

Stellungnahme

zum Referentenentwurf des Bundesumweltministeriums

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

Frankfurt am Main, 23. Juli 2020

Berlin, 23. Juli 2020

Allgemeine Anmerkungen zum Referentenentwurf

Das Bundesumweltministerium hat am 29.06.2020 einen Referentenentwurf zur Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und Mitverbrennung von Abfällen (13./17. BImSchV) veröffentlicht. Dadurch sollen die Durchführungsbeschlüsse (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 und (EU) 2017/2117 der Kommission vom 21. November 2017 umgesetzt werden – auch bekannt als Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen.

Der AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., sowie der B.KWK Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V. und die ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. beziehen zu Abschnitt 1 und Abschnitt 2 des Referentenentwurfes, speziell den Vorschlägen bezüglich der 13. BImSchV, im Interesse deren Mitglieder gemeinsam Stellung.

Der AGFW, der B.KWK und die ASUE begrüßen zunächst ausdrücklich die Absicht, die oben genannten Durchführungsbeschlüsse der EU und damit die noch offenen Punkte gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments in nationales Recht umzusetzen. Nach § 7 Abs. 1a Nr. 1 BImSchG hätte die Anpassung der Verordnungen schon ein Jahr nach Veröffentlichung der BVT-Schlussfolgerungen, also zum August 2018, erfolgen müssen, weshalb die Umsetzung schon lange erwartet wurde.

Kurzfassung der Forderungen

Der AGFW, der B.KWK und die ASUE fordern:

in § 2 (S. 3)	die Streichung des Begriffes „mittlerer brennstoffbezogener Jahresnutzungsgrad“ und die Verwendung des in den BVT-Schlussfolgerungen vorgesehenen „gesamten Nettobrennstoffnutzungsgrades“.
in § 5 (S. 4)	die Anpassung und Klarstellung des Geltungsbereiches.
in § 17 (S. 4)	die Einhaltung des Grenzwertes für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff, über Einzelmessungen zu prüfen.
in § 33 (S. 5)	<p>die Anpassung der NO_x-Grenzwerte entsprechend des elektrischen Nettowirkungsgrades bei GuD-Anlagen auch für bestehende Anlagen und Altanlagen, sowie 2003-Altanlagen anzuwenden.</p> <p>den Ersatz des Kriteriums „mittlerer brennstoffbezogener Jahresnettonutzungsgrad“ im Rahmen der Ausnahmeregelungen für höhere NO_x-Grenzwerte durch das Kriterium „gesamter Nettobrennstoffnutzungsgrad“.</p> <p>die Erhöhung der NO_x-Grenzwerte auch für Gasturbinen-Altanlagen mit einem gesamten Jahresnettonutzungsgrad $\geq 75\%$ zu ermöglichen.</p> <p>die BVT-konforme Erhöhung der zulässigen Betriebsstunden von 500 auf 1.500 Stunden im Rahmen der Ausnahmeregelung für höhere NO_x-Grenzwerte nach Abs. 8 Satz 5.</p>
in § 34 (S. 7)	<p>die Einführung eines Emissionsgrenzwertes für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff, anstelle der Einführung eines Grenzwertes für reine Methanemissionen.</p> <p>einen Emissionsgrenzwert für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff, bei Verbrennungsmotoren von 1.300 mg/m³ bei 5 % Bezugssauerstoff.</p> <p>eine Möglichkeit, den Grenzwert nach einer adäquaten Frist anzupassen, um dem Technologiefortschritt und der Klimawirksamkeit von Methan Rechnung zu tragen.</p> <p>die Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften von Verbrennungsmotoren bei der Grenzwertfestlegung als klimafreundliche KWK-Technologie im Bereich der Fernwärme.</p>
in § 39 (S. 13)	eine ausreichend lange Übergangsfrist für Bestandsanlagen.

Konkrete Anmerkungen zu

§ 2 Begriffsbestimmungen

Abs. 24 – mittlerer brennstoffbezogener Jahresnutzungsgrad

Forderung

Wir fordern i. V. m. § 33 Abs. 8 die Streichung des Begriffes „mittlerer brennstoff-bezogener Jahresnettonutzungsgrad“ und die **Verwendung des in den BVT-Schlussfolgerungen vorgesehenen Begriffes „gesamter Nettobrennstoffnutzungsgrad“**.

Die Einführung des „mittleren brennstoffbezogenen Jahresnettonutzungsgrades“ stellt eine Abweichung zu den BVT-Schlussfolgerungen dar. Diese Abweichung ist für uns nicht nachvollziehbar und führt i. V. m. § 33 Abs. 8 zu einer Rechtsunsicherheit bei den einzuhaltenden NO_x-Grenzwerten. Stattdessen sollte der Begriff des „gesamten Nettobrennstoffnutzungsgrades“ nach BVT 2 verwendet werden, welcher einmalig und nach wesentlichen Änderungen bei Volllast ermittelt wird. (vgl. auch Forderung zu § 33 Emissionsgrenzwerte für Gasturbinenanlagen)

§ 5 Anforderungen und im Jahresmittel einzuhaltende Emissionsgrenzwerte zur Absicherung von Umweltqualitätszielen

Abs. 6 – Übergeordnete NO_x-Emissionen

Forderung

Wir fordern eine **Anpassung des Geltungsbereiches**, um die Rahmenbedingungen für einen sicheren Weiterbetrieb effizienter gasbasierter Anlagen zu schaffen.

Die 1.500 Betriebsstunden sollten sich nach dem Einsatzzeitraum der aufgeführten Brennstoffe richten. Gas-Kessel eignen sich häufig für den bivalenten Betrieb mit Erdgas oder Heizöl (HEL-Betrieb). Der Erdgasbetrieb stellt dabei den Regelfall dar, der HEL-Betrieb wird in Störungsfällen oder zur Funktionsüberprüfung verwendet. Nach unserer Auffassung wird dieser Notbetrieb in dem Absatz nicht genügend berücksichtigt. Bereits durch eine Betriebsstunde im HEL-Betrieb würde der Grenzwert nach Erreichen der 1.500 Betriebsstunden auch für den Erdgasbetrieb verschärft werden. Dadurch werden die Emissionsanforderungen für den HEL-Notbetrieb gleichgesetzt mit einem reinen HEL-Betrieb. Dies kann nicht Ziel der Verordnung sein. Diese Regelung könnte sogar bewirken, dass weitere Anlagen zur Übernahme dieser „Notfunktion“ installiert werden müssten.

Weiterhin sollten bei der Betrachtung nur Einzelfeuerungen berücksichtigt werden. Häufig werden mehrere Einzelfeuerungen, in denen bei Bedarf auch unterschiedliche Brennstoffe eingesetzt werden, zu einer Anlage aggregiert. Eine Grenzwertverschärfung einer Einzelfeuerung, welche die 1.500 Betriebsstunden bspw. durch Einsatz von Öl als Brennstoff erreicht hat, würde sich somit negativ auf andere Einzelfeuerungen der Anlagen auswirken, selbst wenn diese nur Erdgas als Brennstoff einsetzen.

Die Anforderungen des Absatzes sollten für größere Anlagen, mit einer Feuerungs-wärmeleistung größer 200 MW angewendet werden. Bei kleineren Anlagen ist der Einsatz von Katalysatoren meist unwirtschaftlich und unverhältnismäßig.

Für diese Anlagen sollten weiterhin, auch nach 2025, die anlagenspezifischen Emissionsgrenzwerte für NO_x-Emissionen gelten.

§ 17 Kontinuierliche Messung

Abs. 1 Nr. 1 – kontinuierlich zu ermittelnde Parameter: Gesamtkohlenstoff/Methan

Forderung

Wir fordern im Sinne einer konsistenten Verordnungsgebung, aber vor allem im Rahmen der verfügbaren Messtechnik **die Einhaltung eines Grenzwertes für organische Stoffe, inkl. Methan, angegeben als Gesamtkohlenstoff, über Einzelmessungen zu prüfen.**

Der bisherige Verordnungsentwurf sieht in § 17 keine kontinuierliche Messung für Methan (allgemein und bei Verbrennungsmotoren) vor. Die Ermittlung von Tages- und Halbstundenwerten nach § 34 des Entwurfes legen dies jedoch nahe. Möglicherweise wurde hier eine nötige Anpassung des § 17 übersehen.

Sollte es sich um eine übersehene Anpassung handeln, sprechen wir uns dennoch gegen die Anpassung des § 17 und die Einführung einer kontinuierlichen Messung für Methanemissionen bei Verbrennungsmotoren aus. BVT 4 und die entsprechende Tabelle der BVT-Schlussfolgerungen, welche die zu überwachenden Emissionen in die Luft, sowie die dazugehörige Messhäufigkeit zusammenfasst, gibt für Methan eine Häufigkeit von „einmal jährlich“ und unter „Lasten > 70 %“ an. In der 44. BImSchV wurde die jährliche Ermittlung für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff¹, unter „Volllast“² bereits so umgesetzt; „*Inbesondere An- und Abfahrzeiten sind in diesem Zusammenhang auszunehmen*“². Diese Regelungen sollten gleichermaßen in der 13. BImSchV angewendet werden.

Weiterhin sprechen wir uns gegen die explizite Messung einer Methankonzentration aus, unabhängig ob kontinuierlich oder durch Einzelmessungen. Nach unserem Kenntnisstand gibt es kein geeignetes Referenzmessverfahren zur Feststellung der Methankonzentration.³ Methansensoren, analog bspw. zu NO_x-Sensoren sind nicht erhältlich. Daher empfehlen wir, wie oben beschrieben, die Messung von organischen Stoffen angegeben als Gesamtkohlenstoff.

Wir sehen zudem die Unterscheidung in reine Methanemissionen und Emissionen organischer Stoffe vor dem Hintergrund, Treibhausgasemissionen zu kontrollieren, aus technischer Sicht als nicht notwendig an und mit unverhältnismäßig höherem mess-technischem Aufwand verbunden. Studien zufolge haben Methanemissionen bei Verbren-

¹ Nach § 24 Abs. 11 44. BImSchV

² Nach § 31 Abs. 3 44. BImSchV

³ Ergänzende Information: Ein Flammenionisationsdetektor (FID) als Referenzmessverfahren eignet sich nur bedingt zur Messung von Methan. Ein FID kann die unterschiedlichen Kohlenwasserstoffe nicht unterscheiden, weshalb eine aufwendige Filterung des Abgases nötig wäre, um gezielt Methanemissionen zu messen, welche von einem FID dann auch nur als Gesamtkohlenstoff angegeben werden können. Ein Fourier-Transform-Infrarotspektrometer (FTIR) kann die einzelnen Kohlenwasserstoffe unterscheiden und wäre für eine Messung von Methanemissionen geeignet, ist jedoch nicht als Referenzmessverfahren vorgesehen. Weiterhin sind FTIR Messgeräte erheblich kostenintensiver als FID Messgeräte. [Diskussionsergebnis Expertenworkshop „Methanschleup bei Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen“ des Umweltbundesamtes, 11. Februar 2020, Dessau-Roßlau]

nungsmotoren einen Anteil von ca. 90 % an den Emissionen organischer Stoffe⁴. Dieser Anteil schwankt nur in geringem Maße, bspw. durch unterschiedliche Gasqualitäten.

§ 33 Emissionsgrenzwerte für Gasturbinenanlagen

Abs. 8 – Abweichende Regelungen für NO_x-Grenzwerte bei Bestandsanlagen

Vor dem Hintergrund des Atomausstiegs und des beschlossenen Kohleausstiegs, werden gasbasierte Kombikraftwerke (GuD-Anlagen) mit hohen elektrischen Wirkungsgraden eine entscheidende Rolle im Energiesystem der Zukunft spielen. Für Neuanlagen wurde diese Besonderheit bei der Festlegung von NO_x-Grenzwerten bereits berücksichtigt. Es ist aber zudem wichtig, solche Rahmenbedingungen zu schaffen, die ebenfalls einen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen ermöglichen.

Forderung

Wir fordern die **Anpassung der NO_x-Grenzwerte entsprechend des elektrischen Nettowirkungsgrades bei GuD-Anlagen nach Abs. 3 auch für bestehende Anlagen und Altanlagen, sowie 2003-Altanlagen (Abs. 8)** anzuwenden.

Diese Ausnahmeregelung für Neuanlagen nach Abs. 3 deckt sich auch mit den BVT-Schlussfolgerungen nach BVT 44, Tabelle 24, Fußnote 8. Dort ist die Ausnahmeregelung aber für alle Anlagen anzuwenden, sodass auch Bestandsanlagen davon profitieren. Gleiches sollte für die Regelungen der 13. BImSchV gelten.

Würde diese Ausnahmeregelung nicht um die Bestandsanlagen erweitert, so läuft eine Vielzahl effizienter GuD-Bestandsanlagen Gefahr, zwangsweise stillgelegt zu werden. Denn eine Nachrüstung dieser Anlagen ist aufgrund des Alters unwirtschaftlich und mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden. Bei einem Großteil der Anlagen lassen zudem die örtlichen Platzbedingungen eine Nachrüstung nicht zu.

Mit Blick auf den Kohleausstieg, welcher alleine schon viele Betreiber vor große Herausforderungen stellt, würde hierdurch kurzfristig noch mehr gesicherte Kapazität wegfallen, als dies ohnehin schon der Fall ist. Das Stromnetz würde dadurch eine wichtige Säule an gesicherter Leistung verlieren und KWK-Anlagenbetreiber verlieren wichtige Anlagen zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung.

Sollte Abs. 3 bereits für die Anwendung bei Bestandsanlagen beabsichtigt sein, ist diese Forderung gegenstandslos. Wir empfehlen jedoch zum leichteren Verständnis den Bezug zwischen den entsprechenden Absätzen herzustellen.

⁴ Vorgestellt von Dr.-Ing. M. Prager, Technische Universität München, „Aktuelle Forschungsarbeiten der Industrie zur Methanminderung bei Gasmotoren“, Expertenworkshop „Methanschluß bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen“ des Umweltbundesamtes, 11. Februar 2020, Dessau-Roßlau

Abs. 8 – Abweichende Regelungen für NO_x-Grenzwerte

Forderung

Wir fordern **den Ersatz des Kriteriums „mittlerer brennstoffbezogener Jahresnettonutzungsgrad“** im Rahmen der Ausnahmeregelungen für höhere NO_x-Grenzwerte durch das Kriterium „gesamter Nettobrennstoffnutzungsgrad“.

Der Begriff „mittlerer brennstoffbezogener Jahresnettonutzungsgrad“ sollte durch „gesamter Nettobrennstoffnutzungsgrad“ ersetzt werden (vgl. auch Forderung zu § 2 Begriffsbestimmungen). Die Berücksichtigung eines Jahresnettonutzungsgrades führt zu Unsicherheit bei Betreibern, da das Kriterium zur Erlaubnis höhere NO_x-Grenzwerte erst rückwirkend erfüllt werden kann. Der gesamte Brennstoffnettonutzungsgrad wird hingegen einmalig und nach wesentlichen Änderungen bei Vollast ermittelt, wodurch die Betreiber die nötige Sicherheit erhalten.

Abs. 8 Satz 2 – Abweichende Regelungen für NO_x-Grenzwerte bei Altanlagen

Forderung

Wir fordern die Ausnahmeregelung zur **Erhöhung der NO_x-Grenzwerte auch für Gasturbinen-Altanlagen** mit einem gesamten Nettobrennstoffnutzungsgrad $\geq 75\%$ zu ermöglichen.

Neben GuD-Anlagen werden auch Gasturbinen-Anlagen in Kombination mit Abhitzeesseln als effiziente KWK-Technologie in der Fernwärme eingesetzt. Durch den hohen gesamten Nettobrennstoffnutzungsgrad tragen diese Anlagen gleichermaßen zur Emissionsminderung bei wie GuD-Anlagen. Diese Eigenschaft sollte in den Ausnahmeregelungen nach Abs. 8 Satz 2 ebenfalls Berücksichtigung finden.

*„Abweichend von Satz 1 Nummer 1 und 2 darf bei Altanlagen mit einem ~~mittleren brennstoffbezogenen~~ Jahresnettonutzungsgrad **gesamten Nettobrennstoffnutzungsgrad** von mindestens 75 Prozent und einer Feuerungswärmeleistung von“*

Durch das Kriterium des hohen gesamten Nettobrennstoffnutzungsgrades wird gleichermaßen verhindert, dass Gasturbinen, die nicht als KWK-Technologie eingesetzt werden, von den Ausnahmeregelungen profitieren. Andere Gasturbinen, die ebenfalls unter Abs. 8 Satz 1 Nr. 2 fallen, erreichen diese hohen gesamten Nettobrennstoffnutzungsgrade aufgrund der fehlenden Wärmenutzung nicht.

Abs. 8 Satz 5 – Abweichende Regelungen für NO_x-Grenzwerte bei 2003-Altanlagen

Forderung

Wir fordern die BVT-konforme **Erhöhung der zulässigen Betriebsstunden von 500 auf 1.500 Stunden für Gasturbinen mit offenem Kreislauf (OCGT)** im Rahmen der Ausnahmeregelung für höhere NO_x-Grenzwerte nach Abs. 8 Satz 5.

Laut Verordnungsbegründung wurde hier in Abs. 8 Satz 5 die Ausnahmeregelung für Gasturbinen nach § 8 Abs. 9 Nr. 1 der geltenden 13. BImSchV fortgeführt. Aufgrund der BVT-Schlussfolgerungen soll eine Begrenzung der Betriebsstunden auf 500 Stunden – statt

1.500 Stunden – erfolgen. Diese weitergehende Einschränkung des Betriebs für 2003-Altanlagen als Gasturbinen mit offenem Kreislauf (OCGT) ist aus unserer Sicht weder erforderlich noch erwünscht. Begründet wird es durch BVT 44, Tabelle 24, Zeile 12 in der „Vor dem 27. November 2003 in Betrieb genommene Gasturbinen oder bestehende Gasturbinen für den Notbetrieb mit < 500 Betriebsstunden pro Jahr“ aufgelistet sind. Betrachtet man jedoch Zeile 4 der Tabelle 24, so wird nach unserem Verständnis durchaus die Möglichkeit eröffnet, die Ausnahmeregelungen mit den geltenden 1.500 Betriebsstunden für OCGT-2003-Altanlagen ohne Änderung fortzuführen. Fußnote 7 weist explizit auf einen Tagesmittelwert bis 80 mg für 2003-Altanlagen mit Betriebsstunden zwischen 500 und 1.500 Stunden hin. Der in derselben Zeile angegebene Jahresmittelwert kommt bei diesen Anlagen (< 1.500 Betriebsstunden pro Jahr) nach Fußnote 3 nicht zur Anwendung.

Deshalb halten wir die Anpassung der Betriebsstunden bei OCGT-Anlagen für nicht notwendig und sehen die bisherige Ausnahmeregelungen für Tagesmittelwerte von 75 mg und Halbstundenmittelwerte von 150 mg bei OCGT-2003-Altanlagen mit weniger als 1.500 Betriebsstunden weiterhin als BVT-konform an. Ggf. müsste eine weitere Unterteilung des Satzes erfolgen, um zwischen OCGT-Anlagen und GuD-Anlagen entsprechend zu unterscheiden.

Nach unserer Ansicht zielt Zeile 12 nur auf Anlagen im Notbetrieb mit weniger als 500 Betriebsstunden ab. Die Bedingung „für den Notbetrieb mit < 500 Betriebsstunden pro Jahr“ bezieht sich somit auf beide Anlagentypen – „vor dem 27. November 2003 in Betrieb genommene Gasturbinen“ und „bestehende Gasturbinen“.

§ 34 Emissionsgrenzwerte für Verbrennungsmotoren

Abs. 1 Nr. 2 Buchst. c - Methanemissionen

Wir erkennen die erhöhte Klimawirksamkeit von Methan an und sehen auch die Notwendigkeit, das Problem vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung zu adressieren. Gleichwohl müssen den Grundsätzen der Planungssicherheit, Investitionssicherheit, sowie dem aktuellen Stand der Technik gleichermaßen Rechnung getragen werden. Hier sehen wir noch dringenden Anpassungsbedarf bei dem vorliegenden Entwurf, da der vorgeschlagene Grenzwert von 800 mg Methan von (Mager-) Verbrennungsmotoren weder durch Primärmaßnahmen (motorseitig) noch durch Sekundärmaßnahmen (Abgasnachbehandlung) einhaltbar ist.⁵

Forderung

Wir fordern aufgrund fehlender Notwendigkeit und einer konsistenten Verordnungsgebung die **Einführung eines Emissionsgrenzwertes für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff**, anstelle der Einführung eines Grenzwertes für Methanemissionen.

⁵ Ergänzung: Die Aussage der Verordnungsbegründung „Dieser Bereich kann erreicht werden bei guter Einstellung der Ventile der Verbrennungsmotorenanlage, was der Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 als BVT einstuft.“ können wir nicht bestätigen und eine entsprechende Aussage im Durchführungsbeschluss haben wir nicht finden können.

Zum einen stellt die Einführung einer Methanmassenkonzentration als Emissionsgrenzwert eine Abweichung von den BVT-Schlussfolgerungen dar. In BVT 45, Tabelle 26 werden Methanemissionen als „GesamtC“ angegeben. Es stellt weiterhin eine Abweichung der bestehenden Verordnung, der 44. BImSchV, dar.

Zum anderen ist die Erfassung der organischen Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff, messtechnisch einfacher als die explizite Messung von Methanemissionen, selbst wenn diese dann auch als Gesamtkohlenstoff angegeben werden. Das Methan müsste zunächst von den restlichen organischen Stoffen getrennt werden, bspw. durch Filteranlagen, um dann als Gesamtkohlenstoff erfasst zu werden. Aus technischer Sicht führt eine Methanmessung zu einem nicht zweckmäßigen, höheren Aufwand im Bereich der Messtechnik. Studien zufolge haben Methanemissionen bei Verbrennungsmotoren einen Anteil von ca. 90 % an den Emissionen organischer Stoffe⁶. Dieser Anteil schwankt nur in geringem Maße, bspw. durch unterschiedliche Gasqualitäten.

Auch durch die abweichende Festlegung bleibt die Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen nach Artikel 15 Abs. 3 der Richtlinie 2010/75/EU ausdrücklich gewahrt. Es muss demnach lediglich sichergestellt werden, dass die BVT-assozierten Emissionswerte eingehalten werden. Mit einem Emissionsgrenzwert für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff, welcher innerhalb der BVT-assozierten Emissionswerte für Methan liegt, werden auch die BVT-assozierten Grenzwerte für Methan immer eingehalten, da Methan vollständig in den organischen Stoffe abgebildet wird. Die Methanemissionen liegen tendenziell sogar etwas unterhalb der Emissionen für organische Stoffe, da hier noch andere Emissionen wie bspw. Ethen abgebildet werden.

⁶ Vorgestellt von Dr.-Ing. M. Prager, Technische Universität München, „Aktuelle Forschungsarbeiten der Industrie zur Methanminderung bei Gasmotoren“, Expertenworkshop „Methanschluß bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen“ des Umweltbundesamtes, 11. Februar 2020, Dessau-Roßlau

Forderung

Wir fordern aus folgenden Gründen einen **Emissionsgrenzwert für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff, von zunächst 1.300 mg/m³ bei 5 % Bezugs-sauerstoff** festzulegen:

- Konsistenz in der Verordnungsgebung für technisch gleiche Anlagen
- Beachtung des aktuellen Stands der Technik, fehlende Optionen für eine effektive Nachrüstung oder Umrüstung
- fehlende Datenbasis
- technische Unsicherheiten und mangelnde Erfahrung, u.a. bei der Auswirkung des Alterungsprozesses

Im Sinne der Investitions- und Planungssicherheit, aber auch einer konsistenten Verordnungsgebung fordern wir die Einführung des Grenzwertes ab August 2023 (vgl. auch Forderung zu § 39 Übergangsregelung).

Weiterhin schlagen wir eine Möglichkeit vor, den Grenzwert geplant, nach einer adäquaten Frist anzupassen, um dem Technologiefortschritt und der Klimawirksamkeit Rechnung zu tragen. Dies sollte durch eine Klausel in der Verordnung gezielt geregelt werden. Der Zeitraum der Frist muss dann sinnvoll genutzt werden, um die fehlende Datenbasis zu erstellen, Unsicherheiten abzubauen und Forschungsprojekte zu initiieren. Als adäquaten Zeitraum empfehlen wir vier Jahre.

Anlage 2 zeigt grafisch, wie eine schrittweise Einführung in den nächsten Jahren planungssicher erfolgen kann.

Ziel der klimafreundlichen Alternative bleibt bei KWK ausdrücklich gewahrt

Die Entwicklungen der letzten Jahre im Bereich der Verbrennungsmotoren zeigen, dass diese Technologie gerade als KWK-Technologie im Bereich der Fernwärme verwendet wird. Die einfache Vergleichsrechnung in Anlage 1 zeigt, dass selbst bei Methanemissionen von 1.300 mg/m³, angegeben als Gesamtkohlenstoff, die Einsparungen an CO₂-Äquivalenten durch die Verwendung von Verbrennungsmotoren als KWK-Technologie rund 10 % betragen, verglichen mit einer ungekoppelten Erzeugung, unter Annahme gleicher Strom- und Wärmemengen, basierend auf den harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerten nach (EU) 2015/2402 vom 12. Oktober 2015. Somit repräsentieren Motoren-Heizkraftwerke schon heute eine klimafreundliche, CO₂-sparende Alternative.

Die durch den Methanschlepp entstehenden Treibhausgasemissionen werden durch den Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas, sowie die hohe Anlageneffizienz und eine flexible Anlagenfahrweise aufgewogen.

Technisch kein Unterschied zu Anlagen in der 44. BImSchV

Technisch unterscheiden sich die eingesetzten Verbrennungsmotoren im Anwendungsbereich der vorliegenden Verordnung nicht von dem Anwendungsbereich der 44. BImSchV, welche seit Juni 2019 in Kraft ist. Die Aussage der Verordnungsbegründung, dass „daher auch grundsätzlich von einem vergleichbaren Emissionsverhalten der Verbrennungsmotorenanlagen auszugehen [ist]“, ist deshalb zu bekräftigen. Ein Motoren-Heizkraftwerk besteht in der Regel aus mehreren Einzelmotoren, sogenannten Modulen.

Aus dieser modularen Bauweise ergeben sich für den Anlagenbetreiber einige Vorteile, u.a. im Bereich der Flexibilität.⁷

Skaleneffekte, welche sich positiv auf Emissionen – im speziellen Methanemissionen – auswirken, wie es bei anderen Anlagentechniken durchaus der Fall ist, sind bei Motoren durch die Verwendung mehrerer Einzelmotoren nicht zu erwarten. Auch bei der Abgasnachbehandlung lassen sich keine Skaleneffekte erzielen, welche sich positiv auf das Methanemissionsverhalten auswirken. Die Aussage der Verordnungsbegründung, dass „die Aggregation mehrerer mittelgroßer Verbrennungsmotoranlagen zu einer großen Verbrennungsmotoranlage deutliche Synergieeffekte in Bezug auf die Abgasnachbehandlung mit sekundärer Abgasreinigungstechnik [erwarten lässt]“ ist technisch und sachlich nicht nachvollziehbar.

Fehlende Datenbasis

Aufgrund der geringen Datenbasis und fehlender Erfahrungswerte kann man die Einhaltung der 800 mg(Methan)/m³ (entspricht 600 mg Methan, angegeben als Gesamtkohlenstoff) nur vorbehaltlich einschätzen. Methanemissionen von Verbrennungsmotoren wurden bisher nur für wenige Anlagen gemessen und in einer geringen Anzahl von Studien erfasst. Gemeinsames Ergebnis dieser Studien sowie der BVT-Schlussfolgerungen ist ein großer Wertebereich der festgestellten Methanemissionshöhen⁸, wodurch Rückschlüsse und Verallgemeinerungen nach jetzigem Stand nicht möglich sind.

- ➔ Hier müssen in Zukunft weitere Forschungsvorhaben und Studien angestoßen werden, um solche restriktiven Grenzwerte zu validieren und auf eine technisch sinnvolle Basis zu stellen.

Technische Unsicherheiten und mangelnde Erfahrung

Es ist nicht bekannt, wie sich der technische Alterungsprozess von Motoren auf die Methanemissionen auswirkt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Methanemissionen durch die Motoralterung über die Jahre ansteigen. Selbst wenn eine Neuanlage dementsprechend den Grenzwert zu Beginn einhält, besteht die Gefahr, dass Anlagen wegen

⁷ Ergänzendes Beispiel: Ein Einzelmotor mit 10 MW elektrischer Leistung, was ca. 20 MW Feuerungswärmeleistung entspricht, fällt in den Anwendungsbereich der 44. BImSchV und muss einen Grenzwert für organische Stoffe inkl. Methan, angegeben als Gesamtkohlenstoff, von 1.300 mg/m³ einhalten. Ein Motoren-Heizkraftwerk, bestehend aus fünf Einzelmotoren mit insgesamt 50 MW elektrischer Leistung, was ca. 100 MW Feuerungswärmeleistung entspricht, fällt in den Anwendungsbereich der vorliegenden 13. BImSchV und müsste somit, nach jetzigem Entwurfsstand einen deutlich niedrigeren Grenzwert einhalten. Unter vereinfachten Annahmen ist der Grenzwert für technisch gleiche Motoren in der 13. BImSchV über 50 % geringer als in der 44. BImSchV. Vereinfachte Annahmen sind dabei, dass die 1.300 mg organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff, zu 100 % aus Methan bestehen und die 800 mg Methan einem Wert von 600 mg Methan, angegeben als Gesamtkohlenstoff entsprechen.

⁸ BVT-Schlussfolgerung: 573 mg(Methan als Gesamtkohlenstoff)/m³ bis 1.333 mg(Methan als Gesamtkohlenstoff)/m³ bei 5 % Bezugssauerstoff für Neuanlagen [BVT-Schlussfolgerungen, 2017, BVT 45, Tabelle 26]

der steigenden Emissionen nicht die erwarteten Laufzeiten erreichen und frühzeitig stillgelegt werden müssten.

Über mögliche Maßnahmen diesem Prozess entgegenzuwirken ist bisher wenig bekannt. Dieser Aspekt gefährdet die Wirtschaftlichkeit massiv und führt zu einer großen Unsicherheit bei Betreibern und Investoren.

- Die aktuell vorhandenen technischen Unsicherheiten müssen durch ausreichend Spielraum berücksichtigt werden. Durch zukünftige Studien und Forschungsarbeiten können diese Unsicherheit beseitigt werden.

Zudem lässt sich der Betriebszustand eines Motors durch zahlreiche Parameter bezüglich seiner Leistung, Effizienz oder seiner Emissionen optimieren. Über die Jahre haben Hersteller und Betreiber Erfahrungen in den Parametereinstellungen sammeln können, die bspw. zu einer hohen Brennstoffausnutzung bei geringen NO_x-Emissionen führen. Bisher liegen über die Auswirkungen einer neuen Optimierungsgröße hinsichtlich Methanemissionen in der Praxis diese Erfahrungen nicht vor. Laboruntersuchungen⁹ zeigen jedoch tendenziell eine Gegenläufigkeit von Methan- und NO_x-Emissionen, sodass die Verringerung der Methanemissionen durch motorische Maßnahmen zu einer Erhöhung der NO_x-Emissionen führt.

- Die Einführung des Emissionsgrenzwertes für Methan darf unter keinen Umständen eine Verschlechterung der Gesamtemissionen bewirken. Die fehlende Praxiserfahrung über den Einfluss einer methanreduzierenden Fahrweise auf andere Emissionswerte muss berücksichtigt und der Einfluss zukünftig weiter untersucht werden.

Berücksichtigung unterschiedlicher Betriebszustände

Die Methanemissionen von Verbrennungsmotoren werden beeinflusst durch unterschiedliche Faktoren, welche vor allem abhängig vom Betriebszustand des Motors sind. Die Einhaltung eines Grenzwertes kann nur bei einem entsprechend optimierten Betrieb und unter gleichbleibenden, stabilen Betriebsbedingungen gewährleistet werden. Deshalb darf sich die Einhaltung des Grenzwertes nur auf den Volllastbetrieb beschränken. (vgl. ebenfalls BVT 45 „Dieser Wert wird als C bei Volllast ausgedrückt“, BVT 4 „Lasten > 70 %“)

Fehlende Möglichkeit zur Nachrüstung und drohende Stilllegungen

Aktuell gibt es keine geeigneten Sekundärmaßnahmen für eine effektive Reduktion von Methan im Abgas von Verbrennungsmotoren im vorliegenden Anwendungsbereich. Auch in den BVT-Schlussfolgerungen wird für die Reduktion von Methan im Abgas keine Technologie als Stand der Technik identifiziert und anerkannt.¹⁰ Der Gedanke, die Anlagen schon jetzt mit wirksamen Methanemissionsminderungen zu planen, wie es in der Verordnungsbegründung steht, ist zwar verständlich, entspricht aber nicht dem Stand der Technik und kann somit nicht als Grundlage einer Grenzwertfestlegung genutzt werden.

⁹ Vorgestellt von Dr.-Ing. M. Prager, Technische Universität München, „Aktuelle Forschungsarbeiten der Industrie zur Methanminderung bei Gasmotoren“, Expertenworkshop „Methanschluß bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen“ des Umweltbundesamtes, 11. Februar 2020, Dessau-Roßlau

- Es müssen zukünftig weitere Forschungsarbeiten zur Entwicklung effektiver Sekundärmaßnahmen gerade im Bereich von Oxidationskatalysatoren durchgeführt werden.¹⁰ Zu diesem Ergebnis kam auch der am 11. Februar 2020 veranstaltete Expertenworkshop des Umweltbundesamtes zum Thema „Methanschluß bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen“.

Aufgrund der fehlenden Nachrüstungsmöglichkeiten werden vor allem Betreiber von Bestandsanlagen vor nicht lösbare Herausforderungen gestellt. Eine Anwendung des Grenzwertes auf Bestandsanlagen würde deshalb einer ordnungsrechtlichen Stilllegung gleichkommen. Zudem sind Investoren und Betreiber auf Investitionssicherheit angewiesen, weshalb für diese Bestandsanlagen ein Bestandsschutz berücksichtigt werden muss.

- Um Investitionssicherheit zu gewährleisten, muss ein Bestandsschutz oder entsprechend sinnvolle Übergangsregelungen, die einen Anlagenlebenszyklus abdecken, ausgestaltet werden.

¹⁰ Ergänzung: Innerhalb des europäischen LCP-Bref Dokuments werden Oxidationskatalysatoren zudem explizit als ungeeignet für die Reduktion von Methan beschrieben. Eine thermische Nachverbrennung (TNV), welche häufig in Diskussionen genannt wird, ist für die Minderung von Methanemissionen zwar äußerst effektiv, gehört aber zu den „entstehenden Technologien“ nach Kapitel 11 und bildet somit auch aus europäischer Sicht keineswegs den Stand der Technik ab. Diese Technologie benötigt außerdem eine konstante Betriebsweise und eignet sich ausdrücklich nicht für den flexiblen, netzdienlichen und strommarktorientierten Betrieb wie er in der Fernwärme vorliegt. [Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants, 2017, S. 786 und S. 843] Der Hinweis in der Verordnungsbegründung, dass durch Sekundärmaßnahmen wie eine thermische Nachverbrennung hohe Methanminderungsraten erzielt werden können, ist somit grundsätzlich richtig; die technischen Voraussetzungen, welche im vorliegenden Anwendungsfall explizit nicht gegeben sind, werden dort jedoch nicht berücksichtigt. Die bisher am Markt verfügbaren TNV-Technologien sind zudem nicht für die erforderlichen Leistungsklassen verfügbar, sehr kostenintensiv und haben einen großen Platzbedarf, welcher die Nachrüstung von Bestandsanlagen zusätzlich erschwert. Am Markt verfügbare TNV-Technologien für Biogasverbrennungsmotoren, wie bspw. das CL.AIR-System von INNIO Jenbacher GmbH und Co OG, sind im Leistungsbereich von ca. 300 kW bis 1.500 kW, bezogen auf die elektrische Leistung des Verbrennungsmotors, erhältlich. Im Anwendungsbereich der Motorenheizkraftwerke und dem Anwendungsbereich der vorliegenden Verordnung werden aber zunehmend Motoren mit einer elektrischen Leistung bis zu 10.000 kW eingesetzt.

Alternative Forderung, falls eine generelle Anpassung unter keinen Umständen umzusetzen ist.

Wir fordern die **Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften von Verbrennungsmotoren als klimafreundliche KWK-Technologie im Bereich der Fernwärme.**

Die Berücksichtigung kann durch Ausnahmeregelungen erfolgen, die einen höheren Grenzwert für organische Emissionen, gemessen als Gesamtkohlenstoff, bei KWK-Anlagen zulassen. Dadurch würde die in § 7 der Verordnung getroffenen Regelungen, KWK-Anlagen als bevorzugte Technologie zu verwenden, indirekt flankiert.

Bei der Technologie der Verbrennungsmotoren muss die Besonderheit und Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Anwendungsfall der Fernwärmeversorgung berücksichtigt

werden. Die Vorteile der KWK werden nach unserer Einschätzung bei der Grenzwertfestlegung und der Verordnungsbegründung nicht genügend berücksichtigt. Die angeführten Vergleichsrechnungen zielen dabei generell auf eine ungekoppelte Stromerzeugung mit Verbrennungsmotoren als Ersatz für reine Kohlekraftwerke ab. Die Entwicklungen der letzten Jahre im Bereich der Verbrennungsmotoren zeigen jedoch, dass diese Technologie gerade als KWK-Technologie im Bereich der Fernwärme verwendet wird. Hier können die technischen Vorteile von Flexibilität, Modularität und hohem Brennstoffnutzungsgrad besonders gut genutzt werden.

Bereits gebaute Anlagen wie bspw. die der Stadtwerke Kiel und Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, aber auch geplante Anlagen wie die der swb AG (Bremen) oder RheinEnergie AG (Köln), widerlegen somit die Annahme, dass die Anlagen, die von der vorliegenden Verordnung betroffen sind, sich auf den Ersatz von Kohlekraftwerken beschränken. Als KWK-Technologie stellen Verbrennungsmotoren bereits heute eine deutlich klimafreundlichere Alternative zur Kohleverbrennung dar.

Die einfache Vergleichsrechnung in Anlage 1 zeigt, dass selbst bei Methanemissionen von 1.300 mg/m^3 , angegeben als Gesamtkohlenstoff, die **Einsparungen an CO_2 -Äquivalenten rund 10 % betragen** (verglichen mit einer ungekoppelten Erzeugung, unter Annahme gleicher Strom- und Wärmemengen, basierend auf den harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerten nach (EU) 2015/2402 vom 12. Oktober 2015).

§ 39 Übergangsregelung

Forderung

Wir fordern eine **ausreichend lange Übergangsfrist für Bestandsanlagen**. Der Begriff Bestandsanlagen sollte dabei für alle Anlagen gelten, welche bis 2023 in Betrieb gehen. Dadurch wird die Investitions- und Planungssicherheit im Rahmen des Möglichen gewahrt, Betreiber werden aber dazu veranlasst, nach dieser Zeit in neue, noch klimafreundlichere Anlagen zu investieren. Damit kann der Gesetzgeber vorbeugen, Anlagen nur auf Grund eines Bestandsschutzes unverhältnismäßig lange zu betreiben.

Laut Verordnungsbegründung ergibt sich die Übergangsfrist für bestehende Anlagen, der 18. August 2021, aus der Richtlinie 2010/75/EU mit dem Veröffentlichungsdatum des Durchführungsbeschluss 2017/1442 (EU). Dort wird eine vierjährige Frist gewährt. Nach § 7

Abs. 1a Nr. 1 BImSchG hätte eine Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen und eine Anpassung der Verordnungen jedoch bereits innerhalb einer einjährigen Frist nach der Veröffentlichung der BVT-Schlussfolgerungen erfolgen müssen, somit zum August 2018. Durch die von der Bundesregierung um 24 Monate verzögerte Umsetzung entsteht hier für Anlagenbetreiber ein Nachteil, welchen diese nicht zu verantworten haben. Wäre die Bundesregierung innerhalb der einjährigen Frist zur Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen nach § 7 Abs. 1a Nr. 1 BImSchG geblieben, so hätten Anlagenbetreiber bestehender Anlagen mindestens eine 36 monatige anstelle der 12 monatigen Übergangsregelung. Dies hätte wesentlich zur Planungs- und Investitionssicherheit beigetragen. Die Übergangsfrist sollte sich deshalb an der minimalen Übergangsfrist orientieren, welche bei fristgerechter Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen gegeben wäre: 36 Monate.

Anlage 1

Beispielrechnung zur Klimawirksamkeit der gekoppelten und der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung			
Rahmenbedingungen	Energiemengen	Stoffdaten Methan	
Jahresmenge Strom	30.000 MWh _{el}	Heizwert	50,00 MJ/t
Jahresmenge Wärme	27.391 MWh _{th}	Heizwert	13,89 MWh/t
		Dichte	0,00072 t/m ³
		EF	2,74 tCO ₂ /tMethan
		GWP	25,00
	gekoppelte Erzeugung Strom und Wärme	ungekoppelte Erzeugung Strom	ungekoppelte Erzeugung Wärme
Anlagenkenndaten	BHKW 6¹		
el. Leistung	10.000 kW _{el}	10.000 kW _{el}	-
th. Leistung	9.130 kW _{th}	-	9.130 kW _{th}
el. Wirkungsgrad	46,00%	53% ²	-
th. Wirkungsgrad	42,00%	-	92% ³
ges. Wirkungsgrad	88,00%	-	-
Feuerungswärmeleistung	21,74 MW	18,87 MW	9,92 MW
Verbrennungsluftverhältnis (λ)	1,60	-	-
Methanemissionen bei 5 % Bezugssauerstoff	1,7 g/m ³ _{Abgas}	-	-
Methanemissionen bei 5 % Bezugssauerstoff, angegeben als Gesamtkohlenstoff	1,3 g/m ³ _{Abgas}	-	-
Berechnung der CO₂-Emissionen	BHKW 6	ungekoppelte Erzeugung	
Jahresbrennstoffmenge Methan	4.696 t	4.075 t	2.144 t
CO ₂ Emissionen bei 100% Verbrennung	12.866 t	11.167 t	5.874 t
Methanschlupf	2,65% Gew.-% ⁴	-	-
Methanschlupf absolut	124,51 t	-	-
CO ₂ -Emissionen durch Verbrennung mit Methanschlupf	12.525 t	-	-
CO ₂ -Äquivalente durch Methanschlupf	3.113 t	-	-
Gesamte CO₂-Emission (mit Methanschlupf inkl. CO₂Äqui)	15.638 t	17.040	t
Reduktion der CO₂-Emissionen durch gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung		8,2%	
<p>¹nach Anlagendaten des BHKW 6 aus dem Bericht "Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung", Tabelle 20 "Betrachtete KWK-Anlagen", Prognos et al (2019)</p> <p>²Anhang I, G10. nach DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2015/ 2402 DER KOMMISSION - vom 12. Oktober 2015 - zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/ 27/ EU des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/ 877/ EU der Kommission</p> <p>³Anhang II, G10. nach DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2015/ 2402 DER KOMMISSION - vom 12. Oktober 2015 - zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/ 27/ EU des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/ 877/ EU der Kommission</p> <p>⁴errechnet anhand des Verbrennungsprozesses. Nachzuvollziehen auch mit "Berechnung des zusätzlichen THG-Potentials durch Methanschlupf", Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung, Prognos et al (2019)</p>			

Quelle: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

Anlage 2

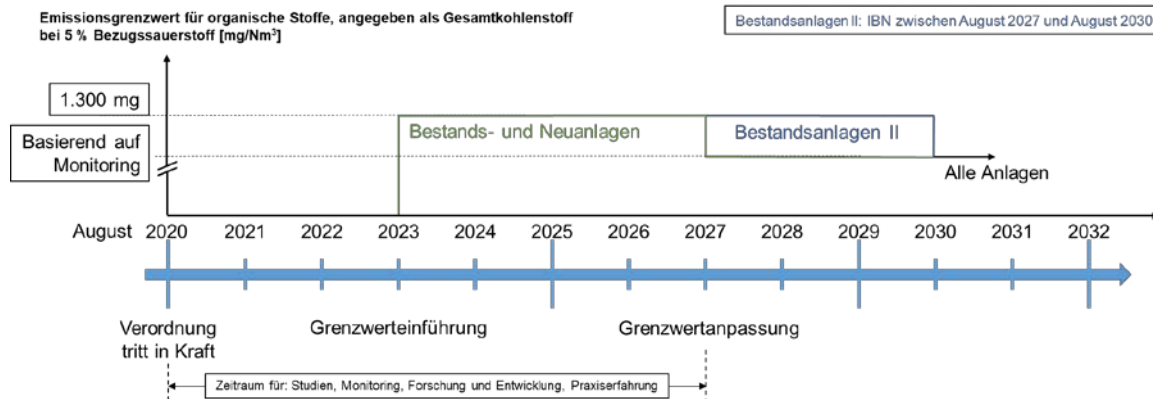


Abbildung 1 Zeitlicher Verlauf von Fristen und Grenzwerten [AGFW e. V.]

1. Die Einführung des Grenzwertes erfolgt zum August 2023. Vorher gilt für keine der Anlagen, weder Neu- noch Bestandsanlagen, ein Grenzwert für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff.
2. Schon jetzt müssen Forschungsarbeiten, Studien und ein umfangreiches Monitoring angestoßen werden, um eine etwaige zukünftige Grenzwertanpassung auf eine valide Datenbasis zu stellen und den Stand der Technik weiterzuentwickeln.
3. Ab August 2023 gilt dann für alle Anlagen ein Grenzwert von 1.300 mg/m³ für organische Stoffe, angegeben als Gesamtkohlenstoff.
4. Im Jahr 2027 kann dann auf Basis der zwischenzeitlich beendeten Studien und Forschungsarbeiten und auf Grundlage der bis dahin mit dem Grenzwert gesammelten Erfahrungen eine Anpassung des Grenzwertes erfolgen. Die Einhaltung des Grenzwertes gilt durch entsprechende Übergangregelungen erst ab 2030, um auch hier ein möglichst hohes Maß an Planungssicherheit zu geben.

Herausgeber:

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

Tobias Roth
Referent Erzeugung, Sektorkopplung
und Speicher
Tel.: +49 69 6304-347
E-Mail: t.roth@agfw.de

Dr.-Ing. Jens Kühne
Bereichsleiter Erzeugung, Sektorkopplung
und Speicher
Tel.: +49 69 6304-280
E-Mail: j.kuehne@agfw.de

Stresemannallee 30, D-60596 Frankfurt am Main
Postfach 70 01 08, D-60551 Frankfurt am Main

Telefon: +49 69 6304-1
Telefax: +49 69 6304-391
E-Mail: info@agfw.de
Internet: www.agfw.de

AGFW ist der S5itzen- und Vollverband der energieeffizienten Versorgung mit Wärme, Kälte und Kraft-Wärme-Kopplung. Wir vereinen rund 550 Versorgungsunternehmen (regional und kommunal), Contractoren sowie Industriebetriebe der Branche aus Deutschland und Europa. Als Regelsetzer vertreten wir über 95 % des deutschen Fernwärmeanschlusswertes.

B.KWK Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.

Heinz Ullrich Brosziewski
Vize-Präsident im Bundesverband Kraft-Wärme-
Kopplung e. V.
Tel.: +49 511 215 04 98
E-Mail: post@broziewski.de

Robert Koch Platz 4, 10115 Berlin
Telefon: +49 30 2701 9281-0
Telefax: +49 30 27019281-99
E-Mail: info@bkwk.de
Internet: www.bkwk.de

Der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK) ist ein breites gesellschaftliches Bündnis von Unternehmen, Institutionen und Einzelpersonen zur Förderung des technischen Organisationsprinzips der Kraft-Wärme-Kopplung, unabhängig von der Art und der Größe der Anlagen, vom Einsatzbereich und vom verwendeten Energieträger. Der Verband wurde 2001 in Berlin gegründet und zählt mittlerweile rund 600 Mitglieder. Ziel ist dabei die Effizienzsteigerung bei der Energieumwandlung zur Schonung von Ressourcen und zur Reduktion umwelt- und klimaschädlicher Emissionen.

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.

Jürgen Stefan Kukuk
Geschäftsführer
Tel.: +49 30 22 19 13 49-2
E-Mail: kukuk@asue.de

Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin
Telefon: +49 30 22 19 13 49-0
Telefax: +49 30 22 19 13 49-9
Mail: buero-berlin@asue.de
Internet: www.asue.de

Die Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch ist ein Zusammenschluss von Stadtwerken, Energieversorgern, Herstellern und Ingenieurbüros, die sich gemeinsam für die Fortentwicklung effizienter und umweltschonender Energieanwendungen einsetzen. Für den Umbau der energiewirtschaftlichen Strukturen zu einem klimaneutralen und erneuerbaren Energiesystem bietet ASUE eine Plattform für Experten.

© copyright
AGFW, Frankfurt am Main
B.KWK, Berlin
ASUE, Berlin