

**IfU** • Ingenieurbüro für  
Umweltschutztechnik



**Peter Gebhardt, Talstr. 44, 35 457 Lollar-Salzböden**

*Tel./Fax: 06406 909470; e.mail: gebhardt.p@t-online.de*

## **Gutachtliche Stellungnahme zu ausgewählten Punkten im Referentenentwurf zur 13. BImSchV**

Im Auftrag von ClientEarth

**Autor:**  
Dipl. Ing. Peter Gebhardt

Salzböden, den 18.7.2020

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Veranlassung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Quecksilber</b> .....	<b>1</b>
2.1	Steinkohlekraftwerke .....	1
2.2	Braunkohlekraftwerke .....	4
2.2.1	Kraftwerke < 300 MW FWL .....	5
2.2.2	Kraftwerke > 300 MW FWL .....	5
2.3	Anwendbare spezifische Quecksilberminderungstechniken.....	7
2.4	Quecksilbermessungen .....	8
<b>3</b>	<b>Stickoxide</b> .....	<b>9</b>
3.1	Steinkohlekraftwerke .....	9
3.2	Braunkohlekraftwerke .....	10
<b>4</b>	<b>Schwefeldioxid</b> .....	<b>12</b>
4.1	Regelungen nach § 28 Abs. 8.....	12
4.2	Regelungen nach § 28 Abs. 9.....	12
<b>5</b>	<b>Staubemissionen</b> .....	<b>13</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>15</b>

## 1 Veranlassung

Die 13. BImSchV wird vor dem Hintergrund der Vorgaben des neuen BVT-Merkblatts zum Stand der Best Verfügbaren Techniken für Großfeuerungsanlagen novelliert (BREF LCP 2017). ClientEarth hat das Ingenieurbüro für Umweltschutztechnik (IfU) beauftragt, den Referentenentwurf mit Datum vom 25.6.2020 insbesondere im Hinblick auf die Anforderungen für Kohlekraftwerke kritisch zu prüfen (BMU 2020). Die Ergebnisse der Prüfung werden hiermit vorgelegt.

## 2 Quecksilber

Durch die Unterzeichnung der Minamata-Konvention im Jahr 2013 hat sich Deutschland dazu verpflichtet, Quecksilberemissionen zu mindern. Weitere Minderungspflichten für Quecksilber sind auch in der HELCOM- und der OSPAR-Konvention sowie im UNECE-Schwermetallprotokoll enthalten. Mit derzeit rund 8 t Gesamtemissionen gehört Deutschland zusammen mit Polen zu den größten Quecksilberemittenten in Europa. Die Gesamtemission der 28 EU-Länder belief sich im Jahr 2016 auf ca. 55 t (EEA 2018).

Der Referentenentwurf sieht für Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung (FWL) von über 300 MW generell einen Jahresmittelwert von  $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$  vor. Dieser Wert wird aber durch verschiedene Ausnahmen für bestehende Anlagen oder sogenannten „2003-Altanlagen“ ausgehöhlt. Laut Begriffsbestimmungen fallen alle in Deutschland derzeit betriebenen Kohlekraftwerke einschließlich des Steinkohlekraftwerks Datteln, das als letztes deutsches Kohlekraftwerk 2020 ans Netz gegangen ist, unter die Ausnahmeregelungen für bestehende Anlagen bzw. 2003 Altanlagen. Der Grenzwert von  $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  würde daher faktisch nicht zur Anwendung kommen.

### 2.1 Steinkohlekraftwerke

Für Steinkohlefeuerungsanlagen  $> 300 \text{ MW}$  FWL soll für bestehende Anlagen ein Jahresmittelwert von  $4 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  gelten (§ 28 Abs. 3, Nr. 2a). Dieser entspricht dem oberen Wert der Bandbreite, d.h. den Mindestanforderungen des BVT-Merkblattes. In der Tabelle 1 sind die Emissionskonzentrationen von Steinkohlekraftwerken mit einer FWL  $> 300 \text{ MW}$  angegeben. Bei diesen Kraftwerken ist die Wahrscheinlichkeit, dass sie über das Jahr 2022 hinaus betrieben werden, relativ hoch, weil sie entweder Kraft-Wärmekopplung aufweisen oder neuerer Bauart sind, d.h. nach 2020 errichtet wurden. Von den blau hinterlegten Anlagen, die in den letzten 15 Jahren errichtet wurden, kann angenommen werden, dass sie über das Jahr 2030 hinaus betrieben werden.

Als Quelle wurde das PRTR-Schadstoffregister herangezogen. Darin werden allerdings nur Frachten und keine Konzentrationen angegeben (Thru 2019). Die Umrechnung in Konzentrationswerte erfolgte über die jeweiligen für die Kraftwerke im

PRTR-Register angegebenen CO<sub>2</sub>-Frachten nach der in (Tebert 2015) angegebenen Umrechnungsformel.

**Zu (§ 28 Abs. 3, Nr. 1a)**

In der Begründung zum Referentenentwurf wird auf Seite 118 ausgeführt, dass Anlagen unter 300 MW aufgrund strengerer Vorschriften zu Begrenzung der Schwefeldioxid- und Stickstoffoxidemissionen ihre Abgasreinigung entsprechend ertüchtigen mussten. Damit würden sie bereits die Voraussetzungen für eine weitergehende Quecksilberabscheidung erfüllen und damit den vorgeschlagenen Emissionsgrenzwert für das Jahresmittel von 5 µg/Nm<sup>3</sup> in der Regel ohne zusätzliche verfügbare quecksilberspezifische Maßnahmen sicher einhalten können.

Wie bereits oben ausgeführt, ist es zutreffend, dass von ganz wenigen Ausnahmen abgesehen, der vorgeschlagene Grenzwert derzeit schon eingehalten wird. Allerdings ist nicht nachvollziehbar, warum dies mit der Ertüchtigung der Rauchgasreinigung zu Begrenzung der Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen zusammenhängen soll. Optimierungen des Wäschers zur Minderung der Schwefeldioxidwerte bzw. Optimierungen am Katalysator müssen nicht zwangsläufig einhergehen mit einer Verringerung von Quecksilberemissionen. Hier spielen Effekte, wie beispielsweise Reemissionen im Wäscher, die von verschiedenen Faktoren abhängen (siehe auch (Tebert et al. 2017)) eine viel bedeutendere Rolle.

Für kleinere Steinkohlekraftwerke < 300 MW, die noch über das Jahr 2022 hinaus betrieben werden sollen (die Anzahl dürfte überschaubar sein) stehen Quecksilberminderungstechniken zur Verfügung, die mit relativ geringem Aufwand umgesetzt werden können, beispielsweise die Zugabe von sulfidischen Fällungsmitteln im Wäscher (siehe Tabelle 3). Zumindest für Anlagen dieser Größenordnung, die bis über 2025 am Netz bleiben, sollte daher ein deutlich strengerer Grenzwert von 3 µg/Nm<sup>3</sup> festgelegt werden.

**Zu (§ 28 Abs. 3, Nr. 2a)**

Von den in Tabelle 1 genannten größeren Kraftwerken mit einer Feuerungswärmeleistung > 300 MW überschritt lediglich das Kraftwerk in Bremen (Block 6) den im Referentenentwurf genannten Grenzwert von 4 µg/Nm<sup>3</sup>. Ob dies auch nach Einführung eines Jahresmittelwertes von 10 µg/Nm<sup>3</sup> derzeit noch der Fall ist, kann nicht beurteilt werden. Emissionskonzentrationen von 18 µg/Nm<sup>3</sup> dürfte das Kraftwerk ab dem Jahre 2019 jedoch nicht mehr aufweisen. Alle Kraftwerke, die in den vergangenen 20 Jahren errichtet wurden, können hingegen den Grenzwert einhalten. Eine Verbesserung der Emissionssituation für Quecksilber ist somit von diesen Regelungen für Deutschland nicht zu erwarten.

Mehrere Kraftwerke sind bereits in der Lage, Emissionswerte im Bereich von 1 µg/Nm<sup>3</sup> einzuhalten. Wie aus der Begründung zum Referentenentwurf, Seite 119

hervorgeht, erfolgt dies teilweise sogar ohne den Einsatz quecksilberspezifischer Minderungsmaßnahmen. Werden quecksilberspezifische Minderungsmaßnahmen bei Kraftwerken, deren Emissionen bislang über  $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$  liegen, eingesetzt, werden diese in der Lage sein, unter vertretbaren Kosten diesen Wert zu unterschreiten. Dies wird eindrucksvoll in dem auch im Referentenentwurf zitierten Gutachten des Landes NRW „Quecksilberminderungsstrategie für Nordrhein-Westfalen“ belegt (siehe auch Tabelle 3).

Zumindest für Anlagen > 300 MW FWL, die länger als 2025 am Netz bleiben, sollte daher ein Grenzwert von  $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  festgelegt werden.

Tabelle 1 Emissionskonzentrationen von Steinkohlekraftwerken > 300 MW, bei denen die Wahrscheinlichkeit, dass sie über das Jahr 2022 hinaus betrieben werden, relativ hoch ist

Kraftwerk	Hg-Fracht 2018 [kg/a]	Hg-Konzentration 2018 [ $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ]
Wolfsburg Block 1 +2	110	2,5
Völklingen Fenne gesamt	< 10	< 2,7
Berlin Reuter gesamt	< 10	< 1,3
Lünen Block 7	< 10	< 2,6
Hamburg Tiefstack	14,7	3,4
Bremen Block 6 Heizkraftwerk	79	18,0**
Unterföhring 2	10,2	1,4
Scholven B + C	62,7	4,0
Walsum Block 9*	12,1	2,4
Mannheim Block 6,7,8*	53,0	3,7
Herne 4	11,4	2,4
Rostock	< 10	< 14,1
Karlsruhe Block 7	12,6	2,4
Querschied Weiher III	< 10	n.q.
Heilbronn Block 7	37,7	4,3
Ibbenbüren	32,2	2,8
Wilhelmshafen GDF Suez	11,7	1,6
Moorburg A+B	37,6	1,6
Mannheim Block 9*	39,9	3,7
Karlsruhe Block 8	20,3	2,4
Walsum Block 10*	23,7	2,4
Westfalen E	< 10	< 0,9
Lünen Trianel	< 10	< 0,8

n.q. Nicht quantifizierbar, da keine Angaben zu CO<sub>2</sub>-Frachten im PRTR Register

\* Da im PRTR –Schadstoffregister die Angaben nicht blockscharf erfolgen, war nur eine Berechnung der Emissionskonzentrationen für die Gesamtanlage möglich.

Seit dem 1.1.2019 ist für Kohlekraftwerke eine Jahresmittelwert für Quecksilber von  $10 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  einzuhalten, so dass davon auszugehen ist, dass dieser Wert seit 2019 deutlich niedriger liegt.

## 2.2 Braunkohlekraftwerke

Für Braunkohlefeuerungsanlagen > 300 MW FWL soll für bestehende Anlagen ein Jahresmittelwert von  $5 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  (§ 28 Abs. 3, Nr. 2a) gelten. Allerdings soll ein Ausnahmewert von  $7 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  für solche Kraftwerke gelten, bei denen der Hg-Gehalt im eingesetzten Brennstoff  $0,1 \text{ mg}/\text{kg}$  WAF (§ 28 Abs. 3, Nr. 3a) oder mehr aufweist oder die betreffende Anlage über einen Dampferzeuger mit einer Verweilzeit des Rauchgases von 4 s oder mehr im Dampferzeuger bis zum Ende der Brennkammer verfügt (§ 28 Abs. 3, Nr. 3b). Dieser Wert entspricht dem oberen Wert der Bandbreite, d.h. den Mindestanforderungen des BVT-Merkblattes.

In der Tabelle 2 sind die Emissionskonzentrationen von Braunkohlekraftwerken mit einer FWL > 300 MW angegeben, die voraussichtlich über das Jahr 2022 hinaus betrieben werden. Die Laufzeiten der meisten Kraftwerke sind im Stilllegungspfad Braunkohle zum Kohleausstiegsgesetz geregelt (BMWI 2020) Die blau hinterlegten Anlagen werden laut diesem über das Jahr 2030 hinaus betrieben.

Als Quelle für die Werte in Tabelle 2 wurde analog zur Vorgehensweise bei Steinkohlekraftwerken das PRTR-Schadstoffregister herangezogen (Thru 2019).

Von den in Tabelle 2 genannten Kraftwerken überschreiten insbesondere die ostdeutschen Kraftwerke den vorgeschlagenen Grenzwert von  $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Die Kraftwerke des Rheinischen Reviers sind dagegen bereits in der Lage, diesen Wert zu unterschreiten.

Tabelle 2 Emissionskonzentrationen von Braunkohlekraftwerken, die voraussichtlich über das Jahr 2022 betrieben werden.

Kraftwerk	Hg-Fracht 2018 [kg/a]	Hg-Konzentration 2018 [ $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ]
Chemnitz	46	12,3
Niederaußem Block D, G,H	110	2,5
Jänschwalde A*	228	10,6
Jänschwalde B*	228	10,6
Weißweiler E, F, G, H	266	4,3
Jänschwalde C + D	452	10,6
Boxberg N + P	194	10,2
BOA 1 Niederaußem*	172	4,8
BOA 2 + 2 Neurath	488	4,1
Boxberg Q + R*	312	10,2
Lippendorf R + S	503	11,6
Schkopau A + B	343	15,3
Schwarze Pumpe A + B	295	6,4

\* Da im PRTR-Schadstoffregister die Angaben nicht blockscharf erfolgen, war nur eine Berechnung der Emissionskonzentrationen für die Gesamtanlage möglich.

## 2.2.1 Kraftwerke < 300 MW FWL

### **Zu (§ 28 Abs. 3, Nr. 1b)**

Für Braunkohlekraftwerke < 300 MW wird unabhängig vom Abschaltdatum ein Grenzwert für das Jahresmittel von  $10 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  im Referentenentwurf vorgeschlagen. Wie aus Tabelle 3 hervorgeht, sind quecksilberspezifische Minderungsmaßnahmen grundsätzlich zumutbar und mit vertretbaren Kosten verbunden. Zumindest für Anlagen dieser Größenordnung, die bis über 2025 am Netz bleiben, sollte daher der deutlich strengere Grenzwert von  $5 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  festgelegt werden. Dies gilt auch für die wenigen kleineren Kraftwerke, die derzeit noch im mitteldeutschen Revier betrieben werden.

## 2.2.2 Kraftwerke > 300 MW FWL

Die Ausnahmeregelungen in § 28 Abs. 3, Nr. 3a und 3b werden dazu führen, dass nahezu alle braunkohlegefeuerten Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 300 MW zukünftig diese Ausnahmeregelungen in Anspruch nehmen können. Damit würde der an sich schon schwache Grenzwert von  $5 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  vollständig ausgehöhlt werden, so dass nahezu alle Braunkohlekraftwerke über 300 MW zukünftig lediglich die obere Grenze der BVT Bandbreite einhalten müssen.

### **Zu (§ 28 Abs. 3, Nr. 3a)**

Laut Begründung zum Referentenentwurf soll die Regelung dem Umstand Rechnung tragen, dass die Ost- und mitteldeutsche Braunkohle höhere Quecksilbergehalte aufweist und bisher bei der Erprobung sämtlicher BVT beschriebenen Minderungstechniken Grenzwerte von  $0,005 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  nicht oder mit verhältnismäßigem Aufwand nicht sicher erreichbar waren. Auch der Quecksilbergrenzwert von  $0,007 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  führe für diese Anlagen dazu, dass an den Kraftwerksstandorten zusätzliche Abscheidemaßnahmen durchgeführt werden müssen. Der im Immissionschutzrecht zu beachtende Grundsatz der Verhältnismäßigkeit gebiete es daher, diese zusätzlichen Maßnahmen auf ein vertretbares Maß zu begrenzen.

In der Begründung des Referentenentwurfs wird aber verkannt, dass auch westdeutsche Braunkohle Quecksilbergehalte aufweist, die teilweise deutlich über  $0,1 \text{ mg}/\text{kg TS}$  liegen. Aus einer Kleinen Anfrage an den Landtag NRW ergibt sich, dass im Rheinischen Revier Quecksilberkonzentrationen von  $0,1$  bis  $0,15 \text{ mg}/\text{TS}$  vorliegen (Landtag NRW 2016). Wird ein Aschegehalt in der Braunkohle von ca. 7% angenommen (errechnet nach (Köhler et al. 1996b)), ergibt sich eine Spanne von  $0,11$  bis  $0,16 \text{ mg}/\text{kg WAF}$ . Dies bedeutet, dass nicht nur die ostdeutschen Braunkohlekraftwerke, sondern auch die Braunkohlekraftwerke im rheinischen Revier die Ausnahmeregelung in Anspruch nehmen könnten.

### **Zu (§ 28 Abs. 3, Nr. 3b)**

In der Begründung zum Referentenentwurf wird auf Seite 120 ausgeführt, dass die Regelung analog zu den Regelungen in §§ 6 und 7 der 17. BImSchV eine Ausnahme mit Bezugnahme auf die Verweilzeit des Rauchgases im Dampferzeuger vorsehe. Über die Verweilzeit des Rauchgases im Dampferzeuger werde beeinflusst, wie viel Quecksilber im Verbrennungsprozess freigesetzt werde. Grundsätzlich gelte, dass mit steigender Verweilzeit die Verbrennung vollständiger und damit das Rauchgas sauberer werde. Hierdurch würde aber auch die Anzahl von Partikeln im Rauchgas reduziert, an denen sich Quecksilber anhaften und über den E-Filter abgeschieden werden könne. Das Merkmal der Verweilzeit sei eindeutig nachweisbar und administrierbar und biete damit mehr Rechtssicherheit als Ansätze von Dampferzeuger Wirkungsgraden, die die Beeinflussung der Quecksilber-Emissionen nur unzureichend erfassen würden.

Zunächst einmal sei anzumerken, dass es nicht zutreffend ist, dass über die Verweilzeit des Rauchgases im Dampferzeuger beeinflusst wird, wie viel Quecksilber im Verbrennungsprozess freigesetzt wird. Bei Kohlekraftwerken ist grundsätzlich davon auszugehen, dass nahezu das gesamte Quecksilber bei der Verbrennung freigesetzt wird. Die Verweilzeit des Rauchgases im Dampferzeuger spielt dabei keine Rolle.

Auch der Bezug zur Mindestverweilzeit der Rauchgase in der Nachbrennzone von Abfallverbrennungsanlagen ist nicht zielführend, da diese Maßnahme zu einer besseren Zerstörung toxischer organischer Schadstoffe führen soll, aber nicht dazu dient, Ausnahmen für Anlagen, die eine besonders hohe Zerstörungseffizienz aufweisen, zu begründen.

Zutreffend ist dagegen, dass bei einer schlechteren Verbrennung mehr Rußpartikel und damit auch mehr kohlenstoffhaltige Partikel im Abgas vor dem Staubfilter vorhanden sind, welche Quecksilber adsorbieren und damit auch mehr Quecksilber über die Partikelabscheidung aus dem Rauchgas filtern werden kann. Insbesondere ältere Kraftwerke können eine schlechtere Verbrennung und damit eine bessere Quecksilberabscheidung über den E-Filter aufweisen.

Dies darf aber nicht dazu führen, dass für neuere Anlagen weniger strenge Grenzwerte gelten, als für ältere Anlagen, zumal auch im Bereich der Braunkohleverbrennung Anlagen jüngerer Datums, wie beispielsweise die Anlagen BOA 1 bis BOA 3 oder Boxberg nach dem Kohleausstiegsgesetz wesentlich länger betrieben werden sollen als ältere Anlagen. Insbesondere für Anlagen die noch nahezu 20 Jahre am Netz bleiben sollen, weniger strenge Grenzwerte festzulegen, als für Anlagen, die in den nächsten Jahren abgeschaltet werden sollen, mutet geradezu absurd an und ist mit den Zielen der Minamatakonvention und anderer Regelungen im Hinblick auf die Quecksilberminderung nicht vereinbar.



Hinzu kommt, dass der Staubabscheider Quecksilber nur zu einem sehr kleinen Teil aus dem Rauchgas entfernt. Der größte Teil des Quecksilbers wird im nachfolgenden Wäscher abgeschieden. Hier kann durch relativ kostengünstige spezifische Minderungsmaßnahmen, wie beispielsweise die Zugabe sulfidischer Fällungsmittel oder die Zugabe von Aktivkohle, eine erhebliche Reduktion der Quecksilberemissionen erzielt werden. Die hierfür anfallenden Kosten sind zumutbar (siehe Tabelle 3).

### **2.3 Anwendbare spezifische Quecksilberminderungstechniken**

Sowohl für Braun- als für Steinkohlekraftwerke steht eine Reihe von spezifischen Quecksilberminderungstechniken zur Verfügung. Diese werden in (Tebert et al. 2017) zusammenfassend dargestellt. Einen Auszug daraus enthält Tabelle 3. mit den genannten Techniken lassen sich Abscheidegrade von 80 bis 95 % erreichen, so dass auch bei nahezu allen Braunkohlekraftwerken ein Grenzwert von ein  $1 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$  erreicht werden kann. Ausnahmen könnten für solche Braunkohlekraftwerke zugelassen werden, die vor dem Jahr 2025 vom Netz gehen werden. Um Braunkohlekraftwerke aus dem mitteldeutschen Revier nicht zu stark zu benachteiligen, könnte für Anlagen, die über 2025 hinaus betrieben werden, auch die Regelung des BMU-Vorentwurfs vom Sommer 2019 wieder aufgegriffen werden, in dem alternativ ein Mindestabscheidegrad bezogen auf das ungereinigte Abgas von 85 % im Jahresmittel und 75 % im Tagesmittel genannt wird.

Um einen Abscheidegrad von 95 % zu erreichen, kann beispielsweise bromierte Aktivkohle vor dem Elektrofilter in den Rauchgasstrom eingedüst werden. Unterstützt werden kann die Quecksilberabscheidung durch die Oxidation des Quecksilbers vor der Abscheidung, beispielsweise durch Zugabe von Brom in den Feuerungsraum oder durch die Anwendung von Katalysatoren mit einer zusätzlichen Katalysatorlage zu spezifischen Quecksilberoxidation. Letztere Technik lässt sich insbesondere mit vertretbarem Aufwand in solchen Anlagen integrieren, in den bereits ein Katalysator (SCR-Anlage zur Entstickung) eingebaut ist.

In den letzten Jahren wurden die in der Tabelle 3 genannten Techniken in verschiedenen Kraftwerken in Deutschland weiter erprobt. Ihre praktische Eignung im Betrieb kann als nachgewiesen gelten. Aus der Tabelle 3 lässt sich auch entnehmen, dass die Verhältnismäßigkeit bei der Anwendung dieser Techniken gewahrt ist. Die Anwendung der Techniken würde zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von 0,01 bis 3,3 % führen. Entgegen den Aussagen in der Begründung des Referentenentwurfs ist daher der im Immissionsschutzrecht zu beachtende Grundsatz der Verhältnismäßigkeit gewahrt.

Tabelle 3 Übersicht von Techniken zur Minderung von Quecksilber im Rauchgas

Art der Maßnahme	Praktische Eignung	Verhältnismäßigkeit
Eindüsung von Sorbens (Aktivkohle, bromierte Aktivkohle u. a.) vor trockener Staubabscheidung Effekt: Hg-Abscheidung am Sorbens, Sorbens-Austrag mit Flugasche und mit Wäscherschlamm.	In USA an zahlreichen Kohlekraftwerken realisiert. In Deutschland: Übliche Praxis in nahezu allen Abfallverbrennungsanlagen. Allgemein anwendbar	Kosten* beim Vorhandensein einer trockenen Staubabscheidung zum Erreichen einer Jahres-Emissionskonzentration von $< 1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ : 0,005 – 0,1 Cent/kWh, d. h. ca. <b>0,2 bis 3,3 %</b> der Stromgestehungskosten
Zugabe von Sorbens (z. B. Aktivkohle) vor Wäscher. Effekt: Verhinderung der Hg-REmission aus dem Wäscher. Hg-Abscheidung am Sorbens, Sorbens-Austrag mit dem Wäscherschlamm.	In USA in mehreren Anlagen im Einsatz. In Deutschland: Erprobt in mind. 4 Steinkohlekraftwerken. Allgemein anwendbar	Kosten* beim Vorhandensein eines Wäschers zum Erreichen einer Jahres-Emissionskonzentration von $< 1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ : 0,01 – 0,02 Cent/kWh**, d. h. ca. <b>0,2 bis 0,6 %</b> der Stromgestehungskosten
Zugabe von Fällungsmitteln (z. B. Organosulfide). Effekt: Verhinderung der Hg-REmission aus dem Wäscher. Hg-Komplexierung und Austrag mit dem Wäscherschlamm.	An mehreren deutschen Stein- und Braunkohlekraftwerken im Einsatz. Allgemein anwendbar.	Kosten* beim Vorliegen einer hohen Hg-Oxidationsrate zum Erreichen einer Jahres-Emissionskonzentration von $< 1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ : ca. 0,0005 bis 0,014 Cent/kWh, d. h. ca. <b>0,01 bis 0,3 %</b> der Stromgestehungskosten
Einbau kohlenstoffhaltiger Membranen-Elemente hinter vorhandenem Wäscher. Effekt: Hg-Abscheidung ohne Voraussetzung einer hohen Hg-Oxidationsrate	In USA an vier Kohlekraftwerken realisiert. Kosten und Anwendbarkeit von verfügbarem Platz über dem Wäscher abhängig	Kosten* bei Einsatz im bestehendem Wäscher zum Erreichen einer Jahres-Emissionskonzentration von $< 1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ : 0,007 – 0,011 Cent/kWh d. h. ca. <b>0,1 bis 0,2 %</b> der Stromgestehungskosten

\* Kalkulation auf der Basis jährlicher Betriebskosten einschließlich Abschreibungskosten für Investitionen

Quelle: (Tebert et al. 2017)

## 2.4 Quecksilbermessungen

§ 18 Abs. 6 des vorliegenden VO-Entwurfes enthält eine Ausnahmeregelung für die in § 17 Abs. 1 vorgegebene Pflicht zur kontinuierlichen Messung von Quecksilber. Diese kann dann in Anspruch genommen werden, wenn durch andere Prüfungen, insbesondere der Brennstoffe nach § 13 sichergestellt ist, dass die Grenzwerte zu weniger als 50 % in Anspruch genommen werden und sich aus den Einzelmessungen ergibt, dass die jeweils geltenden Emissionsgrenzwerte für den Jahresmittelwert und den Tagesmittelwert sicher eingehalten werden. Diese Regelung existiert bereits in der derzeit gültigen 13. BlmSchV.

Eine solche Regelung ist nicht zielführend. Im Hinblick auf Braunkohlefeuerungsanlagen können die Quecksilbergehalte innerhalb eines Abbaugebietes erheblich schwanken. Im VO-Entwurf wird nicht festgelegt, wie häufig die Beprobung der Brennstoffe durchzuführen ist. Einzelmessungen im Reingas sind nur halbjährlich durchzuführen, gegebenenfalls, wenn die Regelung nach § 20, Abs. 3 in Anspruch genommen wird, jährlich. So ist zu befürchten, dass auch die Untersuchung der Kohlen nur halbjährlich durchgeführt werden. Bei erheblichen Schwankungen des Quecksilbergehalts in den Kohlen ist daher zu befürchten, dass Grenzwertüberschreitungen nicht festgestellt werden können.

Ähnliches gilt für Steinkohlefeuerungsanlagen. Je nach Herkunft können die Quecksilbergehalte erheblich schwanken. Wie oben bereits angesprochen, existiert keine Regelung darüber, wie häufig die zum Einsatz kommenden Kohlen gemessen werden müssen. Auch bei Steinkohlefeuerungsanlagen könnte dies dazu führen, dass ein Abgleich nur maximal halbjährlich erfolgt.

Eine sichere Überwachung der Emissionsgrenzwerte ist nur mithilfe von kontinuierlichen Messungen möglich. Das in § 18, Abs. 7 zugelassene alternative Verfahren der Langzeitprobenahme nach DIN CEN/TS 17286 (Sorbent Trap-Verfahren) ist insbesondere geeignet, den vorgegebenen Jahresmittelwert zu überwachen.

Einer Ausnahmeregelung im Sinne von § 18 Abs. 6 kann nur dann zugestimmt werden, wenn zur Überwachung des Jahresmittelwertes zumindest das Sorbent Trap-Verfahren dauerhaft eingesetzt wird.

### **3 Stickoxide**

Für Stickoxide sieht der Referentenentwurf Emissionsgrenzwerte vor, die bei Anlagen mit einer FWL größer 300 MW der oberen Bandbreite, d.h. den Mindestanforderungen des BVT-Merkblatts entsprechen. Bei Anlagen mit einer FWL unter 300 MW liegen die im Referentenentwurf vorgeschlagenen Grenzwerte teilweise geringfügig unter der Mindestanforderung, d.h. dem oberen Wert der Bandbreite des BVT-Merkblatts. Da zukünftig insbesondere Kohleblöcke mit einer FWL über 300 MW am Netz bleiben werden, sind die Vorgaben für kleinere Anlagen von untergeordneter Relevanz.

#### **3.1 Steinkohlekraftwerke**

Das Emissionsniveau von Großfeuerungsanlagen bei Steinkohlekraftwerken lag im Jahr 2016 bei 152 mg/Nm<sup>3</sup> (Teibert 2018). Sollte der im Referentenentwurf vorgeschlagene Emissionsgrenzwert für das Jahresmittel von 150 mg/Nm<sup>3</sup> umgesetzt werden, würde dies dazu führen, dass sich das Emissionsniveau für Stickoxide in deutschen Steinkohlekraftwerken nur geringfügig verringern würde. Der derzeit gültige Tagesmittelwert von 200 mg/Nm<sup>3</sup> würde unverändert bleiben.

Alle Steinkohlekraftwerke in Deutschland sind mit Katalysatoren ausgerüstet (SCR-Technik). Die SCR-Anlagen werden aus betriebswirtschaftlichen Gründen so gesteuert, dass der derzeit gültige Grenzwert der 13. BImSchV für das Tagesmittel sicher eingehalten werden kann.

Dabei ist mit der SCR-Technik ein deutlich geringeres Emissionsniveau erreichbar. Ein Grenzwert von  $85 \text{ mg/Nm}^3$  ist alleine durch die Erhöhung der Zugabe von Harnstoff bzw. Ammoniakwasser umsetzbar. Die damit verursachten Kosten würden mit  $0,036 \text{ Cent/kWh}$  relativ niedrig liegen. Wird davon ausgegangen, dass ein Grenzwert von  $85 \text{ mg/Nm}^3$  zu einem durchschnittlichen Emissionsniveau von  $80 \text{ mg/Nm}^3$  führen würde, wäre durch eine solche Maßnahme eine Reduzierung der Emissionskonzentrationen um durchschnittlich  $47 \%$  zu erwarten (siehe hierzu auch (Tebert 2018)).

Da keine zusätzlichen Investitionen in die Steuerungs- und Leittechnik sowie in der Bevorratung von Reduktionsmitteln und somit keine aufwändigen Umbaumaßnahmen erforderlich sind, wäre ein Grenzwert von  $85 \text{ mg/Nm}^3$  für alle Anlagen unabhängig vom Abschaltdatum zumutbar.

### **3.2 Braunkohlekraftwerke**

Das Emissionsniveau von Großfeuerungsanlagen bei Braunkohlekraftwerken lag im Jahr 2016 bei  $178 \text{ mg/Nm}^3$  (Tebert 2018). Sollte der im Referentenentwurf vorgeschlagene Emissionsgrenzwert für das Jahresmittel von  $175 \text{ mg/Nm}^3$  umgesetzt werden, würde dies dazu führen, dass sich das Emissionsniveau für Stickoxide in deutschen Braunkohlekraftwerken nur geringfügig verringern würde. Der derzeit gültige Tagesmittelwert von  $200 \text{ mg/Nm}^3$  würde unverändert bleiben.

Derzeit ist kein Braunkohlekraftwerk mit einer spezifischen Minderungstechnik für Stickoxide ausgerüstet, da das Temperaturniveau bei der Verbrennung der relativ nassen Braunkohle im Vergleich zu Steinkohlefeuerungsanlagen deutlich geringer ist und hierdurch weniger thermisch bedingtes  $\text{NO}_x$  entsteht.

Neben der Optimierung der Brennertechnik, z.B. durch den Einsatz von Low- $\text{NO}_x$ -Brennern lassen sich in Braunkohlekraftwerken Stickoxidemissionen insbesondere durch

- die SCR-Technik (selektive katalytische Reduktion) und
- die SNCR-Technik (selektive nicht-katalytische Reduktion) mindern.

Es ist davon auszugehen, dass bei den meisten Braunkohlekraftwerken die Optimierung der Brennertechnik ausreichen würde, um einen Jahresmittelwert von  $175 \text{ mg/Nm}^3$  sicher einhalten zu können.

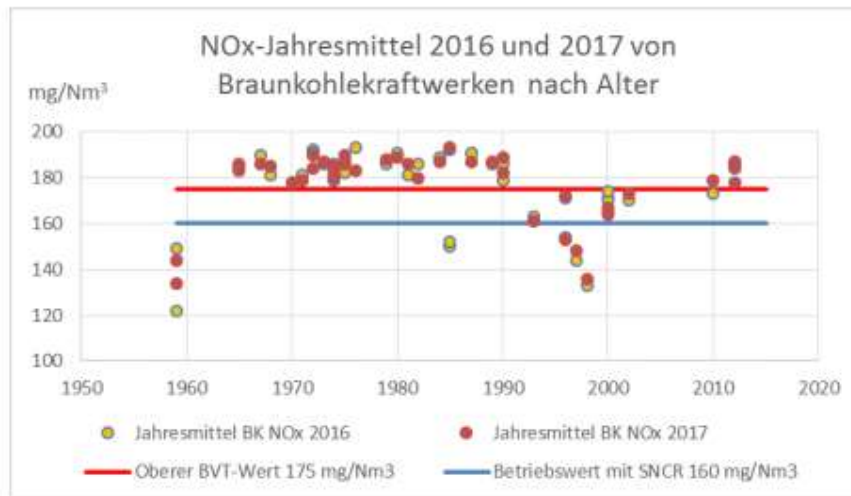
Mit dem Einsatz der SNCR-Technik ließe sich ein Grenzwert von  $150 \text{ mg/Nm}^3$  problemlos einhalten. Wird dabei von einem zukünftigen durchschnittlichen Emissions-

niveau von  $145 \text{ mg/Nm}^3$  ausgegangen, würde dies eine Reduzierung der Emissionskonzentrationen um ca. 19 % zur Folge haben. Der Strompreis würde sich damit um ca. 0,036 Cent/kWh erhöhen (siehe hierzu auch (Tebert 2018)).

Mit der SCR-Technik wäre vergleichbar wie bei Steinkohlekraftwerken ein Grenzwert von  $85 \text{ mg/Nm}^3$  sicher einzuhalten. Dabei wäre ein Emissionsniveau von  $80 \text{ mg/Nm}^3$  erreichbar. Dies würde eine Reduzierung der Emissionskonzentrationen um ca. 55 % und eine Strompreiserhöhung von 0,074 Cent/kWh zur Folge haben (siehe hierzu auch (Tebert 2018)).

Die zukünftigen Grenzwerte können vom Abschaltdatum abhängig gemacht werden. In (Tebert 2018) wird für Anlagen, die zwischen 2024 und 2029 vom Netz gehen werden, ein Grenzwert von  $150 \text{ mg/Nm}^3$  und für Anlagen, die ab 2030 vom Netz gehen, ein Grenzwert von  $85 \text{ mg/Nm}^3$  vorgeschlagen.

Lediglich für Anlagen, die bis Ende 2023 vom Netz gehen, könnte dann der obere Wert der BVT-Bandbreite als Grenzwert festgelegt werden. Auch bei Anlagen, die nur noch relativ kurze Zeit am Netz sein werden, würde ein Grenzwert von  $175 \text{ mg/Nm}^3$  nicht zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen. Wie die nachfolgende Grafik zeigt, lag bereits im Zeitraum 2016/2017 das Emissionsniveau aller derzeit betriebenen Braunkohlekraftwerke im Jahresmittel unter  $195 \text{ mg/Nm}^3$ , so dass wie oben bereits ausgeführt, ein Grenzwert von  $175 \text{ mg/Nm}^3$  allein durch feuerungstechnische Maßnahmen erreichbar sei wird. Unverhältnismäßig hohe Kosten, wie in der Begründung zum Referentenentwurf auf S. 123 dargestellt, sind daher nicht zu erwarten.



Quelle: (Tebert 2018)

## **4 Schwefeldioxid**

### **4.1 Regelungen nach § 28 Abs. 8**

In § 28 Abs. 8 des Referentenentwurfs wird ein Grenzwert für Anlagen > 300 MW von 130 mg/Nm<sup>3</sup> im Jahresmittel genannt. Der Wert entspricht der oberen Bandbreite, d.h. den Mindestanforderungen des BVT-Merkblatts (siehe dort Tabelle 4).

Ausweislich des BVT-Merkblatts sind aber Anlagen, darunter auch Anlagen aus Deutschland in der Lage, deutlich niedrigere Emissionswerte einzuhalten. Als Beispiele können die Blöcke A (Referenzanlage 137 VC) und E (Referenzanlage 130 VC) des Kraftwerks Neurath herangezogen werden. Deren SO<sub>2</sub>-Emissionen liegen mit 21 bzw. 68 mg/Nm<sup>3</sup> deutlich unter dem im Referentenentwurf enthaltenen Grenzwert von 130 mg/Nm<sup>3</sup>. Auch viele Steinkohlekraftwerke weisen SO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich unter 70 mg/Nm<sup>3</sup> auf.

Ein Emissionsgrenzwert von 70 mg/Nm<sup>3</sup> würde daher dem Stand der Emissionsminderungstechnik wesentlich besser entsprechen als ein Wert von 130 mg/Nm<sup>3</sup>.

### **4.2 Regelungen nach § 28 Abs. 9**

Der Referentenentwurf enthält in § 28 Abs. 9 (bestehende Anlagen) und 10 (Altanlagen) Ausnahmeregelungen für solche Anlagen, die die Emissionsgrenzwerte nach § 28 Abs. 1 aufgrund hoher Schwefelgehalte heimischer Brennstoffe mit einem verhältnismäßigen Aufwand nicht einhalten können.

Der Entwurf enthält aber keine Aussagen darüber, was unter einem hohen Schwefelgehalt zu verstehen ist. Die Schwefelgehalte der Referenzanlagen im BVT-Merkblatt reichen von 0,4 % bis 3,5 % (BREF LCP 2017). Nach Kenntnis des IfU weist insbesondere das Kraftwerk Lippendorf relativ hohe Schwefelgehalte in der Kohle auf (> 3%). Wenn die Ausnahmeregelung nach § 28 Abs. 9 beibehalten wird, sollte sie auf Anlagen mit einem Schwefelgehalt in der Kohle von über 3 % beschränkt werden. In diesem Fall sollte aber der Grenzwert vom 320 auf 130 mg/Nm<sup>3</sup> reduziert werden (siehe die nachfolgenden Ausführungen zu bestehenden Anlagen).

#### **Bestehende Anlagen**

Die Regelungen sehen für bestehende Anlagen einen Mindestentschwefelungsgrad der Rauchgasentschwefelungs-Einrichtung von 97 % im Jahresmittel und einen Schwefelabscheidegrad von 97 % als Tagesmittel vor.

Das BVT-Merkblatt sieht lediglich bei bestehenden Anlagen einen Mindestentschwefelungsgrad der Rauchgasentschwefelungs-Einrichtung von 97 % im Jahresmittel vor.

Die Vorgaben des Referentenentwurfs gehen somit über die Mindestvorgaben des BVT-Merkblatts nicht hinaus.

Im Hinblick auf den Entschwefelungsgrad der Rauchgasentschwefelungseinrichtung stellt sich grundsätzlich die Frage nach dem Erfordernis einer solchen Regelung. Laut BVT-Merkblatt, S. 436 weist die Anlage 23 V (Tusimice, CZ) einen Jahresmittelwert von  $106 \text{ mg/Nm}^3$  bei einem Schwefelgehalt in der Kohle von 3,1 % auf. Die Anlage 170 V (Megapolis B (IV) Griechenland), erreichte  $122 \text{ mg/Nm}^3$  im Jahresmittel trotz eines Schwefelgehaltes von 3,5 % (trocken). (BREF LCP 2017) Die beiden Beispiele zeigen, dass trotz hoher Schwefelgehalte in der Kohle ein Grenzwert von  $130 \text{ mg/Nm}^3$  einhaltbar ist.

### **Altanlagen**

Für kleinere Altanlagen im Bereich zwischen 50 MW und 100 MW lässt der Referentenentwurf alternativ zum Emissionswert von  $360 \text{ mg/Nm}^3$  einen Schwefelabscheidegrad von mindestens 92 % als Tagesmittelwert zu.

Das BVT-Merkblatt kennt eine solche Regelung nicht. Die im BVT-Merkblatt angegebenen Entschwefelungsgrade der Rauchgasentschwefelungseinrichtung beziehen sich lediglich auf Großfeuerungsanlagen mit einer FWL von  $> 300 \text{ MW}$ .

**Die Regelungen für kleinere Feuerungsanlagen entsprechen somit nicht den Vorgaben des BVT-Merkblatts aus Tabelle 4 für einen Jahresmittelwert von  $360 \text{ mg/Nm}^3$ .**

Für Altanlagen im Bereich zwischen 100 MW und 300 MW lässt der Referentenentwurf eine  $\text{SO}_2$ -Konzentration von  $300 \text{ mg/Nm}^3$  für den Tagesmittelwert bei einem zusätzlich einzuhaltenden Schwefelabscheidegrad von mindestens 92 % als Tagesmittelwert zu. Das BVT-Merkblatt nennt für diese Anlagenkategorie in Fußnote 3 zu Tabelle 4 einen oberen Wert von  $250 \text{ mg/Nm}^3$  für den Tagesmittelwert.

**Die Vorgaben des Referentenentwurfs entsprechen somit nicht den Vorgaben des BVT-Merkblatts und damit auch nicht dem Stand der bestverfügbaren Technik.**

Für Altanlagen im Bereich  $> 300 \text{ MW}$  lässt der Referentenentwurf eine  $\text{SO}_2$ -Konzentration von  $320 \text{ mg/Nm}^3$  für den Jahresmittelwert bei einem zusätzlich einzuhaltenden Schwefelabscheidegrad von mindestens 92 % als Tagesmittelwert zu. Die Vorgaben entsprechen den Mindestanforderungen des BVT-Merkblatts nach BVT 21.

## **5 Staubemissionen**

Der Referentenentwurf enthält in § 28 Abs. 1 einen allgemeinen Staubgrenzwert von  $5 \text{ mg/Nm}^3$ . Dieser Wert wird u.a. durch die Ausnahmeregelungen in Abs. 5 beispielsweise für Anlagen mit einer FWL zwischen 300 MW und 1.000 MW auf  $10 \text{ mg/Nm}^3$  und für Anlagen mit einer FWL zwischen  $> 1.000 \text{ MW}$  auf  $8 \text{ mg/Nm}^3$  aufgeweicht.

Durch den Einsatz eines Elektrofilters in Verbindung mit einem Nasswäscher (nahezu alle Anlagen dieser Größenordnung weisen eine solche Anlagenkonfiguration in der Rauchgasreinigung auf) sind aber Staubemissionswerte von kleiner  $5 \text{ mg/Nm}^3$  problemlos auch für ältere Anlagen erreichbar. Beispielweise zeigte der seit Jahren stillgelegte Block 3 des Kraftwerkes Staudinger Staubkonzentrationswerte im Bereich von  $3 \text{ mg/Nm}^3$ .

Laut Abbildung 5.29 und 5.28 des BVT-Merkblatts liegen 40% der Anlagen mit einer FWL von 300 bis 1.000 MW und sogar 50 % der Anlagen mit einer FWL von  $> 1.000 \text{ MW}$  unter einem Wert von  $5 \text{ mg/Nm}^3$  (BREF LCP 2017).

Die Beispiele zeigen, dass ein Staubemissionsgrenzwert von  $5 \text{ mg/Nm}^3$  durch Großfeuerungsanlagen für Stein- und Braunkohle mit einer Leistung von  $> 300 \text{ MW}$  relativ problemlos eingehalten werden können. Die Ausnahmeregelungen nach § 28 Abs. 5 erübrigen sich damit.



## 6 Literaturverzeichnis

BMU (2020): Verordnungsentwurf des Bundesumweltministeriums - Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen. Bearbeitungsstand: 25.6.2020

BMWi (2020): Stilllegungspfad Braunkohle. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stilllegungspfad-braunkohle.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2020.

BREF LCP (2017): Integrated Pollution Prevention and Control - Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. Hg. v. European IPPC Bureau, Institute for Prospective Technological Studies, European Commission. 2013. Seville.

EEA (2018): Mercury in Europe's environment. A priority for European and global action. European Environmental Agency Report, 11/2018. ISBN 978-92-9213-984-1. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/publications/mercury-in-europe-s-environment>, zuletzt geprüft am 15.7.2020.

Köhler, D.; Layer, G.; Schwaiger, K. (1996b): Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE). Teil IV Energetische Untersuchung eines Braunkohlekraftwerkes. Hg. v. Bayrische Forschungsstiftung PreussenElektra. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. München.

Landtag NRW (2016): Landtag Nordrhein-Westfalen 16. Wahlperiode Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage 4424 vom 29. Januar 2016 des Abgeordneten Hanns-Jörg Rohwedder PIRATEN. Drucksache 16/11013. Sicherheit von Kraftwerksreststoffdeponien im Rheinischen Braunkohlenrevier.

Tebert, C. (2015): Quecksilber-Emissionen aus Kohlekraftwerken. Auswertung der EU-Schadstoffregistermeldungen nach einer Idee der BZL GmbH. Ökopol GmbH Institut für Ökologie und Politik. Hamburg.

Tebert, C. (2018): Stickstoffoxid-Emissionen aus Kohlekraftwerken. Minderungspotential auf Basis von Messdaten der Jahre 2016 und 2017. Ökopol GmbH Institut für Ökologie und Politik. Hamburg. Online verfügbar unter [https://www.bund.net/fileadmin/user\\_upload\\_bund/publikationen/kohle/kohle\\_stickoxid\\_emissionen\\_gutachten.pdf](https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/kohle/kohle_stickoxid_emissionen_gutachten.pdf), zuletzt geprüft am 17.07.2020.

Tebert, C.; Volz, S.; Dehoust, G.; Gebhardt, P.; Kremer, P. (2017): Gutachten im Rahmen der Entwicklung einer medienübergreifenden Quecksilber-Minderungsstrategie für Nordrhein-Westfalen. Hg. v. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Umweltschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.umwelt-und-gesundheit.nrw.de/fileadmin/redaktion/PDF->

Dateien/Gutachten\_Quecksilber-Minderungsstrategie\_NRW\_12-05-2017.pdf, zuletzt geprüft am 21.04.2020.

Thru (2019): Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister „Pollutant Release and Transfer Register“ (kurz: PRTR). Umweltbundesamt. Dessau. Online verfügbar unter <https://www.thru.de/thrude/>, zuletzt geprüft am 07.04.2019.