Nordrhein-Westfalen, sondern auch für die Lausitz. Es gilt nicht für die problematischeren, wenigen Handvoll Kraftwerke in Mitteldeutschland. Was sind das für Blöcke hier, wie viel stoßen die aus [Anlage 8, Seite 5]? Der Quecksilberausstoß beträgt hier bei den oberen Balken 100 - 125 Kilogramm im Jahr, das heißt in einer Woche



etwa zwei Kilogramm pro Block. Und das wird noch lange so bleiben, das heißt, hier die rot eingekastelten sind die neuesten Blöcke, die auch noch bis über das Jahr 2030 hinaus laufen werden, das heißt, sie werden weiterhin zwei Kilo und mehr pro Woche ausstoßen dürfen.

Vorsitzende: Herr Tebert, ich muss Sie leider bitten, dass wir es dabei belassen, weil die Zeit überschritten ist für das Eingangsstatement. Alle Abgeordneten haben Ihre Präsentation ausgedruckt bekommen, das heißt, jeder kann die restlichen Folien selbst anschauen.

Christian Tebert (Ökopol): Das ist die letzte Folie [Anlage 8, Seite 6].

Vorsitzende: Gut, dann reden Sie noch zu dieser letzten Folie und dann gehen wir in die Debatte.

Christian Tebert (Ökopol): Der Vorschlag ist, hier zu mindern, von vier auf zwei Mikrogramm bei Steinkohlekraftwerken, bei Braunkohle von sieben auf fünf, vergleichbar mit den USA, aber auch 80 Prozent Mindestabscheidung. Das würde dann auch zu effizienter Minderung in Nordrhein-Westfalen und in der Lausitz führen. Das bewirkt keine unzumutbaren Kosten: Ich habe oben die Stromerhöhungskosten aufgeschrieben – die sind unter 0,0003 Euro pro Kilowattstunde. Dankeschön!

Vorsitzende: Herzlichen Dank, Herr Tebert! Wir kommen damit in die Frage-und-Antwort-Runde. Ich habe als Berichterstatterinnen und Berichterstatter benannt bekommen für die CDU/CSU Karsten Möring, für die SPD Ulli Nissen, für die AfD Dr. Rainer Kraft, für die FDP Judith Skudelny, für DIE LINKE. Ralph Lenkert und für BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Dr. Bettina Hoffmann. Ich beginne mit Karsten Möring. Ich werde in dieser Reihenfolge der sechs Fraktionen jeweils das Wort erteilen für die Frage und ich bitte die Abgeordneten, immer den Sachverständigen gleich zu benennen, damit er sich bereithalten kann und bitte – das geht jetzt an die Sachverständigen – dann auch die Uhr im Blick behalten, denn die fünf Minuten laufen mit dem Beginn der Frage. Das erste Wort in der ersten Runde hat Herr Möring, bitte.

Abg. Karsten Möring (CDU/CSU): Vielen Dank, Frau Vorsitzende! Vielen Dank, meine Herren, für die umfangreiche Information! Mit den massiven gegensätzlichen Beurteilungen von Herrn Tebert und den anderen Sachverständigen, glaube ich,

werden wir uns nochmal intensiver beschäftigen müssen. Meine erste Frage geht an Herrn Lösch. Ich habe die Umsetzungsprobleme bis zum 31. August zur Kenntnis genommen – auch von den anderen. Darüber werden wir intern nochmal reden müssen. Aus Ihrer Stellungnahme habe ich entnommen, dass Sie die Brennstoffkontrolle und die Effizienzangaben für überflüssig halten. Vielleicht könnten Sie uns nochmal etwas genauer erläutern, warum Sie an dieser Stelle Einwände machen und warum möglicherweise diese Angaben aus Ihrer Sicht überflüssig sind?

Holger Lösch (BDI): Das ist ein Punkt, den hatte ich jetzt in meiner Einführung nicht erwähnt. Wir haben uns das angeschaut und wir sind einfach der Auffassung, dass hier kein zusätzlicher Gewinn für die Umwelt erreicht wird. Das ist in der Stellungnahme auch nochmal ausgeführt worden. Ich denke, dass das jetzt sicher kein zentrales Thema in der ganzen Diskussion ist, aber wir glauben, dass das einfach ein *Add-on* ist, was dem eigentlichen Ziel dieser Verordnung keinen zusätzlichen positiven Beitrag leistet.

Abg. Karsten Möring (CDU/CSU): Wenn ich noch Zeit habe, würde ich dann gerne noch eine zweite Frage an Herrn Professor Beckmann anschließen?

Vorsitzende: Ja, bitte.

Abg. Karsten Möring (CDU/CSU): In Bezug auf die immer wieder zum Vergleich herangezogenen amerikanischen Werte: Können Sie uns sagen, ob es einen solchen Unterschied gibt und wenn ja, ob der technologisch bedingt ist oder was es damit inhaltlich auf sich hat?

Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann (TU Dresden): Ich würde die Frage direkt an Herrn Kather weitergeben, weil Herr Kather ein Gutachten dazu geschrieben hat. Wenn das erlaubt ist? Herr Kather?

Abg. Karsten Möring (CDU/CSU): Gerne meinerseits.

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather (TU Hamburg): Sehr gern. Die amerikanischen Grenzwerte für Neuanlagen sind ein Mikrogramm und für Bestandsanlagen bei Steinkohle knapp über zwei und für Braunkohle 5,6. Warum ist es anders in Amerika? Nein, es ist ja gar nicht so anders. Wir haben ja bei Braunkohle fünf bis sieben. Allerdings unterscheiden sich die Anlagen in Amerika dadurch, dass dort im Wesentlichen Schlauchfilter eingesetzt



sind, während wir Elektrofilter zur Staubabscheidung haben. Bei Schlauchfiltern kann, wenn man vorne Aktivkohle eindüst, auf den Schlauchfiltern noch Aktivkohle verbleiben und das kann Quecksilber reduzieren. Solche Nachrüstungen waren dort sehr viel einfacher möglich als sie bei uns möglich sind. Bei uns – VEAG und RWE gehen im Wesentlichen dahin, dass man auch vorne Aktivkohle eindüst und dann aber im Elektrofilter abscheidet. Die Aufenthaltszeit ist nicht so groß, die Minderung ist dann nicht so groß wie in den Schlauchfiltern in den USA. Man kommt also – gerade in der Lausitz, da habe ich viele Versuche mitverfolgt – gerade so unter die sieben, wenn man eben diese Verfahren anwendet. Auch nicht jedes Verfahren führt da zum Erfolg. Manche führen in dem einen Kraftwerk zum Erfolg, in dem anderen ist überhaupt kein Erfolg zu sehen. Es ist nicht so ganz einfach und es kostet natürlich durchaus auch Geld. Insbesondere, wenn man jetzt auf den Stand, den die USA haben, also auf Schlauchfilter, alles umstellen wollte hier in Deutschland, dann ist das überhaupt nicht möglich oder es dauert lange, es ist teuer, man braucht neue Saugzuggebläse, weil Druckverlust dazu kommt, und man muss auch die Kanäle erneuern – also, es macht wirtschaftlich und nicht nur wirtschaftlich, sondern auch umwelttechnisch, keinen Sinn.

Abg. Ulli Nissen (SPD): Meine Frage geht an Professor Kather. Folgende Frage: Es gibt in den USA aber auch in Deutschland Kohlekraftwerke, wo tatsächlich sehr niedrige Quecksilberemissionen austreten. Könnten diese Technologien nicht auf alle Anlagen übertragen werden oder ist die Antwort gerade durch den Schlauchfilter schon dagewesen?

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather (TU Hamburg): Das ist ein wesentlicher Grund, wobei wir uns immer wieder vor Augen halten müssen, dass die Grenzwerte ja gar nicht so weit auseinander liegen. Die 5,6 bei Braunkohle liegen bei den fünf bis sieben und bei Steinkohle, gut, da haben wir zwei in den USA – 2,2 etwa, wenn man es richtig umrechnet – und da haben wir hier die vier für Bestandsanlagen. Bei Neuanlagen sind wir ja in dem gleichen Bereich bei einem Mikrogramm. Der wesentliche Grund sind tatsächlich die Schlauchfilter als Ausgangspunkt für Bestandsanlagen und auch das, was Herr Beckmann sagte, dass Braunkohlen – wir

haben hier Braunkohlen, die haben sehr viel höhere Quecksilbergehalte – auch mit den sieben Mikrogramm wahrscheinlich noch ganz gehörige Probleme haben werden.

Abg. Ulli Nissen (SPD): Dann stelle ich noch eine weitere Frage, weil ich glaube, dass noch Zeit da ist. Katalysatoren zur Stickoxidminderung sind in Steinkohlekraftwerken Standard. Was spricht dagegen, diese auch in Braunkohlekraftwerken nachzurüsten? Wären nicht mit Katalysatortechnologien wie SCR (Selektive katalytische Reduktion/SNCR (Selektive nichtkatalytische Reduktion) mit geringem Aufwand deutlich geringere NO_x-Immissionsgrenzwerte erreichbar?

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather (TU Hamburg): Herr Tebert hatte ja gerade gesagt, ich hätte da nicht so ganz recht mit meinen Ausführungen zu den 175 Milligramm. Es ist so: Die SCR-Technologie ist in der Braunkohle versucht worden in einem Kraftwerk in Österreich 1990. Die Katalysatoren – und ich habe selbst die erste Katalysatoranlage für Steinkohle in Deutschland mitgebaut – die Katalysatoren sind empfindlich gegen Erosion. Und diese Anlage in Voitsberg, in Österreich, erodierte. Also der Katalysator erodierte und er wurde dann nach einigen Betriebsjahren umgestellt auf das, was wir landläufig machen: Primärmaßnahmen zur NO_x-Minderung. Es gibt ansonsten keinen einzigen Katalysator in Europa – Europa hat eine Braunkohle, die Aschebestandteile hat, die sehr erosiv ist, deutlich erosiver als bei Steinkohle – und daher bietet sich diese Technologie da nicht an. Die SNCR-Technologie, die Sie gerade erwähnten, da düst man in den Feuerraum Ammoniak ein und dann muss das anständig vermischen und wenn ich große Querschnitte habe, dann gelingt mir das nicht und es geht dann Ammoniak im Schlupf hinten durch und wir verlagern das Problem von einer NO_x-Emission zu einer Ammoniak-Emission. Für große Anlagen ist das also nicht geeignet und die Braunkohleanlagen haben große Querschnitte.

Abg. Dr. Rainer Kraft (AfD): Ich würde gerne Herrn Lösch vom BDI fragen. In Ihrem Bericht stellen Sie ja fest, dass diese Umsetzung der EU-Verordnung eigentlich zu spät ist, dass das ja bereits 2018 angedacht war. Daraus ergibt sich natürlich für die Betreiber oder für die, deren Anlage jetzt genehmigt und im Bau ist, dass für diese Unternehmen keinerlei Rechtssicherheit bestanden



hat in den vergangenen zwei Jahren bezüglich der Grenzwerte, die nun gelten sollen, wie sie jetzt in dieser Verordnung hier auftauchen. Wie viele Standorte, wie viele Unternehmen oder wie viele Großfeuerungsanlagen sind davon betroffen? Was ist Ihres Wissens nach der materielle Schaden, der hier entweder durch Nachrüstung entsteht oder der durch komplettene Stilllegung bzw. Verschrottung hier entsteht? Müsste nicht eigentlich die Bundesregierung diese Übergangsfristen jetzt auch für diese Verordnung in kompletter Länge geltend machen?

Holger Lösch (BDI): Was schwierig ist, ist ganz genau zu sagen, jetzt nachdem wir noch keine Entscheidung haben, wie die Grenzwerte am Ende des Tages tatsächlich aussehen, was notwendig ist an Umrüstungen. Das wird jetzt natürlich geplant, wenn die Verordnung durch ist. Über materielle Schäden und, wie soll ich sagen, gar Betriebsstilllegungen kann ich hier nichts sagen. Meine Signale aus der Industrie sind, dass das, was jetzt vorliegt, realisierbar ist, natürlich mit großen Anstrengungen. Aber wir würden nicht so weit gehen und hier feststellen, dass Betriebsstilllegungen drohen. Was die Fristen betrifft, ist natürlich klar, bei der IED [Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU] hatte man gesagt, ein Jahr bis zur Umsetzung und vier Jahre, bis es dann auch eingehalten wird. Da hat man klar gesagt, drei Jahre Übergangsfrist ist akzeptabel und ich denke, das müsste hier auch gelten. Nun haben wir die vier Jahre aber bis hierher schon aufgebraucht, um überhaupt in den Entscheidungsstatus für eine Verordnung zu kommen. Das ist natürlich das Problem, dass bislang die Unternehmen keine Sicherheit hatten, was da jetzt tatsächlich passiert. Das heißt, das Spiel beginnt von vorne und es wurde ja schon gesagt: Wir haben jetzt ein paar Monate Zeit. Bis August 2021 werden diese Umsetzungen nicht erfolgt sein, das ist klar. Da sind wir abhängig vom Planungsverfahren, vom Genehmigungsverfahren, teilweise dann auch von Umweltverträglichkeitsprüfungen und auch Beteiligungen der Öffentlichkeit. Das ist aus unserer Sicht auch eine ganz klare Logik, dass wir hier entweder direkt in die Bundesverordnung eine Übergangsfrist reinschreiben müssen – das müsste man wahrscheinlich mit der EU besprechen – und gleichzeitig gäbe es als Alternative, dass die Länder in der Lage sind, Ausnahmegenehmigungen,

Übergangsfristen zu gewähren. Das wäre aus unserer Sicht *second best*, weil wir dann natürlich wieder eine föderale, nicht einheitliche Landschaft haben, was es den Unternehmen dann auch ein bisschen schwerer berechenbar machen würde. Aber grundsätzlich wichtigste Feststellung: Wir brauchen hier Übergangsfristen oder zumindest können wir nicht zulassen, dass die Unternehmen ohne eine Chance, das umzusetzen, ab August dann unrechtmäßige Anlagen betreiben.

Abg. Judith Skudelny (FDP): Meine Frage geht an Herrn Dr. Ehrhard. Meine erste Frage betrifft das, was Sie vorhin gesagt haben: Die Methangrenzwerte werden verschärft, aber die Motorentechnik bleibt gleich. Jetzt bin ich da so ein Stück weit Laie; mich würde interessieren, warum das eine Schwierigkeit darstellt, technologisch hier einfach nochmal die verschärften Grenzwerte einzuhalten? Und meine zweite Frage würde dahin gehen: Es wurde Herrn Tebert eine ausführliche Zeit eingeräumt zu sagen, warum die Grenzwerte eigentlich alle deutlich schärfer werden können. Da würde ich gerne von Ihrer Seite aus eine Einschätzung erhalten. Wir haben in dem Vortrag mehrere Beispiele gehört; es ist doch alles möglich. Würden Sie da mitgehen oder ist da von Ihrer Seite oder von der Seite Ihres Verbandes eine andere Einschätzung vorhanden?

Dr. Tobias Ehrhard (AG Großmotoren - CIMAC (International Council on Combustion Engines) Deutschland und VDMA Motoren und Systeme): Um vielleicht direkt an die letzte Frage anzuknüpfen: Wir haben jetzt insbesondere bei dem Thema Methan einen Grenzwert, der hier zur Diskussion steht, der eher am unteren Ende oder zumindest am unteren Ende von dem, was wir als repräsentativ erachten, ausgewählt wurde. Und da muss man ganz klar sagen: Das ist nach derzeitigem Technologiestand das Ende der Fahnenstange. Man muss bei der Diskussion auch berücksichtigen, dass der Grenzwert als solches für die Hersteller meistens auch noch unterschritten werden muss, weil eben Effekte wie Alterung, die sich in den Anlagen über die Laufzeit darstellen, überkompensiert werden müssen. Sie kennen das von den Pkw oder den Lkw, wo die Motoren im Neuzustand diese Grenzwerte auch unterschreiten. Das ist auch bei den stationären Anlagen so und wird auch so von den Betreibern gefordert. Soll



heißen, die 900, die da jetzt drin stehen, die werden dann auch von Neuanlagen sicherlich unterschritten.

Das zweite Thema: Grenzwertverschärfung im Vergleich zur 44. BImSchV – haben wir angesprochen. Das ist ein erneuter Kraftakt. Das gelingt jetzt im Rahmen der 13. BImSchV auch deshalb, weil sie in der 13. BImSchV deutlich größere Motoren betrachten. Das soll heißen, lediglich Motoren mit einer Feuerungswärmeleistung größer als 15 Megawatt [MW] werden hier betrachtet, wohingegen sie in der 44. BImSchV eine viel, viel größere Bandbreite an Leistungskategorien abdecken müssen, de facto Motoren von unter einem MW bis 50 MW Feuerungswärmeleistung. Die größeren Motoren, die jetzt in der 13. BImSchV dann zum Einsatz kommen, die haben einen innermotorischen Vorteil: Methanschlupf entsteht durch solche Schadräume in den Motoren. Das sind Gebiete an der Zylinderwand zwischen Kolben, Kolbenringen und Zylinderwand und die sind im Verhältnis zum Hubvolumen eines Motors bei größeren Motoren einfach kleiner und deswegen haben diese größeren Motoren dann die Chance, hier auch schärfere Grenzwerte einzuhalten –, wobei ich betonen muss: Die jetzt festgelegten Grenzwerte sind durchaus ambitionierte Grenzwerte.

Abg. Ralph Lenkert (DIE LINKE.): Vielen Dank, Frau Vorsitzende, vielen Dank für die Eingangsstatements! Meine Frage geht an Herrn Professor Herrmann. Welche Folgen hat das Freisetzen von Quecksilber für die Umwelt? Wie bewerten Sie die in der Verordnung vorgesehenen Grenzwerte für Quecksilber und wie sollten aus Ihrer Sicht die Grenzwerte sein?

Prof. Dr. Hartmut Herrmann (Leibniz-Institut für Troposphärenforschung): Die Frage wurde hier jetzt schon öfters mal angesprochen. Quecksilber ist vielleicht das schlimmste Element, was man in die globale Umwelt entlassen kann von seiner gesundheitlichen Schadwirkung her. Ich bin kein Mediziner, aber wir wissen alle: Es ist ein Nervengift. Und wie Herr Tebert auch geschildert hat: Es hat eben noch viele andere Wirkungen. Es ist ein Zellgift, es kann Föten schädigen und so weiter, und so weiter. Dazu gibt es umfangreiche Literatur. Das Problem ist vielleicht, anders als wie beim NO_x, was Herr Tebert ja auch angesprochen hat: Das NO_x geht in die Atmosphäre, geht in einige Kreisläufe für eine gewisse Zeit, aber endet

dann als HNO₃ und Nitrat und wird aus der Atmosphäre wieder ausgetragen, sagen wir mal nach zehn Tagen. Durch das, was der biochemische Kreislauf des Quecksilbers ist, was ich auf der Folie in meinem Eingangsstatement gezeigt habe aus einem *Review* der letzten Zeit, sehen Sie, dass das Element immer wieder in Kreisprozessen umgesetzt wird und Sie kriegen es aus dem System nicht raus. Und wenn Sie mich fragen, ist es sogar schlimmer, als wenn ich Chloratome in die Stratosphäre injizieren würde, was wir ja auch nicht mehr machen wollen. Nach dem Montreal-Abkommen von 1988 bis 1998 machen wir keine Chlorinjektionen mehr über die FCKW [Fluor-chlorkohlenwasserstoffe] und das dauert jetzt bis zum Ende des Jahrhunderts, bis die Stratosphäre sich reinigt, aber es kann Jahrtausende dauern, bis das emittierte Quecksilber in den Sedimenten landet. Das ist das Problem – wir haben echte Riesenprobleme. Sie kriegen quellfern das Quecksilber aus der Umwelt nicht mehr raus. Sie müssten die Immissionen bearbeiten und das ist, glaube ich, auch die große Chance dieser Verordnung, dass man bei den Quecksilbergrenzwerten vielleicht doch etwas mehr tut, als im jetzigen Entwurf steht. Ich bin hier als Atmosphärenchemiker, aber ich bin eigentlich physikalischer Chemiker und ich bin ein großer Fan des *German Engineering* und das sind viele andere auch und ich glaube, da geht auf der *Engineering*-Seite schon noch etwas mehr. Diese Revision der Verordnung ist, glaube ich, eine große Chance, da etwas zu tun. Ich würde mich den Grenzwerten von Herrn Tebert, die er genannt hat, heute anschließen. Man sollte nicht zu unrealistisch sein, man sollte jetzt, glaube ich, nicht einfach ein Mikrogramm übertragen auf Bestandsanlagen, ein Mikrogramm pro Normkubikmeter – das wäre sicherlich unrealistisch. Aber es müsste etwas mehr gehen, auch bei den Bestandsanlagen. Ich höre die Diskussion über die Übergangsfristen. Das finde ich für alle Betreiber ganz schrecklich. Wie soll das gehen? Aber das ist nicht so richtig mein Thema, aber es müsste bei der technischen Lösung ein bisschen mehr gehen als das, was im Moment im Entwurf steht.

Abg. Dr. Bettina Hoffmann (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Vielen Dank an alle für die Statements. Meine Frage richtet sich an Herrn Tebert. Ich bleibe jetzt mal beim Stand der Technik und der



Verhältnismäßigkeit, weil das jetzt viele angesprochen haben. Sie sagen, teilweise zumindest, es sei nicht verhältnismäßig teuer oder technisch noch überhaupt nicht möglich. Soweit ich das weiß, wird ja schon bei der Erarbeitung der BVT-Merkblätter darauf geachtet, dass es eben Verhältnismäßigkeitsabwägungen gibt und damit ist für mich jetzt erstmal das Vorgeschlagene erreichbar und auch verhältnismäßig. Jetzt meine Frage: Wie sieht das aus mit den Katalysatoren, Braunkohlekraftwerken? Geht das wirklich nicht? Wie schätzen Sie das ein? Dann auch die Frage: Was ist mit der Ammoniakeindüsung? Was gibt es da für Schwierigkeiten oder wie sieht das aus? Und gibt es denn wirklich Effektivtechniken zur Quecksilberminde rung, damit wir die Grenzwerte erreichen? Und dann vielleicht ganz kurz noch der Punkt „Übergangsfristen“: Sie haben ja etwas anderes vorgeschlagen. Sie haben zwischen den Anlagen, die kürzer laufen und die länger laufen, differenziert. Vielleicht können Sie das nochmal ausführen?

Christian Tebert (Ökopol): Ich fange mal mit den Übergangsfristen an. Ich denke, die Werte, die jetzt auf dem Tisch liegen, vom BMU vorgeschlagen worden sind beziehungsweise vom Kabinettsentwurf – das liegt bereits seit 2016 den Kraftwerksbetreibern vor. 2016 war die Abschlussitzung der BVT. Das heißt, sie konnten sich seit fünf Jahren auf genau diese Werte einstellen als das Niveau, was auf jeden Fall kommen wird, denn das ist das Mindestniveau, das jedes Land in Europa umsetzen muss. Das heißt für diese Werte brauchen wir keine verlängerten Umsetzungsfristen, auf die Werte konnte man sich einstellen. Wenn wir Verschärfungen darüber hinaus wollen, dann kann ich auch Übergangsfristen zugestehen von maximal zwei Jahren. Ich denke, was beschrieben wurde – Ausschreibungen, Installation von größerer Anlagentechnik –, das braucht dann noch mehr Zeit. Bei der SCR oder Ammoniakeindüsung für Braunkohle muss ich Herrn Professor Kather massiv widersprechen. Es geht, Herr Professor Kather, auch wenn ein österreichisches Kraftwerk gemerkt hat, es ist billiger einfach mit Primärmaßnahmen. Österreich wäre dumm gewesen, wenn dieses Kraftwerk nicht umgerüstet hätte auf das, was alle deutschen machen, nämlich eine Minderung einfach über Primärmaßnahmen ohne jegliche Zusatztechnik. Diese Katalysatoren sind teuer. Die Katalysatoren sind sehr unterschiedlich

hergestellt, das heißt, sie können auch gegen Abrasion, gegen den Abrieb hergestellt werden. Das heißt, man kann hier auch mit verbesserten Katalysatoren arbeiten. Das tut das Kraftwerk *Oak Grove*. Es gibt auch deutsche Hersteller dafür und das ist also möglich. Das ist die beste Technik, aber auch die teuerste. Die habe ich für Langläufer, das heißt für wenige Braunkohlekraftwerke, verlangt. Die SNCR – natürlich wird Ammoniak eindüslen. Man muss zusehen, dass hier nicht Schlupf entsteht, aber das ist möglich und das ist auch bei Vermischung in großen Kanälen möglich, wenn man es richtig macht mit den richtigen Düsen. Hier gibt es optimierte Techniken, die sehr gut das Ammoniak verteilen über den gesamten, riesigen Rauchgasquerschnitt. Das wird in sehr großen Kraftwerksblöcken in Polen bereits praktiziert. Das sind über 300 MW Leistung, das heißt, das entspricht dem, was auch hier die großen Blöcke haben. Hier denke ich, dass deutsche Ingenieursleistung nicht missachtet werden sollte. Das ist möglich, wie gesagt, es gibt die zwei Spitzenzulieferer von Europa hier in Deutschland.

Sie hatten dann Quecksilbertechniken angesprochen. Hier gibt es genügend Techniken. Auch hier muss ich Herrn Professor Kather massiv widersprechen. In den USA bei hunderten Blöcken wird mit dem gleichen System gearbeitet wie in Deutschland, mit nasser Abscheidung. Ein Drittel der Kraftwerke hatte schon nasse Abscheidung und musste bei Steinkohle Werte von zwei Mikrogramm erreichen – das, was meine Forderung ist, das, was 50 Prozent Minderung erreichen würde. Das heißt, ein Drittel der Blöcke hat dies geschafft mit Aktivkohleeindüsung, mit bromierter Aktivkohle, mit besonderen Fällungsmitteln, mit Bromzugabe im Abgasstrom. Das heißt, diese Techniken existieren und diese Techniken sind in den USA massiv erprobt und eingesetzt und das geht auch in Deutschland. Das hat man hier auch in den problematischsten Kraftwerken gezeigt, auch da wurden gute Erfolge erreicht – in Lipendorf, in Schkopau. Hier habe ich hohe Achtung vor den Ingenieuren, die das erreicht haben. Das heißt, hier geht mehr und der jetzige Vorschlag führt bei einem Großteil der Kraftwerke zu keiner Minderung.

Vorsitzende: Vielen Dank! Wir sind damit am Ende der ersten Runde. Ich mache Ihnen jetzt den Vorschlag, dass wir für die nächste Runde vier



Minuten vorsehen. Ich mache den Vorschlag aus zwei Gründen: Zum einen habe ich festgestellt, dass fast alle Frage-Antwort-Runden, Abgeordnete-Sachverständige unter den fünf Minuten geblieben sind, manche tatsächlich nicht einmal vier Minuten in Anspruch genommen haben, und zum Zweiten, wenn wir uns jetzt verbindlich auf vier Minuten einigen pro Frage-Antwort, dann schaffen wir auf jeden Fall zwei Runden bis 13 Uhr. Und deshalb, wenn jetzt kein massiver Widerspruch von irgendeiner Seite kommt, schlage ich vor, verfahren wir so und gehen in die zweite Runde. Und es beginnt wieder Herr Karsten Möring, bitte!

Abg. Karsten Möring (CDU/CSU): Meine Frage geht an Herrn Professor Beckmann. Ich würde gerne von Ihnen nochmal eine Bewertung zu den vorgeschlagenen Grenzwerten und der Frage haben, welchen Beitrag zur Gesamt- oder Hintergrundbelastung eigentlich die Kraftwerke bei Quecksilber, bei Stickoxiden und jeweils auch bei Stauben liefern und wie Sie diese Grenzwertsetzung bewerten? Herr Tebert plädiert ja massiv für eine Erhöhung, die man vielleicht in der Spitzentechnologie erreichen kann, aber vor dem Hintergrund der Breite der Anwendung? Wie sehen Sie das?

Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann (TU Dresden): Beginnen wir vielleicht mit dem Quecksilber. Wenn wir uns Quecksilber anschauen von 1990 bis heute, dann ist da ein Rückgang in Deutschland von 32 Tonnen auf zehn Tonnen zu verzeichnen. Ich sage mal zehn Tonnen, um die Größenordnung zu nennen. 50 Prozent in etwa kommen aus der Energietechnik. Herr Herrmann hatte vorhin das Quecksilber im Kreislauf angesprochen, wir sprechen hier von „im Kreislauf“ – er hat das selbst gesagt: Größenordnung ist also zehn Tonnen; das ist einfach mal, um den Größenvergleich zu bekommen. Das, was sich also im Quecksilberkreislauf abspielt, das ist weltweit gesehen etwa nur ein Drittel an anthropogenen Quecksilberbelastungen. Der Rest ist in diesem Kreislauf freigesetzt aus der Umwelt heraus, was also in vielen Jahrzehnten, Jahrhunderten vorher eingetragen wurde. Die Hintergrundimmission in Deutschland liegt bei ein bis zwei Nanogramm pro Kubikmeter, das sind etwa zwei bis vier Prozent des WHO-Grenzwertes von 50 Mikrogramm. Das heißt also, der Eintrag, den wir in Deutschland von unseren

Kraftwerken ausgeben, ist zum einen zum Kreislauf Quecksilber insgesamt sehr vernachlässigbar bzw. gering, zum anderen aber auch weltweit – wenn wir uns anschauen: Ostasien 40 Prozent, Südamerika 20 Prozent, Europa etwa nur sechs Prozent der Quecksilbereintragungen. Mit der Grenzwertfestlegung von zehn auf sieben beispielweise für die Bestandsanlagen, für andere Anlagen auf fünf vom Jahresmittelwert, erreichen wir doch eine Verbesserung von 30 Prozent bis 50 Prozent.

Man kann ja nicht davon ausgehen, was Herr Tebert auf der Folie gezeigt hat, dass also wirklich haarscharf am Grenzwert gefahren werden kann. Der Grenzwert von heute, von zehn Mikrogramm, wird eingehalten, weil man eben diesen Grenzwert sicher unterschreiten muss. Wenn man demnächst auf die sieben orientieren muss, diese auch sicher unterschreiten muss, dann wird sich dadurch natürlich eine weitere Verbesserung – ich rechne also in Größenordnungen von 30 Prozent – einstellen. Zusammengefasst sehe ich also den deutschen Beitrag aus den deutschen Kraftwerken, auf die ich mich beziehe, nicht als den Beitrag an, den wir leisten können, um den Quecksilberkreislauf zu entlasten im Verhältnis – was ich vorhin auch angesprochen hatte – zu den Nachrüstungsmaßnahmen. Ich war selber auch bei vielen Projekten mit beteiligt; ich kann also bestätigen, dass die sieben Mikrogramm, die jetzt für Braunkohlekraftwerke in der Diskussion hier sind, wirklich mit großen Anstrengungen für einzelne Kraftwerke zu erreichen sind – das hängt auch von der Kohlequalität ab; das hat Herr Kather vorhin mit angesprochen – und dass man mit darüber hinausgehenden Maßnahmen, die es sicherlich alle gibt, die aber eben in Deutschland, muss man sagen, für die Bestandsanlagen, von denen wir ausgehen, nicht Stand der Technik sind. Ich kann einen nachgerüsteten VW Käfer nicht mit einem VW Golf der heutigen Produktion vergleichen und sagen, das und das ist alles möglich, sondern hier müssen wir wirklich den Hintergrund der Bestandsanlagen sehen und wir müssen auch hier nochmal betonen, dass eben bis 2030 durch die zusätzlichen Maßnahmen der Abschaltungen von Kohlekraftwerken die Emissionen – Herr Kather hat es angesprochen – auf 60 Prozent heruntergehen werden und bis 2038 auf null. Das heißt also, 2038 werden wir aus der Kohle null Quecksilber



haben und ich denke, das ist für mich eine Verhältnismäßigkeit in der Abwägung dessen, was heute möglich ist, was anlagentechnisch möglich ist und was gleichzeitig die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit betrifft.

Vorsitzende: Dankeschön, Herr Professor Beckmann! Ich will die Sachverständigen nochmal darauf hinweisen, dass wir uns jetzt gerade auf vier Minuten verständig hatten, also Frage plus Antwort. Nach vier Minuten soll man möglichst am Schluss sein. Ulli Nissen bitte, die nächste Frage.

Abg. Ulli Nissen (SPD): Meine Frage geht an Herrn Dr. Konrad. Ein wesentlicher Faktor für die Emissionen der Braunkohlekraftwerke ist die natürliche Beschaffenheit der eingesetzten Braunkohlen, die sich in deutschen Revieren teilweise erheblich voneinander unterscheiden. Wird dieser Umstand bei der Festlegung der bundeseinheitlichen Emissionsgrenzwerte ausreichend bei der Verordnung der Bundesregierung berücksichtigt?

Dr. Wolfgang Konrad (STEAG GmbH): Nun sind unsere Kohlekraftwerke durchweg Steinkohleanlagen. Insofern kennen wir nur aus den vielen Expertengesprächen heraus die Schwankungsbreiten der unterschiedlichen Braunkohlen. Sicherlich sind die von Herrn Tebert angeführten Anlagen im rheinischen Revier als Braunkohlen gekennzeichnet mit deutlich geringeren Quecksilbergehalten, während die Braunkohlen aus der Lausitz und aus den mitteldeutschen Revieren deutlich höhere Quecksilbergehalte an der Stelle auffahren. Aber ich muss gestehen, dass ich nicht der Experte für die Quecksilbergehalte für Braunkohlen bin. Herr Professor Kather, vielleicht können Sie an der Stelle nochmal etwas ergänzen?

Vorsitzende: Herr Professor Kather?

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather (TU Hamburg): Wenn das erlaubt ist, gerne. Ich habe mich ja sehr intensiv um Braunkohle und Quecksilber gekümmert. Es sieht also so aus: Von den Quecksilbergehalten der Kohle haben wir insbesondere in Mitteldeutschland, Leipziger Gegend, ganz, ganz hohe Werte, in der Lausitz höhere als im rheinischen Revier, sodass tatsächlich im rheinischen Revier dieser Chart durchaus richtig ist, den Herr Tebert da gezeigt hat, dass man da unter den sieben ist, aber die anderen Kraftwerke haben da zum großen Teil zu kämpfen. Das hat man jetzt berücksichtigt.

Man hat gesagt, wenn hohe Quecksilberkonzentrationen in der Kohle sind, dann muss die sieben eingehalten werden, und wenn niedrige da sind, dann muss die fünf eingehalten werden. Insofern hat man dem Rechnung getragen – man hat den Unterschieden in der Braunkohle Rechnung getragen.

Abg. Dr. Rainer Kraft (AfD): Ich würde wieder Herrn Lösch fragen. Unabhängig davon, dass wir hier über die Höhe der Grenzwerte reden – es gibt ja erstmal diese Vorgaben der EU. Und die ursprüngliche Intention generell, dass man EU-weit Vorgaben macht, die für alle Mitgliedstaaten gleich sind, ist ja eigentlich, dass sich Umweltdumping, nämlich das Verlagern an denjenigen Standort, der die laschesten Umweltauflagen hat, dass man so etwas innerhalb der EU ja unterbinden wollte. Wenn jetzt aber, wie Sie geschrieben haben, die Bundesregierung hergeht und die Vorgaben der EU noch unterbietet – das heißt, noch etwas oben drauf sattelt, und damit wieder zu ungleichen Grenzwerten innerhalb der EU kommt –, wird da nicht eigentlich wieder das Umweltdumping gefördert? Dass dann Unternehmen sagen: Nicht in Deutschland! Die deutsche Bundesregierung hat hier wieder etwas aufgesattelt. Ich gehe doch lieber irgendwohin, wo die Auflagen zwar EU-konform, aber doch etwas lascher als in Deutschland sind? Ist das der Fall?

Holger Lösch (BDI): Da es sich hier ja, ich sage mal vorsichtig, um schwer verschiebbare Anlagen handelt, sehe ich das Risiko jetzt konkret nicht. Ich meine, auch die anderen EU-Staaten haben meistens gesagt: *okay* – sie nehmen das eins-zu-eins. Wir bewegen uns ja auch innerhalb der Bandbreiten. Die Frage ist ja eher: Wie moderiert man innerhalb dieser Bandbreiten? Und da war ja immer die Frage: Oberer Rand oder unterer Rand? Ich will vielleicht in dem Kontext doch auf eines hinweisen, was häufig vergessen wird. Wir reden jetzt sehr viel über Kohlekraftwerke. Es ist vieles Richtiges gesagt worden. Wir haben den Kohleausstieg beschlossen in der Kohlekommission; ich war da auch sehr intensiv engagiert. Aber ich würde schon auf eines hinweisen: Das war nicht ohne Grund, dass der Abschlussbericht der Kohlekommission auf Seite 62 darauf verweist, dass die Bundesregierung sicherstellen soll, dass über Umwelt- oder sonstiges Planungsrecht – und speziell die Dinge, über die wir heute reden, sind dort



schriftlich erwähnt – quasi kein verschärfter Kohleausstieg durch die Hintertür passieren soll. Das muss man an der Stelle schon auch mal festhalten, dass durchaus die Kohlekommision hier den gesellschaftlich, gemeinschaftlich getroffenen Beschluss auch davor schützen wollte, dass dann über andere Verfahren – wie dieses, über das wir jetzt reden – Grenzwerte reinkommen, die dann de facto diesen geschlossenen Kohleausstieg nochmal weiter runtertreiben.

Aber nochmal zu der Frage. Ich denke, dass hier ein innereuropäisches *Carbon-Leakage*-Thema nicht droht, aber es ist wohl wahr, dass es hier Möglichkeiten geben kann, dass der Aufwand für die einzelnen Unternehmen – und da denke ich jetzt eher noch fast an die Unternehmen, die ihre Wärmeversorgung aus solchen Anlagen beziehen, industrielle Wärme – dann im innereuropäischen Wettbewerb natürlich gegenüber Wettbewerbern ein Stück weit schlechter gestellt sind. Aber ich kann jetzt nicht erkennen, dass das zu einem Massenexodus führen würde. Dazu sind diese Konstellationen auch viel zu speziell und die Anlagen einfach viel zu groß, die hier ja auch an diesen Kraftwerken dranhängen.

Abg. Judith Skudelny (FDP): Ich hätte nochmal eine Frage an Herrn Dr. Ehrhard. Und zwar hatten wir vorhin gehört von den zukünftigen Betriebsregimen und mich würde interessieren, wie das zum Beispiel in Zusammenhang mit den Methanminderungstechnologien zu sehen ist, wenn sich die Betriebsregime in Zukunft ändern werden, wenn sich die Einsatzzeiten gegebenenfalls ändern. Und passend dazu, denke ich: Sie sprechen sich in Ihrer Stellungnahme dafür aus, die An- und Abbauvorgänge von den periodischen Messungen auszunehmen. Das würde ich Sie auch nochmal bitten zu erläutern und in den Sachzusammenhang zu stellen.

Dr. Tobias Ehrhard (AG Großmotoren - CIMAC (International Council on Combustion Engines) Deutschland und VDMA Motoren und Systeme) Zum Thema Betriebsregime: Diese Anlagen, die jetzt gebaut werden, sollen ja zum einen Kohlekraftwerke ersetzen, zum anderen aber auch in Zukunft dazu dienen, erneuerbare Energien, Wind und Solar im Bedarfsfall zu puffern. Das heißt, diese Anlagen werden deutlich flexibler betrieben werden müssen, als das bei Kohlekraftwerken der Fall war. Flexibler Betrieb bedeutet häufiger An-

und Abfahren in gewissen Zeitabständen und dort haben wir dann, insbesondere wenn wir Katalysatoren einsetzen, immer das Thema Temperatur. Gewisse Schadstoffe werden eben erst ab einem gewissen Temperaturniveau abgebaut. Um dieses Temperaturniveau dann in den Katalysatoren zu behalten, müssten diese dann vorgewärmt werden et cetera pp. Konkret beim Methan sind wir jetzt ja auf einem Emissionsniveau, das innermotorisch erreicht werden muss, und wenn wir da in Zukunft wieder über weitere Absenkungen diskutieren – es gibt ja auch einen *Review Clause* hier in dem Verordnungsentwurf –, dann müssen wir uns schon ganz genau anschauen, welche Technologien dann verfügbar sind. Es gibt neben einem Methankatalysator, der bisher allerdings maximal im Erprobungsstadium erfolgversprechende Resultate erzielt hat, ja noch das Thema thermische Nachverbrennung, das ja auch mal im Entwurf, in der Begründung, diskutiert wurde. Das ist beispielsweise ein Verfahren, das macht gerade bei diesem dynamischen und flexiblen Betrieb aus unserer Sicht keinen Sinn, weil dort nochmal deutlich höhere Temperaturen permanent vorgehalten werden müssen, um dann Methan thermisch zu reduzieren.

Zu den An- und Abfahrvorgängen machen wir uns deshalb dafür stark, das hier nochmal bei den periodischen Messungen explizit auszunehmen. Das ist zum einen ein Ansatz, den man in der 44. BImSchV auch verfolgt. Dort hat man dann noch den Zusatz eingeführt, dass An- und Abfahrvorgänge durch Betreiber möglichst kurz zu gestalten sind und das ist auch genau der Grund, warum wir der Meinung sind, dass die Berücksichtigung von An- und Abfahrvorgängen auch keinen wirklichen Mehrwert bringt, weil sie eben so kurz wie möglich schon allein aus betriebswirtschaftlichen Gründen der Betreiber gehalten werden und zum anderen die Abgasnachbehandlung erst ab einem bestimmten Temperaturniveau funktioniert oder relevante Umsatzraten generiert, da würde es keinen Sinn machen, weil An- und Abfahrvorgänge mitgemessen werden müssen, dann die Abgasnachbehandlung auf einem Temperaturniveau zu halten. Das wäre für die Betreiber unwirtschaftlich und wahrscheinlich hätte es auch keinen Vorteil für die Umwelt.

Abg. Ralph Lenkert (DIE LINKE.): Herr Professor Herrmann: Wie hoch ist der anthropogene Anteil



der Quecksilberemissionen im Verhältnis zu natürlichen Emissionen? Und dann Fragen zur Mitverbrennung: Wie bewerten Sie die Mitverbrennung von Abfällen? Was müsste dabei beachtet werden und ist aus Ihrer Sicht eine bessere Sortierung der Abfälle, die in die Mitverbrennung gehen, notwendig?

Prof. Dr. Hartmut Herrmann (Leibniz-Institut für Troposphärenforschung): Das setzt jetzt ein bisschen die Äußerung von Herrn Beckmann fort. Ich hatte von einem globalen Quecksilberbudget von ungefähr 10 000 Tonnen gesprochen. Davon sind ungefähr zehn Prozent aus anthropogenen Quellen nach der Literatur, die mir vorliegt. Aber da kann es sicherlich noch zu einem Streit zwischen den Gelehrten je nach Quellenlage kommen, aber das sind die Zahlen, die ich habe. Das hieße also, wir hätten 90 Prozent anthropogene Einträge zu diesem Budget, was immer rezykliert wird.

Zu dem Themenkomplex der Mitverbrennung, da kann ich eigentlich nur sagen, man möchte vorsichtig sein – es ist nicht meine Kernexpertise, ich bin kein Fachingenieur für Abfallwirtschaft –, aber man muss vorsichtig sein. Es gibt ja eine Gütesicherung für die Mitbrennstoffe oder Ersatzbrennstoffe und ich würde anraten, wenn jetzt Mitverbrennung entsprechend dieser Verordnung gemacht wird, müsste man vielleicht auch in die Dauerüberwachung der Grenzwerte gehen, damit sich nicht eine Tür öffnet, dass ich eine Abfallverbrennung mache, wo ich keine Dauerüberwachung der Grenzwerte habe. Das wäre mir eigentlich ein Anliegen, dass ich da die Mitverbrennung auch etwas besser kontrolliere, und zwar darüber hinausgehend wie es jetzt im Verordnungsentwurf ist.

Ich könnte vielleicht noch eine Minute, wenn ich die noch habe, ergänzen zu dieser Geschichte mit der Migration in *Low-Tech*-Standorte, wenn wir hier irgendwelche Grenzwerte verschärfen. Ich kann dazu sagen, ich mache auch viel in China, ich habe dort zwei Professuren und es gibt eine wahnsinnige Anforderung aus China, besser zu werden in der Reinhaltung der Luft. Es gibt nicht nur die Anforderung, billiger zu produzieren, sondern es gibt auch diese Anforderung und die deutsche Wissenschaft adressiert das sehr wohl und das *Engineering* auch. Das wollte ich gerne noch nachfragen. Es gibt in der Richtung einen sehr großen *Know-how*-Transfer – ich sage mal, zum

Wohle aller. Denn wenn die chinesischen Kraftwerke weniger emittieren, werden wir das zum Beispiel beim Quecksilber global auch merken.

Abg. Dr. Bettina Hoffmann (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): In dieser Fragerunde, die ich wieder an Herrn Tebert richte, geht es mir einerseits um den bestmöglichen Gesundheits- und Umweltschutz, also um tatsächliche Senke von Belastungen wie Quecksilber oder auch Stickoxide und zum anderen auch um die Einhaltung internationaler Vereinbarungen. Zum Quecksilber wüsste ich gerne nochmal tatsächlich: Gibt es Berechnungen dazu, wie viel Quecksilber weniger wir in die Umwelt geben, wenn wir jetzt ambitionierter vorgehen? Eben klang ja mal an: 2038, dann sind wir ja auf null. Das ist mir ehrlich gesagt zu wenig. Das ist auch noch ziemlich lange hin. Und der andere Punkt ist: Wir haben ja auch zum Beispiel gegenüber der EU zugesagt, dass wir den Ausstoß von Stickoxiden bis 2030 um 65 Prozent gegenüber 2005 senken wollen. Auch da finde ich, muss man wahrscheinlich wohl viel ambitionierter werden, um das hinzubekommen. Und dann, um nochmal auf Herrn Lösch einzugehen: Es geht wirklich nicht darum, den Kohleausstieg über Umweltrecht zu beschleunigen, sondern es geht darum, dass wir faktisch eine Verbesserung der Luft und der Gewässer bekommen, die ja alle mit Quecksilber belastet sind, und die gesundheitlichen Auswirkungen und Umweltauswirkungen sind uns alle bekannt. Eben klang ja auch mal an, dass die Mehrkosten für Stromerzeugung dann 0,000 irgendwas sind. Vielleicht, Herr Tebert, können Sie mir das nochmal erklären?

Christian Tebert (Ökopol): Es ist richtig, was Sie sagen: Die Mehrkosten werden kein Kraftwerk zur Abschaltung bringen. Das, was hier gefordert wird, das sind Investitionen, die sind leistbar, die sind stemmbar und die wirken sich faktisch geringst auf den Strompreis aus. Das heißt, von der Kostenseite haben wir das berechnet, dass das keinen Ausschlag gibt. Es kommt wirklich darauf an, jetzt Gesundheitsschutz zu betreiben, und zwar auch in Vorbildfunktion für den größten Emittenten China. Danke, Herr Professor Herrmann, für das Ansprechen von dem, was China macht. China guckt auf Deutschland, China guckt auf deutsche Technologie. Ich war selber achtmal in China bei der Festsetzung von neuen Industriegelungen. Man orientiert sich hier stark an



Deutschland, natürlich auch an den USA, aber wenn Deutschland einen Grenzwert setzt, dann hat das Vorbildfunktion. Und genau der Technik-export, den Sie angesprochen haben, der ist natürlich auch gewinnbringend für Deutschland und nachher für unseren Gesundheitsschutz, denn ein Quecksilbermolekül in die Atmosphäre gebracht, wie Herr Professor Herrmann sagte, bringt uns Schaden über die nächsten Jahrzehnte und Jahrhunderte. Es ist schlecht wieder aus der Umwelt zu bringen, wenn wir jetzt nicht die Technologie einsetzen, die wir schon haben. Bei Stickoxiden ist das das Gleiche. Wir können die Technologien heute einsetzen – das ist bezahlbar. Und wir können für den Gesundheitsschutz sorgen, damit hier weniger Herzkreislaufschäden entstehen und weniger vorzeitige Todesfälle.

Ich denke, das, was hier gefordert ist, das ist wirklich der Moment im Moment, um Umweltschutz zu betreiben. Diese Chance haben wir nicht ein weiteres Mal, diese Umsetzung passiert nur einmal. Siebzehn Jahre weiterer Betrieb von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken heißt, entweder mit wenig Quecksilberemissionen oder mit sehr vielen. Sie fragten nach den Daten. Es sind im Moment etwa fünf Tonnen, also 5 000 Kilogramm, die aus der Energieversorgung stammen. Wenn ich davon ausgehe, dass sich das durch Abschaltungen peu à peu um 50, 60 Prozent verringern lässt, dann bleiben also weiter 2 000 Kilogramm, zwei Tonnen, die da weiter ausgestoßen werden – siebzehn Jahre lang, jedes Jahr. Die Chance haben wir jetzt, das zu vermindern um 80 Prozent. Das heißt, hier die besten Technologien einzusetzen. Es wurde darauf abgehoben, ob die Kohle ordentlich berücksichtigt worden ist. Es sind sehr unterschiedliche Quecksilbergehalte in den Kohlen – das wurde angesprochen –, aber die Ausnahme für die sieben Mikrogramm, die gilt ab 0,1 Milligramm pro Kilogramm in der Kohle. Das betrifft faktisch quasi alle Standorte; das heißt, auch RWE in Nordrhein-Westfalen wird diese Ausnahme für sich in Anspruch nehmen können. Das heißt, de facto ist auch diese Ausnahme der Standard und der Wert von fünf Mikrogramm ist wirkungslos. Das bitte ich nochmal zu überdenken und, wie gesagt, diese Chance, Quecksilber zu mindern, zu dem wir uns verpflichtet haben in der Minamata-Konvention, haben wir nur jetzt und einmal und als Vorbild für die Welt!

Vorsitzende: Vielen Dank! Wir steigen damit in die dritte Runde ein und nach schon geübtem Muster beginnt wieder Karsten Möring für die Union, bitte.

Abg. Karsten Möring (CDU/CSU): Ich würde gerne nochmal eine Frage an Herrn Professor Beckmann richten, und zwar geht es um die Frage der Gesamtreduzierung. Herr Tebert hat uns eben vorge-rechnet, um welche Dimensionen es geht. Bei der Diskussion um die BVT-Festlegungen, die 2016 abgeschlossen worden sind – erstens: Hat es danach aus Ihrer Sicht noch technologische Sprünge gegeben, die heute zu einer qualitativ anderen Entscheidungssituation führen? Und der zweite Aspekt meiner Frage betrifft die Bandbreitenentscheidung auf der Ebene der EU. Es wurde vorhin angedeutet, dass die Bandbreite ein europäischer Kompromiss sei und nicht durch die technischen Regelungen bedingt sei. Können Sie eine Bewertung vornehmen, wie diese Bandbreiten zustande kommen oder warum es Bandbreitenentscheidungen gibt, die wir umsetzen, und wie wir die Bandbreite ausgenutzt haben – sprich: oberes oder unteres Ende? Ist das sachgemäß aus Ihrer Sicht?

Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann (TU Dresden): Zur ersten Frage, was also die technologischen Sprünge betrifft: Man muss sich hier im Klaren sein, wenn wir über den Stand der Technik sprechen, dann gibt es eine Bewertung. Das ist das *TRL – Technology Readiness Level*. Das kommt aus der NASA [*US-National Aeronautics and Space Administration*], bedeutet das Level 9 – die Maschine kann fliegen und Passagiere mitnehmen. Man muss also sehr klar unterscheiden zwischen Stand der Technik und Versuchspilotvorhaben. Mit vielen Dingen sind die Kraftwerksbetreiber nicht erst 2016, sondern weit davor gestartet und haben versucht, die Erfahrungen, die beispielweise auch in den USA bestehen und bestanden zur Additiveindüsung, hier umzusetzen. Anfangs hatte man gesagt: das geht eins-zu-eins, das geht ganz einfach. Man hat dann aber leider feststellen müssen, dass es bedingt durch unterschiedliche Kraftwerksanlagenkonfigurationen, aber auch bedingt durch unterschiedliche Kohleeigenschaften, doch nicht den gewünschten Effekt gegeben hat. So wurden die Maßnahmen wirklich kraftwerks- und kohlestandortspezifisch an die einzelnen Kraftwerke und Standorte ange-



passt in den letzten, ich kann sagen, vier, fünf Jahren. Technologische Sprünge sind mir dort nicht bekannt, sondern man hat wirklich mit Mühe und Not in den Anlagen, die auch angesprochen wurden – Lausitzer Revier insbesondere, Mitteldeutsches Revier – die Werte erreicht, die jetzt auch einzuhalten sind.

Was die Umsetzung der Bandbreite betrifft, da muss man vielleicht auch noch mit hinzufügen, dass bereits im Vorfeld, also bei der Aufnahme der Daten, ich will mal sagen, einige Fehler gemacht worden sind, indem man kontinuierliche Werte und diskontinuierlich gemessene Werte in einen Topf geworfen hat und diese im Prinzip als bestverfügbare Technik gekennzeichnet hat. Aber mit einem einmalig oder Einzelmesswert daraus auf einen Jahreswert zu schließen, das ist sehr schwierig. Dort ist bereits zu Beginn des BREF ein Fehler entstanden, der diese Bandbreite erzeugt hat und diese Bandbreite, da wurde ja auch schon darüber berichtet und referiert, ist zum Teil am unteren Ende, zum Teil jetzt eben am oberen Ende umgesetzt.

Abg. Ulli Nissen (SPD): Meine Frage geht an Herrn Dr. Konrad. In der zeitlichen Entwicklung wird sich die Art und Weise, wie Kraftwerke betrieben werden, sicherlich verändern. Sie werden zunehmend flexibler werden müssen, um die volatilen, erneuerbaren Energien zu kompensieren. Wie sollte dieser Umstand aus Ihrer Sicht im Rahmen der BImSchV berücksichtigt werden?

Dr. Wolfgang Konrad (STEAG GmbH): Eine klare Anforderung war, dass die verschärfenden Jahresmittelwerte bei wenig Beschäftigung keine Anwendung finden. Jahresbetriebsstunden von Anlagen sagen ja auch etwas aus über die Art der Beschäftigung. Wie bei einem privaten Pkw die Jahreslaufleistung automatisch bei Ihnen auslöst: Es gibt viele Kurzstrecken, es gibt viele Starts, es gibt Fahrten mit halbkaltem Motor, es gibt viel Stadtverkehr, was sich alles ungünstig auf – im Beispiel – Verbrauch, aber auch Emissionsverhalten auswirkt. Aus diesem Grund hat man im BVT-Prozess gesagt: Wir haben hier durchweg Anlagen mit hohen Beschäftigungen an der Stelle untersucht und die können wir nicht auf diese geringbeschäftigten Anlagen übertragen. Und die Steinkohle kommt typischerweise als hochflexible Energieversorgungsanlage an der Stelle ja auch aus der Mittellast und merkt natürlich die Anforderungen

der Energiewende intensiv. Wir kennen inzwischen sehr viel Anfahrbetriebszustände, wir kennen das Fahren und Übernachten in der Mindestlast von 20 Prozent des Blockes, einfach um die Anfahrkosten des nächsten Tages zu sparen, wir kennen schnelle Lastwechsel – all das bedingt in der Verfahrenstechnik, dass sich immer wieder auch Gleichgewichte neu einstellen müssen und man eben nicht diese optimierten Werte eines langen Geradeausbetriebs ständig realisieren kann und das ist in Sevilla [Solarthermie-Kraftwerk Arenales bei Sevilla] abgebildet. Mangelhaft ist natürlich in dem vorgelegten Entwurf ein rollender, gleitender Mittelwert über fünf Jahre, denn das Problem tritt in dem Jahr auf, in dem ich diese geringe Beschäftigung habe. Dass ich die Jahre davor viel Geradeausbetrieb und hohe Betriebsstunden an der Stelle habe, kann mein Problem an der Stelle nicht abmildern. Und die sinkenden Beschäftigungszahlen – wir haben gerade sehr intensiv über Quecksilber gesprochen – sieht man natürlich auch in Quecksilberbilanzen, wo Hochrechnungen für das Jahr 2020 für den Bereich der Stein- und Braunkohleverstromung Jahresemissionen von etwa drei bis dreieinhalb Tonnen zeigen, während hier immer gerne die mehr als fünf Tonnen aus 2013 thematisiert werden. Das ist also schon in 2020 mit sinkender Beschäftigung in der Merit-Order für die Steinkohle nicht der Fall, deren Anteil an diesen Mengen bei etwa zehn bis 15 Prozent liegt. Auch insofern ist das Potenzial, das da zu heben ist, vergleichsweise gering. Die Techniken, die dagegen eingesetzt wurden, muss man natürlich unter Aspekten der *Crossmedia-Effekte* sehen. Wir haben schon „Schlauchfilter“ an der Stelle gehört. Schlauchfilter führen dazu, dass wir einen großen Haufen Abfall als Mischprodukt von Kalk und Aktivkohle an der Stelle produzieren und wir hier in Deutschland und auch in Europa haben immer auch auf ein etabliertes System aus Elektrofilter und Rauchgasentschwefelungsanlage [REA] gesetzt, die einerseits aus der Steinkohle zertifizierte Flugaschen für die Zementindustrie und Baustoffindustrie produzieren, und auf der anderen Seite einen sehr hochwertigen REA-Gips für vielfältige Anwendungen. Also auch hier muss man etwas weiter gucken und alles, was ich irgendwo rein-schütte, kommt als Emission auch raus. Die immer wieder zitierten Bromid-Dosierungen auf dem Brennstoff landen ja früher oder später dann über



das REA-Abwasser in den Vorflutern mit bisher ungeklärten Fragen. Das sind Aspekte, da muss man vielleicht den Fokus etwas erweitern und nicht ausschließlich nur auf die Quecksilberemission schauen.

Abg. Dr. Rainer Kraft (AfD): Ich würde gerne die Industrieveterreter, Herrn Lösch, Herrn Dr. Konrad und Herrn Dr. Erhard, fragen, ob Sie die in der Verordnung genannten Zahlen von einmaligen Investmentkosten von knapp einer Milliarde und den jährlichen Unterhaltskosten von knapp 100 Millionen Euro für die Wirtschaft für realistisch halten oder nicht?

Holger Lösch (BDI): Ich glaube, das werden wir erst wissen, wenn die Dinge auch wirklich alle umgesetzt sind. Das sind Abschätzungen. Erfahrungsgemäß hängt das ein bisschen daran, wie die Verfahren dann laufen, wie viel Aufwand bei Planungs- und Genehmigungsverfahren und auch bei der Beschaffung anfällt und unter welchen Bedingungen das stattfindet, aber von diesen Größenordnungen können wir schon ausgehen.

Vorsitzende: Eine Nachfrage, Herr Dr. Rainer Kraft?

Abg. Dr. Rainer Kraft (AfD): Ich hatte neben Herrn Lösch auch Herrn Dr. Konrad und Herrn Dr. Erhard dazu befragt, wenn es geht.

Vorsitzende: Dann fangen wir mal mit Herrn Dr. Konrad an und schauen, was die Zeit noch her gibt. Herr Dr. Konrad, bitte.

Dr. Wolfgang Konrad (STEAG GmbH): Die Kosten: Viele Anpassungskosten sind ja schon erfolgt, denn die Betreiber haben nach Bekanntwerden der BVT-Schlussfolgerungen nicht untätig gewartet bis wir hier in der nationalen Umsetzung sind; vielfältige Anpassungen sind in der Zwischenzeit in Anlagen erfolgt. Nur große, vollständige Nachrüstungen – dafür fehlte die Investitionssicherheit. Die Optimierung des Emissionsverhaltens der Anlagen sehen Sie ja auch, wenn hier aktuelle Zahlen präsentiert werden, dass Anforderungen von Anlagen eingehalten werden. Das ist nicht so, weil die das immer schon konnten, sondern weil die Betreiber große Anstrengungen bereits in Erwartung dieser oberen Bandbreiten unternommen haben, um diese dann auch gesichert einzuhalten.

Vorsitzende: Herr Dr. Erhard, eine Minute noch.

Dr. Tobias Ehrhard (AG Großmotoren - CIMAC (International Council on Combustion Engines) Deutschland und VDMA Motoren und Systeme): Ich kann mich da meinen Vorrednern nur anschließen und vielleicht ergänzen, dass ich aus meinem Mitgliederkreis zum Thema Kosten keine Anmerkungen bekommen habe und wir natürlich im Verband aus *Compliance*-Gründen solche Themen in der Regel mit unseren Mitgliedern aber auch nicht diskutieren.

Abg. Judith Skudelny (FDP): Ich habe nochmal zwei Fragen an Herrn Dr. Erhard. Und zwar hat der VDMA erwähnt, dass die Einhaltung der Emissionen auch ohne eine kontinuierliche Messung sichergestellt werden könnte. Das finde ich spannend. Ich kann es nur nicht ganz nachvollziehen, wie das funktionieren soll. Ob Sie das kurz erläutern können? Und dann zum Abschluss nochmal da, wo wir angefangen haben: Wir haben anfangs viel Kritik an den Fristen gehört. Da würde mich noch in der verbleibenden Zeit interessieren, wie Sie das sehen, und welche Chancen und Risiken Sie vor allem bei den kurzen Fristen sehen?

Dr. Tobias Ehrhard (AG Großmotoren - CIMAC (International Council on Combustion Engines) Deutschland und VDMA Motoren und Systeme): Zum einen das VDMA-Einheitsblatt, das Sie ansprechen: 6299. Das hat den Hintergrund, dass wir in der 44. BImSchV die Forderung haben, die jetzt übrigens in der 13. BImSchV auch so drin ist, dass der Betreiber den dauerhaften, effektiven Betrieb der Abgasreinigungseinrichtungen nachweisen muss und wir haben eben in der 44. BImSchV keine kontinuierliche Messung. Wir haben dann zusammen mit unseren Mitgliedern, aber auch zusammen mit dem Umweltbundesamt und mit weiteren Behördenvertretern aus den Bundesländern in diesem Einheitsblatt Konzepte erarbeitet, wie man anhand der Überwachung anderer Motorenparameter dann sicherstellen kann, dass die verbaute Abgasreinigung auch wirklich dauerhaft funktioniert. Sie haben die Möglichkeit, über verschiedene Sensoren – Druck-, Temperatursensoren, aber auch über NO_x-Sensoren – zu messen, ob beispielsweise ein Katalysator im vordefinierten Temperaturfenster betrieben wird, ob er überhitzt wurde und dadurch gegebenenfalls Schäden davon getragen hat, ob ein Staubfilter, ein Partikelfilter, ob da gewisse Druckdifferenzen vor und nach



dem Filter entstehen. Das sind alles Daten, die man entsprechend interpretieren kann und dann Hinweise darüber erlangt, ob die Abgasreinigungsanlage arbeitet und damit dann auch die in der Genehmigung erteilten Auflagen erfüllt. Wir haben das hier insbesondere für die Anlagen auch nochmal angemerkt, die eben niedrige Betriebsstunden unter 1 500 Stunden pro Jahr haben, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass eine kontinuierliche Messung für die Betreiber mit erheblichen finanziellen und materiellen Ressourcen verbunden ist, und um dieses Thema hier an der Stelle nochmal zu adressieren und dafür zu werben, dass es auch bei diesen Anlagen andere Möglichkeiten gibt, die Einhaltung der Grenzwerte sicherzustellen.

Das zweite Thema „Fristen“, das Sie angesprochen haben: Auch wir hätten uns gewünscht, die Planungssicherheit zu haben, dass in der Jahresfrist die BVT-Schlussfolgerungen umgesetzt werden wären. Wir haben natürlich die obere Bandbreite, an der wir uns orientieren konnten, und das haben ja auch die Kunden unserer Mitglieder getan. Sie haben sich im Prinzip an der 44. BImSchV, den 1,3 Gramm bei Methan, orientiert und ihre Anlagen dahingehend bestellt. Wenn wir jetzt darüber reden: Wir haben dann Anlagen, die dann schärfere Grenzwerte einhalten müssen, dann geht das in gewissem Rahmen durch veränderte Motorenparameter. Das sind dann aber Einstellungen, die man vornehmen muss. Man hat bei der Motorenentwicklung und -abstimmung gewisse Parameter, die man gegeneinander abwägen kann. Die Freiheitsgrade haben wir noch in gewissem Rahmen. Darunter leidet aber gegebenenfalls dann auch die Effizienz der Motoren. Wenn Sie nach Fristen fragen: Eine Drei-Jahres-Frist, in der die final geforderten Grenzwerte klar gewesen wären, hätte unseren Herstellern oder auch den Betreibern sicherlich geholfen.

Abg. Ralph Lenkert (DIE LINKE.): Meine Frage geht wieder an Professor Herrmann. Herr Professor, wie beurteilen Sie die Unterschiede der Grenzwerte bei der Nutzung konventioneller fester Brennstoffe und von Biobrennstoffen und welche Differenzen halten Sie dabei für problematisch?

Prof. Dr. Hartmut Herrmann (Leibniz-Institut für Troposphärenforschung): Wir haben uns die

Grenzwerte für die Jahresmittelwerte und die Tagesmittelwerte aus der Verordnung mal herausgeschrieben. Erstmal gilt: Alle Staubgrenzwerte sind identisch und bei den Jahresmittelwerten ist NO_x für die Biobrennstoffe strenger, aber Stickoxide sind für die Biobrennstoffe weniger streng. Auf der anderen Seite gilt bei den Tagesmittelwerten: Quecksilber ist weniger streng bei den Biobrennstoffen, aber SO_x ist bei den Tagesmittelwerten verschärft bei den Biobrennstoffen. Ich habe versucht, es zu verstehen, ehrlich gesagt – und es ist mir nicht so richtig gelungen, muss ich ehrlich sagen. Ich würde gerne sagen: Immissionsgrenzwerte sollten nicht zur Beförderung oder Nichtbeförderung bestimmter Energieträger genutzt werden, sondern die Einträge in die Umwelt regulieren. Ich frage mich daher, was bei dieser Festlegung der so differierenden Muster bei den Jahres- und Tagesmittelwerten zwischen konventionellen und Biobrennstoffen der Hintergrund ist? Ich meine, die Grenzwerte müssten brennstoffunabhängig sein und im Zweifel müsste die Tendenz zu dem niedrigeren Grenzwert gehen. Das ist eigentlich meine Anmerkung zu dieser Differenzierung entsprechend der Paragraphen 28 und 29.

Abg. Dr. Bettina Hoffmann (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Ich nehme für mich heute mit, dass diese Grenzwerte, die jetzt in dem Bundeskabinettsbeschluss gefasst wurden, eigentlich die schlechtmöglichsten Grenzwerte sind, die das EU-Recht im Rahmen der Bandbreiten vorsieht. Im Sinne des Gesundheits- und Umweltschutzes müssen die aber aus meiner Sicht angeschärft werden. Damit aber die Kraftwerke eine planbare Übergangsfrist für technische Nachrüstungen haben, gibt es ja verschiedene Ansatzpunkte. Also kann man vielleicht sogar gestuft vorgehen oder kann man Anlagen, die nur noch kurz laufen, anders behandeln als die, die noch bis 2038 laufen, oder gibt es noch andere Vorschläge dazu? Meine Frage richtet sich wieder an Herrn Tebert.

Christian Tebert (Ökopol): Ich sage mal, das Übliche im deutschen Bundesimmissionsschutzgesetz ist, dass man eine Vorgabe für alle macht. Das heißt, das Übliche wäre jetzt eigentlich, niedrigste Standards festzulegen, soweit das technisch möglich ist. Die Vorschläge habe ich genannt. Dann kann jeder Betreiber, wenn es ihm technisch nicht möglich oder nicht zumutbar ist, einen Antrag auf eine Ausnahmegenehmigung stellen. Dafür gibt es



auch im europäischen Recht Paragraphen, aber da wir hier ja über deutsche Anforderungen sprechen, die über das Mindestmaß hinausgehen, ist EU-rechtlich hier überhaupt nichts zu tun. Das heißt, im deutschen Recht müsste ein Ausnahmeantrag gestellt werden. Das wäre die eine Möglichkeit – oder man nimmt diese Abstufung gleich vorweg und sagt, es ist eine bestimmte Investitionssicherheit zu geben, zum Beispiel bei SCR ein Betrieb von mindestens acht Jahren, bei Ammoniakeindüsung ein Betrieb von mindestens fünf Jahren, und hätte dann eben bestimmte Kraftwerke ausgeschlossen, die nur noch eine kurze Laufzeit haben, die dann nur die Mindestanforderungen, wie im Moment vorgeschlagen, einhalten müssten. Das wären die zwei Wege.

Noch zu den vorgeschlagenen Grenzwerten: Das Umweltbundesamt, die oberste Umweltfachbehörde – Herr Becker ist dort in persona – hat sich jahrelang darum bemüht, hier Quecksilberminderungen zu erreichen, aufgrund der Vorbildfunktion auch von Deutschland, und hat die Versuche in den Kraftwerken mit begleitet, hat dann auch Vorschläge an das BMU gemacht. Das BMU hat auch kräftig abgewogen und Vorschläge veröffentlicht. Das waren Diskussionsvorschläge im letzten Jahr, die im August veröffentlicht worden sind als interne Diskussionsentwürfe – und die entsprechen dem, was ich an Grenzwerten vorgetragen habe. Das heißt, die oberste Fachbehörde sagt auch: ein Grenzwert von zwei Mikrogramm bei Steinkohle und fünf in Verbindung mit 80 Prozent Abscheidung bei Braunkohlekraftwerken – mit einem Zielwert damals sogar vorgeschlagen von zwei Mikrogramm langfristig. Das heißt, das Umweltbundesamt hat hier auch, das was Professor Herrmann angesprochen hat, nämlich die langfristige Minderung von sämtlichen Quecksilberemissionen im Blick gehabt. Das ist, nachdem das durch das Kabinett ging, sprich durchs Wirtschaftsministerium geprüft wurde, dann verwässert worden und auf die Mindestanforderungen

herabgesenkt worden. So ist die Situation. Ich bitte Sie, dies nochmal dringend zu überdenken, sowohl beim Stickoxid, insbesondere vor den internationalen Verpflichtungen, die wir sicherlich reißen werden, wenn nicht jede Branche das technisch Machbare beiträgt, ebenso wie bei Quecksilber, wo wir die internationale Verantwortung haben als wirtschaftsstärkstes Land in der EU.

Vorsitzende: Ganz herzlichen Dank! Wir sind am Ende der heutigen Anhörung. Ich danke meinen Kolleginnen und Kollegen Abgeordneten für die Fragen zu dem Thema und vor allem unseren Sachverständigen, die uns erwartungsgemäß eine heterogene Expertise zur Verfügung gestellt haben, je nachdem ob der Blick aus der Wirtschaft kommt, aus der Wissenschaft oder eben ganz stark von der ökologischen, von der gesundheitlichen Seite geprägt ist. Das Thema ist nicht leicht. Vielen Dank für das, was Sie uns heute mitgegeben haben. Das wird uns in die weitere Beratung im Umweltausschuss begleiten. Und damit – der gute Wunsch für den guten Heimweg erübrigts sich in diesen Zeiten – einen guten Tag weiterhin, ein gutes Jahr, das ja gerade erst angefangen hat. Bleiben Sie gesund und bleiben Sie uns mit Ihrer Expertise weiterhin zur Verfügung! Vielen Dank für heute. Die Sitzung ist damit geschlossen.

Schluss der Sitzung: 12:50 Uhr


Sylvia Kotting-Uhl, MdB
Vorsitzende



Die vorliegende Stellungnahme gibt nicht die Auffassung des Ausschusses wieder, sondern liegt in der fachlichen Verantwortung des/der Sachverständigen. Die Sachverständigen für Anhörungen/Fachgespräche des Ausschusses werden von den Fraktionen entsprechend dem Stärkeverhältnis benannt.

Stellungnahme

zum Entwurf zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (13. BImSchV) und zur

Änderung der Verordnung über die Verbrennung und Mitverbrennung von Abfällen (17. BImSchV)

(Drucksache 19/24906)

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| Einleitung..... | 3 |
| I. Kernforderungen | 4 |
| II. Allgemeines | 4 |
| 1. Umsetzung zügig zum Abschluss bringen..... | 4 |
| 2. Keine Verschärfung der BVT-Vorgaben oder Verschärfungen sonstiger geltender nationaler Regelungen..... | 6 |
| III. Im Einzelnen | 6 |
| 1. Gemeinsame Anforderungen an Großfeuerungsanlagen (13. BImSchV) . | 6 |
| 2. Gasturbinen (13. BImSchV) | 13 |
| 3. Verbrennungsmotoranlagen (13. BImSchV)..... | 14 |
| 4. Netzstabilitätsanlagen (13. BImSchV) | 15 |
| 5. Kohlekraftwerke (13. BImSchV und 17. BImSchV) | 16 |
| 6. Anlagen zur Herstellung von Zellstoff, Papier und Karton (13. BImSchV)16 | |
| 7. Verordnung über die Verbrennung und Mitverbrennung von Abfällen (17. BImSchV) | 16 |
| Über den BDI | 18 |
| Impressum..... | 18 |

Einleitung

Die Bundesregierung hat am 2.12.2020 den Entwurf der Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (13. BImSchV) und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen (17. BImSchV) beschlossen (Drucksache 19/24906).

Das Rechtsetzungsverfahren soll insbesondere der Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen dienen (Durchführungsbeschluss der Kommission (EU) 2017/1442). Die BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen definieren verbindlich einzuhaltende Emissionsbandbreiten für die EU-Mitgliedsstaaten für Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen sowie für abfallmitverbrennende Anlagen.

In Deutschland gibt es ca. 580 Großfeuerungsanlagen. Der Begriff der Großfeuerungsanlagen umfasst alle Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 Megawatt oder mehr, in denen Brennstoffe fossiler Herkunft – vor allem Braun- und Steinkohle sowie Erdgas oder Brennstoffe biogener Herkunft, wie Holz – eingesetzt werden. Die Großfeuerungsanlagen dienen überwiegend der Stromerzeugung in Wärmekraftwerken und in vielen Industriebetrieben der Wärmebereitstellung. Großfeuerungsanlagen sind zum Beispiel Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgaskraftwerke, Heizwerke zur Bereitstellung von Dampf, Heißwasser oder Warmwasser, Anlagen zur Wärmeübertragung an andere Stoffe, wie zum Beispiel Thermalöl oder Unterfeuerungen in Raffinerien. Gasturbinenanlagen sind ebenfalls vom BVT-Merkblatt erfasst.

I. Kernforderungen

Der Entwurf zur Neufassung der 13. BImSchV und Änderung der 17. BImSchV setzt die europäischen Vorgaben aus den BVT-Schlussfolgerungen an vielen Stellen eins zu eins um, in einigen Bereichen werden die europäischen Vorgaben allerdings auch verschärft. Insgesamt sind die im Entwurf enthaltenen Emissionsanforderungen, zum Beispiel für Quecksilber, Stickoxide, Staub oder Schwefeldioxid, ambitioniert in Hinblick auf den Stand der Technik. Es ist wesentlich, dass diese Emissionsanforderungen, die den EU-Vorgaben entsprechen, im weiteren Verfahren nicht verschärft werden.

Folgende Punkte sollten nach Auffassung des BDI bei der weiteren Diskussion um die Neufassung der 13. BImSchV und zur Änderung der 17. BImSchV insbesondere berücksichtigt werden:

- Die Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen in deutsches Recht sollte zügig zum Abschluss gebracht werden. Die Betreiber benötigen dringend Rechts- und Planungssicherheit. (vgl. II. Allgemeines)
- Die in dem Verordnungsentwurf festgelegten Übergangsfristen für bestehende Anlagen sollten verlängert werden. Die Modernisierung von Bestandsanlagen und die dafür erforderlichen Genehmigungsverfahren brauchen Zeit, die in vielen Fällen angesichts der verspäteten Umsetzung in nationales Recht nicht ausreichend zur Verfügung steht. (vgl. z. B. § 39)
- Die neuen Regelungen zur Energieeffizienz- und Brennstoffkontrolle sollte komplett gestrichen werden. Die neu geschaffenen Regelungen sind unverhältnismäßig und bedeuten zusätzlichen Aufwand, ohne dass ein Nutzen für die Umwelt erkennbar wäre. (vgl. §§ 13, 14)
- Es sollte in einer neu einzufügenden Regelung klargestellt werden, dass der besondere Teil der 13. BImSchV dem allgemeinen Teil vorgeht. Dies verhindert Diskussionen und Auslegungsschwierigkeiten bei der Anwendung der 13. BImSchV in der Praxis. (vgl. neue Regelung nach § 24)

II. Allgemeines

1. Umsetzung zügig zum Abschluss bringen

Die Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen in deutsches Recht sollte zügig zum Abschluss gebracht werden. Die Betreiber benötigen dringend Rechts- und Planungssicherheit.

BVT-Schlussfolgerungen müssen nach § 7 Absatz 1a Bundes-Immissionschutzgesetz innerhalb eines Jahres ab Veröffentlichung in nationales Recht umgesetzt werden. Am 17.08.2017 hat die EU-Kommission die

BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen im EU-Amtsblatt veröffentlicht. Die Jahresfrist zur Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen ist daher bereits im August 2018 abgelaufen. Die Unternehmen müssen für Neuanlagen (Inbetriebnahme ab dem 18.08.2018) die Obergrenzen der Emissionsbandbreiten der BVT-Schlussfolgerungen bereits jetzt **einhalten** und für bestehende Anlagen die Emissionsgrenzwerte der Rechtsverordnung ab **August 2021** – vorbehaltlich von Ausnahmen.

Solange das Verordnungsverfahren nicht vollständig abgeschlossen ist, können die Betreiber nicht sicher sein, welcher Emissionsgrenzwert am Ende tatsächlich festgelegt wird – oberer Rand der BVT-Emissionsbandbreite oder darunter. Für die Investitionen in Neuanlagen und in Nachrüstungen der Anlagen sind die exakten Grenzwerte entscheidend.

Häufig wird die Einhaltung der BVT-Vorgaben eine Änderung der Anlagen erfordern, für die ein Genehmigungsverfahren – gegebenenfalls mit Umweltverträglichkeitsprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung – durchzuführen ist. Bereits für die Vorbereitung und Durchführung des Genehmigungsverfahrens zur Änderung der Anlagen müssen **mindestens zwei Jahre** eingeplant werden. Hinzu kommt, dass Nachrüstungen an Anlagen, die kontinuierlich betrieben werden, nur bei häufig mehrere Jahre im Voraus festgelegten Plan-Stillständen erfolgen können, was bei den Zeiträumen zur Nachrüstung ebenfalls beachtet werden muss.

Solange das Verfahren zur Umsetzung der BVT-Emissionsbandbreiten in deutsches Recht nicht abgeschlossen ist, ist es für die Betreiber nicht sinnvoll, die Nachrüstung bereits zu beantragen. Das Argument, die Betreiber könnten sich an den in den BVT-Schlussfolgerungen vorgegebenen Emissionsbandbreiten orientieren, kann nicht überzeugen. Denn bis zum Abschluss der Umsetzung in deutsches Recht bestehen Unsicherheiten, die im Gesetzgebungsverfahren und den zu beteiligenden Organen begründet sind. Es kann vom Betreiber nicht eingeschätzt werden, welche nationalen Anforderungen sich am Ende des Prozesses durchsetzen werden, welche Emissionsgrenzwerte in Deutschland tatsächlich festgesetzt werden. Für Investitionen in Neuanlagen oder Nachrüstungen von Altanlagen sind aber letztlich die exakten Grenzwerte entscheidend. Sie haben entscheidenden Einfluss auf die zu wählende geeignete Minderungstechnologie, ggf. ist sogar ein anderes Konzept mit einer neuen Technologie erforderlich. Da nicht auszuschließen ist, dass solche Technologiesprünge notwendig werden, kann ein Betreiber erst bei Erreichen einer ausreichenden Rechtssicherheit – also nach Abschluss der nationalen Umsetzung – mit der Bewertung, Planung, Genehmigung und Umsetzung geeigneter Maßnahmen (zum Beispiel Bestellung von Komponenten etc.) beginnen.

2. Keine Verschärfung der BVT-Vorgaben oder Verschärfungen sonstiger geltender nationaler Regelungen

Die Neufassung der 13. BImSchV und die Änderung der 17. BImSchV sollte sich möglichst weitgehend auf die Umsetzung der Mindestanforderungen der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen beschränken.

In den BVT-Merkblättern wird der Stand der Technik zur Vermeidung bzw. Verminderung von Emissionen aus Industrietätigkeiten für alle Mitgliedstaaten verbindlich auf europäischer Ebene festgelegt. Dieser europaweit einheitliche und verbindliche Stand der Technik fördert die Wettbewerbsgleichheit und sollte nicht durch einseitig nationale Verschärfungen konterkariert werden. Der BDI spricht sich daher dafür aus, dass sich eine Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen grundsätzlich an folgenden Aspekten orientiert:

- Bei Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen sollte nicht über die Anforderungen der BVT hinausgegangen werden.
- Bei Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen in deutsches Recht sollten die Emissionsgrenzwerte in der 13. BImSchV und 17. BImSchV am oberen Rand der BVT-Emissionsbandbreiten und somit EU-konform gewählt werden (zumindest insoweit, als nicht heute schon schärfere nationale Grenzwerte existieren – letztere sollten dann unverändert bleiben). Bereits diese sind sehr anspruchsvoll und gewährleisten einen effektiven Schutz von Umwelt und Gesundheit.
- Bei Änderung der 13. BImSchV und 17. BImSchV sollten keine neuen Grenzwerte bzw. Grenzwerte für Stoffe eingeführt werden, die sich nicht aus BVT-Vorgaben ergeben.
- Auch sollten bestehende Grenzwerte in der 13. BImSchV und 17. BImSchV nicht verschärft werden, wenn sich dies nicht aus einer EU-konformen Umsetzung der BVT ergibt.

III. Im Einzelnen

1. Gemeinsame Anforderungen an Großfeuerungsanlagen (13. BlmSchV)

- **Klarstellung zum Anwendungsbereich bei Feuerungsanlagen in der chemischen Industrie (§ 1)**

Es sollte klargestellt werden, dass Prozessöfen und Prozessfeuerungen vom Anwendungsbereich der 13. BImSchV ausgenommen sind. Laut dem Anwendungsbereich der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen gelten die BVT-Schlussfolgerungen ausdrücklich nicht für Prozessöfen und Prozessfeuerungen. Diese sind in den BT-Schlussfolgerungen u. a. definiert als „*Feuerungsanlagen, deren Strahlungs- und/oder Konduktionswärme durch eine feste Wand ohne dazwischen liegende Wärmeträgerflüssigkeit auf das zu behandelnde Gut bzw. auf das Einsatzmaterial übertragen*

wird (z. B. Koksöfen, Winderhitzer (Cowper), Öfen oder Reaktoren zur Heizung eines Prozessstroms in der (petro-)chemischen Industrie wie Steamcracker-Öfen, Prozessfeuerungen für die Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas (LNG) in LNG-Terminals)“.

- **Definition „Gase der öffentlichen Gasversorgung“**

(§ 2 Abs. 13)

Es wäre wünschenswert, wenn der Begriff „Gase der öffentlichen Gasversorgung“ definiert werden würde. In den Begriffsbestimmungen wird in § 2 Abs. 13 Erdgas definiert. Im Verlauf der Verordnung wird die Begrifflichkeit „Gase der öffentlichen Gasversorgung“ verwendet.

- **Betriebsstörungszeiten nicht begrenzen (§ 12 Abs. 3)**

Die Zeiten für den Fall einer Betriebsstörung an der Abgasreinigungseinrichtung sollten nicht begrenzt werden (§ 12 Abs. 3 Satz 2).

- **Regelung zur Brennstoffkontrolle streichen (§ 13)**

Die neue Regelung zur Brennstoffkontrolle in § 13 sollte komplett gestrichen werden.

Die Vorgabe, dass der Betreiber die Brennstoffdaten der eingesetzten Brennstoffe zu ermitteln hat, führt zu einem zusätzlichen Analyse-, Ermittlungs- und Dokumentationsaufwand auf Betreiber- bzw. Lieferantenseite. Bei einer Vielzahl von eingesetzten Brennstoffen an einem Standort (zum Beispiel bei Raffinerien) ist der Aufwand vermutlich als sehr hoch zu bezeichnen.

Laut Begründung handelt es sich hier um eine 1:1-Umsetzung der BVT-Schlussfolgerung Nr. 9 des LCP BREF. Eine Verpflichtung, diese „weiche“ Schlussfolgerung in nationales Recht aufzunehmen, besteht nach der IED nicht. Ob und ggf. welchen Mehrwert die Darstellung der eingesetzten Brennstoffe für die Umwelt hat, ist aus der Begründung des Entwurfs nicht ersichtlich. Auch sind unseres Erachtens die Umweltauswirkungen bereits ausreichend über die Anforderungen an das Emissionsmonitoring und durch Emissionsgrenzwerte in Deutschland geregelt.

- **Regelung zur Energieeffizienzkontrolle streichen (§ 14)**

Die neue Regelung zur Energieeffizienzkontrolle in § 14 sollte komplett gestrichen werden.

Nach der neuen Regelung muss der Betreiber einer Feuerungsanlage bei Feuerungsanlagen zur Bereitstellung von elektrischer oder mechanischer Energie den elektrischen oder mechanischen Nettowirkungsgrad bestimmen.

Laut Begründung handelt es sich hier um eine 1:1-Umsetzung der BVT-Schlussfolgerung Nr. 2 des LCP BREF. Eine Verpflichtung, diese „weiche“ Schlussfolgerung in nationales Recht aufzunehmen,

besteht nach der IED nicht. Auch ergibt sich bezüglich dieser Regelung aus der Begründung kein Anhaltspunkt, ob und ggf. welchen Mehrwert diese Vorgabe für die Umwelt hat.

Zudem bestehen Bedenken hinsichtlich der Umsetzbarkeit dieser Regelung in der Praxis. So ist u. E. ungeklärt, auf welche Normen sich die Leistungstests beziehen sollen und ob diese überhaupt verfügbar sind. Für eine einheitliche Analyse der Energieeffizienz müsste eindeutig geregelt sein, welche Messparameter grundsätzlich relevant wären und wie diese erfasst werden sollen. Auch gibt es, abhängig von der (prozessbedingten) Anlagenfahrweise, erwartungsgemäß drastische Unterschiede in der Effizienz, was berücksichtigt werden müsste. Es ist zu vermuten, dass diese Regelung vollkommen neue Prüfungen nach sich zieht, ohne dass ein Gewinn für die Umwelt erkennbar wäre.

- **Keine kontinuierliche Messung für gasförmige anorganische Chlorverbindungen (§ 17)**

Die neu eingeführte kontinuierliche Messung für gasförmige anorganische Chlorverbindungen sollte in eine diskontinuierliche Messung umgewandelt werden. Es könnte analog zu Fluor vorgegangen werden (Einzelmessung gemäß § 20 Abs. 2.).

Die BVT-Schlussfolgerungen (Nr. 1.2 Überwachung) sehen vor, dass für bestimmte Brennstoffe eine vierteljährliche Messung ausreichend ist. Dazu gehören auch gasförmige anorganische Chlorverbindungen. Hinzu kommt, dass Messverpflichtungen aus BVT-Schlussfolgerungen auch grundsätzlich nicht verbindlich in das nationale Recht übernommen werden müssen. Die Nachrüstung einer Konti-Messung für die Großfeuerungsanlagen heimischer Braunkohle wäre zudem unverhältnismäßig, da die Emissionen nur geringfügig schwanken, weil Chlorgehalte im Brennstoff und die Chlor-Einbinderaten in die Asche nur geringfügig schwanken.

- **Begrenzung der Einzelmessung auf einen Tag (§ 20 Abs. 2)**

In Übereinstimmung mit den BVT-Schlussfolgerungen sollten die Einzelmessungen statt an drei Tagen auch an einem Tag durchgeführt werden können. Auf Grund des volatilen Einsatzes der Feuerungsanlagen wird es immer schwieriger, an einer Prüfstelle geeignete Messzeiträume an drei Tagen zur Durchführung von Einzelmessungen bereitzustellen.

- **Klarstellung bzgl. Einzelmessung (§ 20 Abs. 3)**

§ 20 Abs. 3 sollte entsprechend anderer bereits existierender nationaler Umsetzungen (z. B. BREF LVOC) wie folgt formuliert werden:
„Für den Fall, dass die obere Vertrauengrenze für das 90-Perzentil bei einem Vertrauensniveau der Maximalwert der Einzelmessungen nach Satz 2 mit einem Vertrauensniveau von 50 Prozent nach der Richtlinie VDI 2448 Blatt 2 (Ausgabe 1997) den jeweiligen Emissionsgrenzwert nicht überschreitet, kann die Überwachung auf einmal halbjährlich reduziert werden. Für die Auswertung können

Messergebnisse der letzten 4 Jahre herangezogen werden.“

**• Einzelmessungen bei Anlagen mit Betriebsstunden < 1.500
(§ 20 Abs. 3)**

Für Anlagen, die jährliche Betriebsstunden von < 1.500 aufweisen, sollte die Anwendung des § 20 Abs. 2 gelten. Die in § 20 Abs. 3 vorgesehene halbjährliche Messung ist aufgrund der Laufzeit der Anlagen unverhältnismäßig. Der neu hinzugekommene Passus „wiederkehrend halbjährlich an mindestens drei Tagen durchführen zu lassen“ führt dazu, dass der Messaufwand der periodischen Messung gegenüber der aktuell geltenden Verordnung versechsfacht wird. Derzeit werden Emissionsmessungen i.d.R. an einem Tag pro Jahr oder an 3 Tagen alle 3 Jahre durchgeführt, was kostentechnisch ungefähr vergleichbar ist. Diese Verschärfung der Messvorgaben führt - zum Beispiel bei Gas- und Ölfeuerung in Gasturbinen - zu keinem Mehrwert, da diese Anlagen mit einem kontinuierlich überwachten Brennstoff betrieben werden und das Emissionsverhalten dieser Anlagen sehr zuverlässig und berechenbar ist.

• Einzelmessung (§ 20 Abs. 4)

§ 20 Abs. 4 konkretisiert, dass Messungen bei höchster Leistung (Vollast) zu erfolgen haben – bisher gängige Praxis in der 13. und 44. BImSchV. Der Entwurf der 13. BImSchV sieht nun auch den Einschluss weiterer Betriebsbedingungen vor, die zu höheren Emissionen führen können. Wenn diese Ausweitung erfolgt, sollten Änderungen berücksichtigt werden:

„...Ist ein Betrieb mit der höchsten Leistung in begründeten Einzelfällen während der Messung nicht mit verhältnismäßigem Aufwand möglich, erfolgt die Messung unter stabilen Bedingungen und bei einer repräsentativen gleichmäßigen Last repräsentativen Betriebsbedingungen. Bei Verbrennungsmotoranlagen sind die Emissionen auch im Teillastbetrieb nach Maßgabe der zuständigen Behörde zu ermitteln. Bei Anlagen mit überwiegend zeitlich veränderlichen Betriebsbedingungen sind Messungen in ausreichender Zahl und unter Einschluss von Betriebsbedingungen, die erfahrungsgemäß zu den höchsten Emissionsmassenströmen-Emissionen führen können, durchzuführen. An- und Abfahrzeiten sind in diesem Zusammenhang auszunehmen. Näheres bestimmt die zuständige Behörde.“

Moderne Magergasmotoren werden auf ihren bestimmungsgemäßen Betriebspunkt bei stationärer Vollast hin optimiert. Der Betriebspunkt mit der höchsten Schadstofffracht ist bei Vollast. Sollten beim Teillastbetrieb höhere spezifische Emissionen auftreten, erhöht sich trotz gestiegener Konzentrationen im Teillastbereich nicht zwangsläufig die Gesamtfracht der Emissionen, da der Abgasmassenstrom zugleich sinkt.

Zum Management der fluktuierenden Lasten des Stromnetzes werden moderne Regelungskonzepte umgesetzt, die statt einer großen Anlage den Verbund kleinerer Anlagen koordinieren, um die geforderte Leistung mit dem Betrieb einzelner Motoren bei Vollast bereitstellen zu können.

- **Keine Fristverkürzung für jährliche Emissionsberichte (§ 22)**
Die jährlichen Berichte über Emissionen sollten wie bisher bis zum 31. Mai der zuständigen Behörde vorgelegt werden können.

Die im Entwurf der 13. BImSchV vorgesehene Fristverkürzung um einen Monat auf den 30. April bedeutet in der Praxis unverhältnismäßig großen Mehraufwand. Die derzeitigen Fristen müssen beibehalten werden, damit Betreiber keine zusätzlichen Belastungen durch intensive Umstellungen interner Prozesse und Informationsketten tragen müssen. Die Hauptlast der Berichtspflicht fällt bereits auf die Betreiber, da sie für die Informationserhebung und Erstellung der Berichte zuständig sind. Dies muss berücksichtigt werden.

- **Klarstellung zum Vorrang des besonderen Teils der 13. BImSchV gegenüber dem allgemeinen Teil (neue Regelung nach § 24)**

Es sollte in einer neu einzufügenden Regelung klargestellt werden, dass die speziellen Regelungen für die besonderen Anlagenarten in den Abschnitten 2 - 6 den allgemeinen Regelungen in Abschnitt 1 vorgehen.

Die 13. BImSchV wird neu gefasst und erhält eine Struktur, in der es einen Abschnitt 1 mit allgemeinen Regelungen für alle Anlagenarten gibt sowie die Abschnitte 2 - 6 für die verschiedenen Kategorien der Großfeuerungsanlagen mit speziellen anlagenspezifischen Vorgaben. Um in der Praxis für die Anwendung der neuen 13. BImSchV Diskussionen und Abgrenzungsschwierigkeiten zu vermeiden, erscheint eine eindeutige Klarstellung zum Verhältnis des allgemeinen Abschnittes und der besonderen Abschnitte sinnvoll. Es könnte dabei Anlehnung an die Regelung in der TA Luft genommen werden, die ebenfalls das Verhältnis des allgemeinen und des besonderen Teils klarstellt (vgl. Nr. 5.1.1 Absatz 2 Satz 2 der TA Luft).

Es würde folgende Formulierung in Betracht kommen:
„Die Regelungen der §§ 1 - 24 (Abschnitt 1) gelten für alle Anlagen. Soweit davon abweichende Regelungen in den Abschnitten 2 - 6 festgelegt sind, gehen diese den jeweils betroffenen Regelungen im Abschnitt 1 vor.“

- **Definition bestehende Anlage anpassen (§ 26 Absatz 2)**

Die Definition für bestehende Anlagen sollte angepasst werden, um zum Beispiel in Bau befindliche Anlagen nicht als Neuanlagen einzustufen zu müssen.

Gemäß Absatz 2 Nummer 2 ist eine bestehende Anlage eine Anlage „für die die erste Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb nach § 4 oder § 16 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vor dem 18. August 2017 erteilt worden ist und die vor dem 18. August 2021 in Betrieb gegangen ist oder ...“

Nach dieser Regelung fallen alle nach dem 18. August 2017 beantragten oder genehmigten Anlagen unter Neuanlagen. Für diese Anlagen gibt es keine Übergangsregelungen. Das bedeutet, dass z. B. Anlagen, die nach August 2017 genehmigt wurden und sich derzeit in Bau befinden, als Neuanlagen zu betrachten sind. Diese Anlagen müssten entsprechend auch alle Vorgaben der Neuanlagen einhalten, wobei jetzt kurz vor Inbetriebnahme keine Möglichkeit mehr besteht, die Anlagentechnik an die verschärften Grenzwerte anzupassen. Anlagen werden damit direkt zu Sanierungsfällen. Dies ist nicht zielführend und unverhältnismäßig.

Eine Berücksichtigung der möglicherweise aufgrund der Vorgaben der BVT-Schlussfolgerungen sich verschärfenden Anforderungen war vorab nicht möglich, da nicht absehbar war, welche Anforderungen der Gesetzgeber trifft (vgl. unter II. Allgemeines). Es kann vom Betreiber nicht eingeschätzt werden, welche nationalen Anforderungen sich am Ende des Verordnungsprozesses durchsetzen werden, welche Emissionsgrenzwerte in Deutschland tatsächlich festgesetzt werden – oberer Rand der BVT-Emissionsbandbreiten oder gegebenenfalls deutlich darunter.

Es könnte wie folgt formuliert werden:

§ 26 Abs. 2 Nr. 2: „2. für die die erste Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb nach § 4 oder § 16 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vor dem 18. August 2017 erteilt worden ist **und** oder die vor dem 18. August 2021 in Betrieb gegangen ist oder...“

Außerdem könnte eingefügt werden in § 26 Abs. 2 Nr. 3: „3. für die der Betreiber einen vollständigen Genehmigungsantrag zur Errichtung und zum Betrieb vor dem 18. August 2017 gestellt hat **und** oder die vor dem 18. August 2021 in Betrieb gegangen ist“

- **Tagesmittelwert für Stickstoffdioxid (§ 31 Abs. 1 Nr. 2c)**

In § 31 Abs. 1 Nr. 2c sollte – wie in den Nummern 2a und 2b – zwischen Erdgas und sonstigen gasförmigen Brennstoffen unterschieden werden. Dabei sollte der Regelungsumfang des § 7 Abs. 1 Nr. 1c) der geltenden 13. BImSchV zu Grunde gelegt werden.

- **Zusätzliche Einzelmessung streichen (§ 38)**

§ 38 sollte gestrichen werden. Den Betreibern von Großfeuerungsanlagen mit Wirbelschichtfeuerung aufzugeben, einmal jährlich die Emissionen von Distickstoffoxid als Mittelwert über die jeweilige Probenahmezeit und unter Zugrundelegung eines Emissionswertes zu messen, bedeutet einen unangemessenen zusätzlichen Aufwand sowie Kosten. Zudem besteht für die Mitgliedstaaten keine Verpflichtung, Messvorgaben aus BVT-Schlussfolgerungen in nationales Recht umzusetzen. Weiterhin gibt es im BREF keine spezielle Emissionsbandbreite für N₂O. In der Begründung des Entwurfs wird auf eine Regelung für mittelgroße Feuerungsanlagen in der 44. BImSchV sowie den Stand der Technik verwiesen, ohne weitere Ausführungen zum Stand der Technik zu machen. Dies ist unseres

Erachtens nicht ausreichend. Das BREF hat N2O deshalb nicht beschrieben, weil dies nicht explizit als KEI identifiziert wurde. Auch ist unklar, was unter „Zugrundelegung eines Emissionswertes“ zu verstehen ist. Hier könnte es zu unterschiedlichen Interpretationen kommen.

- **Übergangsregelungen erweitern (§§ 39, 45, 56)**

Die in dem Verordnungsentwurf festgelegten Übergangsfristen für bestehende Anlagen sollten verlängert werden. § 39 Abs. 1 des Entwurfes sieht beispielsweise lediglich eine Frist bis zum 18.08.2021 vor.

Der Entwurf der 13. BImSchV enthält eine Vielzahl von Verschärfungen der aktuell geltenden Emissionsgrenzwerte. Nach Inkrafttreten der neu gefassten 13. BImSchV müssen die bestehenden Anlagen entsprechend angepasst werden. Die Anpassung, Optimierung und Modernisierung von Bestandsanlagen bedarf einer gewissen Zeit. Dabei sind u. a. die Dauer von Angebotserstellung und Lieferzeiten zu berücksichtigen und insbesondere auch ggf. durchzuführende Genehmigungsverfahren. Beispielsweise ist die Nachrüstung und Umrüstung von betroffenen Feuerungsanlagen, die der kritischen Infrastruktur bei der Energieversorgung zuzuordnen sind, wie Erdgasverdichterstationen, in vielen Fällen nur schrittweise im laufenden Betrieb oder in bestimmten, teilweise saisonalen, Wartungszeiträumen möglich.

Die Frist von weniger als einem Jahr ist zu eng gesetzt, um die notwendigen Modernisierungen der Anlagen vorzunehmen, und damit unverhältnismäßig. Zwar sind BVT-Schlussfolgerungen grundsätzlich innerhalb von vier Jahren umzusetzen. Dies ist im Fall der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen jedoch nichteglückt.

Der deutsche Gesetzgeber hat bei der Umsetzung der EU-Richtlinie über Industrieemissionen (IED) im Bundes-Immissionsschutzgesetz vorgesehen, dass die Vorgaben von BVT-Schlussfolgerungen innerhalb eines Jahres umgesetzt werden sollen und die betroffenen Anlagen die Emissionsgrenzwerte der Rechtsverordnung innerhalb von vier Jahren einhalten (§ 7 Abs. 1a BImSchG). Der deutsche Gesetzgeber hat damit eine Übergangsfrist für Anlagenbetreiber von drei Jahren als angemessen angesehen.

Wenn die Umsetzung von BVT-Schlussfolgerungen in deutsches Recht durch den Gesetzgeber nicht innerhalb eines Jahres erfolgt, ist es unverhältnismäßig, wenn sich dadurch die Anpassungsfrist für die Anlagenbetreiber unangemessen verkürzt. Der deutsche Gesetzgeber sollte daher eine angemessene Übergangsfrist in der Verordnung regeln. Drei Jahre erscheinen angemessen.

- **Zusätzliche Übergangsregelung schaffen (§ 39, neuer Absatz)**
Es sollte folgende Übergangsregelung neu ergänzt werden:
„Für bestehende Anlagen, für die der Betreiber bis zum 1. Januar 2022 gegenüber der zuständigen Behörde schriftlich erklärt hat, dass er diese Anlage unter Verzicht auf die Berechtigung zum Betrieb aus der Genehmigung bis zum 31. Dezember 2028 stilllegt, gilt die 13. BImSchV in der Fassung von 2017 weiter.“

Es fehlt eine Regelung für Anlagen, die bereits weit vor 2035 aus der Verbrennung von Kohle aussteigen oder aus anderen Gründen stillgelegt werden. Aufgrund der Pläne der Bundesregierung werden bis 2035 zum Beispiel alle verbleibenden Großfeuerungsanlagen in der Chemieindustrie abgeschaltet bzw. ersetzt. Deshalb sollte die bestehende 13. BImSchV in der Fassung von 2017 weiterhin Bestand haben. Anlagen, die nur noch wenige Jahre laufen mit zusätzlichen Auflagen zu belegen, wäre unverhältnismäßig. Ansatzpunkt könnte der 31.12.2028 sein als letzter Prüfpunkt für eine Überführung eines Kraftwerks in die Sicherheitsbereitschaft.

2. Gasturbinen (13. BImSchV)

- **Abgrenzung Gasturbinen von sonstigen Gasturbinen (§ 33)**
Die vorgeschlagene Definition für „sonstige Gasturbinenanlagen“ in § 33 Abs. 1, Satz 2 Nr. 1. aa) bbb) und Nr. 2. c) aa) bbb) ist unklar. Da hier anzunehmen ist, dass Gasturbinen und Anlagen im Kombibetrieb (GuD) nicht gemeint sind, bleibt unklar, welche Anlagen betroffen sind. Zudem ist möglicherweise in § 33 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 c) aa) bbb) eine erweiterte Definition anzunehmen.
- **NOx-Begrenzung für Gasturbinenanlagen mit Einsatz von anderen gasförmigen und flüssigen Brennstoffen**
Die Absenkung des NOx-Grenzwertes in § 33 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 c) bb) von 120 auf 50 mg/Nm³ bei Einsatz von flüssigen Brennstoffen ist sehr ambitioniert. Hier wird die Beibehaltung des gegenwärtigen Grenzwertes von 120 mg/Nm³ benötigt.
- **Rußzahlbestimmung (§ 33 Abs. 6)**
In § 33 Abs. 6 wird nun eine erweiterte Regelung zur Bestimmung der Rußzahl beim Einsatz von flüssigen Brennstoffen geschaffen. Die Regelung sollte auf die Regelung der geltenden 13. BImSchV zurückgeführt werden, um konsistent mit den bestehenden Genehmigungen zu bleiben. Problematisch ist, dass es kein zugelassenes Messgerät mehr für die Rußzahlbestimmung gibt.
- **Wirkungsgradkorrektur ausweiten (§ 33 Abs. 8)**
In Abs. 8 werden NOx-Werte für Anlagen geregelt, die einen höheren Nettowirkungsgrad haben. Die Wirkungsgradkorrektur sollte auch für andere Schadstoffe Anwendung finden (analog Abs. 3).

- **Verschärfung der Emissionsbegrenzungen für Gasturbinen im Solobetrieb (§ 33 Abs. 9 Nr. 2)**

Die Festlegung von festen NOx-Jahres- und Tagesmittelgrenzwerten in Höhe von 50 mg/Nm³ lässt für Gasturbinen im Solobetrieb, die bis dato zulässige prozentuale TMW-Korrektur (§ 8 Abs. 3 der geltenden 13. BImSchV) in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad bis max. 75 mg/Nm³ unberücksichtigt. Im BREF LCP sind für bestehende GuD in Tabelle 24 mit Fußnote 9 für NOx 65 mg/Nm³ und Fußnote 11 für NOx 80 mg/Nm³ ausgewiesen und sollten hier für Gasturbinen im Solobetrieb entsprechend bis 75 mg/Nm³ angewendet werden.

- **Antragspflicht und Ermessen (§ 33 Abs. 12)**

Bei Vorliegen der in Abs. 11 genannten Voraussetzungen sollte die Pflicht zur Einhaltung der genannten Emissionsgrenzwerte entfallen. Hierfür sollte kein Antrag des Betreibers erforderlich sein und auch keine in das Ermessen der Behörde gestellte Entscheidung. Eine Antragspflicht und eine vorgesetzte Behördenentscheidung schaffen unnötige Bürokratie, wenn kein Erfordernis hierfür vorliegt: „**Die Behörde kann auf Antrag des Betreibers Für eine bestehende Anlage oder Altanlage, die im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren höchstens 1500 Betriebsstunden jährlich im Betrieb ist, besteht keine von der Pflicht zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte [...] befreien.**“

- **Notbetrieb**

Die allgemeinen Erwägungen der BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen (Durchführungsbeschluss 2017/1442, Seite 10) zu den BVT-assoziierten Emissionswerten sollten zur Anwendung kommen. Demnach sind die in den BVT-Schlussfolgerungen dargelegten BVT-assoziierten Emissionswerte dann nicht auf weniger als 500 Stunden jährlich in Betrieb befindliche, mit Flüssigbrennstoff oder Gas befeuerte Turbinen und Motoren, für den Notbetrieb anzuwenden, wenn ein solcher Notbetrieb nicht mit der Einhaltung der BVT-assoziierten Emissionswerte vereinbar ist.

3. Verbrennungsmotoranlagen (13. BlmSchV)

Die 13. BImSchV regelt bisher nur Gasmotoranlagen. Die neuen Vorschläge erweitern die Vorgaben auch auf Anlagen mit Einsatz von flüssigen Brennstoffen.

- **Tagesmittelwert Kohlenmonoxid für Verbrennungsmotoranlagen (§ 34 Abs. 1 Nr. 2b)**

Der Tagesmittelwert für Kohlenmonoxid sollte wie bisher auf Gasmotoranlagen beschränkt werden. Weitergehende Vorgaben sind im LCP BREF nicht enthalten.

- **Anlagen im Notbetrieb bzw. Anlagen < 300 h (§ 34 Abs. 6 und 7)**

Die Anforderungen an Anlagen, die ausschließlich dem Notbetrieb dienen bzw. Anlagen, die nicht mehr als 300 Stunden pro Jahr betrieben werden, sollten analog der Anlagen in der 44. BImSchV geregelt werden.

Die in § 34 Abs. 6 und 7 definierten Grenzwerte für die oben genannten Anlagen sind unverhältnismäßig. So erfordern die festgelegten NOx Grenzwerte beispielsweise den Einsatz eines SCR, der bei den normalen Betriebsbedingungen dieser Anlagen allerdings nicht funktioniert, da die notwendigen Temperaturen zur NOx Reduktion nur schwer oder gar nicht erreicht werden.

Der in Begründung zu § 34 Abs. 4 zitierte Verweis auf BVT 33 Tabelle 18 des Durchführungsbeschlusses (EU) 2017/1442 übersieht zum einen, dass die Emissionsbandbreite für Anlagen mit weniger als 500 Stunden p.a. lediglich einen Richtwert darstellt. Zum anderen findet sich in Kapitel 10 des Durchführungsbeschlusses (EU) 2017/1442 folgender Hinweis: „Die in den vorliegenden BVT-Schlussfolgerungen dargelegten BVT-assozierten Emissionswerte sind dann nicht auf weniger als 500 Stunden jährlich in Betrieb befindliche, mit Flüssigbrennstoff oder Gas befeuerte Turbinen und Motoren für den Notbetrieb anzuwenden, wenn ein solcher Notbetrieb nicht mit der Einhaltung der BVT-assozierten Emissionswerte vereinbar ist.“

Deshalb sollten für Anlagen, die ausschließlich dem Notbetrieb dienen bzw. Anlagen, die nicht mehr als 300 Stunden pro Jahr betrieben werden, analog zur 44. BImSchV keine NOx-Grenzwerte für flüssige Brennstoffe, Biogas, Gase der öffentlichen Gasversorgung und Flüssiggase übernommen werden, allerdings sind motorische Maßnahmen nach dem Stand der Technik auszuschöpfen.

4. Netzstabilitätsanlagen (13. BlmSchV)

- **Betriebsstunden (§ 35 Abs. 1)**

Für Netzstabilitätsanlagen ist eine Beschränkung auf 300 Stunden zu wenig, da das Ziel ist, die Einsparung erneuerbarer Energien ins Netz zu stützen. Eine Erweiterung auf 1500 Betriebsstunden wäre sinnvoll.

- **Verpflichtung zur Nachrüstung (§ 35 Abs. 2)**

Die Verpflichtung zur Nachrüstung sollte nicht pauschal vorgegeben werden, sondern nach Untersuchung des Emissionsverhaltens zwischen Behörden und Betreiber abgestimmt werden.

5. Kohlekraftwerke (13. BImSchV und 17. BImSchV)

Der Verordnungsentwurf enthält in § 28 der 13. BImSchV anspruchsvolle Emissionsanforderungen für Kohlekraftwerke, insbesondere im Hinblick auf Quecksilber, Stickoxide und Schwefeloxide. Mit diesen neuen Vorgaben werden die Grenzwerte der geltenden 13. BImSchV und 17. BImSchV deutlich verschärft.

Es ist wesentlich, dass diese Emissionsanforderungen im weiteren Verfahren nicht verschärft werden. Ansonsten wäre der Weiterbetrieb der Kraftwerke akut gefährdet. Eine Notwendigkeit für weitere Verschärfungen besteht auch nicht, da die neuen Regelungen im Einklang mit den Vorgaben der europäischen BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen stehen. Ein hoher Umweltschutzstandard wird ebenfalls gewährleistet.

Ein Kohleausstieg durch die umweltpolitische Hintertür und Strukturbrüche in den Kohlerevieren soll zudem nach dem politischen Willen der Bundesregierung und der Koalitionsparteien ausgeschlossen werden. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Kohleindustrie durch den gesetzlich verordneten Kohleausstieg einen erheblichen Beitrag zur Minderung der Schadstoffemissionen leistet. Durch den Kohleausstieg in Deutschland sinken die Emissionen durch Kohlekraftwerke bis 2030 um ca. 60 % und bis spätestens 2038 auf Null.

6. Anlagen zur Herstellung von Zellstoff, Papier und Karton (13. BImSchV)

- **Abgrenzung allgemeine und besondere Vorschriften (§ 42 Abs. 3)**
Es sollte klargestellt werden, dass der Jahresmittelwert Staub auf bestehende Großfeuerungsanlagen, die Ablaugen aus der Zellstoffindustrie einsetzen, nicht anzuwenden ist. Der Jahresmittelwert Staub aus § 5 (Abschnitt Allgemeine Vorschriften) widerspricht dem Tagesmittelwert aus § 42 Abs. 3.
- **Abgrenzung allgemeine und besondere Vorschriften (§ 43 Abs. 2 Satz 3)**
Es sollte klargestellt werden, dass der Jahresmittelwert NOX nach § 43 Abs. 2 Satz 3 dem Wert aus § 5 Abs. 6 in den „Allgemeinen Regelungen“ als spezielle Regelung vorgeht.

7. Verordnung über die Verbrennung und Mitverbrennung von Abfällen (17. BImSchV)

- **Keine Anwendung des Jahresmittelwerts für NOx auf bestehende abfallmittverbrennende Großfeuerungsanlagen (§ 28 Abs. 2)**
Der neue § 28 Abs. 2 sieht auch für bestehende abfallmitverbrennende Großfeuerungsanlagen einen Jahresmittelwert für NOx von 100 mg/m³ zum 18.8.2021 vor. Dieser ist für abfallmitverbrennende Großfeuerungsanlagen (zum Beispiel der Holzwerkstoffindustrie)

nicht einzuhalten. Die bestehenden Anlagen waren für höhere Werte ausgelegt (beispielsweise 200 mg/m³ NOx als Tagesmittelwert). Weitere Nachrüstungen erreichen entweder die Grenzen der technischen Machbarkeit oder sie sind unverhältnismäßig. Dies gilt sinngemäß auch für die bestehenden abfallmitverbrennenden Feuerungsanlagen (§ 28 Abs. 3).

- **Kalibrierung der Feuerraumtemperatur streichen
(§ 15 Abs. 4 und 5)**

Die regelmäßige Kalibrierung der Messeinrichtung (und die zwischen den Kalibrierungsjahren erforderlichen Vergleichsmessungen) zur Überwachung der Mindesttemperatur im Nachverbrennungsraum ist nicht notwendig bzw. stößt auf einen erheblichen, unverhältnismäßigen Aufwand. Der Richtlinienausschuss VDI 3462 Blatt 5 hat daher dem Umweltbundesamt eine entsprechende Bitte um Befassung im AISV und im Richtlinienausschuss VDI 3460 Blatt 1 zugeleitet. Daher sollte in § 15 Abs. 4 folgende Klarstellung erfolgen: „*Der Betreiber hat Messeinrichtungen, die zur kontinuierlichen Feststellung der Emissionen oder der Verbrennungsbedingungen sowie zur Ermittlung der Bezugs- oder Betriebsgrößen (mit Ausnahme der Ermittlung der Feuerraumtemperatur) eingesetzt werden...*“

Über den BDI

Der BDI transportiert die Interessen der deutschen Industrie an die politisch Verantwortlichen. Damit unterstützt er die Unternehmen im globalen Wettbewerb. Er verfügt über ein weit verzweigtes Netzwerk in Deutschland und Europa, auf allen wichtigen Märkten und in internationalen Organisationen. Der BDI sorgt für die politische Flankierung internationaler Markterschließung. Und er bietet Informationen und wirtschaftspolitische Beratung für alle industrierelevanten Themen. Der BDI ist die Spitzenorganisation der deutschen Industrie und der industrienahen Dienstleister. Er spricht für 40 Branchenverbände und mehr als 100.000 Unternehmen mit rund acht Mio. Beschäftigten. Die Mitgliedschaft ist freiwillig. 15 Landesvertretungen vertreten die Interessen der Wirtschaft auf regionaler Ebene.

Impressum

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Breite Straße 29, 10178 Berlin
www.bdi.eu
T: +49 30 2028-0

BDI Dokumentennummer: D 1288

Eingangs-Statement Michael Beckmann

Deutscher Bundestag

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

Ausschusssdrucksache

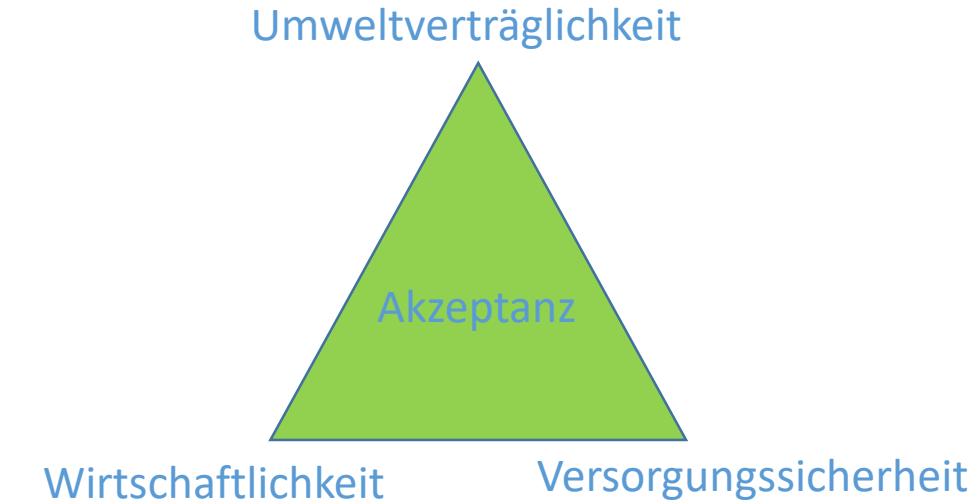
19(16)514-D

öAn. am 13.01.21

12.01.2021

Anlage 2

- Ableitung von Abgasen (Kamin) + niedrige Emissionswerte
 - Immissionen nicht lokal – sondern global
 - Immissionsbelastungen Energiesektor meist unterhalb der Irrelevanzschwelle
- Regelwerke müssen Stand der Technik folgen und diesen anspornen
- Vorliegender Entwurf
 - deutliche Verbesserung für die Umwelt
 - sehr ambitioniert
- Erhebliche Anstrengungen F&E
 - große Fortschritte
 - Potenzial zum Zeitpunkt ausgeschöpft
- Zieldreieck der Energiewirtschaft (U + V + W) + Akzeptanz



Die vorliegende Stellungnahme gibt nicht die Auffassung des Ausschusses wieder, sondern liegt in der fachlichen Verantwortung des/der Sachverständigen. Die Sachverständigen für Anhörungen/Fachgespräche des Ausschusses werden von den Fraktionen entsprechend dem Stärkeverhältnis benannt.

Die vorliegende Stellungnahme gibt nicht die Auffassung des Ausschusses wieder, sondern liegt in der fachlichen Verantwortung des/der Sachverständigen. Die Sachverständigen für Anhörungen/Fachgespräche des Ausschusses werden von den Fraktionen entsprechend dem Stärkeverhältnis benannt.

Anlage 3

Stellungnahme zur „Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen, Drs. 19/24906“

von Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather

Zusammenfassung

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit
Ausschussdrucksache
19(16)514-B
öAn. am 13.01.21
11.01.2021

Der vorliegende Entwurf zur 13. und 17. BlmSchV erfüllt die im BREF-LCP gesetzten Anforderungen und bedeutet ambitionierte, aber technisch noch erreichbare und wirtschaftlich verhältnismäßige Grenzwertverschärfungen für Braunkohlekraftwerke > 300 MWth. Bezuglich der Emissionsgrenzwerte für mit Kohle befeuerte Neuanlagen werden überwiegend sehr ambitionierte Vorgaben gesetzt, die am unteren Rand der von der EU im BREF-LCP vorgegebenen Spanne liegen. Die Grenzwertfestlegungen für mit Kohle befeuerte Bestands- und Altanlagen werden bei vielen Anlagen zu erheblichen Nachrüstungen führen, um die neuen Grenzwerte einhalten zu können. Vor dem Hintergrund des gesetzlichen Kohleausstiegs stellen die neuen Grenzwerte ambitionierte, aber mit Blick auf die Restlaufzeiten der Bestandsanlagen gerade noch leistbare Anforderungen dar und führen so zu keinem „Kohleausstieg durch die Hintertür“.

Insgesamt wird durch die Einführung der neuen Grenzwerte in Verbindung mit dem geplanten Kohleausstieg die Schadstofffracht aus Braunkohlekraftwerken in Deutschland bis 2030 um ca. 60% gegenüber dem Stand 2017 zurückgehen.

Ein kritischer Punkt ist die bis zum Ablauf der EU-Umsetzungsfrist am 17.08.2021 verbleibende extrem kurze Zeitspanne zur Umsetzung der technischen Nachrüstungen, wobei nach meinem Kenntnisstand die Kraftwerksbetreiber bereits Maßnahmen zur Einhaltung der EU-Vorgaben auf Basis von Mindestannahmen eingeleitet haben.

Strengere als die jetzt vorgelegten Emissionsgrenzwerte würden über den heutigen Stand der Technik hinausgehen und könnten auch nicht mehr fristgerecht umgesetzt werden.

1. Zum BREF-LCP – BVT GFA (Beste verfügbare Technik – Großfeuerungsanlagen) Prozess

In der Zeit von Ende 2010 bis Anfang 2013 habe ich mit meinem Institut das vom UBA beauftragte Projekt „Innovative Techniken: Beste verfügbare Technik in ausgewählten Sektoren; FKZ 3710 316; Teilvorhaben 01: Großfeuerungsanlagen“ (Revision des BVT-Merkblattes ab 2010) bearbeitet. Im Rahmen dieses Projekts haben wir einen Fragenkatalog für BVT erstellt, von dem 18 der 24 Seiten des europäischen Fragenkatalogs verwendet wurden. Auf Basis der Antworten aus diesen Fragebögen wurden die BREF-LCP-Anforderungen erarbeitet.

Da bei der Festlegung der Hg-Emissionsgrenzwerte im Rahmen von BREF-LCP durch das Sevilla-Büro EIPPCB eine sachwidrige Ableitung auf der Basis des genannten Fragenkatalogs vorgenommen wurde, habe ich am 28.07.2016 dazu eine „Expert opinion on BAT-associated emission levels (BAT-AELs) for mercury emissions to air from existing lignite-fired power plants with pulverised combustion (PC) boilers in the LCP BREF review process“ verfasst, welche auch im europäischen Parlament verteilt wurde. Obgleich mir das BREF-LCP-Büro (EIPPCB) in Sevilla (Serge Roudier, Frederik Neuwahl, Thomas Brinkmann) in einem Telefonat am 21.04.2017 in allen Punkten Recht gab, wollte man an der getroffenen Festlegung der Hg-Emissionsgrenzwerte für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr

als 300 MWth von <1 bis 7 µg/Nm³ nichts mehr ändern, weil die Abstimmung im europäischen Parlament unmittelbar bevorstand. Meine wesentlichen Kritikpunkte waren:

- Der Nachweis von Werten mit Hg <1 µg/Nm³ für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth wurde nie korrekt belegt. Weltweit gibt es kein Braunkohlenkraftwerk mit Staubfeuerung, das mit derart niedrigen Werten betrieben wird. Insofern kann der untere Wert der Bandbreite nicht den Stand der Technik darstellen.
- Die BREF-LCP-Umfrage ergab für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth eher einen Wert von 9 µg/Nm³ und nicht wie von der EU festgelegt <1 bis 7 µg/Nm³.

Dies zeigt, dass der den Verordnungen zugrundeliegende europäische BREF-LCP-Prozess fachlich höchst fragwürdig verlaufen ist und von politischen Prozessen überlagert wurde.

2. Zu § 28 der Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen, Drs. 19/24906

a) Quecksilber-Emissionen

Mit 1 µg/Nm³ wurde der Emissionsgrenzwert für große Braunkohle-Neubaukraftwerke am unteren Rand des von der EU vorgegebenen Intervalls von <1 bis 7 µg/Nm³ und somit in der gleichen Größe wie in den USA gewählt. Dies ist ein sehr ambitionierter, technisch aber erreichbarer Wert für Neuanlagen. Die einzige Unsicherheit dabei ist der zurzeit messtechnisch nicht mögliche Nachweis der Erfüllung dieses sehr niedrigen Grenzwerts auf Basis des bestehenden Regelwerks.

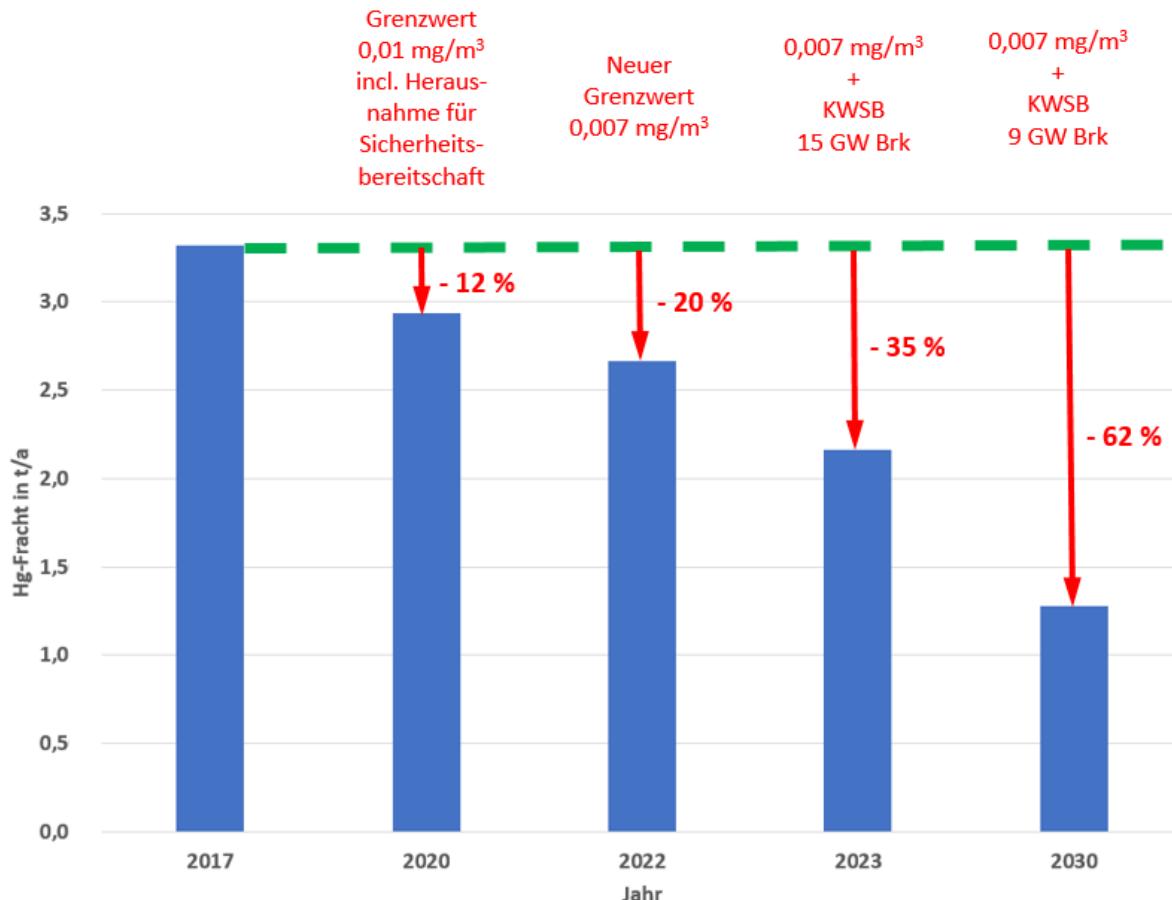
Für Bestandsanlagen wurde in der vorliegenden Verordnung für Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth ein Wert von 5 µg/Nm³ und bei geogenbedingt höheren Quecksilbergehalten bzw. besserem Ausbrand in der Braunkohle ein Wert von 7 µg/Nm³ festgelegt. Damit liegen die Hg-Emissionsgrenzwerte der neuen Verordnung im oberen Bereich der von der EU vorgegebenen Spanne. Sie liegen damit aber in einer ähnlichen Größenordnung wie jene für große Braunkohlekraftwerke in den USA, die einen Grenzwert von ca. 5,6 µg/Nm³ einhalten müssen.

Diese im Vergleich zu den US-Grenzwerten leicht höheren Hg-Emissionsgrenzwerte für deutsche Kohlekraftwerke sind insofern sachgerecht, weil die US-Kraftwerke sehr häufig mit einem Schlauchfilter ausgerüstet sind. In solchen Fällen ist auf relativ einfache Weise durch eine Zugabe von Hg-bindenden Additiven vor dem Schlauchfilter eine hohe Hg-Reduktion zu erreichen. In Deutschland dagegen sind die entsprechenden Kohlekraftwerke ausschließlich mit Elektro-Filter ausgerüstet.

Die wesentlichen Maßnahmen zu einer weiteren Absenkung der Hg-Emissionen in deutschen Kraftwerken basieren auf dem in den USA am häufigsten verwendeten Verfahren – nämlich der Zugabe von Hg-bindenden Additiven vor dem Staubabscheider. Ich habe in den Jahren 2017 bis 2019 mehrere solcher Versuchsreihen bei der LEAG begleitet und ausgewertet. In diesen Versuchsreihen wurden – neben der Zugabe verschiedenster Hg-bindender Additive vor dem Elektro-Filter auch die Zugabe des Schwermetall-Fällungsmittels TMT 15 in die Rauchgasentschwefelungsanlage und die Zugabe von Natriumbromid zum Brennstoff untersucht. Dabei haben sich einige der Minderungstechniken als ungeeignet erwiesen und andere haben aufgrund der unterschiedlichen vorhandenen Anlagentechnik zu stark abweichenden Ergebnissen geführt. Insgesamt zeigen die Ergebnisse jedoch, dass solche Minderungsmaßnahmen speziell auf die eingesetzte Braunkohle und die vorhandene Anlagentechnik zugeschnitten werden müssen, damit die in der vorliegenden Verordnung festgelegten Hg-Emissionsgrenzwerte für Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth noch eingehalten werden können.

Eine weitere Absenkung der Hg-Emissionen durch Austausch der Elektro-Filter gegen Schlauchfilter hätte erhebliche Umbaumaßnahmen des Kraftwerks mit langen Stillständen zur Folge. So müssten auch die Saugzuggebläse ausgetauscht und die Kanäle zwischen Schlauchfilter und Saugzug infolge eines höheren Unterdrucks verstärkt werden. Derartige Maßnahmen machen technisch-ökonomisch bei Bestandsanlagen gerade im Hinblick auf die gesetzlichen Restlaufzeiten keinen Sinn. Sie wären vielmehr unverhältnismäßig und würden zur vorzeitigen Abschaltung der Anlagen führen.

Eine andere in der Diskussion stehende Möglichkeit zur Abscheidung von Quecksilber ist das GORE Mercury Control System (GMCS). Dieses Verfahren befindet sich noch im Bewährungsstadium und hat noch nicht unter Beweis gestellt, dass mit ihm unter den Bedingungen in deutschen Kraftwerken ein längerfristiger Erfolg gesichert ist. Ungeklärt sind zudem die sicherheitsrelevanten Fragen bei dem geplanten rollierenden Austausch der mit Quecksilber beladenen Module. Ein weiterer offener Sicherheitsaspekt betrifft die Frage, welche Gefahren sich im Fall eines REA-Brandes während einer Revision aus der Anwesenheit von mehreren hundert kg Quecksilber im oberen Bereich der REA ergeben. Schließlich ist auch kein positives Kosten/Nutzenverhältnis absehbar. Dabei sind sowohl die Kosten für die Installation eines GMCS, die Kosten für zu ersetzende Module, für Stillstandzeiten zum Einbau des GMCS und für die Erhöhung der CO₂-, NO_x- und SO₂-Emissionen infolge der Wirkungsgradminderung durch höheren Druckverlust zu berücksichtigen. Überschlägig liegen die Kosten für einen 930 MW-Braunkohleblock bei geringen Hg-Konzentrationsminderungen mindestens 10 mal und bei hohen Hg-Konzentrationsminderungen mindestens 3 mal höher als die jeweiligen Umweltvorteile. Bei der Festlegung der neuen Hg-Emissionsbegrenzungen ist zudem zu berücksichtigen, dass die Hg-Emissionen durch Braunkohlekraftwerke in Deutschland durch den nun gesetzlich verordneten Kohleausstieg bis 2030 um über 60% und bis spätestens 2038 auf null sinken werden.



b) NOx-Emissionen

Auch bezüglich der in der vorliegenden Verordnung festgelegten NOx-Emissionsgrenzwerte ist festzustellen, dass sie allesamt innerhalb der von der EU vorgegebenen Emissionsbandbreite liegen. Kritisch sehe ich hier – in gleicher Weise, wie es auch von der Bundesregierung auf europäischer Ebene vorgebracht wurde – die Einhaltung des von der EU geforderten und auch in der vorliegenden Verordnung übernommenen Grenzwerts von 175 mg/Nm³ NOx als Jahresmittelwert für staubgefeuerte Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth.

Dieses obere Ende der Emissionsbandbreite (175 mg/Nm³) hätte auf Basis der im BREF-LCP-Prozess gemeldeten NOx-Emissionswerte der Referenzanlagen richtigerweise mit einem Wert von 190 mg/Nm³ festgelegt werden müssen. Alle im Rahmen des BREF-LCP-Prozesses gemeldeten Braunkohlekessel mit Staubfeuerung verfügten ausschließlich über feuerungsseitige Primärmaßnahmen zur NOx-Minderung und insbesondere über keine Sekundärmaßnahmen wie die SCR (Selektive katalytische Reduktion) - oder SNCR (Selektive nichtkatalytische Reduktion)-Technik. Der BREF-LCP-Beschluss erkennt daher die ausschließliche Anwendung von Primärmaßnahmen zur NOx-Emissionsminderung ausdrücklich als Beste Verfügbare Technik (BVT) für Braunkohlekessel mit Staubfeuerung > 300 MWth an. Für diese Anlagenart, ist aber mit den als BVT anerkannten Primärmaßnahmen ein NOx-Emissionsgrenzwert von 190 mg/Nm³ sachgerecht abzuleiten, anstatt der im BREF-LCP festgelegte Wert von 175 mg/Nm³.

Die Umsetzung der 175 mg/Nm³ als Jahresmittelwert für Braunkohlekessel mit Staubfeuerung > 300 MWth liegt damit am oberen Rand der europäischen Emissionsbandbreite, welche aber – auch aus Sicht der Bundesregierung – falsch abgeleitet worden war. In einigen Fällen werden die festgesetzten 175 mg/Nm³ aus technischen Gründen unverhältnismäßig sein, sodass Ausnahmen auf Einzelfallebene gerechtfertigt sind, was in der Begründung der neuen 13. BlmSchV auch so anerkannt wird (vgl. S. 112 der VO-Begründung): „Der Wert von 175 mg/m³ kann gemessen am Umweltnutzen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen. Dies rechtfertigt die Erteilung einer Ausnahme.“

Die dort genannten unverhältnismäßig hohen Kosten würden sich insbesondere bei einer Nachrüstung der Anlagen mit einer SCR-Anlage ergeben. SCR und SNCR sind für Braunkohlekessel mit Staubfeuerung aber schon nach dem BREF-LCP nicht Stand der Besten Verfügbaren Technik. Insbesondere folgende Argumente sprechen gegen die Nachrüstung von SCR und SNCR in bestehende Braunkohlestaubfeuerungen > 300 MWth:

- Die **SCR** ist unter Berücksichtigung des Umweltnutzens unverhältnismäßig. Stellt man den Gesamtumweltnutzen (= eingesparte Umweltkosten infolge der NOx-Minderung abzüglich der zusätzlichen Umweltkosten infolge einer Zunahme von CO₂-, NH₃-, SO₂- und Staub-Emissionen durch Installation der SCR) den jährlichen Kosten für Investitionen, Ausfall bei Umbau und für Betrieb der SCR gegenüber, so zeigt sich: Die Kosten für eine SCR-Nachrüstung vor oder nach der Entstaubung in braunkohlestaubgefeuerten Kraftwerken > 300 MWth würden die eingesparten Umweltkosten um mehr als das 2,7-fache übersteigen. Bei einer SCR-Nachrüstung hinter der Rauchgasentschwefelung wäre aufgrund des Anstiegs der Emissionen von CO₂, NH₃, SO₂ und Staub bereits der Gesamtumweltnutzen negativ, dem noch die Kosten für Installation, Umbau und Betrieb hinzu zu addieren wären.
- Die selektive nicht-katalytische Reduktion (**SNCR**) kann insbesondere bei Kesseln mit großer Querschnittsfläche eingeschränkt sein. Erfahrungen aus osteuropäischen Anlagen mit SNCR sind aufgrund anderer Reststoffverwertungskonzepte nicht auf deutsche Kraftwerke übertragbar. Vor einem großtechnischen Einsatz von SNCR in großen deutschen Braunkohlendampferzeugern, wäre insofern noch eine Vielzahl offener Fragen zu lösen. So kann weder eine hinreichend gleichmäßige Verteilung des eingesetzten Reduktionsmittels im

Dampferzeuger sichergestellt, noch die Einhaltung des notwendigen Temperaturfensters gewährleistet werden. Bauartbedingt besteht bei Eindüsung von Harnstoff als Reduktionsmittel in großen Brennkammerquerschnitten zudem ein hohes Korrosionsrisiko, das bei der geforderten hohen Verfügbarkeit infolge der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien nicht beherrschbar wäre. Schließlich sind die Auswirkungen des unvermeidbaren NH₃-Schlupfes auf das Reststoffverwertungskonzept (Risiken für Aschequalität und Gipsvermarktung) und die Anforderungen der Richtlinie zu nationalen Emissionsobergrenzen noch ungeklärt.

Auch hier ist wieder zu berücksichtigen, dass die NOx-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken in Deutschland durch den im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) geregelten Kohleausstieg bis 2030 um ca. 60% und bis spätestens 2038 auf null sinken werden.

c) Staub-Emissionen

Die Staub-Emissionen der Kohlekraftwerke wurden in den vergangenen Jahren durch verbesserte Technik deutlich reduziert. Die Feinstaubemissionen der Kraftwerke haben weniger als 10 % Anteil an den Gesamt-Feinstaubemissionen. Da sich der Feinstaub aus Kraftwerken zudem großflächig verteilt, liegt die gesundheitliche Gefährdung infolge von Feinstaub vorrangig durch den Straßenverkehr und die Verfeuerung von Biomasse in Kaminen und Hausfeuerungen vor. Die festgelegten Grenzwerte sind daher angemessen.

d) SOx-Emissionen

Die im BREF-Prozess abgeleiteten Emissionsbandbreiten für SOx sind ambitioniert. Die nunmehr festgelegten Grenzwerte und Schwefelabscheidungsgrade berücksichtigen den Stand der Technik. Hierzu habe ich keine weiteren Bemerkungen.

3 Minuten-Statement Prof. Kather I

- **Verordnung erfüllt die europäischen Anforderungen aus dem BREF LCP**
- **Verordnung ist ein ausgewogenes Paket aus ambitionierten Grenzwertverschärfungen und den unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten in den Kraftwerken erreichbaren Emissionswerten**
 - **Neuanlagen: sehr ambitionierte Vorgaben, die am unteren Rand der von der EU im BREF-LCP vorgegebenen Spanne liegen**
 - **Bestands- und Altanlagen: Emissionswerte, die eher im oberen Bereich der vom BREF-LCP vorgegebenen Spanne angesiedelt sind, aber trotzdem zu erheblichen Nachrüstungen führen, um die neuen Grenzwerte einhalten zu können**
- **Neue Grenzwerte in Verbindung mit gesetzlichem Kohleausstieg führen dazu, dass die Schadstofffracht aus Braunkohlekraftwerken in Deutschland bis 2030 um ca. 60% zurückgehen wird.**
- **Neue Grenzwerte müssen bis zum 18. August 2021 eingehalten werden. Damit verbleibt trotz der Vorbereitungen der KW-Betreiber nur eine extrem kurze Umsetzungsfrist für Nachrüstungen.**
- **Geringere als die jetzt vorgelegten Emissionsgrenzwerte würden über den heutigen Stand der Technik hinausgehen und könnten auch nicht mehr fristgerecht umgesetzt werden.**

3 Minuten-Statement Prof. Kather II

- **Quecksilber (für Anlagen > 300 MWth)**
 - **Neubau: 1 µg/Nm³**
 - **ähnlich wie USA**
 - **sehr ambitioniert aber technisch erreichbar**
 - **Bestandsanlagen: 5 bzw. 7 µg/Nm³ für Braunkohle**
 - **ähnlich wie USA**
 - **viele Versuche mit verschiedenen Abscheidetechnologien in 2017 bis 2019**
 - **Maßnahmen müssen auf die eingesetzte Braunkohle und die vorhandene Anlagentechnik speziell zugeschnitten werden, um die in der vorliegenden Verordnung festgelegten Hg-Emissionsgrenzwerte für Braunkohle-Anlagen mit mehr als 300 MWth einhalten zu können**

3 Minuten-Statement Prof. Kather III

- **Stickoxide (für Braunkohle-Anlagen > 300 MWth)**
 - **Bestandsanlagen: 175 mg/Nm³**
 - **LCP-BREF:**
 - **ausschließliche Anwendung von Primärmaßnahmen zur NOx-Emissionsminderung ist Beste Verfügbare Technik (BVT)**
 - **SCR und SNCR sind für Braunkohlekessel mit Staubfeuerung NICHT Stand der Besten Verfügbaren Technik**
 - **Dennoch wurden statt 190 mg/Nm³ 175 mg/Nm³ festgelegt.**
 - **Die Kraftwerksbetreiber haben in den letzten Jahren umfangreiche Untersuchungen an den Dampferzeugern durchgeführt und feuerungstechnische Maßnahmen ergriffen, um diesen niedrigen Wert zu erreichen. Dennoch werden in einigen Fällen voraussichtlich Ausnahmen auf Einzelfallebene notwendig sein.**



Deutscher Bundestag
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
Ausschussdrucksache
19(16)514-F
öAn. am 13.01.21
12.01.2021

Stellungnahme

zum Entwurf zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (13. BlmSchV) und

zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und Mitverbrennung von Abfällen (17. BlmSchV)

BT-Drucksache 19/24906

Öffentliche Sachverständigenanhörung am 13. Januar 2021

von Dr. Wolfgang Konrad, STEAG GmbH

Anlass und zeitliche Umsetzung

Die Neufassung dient der nationalen Umsetzung des Durchführungsbeschlusses (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 (EU-Amtsblatt vom 17.08.2021) über die Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) für Großfeuerungsanlagen. Diese Anforderungen müssen in den bestehenden Anlagen 4 Jahre nach der öffentlichen Bekanntmachung im EU-Amtsblatt eingehalten werden.

In Deutschland wurde im BlmSchG verankert, dass europäische BVT-Anforderungen innerhalb von 12 Monaten national einheitlich und verbindlich umgesetzt werden, damit die Betreiber in den verbleibenden 36 Monate die Planungen, Genehmigungsverfahren, Ausschreibung und Vergabe an Lieferanten, Errichtung und Erprobung der geänderten oder zusätzlichen Komponenten zur Einhaltung der Anforderungen durchführen können.

Die geplante zeitliche Umsetzung der aktuellen Anforderungen an Großfeuerungsanlagen in einer novellierten 13. und 17. BlmSchV wird dazu führen, dass aufgrund der verzögerten nationalen Umsetzung den Betreibern lediglich rund 5 Monate für die Einhaltung der Anforderungen verbleiben. In den Fällen, in denen für die Einhaltung der Anforderungen große Investitionen bis hin zu umfangreichen Nachrüstungen erforderlich sind, wird die verbleibende Zeit nicht ausreichen, diese umzusetzen. Durch die verzögerte nationale Umsetzung und die damit einhergehende fehlende Planungs- und Investitionssicherheit werden diese Betreiber in Verfahren zur Zulassung von Ausnahmen gezwungen. Diese schaffen einen erheblichen Zusatzaufwand und auch Unsicherheiten bei Betreibern und Vollzugsbehörden in den Ländern.

Nach der Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen zu Raffinerien ist die für Großfeuerungsanlagen die nächste nationale Umsetzung, die die Umsetzungsfrist in den Anlagen nahezu vollständig für den rechtlichen Umsetzungsprozess verbraucht. Hier müssen wir über künftige Instrumente nachdenken, die sicher stellen, dass künftige BVT-Umsetzungen innerhalb der im BlmSchG angelegten Frist von 12 Monaten erfolgen. Und wir müssen darüber nachdenken, wie die betroffenen Betreibern in ihren Verfahren zur Zulassung von (zeitlichen) Ausnahmen unterstützt werden können.

Umsetzung der Emissionsbandbreiten

Die Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen erfolgt überwiegend in der Höhe der oberen Emissionsbandbreiten der BVT-Schlussfolgerungen.

Die Anforderungen an die Anlagen sind anspruchsvoll, da

- die Umsetzung als Emissionsgrenzwerte erfolgt, die in allen Betriebszuständen der Anlagen einzuhalten sind, während sie im BVT-Prozess auf den Normalbetrieb ausgerichtet waren.
- die Verschärfungen bei allen Emissionskomponenten auch im Zusammenwirken betrachtet werden müssen und vielfältige chemische und verfahrenstechnische Wechselwirkungen zu betrachten sind.
- der Betrieb von Anlagen der öffentlichen Versorgung aufgrund der Energiewende und der volatilen Einspeisung von erneuerbaren Energien geprägt ist von häufigen Anfahr- und Lastwechselbetriebszuständen, die auch ein anderes Emissionsverhalten der Anlagen bewirken.

Änderungsbedarf

Umsetzung der 1.500 Jahresbetriebsstunden-Regelungen für die Jahresmittelwerte

Bei der Ermittlung der Emissionsbandbreiten im BVT-Prozess waren sich die Beteiligten bewusst, dass hier Anlagen mit hoher Beschäftigung betrachtet und aus ihren Daten Jahresmittelwerte ermittelt wurden. Mit sinkenden Jahresbetriebsstunden wird der Anteil und die Gewichtung von Anfahrbetriebszuständen und aus Emissionssicht ungünstigeren Betriebszuständen größer. Für derart gering beschäftigte Anlagen lagen auch keine geeigneten Daten von Referenzanlagen vor. Um Anlagen mit geringen Jahresbetriebsstunden nicht zu überfordern, wurden die Emissionsbandbreiten der Jahresmittelwerte daher in den BVT-Schlussfolgerungen mit dem Zusatz „gelten nicht für bestehende Anlagen mit weniger als 1.500 Betriebsstunden pro Jahr“ versehen.

Die Umsetzung dieser Regelung wurde in dem vorliegenden Entwurf durchgehend mit

„Die Behörde kann auf Antrag des Betreibers eine bestehende Anlage, die im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren höchstens 1 500 Betriebsstunden jährlich in Betrieb ist, von der Pflicht zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte für den Jahresmittelwert nach ... befreien.“

aufgenommen.

Diese Regelung ist zunächst bereits materiell nicht geeignet, da das Problem der Übergewichtung von ungünstigeren Betriebszuständen in dem Jahr der geringen Beschäftigung auftritt. Die Beschäftigung der Anlage in den vorangegangenen Jahren ist dafür unerheblich. Für eine 1:1-Umsetzung der europäischen Vorgaben ist hier auf eine Anwendung des Jahresmittelwertes bei weniger als 1.500 Betriebsstunden in betreffenden Jahr grundsätzlich zu verzichten.

Des Weiteren schafft die Regelung unnötigen Aufwand bei Vollzugbehörden und Betreibern durch ein Antragsverfahren. Darüber hinaus wird die Befreiung mit der „kann“-Vorgabe zu einer Ermessensentscheidung der Vollzugsbehörde aufgewertet.

Die Regelung belastet Anlagen mit geringer Beschäftigung. Hierzu zählen u.a. auch die Anlagen, die als systemrelevante Anlagen durch die Netzbetreiber eingesetzt werden.

Änderungsvorschlag:

Zu § 28 Abs. 6,8,9,12, 13; § 29 Abs. 3, 4, 5, 6; § 30 Abs. 4, 5, 7, 8 und § 33 Abs. 12

„Bestehende Anlagen sind von der Pflicht zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte für den Jahresmittelwert nach ... befreit, soweit sie höchstens 1 500 Betriebsstunden im jeweiligen Jahr in Betrieb waren.“

Verbrennungsmotoranlagen

Grenzwertfestsetzung für Methan

Die BVT-Schlussfolgerungen weisen für die obere Emissionsbandbreite bei Magergasmotoren, umgerechnet auf den Bezugssauerstoffgehalt der 13. BlmSchV von 5 %, für neue bzw. bestehende Anlagen 1330 bzw. 1500 mg Methan pro Kubikmeter (angegeben als Gesamtkohlenstoff) aus. Der vorliegende Entwurf setzt in § 34 einen Emissionsgrenzwert von 900 mg pro Kubikmeter als Tagesmittelwert dauerhaft fest und schafft für eine Übergangszeit von 3 Jahren – bis 2024 – einen höheren Emissionsgrenzwert von 1050 mg pro Kubikmeter. Danach fallen die Anlagen automatisch auf den Emissionsgrenzwert von 900 mg pro Kubikmeter zurück.

In § 39 Abs. 6 ist dazu bereits für 2025 eine erneute Validierung des Standes der Technik bei der Methanemissionsreduktion in Verbindung mit der Prüfung der Verfügbarkeit von noch zu entwickelnden Techniken wie z.B. Methankatalysatoren angelegt, anhand derer erneut eine Verschärfung des Emissionsgrenzwertes mit weiteren Übergangsfristen angelegt ist.

Dieses System der mehrfachen Grenzwertabsenkung ist ungeeignet.

Eine Reihe von Unternehmen haben die Anforderungen der Energiewende an das Versorgungssystem aufgegriffen und Gasmotorenanlagen in ihre Systeme integriert. Viele dieser Anlagen sind entweder gerade in Betrieb genommen oder bereits genehmigt und verbindlich bei Lieferanten bestellt. Diese Anlagen wurden in Ermangelung von Methan-Emissionsvorgaben in der bestehenden 13. BlmSchV in Anlehnung an den Stand der Technik gemäß der 44. BlmSchV (vom 13.06.2019) bestellt, die als Emissionsgrenzwert 1300 mg pro Kubikmeter festsetzt.

Diese ersatzweise Betrachtung wird auch durch die Begründung des vorliegenden Entwurfs unterstützt, in dem es auf S. 163 heißt:

„Im Regelfall bestehen Verbrennungsmotoranlagen, die in den Anwendungsbereich dieser Verordnung fallen, aus mehreren mittelgroßen Verbrennungsmotoranlagen, die einzeln betrachtet zwar in den Anwendungsbereich der Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (44. BlmSchV) fallen würden, aber aufgrund der Aggregationsregel des § 4 der vorliegenden Verordnung insgesamt betrachtet eine Feuerungswärmeleistung von mehr

als 50 MW aufweisen. Grund hierfür ist, dass der Feuerungswärmeleistung von Verbrennungsmotoranlagen konstruktionsbedingte Grenzen gesetzt sind.

Im Wesentlichen ist daher davon auszugehen, dass keine wesentlichen technischen Unterschiede zwischen den Verbrennungsmotoranlagen vorliegen, die in den Anwendungsbereich der vorliegenden Verordnung oder der 44. BImSchV fallen. Daher ist auch grundsätzlich von einem vergleichbaren Emissionsverhalten der Verbrennungsmotoranlagen auszugehen.“

Die Übergangsregelung in § 34 Abs. 2 sollte daher gestrichen werden und der Tagesmittelwert in § 34 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 c) aa) auf die Höhe des Emissionsgrenzwertes der Übergangsregelung angehoben werden.

Dieser Emissionsgrenzwert kann später in 2025 gemäß der Validierungsregelung in § 39 Abs. 6 überprüft und dem dann verfügbaren Stand der Technik angepasst werden.

Mit diesen Änderungen wird zumindest die stufenweise in kurzen Zeitabständen erfolgenden Verschärfungen abgemildert.

Änderungsvorschlag zu § 34

Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 c) aa) Anhebung des Tagesmittelwertes von 900 auf 1050 mg/m³

Streichung des Abs. 2

Emissionsmessvorschriften Methan

In den BVT-Schlussfolgerungen wird für die Emissionsbandbreite Methan als Gesamtkohlenstoff bei Volllastbetrieb ausgewiesen. Dies greift der vorliegende Entwurf unter § 34 Abs. 3 auch folgerichtig auf.

In den Ausnahmen von den kontinuierlichen Messungen gemäß § 36 Abs. 4 wird diese Messung des Volllastbetriebes jedoch nicht vollständig umgesetzt, sondern lediglich für die Übergangsregelung des § 34 Abs. 2 als wiederkehrende jährliche Messung ausgestaltet. Die Regelungen in § 34 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 c) aa) würden damit abweichend von den BVT-Schlussfolgerungen als kontinuierliche Messung und nicht als ausschließliche Messung im Auslegungspunkt des Volllastbetriebes des Gasmotors ausgestaltet. Hier ist eine klarstellende Regelung erforderlich.

Änderungsvorschlag zu § 36 Abs. 4:

a) Im Falle der Streichung der Übergangsregelung gemäß § 34 Abs. 2:

(4) Messungen von Methan, angegeben als Gesamtkohlenstoff, nach § 34 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 c) aa) hat der Betreiber regelmäßig wiederkehrend einmal jährlich durchführen zu lassen.

b) Im Falle der Nicht-Streichung der Übergangsregelung gemäß § 34 Abs. 2:

**(4) Messungen von Methan, angegeben als Gesamtkohlenstoff, nach § 34 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 c)
aa) und § 34 Abs. 2 hat der Betreiber regelmäßig wiederkehrend einmal jährlich durchführen zu lassen.**

Stellungnahme zur Verordnung der Bundesregierung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen vom 02.12.2020 (Drucksache 19/24906)

Stellungnahme durch:

Datum: 11.01.2021

Name: VDMA e.V.

Ansprechpartner: Dr. Tobias Ehrhard

E-Mail: tobias.ehrhard@vdma.org

Telefon: 069/6603-1152

| Lfd.-Nr. | Stellnehmende Stelle | Genaue Fundstelle (Artikel, §, Absatz, ...) | Seite | Art des Kommentars ¹ | Stellungnahme | ggf. Textvorschläge | Anmerkungen |
|----------|----------------------|---|-------|---------------------------------|--|--|-------------|
| 1 | VDMA | § 2(2) | S. 12 | te | Präzisierung des Begriffs Abgasreinigungseinrichtung bei Verbrennungsmotoren erforderlich, um eine Abgrenzung von potenziell zukünftigen Technologieentwicklungen zum Stand der Technik aufzuzeigen. | Abgasreinigungseinrichtung im Sinne dieser Verordnung ist eine der Feuerung, <i>bei Verbrennungsmotoranlagen dem Motor</i> , nachgeschaltete Einrichtung, zur Verminderung von Luftverunreinigungen einschließlich Einrichtungen zur selektiven nichtkatalytischen Reduktion. | |
| 2 | VDMA | §2 (18) | S. 13 | te | In der Definition von Gasmotoranlage ist ein Teil des Textes weggefallen, die Definition muss hier mit dem ursprünglichen Inhalt ergänzt werden, sonst ergibt sie keinen Sinn. | (18) Gasmotoranlage im Sinne dieser Verordnung ist eine <i>nach dem Ottoprinzip</i> arbeitende Verbrennungsmotoranlage... | |
| 3 | VDMA | § 12 (3) | S. 18 | red | Klarstellung des Gemeinten: | Bei Ausfall einer <i>spezifischen</i> Abgasreinigungseinrichtung darf eine Anlage während eines Zeitraums von zwölf aufeinanderfolgenden Monaten höchstens 120 Stunden ohne | |

¹ Art des Kommentars: allg = allgemein; te = technisch; red = redaktionell

| | | | | | | | |
|---|------|----------|-------|----|--|---|--|
| | | | | | Eine Anlage kann aus mehreren Abgasreinigungseinrichtungen bestehen, es muss klar sein, dass die Ausfalldauer auf die spezifische Abgasreinigungseinrichtung bezogen wird. | diese spezifische Abgasreinigungseinrichtung betrieben werden. | |
| 4 | VDMA | §18 (6) | S. 21 | te | <p>Die in der noch gültigen 13. BImSchV bisher geregelten Schademissionen – dies sind ausschließlich NO_x und CO – müssen bei Anlagen bis 100 MW_{th} nicht kontinuierlich gemessen werden, unabhängig von der jährlichen Laufzeit. Auch für die neu hinzugekommenen Schadstoffe gibt es alternative Methoden, die die Einhaltung der Grenzwerte sicherstellen. Deshalb sollte man den in der 44. BImSchV eingeschlagenen Weg weitestgehend fortführen und die finanzielle Belastung der Betreiber durch kontinuierlich Messung möglichst reduzieren. Konzepte, wie die Einhaltung der Emissionen auch ohne kontinuierliche Messung durch Überwachung anderer Prozessparameter sichergestellt werden kann, sind im VDMA Einheitsblatt 6299 beschrieben.</p> <p>Aus diesem Grund sollte bei Anlagen bis 100 MW_{th} und mit höchsten 1500 Betriebsstunden jährlich zusätzlich auf die kontinuierliche Messung der Gesamtstaubemissionen verzichtet werden, da zur Einhaltung der Grenzwerte ein Staubfilter erforderlich ist, dessen korrekte Funktion mit anderen Maßnahmen (siehe VDMA 6299) überwacht werden kann.</p> | <p>Abweichend von § 17 Absatz 1 sind bei mit Erdgas oder flüssigen Brennstoffen betriebenen Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 100 MW, die im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren höchstens 1500 Betriebsstunden jährlich in Betrieb sind, Messungen zur Feststellung der Emissionen an Kohlenmonoxid, Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid sowie Gesamtstaub nicht erforderlich, wenn durch andere Prüfungen, insbesondere der Prozessbedingungen, und durch Nachweise über den dauerhaften emissionsmindernden Betrieb von Abgasreinigungseinrichtungen nach § 20 Absatz 7 sichergestellt ist, dass die Emissionsgrenzwerte eingehalten werden. In diesem Fall hat der Betreiber Einzelmessungen nach § 20 Absatz 3 durchführen zu lassen sowie Nachweise über die Korrelation zwischen den Prüfungen und den Emissionsgrenzwerten zu führen und der zuständigen Behörde zusammen mit dem Messbericht nach § 21 Absatz 1 vorzulegen.</p> | |
| 5 | VDMA | § 20 (4) | S. 23 | te | § 20 (4) konkretisiert, dass Einzelmessungen bei höchster Leistung (Volllast) zu erfolgen haben – bisher gängige Praxis in der 13. und 44. BImSchV. Der Entwurf der 13. BImSchV sieht nun auch den Einschluss weiterer Betriebsbedingungen vor, die zu höheren Emissionen führen können. Dieser Ausweitung stimmen wir nur unter Berücksichtigung der rechts ergänzten Änderungen zu und begründen dies folgendermaßen. | Ist ein Betrieb mit der höchsten Leistung in begründeten Einzelfällen während der Messung nicht mit verhältnismäßigem Aufwand möglich, erfolgt die Messung unter repräsentativen Betriebsbedingungen. Bei Verbrennungsmotoranlagen sind die Emissionen auch im Teillastbetrieb nach Maßgabe der zuständigen Behörde zu ermitteln. Bei Anlagen mit | |

| | | | | | | | |
|---|------|----------|-------|----|--|--|--|
| | | | | | <p><u>Technologischer Aspekt:</u></p> <p>Moderne Magergasmotoren werden auf ihren bestimmungsgemäßen Betriebspunkt bei stationärer Volllast hin optimiert. Der Betriebspunkt mit der höchsten Schadstofffracht ist bei Volllast.</p> <p>Sollten im Teillastbetrieb höhere spezifische Emissionen auftreten, erhöht sich trotz gestiegener Konzentrationen im Teillastbereich nicht zwangsläufig die Gesamtfracht der Emissionen, da der Abgasmassenstrom zugleich sinkt.</p> <p><u>Operativer Aspekt</u></p> <p>Für die Betreiber von Magergas-Verbrennungsmotoranlagen steht die wirtschaftliche Nutzung ihrer Anlagen im Vordergrund. Zentraler Aspekt dabei ist erneut die möglichst vollständige Umsetzung des Brennstoffs durch seinen vollständigen Ausbrand. Daher sind die Anlagenbetreiber bestrebt, den Anteil ihrer Volllaststunden zu maximieren.</p> <p>Zum Management der fluktuierenden Lasten des Stromnetzes werden moderne Regelungskonzepte umgesetzt, die statt einer großen Anlage den Verbund kleinerer Anlagen koordinieren, um die geforderte Leistung mit dem Betrieb einzelner Motoren bei Volllast bereitstellen zu können.</p> | überwiegend zeitlich veränderlichen Betriebsbedingungen sind Messungen in ausreichen- der Zahl und unter Einschluss von Betriebsbe dingungen, die erfahrungsgemäß zu den höchsten Emissionsmassenströmen-Emissio nen führen können, durchzuführen. An- und Abfahrzeiten sind in diesem Zusammenhang auszunehmen. Näheres bestimmt die zuständige Behörde. | |
| 6 | VDMA | § 21 (2) | S. 24 | te | <p>Klarstellung erforderlich, wie mit Messtoleranzen/Messunsicherheiten umgegangen werden soll. Dies sollte analog zur 44. BlmSchV erfolgen (§31 (7)) bzw. zur aktuell noch gültigen TA Luft von 2002 (Kapitel 5.3.2.4).</p> | Die Emissionsgrenzwerte gelten als eingehalten, wenn kein Ergebnis einer periodischen Messung zuzüglich der Messunsicherheit den jeweils geltenden Emissionsgrenzwert überschreitet. Sollten durch nachträgliche Anordnungen, die auf der Ermittlung von Emissionen beruhen, zusätzliche Emissionsminde rungsmaßnahmen gefordert werden, ist die Messunsicherheit zugunsten des Betreibers zu berücksichtigen. | |

| | | | | | | | |
|---|------|------|-------|----|---|---|--|
| 7 | VDMA | § 23 | S. 25 | te | Ausnahmeregelungen für die plötzliche Unterbrechungen der Gasversorgungen und dem notwendigen Ausweichen auf andere Brennstoffe fehlen. Hier sollten analoge zur 44. BlmSchV sowie der Richtlinie 2010/75 EU gleichlautende Regelungen mitaufgenommen werden. | Einführung neuer Paragraf § 23 (3): Die zuständige Behörde kann eine Abweichung von der Verpflichtung zur Einhaltung der in den § 34 und § 27 vorgesehenen Emissionsgrenzwerte in den Fällen gewähren, in denen eine Verbrennungsmotoranlage, in der regelmäßig gasförmiger Brennstoff eingesetzt wird, wegen einer plötzlichen Unterbrechung der Gasversorgung ausnahmsweise auf andere Brennstoffe ausweichen muss und aus diesem Grund mit einer sekundären Emissionsminderungsvorrichtung ausgestattet werden müsste. Eine solche Abweichung wird für einen Zeitraum von nicht mehr als zehn Tagen gewährt, es sei denn, der Betreiber weist der zuständigen Behörde nach, dass ein längerer Zeitraum gerechtfertigt ist. (Quelle: 44. BlmSchV §32 Absatz 2, IED 2010/75 EU Artikel 30 (6)). | |
| 8 | VDMA | § 27 | S. 27 | te | In der Begründung (S. 105) zu § 27 heißt es: „ <i>Die Regelung dient der Umsetzung der BVT 7 des Durchführungsbeschlusses (EU) 2017/1442. Dabei wird der obere Wert des mit BVT assoziierten Emissionswertebereiches von < 3 bis 10 mg/m³ für den im Jahresmittel einzuhaltenden Emissionsgrenzwert übernommen. Der Wert von 10 mg/m³ wird ebenfalls als im Tagesmittel einzuhaltender Emissionsgrenzwert festgelegt und entspricht damit den Anforderungen in § 5 Absatz 3b und in § 7 Absatz 1a der geltenden 13. BlmSchV.</i> “ Die zitierten §§ 5 und 7 der geltenden 13. BlmSchV beziehen sich allerdings auf Großfeuerungsanlagen, nicht auf Verbrennungsmotorenanlagen. Diese haben in der aktuell gültigen 13. BlmSchV keinen Ammoniak Grenzwert. | Einfügen eines zusätzlichen Satzes in §27 nach Satz 1: <i>Verbrennungsmotoranlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass für Ammoniak ein Emissionsgrenzwert von 25 mg/m³ für den Jahres-, Tages- und Halbstundenmittelwert nicht überschritten werden.</i> | |

| | | | | | | | |
|---|------|-----------------------|--------|----|--|---|--|
| | | | | | Zudem beträgt der Bezugssauerstoffgehalt in BVT 7 15% O ₂ , d.h. die obere Bandbreite von 10 mg/m ³ (15 % O ₂) entspricht 26,7 mg/m ³ (5 % O ₂) im deutschen Regelwerk. In der 44. BImSchV wurde ein Ammoniakgrenzwert von 30 mg/m ³ festgelegt. Dieser Ansatz sollte auch für die 13. BImSchV übernommen werden. | | |
| 9 | VDMA | Zu Doppelbuchstabe aa | S. 139 | te | <p>Von der uns zugesprochenen Aussage, dass magerbetriebene Gasmotoren mit Fremdzündung bei einem Methangrenzwert von 900 mg/m³ sicher betrieben werden können, distanzieren wir uns hiermit ausdrücklich. Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf unsere öffentlicheellungnahme vom 23.07.2020, insbesondere auf die Kommentare Nr. 16 und Nr. 19.</p> <p>Die Frage des sicheren Betriebs, in diesem Fall das sichere Einhalten eines Grenzwertes, muss in Kombination mit anderen Randbedingungen, insbesondere der Messanforderungen beurteilt werden. Die Verordnung sieht nun die Methanmessung bei Vollastbetrieb, angegeben als Gesamtkohlenstoff (C), vor. Außerdem ist die Messung als periodische Messung einmal jährlich durchzuführen.</p> <p>Selbst unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen und nach einer Übergangszeit von 3 Jahren, in der ein Grenzwert von 1050 mg/m³ gilt, bleibt die Forderung von 900 mg/m³ eine technisch schwierig umzusetzen Forderung, da die Umsetzung mit rein innermotorischen Maßnahmen erfolgen muss.</p> <p>Das Ambitionsniveau wird im Vergleich mit der im Juni 2019 veröffentlichten 44. BImSchV deutlich: Anlagen im Geltungsbereich der 13. BImSchV müssen die Gesamtkohlenstoffemissionen nochmals um gut 30% reduzieren.</p> | Richtigstellung der Aussage von VDMA Motoren und Systeme! | |

| | | | | | | | |
|----|------|------------------|-------|----|--|---|--|
| 10 | VDMA | § 34 (6) und (7) | S. 48 | te | <p><u>Anforderungen an Anlagen die ausschließlich dem Notbetrieb dienen bzw. Anlagen, die nicht mehr als 300 Stunden pro Jahr betrieben werden</u></p> <p>Die in § 34 (6) und (7) definierten Grenzwerte für die oben genannten Anlagen sind unverhältnismäßig. So erfordern die festgelegten NO_x Grenzwerte beispielsweise den Einsatz eines SCR, der bei den normalen Betriebsbedingungen dieser Anlagen allerdings nicht funktioniert, da die notwendigen Temperaturen zur NO_x Reduktion nur schwer oder gar nicht erreicht werden.</p> <p>Der in Begründung zu § 34 (6) zitierte Verweis auf BVT 33 Tabelle 18 des Durchführungsbeschlusses (EU) 2017/1442 übersieht zum einen, dass die Emissionsbandbreite für Anlagen mit weniger als 500 p.a. lediglich einen Richtwert darstellt. Zum anderen findet sich in Kapitel 10 des Durchführungsbeschlusses (EU) 2017/1442 folgender Hinweis: „<i>Die in den vorliegenden BVT-Schlussfolgerungen dargelegten BVT-assoziierten Emissionswerte sind dann nicht auf weniger als 500 Stunden jährlich in Betrieb befindliche, mit Flüssigbrennstoff oder Gas befeuerte Turbinen und Motoren für den Notbetrieb anzuwenden, wenn ein solcher Notbetrieb nicht mit der Einhaltung der BVT-assoziierten Emissionswerte vereinbar ist.</i>“</p> <p>Deshalb fordern wir, Anlagen die ausschließlich dem Notbetrieb dienen bzw. Anlagen, die nicht mehr als 300 Stunden pro Jahr betrieben werden, analog zur 44. BImSchV zu regulieren.</p> | <p>Die Grenzwerte der 44. BImSchV sind zu übernehmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gesamtstaub bei flüssigen Brennstoffen: <ul style="list-style-type: none"> ○ Neuanlagen: 50 mg/m³ ○ Bestandsanlagen: 80 mg/m³ • Kohlenmonoxid <ul style="list-style-type: none"> ○ Kein Grenzwert vorgeschrieben, allerdings sind motorische Maßnahmen nach dem Stand der Technik auszuschöpfen • NO_x <ul style="list-style-type: none"> ○ Keine Grenzwerte für flüssige Brennstoffe, Biogas, Gase der öffentlichen Gasversorgung und Flüssiggase, allerdings sind motorische Maßnahmen nach dem Stand der Technik auszuschöpfen • SO_x <ul style="list-style-type: none"> ○ Kein Grenzwert vorgeschrieben • Gesamtkohlenstoff <ul style="list-style-type: none"> ○ Kein Grenzwert vorgeschrieben | |
| 11 | VDMA | § 36 (4) | S. 50 | te | <p>In § 36 (4) fehlt der Querverweis auf § 34 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe c, der die Grenzwerte für alle Gasmotorentypen (Fremdzündungsmotoren im Magerbetrieb, Zweistoffmotoren und sonstige Fremdzündungsmotoren) festlegt. Der Querverweis muss ergänzt werden. Die Möglichkeit der periodischen Mes-</p> | <p>Messungen von Methan, angegeben als Gesamtkohlenstoff, nach § 34 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe c und § 34 Absatz 2 hat der Betreiber regelmäßig wiederkehrend einmal jährlich durchführen zu lassen.</p> | |

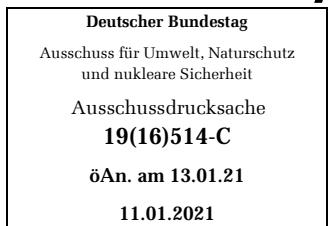
| | | | | | | | |
|----|------|---------|-------|-----|---|---|--|
| | | | | | sung von Methan wäre sonst nur auf den Magergasmotor im Übergangszeitraum beschränkt, obwohl für alle anderen unter § 34 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe c genannten Motorentypen die identischen Randbedingungen zur Messung festgelegt sind (Vollast und Messung als Gesamtkohlenstoff – siehe §34 (3)). | | |
| 12 | VDMA | §66 (3) | S. 67 | red | Querverweis auf einen nicht existierenden Paragrafen, Korrektur erforderlich. | (3) Die allgemein anerkannten Regeln der Technik im Sinne der § 13 Absatz 1, § 14 Absatz 2, § 16 Absatz 2, § 18 Absatz 109 werden durch CEN-Normen bestimmt. | |

Statement zu:

Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen, Drs. 19/24906

Prof. Dr. Hartmut Herrmann,
Leibniz-Institut für Troposphärenforschung (TROPOS),
Atmospheric Chemistry Department (ACD),
04318 Leipzig

herrmann@tropos.de



TROPOS
Leibniz Institute for
Tropospheric Research

Die vorliegende Stellungnahme gibt nicht die Auffassung des Ausschusses wieder, sondern liegt in der fachlichen Verantwortung des/der Sachverständigen. Die Sachverständigen für Anhörungen/Fachgespräche des Ausschusses werden von den Fraktionen entsprechend dem Stärkeverhältnis benannt.

Einige Kernpunkte



Kernpunkte: Neue JMGW & TMGW

- Emissionsminderungen der Anlagen von

Staub: Neuer Jahresmittel – Grenzwert (JMGW) 5 mg/cbm, Tagesmittelgrenzwert (TMGW) 10 mg/cbm bleibt

Schwefeloxide: Neuer JMGW (nach Leistung) z.B. als 200 mg/cbm bis P = 100 MW

Stickoxide: Neuer JMGW (bisher nur bei Zellstoffindustrie) nach Leistung z.B. als 150 mg/cbm bis P = 100 MW. TMGW sinkt (P = 100 MW) von 250 mg/cbm (alt) auf 200 mg/cbm (neu)

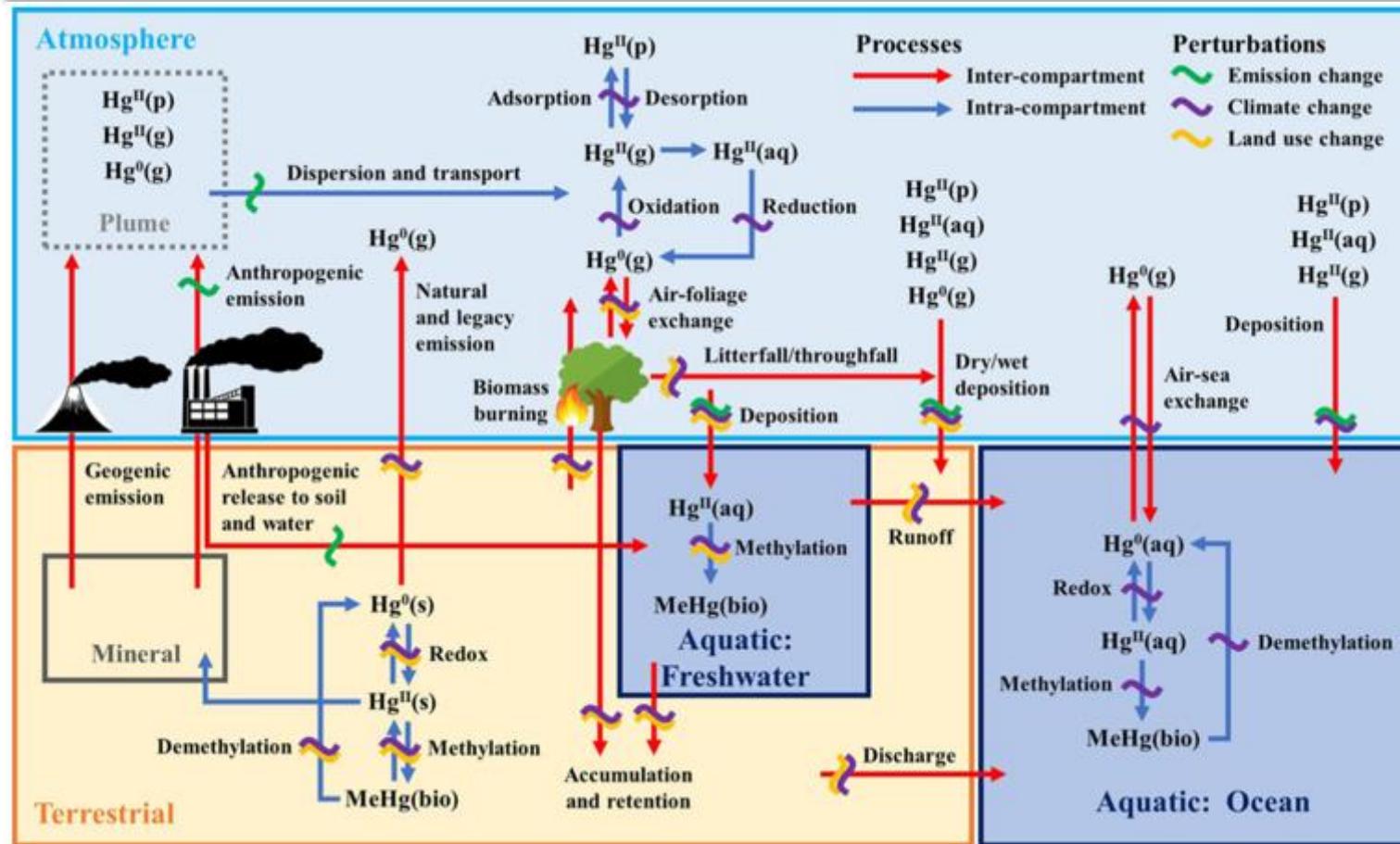
Quecksilber Neuer JMGW von 0,002 bzw 0,001 mg/cbm. TMGW sinkt von 0,030 mg/cbm (alt) auf 0,020 mg/cbm (neu)

Bewertung: Neue JMGW & TMGW

- Die vorgesehenen Emissionsminderungen der Anlagen sind zunächst durchweg begrüßenswert.
- Die Absolutwerte der neuen Emissionsgrenzwerte erscheinen als sinnvoller Kompromiss zwischen dem Schutz der Erdatmosphäre und damit der menschlichen Gesundheit sowie dem technisch sinnvollen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen
- Grundsätzlich müssen noch niedrigere Emissionen angestrebt werden
- Besonders Quecksilber-Emissionen sind mit großer Vorsicht zu handhaben. Dazu einige Details im Folgenden.

Atmosphärisches Quecksilber (Hg): Quellen, Vorkommen, Depositionen, und chemische Prozessierung

Biogeochemical cycle of mercury



Obrist, Ambio
2018, 47:116–140,
<http://dx.doi.org/10.1007/s13280-017-1004-9>

Gesundheits- und Umweltwirkungen von Hg

Quecksilber ein **toxischer, persistenter und mobiler Schadstoff** der in der Umwelt nicht abgebaut wird (Bioakkumulation).

Effekte auf die Gesundheit:

- **Nervensystem**

Entwicklungsstörungen, vermindertes Seh- und Hörvermögen, eingeschränkte motorische Fähigkeiten und Gehirntätigkeiten, verringelter IQ

- **Herz-Kreislaufsystem**

hoher Blutdruck, veränderte Herzrate, erhöhtes Infarktrisiko

- Auswirkungen auf das **Immunsystem, die Fortpflanzungsorgane sowie Leber und Nieren**

- Methylquecksilber durchdringt sowohl die Plazenta als auch die Blut-Hirn-Schranke



Quecksilber (Hg)

- **Persistentes, toxisches und bioakkumulatives Schwermetall**, das in Luft, Wasser und Boden vorkommt
 - **Langlebiger Schadstoff** mit vielen Quellen, wobei vom Menschen verursachte Quellen wichtiger sind als natürliche Quellen
 - Hg wird in der Atmosphäre hauptsächlich als gasförmiges elementares Quecksilber (**GEM/Hg⁰**) beobachtet, das 90 bis 99% des gesamten Hg ausmacht, und oxidiertes/reaktives Quecksilber (**RGM/ Hg(II)**) ≈5 % des gesamten Hg
 - **GEM**: relativ lange atmosphärische Lebensdauer (**6-12 Monate**)
 - **RGM**: viel kürzere atmosphärische Lebensdauer (**wenige Tage**)
- **Globaler Schadstoff**, der in der Atmosphäre über weite Strecken transportiert wird
- **Ubiquitär in der Atmosphäre** vorhanden
- Ablagerung in Ökosystemen, wo es aufgenommen und in hochgiftige Spezies (z. B. Methyl-Hg) umgewandelt werden kann, die schädlich für Ökosysteme und die menschliche Gesundheit sind
 - Methylquecksilber = **Globaler Schadstoff** und Giftstoff für Menschen und Wildtiere

Ist Quecksilber in der Umwelt immer noch ein wichtiges Thema?

“Höhere Aufmerksamkeit sollte Quecksilber entgegengebracht werden, da es sich zunehmend in der Umwelt verbreitet” (Pressemitteilung des Thünen-Instituts, 15/12/2016)

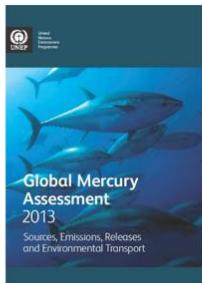
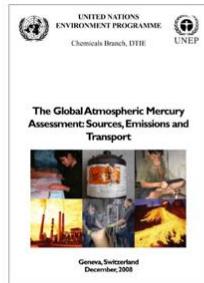
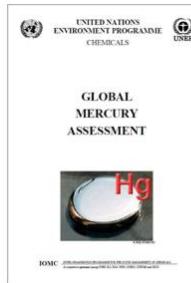
„Critical Loads-Überschreitungen durch atmosphärische Einträge (2010) treten entsprechend der Projektergebnisse großflächig bei Blei und Quecksilber auf.“ (UBA, 2019)

“EPA Takes a Toxic Turn by Backing Away from Mercury Regulation”

(Janet McCabe, JURIST – Academic Commentary, February 3, 2019,

<http://www.jurist.org/commentary/2019/02/janet-mccabe-epa-mats-revision/>)

Global Mercury Assessment undertaken by
The United Nations Environment Programme



2002

2008

2013

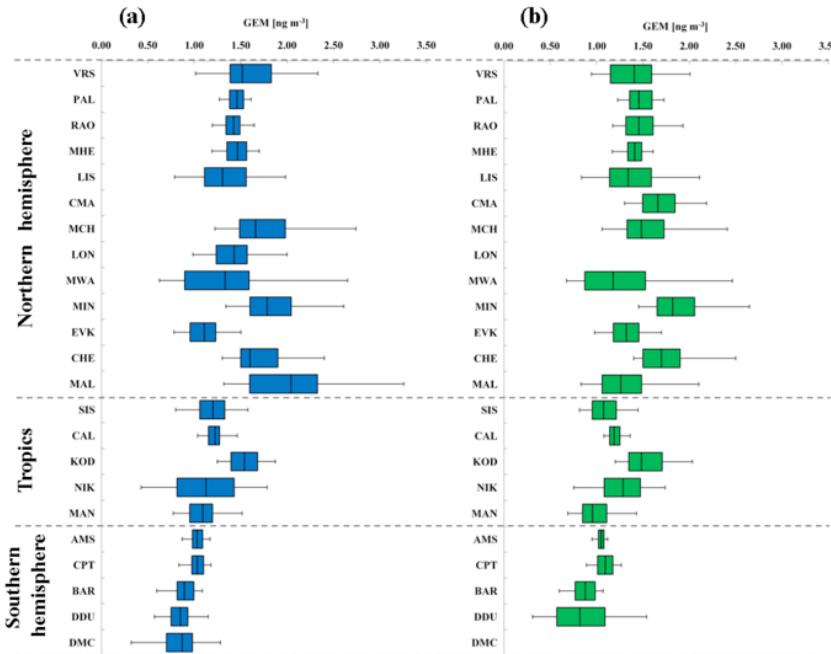
2018

WHO (2019):
Hg eines der 10
Chemikalien, die für die
öffentliche Gesundheit
von Bedeutung sind!



Gemessene Hintergrundkonzentrationen (GEM)

- Nordhemisphäre: $\approx 1.5 - 1.7 \text{ ng m}^{-3}$ (Sprovieri et al. ACP, 2016)
- Südhemisphäre: $\approx 1.0 - 1.3 \text{ ng m}^{-3}$



**Quecksilber ist
überall in der Atmosphäre!**
 (GEM >> GOM Konzentrationen)

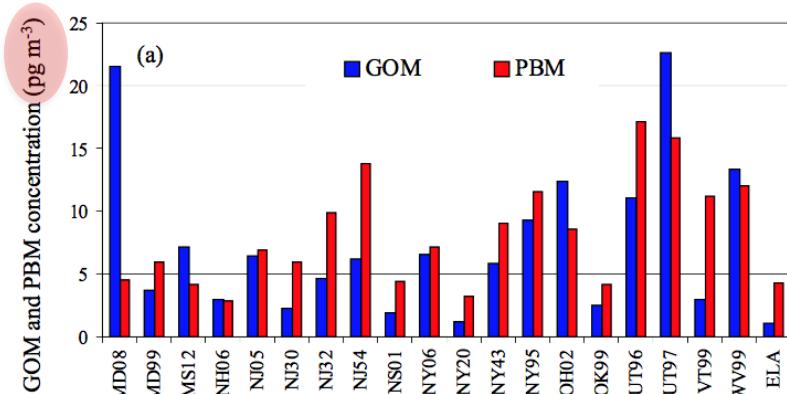
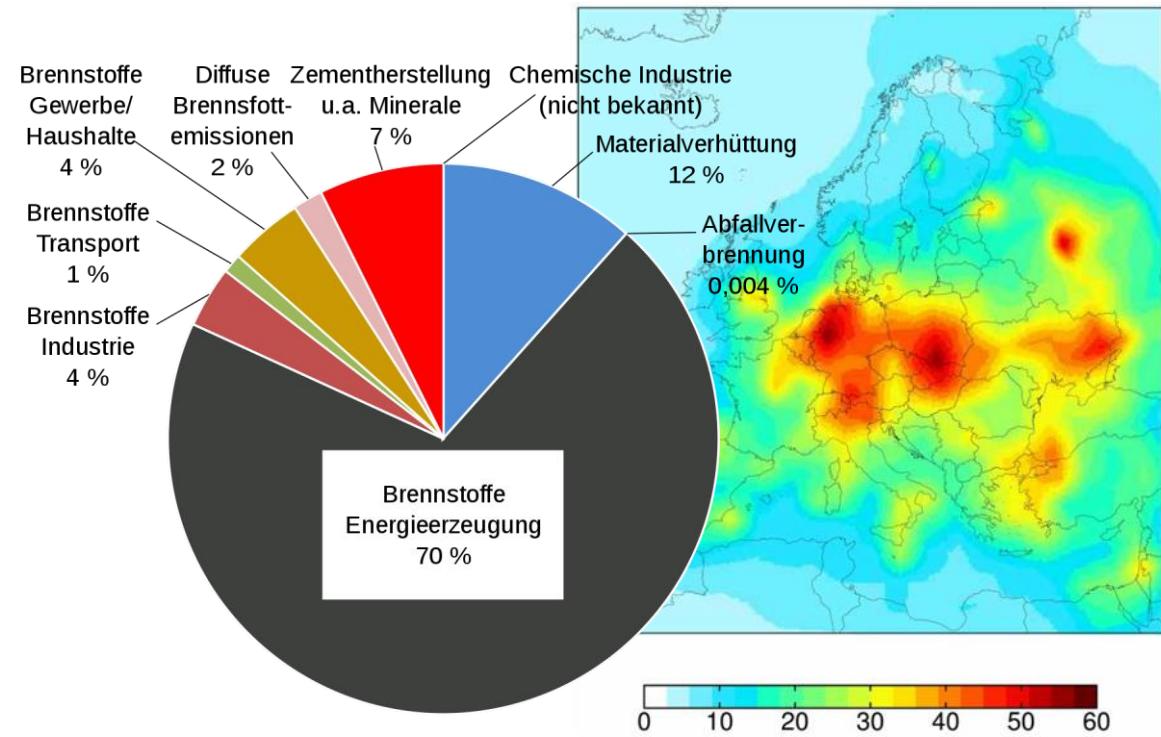
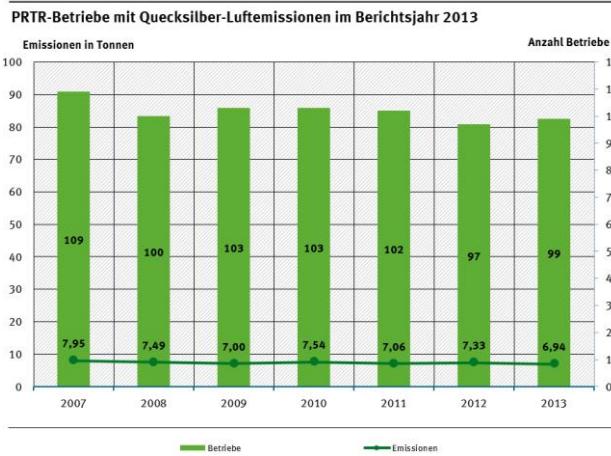


Figure 3. Box-and-whisker plots of gaseous elemental mercury yearly distribution (GEM, ng m^{-3}) at all GMOS stations for (a) 2013 and (b) 2014. The sites are organized according to their latitude from the northern to the southern locations. Each box includes the median (midline) and 25th and 75th percentiles (box edges), 5th and 95th percentiles (whiskers).

UBA Daten zu Hg in Deutschland



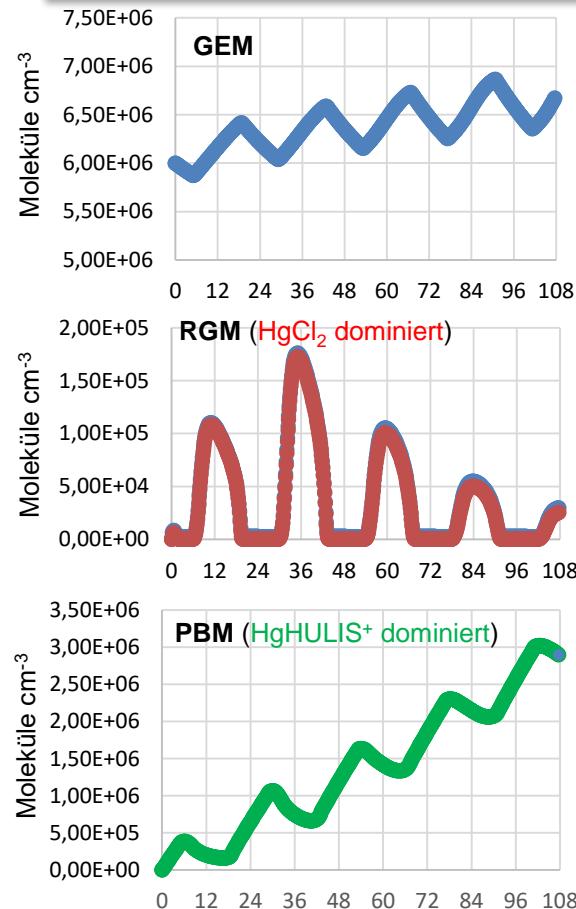
Branchenspezifische Jahresfrachten der PRTR-Betriebe für Freisetzung und Verbringung von Quecksilber in die verschiedenen Umweltmedien (Auswertung des UBA, Datenbasis 2013)

| Branche/ Berichtsjahr 2013 | Luft | Wasser | Verbringung in Abwasser |
|-----------------------------------|-------------|------------|----------------------------|
| Energiesektor | 5.040 | 2,6 | 57,8 |
| Metallindustrie | 819 | 23,9 | 356 |
| Mineralverarbeitende Industrie | 673 | 0 | 1,1 |
| Chemische Industrie | 372 | 23,25 | 7,1 |
| Abwasser- und Abfallbehandlung | 38,9 | 150 | 0 |
| GESAMT | 6943 | 200 | 422 |

Jahresfracht in kg

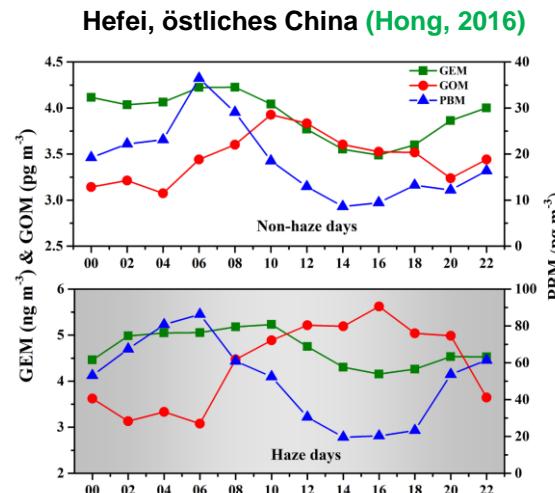
Figure 12. Percent contribution of European anthropogenic emissions to total (wet plus dry) annual mercury deposition in the GEOS-Chem model (v. 9-01-03). Average for meteorological years 2004–2005. Source: [Sunderland and Selin, 2013](#).

Vorläufige Ergebnisse neuer Multiphasenchemiesimulationen mit CAPRAM für China



| Gemessene Konzentrationen (Moleküle cm ⁻³) | | |
|--|---------|---------|
| | Minimum | Maximum |
| GEM | 5.0E+06 | 3.0E+07 |
| RGM | 7.0E+03 | 5.0E+05 |
| PBM | 6.0E+04 | 3.0E+06 |

- **Gute Übereinstimmung** modellierte Konzentrationen von **GEM/Hg(0)** und **RGM/Hg(II)** in der Gasphase mit Messungen
- **Gute Übereinstimmung** des modellierten Profils von **RGM** mit Messungen
- **Konzentration PBM** in der Flüssigphase **oberes Limit** Messungen



Deutscher Bundestag

Umweltausschuss - Anhörung am 13.1.2021

Die vorliegende Stellungnahme gibt nicht die Auffassung des Ausschusses wieder, sondern liegt in der fachlichen Verantwortung des/der Sachverständigen. Die Sachverständigen für Anhörungen/Fachgespräche des Ausschusses werden von den Fraktionen entsprechend dem Stärkeverhältnis benannt.

Anlage 8

Quecksilber und Stickstoffoxide aus Großkraftwerken effizient mindern

**Eingangsstatement zur geplanten Novellierung der
13. Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz
zur Einführung der besten verfügbaren Techniken (BVT)**

Deutscher Bundestag

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

Ausschussdrucksache

19(16)514-G

öAn. am 13.01.21

13.01.2021

Stickstoffoxidminderung weitgehend mindern - warum?

- Kraftwerke tragen ein **Viertel** der Stickstoffoxid-Belastung bei
=> auch bei Halbierung durch Abschaltung ist der Beitrag deutlich über 10 %.
- Deutschland droht **Verstoß gegen internationale Minderungspflichten**.
- Jeder Beitrag, auch zusätzlich zur Kraftwerksabschaltung, führt zu weniger Herzkreislauferkrankungen und weniger vorzeitigen Todesfällen.
- Katalysator (SCR) funktioniert auch in Braunkohlekraftwerk (USA: Oak Grove).
- Ammoniak-Eindüsung ohne Katalysator (SNCR) in BK-KW im Einsatz (Polen).

Vorschlag Grenzwertsetzung (Jahresmittel)

- **Steinkohlekraftwerke:** statt 150 => **85 mg/Nm³** (Katalysator-Verbesserung).
- **Braunkohlekraftwerke:** statt 175 => **85 mg/Nm³** (SCR bei Laufzeit > 8 Jahre),
=> **150 mg/Nm³** (SNCR bei Laufzeit 3 - 7 Jahre), übrige: => 175 mg/Nm³.

Quecksilber weitgehend mindern - warum?

- **Quecksilber-Gewässerbelastung** in Deutschland liegt weit über Grenzwert.
- Weltweit steigt **Quecksilberbelastung** in größeren **Speisefischen** (z.B. Thunfisch, Lachs, Zander, Barsch, Schwerfisch, Heilbutt, Hecht, Aal)
- Problematisch v.a. in Ländern mit hohem Fischverzehr (nicht in D).
- **Im Haar** von 1,8 Mio. Neugeborenen pro Jahr in Europa (33 %) liegt der **Methylquecksilbergehalt** bereits **über dem Grenzwert** von 0,58 µg/g.
- **Volkswirtschaftliche Kosten** in Europa durch Föten- und Kinder-Hirnschädigung (IQ-Verlust): ca. **8 - 9 Milliarden EUR/Jahr.**
- UN Minamata-Konvention verlangt weitgehende Minderung

Bundesregierung (26.5.2015):

„Die Umweltqualitätsnorm für Quecksilber ist in Fischen der Umweltprobenbankstellen an Rhein, Saar, Elbe, Mulde, Saale und Donau **dauerhaft und flächendeckend** um das etwa **Fünf- bis 15-fache überschritten**.“

Quelle: BuTagDrucks. <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/048/1804868.pdf>



ENVIRONMENTAL HEALTH

Published: 7.1.2013

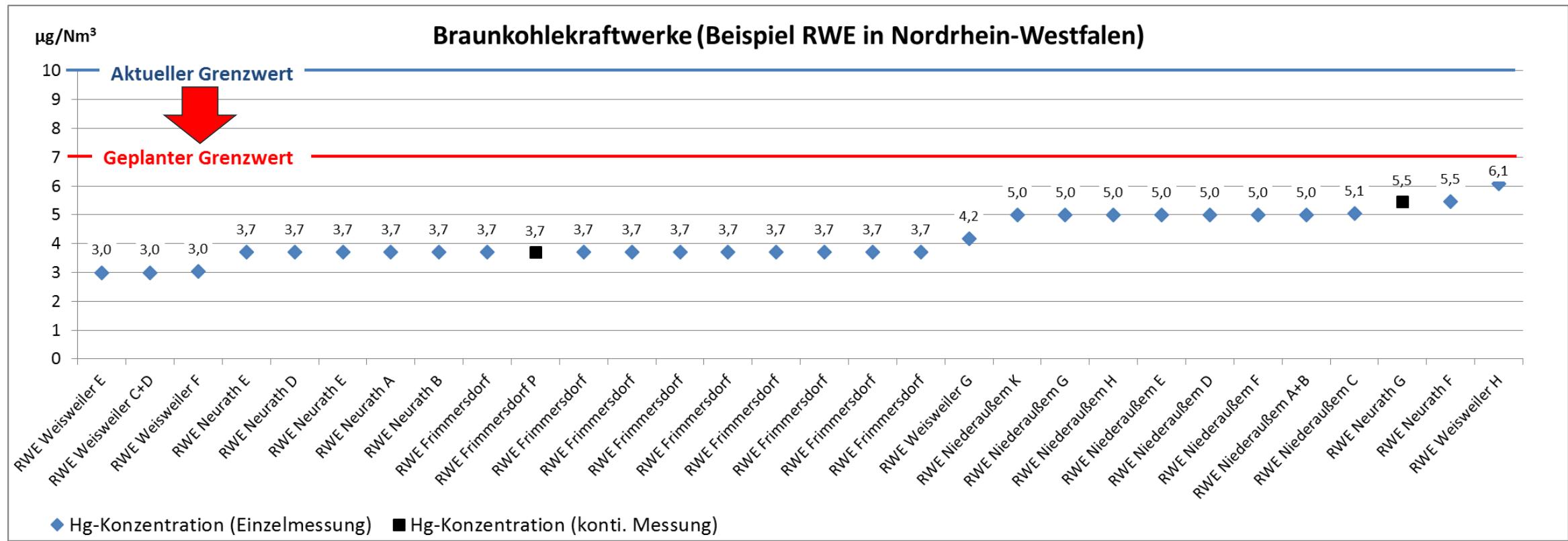
Economic benefits of methylmercury exposure control in Europe: monetary value of neurotoxicity prevention

Bellanger M, Pichery C, Aerts D, Berglund M, Castano A, Cejchanova M, Crettaz P, Davidson F, Esteban M, Fischer ME, Gurzau AE, Halzlova K, Katsonouri A, Knudsen LE, Kolossa-Gehring M, Koppen G, Ligocka D, Miklavcic A, Reis MF, Rudnai P, Tratnik JS, Weihe P, Budtz-Jorgensen E, Grandjean P

<http://www.ehjournal.net/content/12/1/3/abstract>

Aktueller Entwurf: keine Quecksilberminderung in NRW + Lausitz

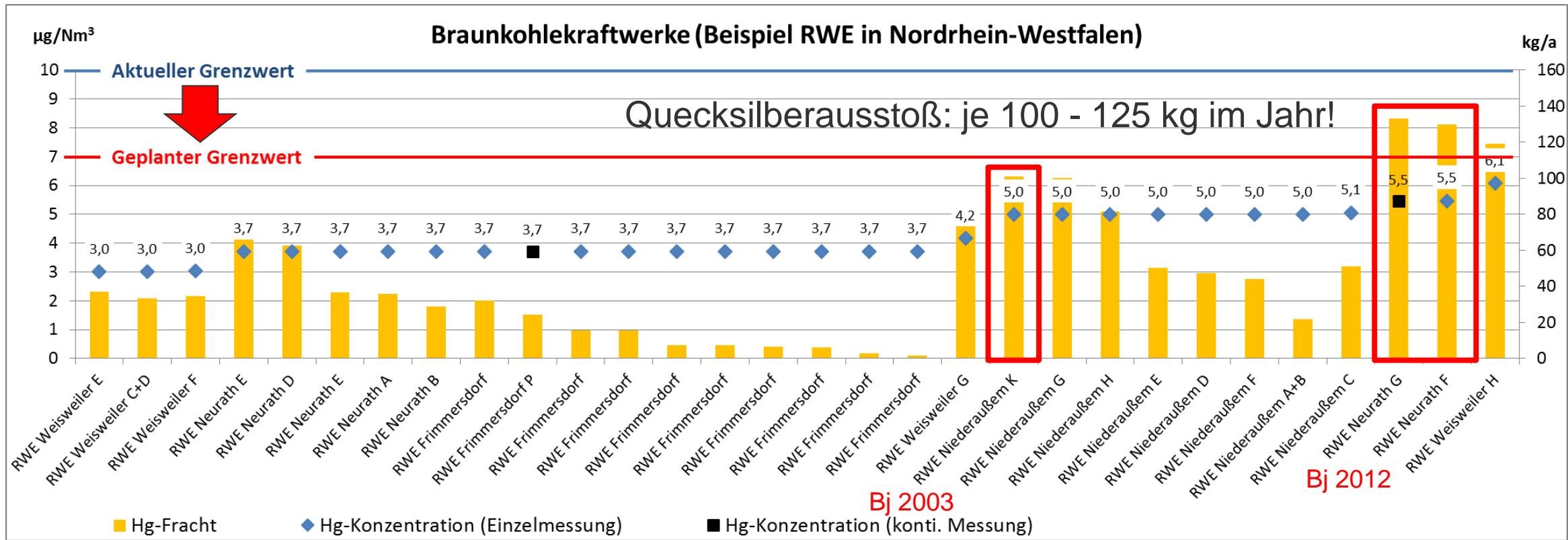
- Geplanter Grenzwert (7 Mikrogramm je Normkubikmeter) ist wirkungslos:



Quelle: Ökopol-Studie zur NRW-Quecksilberminderungsstrategie (2016)

Aktueller Entwurf: keine Quecksilberminderung in NRW + Lausitz

- Keine Minderung extrem hoher Frachten bei Blöcken mit langer Betriebszeit



Quelle: Ökopol-Studie zur NRW-Quecksilberminderungsstrategie (2016)

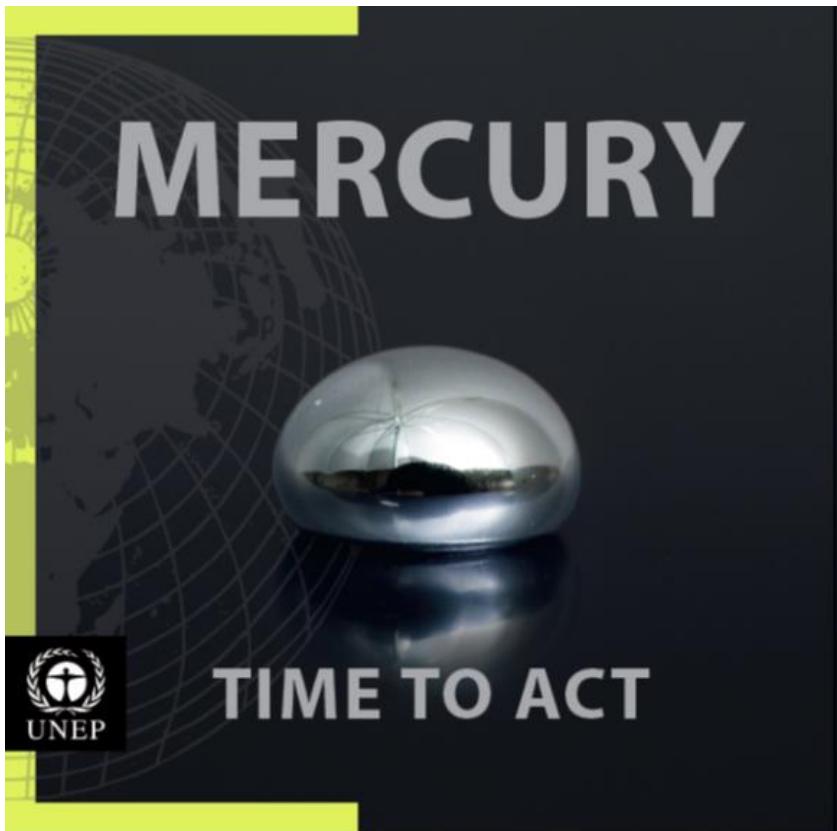
Quecksilberminderung: zumutbare, unwesentliche Kosten

- Quecksilberminderungs-**Techniken** sind **erfolgreich erprobt**.
Wirksam ist v.a. Aktivkohle-Eindüsung, ggf. mit Bromideinsatz.
- **Stromerhöhung** für Invest und Aktivkohle-Eindüsung: < 0,0003 €/kWh

Vorschlag Grenzwertsetzung (Jahresmittel+Mindestabscheidung)

- Keine Änderung für Kraftwerke mit kurzer verbleibender Laufzeit (4 Jahre)
- Übrige **Steinkohlekraftwerke**: statt 4 => **2 µg/Nm³** (vergleichbar mit USA)
- Übrige **Braunkohlekraftwerke**: statt 7 => **5 µg/Nm³** (vergleichbar mit USA)
und 80 % Mindestabscheidung gegenüber Quecksilbereintrag
=> effektive Minderung auch in NRW und in der Lausitz
=> keine unzumutbaren Kosten

Danke für Ihre Aufmerksamkeit



Quelle: Vereinte Nationen Umweltprogramm

Hintergrundinformation siehe Ökopol-Website:

- „Stickstoffoxidemissionen aus Kohlekraftwerken - Minderungspotenzial“ (Ökopol im Auftrag von BUND und Klima Allianz, 2018)
- „Quecksilberminderungsstrategie für Nordrhein-Westfalen“ Ökopol/Öko-Institut/RA Kremer im Auftrag des NRW-Umweltministerium, 2016)
- „Quecksilberemissionen aus industriellen Quellen - Status Quo und Perspektiven“ (Öko-Institut/Ökopol/Prof. Köser im Auftrag des Umweltbundesamtes, erscheint 2021)