

Vom Winde verweht

Die Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland könnten durch Einführung des Standes der Technik um die Hälfte reduziert werden

Von Barbara Zeschmar-Lahl und Christian Tebert



Dr. rer. nat.

Barbara Zeschmar-Lahl

ist Geschäftsführerin der BZL Kommunikation und Projektsteuerung GmbH. Sie gehört zum Herausgeber-Team des Müll-Handbuchs, des Standardwerkes der Abfallwirtschaft.



Dipl.-Ing. Christian Tebert

Leiter des Themenfeldes „Industrieemissionen und BVT“ Ökopol – Institut für Ökologie und Politik GmbH, Hamburg/Freiburg

Mit der UN-Minamata-Konvention der Vereinten Nationen [www.mercuryconvention.org], die im Oktober 2013 in Japan verabschiedet wurde, strebt die Weltgemeinschaft an, die Gesundheitsrisiken zu verringern, die von Quecksilber ausgehen. Zu den Maßnahmen, mit denen dieses Ziel erreicht werden soll, zählt unter anderem eine verbesserte Emissionsminderung an den Quellen. Unter den anthropogenen Quellen sind die Emissionen aus Kohlekraftwerken dominierend – nicht nur global [1], sondern speziell auch in Deutschland. Seit Jahren stammt die Hauptemissionsfracht an Quecksilber in Deutschland (rund 70 Prozent) aus dem Energiesektor. Wie eine aktuelle Studie [2] zeigt, könnten diese Quecksilberemissionen um über die Hälfte reduziert werden, wenn in Hinblick darauf bei Kohlekraftwerken der Stand der Technik eingeführt und eingehalten würde.

Keywords:

Großfeuerungsanlagen, Quecksilberemission, Kohlekraftwerke, Stand der Technik, Beste verfügbare Technik, Mercury and Air Toxics Standards

1 Die Fakten im Überblick – Quecksilberemissionen in Deutschland

In Deutschland stammte die Hauptemissionsfracht an Quecksilber (rund 70 Prozent) in die Luft in den Jahren 2010 bis 2012 aus dem Energiesektor, vor allem von den Kraftwerken, die mit Braun- oder Steinkohle befeuert wurden (vgl. Tabelle 1).

2012 waren insgesamt 69 große Kraftwerke (mit jeweils mehr als 100 Megawatt) in Betrieb, die entweder nur mit Kohle (Steinkohle: n = 46, Braunkohle: n = 15) oder zusätzlich mit Erdgas, Heizöl und/oder Abfall (n = 8) befeuert wurden. Acht (2012) beziehungsweise neun (2011) Braunkohle-Großkraftwerke mit Jahresemissionen von jeweils mehreren Hundert Kilogramm Quecksilber waren für mehr als 60 Prozent der Quecksilberemissionen des Energiebereichs (2012: 61%; 2011: 64%) beziehungsweise gut 40 Prozent der Gesamtemissionen an Quecksilber in Deutschland verantwortlich.

Dabei dürften die Emissionsfrachten des Energiebereichs eher zu niedrig angesetzt

sein. Die jährlichen Emissionen an Quecksilber werden im Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregister (Pollutant Release and Transfer Register – PRTR) veröffentlicht. Die daraus errechneten Quecksilberemissionen aus Kraftwerken in die Luft stellen eher die Untergrenze dar, denn es gibt eine ganze Reihe von Kohlekraftwerken (und anderen Verbrennungsanlagen im Energiesektor), deren Jahresemissionen an Quecksilber unter der Meldeschwelle von 10 Kilogramm Quecksilber pro Jahr (kg Hg/a) liegen. (Dazu zählen auch Großanlagen wie in 2012 das HKW Altbach/Deizisau oder das Kohlekraftwerk Ibbenbüren.) Für 2012 etwa führt das PRTR 136 Verbrennungsanlagen mit jeweils mehr als 50 MW mit der Haupttätigkeit Elektrizitätserzeugung. Bei 44 von ihnen lagen die Quecksilberemissionen in die Luft oberhalb der Deklarationschwelle, das heißt, die 92 anderen Anlagen haben jeweils weniger als 10 kg Hg im Jahr in die Luft emittiert.

Für den Wasserpfad beträgt die PRTR-Deklarationsschwelle 1 kg Hg/a. In 2012 überschritten nur drei Betriebe aus dem Energiesektor diesen Schwellenwert, mit ei-

ner Emission von in Summe 4,7 Kilogramm Quecksilber. Aufgrund der fehlenden Informationen wird der Wasserpfad trotz seiner hohen Relevanz im Folgenden nicht weiter vertieft.

2 Begrenzung von Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland

Die zulässigen Emissionskonzentrationen für Quecksilber betragen in Deutschland laut 13. BImSchV *im Tagesmittel* 30 Mikrogramm pro Normkubikmeter (N = Normzustand, trocken, 6 Prozent Sauerstoff), *im Halbstundenmittel* 50 Mikrogramm pro Nm³.

Ab 2019 gilt für bestehende Anlagen zudem zusätzlich eine weitere Begrenzung von *im Jahresmittel* 10 Mikrogramm pro Nm³.

Bei der in Deutschland üblichen mehrstufigen Abgasreinigung in Kohlekraftwerken mit z. B. katalytischer Entstickung (SCR-DeNO_x-Anlage), Elektrofilter und nasser Rauchgasentschwefelungsanlage (Nass-REA) werden nicht nur Staub und saure Schadgase, sondern auch Quecksilber und andere gasförmig vorliegende Schwermetalle (wie z. B. Selen) ebenfalls mit abgeschieden. Elementares gasförmiges Quecksilber ist als solches schlecht abscheidbar, kann also – im Gegensatz zu den meisten anderen, als staubförmige Partikel vorliegenden Schwermetallen – im Staubfilter nicht vollständig zurückgehalten werden, und lässt sich aufgrund seiner geringen Wasserlöslichkeit auch im Rauchgaswäscher kaum entfernen. Die Minderung hängt deshalb wesentlich davon ab, ob das elementare gasförmige Quecksilber im Rauchgas oxidiert werden kann. Durch Oxidation entstehen z. B. gasförmiges Quecksilberchlorid (HgCl₂) oder Quecksilberbromid (HgBr₂), die weniger flüchtig und besser wasserlöslich sind. Die Oxidation durch Chlorierung bzw. Bromierung setzt allerdings voraus, dass ausreichend Chlor bzw. Brom im Rauchgas vorliegen. Nicht selten besteht für die Quecksilberoxidation jedoch ein Halogendefizit, so z. B. bei vielen deutschen Braunkohlen wie auch bei den meisten importierten Steinkohlen. Chlorarme Kohlen sind meist auch bromarme Kohlen. Das Verhältnis Brom zu Chlor beträgt i.d.R. nur 2 %, allerdings ist Brom wegen seiner größeren Reaktionsfähigkeit von erheblicher Bedeutung für die Quecksilberoxidation [13]. Heimische, relativ chlorreiche Steinkohle (um 0,1 Prozent Cl) wird nur noch anteilig im Kraftwerk Ibbenbüren verwendet. Heute werden überwiegend chlorarme heimische Braunkohlen (0,01–0,02 Prozent Cl) und teils sehr chlorarme Importsteinkohlen genutzt. Kohle aus Südafrika, Kolumbien, Australien und vielen US-Lagerstätten weist einen Chlorgehalt von weniger als 0,03 Prozent auf, so dass die Bildung von wasserlöslichen und als Partikel abscheidbaren Quecksilberhalogeniden nur sehr eingeschränkt stattfinden kann [13].

Entstaubung

Kohlekraftwerke in Deutschland verwenden zur Staubabscheidung überwiegend Elektro-, selten Gewebefilter. Mit den Staubfiltern wird der Großteil der Flugaschepartikel und somit auch der

Schwermetallstäube und des partikelgebundenen Quecksilbers abgeschieden. Partikelgebundenes Quecksilber liegt in den Flugaschen aber nur dann vor, wenn ausreichend unverbrannter Kohlenstoff enthalten ist, an den das Quecksilber adsorbiert werden konnte. Im Fall hochflüchtiger (guter Ausbrand) und zugleich halogenarmer Kohlen kann es an beidem mangeln. Die Abscheideraten für Quecksilber variieren daher stark.

Entstickung (DeNO_x)

Für das Entfernen der Stickoxide werden die selektive katalytische Reduktion (SCR) und die selektive nicht-katalytische Reduktion (SNCR) verwendet. Wenn eine SCR-Anlage existiert und – wie in den meisten Steinkohlekraftwerken in Deutschland – vor der Rauchgaswäsche angeordnet ist, beschleunigt dies die Oxidation von Quecksilber zu abscheidbaren wasserlöslichen Verbindungen, sofern der Katalysator noch freie Kapazität hat und sofern Reaktionspartner (Halogene) vorhanden sind.

Die Oxidation von Quecksilber kann gezielt durch spezielle Katalysatormaterialien verstärkt werden, siehe etwa TRAC – „Triple Action Catalyst“ am EON-Kraftwerk Staudinger [4].

Entschwefelung

Zur Rauchgasentschwefelung wird überwiegend das Nassverfahren auf Basis von in Wasser suspendiertem Kalkstein oder Branntkalk eingesetzt. Das in den Abgasen enthaltene Schwefeldioxid (SO₂) reagiert im Wasser mit dem zugesetzten Kalk zu Calciumsulfid und anschließend mit dem Luftsauerstoff weiter zu Gips. Nach Abtrennung des Wassers wird der Gips als Kraftwerksnebenprodukt in der Baustoffindustrie vermarktet.

In der nassen Rauchgaswäsche ist die Quecksilberabscheidung ein willkommener Nebeneffekt. Die Effizienz hängt vom Vorliegen löslicher Quecksilberverbindungen und vom Redoxpotenzial der Wäscherlösung ab [5, 6]. Unter ungünstigen Bedingungen kann sich im Waschwasser elementares Quecksilber rückbilden und emittieren. Die Re-Emission lässt sich unterbinden, z. B. durch Zusatz von geeigneten Fällungs- oder Komplexbildungsmitteln oder durch Zusatz von Aktivkohle direkt zum REA-Wäscher. Bei optimierten Bedingungen verbleiben die Quecksilberverbindungen im zirkulierenden Waschwasser bzw. werden – nach Abtrennung des erzeugten Gipses – erst in der anschließenden Abwasserbehandlung ausgeschleust und gezielt einer Senke (Untertagedeponie) zugeführt.

Eine effiziente Abscheidung von Quecksilber aus dem REA-Abwasser kann erreicht werden zum Beispiel durch Membranfiltration (im Bau im EON-Kraftwerk Heyden), Ionenaustauscher (EON-Kraftwerk Staudinger) oder durch eine zweistufige Fällung (STEAG-Kraftwerk Herne [7]), die einen quecksilberbelasteten und einen quecksilberarmen Schlamm erzeugen.

In wesentlich geringerem Umfang kommen an Kohlekraftwerken Trocken- oder Quasi-Trockenverfahren zum Einsatz, hier vor allem das Sprüh-Absorptions-Verfahren (SAV). Dabei wird die Kalkmilchsuspension fein versprüht. Beim Kontakt mit dem heißen Rauchgas verdampft der Wasseranteil und das SO₂ reagiert direkt mit dem Kalk zu dem feinkörnigen SAV-Produkt. Dieses wird ebenfalls in der Baustoffindustrie vermarktet.

Die trockenen beziehungsweise quasi-trockenen Verfahren erhöhen die Quecksilberabscheidung nur dann, wenn spezielle Quecksilbersorbentien wie Aktivkohle verwendet werden.

Haupttätigkeit (Sektor)	Hg-Emissionsfracht in die Luft [kg]			Anteil		
	2010 [3]	2011	2012	2010	2011	2012
Energie	5.280	4.952	5.195	70%	70%	71%
Stahl/Eisen/Metalle	711	745	877	9%	11%	12%
Mineralische Industrie	668	788	779	9%	11%	11%
Chemische Industrie	578	496	441	8%	7%	6%
Abfallverbrennungsanlagen	237	40	35	3%	1%	0%
Papier- und Zellstoffherstellung	67	33	0	1%	0%	0%
Summe	7.541	7.055	7.327	100%	100%	100%

Tabelle 1: Quecksilberemissionen in die Luft nach Sektoren für Deutschland in den Jahren 2010 bis 2012 gemäß Schadstoffemissionsregister PRTR (www.thru.de)

Insgesamt gelingt es den Kohlekraftwerken damit, die wenig ambitionierten deutschen Grenzwerte für Quecksilber einzuhalten.

3 Begrenzung von Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in den USA (Stand der Technik)

In den USA wurde das gesundheitliche Risikopotenzial von Quecksilber beziehungsweise Methyl-Quecksilber in den letzten Jahren wegen der erheblichen volkswirtschaftlichen Folgekosten deutlich höher gewichtet als zuvor [8, 13]. So wurden mehrere Gesetze erlassen, um die Emissionen an Quecksilber zu verringern. Die Hauptquelle der Quecksilberemissionen in den USA stellen die circa 1.100 Kohlekraftwerksblöcke dar. Um deren Emissionen zu senken, wurde die Entwicklung von Rauchgasreinigungstechniken zur Quecksilberabscheidung seit den späten 1990er Jahren vom US Department of Energy (US DOE) gefördert, so u. a. die Eindüsung bromierter Aktivkohlen und das Aufsprühen von Bromsalzen auf die Kohle [12, 13]. Beide Techniken haben im großtechnischen Einsatz zuverlässig Quecksilber-Reingaskonzentrationen unter $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ erreicht [12].

Um die gewünschte Reduktion von etwa 95 Prozent zu erreichen, hat der US-Gesetzgeber 2012 mit dem Mercury and Air Toxics Standards (MATS) die einzuhaltenden Grenzwerte für Quecksilber und weitere Schadstoffe für alle Kohlekraftwerke drastisch verschärft [9]. Diese Grenzwerte (Tabelle 2) sind ab dem 16. April 2016 einzuhalten. Die Frist kann auf Antrag um ein Jahr verlängert werden. Gegenwärtig laufen in den USA auf allen Ebenen die Vorbereitungen, dieses Ziel auch zu erreichen. Die National Association of Clean Air Agencies hat in einer Umfrage unter staatlichen und lokalen Behörden erhoben, wie viele Anträge auf Verlängerung gestellt und wie viele davon nicht gewährt wurden. Gemäß Rückmeldung aus 58 Agenturen in 47 Staaten haben 107 Betreiber die einjährige Verlängerung beantragt. 98 Anträge wurden genehmigt, zwei wurden abgelehnt, fünf sind noch im Verfahren und bei zwei müssen Informationen nachgereicht werden. Es wird noch mit etwa sechs weiteren Anträgen gerechnet (Stand: 1. Mai 2014). Laut EPA Regulatory Impact Analysis gibt es 460 Kohlekraftwerke, die von der MATS-Regel betroffen sind [10].

Sind die US-Grenzwerte überhaupt auf Deutschland übertragbar? Ja – denn ein US-Quecksilber-Grenzwert unterscheidet sich vom deutschen Grenzwert nur durch die Art der Umrechnung [2]. Diese Umrechnung wurde in der wissenschaftlichen Literatur mehrfach veröffentlicht [11, 12, 13, 14, 15].

Der US-Grenzwert ist als Monatsmittelwert festgelegt, der über einen Zeitraum von 30 Tagen fortlaufend ermittelt wird („rolling average“) und nicht überschritten werden darf. Der Vergleich mit Deutschland macht kein Problem, denn ein Monatsmittelwert (und mehr noch ein rollierender 30-Tage-Mittelwert) von 1,4 beziehungsweise 4,1 Mikrogramm pro Normkubikmeter ist ambitionierter als ein Jahresgrenzwert von 1,4 beziehungsweise 4,1 Mikrogramm pro Normkubikmeter und erst recht als ein Jahresgrenzwert von 10 Mikrogramm pro Normkubikmeter. Dieser ist in Deutschland gemäß 13. BImSchV § 30 (1) Pkt. 2 von bestehenden Anlagen ab dem 1. Januar 2019 einzuhalten.

4 Einhaltung des US-amerikanischen Grenzwertes

Kann der Grenzwert in den USA eingehalten werden? Ja: Aktuell (März 2014) werden in den USA schon über 100 Kraftwerke be-

trieben, die mit Hilfe von nachgerüsteter Abgasreinigungstechnologie die Grenzwerte der MATS-Regel einhalten. Rund zwei Drittel erreichen dies über Zugabe von Bromidsalzen und anschließender Abtrennung der erzeugten Quecksilberverbindungen [16]. Das letzte Drittel arbeitet mit der Zudosierung von Aktivkohle beziehungsweise bromierter Aktivkohle und anschließender Abtrennung der Kohle. Das Verfahrensprinzip all dieser Techniken wurde in Deutschland erfunden [17, 18]. An der Umsetzung der gesetzlichen Anforderung bis 2016, spätestens 2017, wenn die erteilten Ausnahmegenehmigungen ablaufen, wird nicht ernsthaft gezweifelt. Somit ist eindeutig, dass mit dem heutigen Stand der Technik der genannte US-Grenzwert für Altanlagen erreichbar ist.

5 Bedeutung für Deutschland

Was bedeuten die niedrigen US-amerikanischen Grenzwerte nun für die deutsche beziehungsweise europäische Situation? Bei einer so klaren Ausgangslage bezüglich

- gesundheitlicher Risiken,
 - internationaler Verpflichtungen zur Emissionsreduzierung,
 - der Kohlekraftwerke als Hauptenergie- und -emissionsquelle sowie
 - der bereits verfügbaren Minderungstechnologie
- muss zunächst gefragt werden, ob es für den Gesetzgeber nicht eine Verpflichtung gibt, auch in Deutschland die Emissionen zu verringern.

Das deutsche Gesetz (BImSchG) definiert den Stand der Technik wie folgt:

„Stand der Technik ist der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, der die praktische Eignung einer Maßnahme zur Begrenzung von Emissionen in Luft, Wasser und Boden, zur Gewährleistung der Anlagensicherheit, zur Gewährleistung einer umweltverträglichen Abfallentsorgung oder sonst zur Vermeidung oder Verminderung von Auswirkungen auf die Umwelt zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt gesichert erscheinen lässt.“

Man wird davon ausgehen müssen, dass die Technologie (Bromideinsatz, separates Ausschleusen der Hg-reichen Rückstände) zur Reduzierung der Quecksilberemissionen auch für Deutschland verfügbar ist, nicht zuletzt auch, weil sie hier erfunden und eingeführt wurde. So wird das Bromid-Verfahren in Deutschland bereits „an mehreren Abfallverbrennungsanlagen kommerziell genutzt, nämlich an vier Sonderabfall-Verbrennungsanlagen der CURRENTA GmbH & Co oHG sowie – unter Lizenz der Vosteen Consulting GmbH – an zwei Klärschlamm-Verbrennungsanlagen der Emschergenossenschaft GmbH (Zentrale Schlammentsorgung im Werk Bottrop, seit August 2004) und an zwei ähnlichen Anlagen des Tiefbauamts Karlsruhe (Klärwerk Neureut, seit November 2007).“ [17]

Zur Festlegung des „Standes der Technik“ gehört für den Gesetzgeber auch die Beachtung der Verhältnismäßigkeit. Können die Techniken rein faktisch eingesetzt werden? Dies ist unbedingt zu bejahen, weil die Kohlekraftwerkstechnik in den USA für die allermeisten Konfigurationen mit denen in Deutschland vergleichbar ist [19]. Dies schließt auch einzelne Fälle ein, bei denen eine Nutzung der beschriebenen Technologie auf Probleme stoßen kann.

Verbleibt die Frage der Kosten. Hier muss festgestellt werden, dass die Reduktion der Quecksilberemissionen auf das US-Niveau zwar Kosten verursacht, dass diese aber vergleichsweise niedrig ausfallen dürften. So weisen Kohlekraftwerke in Deutschland – im Unterschied zu den USA – in der Regel eine hochwertigere Abgas-

reinigung für Staub und saure Schadgase auf. Daher können diese Techniken mit genutzt werden (co-benefit), um Quecksilber abzuscheiden. Damit dürften die Kosten für die Quecksilberabscheidung in den USA die möglichen Kosten in Deutschland übersteigen. Dies allein relativiert bereits das Kostenargument. Die Investi-

tionskosten liegen, je nach Kraftwerksgröße und gewählter Technologie, bei unter einer oder wenigen Millionen Euro. Hierbei geht es um technische Geräte, die Stoffe der Kohle zumischen oder in den Abgasstrom eindüsen, und solche, die Quecksilber aus dem REA-Abwasser abtrennen. Zusätzliche Betriebskosten fallen für die benötigten Chemikalien und das Depo-

	US-Grenzwert (30 Tage-Mittelwert)	Umrechnung in einen Emissionskonzentrationsgrenzwert
Steinkohle	1,2 lb/TBtu (1,3 E-2 lb/GWh)	1,4 µg/m³ i. N. tr. bei 6 Vol.-% O ₂
Braunkohle	4,0 lb/TBtu (4,0 E-2 lb/GWh)	4,1 µg/m³ i. N. tr. bei 6 Vol.-% O ₂

Tabelle 2: Neue US-Grenzwerte für existierende Kohlekraftwerke (Altanlagen) und die Umrechnung auf die in Deutschland üblichen Emissionskonzentrationen (lb/TBtu = US-pound/Trillion British thermal units; 1 kWh = 3.412 TBU)

	Braunkohlekraftwerke		Steinkohlekraftwerke	
Emissionsgrenzwert USA (umgerechnet)	4,1 µg Hg/Nm³		1,4 µg Hg/Nm³	
Mittlerer Betriebswert von 60 % zwecks sicherer Einhaltung des Grenzwertes	2,46 µg Hg/Nm³		0,84 µg Hg/Nm³	
	2012	2011	2012	2011
Kraftwerke in Deutschland in Betrieb*	16	16	34	36 (+2)**
davon				
• Einhaltung des Betriebswertes von 60 % des Grenzwertes	0	1	1	1

* Mit einer Quecksilberemission in die Luft von 10 kg oder mehr pro Jahr laut PRTR
 ** Zwei Werke ohne Angaben zur CO₂-Emission, Umrechnung auf Emissionskonzentration daher nicht möglich

Tabelle 3: Betriebswerte deutscher Kohlekraftwerke (Jahresmittelwert) verglichen mit den US-Grenzwerten für Kohlekraftwerke (30 Tage-Mittelwert)

Steinkohlekraftwerke	Messwerte (Jahresmittel)			Rechenwert
	Block 2+3	Block 4	Mittel	Mittel
	µg Hg/Nm³	µg Hg/Nm³	µg Hg/Nm³	µg Hg/Nm³
STEAG-KW Herne 2011 (1)	3,8	4,0	3 - 4	3,49
STEAG-KW Herne 2012 (1)	6,5	4,5	5 - 6	5,85
RWE-KW Ibbenbüren 2011 (2)			< 3	0,75
EON-KW Staudinger 2011 (3)			< 3	2,24
EON-KW Staudinger 2012 (3)			< 3	2,61
EON-KW Wilhelmshaven 2011 (4)			1,85	2,57

(1) Mitteilung der Bezirksregierung Arnsberg, Dezernat 53, 16. Oktober 2013
 (2) Mitteilung der Bezirksregierung Münster, Dezernat 53, 13 November 2013
 (3) Mitteilung des Regierungspräsidiums Darmstadt, Dezernat IV, 11. September 2013
 (4) Unterrichtung der Öffentlichkeit nach § 18 der 17. BImSchV, EON, Mai 2012

Tabelle 4: Messwerte aus kontinuierlicher Überwachung von Quecksilber im Vergleich mit Rechenergebnissen auf Basis von PRTR-Meldungen

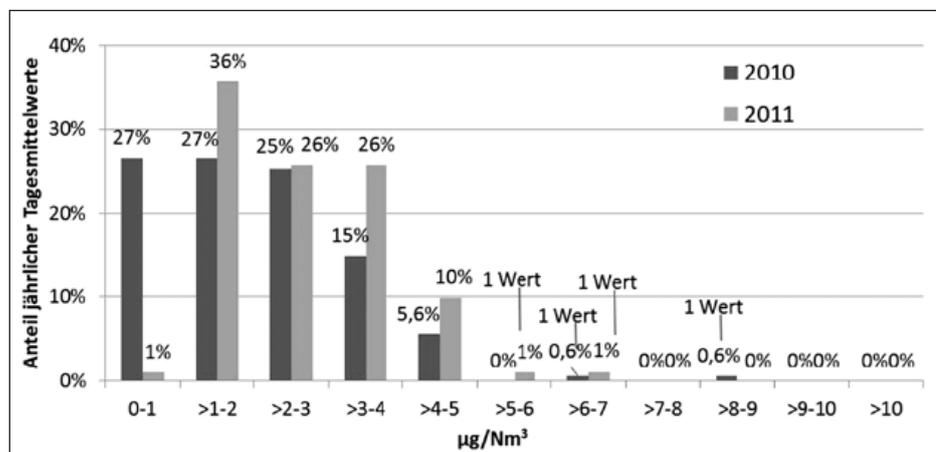


Abbildung 1: Beispiel für die in Deutschland erreichte Quecksilberminderung in einem Importsteinkohle-Kraftwerk (Verteilung der Tagesmittelwerte des Kraftwerks Wilhelmshaven in 2010 und 2011). Datenquelle: Mitteilung des Staatlichen Gewerbeaufsichtsamtes Oldenburg, 5. September 2013

Insgesamt ist es daher sowohl rechtlich als auch tatsächlich geboten (siehe auch § 27 Abs. 1 der 13. BImSchV), den deutschen Kraftwerkspark an der Einhaltung der US-Grenzwerte für Kohlekraftwerke zu messen.

6 Anwendung des Standes der Technik auf den deutschen Kohlekraftwerkspark – Konsequenzen und Regelungsbedarf

Die Tabellen 5 bis 8 zeigen die Jahresemissionen an Quecksilber laut PRTR in den Jahren 2011 und 2012 [2]. Die gesamte Jahresemissionsfracht lag in 2012 bei rund 5.200 Kilogramm und 2011 bei 5.000 Kilogramm. Man erkennt hier, welche Bedeutung insbesondere die Braunkohlekraftwerke für die Quecksilbergesamtemission haben.

Aus den im PRTR ebenfalls angegebenen CO₂-Emissionen wurde der Abgasvolumenstrom mit 6 Prozent Sauerstoff (unter Berücksichtigung eines Luftüberschuss-Wertes Lambda von rund 1,4 nach Günther [20]) bestimmt. Daraus wurde dann die mittlere Konzentration an Quecksilber im Abgas des jeweiligen Kohlekraftwerks berechnet. Dies dient zum Vergleich mit den US-amerikanischen Grenzwerten.

Demnach hätten von den 52 deutschen Kohlekraftwerken mit meldepflichtiger Quecksilberemission (das heißt 10 kg Hg/a und mehr) in 2011 lediglich zwei (ein Braunkohle- und ein Steinkohlekraftwerk) die US-Grenzwerte sicher eingehalten. In 2012 wäre dies sogar nur einem einzigen Kohlekraftwerk (Steinkohle) von 50 meldepflichtigen Kohlekraftwerken gelungen (siehe Tabelle 3). Um einen Grenzwert sicher einzuhalten, werden Anlagen mit einem Betriebswert gefahren, der in der Regel mit einem ausreichenden Sicherheitsabstand unter dem Grenzwert liegt. Setzt man jeweils 60 Prozent des US-Grenzwertes als langfristigen mittleren Betriebswert an und vergleicht diese Werte mit den realen Emissionen (berechnet aus PRTR-Angaben), so hätten hierzulande – würde der deutsche Gesetzgeber die strengen US-Grenzwerte auch bei uns einführen – rund 50 Kohlekraftwerke unmittelbar (2012: 49, 2011: 50) vom Netz gehen müssen, sofern sie ihre Abgasreinigung

nicht anpassen und/oder auf extrem quecksilberarme Kohle umsteigen würden.

Durch Einführung und Einhaltung der US-Grenzwerte für bestehende Kohlekraftwerke (4,1 µg Hg/Nm³ für Braunkohle- und 1,4 µg Hg/Nm³ für Steinkohlekraftwerke; Betriebswert = 60 Prozent des Grenzwertes) in Deutschland würden sich die Quecksilberemissionen hier aus dieser Quelle um über die Hälfte (rund 2.700 kg pro Jahr) reduzieren lassen.

Die in den Tabellen angegebenen Emissionskonzentrationen wurden rechnerisch anhand publizierter Daten ermittelt. Ein Vergleich dieser Werte mit Überwachungsdaten von Genehmigungsbehörden zeigte sehr gute Übereinstimmungen, zum Beispiel für die Steinkohlekraftwerke in Herne, Ibbenbüren, Großkrotzenburg (Staudinger) und Wilhelmshaven. Abbildung 1 zeigt die Verteilung der Tagesmittelwerte aus zwei Betriebsjahren eines Importsteinkohle-Kraftwerkes, das aufgrund von Klärschlamm-Mitverbrennung bereits einen Tagesmittel-Grenzwert von 10 µg Hg/Nm³ weit unterschreitet.

7 Stand der Technik der Emissionsminderung in Europa – Weichenstellung im europäischen BVT-Merkblatt für Großfeuerungsanlagen

Derzeit wird das BVT-Merkblatt für Großfeuerungsanlagen von 2006 aktualisiert, das in der Europäischen Union für Kohlekraftwerke ab 50 MW Leistung die Genehmigungsgrundlage bildet. Dabei sollen auch die Quecksilberemissionen von Kohlekraftwerken begrenzt werden. Bisher werden keine Emissionswerte genannt, die mit besten verfügbaren Techniken erreichbar sind [22, Seite 275].

Aufgrund der Vorgaben der EU-Industrieemissionsrichtlinie [23] beziehungsweise des 2013 geänderten BImSchG müssen bestehende Anlagen vier Jahre nach Veröffentlichung von BVT-Schlussfolgerungen die mit besten verfügbaren Techniken verbundenen Emissionswerte einhalten; neue Anlagen müssen die Vorgaben umgehend erfüllen.

Nach der ersten Informationssammlung hat das koordinierende Büro der EU-Kommission im Juni 2013 einen Entwurf veröffentlicht [24]. Auf Basis der bisher vorliegenden Daten wird vorgeschlagen (Tabelle 9), den mit besten verfügbaren Techniken erreichbaren Emissionswert für neue große Anlagen mit mehr als 300 MW Leistung auf maximal 2 µg Hg/m³ (Steinkohle) beziehungsweise maximal 5 µg Hg/m³ (Braunkohle) im Jahresmittel festzulegen. Für bestehende Anlagen mit mehr als 300

Name des Betriebs	Adresse	Land	Hg in kg lt. PRTR	Hg in µg/Nm ³	Emission (kg Hg/a) bei Einhaltung US-Grenzwert
E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Schkopau	06258 Korbetha	LSA	441	21,25	71,5
Vattenfall Europe Generation AG Kraftwerk Lippendorf	04564 Böhlen	SN	482	12,09	137,3
Heizkraftwerk Nord II	09114 Chemnitz	SN	47,2	10,93	14,9
MIBRAG Mumsdorf *	06729 Elsteraue	LSA	36,3	10,85	11,5
RWE Power AG Kraftwerk Goldenberg	50354 Hürth	NRW	49,5	8,18	20,9
E.ON Kraftwerke GmbH Kraftwerk Buschhaus	38364 Schöningen	NS	60,8	7,55	27,7
RWE Power AG-Fabrik Fortuna Nord	50129 Bergheim	BRW	18,7	6,64	3,3
RWE Power AG-Fabrik Frechen	50226 Frechen	NRW	36,1	5,82	21,4
MIBRAG Deuben	06682 Teuchern / OT Deuben	LSA	17,1	5,74	10,3
Vattenfall Europe Generation AG Kraftwerk Jänschwalde	03185 Peitz	BRB	505	5,52	315,3
Kraftwerk Schwarze Pumpe	03130 Spremberg	BRB	228	4,90	160,2
RWE Power AG Kraftwerk Niederaußem	50129 Bergheim	NRW	497	4,83	354,7
RWE Power AG Kraftwerk Neurath	41517 Grevenbroich	NRW	497	4,31	396,7
RWE Power AG Kraftwerk Boxberg	52249 Eschweiler	NRW	299	4,01	256,8
RWE Power AG Kraftwerk Frimmersdorf	02943 Boxberg/O.L.	SN	235	4,00	202,2
RWE Power AG Kraftwerk Frimmersdorf	41517 Grevenbroich	NRW	119	3,57	114,9
Σ Braunkohlekraftwerke			3.568,7		2.119,6

* Ende Juni 2013 außer Betrieb genommen [21]

Tabelle 5: Emissionen von Quecksilber in kg in 2012 in Betrieben der Energiewirtschaft – hier: Braunkohlekraftwerke – nach PRTR sowie Emissionskonzentration und Emissionsfracht p.a. bei Einhaltung des US-Grenzwertes (Betriebswert = 2,46 µg Hg/Nm³ entsprechend 60 Prozent des Grenzwertes i.H.v. 4,1 µg Hg/Nm³), (eigene Berechnungen)

Name des Betriebs	Adresse	Land	Hg in kg lt. PRTR	Hg in µg/Nm ³	Emission (kg Hg/a) bei Einhaltung US-Grenzwert
E.ON Kraftwerke GmbH – Kraftwerk Schkopau	06258 Korbetha	LSA	345	16,99	69,9
Vattenfall Europe Generation AG Kraftwerk Lippendorf	04564 Böhlen	SN	647	16,08	138,6
E.ON Kraftwerke GmbH Kraftwerk Buschhaus	38364 Schöningen	NS	91,7	13,72	23,0
Heizkraftwerk Nord II	09114 Chemnitz	SN	52,5	11,66	15,5
MIBRAG Mumsdorf	06729 Elsteraue	LSA	38,3	11,14	11,8
MIBRAG Deuben	06682 Teuchern / OT Deuben	LSA	24,2	8,88	9,4
RWE Power AG Kraftwerk Goldenberg	50354 Hürth	NRW	48,3	7,65	21,7
RWE Power AG-Fabrik Fortuna Nord	50129 Bergheim	BRW	21,3	7,56	3,3
Kraftwerk Schwarze Pumpe	03130 Spremberg	BRB	271	6,17	151,3
RWE Power AG Kraftwerk Niederaußem	52249 Eschweiler	NRW	363	5,09	245,4
RWE Power AG-Fabrik Frechen	50129 Bergheim	NRW	509	4,82	363,6
RWE Power AG-Fabrik Frechen	50226 Frechen	NRW	23,3	4,61	17,4
Kraftwerk Boxberg	02943 Boxberg/O.L.	SN	273	4,56	206,0
Vattenfall Europe Generation AG Kraftwerk Jänschwalde	03185 Peitz	BRB	350	3,90	309,0
RWE Power AG Kraftwerk Frimmersdorf	41517 Grevenbroich	NRW	196	3,49	193,3
RWE Power AG Kraftwerk Neurath	41517 Grevenbroich	NRW	220	2,32	220,0
Σ Braunkohlekraftwerke			3.473,6		1.999,3

Tabelle 6: Emissionen von Quecksilber in kg in 2011 in Betrieben der Energiewirtschaft – hier: Braunkohlekraftwerke – nach PRTR sowie Emissionskonzentration und Emissionsfracht p.a. bei Einhaltung des US-Grenzwertes (Betriebswert = 2,46 µg Hg/Nm³ entsprechend 60 Prozent des Grenzwertes i.H.v. 4,1 µg Hg/Nm³), Unter grauer Linie: Kraftwerk erfüllt US-Betriebsgrenzwert (eigene Berechnungen)

MW wird bisher vorgeschlagen, maximale Quecksilberemissionen von $6 \mu\text{g Hg/m}^3$ für Steinkohlekraftwerke und $10 \mu\text{g Hg/m}^3$ für Braunkohlekraftwerke als mit dem Stand der Technik erreichbar zu definieren [24, Seite 757/756].

Für mittlere Kraftwerksgrößen von 50-300 MW sehen die Vorschläge noch einmal deutlich höhere Werte vor, die mit besten verfügbaren Techniken erreichbar sein sollen.

Name des Betriebs	Adresse	Land	Hg in kg lt. PRTR	Hg in $\mu\text{g/Nm}^3$	Emission (kg Hg/a) bei Einhaltung US-Grenzwert
E.ON KRAFTWERK SCHOLVEN	45896 Gelsenkirchen	NRW	144	41,76*	4,1
swb Erzeugung GmbH & Co KG / Heizkraftwerk Hafem	28237 Bremen	BRE	150	18,38	9,6
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	28777 Bremen	BRE	109	18,34	7,0
Vattenfall Europe Wärme AG	22880 Wedel	SH	83	16,41	5,9
swb Erzeugung GmbH & Co KG / Heizkraftwerk Hastedt	28207 Bremen	BRE	51,2	15,92	3,8
Stadwerke Duisburg AG Heizkraftwerk I	47053 Duisburg	NRW	16	11,50	1,6
Vattenfall Europe Wärme HKW Moabit	13353 Berlin	BER	14,9	9,39	1,9
Kraftwerk Voerde OHG der STEAG GmbH und RWE Power AG Gemeinschaftskraftwerk	46562 Voerde	NRW	186	8,67	25,2
Mainova, HKW West	60327 Frankfurt	HES	28	7,86	4,2
Braunschweiger Versorgungs AG, Heizkraftwerk Mitte	38114 Braunschweig	NS	20,1	7,84	3,0
SWM Heizkraftwerk Nord	85774 Unterföhring	BAY	71	7,75	10,8
GbR der STEAG GmbH „Gemeinschaftskraftwerk West“ STEAG Kraftwerk West	46562 Voerde	NRW	39,5	7,28	6,4
Mark-E Aktiengesellschaft Heizkraftwerk Walsum	58791 Werdohl	NRW	61,3	6,95	10,4
STEAG GmbH	47179 Duisburg	NRW	44,2	6,47	8,0
Großkraftwerk Mannheim AG/ Elektrizitätswerk	68199 Mannheim	BW	137	6,11	26,4
HKW Herne STEAG GmbH	44653 Herne	NRW	50,5	5,85	10,2
Kraftwerk Bexbach	66450 Bexbach	SAAR	55,4	5,58	11,7
Vattenfall Europe Wärme AG Kraftwerk Tiefstack	22113 Hamburg	HH	25,5	5,53	5,4
E.ON Kraftwerke GmbH Kraftwerk Knepper	44357 Dortmund	NRW	14	3,68	4,5
Kraftwerk Mehrum GmbH	31249 Hohenhameln	NS	33,6	3,46	11,4
Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH GKK	24149 Kiel	SH	22,7	3,32	8,0
GKH Gemeinschaftskraftwerk Hannover	30419 Hannover	NS	19	2,91	7,7
Infracor GmbH	45772 Marl	NRW	24,6	2,75	10,5
E.ON Kraftwerk Staudinger	63538 Großkrotzenburg	HES	35,1	2,61	15,8
Kraftwerk Fenne	66333 Völklingen	SAAR	16,8	2,59	7,6
Vattenfall Europe Wärme HKW Reuter-West	13599 Berlin	BER	24,4	2,58	11,1
KW Lünen STEAG GmbH	44536 Lünen	NRW	13,2	2,50	6,2
HKW Heilbronn	74076 Heilbronn	B-W	30	2,42	14,6
Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe	76189 Karlsruhe	B-W	16,2	2,01	9,5
KNG Kraftwerks- und Netzgesellschaft mbH Kraftwerk Rostock	18147 Rostock	MV	17,9	1,70	12,4
GDF SUEZ Kraftwerk Zolling GmbH	85406 Zolling	BAY	11,3	1,52	8,7
E.ON Kraftwerke GmbH	26386 Wilhelmshaven	NS	18,8	1,44	15,4
RWE Power AG Kraftwerk Werne	59368 Werne	NRW	15,6	1,38	13,3
E.ON Kraftwerke GmbH	45711 Datteln	NRW	26	0,45	26
Σ Steinkohlekraftwerke			1.625,8		338,3

* Dieser Wert, der eine Überschreitung des geltenden deutschen Grenzwertes (Tagesmittelwert) impliziert, wurde anhand der im PRTR angegebenen CO₂-Emission errechnet; die Angabe dort ist möglicherweise nicht korrekt.

Tabelle 7: Emissionen von Quecksilber in kg in 2012 in Betrieben der Energiewirtschaft – hier: Steinkohlekraftwerke – nach PRTR sowie Emissionskonzentration und Emissionsfracht p.a. bei Einhaltung des US-Grenzwertes (Betriebswert = $0,84 \mu\text{g Hg/Nm}^3$ entsprechend 60 Prozent des Grenzwertes i.H.v. $1,4 \mu\text{g Hg/Nm}^3$), Unter grauer Linie: Kraftwerk erfüllt US-Betriebsgrenzwert (eigene Berechnungen)

Dem gegenüber hält das Umweltbundesamt wesentlich niedrigere Quecksilberemissionen für realisierbar: Bereits mehrfach hat die Fachbehörde der Bundesregierung die Empfehlung formuliert, in Deutschland die Emissionswerte so weit abzusenken, dass im Jahresmittelwert ein Wert von $1 \mu\text{g Hg/Nm}^3$ und im Tageswert ein Wert von $3 \mu\text{g Hg/Nm}^3$ nicht überschritten wird [25, 26, 27].

Die bisherigen Vorschläge zur Überarbeitung des BVT-Merkblatts für Großfeuerungsanlagen zeigen, dass offensichtlich im EU-Büro in Sevilla noch nicht ausreichend Informationen über den Stand der Technik vorliegen, wie er in den USA mit Hilfe von Bromid- oder Aktivkohlezugabe erreicht wird. Die bisherige Datensammlung basiert lediglich auf Emissionsdaten und Technikbeschreibungen europäischer Anlagen. Die in den USA angewendeten Techniken werden zwar genannt [24, Seite 415 ff.], allerdings fehlen konkrete Emissionswerte und Beispielanlagen. Hier gilt es, in den kommenden Monaten noch Datenlücken zu schließen. Sollte dies nicht gelingen, läuft die Europäische Kommission Gefahr, im nächsten Jahr ein weltweit beachtetes BVT-Merkblatt herauszugeben, das zumindest hinsichtlich der BVT zur Quecksilberminderung bei Veröffentlichung schon wieder überholt ist.

8 Emissionsminderung auf der Input-Seite

Der Eintrag von Quecksilber ins Kohlekraftwerk erfolgt beinahe ausschließlich über die Kohle und nur in sehr geringem Umfang über Hilfsstoffe (zum Beispiel im Kalkstein-Sorbens für die Abgasreinigung [28]). Eine Möglichkeit, die Quecksilberemission zu reduzieren, besteht theoretisch in der Auswahl der Kohle. Stein- und Braunkohlen weisen je nach Herkunft unterschiedliche Quecksilbergehalte auf, vgl. Tabelle 10.

Auf den ersten Blick erscheinen die Unterschiede gering (erste oder zweite Stelle hinter dem Komma), aber angesichts der eingesetzten Kohlemengen und der daraus resultierenden großen Abgasvolumina erreichen die Quecksilberfrachten die genannten Mengen im Bereich mehrerer Tonnen. So fördert RWE im Rheinischen Braunkohlerevier jährlich etwa 100 Mio. Tonnen Braunkohle [32]. Laut Tabelle 10 liegt der Quecksilbergehalt dieser Kohlen bei 0,1 bis 1 mg/kg (= g/t) wf Kohle. Bei einem Wassergehalt von 50 Prozent entspricht dies 5 bis 50 Tonnen Quecksilber, die in die rheinischen Kohlekraftwerke eingebracht werden. Bei einer Abscheideleistung in den Kraftwerken von jeweils 95 Prozent können in Summe 2.500 kg Quecksilber in die Umwelt abgegeben werden. Braunkohlekraftwerke, die standortnahe Kohle verbrennen, werden allein schon aus wirtschaftlichen Gründen den Quecksilber-

eintrag im Input nicht begrenzen können. Umso wichtiger stellen sich die Maßnahmen zur Senkung der Emissionen dar.

9 Quecksilber in Kraftwerksrückständen

Mit der Abscheidung des Quecksilbers aus dem Abgasstrom ist die Gefahr verbunden, dass es in die Rückstände der Abgasreinigung verlagert wird [33]. REA-Gips und Flugasche werden in Deutschland vollständig verwertet: Gips vor allem in Gipskartonplatten, Flugasche als Klinkerersatz im Zement. Nun muss man abwägen: Das Emittieren in die Luft ist sicher das größte Übel. Wenn die Rückstände, stärker angereichert mit Quecksilber, anschließend als Baustoff verwendet werden, so wäre dies bei einer festen Einbindung in den Baustoffen schon eine gewisse Verbesserung der Gesamtsituation (keine direkte Emission in die Luft). Aber es bleiben Folgefragen offen: Besteht bei der Verarbeitung der Baustoffe eine Gefährdung für die Beschäftigten? Kann das eingebundene Quecksilber bei Zementkorrosion, beim Abbruch, beim Recycling beziehungsweise bei der Deponierung wieder freigesetzt werden?

Die Großkraftwerksbetreiber weisen darauf hin, dass REA-Gips in Hinblick auf die Zusammensetzung und Eigenschaften dem Naturgips entspricht, „was durch umfassende wissenschaftliche Grundlagenuntersuchungen nachgewiesen wurde“ [34]. Hinsichtlich der meisten Schadstoffe trifft dies auch zu – mit einer großen Ausnahme: Quecksilber. Nach einer Studie aus dem Jahr 1989 liegt der Mittelwert von REA-Gipsen (0,6 mg/kg, 15 Proben) um Faktor 20 über dem Mittelwert von Naturgips (0,03 mg/kg, 12 Proben) [35]. Aktuelle Analysen an REA-Gipsen aus dem Gipsdepot Jänschwalde I zeigen immer noch eine im Vergleich zu Naturgips deutlich höhere Belastung mit Quecksilber (vgl. Tabelle 11).

Die Autoren der Studie aus dem Jahr 1989 haben aus ihren Analysen den Schluss gezogen, dass die Unterschiede zwischen Naturgips und REA-Gips in der chemischen Zusammensetzung und im Gehalt an Spurenelementen aus gesundheitlicher Sicht unerheblich seien und dass die untersuchten Naturgipse und REA-Gipse ohne gesundheitliche Bedenken zur Herstellung von Baustoffen verwendet werden könnten [36].

Diese Aussage mag ob der dünnen Datenbasis und der großen Abweichungen beim Quecksilber fraglich erscheinen (Max.-Wert Naturgips ist kleiner als Min.-Wert REA-Gips!). Allerdings war Quecksilber damals nur einer von mehreren Parametern und wurde als nicht so gefährlich eingestuft, wie

Name des Betriebs	Adresse	Land	Hg in kg lt. PRTR	Hg in µg/Nm ³	Emission (kg Hg/a) bei Einhaltung US-Grenzwert
Stadtwerke Duisburg AG Heizkraftwerk I	47053 Duisburg	NRW	43	24,26	2,1
Stadtwerke Duisburg AG Heizkraftwerk II	47053 Duisburg	NRW	40	21,45	2,2
swb Erzeugung GmbH & Co KG / Heizkraftwerk Hafen	28237 Bremen	BRE	158	18,45	10,1
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	28777 Bremen	BRE	79,4	18,23	5,1
swb Erzeugung GmbH & Co KG / Heizkraftwerk Hastedt	28207 Bremen	BRE	51,2	16,69	3,6
Vattenfall Europe Wärme HKW Moabit	13353 Berlin	BER	18,7	9,63	2,3
Braunschweiger Versorgungs AG, Heizkraftwerk Mitte	38114 Braunschweig	NS	15,2	8,93	2,0
GDF SUEZ Kraftwerk Zolling GmbH	85406 Zolling	BAY	42	8,43	5,9
Mainova, HKW West	60327 Frankfurt	HES	23,3	6,57	4,2
E.ON Kraftwerke GmbH	45711 Datteln	NRW	40	6,57	7,2
Mark-E Aktiengesellschaft	58791 Werdohl	NRW	44	6,51	7,9
SWM Heizkraftwerk Nord	85774 Unterföhring	BAY	62	6,22	11,7
Grosskraftwerk Mannheim AG/ Elektrizitätswerk	68199 Mannheim	BW	134	6,11	25,8
STEAG Gemeinschaftskraftwerk West	46562 Voerde	NRW	23,6	5,16	5,4
KW Lünen STEAG GmbH	44536 Lünen	NRW	28,9	4,89	6,9
Kraftwerk Bexbach	66450 Bexbach	SAAR	24	4,09	6,9
E.ON KRAFTWERK SCHOLVEN	45896 Gelsenkirchen	NRW	134	3,97	39,7
Kraftwerk Mehrum GmbH	31249 Hohenhameln	NS	43,1	3,84	13,2
EnBW Kraftwerke AG Kraftwerk Altbach	73776 Altbach	BW	34	3,63	11,0
Kraftwerk Voerde OHG der STEAG GmbH und RWPower AG Gemeinschaftskraftwerk	46562 Voerde	NRW	73,3	3,50	24,7
HKW Herne STEAG GmbH	44653 Herne	NRW	31,7	3,49	10,7
Vattenfall Europe Wärme AG	22880 Wedel	SH	14,6	3,44	5,0
Vattenfall Europe Wärme AG Kraftwerk Tiefstack	22113 Hamburg	HH	18,4	3,41	6,3
E.ON Kraftwerke GmbH Kraftwerk Knepper	44357 Dortmund	NRW	13	3,09	4,9
Infracor GmbH	45772 Marl	NRW	25,1	3,02	9,8
Kraftwerk Fenne	66333 Völklingen	SAAR	18,6	2,71	8,1
Kraftwerk Weiher	66287 Quierschied	SAAR	16,1	2,69	7,0
Vattenfall Europe Wärme HKW Reuter-West	13599 BER	BER	25,1	2,61	11,3
E.ON Kraftwerke GmbH	26386 Wilhelmshaven	NS	38,9	2,57	17,8
EnBW Kraftwerke AG (RDK)	76189 Karlsruhe	BW	21	2,35	10,5
E.ON Kraftwerk Staudinger	63538 Großkrotzenburg	HES	31,7	2,24	16,7
RWE Power AG Kraftwerk Werne	59368 Werne	NRW	16,3	1,87	10,2
Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A OHG der STEAG GmbH und der RWE Power AG	59192 Bergkamen	NRW	19,2	1,65	13,7
KNG Kraftwerks- und Netzgesellschaft mbH Kraftwerk Rostock	18147 Rostock	MV	15,1	1,60	11,1
EnBW Kraftwerke AG Energie BW	74076 Heilbronn	BW	14	1,30	12,6
RWE Power AG Kraftwerk Ibbenbüren	49479 Ibbenbüren	NRW	13,9	0,75	13,9
Σ Steinkohlekraftwerke (1)			1.444,4		367,5
GKH Gemeinschaftskraftwerk Hannover	30419 Hannover	NS	19	n. angegeben	
Heizkraftwerk Walsum STEAG GmbH	47179 Duisburg	NRW	15,3	n. angegeben	
Σ Steinkohlekraftwerke (2)			1.478,7		

Tabelle 8: Emissionen von Quecksilber in kg in 2011 in Betrieben der Energiewirtschaft – hier: Steinkohlekraftwerke – nach PRTR sowie Emissionskonzentration und Emissionsfracht p.a. bei Einhaltung des US-Grenzwertes (Betriebswert = 0,84 µg Hg/Nm³ entsprechend 60 Prozent des Grenzwertes i.H.v. 1,4 µg Hg/Nm³), Unter grauer Linie: Kraftwerk erfüllt US-Betriebsgrenzwert (eigene Berechnungen)

Kapazität	Zum Vergleich: US-Grenzwerte (Alt-/Neuanlage)		Vorschlag: mit BVT verbundener max. Emissionswert			
	Braunkohle µg Hg/Nm ³	Steinkohle µg Hg/Nm ³	Bestehende Anlagen		Neue Anlagen	
			Braunkohle µg Hg/Nm ³	Steinkohle µg Hg/Nm ³	Braunkohle µg Hg/Nm ³	Steinkohle µg Hg/Nm ³
> 300 MW	4	1,4	10	6	5	2
< 300 MW	4	1,4	20	10	10	5

Anmerkung: US-Grenzwerte: Einhaltung als rollierende Mittelwerte über 30 Tage.
Der BVT-Merkblattentwurf schlägt vor: > 300 MW kontinuierliche Überwachung, Einhaltung als Jahresmittelwert, 50-300 MW: Einhaltung bei mindestens vier Einzelmessungen.

Tabelle 9: Höchste, mit besten verfügbaren Techniken erreichbare Emissionswerte gemäß Entwurf des überarbeiteten europäischen BVT-Merkblatt für Großfeuerungsanlagen [nach 24] im Vergleich mit den US-amerikanischen Grenzwerten

Steinkohlen	Einheit	Konzentration*
Bandbreiten nach VdS, 2005 [29]	mg/kg	0,03 – 2
29 Steinkohlen, verfeuert in europäischen Kraftwerken; Goetz et al., 1981 [30]	mg/kg wf	0,02 – 1
Bituminöse Kohlen aus Australien; Swaine 1977, zit. in [30]	mg/kg wf	0,03 – 0,4
27 Steinkohlen, verfeuert in deutschen Anlagen; Kautz et al. 1975, zit. in [30]*	mg/kg wf	0,1 – 1
101 Kohlen aus Illinois/USA; Ruch et al. 1974, zit. in [30]	mg/kg wf	0,02 – 1,6
Braunkohlen		Konzentration*
Bandbreiten nach VdS, 2005 [29]	mg/kg	0,05 – 0,9
Österreichische Draukraftwerke AG, 1989 [28]	mg/kg wf	0,28
Rheinisches Braunkohlenrevier, 1979 [31]:		
Frimmersdorf	mg/kg wf	0,2
Goldenbergwerk	mg/kg wf	0,1 – 0,3
Neurath	mg/kg wf	0,1 – 0,2
Niederaußem	mg/kg wf	0,1 – 0,3
Weisweiler	mg/kg wf	0,2 – 1,0

* Bei den älteren Publikationen genügt die Analytik möglicherweise nicht mehr heutigen Standards.

Tabelle 10: Quecksilbergehalte von Kohlen, in Milligramm pro Kilogramm Kohle; wf = wasserfrei

Herkunft Gips	Min.	Max.	Mittel	Daten
Naturgips [37, 38]	< 0,006	0,09	0,03	12 Proben aus Naturgips-Lagerstätten mit bundesweiter Verteilung
REA-Gips [37, 38]	0,1	1,3	0,6	3 REA-Gipsproben aus Braunkohle- und 12 Proben aus Steinkohle-KW (bundesweite Verteilung)
REA-Gips [39, 40]	0,12	0,17	0,1	6 REA-Gipsproben aus dem Gipsdepot Jänschwalde I
REA-Gips [41]	0,27	0,30	0,28	3 REA-Gipsproben aus dem Gipsdepot Jänschwalde I

Tabelle 11: Quecksilberbelastung von Naturgips und REA-Gipsen [mg/kg] (Quellen zit. in [36])

es heute der Fall ist. Die toxikologische Neubewertung von Quecksilber sollte die Zement- und Gips-Branche zum Anlass nehmen, diese Problematik auf Basis eines aktuellen Untersuchungsprogramms zu vertiefen, um Verunsicherungen auf Seiten der Anwender und Verbraucher entgegenzuwirken.

Zudem kann und sollte man es noch besser machen. Als Stand der Technik wird in der Fachliteratur angesehen, dass persistente Schadstoffe wie Quecksilber aus dem Abgas abgeschieden, in Rückständen konzentriert, abgetrennt und in sichere letzte Senken überführt werden [42, 43, 44, 45, 46]. So werden auch in Deutschland in Feuerungsanlagen Verfahren eingesetzt, bei denen Quecksilber mittels Aktivkohle und durch Zugabe von Bromidsalzen aus dem Rauchgas ausgeschleust wird [12, 13, 47, 48].

10 Fazit

Kohlekraftwerke zählen weltweit zu den größten Quecksilberemittenten. Der Einsatz von quecksilberarmer Kohle ist nur bedingt realisierbar – sofern man weiterhin auf Kohle als Energieträger für die Bereitstellung von Strom und/oder Wärme setzt.

Sofern inputseitig auf den Einsatz von Kohle nicht verzichtet werden kann, ist outputseitig die Emissionsminderung zu optimie-

ren. Die Freisetzung von Quecksilber über das Abgas sollte durch Maßnahmen zur Emissionsminderung nach dem Stand der Technik begrenzt werden. Die entsprechenden Verfahren stehen zur Verfügung, sind (in den USA) erprobt und stellen die Betreiber nicht vor wirtschaftlich unlösbare Aufgaben. Die entsprechenden Vorgaben auf EU-Ebene (BREF LCP) sollten dieser Entwicklung Rechnung tragen. Gelingt es nicht, die Informationen aus den USA zu berücksichtigen, wären die 2015 von der Europäischen Kommission herausgegebenen, weltweit beachteten BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen schon zum Zeitpunkt der Veröffentlichung veraltet. Die Abtrennung von Quecksilber sollte zudem so erfolgen, dass eine Verlagerung des Problems in andere Medien (REA-Gips, Zement) nicht stattfindet, sondern eine Verbringung in sichere letzte Senken realisiert werden kann.

Literatur

- [1] UNEP: Global Mercury Assessment 2013: Sources, Emissions, Releases and Environmental Transport, S. 9 <http://www.unep.org/PDF/PressReleases/GlobalMercuryAssessment2013.pdf>
- [2] BZL GmbH: Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland – Stand der Technik der Emissionsminderung. April 2014. Im Internet: [http://www.bzl-gmbh.de/de/sites/default/files/BZL_Studie_QuecksilberemissionenAusKohlekraftwerkenInDeutschland_final\(1\).pdf](http://www.bzl-gmbh.de/de/sites/default/files/BZL_Studie_QuecksilberemissionenAusKohlekraftwerkenInDeutschland_final(1).pdf)
- [3] Beckers R., Heidemeier J., Hilliges F.: Kohlekraftwerke im Fokus der Quecksilberstrategie. 44. Kraftwerktechnisches Kolloquium 2012, 23./24. Oktober 2012, in Beckmann M., Hurtado A. (Hrsg.): Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Kraftwerkstechnik Bd. 4, 519-536, 2012
- [4] Econsense: E.ON – Innovativer Katalysator im Test – Kraftwerk Staudinger pilotiert neues Verfahren zur Rauchgasreinigung. Im Internet: <http://www.econsense.de/de/meldungen/eon-innovativer-katalysator-im-test-kraftwerk-staudinger-pilotiert-neues-verfahren-zur> (3. August 2010)
- [5] Bittig M., Haep S.: Ausgereifte Technik. Zur Minderung luftseitiger Emissionen wie Quecksilber, Feinstaub und Stickoxiden stehen wirksame Verfahren zur Verfügung. ReSource 2, 2014 (in diesem Heft)
- [6] Bittig M., Haep S., Pieper B., Bathen D.: Maßnahmen zur Minderung von Quecksilberemissionen. VDI-Fachtagung „Emissionsminderung 2014“, Nürnberg, 20./21.5.2014
- [7] Ahrens R. H.: EU will Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken begrenzen. VDI-Nachrichten, 11. April 2014, Ausgabe 15. Im Internet: <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/EU-Quecksilberemissionen-Kohlekraftwerken-begrenzen>
- [8] Trasande L., Landrigan P.J., Schechter C.: Public Health and Economic Consequences of Methyl Mercury Toxicity to the Developing Brain. Environ Health Perspect 113:590–596 (2005). doi:10.1289/ehp.7743 available via <http://dx.doi.org/> [Online 28 February 2005] <https://www.researchgate.net/profile/LeonardoTrasande/publication/7871019PublicHealthandEconomicConsequencesofMethylmercurytoxicitytothedevelopingbrain/file/32bfe50f5c9f705992.pdf?origin=publicationlist&ev=pubctxd>
- [9] Environmental Protection Agency: 40 CFR Parts 60 and 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units and Standards of Performance for Fossil-Fuel-Fired Electric Utility, Industrial-Commercial-Institutional, and Small Industrial-Commercial-Institutional Steam Generating Units; Final Rule announced on December 21, 2011. 77 FR 9304 (Feb. 16, 2012). Im Internet: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-02-16/pdf/2012-806.pdf>
- [10] National Association of Clean Air Agencies: Survey on MATS Compliance Extension Requests. May 1, 2014. Im Internet: <http://4cleanair.org/Documents/MATSExtensionrequests-table-May1-2014.pdf>
- [11] Federal Register: National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units and Standards of Performance for Fossil-Fuel-Fired Electric Utility, Industrial-Com-

- mercial-Institutional, and Small Industrial-Commercial-Institutional Steam Generating Units. A Rule by the Environmental Protection Agency on 02/16/2012. Im Internet: <https://www.federalregister.gov/articles/2012/02/16/2012-806/national-emission-standards-or-hazardous-air-pollutants-from-coal-and-oil-fired-electric-utility>
- [12] Vosteen B.W.: Bromine-based Mercury Abatement – Experiences in USA and Europe. 9. VDI-Fachkonferenz „REA-, SCR- und Entstaubungsanlagen in Großkraftwerken“, 28./29. November 2013 in Düsseldorf. Im Internet: <http://www.vosteen-consulting.de/downloads/201311VosteenHeitingDuesseldorf.pdf>
- [13] Vosteen B.W., Tim C. Hartmann T.C., Berry M.S.: Chlor und Brom in Kohlen und ihre Bedeutung für die Quecksilberabscheidung aus Abgasen von Kohlekraftwerken. Berliner Planungs- und Immissionschutzkonferenz, 19./20. November 2012. Im Internet: http://www.vosteen-consulting.de/downloads/2012_11_Vosteen_Hartmann_Berry_Berlin.pdf
- [14] Beckers R., Heidemeier J., Hilliges F.: Kohlekraftwerke im Fokus der Quecksilberstrategie. 44. Kraftwerktechnisches Kolloquium 2012, 23./24. Oktober 2012, in Beckmann M., Hurtado A. (Hrsg.): Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Kraftwerkstechnik Bd. 4, 519-536, 2012. Im Internet: http://www.thru.de/fileadmin/SITE_MASTER/content/Dokumente/Downloads/Kohlekraftwerke_Hg.pdf
- [15] Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste: Sachstand „Immissionschutzanforderungen für Kohlekraftwerke und Industrieanlagen in den USA und der EU. Fallbeispiel: Quecksilberemissionen“. Aktenzeichen WD 8 - 3000 - 02 2/14, 31.03. 2014
- [16] Dombrowski K., Arambasick K., Srinivasan N.K.: Balance of Plant Impacts of Bromide Addition for Mercury Control. Air Quality IX – An International Conference on Environmental Topics Associated with Energy Production. Arlington, Virginia, 21.-23.10.2013
- [17] Vosteen Consulting. Patente und Lizenzen: <http://www.vosteen-consulting.de/de/patente.html>
- [18] Verfahren zur Abscheidung von Quecksilber aus Rauchgasen, gemäß EP1386655B1 (Priorität: 15.07.2003). Eigentümer dieses Patents ist die Currenta GmbH & Co OHG; eine Generallizenz zur Nutzung und Unterlizenzierung dieses Patents liegt allerdings ausschließlich bei der Vosteen Consulting GmbH. Nicht-exklusiver Lizenznehmer der Vosteen Consulting GmbH für Europa ist die ANDRITZ Energy & Environment GmbH (AE&E), Graz.
- [19] Schönberger H., Tebert C., Lahl U.: Expertenanhörung im Umweltausschuss. Fachleute nahmen Stellung zum Regierungsentwurf zur Umsetzung der EU-Industrieemissionsrichtlinie in deutsches Recht. ReSource 4, 4-11, 2012. Im Internet: http://www.bzl-gmbh.de/de/sites/default/files/ReS_4_2012_4-11.pdf
- [20] Günther R. (Hrsg.): Verbrennung und Feuerungen. Springer-Verlag, Berlin 1974
- [21] Mitteldeutsche Zeitung: Stilllegung in Mumsdorf: Mibrag nimmt Kraftwerk außer Betrieb. 29. Juni 2013 16:03 Uhr | Aktualisiert 30. Juni 2013 18:54 Uhr <http://www.mz-web.de/weissenfels/stillegung-in-mumsdorf-mibrag-nimmt-kraftwerk-ausser-betrieb,20641108,23545634.html>
- [22] Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU) - Merkblatt über beste verfügbare Techniken für Großfeuerungsanlagen mit ausgewählten Kapiteln in deutscher Übersetzung, Europäische Kommission, Juli 2006. Im Internet: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/beste-verfuegbare-techniken/sevilla-prozess/bvt-download-bereich>
- [23] Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung).
- [24] European IPPC Bureau: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Large Combustion Plants. Draft 1 (June 2013). Im Internet: http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP_D1_June2013_online.pdf
- [25] Ahrens, Ralf: „Zuviel Quecksilber auf Reisen“, VDI-Nachrichten, 11. Juni 2010
- [26] Beckers R., Heidemeier J., Hilliges F. (Umweltbundesamt): Kohlekraftwerke im Fokus der Quecksilberstrategie. 24. Kraftwerktechnisches Kolloquium, Dresden, 23./24. Oktober 2012
- [27] Gefahr durch Quecksilber aus Kohlekraft. Deutsche Welle, 2. Mai 2014
- [28] Maier H., Schöngrundner W., Much K.: Das Verhalten von Schwermetallen in einer Braunkohlefeuerung. Versuch einer Bilanzierung. VGB Kraftwerkstechnik 69, Heft 8, 824-828, 1989
- [29] VdS Schadenverhütung GmbH, Köln: Einsatz von Ersatzbrennstoffen in Kohlebefeuerten Kraftwerken. Merkblatt zur Schadensverhütung. VdS 3446: 2005-08 (01), 2005. Im Internet: http://vds.de/fileadmin/vds_publicationen/vds_3446_web.pdf
- [30] Commission of the European Communities: environment and quality of life. Mobilization of heavy metals from fossil-fuelled power plants, potential ecological and biochemical implications. III - Heavy metal content in coals burnt in European power plants. L. GOETZ, A. SPRINGER, R. PIETRA and E. SABBIONI, EUR 6998 EN Part III, 1981. Im Internet: http://bookshop.europa.eu/pl/heavy-metal-content-in-coals-burnt-in-european-power-plant-pbCDNC06998/downloads/CD-NC-06-998-EN-C/CDNC06998ENC_001.pdf;pgid=y8dIS7GUWMDsR0EALMEUUsWb0000nsWgs8O1;sid=vBRqdoiZ99FrWdojONv00eq8HtcWJsX6omY=?FileName=CDNC06998ENC_001.pdf&SKU=CDNC06998ENC_PDF&CatalogueNumber=CD-NC-06-998-EN-C
- [31] Oschmann W., Busch H.-P., Schiffers A.: Analytische Probleme bei Feuerungsanlagen unter Umweltschutzaspekten. Ohne Jahresangabe, übersandt vom VGB-Bereich U/N/C, 1997
- [32] RWE Power: Braunkohle – mit Energie. RWE Power im rheinischen Braunkohlenrevier. Im Internet: <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/235860/data/235578/5/rwe-power-ag/presse-downloads/braunkohle/RWE-Power-im-rheinischen-Braunkohlenrevier.pdf>
- [33] Antwort der Bundesregierung vom 28. März 2014 auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Peter Meiwald, Annalena Baerbock, Dr. Julia Verlinden, Bärbel Höhn, Sylvia Kotting-Uhl, Oliver Krischer, Christian Kühn (Tübingen), Steffi Lemke und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken, Bundestagsdrucksache 18/821
- [34] VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V. und Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V. (Hrsg.): Kreislauf- und Abfallwirtschaft in den deutschen Kohlekraftwerken. Bericht der Elektrizitätswirtschaft – VGB TW 706 – 1998
- [35] Beckert J., Einbrodt H.J., Fischer M.: Vergleich von Naturgips und REA-Gips. Untersuchungen zur gesundheitlichen Beurteilung von Naturgips und REA-Gips aus Kohlekraftwerken im Hinblick auf deren Verwendung zur Herstellung von Baustoffen. VGB-Kraftwerkstechnik 71, Heft 1, 48-51, 1991; zit. in VGB 1998, S. 59 und 63 (Tabelle 5.1-2)
- [36] Energie und Umweltschutz Consult GmbH, Fürstenwalde: Bericht: Stoffliche Bewertung von REA-Gips. Projekt: „Gipsdepot Jänschwalde II: Verkipfung, Zwischenlagerung und Rückgewinnung von REA-Gips“, 15.06.2012. Auftraggeber: VATTENFALL EUROPE MINING AG, Cottbus. Im Internet: http://www.lbgr.brandenburg.de/media_fast/4055/04_Kapitel%204_Anlage%204-1.pdf
- [37] Beckert J., Einbrodt H.J., Fischer M.: Vergleich von Naturgips und REA-Gips. Untersuchungen zur gesundheitlichen Beurteilung von Naturgips und REA-Gips aus Kohlekraftwerken im Hinblick auf deren Verwendung zur Herstellung von Baustoffen. Institut für Hygiene der Universität Lübeck, VGB Forschungsprojekt 88, Laufzeit 1987 – 89, VGB-Forschungsinstitut Essen und Bundesverband der Gips- und Gipsplattenindustrie e.V. Darmstadt, 1989, zit. in Energie und Umweltschutz Consult, 2012
- [38] Kurzfassung zu Beckert et al., 1989, zit. in Energie und Umweltschutz Consult, 2012
- [39] Hydrologisches Gutachten zum Depot Jänschwalde II im Tagebau Jänschwalde vom 26.11.2010 (hier Tabelle A 9-13: Beschaffenheit von Gips, Feststoff- und Eluatkriterien). Vattenfall Europe Mining AG / Ingenieurpartnerschaft für Bergbau, Wasser- und Deponietechnik, Wisnack & Partner, zit. in Energie und Umweltschutz Consult, 2012
- [40] VEM-1 (2009): Unterlagen zum Hydrologischen Gutachten von VEM-E-KU an IBeWa, Vattenfall Europe Mining AG, 09.02.2010
- [41] Ergebnisbericht EG 12/020 vom 17.04.2012: Korngrößenverteilung und chemische Analyse von 3 Mischproben (Gips), Depot Jänschwalde I, Vattenfall Europe Mining AG / GMB GmbH
- [42] Fehringer R., Rechberger H., Pesonen H.-L., Brunner H. P.: Auswirkungen unterschiedlicher Szenarien der thermischen Verwertung von Abfällen in Österreich (ASTRA). TU Wien, 1997
- [43] ÖWAV-Regelblatt 514 – Die Anwendung der Stoffflussanalyse in der Abfallwirtschaft. Wien, September 2003
- [44] Rechberger H.: Über die Verbrennung zur letzten Senke. In: Thomé-Kozmiensky K. J. (Hrsg.): Optimierung der Abfallverbrennung 1, 107-117, 2004
- [45] Zeschmar-Lahl B.: Die Senkenfunktion der Müllverbrennung. In: Thomé-Kozmiensky K. J. (Hrsg.): Optimierung der Abfallverbrennung 1, 119-144, 2004
- [46] Kral U.; Brunner P.H.; Kellner K.: Saubere Kreisläufe und umweltverträgliche Senken. Österreichische Abfallwirtschaftstagung 2011 „Wie viel Abfall braucht Österreich?“, 4.-5.5.2011, http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_196905.pdf
- [47] Vosteen B. W., Hartmann T. C., Berry M. S.: Test and Commercial Operating Results of Bromine Based Mercury Control at Coal-Fired Power Stations in USA. 44. Kraftwerktechnisches Kolloquium 2012, Dresden, 23./24.10.2012. Im Internet: http://www.vosteen-consulting.de/downloads/2012_09_Vosteen_Vortrag_Dresden.pdf
- [48] Kramer M., Gruber-Waltl A.: Effective ways to reduce mercury content in FGD by-products. Closing the mercury trap from the flue gas desulphurization downwards. ICMGP – International Conference on Mercury as a Global Pollutant, Edinburgh 2013

Kontakt:

Dr. Barbara Zeschmar-Lahl

BZL Kommunikation und Projektsteuerung GmbH
Lindenstr. 33 · D-28876 Oyten
Tel. 04207.699 838
eMail: bzl@bzl-gmbh.de · Internet: www.bzl-gmbh.de

Dipl.-Ing. Christian Tebert

Ökopoll Institut für Ökologie und Politik GmbH
Nernstweg 32–34 · D-22765 Hamburg
Tel. 040 39 10 02-0 · Fax 39 10 02-33
eMail: tebert@oekopol.de
Internet: <http://www.oekopol.de/ueber-uns/team/christian-tebert/>