

VCI-Position zum ressortabgestimmten Referentenentwurf zur Umsetzung des LCP-BREFs vom 25.06.2020

Vorbemerkung:

Das Bundesministerium für Umwelt hat am 25.06.2020 den ressortabgestimmten Referentenentwurf veröffentlicht und um Stellungnahme im Vorfeld der Anhörung gebeten. Mit dem vorliegenden Entwurf sollen die BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen (LCP) sowie ein Teil der BVT-Schlussfolgerungen für die Herstellung von organischen Grundchemikalien (LVOC), Raffinerien (REF) und Zellstoffherstellung (PP) in deutsches Recht umgesetzt werden. Zudem wird die Mitverbrennung durch eine Artikelverordnung in der 17. BImSchV geändert.

Das BMU hat zunächst einige Fachgespräche zu verschiedenen Themenschwerpunkten noch weit vor Veröffentlichung des Referentenentwurfs geführt. Dieses Engagement und die frühe Einbindung aller Stakeholder begrüßen und unterstützen wir als VCI ausdrücklich.

Allgemein:

Leider ist die gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz vorgesehene Jahresfrist zur Umsetzung der BVT-Schlussfolgerungen für die beiden BVT-Merkblätter LCP und LVOC bereits seit längerem abgelaufen. Im Hinblick auf diese Vierjahresumsetzungsfrist, innerhalb derer bestehende Anlagen die Emissionsgrenzwerte der Rechtsverordnung einhalten müssen, bedarf es nun eines schnellen Vorgehens bei der Novellierung der 13. und 17. BImSchV. Für Anlagenbetreiber ergibt sich eine große Rechtsunsicherheit allein aus der Tatsache heraus, dass bis zur formalen Umsetzungsfrist nur noch weniger als ein Jahr bleibt.

Durch die Verspätung der Umsetzung in nationales Recht besteht für ggf. notwendige Nachrüstungen im Anschluss an die Novellierungen der 13. und 17. BImSchV keine angemessene und ausreichende Zeit mehr für die Betreiber sowie für die Behörden im Hinblick auf die Durchführung der Genehmigungsverfahren. Weitreichendere Maßnahmen sind unter diesen Umständen keinesfalls mehr fristgerecht umzusetzen. Der nationale Umsetzungszeitraum muss deshalb eine aufschiebende Wirkung entfalten. Der behördliche und praxisbezogene Vollzug darf nicht unter der verzögerten Umsetzung das Nachsehen haben.

Die Emissionsanforderungen des vorliegenden Verordnungsentwurfs sind für bestehende und (2003)-Altanlagen insbesondere im Hinblick auf Quecksilber, Stickoxide und Schwefeloxide sehr anspruchsvoll. Spielraum für weitere Verschärfungen besteht nicht. Andernfalls wäre der Weiterbetrieb dieser Großfeuerungsanlagen akut gefährdet.

Zudem stellt sich die Frage, wie mit Anlagen umgegangen werden soll, die schriftlich die Rückziehung der Genehmigung verkündet haben. Diesen Anlagen nach Überschreitung der Übergangsfrist eine Nachrüstung aufzuerlegen, ist unverhältnismäßig.

Des Weiteren sehen wir in der Umsetzung bestimmter weicher Schlussfolgerungen keinen Mehrwert für die Umwelt. Dies betrifft insbesondere die Schlussfolgerungen zu Wirkungsgradberechnung und Brennstoffzusammensetzung. Weitere Ausführungen dazu sind in der Einzelbewertung dargelegt. Für beide Änderungen wird die Umsetzung von Schlussfolgerungen als Begründung angeführt. Dies ist sicherlich richtig, jedoch besteht im Europarecht kein Zwang, dies zu tun. Daher sollte in der Begründung der Umweltutzen nachvollziehbar dargelegt werden.

Im Einzelnen:

§ 2 – Begriffsbestimmung

Sachstand 1:

Keine Definition der Begriffe mittelbare und unmittelbare Feuerungsanlagen bzw. direkte und indirekte (siehe auch die Übersetzung aus dem Englischen).

Was sind Feuerungsanlagen in der chemischen Industrie, die der unmittelbaren Beheizung von Gütern in Reaktoren dienen?

Auswirkungen 1:

Cracker und andere Prozessfeuerungen im Sinne der BVT-Merkblätter sollten unserer Meinung nach von der 13. BImSchV ausgenommen sein.

§ 1 (3) Nummer 5 nimmt Feuerungsanlagen von der Verordnung aus, die der unmittelbaren Beheizung von Gütern in Reaktoren dienen.

Sowohl das BVT-Merkblatt für Großfeuerungsanlagen (LCP-BREF) als auch das BVT-Merkblatt über Industrieemissionen in Bezug auf die Herstellung von organischen Grundchemikalien (LVOC-BREF) definieren Prozessfeuerungen/-öfen.

Im LVOC-BREF sind es Feuerungsanlagen, deren Rauchgase durch unmittelbaren Kontakt zur thermischen Behandlung von Objekten oder Einsatzstoffen eingesetzt werden, z. B. in Trocknungsprozessen oder chemischen Reaktoren, oder Feuerungsanlagen, deren Strahlungs- und/oder Konduktionswärme auf Objekte oder Einsatzstoffe durch eine feste Wand übertragen wird, ohne Einsatz einer intermediären Wärmeträgerflüssigkeit, z. B. Öfen oder Reaktoren zur Erwärmung eines Prozessstroms in der (petro)chemischen Industrie wie etwa Dampfcracker-Öfen.

Im LCP-BREF sind es Feuerungsanlagen, deren Abgase durch den direkten Kontakt mit dem zu behandelnden Gut bzw. Einsatzmaterial zu dessen thermischer Behandlung genutzt werden (z. B. Zement- und Kalköfen, Glasöfen, Asphaltöfen, Trocknungsprozesse, in der (petro-)chemischen Industrie eingesetzte Reaktoren, Öfen zur Verarbeitung von Eisenmetallen), oder Feuerungsanlagen, deren Strahlungs- und/oder Konduktionswärme durch eine feste Wand ohne dazwischen liegende Wärmeträgerflüssigkeit auf das zu behandelnde Gut bzw. auf das Einsatzmaterial übertragen wird (z. B. Koksöfen, Winderhitzer (Cowper), Öfen oder Reaktoren zur Heizung eines Prozessstroms in der (petro-)chemischen Industrie wie Steamcracker-Öfen, Prozessfeuerungen für die Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas (LNG) in LNG-Terminals).

Daraus ist nach unserer Auffassung zu schließen, dass die Begriffe unmittelbar mit direkt (wie auch im Englischen) und logischerweise mittelbar mit indirekt gleichzusetzen sind.

Die Definition der Feuerung eines Dampfcracker-Ofens in den BVT-Merkblättern beschreibt deshalb unserer Meinung nach eine unmittelbare Beheizung von Gütern in Reaktoren. Eine mittelbare Beheizung würde – wie in den BVT-Merkblättern beschrieben – zum Beispiel den Einsatz einer intermediären Wärmeträgerflüssigkeit bedeuten.

Die deutsche Interpretation der Begriffe der BVT-Merkblätter legt aber nahe, dass die Feuerung von Steamcracker-Öfen als unmittelbare Feuerungsanlagen angesehen werden.

So heißt es in der Begründung zu § 62 (Anwendungsbereich):

Die Vorschriften dieses Abschnittes gelten [für die] mittelbaren Beheizung von Gütern in chemischen Reaktoren dienen, und die nicht im Anwendungsbereich von Abschnitt 5 liegen.

Die Regelung in § 62 legt fest, für welche GFA im Anwendungsbereich der 13. BImSchV die zusätzlichen Anforderungen des Abschnittes gelten. Dies sind die Großfeuerungsanlagen zum Reformieren von Erdgas [...].

Der LCP-BREF regelt aber sehr deutlich, dass die folgende Anlage NICHT Bestandteil des BREFs sind:

Feuerungsanlagen, deren Strahlungs- und/oder Konduktionswärme durch eine feste Wand ohne dazwischen liegende Wärmeträgerflüssigkeit auf das zu behandelnde Gut bzw. auf das Einsatzmaterial übertragen wird (z. B. Koksöfen, Winderhitzer (Cowper), Öfen oder Reaktoren zur Heizung eines Prozessstroms in der (petro-)chemischen Industrie wie Steamcracker-Öfen, Prozessfeuerungen für die Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas (LNG) in LNG-Terminals).

Lösungsvorschlag 1:

Bitte Klarstellung des Gewollten.

Sachstand 2:

Definition von Neuanlage.

Auswirkungen 2:

Die „Definition Neuanlage“ ist nicht aussagekräftig bzw. nicht hinreichend eindeutig. Sind neue Kessel, die ihre Abgase in bestehende Schornsteine leiten evtl. der Auslöser für andere Anlagenteile, deren Abgase in diesen Schornstein geführt werden, auch als Neuanlage betrachtet werden zu müssen?

Lösungsvorschlag 2:

Hier sollte zwingend eine eindeutige Definition – vor allem im Hinblick auf bestehende Schornsteine und deren Weiterverwendung bei neuen Anlagenteilen – in der Verordnung getroffen werden.

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

Sachstand 1:

Einhaltung des Jahresmittelwertes bei Einsatz von festen oder flüssigen Brennstoffen.

Auswirkungen 1:

(3) Großfeuerungsanlagen, die nach dem 6. Januar 2014 in Betrieb gehen, [...]

Da das Datum in der Vergangenheit liegt, müsste es „in Betrieb gingen“ heißen. Mit dieser Formulierung sollen die Anforderungen des § 11 Absatz 3 der aktuell gültigen Fassung der 13. BImSchV umgesetzt werden, doch heißt es dort abweichend: „[...] ausgenommen im Jahr 2014 bestehende Anlagen [...]“

Diese Regelung sollte unverändert beibehalten und die Formulierung entsprechend des Textvorschlags unten angepasst werden.

Lösungsvorschlag 1:

Wir bitten um die folgende Änderung:

(3) Großfeuerungsanlagen, die nach dem Jahr 2014 in Betrieb gingen, [...]

Zur Klarstellung ist am Ende des Absatzes 3 zu ergänzen:

„Ausgenommen davon sind Großfeuerungsanlagen in Raffinerien, die Raffinerieheizgase oder Destillations- oder Konversionsrückstände einsetzen.“

(4) Die Anforderungen der Absätze 2 und 3 gelten nicht für Anlagen,

1. die ausschließlich zur Abdeckung der Spitzenlast bei der Energieversorgung während bis zu 300 Stunden im Jahr dienen,
2. die ausschließlich dem Notbetrieb während bis zu 300 Stunden im Jahr dienen.

Wir bitten um folgende Ergänzung im Absatz 4:

(4) Die Anforderungen der Absätze 2 und 3 gelten nicht für Anlagen, [...]

3. die von einer Kompensationsmöglichkeit nach § 53 Gebrauch machen können.

Sachstand 2:

(6) Großfeuerungsanlagen, die im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren 1500 Betriebsstunden in Betrieb sind, [gelten] ab dem 1. Januar 2025 einen Emissionsgrenzwert für Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid, von 85 mg/m³ im Jahresmittel.

Auswirkungen 2:

Sollte der NO_x-Jahresgrenzwert von 85 mg/Nm³ auch für Raffinerief Feuerungen gelten sollen, stellt dieser Paragraf eine drastische Verschärfung durch die Hintertür dar. Ohne Einschränkungen bzgl. Altanlagen, Bestandsanlagen und Neuanlagen ist der Paragraf so nicht erfüllbar. Selbst bei einer Entstickungsanlage kommt es aufgrund des hohen Einsatzes an Ammoniak oder Harnstoff zu anderen Betriebseinschränkungen. Eine weitere Diskrepanz ergibt sich aus dem NO_x-Jahresgrenzwert von 85 mg/Nm³ und den in den nachfolgenden Abschnitten geforderten NO_x-Grenzwerten für Neuanlagen in Höhe von 100 mg/Nm³.

Lösungsvorschlag 2:

Schaffung einer Altanlagereglung für Raffinerien.

Vorschlag zur Ergänzung des § 5 Absatz 6:

„Ausgenommen davon sind Großfeuerungsanlagen in Raffinerien, die Raffinerieheizgase oder Destillations- oder Konversionsrückstände einsetzen.“

oder

Ergänzung nach „flüssigen Brennstoffen“ um „ausgenommen Destillations- oder Konversionsrückstände“.

§ 9 – Anlagen zur Abscheidung und Kompression von Kohlendioxid

Sachstand:

§ 9 richtet sich derzeit an große Kraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von 300 MW entsprechend einer Feuerungswärmeleistung von mind. 800 MW bei Gasturbinen.

Absatz 2 bezieht sich auf kleinere Anlagen mit Feuerungswärmeleistung von 50 MW, entsprechend einer elektrischen Nennleistung von etwa 20 MW.

Der neue Absatz 2 richtet sich an alle neuen Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr sowie an alle Erweiterungen um eine Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr.

Auswirkungen:

Dies stellt eine unnötige und unverhältnismäßige Bürokratie insbesondere für Erweiterungsinvestitionen kleinerer Anlagen dar, z. B. bei Upgrading älterer Gasturbinenanlagen.

Da nicht definiert ist, ab wann die Nachrüstung von Anlagen für die Abscheidung, Kompression und die weitere Behandlung oder den Transport des Kohlendioxids wirtschaftlich zumutbar ist, ergeben sich Diskussionen mit der Genehmigungsbehörde, z. B. hinsichtlich Vorhalten oder Schaffen von Platzbedarf, insbesondere bei Änderungen.

Lösungsvorschlag:

Beziehen auf elektrische Nennleistung und Beschränkung auf Neuanlagen.

§ 13 – Brennstoffkontrolle

Sachverhalt:

Der Betreiber hat die Brennstoffdaten der eingesetzten Brennstoffe gemäß Anlage 1 zu ermitteln. Diese Pflicht kann auch auf den Lieferanten übertragen werden, muss aber nach jeder Änderung erneut bestimmt werden.

Auswirkungen:

Dies führt zu einem zusätzlichen Analyse-, Ermittlungs- und Dokumentationsaufwand auf Betreiber- bzw. Lieferantenseite.

Aufgrund der Vielzahl der eingesetzten Brennstoffe an einem Standort (insbesondere bei Raffinerien) ist der Aufwand vermutlich als sehr hoch zu bezeichnen. Durch die Vielzahl an Brennstoffen wären viele Labore mit der momentanen Personalkapazität überfordert und müssten zusätzliches Personal einstellen.

Laut Begründung handelt es sich hier um eine 1:1-Umsetzung der BVT-Schlussfolgerung Nr. 9 des LCP-BREFs. Eine Verpflichtung, diese „weiche“ Schlussfolgerung in nationales Recht aufzunehmen, besteht nach der IED nicht.

Leider fehlt in der Begründung die Darstellung, welchen Mehrwert diese Übernahme in die 13. BImSchV für die Umwelt hat.

Rückschlüsse auf das Emissionsverhalten einer Anlage aufgrund der Daten aus den Brennstoffanalysen sind aus Sicht des VCI sehr stark fehlerbehaftet und nicht validierbar.

Unserer Auffassung nach sind Umweltauswirkungen bereits abdeckend über die Anforderungen an das Emissionsmonitoring und durch Emissionsgrenzwerte in Deutschland geregelt. Daher möchten wir zu bedenken geben, dass aus § 13 ein zusätzlicher Verwaltungsaufwand für die Betreiber resultiert, ohne dass aus heutiger Sicht ein Gewinn für die Umwelt erzielt werden kann.

Beispiel: Ausgehend davon, dass LPG als gasförmiger Brennstoff gilt. Falls LPG nach Anlage 1 (in Verbindung mit § 13) unter Nr. 3. <<Einsatz von flüssigen Brennstoffen, ausgenommen leichtem Heizöl>> eingeordnet werden sollte, müsste der Gehalt an Nickel und Vanadium ermittelt werden.

Diese Anforderung wird als sehr anspruchsvoll eingestuft, da das Messverfahren (induktiv gekoppeltes Plasma, ICP) sehr komplex ist und nur von einer begrenzten Zahl an Messinstituten angeboten wird.

Die Liste der charakterisierten Stoffe bzw. Parameter sollte auf diejenigen verkürzt werden, von denen auf der Grundlage von Informationen über die Rohstoffe und den Herstellungsprozess vernünftigerweise erwartet werden kann, dass sie in dem Brennstoff auch vorhanden sind.

Auch bestehen einige Fragen zur Anlage 1:

- Nr. 1 Biobrennstoffe:
Falls Klärschlämme unter Nr. 1 „Biobrennstoffen“ fallen, würde das einen erheblichen Zusatzaufwand erzeugen
- Nr. 2 feste Brennstoffe:
Was ist ein fester Brennstoff? Klärschlamm? Ab welchem TS-Gehalt?

Lösungsvorschlag:

Die Regelung wieder streichen.

§ 14 – Energieeffizienzkontrolle

Sachstand:

Der Betreiber einer Feuerungsanlage hat bei Feuerungsanlagen zur Bereitstellung von elektrischer oder mechanischer Energie den elektrischen oder mechanischen Nettowirkungsgrad zu bestimmen. Dabei muss die Anlage im Volllastbetrieb sein.

Auswirkungen:

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

Leider fehlt in der Begründung die Darstellung, welchen Mehrwert diese Übernahme in die 13. BImSchV für die Umwelt hat.

Der Gesetzgeber kommt mit § 14 der Umsetzung von BVT 2 (LCP BREF) nach, doch resultiert aus dieser beschreibenden BVT-Schlussfolgerung keine Umsetzungsverpflichtung.

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

Insbesondere die jährliche Abnahmelastfahrt nach Absatz 5 erzeugt bei den Betreibern unnötigen Aufwand, verbunden mit der Herausforderung, die bei der Lastfahrt entstehende zusätzliche Energie bzw. Dampf einer Abnahme zuzuführen. Betreiber haben von Natur aus ein großes Eigeninteresse daran, hohe Wirkungsgrade zu erreichen, um den Eigenverbrauch an Energie zu senken. Zum Aufbau und zur Verbesserung von Systemen und Prozessen kommt u.a. ein Eco-Management and Audit Scheme (EMAS) oder die DIN EN ISO 50001 zur Anwendung.

Zudem ist hier das Stichwort „Initiative Energieeffizienz-Netzwerke“ zu nennen.

Lösungsvorschlag:

Diese Regelung wieder streichen.

§ 17 – Kontinuierliche Messung

Sachstand:

Neuaufnahme von gasförmigen anorganischen Chlorverbindungen.

Auswirkungen:

Es handelt sich hierbei nicht um eine 1:1-Umsetzung. Der BREF sagt eindeutig, dass für bestimmte Brennstoffe die HCl-Messung vierteljährlich sein könnte:

Gasförmige Chloride, angegeben als HCl	— Stein- und/oder Braunkohle — Brennstoffe aus produktionsrückständen aus der chemischen Industrie in Kesseln	Alle Größen	EN 1911	Einmal vierteljährlich (*) (**) (**)	BVT 21 BVT 57
	— Feste Biomasse und/oder Torf	Alle Größen	EN-Fachgrundnormen	Kontinuierlich (*) (**)	BVT 25
	— Abfallmitverbrennung	Alle Größen	EN-Fachgrundnormen	Kontinuierlich (*) (**)	BVT 66 BVT 67

Lösungsvorschlag:

Die kontinuierliche Messung in eine diskontinuierliche Messung umwandeln.

§ 20 – Einzelmessungen und § 21: Berichte und Beurteilung von Einzelmessungen

Sachstand:

Der Betreiber hat für Emissionsparameter, die nicht nach § 18 in Verbindung mit § 17 mittels kontinuierlicher Messungen überwacht werden, Einzelmessungen (§ 20) durchführen und über die Ergebnisse der Messungen einen Messbericht (§ 21) erstellen zu lassen. Der zuständigen Behörde ist innerhalb von zwölf Wochen der entsprechende Bericht vorzulegen.

Gemäß § 23 (1) und (2) der aktuell gültigen 13. BImSchV sind Einzelmessungen auf krebserzeugende Stoffe, die im Anhang 1 aufgeführt sind, alle drei Jahre

durchzuführen. Gleiches Messintervall gilt für Schadstoffe, für die gemäß § 21 (aktuelle 13.BImSchV) Ausnahmen von der kontinuierlichen Messung zugelassen werden. Abweichend gilt für Quecksilber in diesem Fall ein Messintervall von einem Jahr.

In dem Referentenentwurf zur Novellierung der 13. BImSchV werden bei Zulassung der Aufnahme von kontinuierlichen Messungen gemäß § 18 die Messintervalle für Einzelmessungen in § 20 auf alle sechs Monate verkürzt. Gleiches gilt für § 36.

Die Messintervalle für krebserzeugende Stoffe, werden im Referentenentwurf auf einmal im Jahr bzw. alle sechs Monate verkürzt (§ 3, § 55). Ebenfalls werden die Intervalle für Einzelmessungen auf anorganische gasförmige Fluorverbindungen auf einmal im Jahr bzw. auf alle 3 Monate festgelegt (§ 37).

Referenz aktuelle 13. BImSchV	Messintervall Einzelmessung aktuelle 13. BImSchV	Messintervall Einzelmessung Referentenentwurf	Messintervall Referentenentwurf
§ 21 (3) i.V.m. § 23 (2): Ausnahme kontinuierliche Messung SO ₂	3 Jahre	halbjährlich	§ 36 (1): Ausnahme kontinuierliche Messung SO ₂
§ 21 (4) i.V.m. § 23(2): Ausnahme kontinuierliche Messung CO, NO _x	3 Jahre	halbjährlich bzw. jährlich	§ 18(5) i.V.m. § 20(3): Ausnahme kontinuierliche Messung CO, NO _x
§ 21 (5) i.V.m. § 23 (2): Ausnahme kontinuierliche Messung Hg	jährlich	halbjährlich bzw. jährlich	§ 18 (6) i.V.m. § 20(3): Ausnahme kontinuierliche Messung Hg
§ 21 i.V.m. § 23 (2): Ausnahmen kontinuierliche Messung CO, NO _x , SO ₂ , Staub, etc.	3 Jahre	halbjährlich	§ 36 (2): Ausnahme kontinuierliche Messung NH ₃
§ 21 i.V.m. § 23 (2): Ausnahmen kontinuierliche Messung CO, NO _x , SO ₂ , Staub, etc.	3 Jahre	jährlich	§ 36 (3): Ausnahme kontinuierliche Messung NH ₃
§ 21: Ausnahmen kontinuierliche Messung CO, NO _x , SO ₂ , Staub, etc.	3 Jahre	halbjährlich bzw. jährlich	§ 37 (3): Einzelmessungen Gesamtkohlenstoff
§ 23 (1): Einzelmessungen für krebserzeugende Stoffe	3 Jahre	halbjährlich bzw. jährlich	§ 55: Einzelmessungen für krebserzeugende Stoffe

§ 23 (1): Einzelmessungen für krebserzeugende Stoffe	3 Jahre	jährlich	§ 37 (1): Einzelmessungen für krebserzeugende Stoffe
§ 23 (1): Einzelmessungen für krebserzeugende Stoffe	3 Jahre	halbjährlich bzw. jährlich	§ 37 (2): Einzelmessungen für krebserzeugende Stoffe
Keine Regelung	Keine Regelung	Vierteljährlich, halbjährlich bzw. jährlich	§ 37 (3): Einzelmessungen HF

Auswirkungen:

Dies bedeutet eine Zunahme der Einzelmessungen. In einigen Fällen werden Messungen alle drei bzw. sechs Monate gefordert. Bislang wurden Messungen alle drei Jahre gefordert. Dieser hohe Anstieg an Einzelmessungen hat zur Folge, dass die bereits jetzt stark ausgelasteten nach § 29b BImSchG bekannt gegebenen Stellen noch mehr Aufträge abarbeiten müssen. Es ist stark zu bezweifeln, dass dadurch die termingerechten Durchführungen der Messungen und die termingerechte Vorlage der Berichte noch möglich sind.

Darüber hinaus besteht nicht nur ein erhöhtes Aufkommen an Messungen in Bezug auf die Novellierung der 13. BImSchV, sondern durch andere Verordnungen und Vorschriften (44. BImSchV, TA Luft, ...).

Aufgrund der formalen Anforderungen an die nach § 29b BImSchG bekannt gegebenen Stellen hinsichtlich des Personals und der Ausstattung ist es unwahrscheinlich, dass jene Ressourcen schnell genug aufgebaut werden können, um die Anzahl an Messungen durchführen zu können.

Da die termingerechte Durchführung der Messungen eine Pflicht des Anlagenbetreibers ist, besteht hier ein „Compliance-Risiko“.

Besonders die Messungen auf krebserzeugende Stoffe sowie anorganische gasförmige Fluorverbinden weisen sehr kurze Messintervalle auf und stellen somit eine Quelle für ein „Compliance-Risiko“ dar.

In den Fällen der §§ 18 (2), 18 (5), 36 (1) und 36 (2) stellt sich die Frage, wie bei Feuerungsanlagen, die im gleitenden Durchschnitt über einem Zeitraum von fünf Jahren höchstens 1.500 Stunden jährlich im Betrieb sind, die Durchführung der Emissionsmessungen den formalen Anforderungen (Erstellung Messplan, Abstimmung Messplan, frühzeitige Anmeldung der Messung, etc.,) entsprechend abgearbeitet werden können. Es ist fraglich, ob nach § 29b BImSchG bekannt gegebene Stellen die notwendige hohe terminliche Flexibilität haben, um Messungen an solchen Feuerungsanlagen durchzuführen.

In dem Rechtsgutachten „Zur Rechtsverbindlichkeit der in BVT-Schlussfolgerungen beschriebenen Intervalle für wiederkehrende Messungen von Emissionen in die Luft“ von Prof. Klement beschreibt dieser, dass „Aus Art. 11 lit. b IE-Richtlinie ergibt sich keine Verpflichtung der Mitgliedstaaten, den Anlagenbetreibern die in den BVT-Schlussfolgerungen beschriebenen Messintervalle verpflichtend aufzuerlegen.“. Eine Verpflichtung der 1:1-Umsetzung von Messverpflichtungen besteht also nicht. Vielmehr hat der Gesetzgeber hier einen Spielraum, um angemessene Messfrequenzen festzulegen, die auch einen tatsächlichen Mehrwert für die Umwelt darstellen.

Lösungsvorschlag:

Wenn an der Erhöhung der Anzahl an Messungen festgehalten werden soll, so muss die Möglichkeit bestehen, die termingerechte Durchführung der Emissionsmessungen losgelöst von nach § 29b BImSchG bekannt gegebenen Stellen zu erfüllen.

Das beschriebene „Compliance-Risiko“ kann gemildert werden, wenn Wiederholungsmessungen auch durch vom Anlagenbetrieb unabhängige Messtellen durchgeführt werden können. Gemäß § 28 BImSchG besteht die Möglichkeit, dass Emissionsmessungen auch durch den Immissionsschutzbeauftragten durchgeführt werden können, wenn dieser hierfür die erforderliche Fachkunde, Zuverlässigkeit und gerätetechnische Ausstattung besitzt. Diese Regelung wurde bereits nicht nur in der EMASPrivilegV, sondern auch im Entwurf vom 01.10.2019 der TA Luft aufgenommen.

Diese Regelung sollte sich im Referentenentwurf der 13. BImSchV entsprechend auf Wiederholungsmessungen mit kürzeren Intervallen als drei Jahre beziehen (insbesondere krebserzeugende Stoffe und anorganische gasförmige Fluorverbindungen). Daher soll § 20 (1) folgendermaßen geändert werden: „

§ 20 (1) Soweit auf der Grundlage der vorliegenden Verordnung Einzelmessungen durchzuführen sind, hat der Betreiber diese nach Errichtung oder wesentlicher Änderung der Anlage von einer nach § 29b des Bundes-Immissionsschutzgesetzes für diesen Tätigkeitsbereich bekannt gegebenen Stelle durchführen zu lassen. Abweichend von Satz 1 kann für die wiederkehrende Durchführung von Einzelmessungen mit Intervallen kürzer als drei Jahre auf Antrag zugelassen werden, dass sie durch den Immissionsschutzbeauftragten durchgeführt werden können, wenn dieser hierfür die erforderliche Fachkunde, Zuverlässigkeit und gerätetechnische Ausstattung besitzt.

§ 20 – Einzelmessungen

Sachstand:

In Absatz 3 heißt es: „Für den Fall, dass der Maximalwert der Einzelmessungen nach Satz 2 mit einem Vertrauensniveau von 50 Prozent nach der Richtlinie VDI 2448 Blatt 2 (Ausgabe 1997) den jeweiligen Emissionsgrenzwert nicht überschreitet.“

Auswirkungen:

Die Regelung entspräche der Fußnote 10 in der BVT-Schlussfolgerung 4. Eine ähnliche Fußnote findet sich in anderen BREFs auch wieder (z. B. LVOC).

Diese Fußnoten sollen in anderen Vorschriften wie folgt umgesetzt werden:
„Für den Fall, dass die obere Vertrauensgrenze für das 90-Perzentil bei einem Vertrauensniveau von 50 Prozent nach der VDI-Richtlinie 2448 Blatt 2, Ausgabe Juli 1997, den Emissionswert nicht überschreitet, kann die Überwachung auf einmal halbjährlich reduziert werden. Für die Auswertung können Messergebnisse der letzten vier Jahre herangezogen werden.“

Lösungsvorschlag:

Bitte konsistent in der Umsetzung sein. Anpassung der Regelung an bereits existierende Umsetzungen.

§§ 20, 21, 36, 37, 38 u.a. – Einzelmessungen (Fristen)

Sachstand 1:

In vielen Paragraphen werden Regelungen zu Einzelmessungen beschrieben (z. B. §§ 20, 21, 36, 37, 38 u.a.).

Auswirkungen 1:

Es handelt sich hier nicht um eine 1:1-Umsetzung des LCP-BREFs. In der deutschen Version des BREFs wird für einige Schadstoffe eine vierteljährliche Messfrequenz festgeschrieben.

Gasförmige Chloride, angegeben als HCl	<ul style="list-style-type: none"> — Stein- und/oder Braunkohle — Brennstoffe aus produktionsrückständen aus der chemischen Industrie in Kesseln 	Alle Größen	EN 1911	Einmal vierteljährlich ⁽³⁾ ⁽¹⁰⁾ ⁽¹¹⁾	BVT 21 BVT 57
--	--	-------------	---------	---	------------------

Übersetzt wird die Regelung im Entwurf jedoch mit den Worten „alle drei Monate“ (siehe z. B. § 37 (3)).

Dadurch wird unterschwellig eine Verschärfung eingeführt, die zur Folge hat, dass die bereits jetzt stark ausgelasteten nach § 29b BImSchG bekannt gegebenen Stellen noch weniger Flexibilität zur fristgerechten Bearbeitung von noch mehr Aufträgen haben. Es ist stark zu bezweifeln, dass dadurch die termingerechten Durchführungen der Messungen und die termingerechte Vorlage der Berichte noch möglich sind. Überwachungsbehörden und Betreiber werden bei ausstehenden Messungen/Berichten in unnötigen Erklärungsnotstand gebracht.

Lösungsvorschlag 1:

Bitte bei allen Angaben zu Einzelmessungen grundsätzlich „alle drei Monate“ durch „vierteljährlich“ und „alle sechs Monate“ durch „halbjährlich“ ersetzen.

Dies gilt grundsätzlich für entsprechende Angaben in der 13. und der 17. BImSchV.

§§ 20, 21, 36, 37, 38 u.a. – Einzelmessungen (Allgemein)

Sachstand:

Im gesamten Dokument werden Regelungen zu „Einzelmessungen“ gemacht.

Auswirkungen:

Die IED kennt in der deutschen Übersetzung jedoch nur „periodische Messungen“. In der Praxis setzen sich wiederkehrende Messungen aus drei Einzelmessungen über mehrere Tage zusammen.

Die Regelungen der 13. BImSchV (geltende als auch der Entwurf) sprechen von Einzelmessung, meinen aber wiederkehrende Messungen (also periodische Messungen). Um Missverständnisse zu vermeiden, sollte daher der Originalbegriff übernommen werden.

Lösungsvorschlag:

Der Begriff „Einzelmessung“ sollte durch „periodische Messungen“ ersetzt werden.

§ 20 – Einzelmessungen (PCDD/F)

Sachstand:

In § 20 (5) Nr. 1 und 2 werden Vorgaben zum Probenahmezeitraum gemacht (PCDD/F ohne Benzo(a)pyren mindestens eine halbe Stunde und höchstens zwei Stunden, PCDD/F Benzo(a)pyren mindestens sechs Stunden und höchstens acht Stunden.)

Auswirkungen:

Die Regelung in Verbindung mit den vorgegebenen Messfrequenzen führen zu erheblichem messtechnischem Aufwand und entspricht nicht mehr dem Stand der Messtechnik.

Durch eine Verkürzung der Messdauer kann eine gleichbleibende Emissionssituation dargestellt werden, ohne die Aussagekraft der Messungen zu vermindern. Vielmehr kann eine an das Analysegerät/-verfahren angepasste Messdauer realistische Emissionsmuster abbilden, weil – abweichend von unnötig lange Probenahmedauer – ggf. „Spitzen“ in der Gesamtmenge nicht „untergehen“.

Aktuelle Analytik erreicht problemlos die nötigen Nachweisgrenzen auch bei Verkürzung der Messdauer. So wird Aufwand bei gleichbleibender Aussagekraft reduziert.

Lösungsvorschlag:

Nr. 1 und 2. sollten gestrichen werden und durch folgenden Passus ersetzt werden: „Die Probenahmedauer ist in Abhängigkeit des Probenahmeverfahrens/-gerätes festzulegen. Dabei ist die Dauer der Probenahme mindestens auf einen Wert festzusetzen, der garantiert, dass die Nachweisgrenze überschritten wird“.

§ 22 – Jährliche Berichte über Emissionen

Sachstand:

Der Betreiber hat der zuständigen Behörde jährlich jeweils bis zum 30. April des Folgejahres für jede einzelne Anlage unter Beachtung der Aggregationsregeln nach § 4 Folgendes zu berichten.

Auswirkungen:

Als Begründung wird die Anpassung an das Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Ausführung des Protokolls über Schadstofffreisetzungs- und Verbringungsregister vom 21. Mai 2003 sowie zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 166/2006 vom 6. Juni 2007 (PRTR-Gesetz) angeführt.

Dieses Gesetz ist jedoch noch nicht verabschiedet und in der Diskussion.

Wir verweisen an diese Stelle auf die VCI-Stellungnahme. Dort heißt es:
„Wie bereits beschrieben, setzt die Verkürzung der Berichtszeit die Unternehmen unnötig unter Druck, ohne erkennbaren Nutzen. Alle Anlagen der Chemieindustrie unterliegen nicht nur einer (dieser) Berichtspflicht, sondern noch weiteren, wie z. B. die Berichterstattung für die EMAS-Umwelterklärung, die CWÜ-Meldung, Veröffentlichungen nach 13. und 17. BImSchV, TEHG, Abwasserkataster, IZÜV u. w.

In der Begründung für die Verkürzung wird erläutert, dass dem UBA ein Monat mehr Zeit zur Verfügung stehen soll. Die Verkürzung ist aus Sicht des UBA damit gerechtfertigt, da nun sensible Informationen neu verarbeitet werden müssen. Aufgrund der geänderten Regelung müssen die Betreiber noch aufwendiger als bisher sensible Daten identifizieren und ihre „Nicht-Freigabe“ begründen.

Daher die Frage, warum die Betreiber dies einen Monat schneller machen müssen als die bloße Überprüfung der Daten durch das Umweltbundesamt? Eine Fristverkürzung ist europäisch nicht vorgegeben. Die Abgabefrist für die PRTR-Berichterstattung sollte weiterhin der 31. Mai des Folgejahres bleiben. Dies gilt analog für die Emissionserklärung gemäß 11. BImSchV sowie für die Meldungen zu den GFA gemäß 13. BImSchV.

Durch die Fristverkürzung wird zudem in interne Prozesse auf Betreiberseite eingegriffen, denn alle Informationen müssen nun einen Monat früher zusammengetragen werden. Das führt zu erhöhten Kosten, da interne Prozesse umgestellt und angepasst werden müssen. Die Erstellung eines Berichtes und die vorangegangene Datensammlung ist ein sehr aufwendiger Prozess, der über Jahre hinweg immer wieder angepasst und optimiert werden musste. Die Verkürzung der Frist wirkt sich entlang der gesamten Berichts- und Informationskette in einem Unternehmen aus. Die Hauptaufgabe, um Berichtspflichten gegenüber der Kommission zu erfüllen, liegt nach wie vor beim Betreiber und dem Unternehmen. Dieser enormen Kraftanstrengung sollte Respekt gezeigt werden, in dem keine Fristen unnötig verkürzt werden.“

Lösungsvorschlag:

Keine Fristen unnötig verkürzen.

§ 26 – Begriffsbestimmung

Sachstand 1:

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

Auswirkungen 1:

Für Anlagen, deren Genehmigung zwar erst nach August 2017 erteilt wurde, jedoch aufgrund der vorlaufenden Planungen und vorzeitigen Bestellung von Anlagenteilen mit langen Lieferzeiten trotzdem vor dem 18. August 2021 in Betrieb gehen können oder müssen, haben jetzt kurz vor Inbetriebnahme keine Möglichkeit mehr, die Anlagentechnik an die verschärften Grenzwerte anzupassen. Dies betrifft vor allem KWK-Modernisierungsprojekte, bei denen im Rahmen einer § 16 BImSchG-Genehmigung alte Anlagen durch neue GuD-Anlagen ersetzt und seitens des BAFA verstärkt gefördert werden.

Die Förderzusage wird durch einen BAFA-Vorbescheid verbrieft, sofern Baubeginn und Inbetriebnahmezeitpunkt den engen zeitlichen Vorgaben des BAFA genügen. Somit unterstützt/erfordert der BAFA-Vorbescheid eine zügige Projektabwicklung, die sich jetzt nicht nachteilig auf die Vorhabensträger auswirken darf.

Sachstand 2:

In Absatz 2 wird geregelt, was eine bestehende Anlage ist.

In Absatz 2 Nummer 3 ist eine Anlage eine bestehende Anlage, wenn der Genehmigungsantrag vor August 2017 vorlag und die Inbetriebnahme vor August 2018 lag.

Auswirkungen 2:

Das Problem besteht darin, dass Anlagen, die nach August 2017 genehmigt wurden und sich im Bau befinden, als Neuanlagen zu werten sind. Damit werden diese Anlagen teilweise direkt zu Sanierungsfällen, obwohl die Genehmigung nach derzeit geltendem Recht, hier 13. BImSchV von 2013, erteilt wurde.

Eine Berücksichtigung der kommenden/möglichen Grenzwerte anhand des BREFs beim Engineering war nicht möglich. Die Diskussion zur Aufteilung und Werte der Emissionsbegrenzungen war aufgrund der Diskussionen und der langen Verzögerung im Verordnungsgebungsprozess nur schwer und rechtlich unsicher abschätzbar. Die Entwürfe aus 2019 und der nun vorliegende Entwurf unterscheiden sich teilweise massiv.

Anhand eines Beispiels soll dieses Problem erläutert werden: Anlagen, die einen vollständigen Antrag vor August 2017 gestellt haben, aber noch nicht in Betrieb gegangen sind (da die Baumaßnahmen noch nicht abgeschlossen sind), müssten die Umbaumaßnahmen sofort stoppen und erneut in die Planung gehen. Die Grenzwertsetzung in der Genehmigung nach aktuellem Recht wäre aufgrund der erheblichen Änderungen der 13. BImSchV derart verkehrt, dass eine Neuplanung mit Neugenehmigung nötig wäre. Dies wäre unverhältnismäßig bzw. würde die Investition in den Standort sofort beenden.

Lösungsvorschlag 1 und 2:

Im Absatz 2 Nummer 2 sollte das Wort „und“ zwischen Genehmigungsstichtag und Inbetriebnahmestichtag durch ein „oder“ ersetzt werden. Der Satz würde dann wie folgt lauten: „2. für die die erste Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb nach § 4 oder § 16 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vor dem 18. August 2017 erteilt worden ist ODER die vor dem 18. August 2021 in Betrieb gegangen ist oder...“

Im Absatz 2 Nummer 3 sollte das „und“ durch ein „oder“ ersetzt werden. Der Satz würde dann wie folgt lauten: „3. für die der Betreiber einen vollständigen Genehmigungsantrag zur Errichtung und zum Betrieb vor dem 18. August 2017 gestellt hat ODER die vor dem 18. August 2018 in Betrieb gegangen ist“

§ 32 – Verbrennung von Produktionsrückständen

Sachstand:

In Absatz (5) wird ein Grenzwert von 330 mg/m³ für Alt-Anlagen < 100 MW definiert.

Auswirkungen:

Aus unserer Sicht gilt diese Regelung auch für Altanlagen mit weniger als 300 MW. Tabelle 34 im LCP -lässt diesen Spielraum zu.

Lösungsvorschlag:

Der Grenzwert sollte auch für Alt-Anlagen < 300 MW als Tagesmittelwert gewählt werden.

§ 33 – Emissionsgrenzwerte für Gasturbinenanlagen

Sachstand:

(13) Für Gasturbinen mit Zusatzfeuerung sind Emissionsgrenzwerte und zugehörige Bezugssauerstoffgehalte auf Grundlage der jeweils maßgeblichen Anforderungen an die Gasturbine nach dieser Vorschrift und an die Zusatzfeuerung nach § 30 oder 31 durch die Behörde im Einzelfall festzulegen.

Auswirkungen:

Industriekraftwerke, in denen Gasturbinen in Kraft-Wärme-Kopplung mit Abhitzeke-seln und Dampfturbinen betrieben werden, dienen der Bereitstellung von Heizdampf für Industrieanlagen. Häufig wird hier eine Zusatzfeuerung zur Anhebung der Tempera-tur am Kesseleintritt verwendet. Diese Temperaturanhebung bewirkt einen höheren Kesselwirkungsgrad. Außerdem können mit dem Zusatzfeuer Schwankungen der Dampf-abnahme im nachgeschalteten Netz – z. B. durch Batch-Betrieb – ausgeglichen werden.

Dabei hat die Zusatzfeuerung einen höheren Energienutzungsgrad als ein konventio-neller gasgefeuerter Dampfkessel, da beispielsweise die Notwendigkeit der Verbren-nungslufförderung entfällt.

Es ist gängige Praxis, bei der Emissionsüberwachung einen gleitenden Grenzwert zu verwenden. Dieser wird – gewichtet über die Feuerungswärmeleistungen – aus den Grenzwerten für die Gasturbine bzw. eines gasgefeuerten Kessels gebildet.

Mit der Verschärfung der Grenzwerte für gasgefeuerte Kessel sowie der Festlegung sehr ambitionierter Grenzwerte für Gasturbinen im vorliegenden Entwurf der 13. BIm-SchV können diese bei Beibehaltung der o.g. Praxis mit der bisher verwendeten Tech-nologie nicht eingehalten werden.

Die Zusatzfeuerung wird mit dem großen Gasturbinenabgas-Massenstrom betrieben und damit mit erheblichem O₂-Überschuß. Der O₂-Gehalt im Abgas wird durch die Zu-satzfeuerung nur in sehr geringem Umfang verringert. Eine Rauchgas-Rezirkulation wie bei konventionellen Kesseln ist aufgrund der großen Volumenströme nicht reali-sierbar. Verfahrenstechnisch ist die Zusatzfeuerung mit Kanalbrennern also nicht

vergleichbar mit der Feuerung in konventionellen Kesseln mit Rauchgas-Rezirkulation. Derzeitiger Stand der Technik bei den NO_x-Emissionen sind 35 mg/MJ.

Da bei bestehenden Anlagen ein nachträglicher Einbau einer Abgasreinigung wirtschaftlich nicht möglich ist, würde der vorliegende Entwurf zur Stilllegung der bestehenden Zusatzfeuerungen führen. Neue Anlagen würden ohne Zusatzfeuerung gebaut werden. Die Abhitzeessel würden mit einem schlechteren Wirkungsgrad gefahren und zum Ausgleich der Netzschwankungen würden ineffizientere konventionelle Kesselanlagen außerhalb der KWK-Anlagen betrieben werden.

Aus o.g. Gründen sollte die technische Besonderheit der Zusatzfeuerung bei der Grenzwertfestlegung von Gasturbinenanlagen mit Zusatzfeuerung besser berücksichtigt werden.

Ein Hinweis in der 13. BImSchV hierzu würde den Behörden und Betreibern bei der Festlegung von realistischen Grenzwerten helfen.

Lösungsvorschlag:

Für Gasturbinen mit Zusatzfeuerung sind Emissionsgrenzwerte und zugehörige Bezugssauerstoffgehalte auf Grundlage der jeweils maßgeblichen Anforderungen an die Gasturbine nach dieser Vorschrift und an die Zusatzfeuerung nach § 30 oder 31 durch die Behörde im Einzelfall festzulegen. Für die Ermittlung des gemeinsamen Bezugssauerstoffgehalts sind die Verhältnisse der Rauchgasströme zu verwenden. Die Behörde kann von den Emissionsbegrenzungen nach § 30 oder 31 abweichen, wenn dies im Einzelfall durch die Bauart der Zusatzfeuerung technisch begründet ist.

§ 38 – Zusätzliche Einzelmessung

Sachstand:

Der Betreiber von GFA mit Wirbelschichtfeuerung hat einmal jährlich die Emission von Distickstoffoxid als Mittelwert über die jeweilige Probenahmezeit und unter Zugrundelegung eines Emissionswertes zu messen.

Auswirkungen:

Zum einen gibt es im BREF keine spezielle Emissionsbandbreite für N₂O. Der Verweis in der Begründung zur 44. BImSchV und dem Stand der Technik ist unseres Erachtens nicht ausreichend. Hier muss der Stand der Technik nachgewiesen werden. Vielmehr

ist zu sagen, dass der BREF N₂O deshalb nicht beschrieben hat, weil dies nicht explizit als KEI identifiziert wurde, auch wenn das Treibhauspotenzial höher als bei CO₂ ist. Einen Wert (150 mg/m³) abzuleiten, ist nach Ansicht des VCI eigentlich nicht möglich.

Die Monitoringangaben in BVT-Schlussfolgerung Nummer 4 sind aus unserer Sicht nicht verbindlich umzusetzen. Hieraus ergibt sich also die angedachte Regelung ebenfalls nicht.

Die Frage ist auch, was unter „Zugrundelegung eines Emissionswertes“ zu verstehen ist. Hier könnte es zu unterschiedlichen Interpretationen kommen. Ist damit ein fester Grenzwert gemeint? Was ist zu tun, wenn der Wert überschritten wird?

Lösungsvorschlag:

Streichung des Absatzes.

§ 39 – Übergangsregelungen

Sachstand:

Hier werden für verschiedene Anlagen Übergangsfristen festgelegt.

Auswirkungen 1:

Aufgrund der Pläne der Bundesregierung werden bis 2035 alle verbleibenden GFA in der Chemieindustrie abgeschaltet bzw. ersetzt. Es fehlt leider eine Regelung für Anlagen, die bereits weit vor 2035 aus der Verbrennung von Kohle aussteigen.

Hier sollte die bestehende 13. BImSchV in der Fassung von 2017 weiterhin Bestand haben. Anlagen, die nur noch wenige Jahre laufen, mit zusätzlichen Auflagen zu belegen, wäre unverhältnismäßig.

Lösungsvorschlag 1:

Für bestehende Anlagen, für die der Betreiber bis zum 1. Januar 2022 gegenüber der zuständigen Behörde schriftlich erklärt hat, dass er diese Anlage unter Verzicht auf die Berechtigung zum Betrieb aus der Genehmigung bis zum 31. Dezember 2028 stilllegt, gilt die 13. BImSchV in der Fassung von 2017 weiter.

Auswirkungen 2:

Die von der Verordnung in § 39 für bestehende Anlagen (inkl. Alt und 2003-Altanlagen) definierte Übergangsfrist ist unter Berücksichtigung der Dauer von Angebotserstellung und Lieferzeiten eng gesetzt.

Zwar ist die Frist seitens der EU mit Veröffentlichung der BVT-Schlussfolgerungen (31. Juni 2017) bekanntermaßen auf vier Jahre gesetzt. Die Modernisierung von Bestandsanlagen bedarf Zeit.

Wie im Artikel von RA Dr. Rebentisch in der Ausgabe 5/2020 beschrieben, kann die Bundesregierung trotz nahendem Ende der Umsetzungsfrist drei Jahre Übergangsfrist gewähren.

Lösungsvorschlag 2:

Es sollte eine zusätzliche Drei-Jahre-Übergangsfrist, also bis zum 1. Januar 2023, für die Anlagenbetreiber von LCP-Anlagen allgemeinverbindlich gewährt werden.

Ansprechpartner: [REDACTED]
Abteilung Wissenschaft, Technik und Umwelt
Bereich Umweltschutz, Anlagensicherheit, Verkehr
Telefon: [REDACTED]
E-Mail: [REDACTED]
Internet: www.vci.de · [Twitter](#) · [LinkedIn](#)

Verband der Chemischen Industrie e.V.
Mainzer Landstraße 55, 60329 Frankfurt

- ◆ Registernummer des EU-Transparenzregisters: 15423437054-40
- ◆ Der VCI ist in der „öffentlichen Liste über die Registrierung von Verbänden und deren Vertretern“ des Deutschen Bundestags registriert.

Der VCI vertritt die wirtschaftspolitischen Interessen von rund 1.700 deutschen Chemieunternehmen und deutschen Tochterunternehmen ausländischer Konzerne gegenüber Politik, Behörden, anderen Bereichen der Wirtschaft, der Wissenschaft und den Medien. 2019 setzte die Branche über 198 Milliarden Euro um und beschäftigte rund 464.000 Mitarbeiter.