

NO_x-Emission bei Feuerungsanlagen

Entstehung, Reduktionsmöglichkeiten, Messtechnik und aktuelle Grenzwerte

Revision November 2016

- Einarbeitung des Referentenentwurfes der TA-Luft 2017 vom September 2016 (Kapitel 4 und 5, jetzt Regelung Altanlagen in Gasbetrieb)
- Präzisere Abgrenzung Geltungsbereiche 1. und 4. BImSchV (Kapitel 4 und 5)
- Redaktionelle Überarbeitung

Revision April 2017

- Einarbeitung der neuen Situation bei der nationalen Umsetzung der MCP-Richtlinie

Inhalt:

1. Grundlagen NO_x – Entstehung und Auswirkung

- 1.1. Auswirkungen auf Mensch und Umwelt
- 1.2. NO_x Entstehungsmechanismen
 - 1.2.1. Thermische NO_x-Bildung
 - 1.2.2. Brennstoff NO

2. Einflussmöglichkeiten der Kessel-Brennertechnologie auf die NO_x-Emission

- 2.1. Einfluss der Medientemperatur
- 2.2. Einfluss der Feuerraumgestaltung
- 2.3. Einfluss von interner und externer Abgasrückführung
- 2.4. Möglichkeiten der Vormischtechnologie
- 2.5. Entwicklung des Stands der Technik (NO_x-Klassen in EN 676 und EN 267)

3. Messung und Normierung von NO_x-Emissionen

- 3.1. Konzentrationsmessung und deren Umrechnungen
- 3.2. Vergleich der Messprinzipien Chemilumineszenz versus chemischer Zellen
- 3.3. Empfehlung für Kalibriergaskonzentrationen
- 3.4. Geeignete Messstellen für die Emissionsmessung
- 3.5. Messunsicherheiten bei der NO_x-Messung
- 3.6. Einfluss von Luftfeuchte und Lufttemperatur und deren Normierung (nach EN 676/EN 267)
- 3.7. Einfluss des Brennstoffstickstoffes bei Heizöl EL und dessen Normierung nach EN 267
- 3.8. Einfluss der Gasqualität
- 3.9. Einfluss von O₂-Regelungen auf die NO_x-Emissionen

4. Aktuelle NO_x-Emissionsgrenzwerte in Deutschland und Europa

5. Praktische Hinweise zur Anlagenplanung 1–50 MW vor dem Hintergrund der neuen Emissionsgesetzgebung in Deutschland

BDH

Bundesverband der
Deutschen Heizungsindustrie

Bundesverband der
Deutschen Heizungsindustrie e. V.
Frankfurter Straße 720–726
51145 Köln
Tel.: (0 22 03) 9 35 93-0
Fax: (0 22 03) 9 35 93-22
E-Mail: Info@bdh-koeln.de
Internet: www.bdh-koeln.de

1. Grundlagen NO_x – Entstehung und Auswirkung

Stickoxide oder Stickstoffoxide sind Sammelbezeichnungen für die gasförmigen Oxide des Stickstoffs, dem Stickstoffmonoxid NO und dem Stickstoffdioxid NO₂. Da es aufgrund der vielen Oxidationsstufen des Stickstoffs mehrere Stickstoff-Sauerstoff-Verbindungen gibt, werden sie auch mit NO_x abgekürzt.

Stickoxide sind Reaktionsprodukte bei allen Verbrennungsvorgängen, bei denen fossile oder regenerative Brennstoffe verbrannt werden. Die chemische Reaktion erfolgt bei höheren Temperaturen, bei denen außer NO auch viele weitere Verbindungsformen entstehen. Unter normalen Umgebungstemperaturen bleiben jedoch nur das Stickstoffmonoxid und das Stickstoffdioxid stabil und damit von Bedeutung.

1.1 Auswirkungen auf Mensch und Umwelt

Stickstoffdioxid hat einen charakteristischen, stechenden Geruch und kann selbst nach einer Verzögerung von mehr als 24 Stunden nach dem Einatmen noch zu einem Lungenödem führen.

Stickoxide wirken an verschiedenen Stellen der Atmosphäre. Sie tragen unter dem Einfluss der UV-Strahlung und Kohlenwasserstoffen maßgeblich zum Abbau von Ozon (O₃) in der Stratosphäre bei und spielen somit als klimawirksame Gase eine Rolle bei der globalen Erwärmung. Auch sind Stickoxide neben den Oxiden des Schwefels mitverantwortlich für den „sauren Regen“, indem sie zur Bildung der sehr aggressiven Salpetersäure (HNO₃) beitragen. Weiter tragen sie zur Entstehung von Smog bei.

1.2 NO_x Entstehungsmechanismen

Es werden grundsätzlich drei Mechanismen zur NO_x Entstehung unterschieden:

- das thermische NO
- das Brennstoff NO
- das prompte NO

Bei typischen Feuerungsanlagen mit Kesseln und Brennern sind ausschließlich das thermische NO und das Brennstoff NO von Bedeutung, weshalb im Weiteren nicht mehr auf das prompte NO eingegangen wird.

1.2.1 Thermische NO_x-Bildung

Thermisches NO entsteht aus dem molekularen Stickstoff N₂ der Verbrennungsluft in der Flamme durch Oxidation bei Temperaturen > 1000 °C, wobei als weiterer Reaktionspartner die Radikale OH und HO₂ anzusehen sind und als Reaktionszone die Flammenfront und die Nachreaktionszone in den Zügen des Kessels.

Höhere Temperaturen in der Flamme erhöhen die Bildung des thermischen NO. Bei Brennstoffen ohne molekular gebundenen Stickstoff (z. B. Erdgas) entsteht kein Brennstoff NO.

1.2.2 Brennstoff NO

Quelle dieser NO-Emissionen sind die im flüssigen oder festen Brennstoff (z. B. Heizöl, Kohle etc.) gebundenen Anteile an Stickstoff. Die Oxidation von Brennstoffstickstoff erfolgt im Vergleich zur thermischen NO-Bildung bereits bei niedrigeren Temperaturen (ab etwa 800 °C). Es wird nur ein Teil des im Brennstoff gebundenen Stickstoffes oxidiert. Je mehr gebundener Stickstoff im Brennstoff vorhanden ist, umso höher ist die tatsächliche NO-Emission.

Der Stickstoffgehalt im Heizöl EL bewirkt einen Anteil von 5–25 % an der Gesamt-NO-Emission eines Ölbrenners und darf somit nicht vernachlässigt werden. Die Entstehung von Brennstoff NO, z. B. bei Heizölfeuerungsanlagen, kann nur durch die Verwendung von stickstoffarmen Heizölqualitäten reduziert werden.

Der Stickstoffgehalt ist noch kein genormter Bestandteil von Heizöl EL und stellt somit eine unbekannte Größe mit erheblichem Einfluss auf die Gesamt-NO_x-Emission von Ölfeuerungsanlagen dar.

2. Einflussmöglichkeiten der Kessel-Brennertechnologie auf die NO_x-Emission

Durch die Konstruktion des Kessels und der Brenner kann nur die Bildung von thermischen NO beeinflusst werden. Nachfolgenden werden stellvertretend einige Haupteinflussfaktoren benannt.

2.1 Einfluss der Medientemperatur

Je höher das Temperaturniveau des Wärmeträgermediums, umso heißer wird die eigentliche Reaktionszone. Daraus resultiert wiederum eine höhere thermische NO-Bildung. Wird zum Beispiel die NO_x-Emission eines Warmwasserkessels mit einer Medientemperatur von ca. 70 °C mit der NO_x-Emission eines Dampfkessels mit einer Medientemperatur von z. B. 215 °C verglichen, so ist die NO_x-Emission des Dampfkessels bei ansonsten gleichen Randbedingungen ca. 10–25 mg/Nm³ höher als die des Warmwasserkessels.

2.2 Einfluss der Feuerraumgestaltung

Die Feuerraumgestaltung und Abstimmung des Brenners auf den Feuerraum haben ebenfalls erheblichen Einfluss auf die Bildung von Thermischem NO. Allgemein kann gesagt werden, dass Feuerraumkonstruktionen, bei denen die Flamme mit einer Vorzugsrichtung durch den Feuerraum geführt wird (Durchbrandfeuerraum), tiefere Temperaturen in der Reaktionszone und damit geringere thermische NO-Bildung haben als beispielsweise Feuerraumkonstruktionen, bei denen die Flamme umgekehrt und wieder zum Brenner zurückgeführt wird (Umkehrfeuerraum).

Ein weiteres wichtiges Kriterium ist der Durchmesser des Feuerraumes. Auch hier lässt sich verallgemeinern, dass je größer der Durchmesser ist (im üblichen Rahmen), desto niedriger sind bei gleicher Feuerungsleistung die NO_x-Emissionen. Dies ist durch die Temperatur der rezirkulierenden Abgase begründet, die bei größeren Feuerräumen niedriger ist und damit die NO_x-Minderung in der relevanten Verbrennungszone verbessert.

Darüber hinaus spielt auch die Gestaltung der Muffel eine Rolle. Je geringer der Einfluss von Wärmestrahlung in die Kernzone der Flamme, desto geringer die thermische NO-Bildung. So wirkt zum Beispiel eine konische ausgemauerte Muffel immer NO-erhöhend.

In jedem Fall ist wichtig, dass die Feuerraumgestaltung im Vorfeld bekannt ist, damit Kessel und Brenner im Zusammenhang mit den anderen Einflussgrößen exakt aufeinander abgestimmt werden können.

2.3 Einfluss von interner und externer Abgasrückführung

Das Zurückführen von vollständig ausgebrannten Abgasen mit geringerem Sauerstoff- und vergleichsweise hohem CO₂-Anteil in die Verbrennung wird als Abgasrückführung oder Abgasrezirkulation bezeichnet. Dies kann intern im Verbrennungsraum oder über eine externe, d. h. außerhalb des Verbrennungsraumes liegende Abgasrückführung erfolgen. Beiden Verfahren ist gemeinsam, dass bereits geringe Mengen von inerten Abgasen in der Verbrennung zu einer Absenkung der thermischen NO-Bildung führen.

Bei der internen Abgasrezirkulation werden Druckunterschiede in der Mischeinrichtung und dem Feuerraum dazu genutzt, um Abgas direkt aus dem Feuerraum wieder zurück zur Brennermischeinrichtung und dort wieder in die Flamme zurückzuführen.

Bei der externen Abgasrückführung werden Abgase außerhalb des Wärmeerzeugers durch angepasste bzw. zusätzliche Leitungen und unter Zuhilfenahme des Verbrennungsluftgebläses oder eines Zusatzgebläses zurück in die Brennermischeinrichtung geführt.

Interne und externe Abgasrückführung können je nach Anlage und Anwendung auch kombiniert ausgeführt werden, um besonders niedrige NO-Emissionen zu erreichen (z. B. NO_x < 50 mg/Nm³ bei 3 Vol.-% O₂).

2.4 Möglichkeiten der Vormischbrennertechnologie

Vormischbrenner vermischen den (zumeist) gasförmigen Brennstoff vollständig mit der Verbrennungsluft, bevor das Brennstoff-Luft-Gemisch in der Flamme zur Reaktion gebracht wird. Dadurch gelingt es, insbesondere unter Verwendung von höheren Luftüberschusswerten, die thermische NO-Bildung auf ein Minimum zu reduzieren. Es werden beispielsweise mit Erdgas NO_x-Emissionen von < 25 mg/Nm³ bei 3 Vol-% O₂ erreicht. Durch den erhöhten Luftüberschuss kommt es allerdings zu höheren Abgasvolumina, die nur bei Wärmeerzeugern mit besonders tief abgesenkten Abgastemperaturen mit wirtschaftlichem Wirkungsgrad eingesetzt werden können (z. B. Brennwertkesseln). Aktuell eignet sich diese Vormischtechnologie auch aufgrund von vorhandenen Systemkomponenten nur bis zu einer Feuerungsleistung von ca. 1.000 kW pro Wärmeerzeuger. Für größere Leistungen oder höhere Abgastemperaturen (z. B. Dampfkessel) gibt es aktuell noch keine wirtschaftlichen Lösungen.

2.5 Entwicklung des Stands der Technik (NO_x-Klassen in EN 676 und EN 267)

Für baumustergeprüfte Gebläsebrenner mit gasförmigen bzw. flüssigen Brennstoffen sind die folgenden Normen Grundlage für die Baumusterprüfung:

- EN 676 Automatische Brenner mit Gebläse für gasförmige Brennstoffe
- EN 267 Automatische Brenner mit Gebläse für flüssige Brennstoffe

Bei der Baumusterprüfung eines Gebläsebrenners werden die zulässigen Einsatzgrenzen des Brenners unter Prüfstands-Bedingungen in seinem definierten Arbeitsfeld geprüft. Einen wesentlichen Teil der Prüfung stellt dabei die Ermittlung der NO_x-Klasse des Brenners dar.

Die Angabe der NO_x-Emissionen erfolgt in mg/kWh. Eine Umrechnung in andere Einheiten wie z. B. mg/Nm³ bei 3 Vol-% O₂ kann bei normierten Brennstoffen jederzeit über den Heizwert und das stöchiometrische Abgasvolumen des jeweiligen Brennstoffes erfolgen.

Die einzuhaltenden Werte einer NO_x-Klasse werden bei der Baumusterprüfung des Brenners aus dem arithmetischen Mittelwert von normierten Messpunkten gebildet. Dadurch wird einem praktischen Betrieb an typischen Anlagen mit gleichmäßiger Jahreslastverteilung Rechnung getragen.

Die NO_x-Klassen in den jeweils aktuellen Ausgaben der Normen sind dabei:

NO _x -Klasse	EN 676:2008 Für Gase der 2. Familie wie z. B. Erdgas H, E und L [mg/kWh]	EN 267:2011 für Heizöl EL [mg/kWh]
1	≤ 170	≤ 250
2	≤ 120	≤ 185
3	≤ 80	≤ 120

Tabella 1: NO_x-Klassen nach EN 676:2008 und EN 267:2011

Die jeweiligen Prüfstandsbedingungen haben dabei den Anforderungen der Normen zu entsprechen und werden über eine zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS) überprüft. Für Leistungen > 2,4 MW sind Feuerraumabmessungen nach Wahl des Herstellers zulässig. Aus diesem Grund ist es möglich, dass Brenner gleicher Klasse unter konkreten Anlagenbedingungen unterschiedliche NO_x-Emissionen erreichen.

3. Messung und Normierung von NO_x-Emissionen

3.1 Konzentrationsmessung und deren Umrechnungen

Alle marktüblichen Messverfahren zur NO und NO₂-Messung ist gemeinsam, dass sie über eine Konzentrationsmessung einen Volumenanteil von NO bzw. NO₂ im realen Abgasvolumenstrom ermitteln. Das Ergebnis wird in der Einheit [ppm] ermittelt und entspricht der Angabe [ml/m³].

Diese Angabe wird dann auf ein trockenes Abgasvolumen bei Normbedingungen bezogen. Für Feuerungsanlagen in Mitteleuropa ist dies üblicherweise ein Druck von 1013 mbar bei einer Temperatur von 0 °C. Der Bezug auf trockenes Abgas wird erreicht, indem das entnommene Abgas vor der Messung mit Hilfe eines Messgaskühlers getrocknet wird. Weiterhin wird auf das stöchiometrische Abgasvolumen (0 Vol.-% O₂ Restsauerstoff im Abgas) umgerechnet. Diese Angabe wird als „luftfrei trocken“ bezeichnet und gibt immer noch einen Volumenanteil des dann normierten Abgasvolumens wieder. Im nächsten Schritt erfolgt die Umrechnung mittels brennstoffspezifischer Kenndaten wie z. B. dem Heizwert, der Dichte oder dem spezifischen stöchiometrischen Abgasvolumen in die Einheiten [mg/kWh] oder [mg/Nm³] bei 3 Vol.-% O₂. Bei diesen Einheiten handelt es sich somit um eine Masse-Angabe bezogen auf den Energieinhalt des Brennstoffes bzw. bezogen auf das Abgasvolumen mit einer Verdünnung von 3 Vol.-% O₂.

Wichtig ist dabei, dass sowohl NO als auch NO₂ mit der Dichte von NO₂ auf [mg/Nm³] umgerechnet werden. Diese Umrechnung basiert auf der Tatsache, dass alle Bestandteile von NO im weiteren Verlauf zu NO₂ oxidieren; auch nach dem Austritt der Abgase aus dem Schornstein. Dementsprechend findet man auch häufig die Formulierung „NO_x“ angegeben als NO₂.

In den Normen EN 676 und EN 267 ist die Umrechnung von [ppm] in [mg/kWh] und [ppm] in [mg/Nm³] vorgegeben.

Formel 1 zeigt die Umrechnung [ppm] in [mg/kWh] anhand EN 267:

$\text{NO}_x = \text{NO}_{x\text{ml/m}^3} \cdot 2,056 \cdot \left(\frac{21}{21 - \text{O}_{2\text{meas}}} \right) \cdot \left(\frac{V_{A,\text{th},\text{tr},\text{min}}}{H_i} \right) \quad \text{in mg/kWh}$	Formel 1
--	----------

Formel 2 zeigt die Umrechnung [ppm] in [mg/Nm³] anhand EN 267:

$\text{NO}_x = \text{NO}_{x\text{ml/m}^3} \cdot 2,056 \cdot \left(\frac{21 - \text{O}_{2\text{ref}}}{21 - \text{O}_{2\text{meas}}} \right) \quad \text{in mg/m}^3 \text{ bei } \text{O}_{2\text{ref}}$	Formel 2
---	----------

Dabei sind:

- NO_{xml/m³}
die gemessene NO_x-Konzentration in ml/m³ = ppm, volumetrisch;
- O_{2meas}
die gemessene O₂-Konzentration im Abgas;
- H_i
der untere Heizwert in kWh/Nm³ bei gasförmigen Brennstoffen und in kWh/kg bei flüssigen Brennstoffen
- V_{A,th,tr,min} das stöchiometrische Abgasvolumen, trocken in Nm³/Nm³ bei gasförmigen Brennstoffen und Nm³/kg bei flüssigen Brennstoffen.
- 2,056
die Dichte von NO₂, in Kilogramm je Kubikmeter (kg/m³);
- O_{2ref}
die O₂-Referenzgasbedingungen (z. B.: 3 % O₂);

Der Vorteil der Einheit mg/kWh besteht darin, dass bei bekanntem Energieverbrauch einer Anlage durch direkte Multiplikation mit der NO_x-Emission die NO_x-Fracht über einen Zeitraum ermittelt werden kann.

Die Einheit „mg/m³ bei 3 Vol.-% O₂“ findet sich dagegen in den meisten deutschen Gesetztestexten (siehe Abschnitt 4) wieder.

Eine tabellarische Darstellung der Umrechnungsfaktoren für NO_x von ppm luftfrei trocken in andere Einheiten (Näherungswerte für standardisierte Brennstoffwerte) zeigt Tabelle 2.

Brennstoff	mg/kWh	mg/MJ	mg/Nm ³ bei 3 Vol-% O ₂	mg/Nm ³ bei 0 Vol-% O ₂
Heizöl EL	1,766	0,489	1,760	2,050
Erdgas H	1,760	0,489	1,760	2,050
Erdgas L	1,795	0,498	1,774	2,050
Propan	1,722	0,478	1,757	2,050

Quelle: Feuerungstechnik Handbuch, Verlag Gustav Knopf; Ausgabe 2012

Tabelle 2: Umrechnungsfaktoren von ppm luftfrei, trocken, in andere Einheiten (Näherungswerte)

3.2 Vergleich der Messprinzipien Chemilumineszenz versus chemischer Zellen

Die Messung von NO_x erfolgt heute üblicherweise entweder mit Messsystemen die nach dem Chemilumineszenz- oder Infrarot-Prinzip arbeiten (beide physikalisch messend) oder mit nasschemischen Messzellen.

Messgeräte, die nach dem Chemilumineszenz- oder IR-Prinzip arbeiten, sind üblicherweise für eine kontinuierliche Messung über langen Zeitraum (und mit entsprechendem Zubehör auch für Dauermessungen) geeignet. Mobile Messgeräte mit nasschemischen Messzellen sind heute die übliche Ausrüstung für Servicetechniker und Schornsteinfeger und für die Einzelmessung an Anlagen gleichwertig geeignet, wobei die eigentliche Messdauer üblicherweise mehrere Stunden am Tag beträgt. Aufgrund ihres Wirkprinzips sind sie für Dauermessungen über längere Zeiträume jedoch weniger gut geeignet.

Richtig angewandt sind alle Messprinzipien in ihren Ergebnissen gleich präzise und vergleichbar. Wichtig für jede Emissionsmessung sind dabei der korrekte Einsatz des Messgerätes innerhalb seiner geprüften Bedingungen und die regelmäßige Kalibrierung mit Kalibriergasen.

3.3 Empfehlung Kalibriergaskonzentrationen

Die Messgenauigkeit des Messgerätes wird mittels Kalibriergas überprüft. Die Prüfung erfolgt üblicherweise vor und nach der Messung. Bei längeren Messungen oder kontinuierlichen Messungen erfolgt die Kalibrierung auch zwischen den Messungen.

Für alle Messprinzipien gilt, dass die Kalibriergaskonzentration ca. 80–120 % der zu erwartenden Emissionsgaskonzentration betragen sollte.

Beispiel:

- NO_x-Messungen bei einem Gasbrenner mit NO_x-Werten ≤ 80 mg/kWh mit Erdgas H
- Eine NO_x-Emission von 80 mg/kWh entspricht bei Erdgas H einer Volumenkonzentration von
 $e = 80/1,76 = 45,5$ ppm luftfrei trocken.
- Arbeitet der Brenner in dem gemessenen Lastbereich z. B. mit 2,5 Vol-% O₂ im Abgas, so ergibt sich daraus eine zu messende Konzentration im realen Abgas von 40,2 ppm
 - Die geeignete NO_x-Kalibriergaskonzentration liegt in diesem Beispiel somit zwischen 32 bis 48 ppm NO_x.

3.4 Geeignete Messstellen für die Emissionsmessung

Die Messstelle für die Emissionsmessung sollte möglichst nahe an der Emissionsquelle liegen um Veränderungen in der Emission möglichst schnell ermitteln zu können. Allerdings muss die Messtechnik für die an der Probenentnahmestelle vorherrschenden Randbedingungen (z. B. Abgastemperatur, Feuchte etc.) geeignet sein.

Üblicherweise wird eine Messstelle unmittelbar nach Austritt aus dem Kessel gewählt. Dabei muss beachtet werden, dass ein Mindestabstand zu Umlenkungen, Abgassammeln etc. eingehalten wird, damit das Abgas an der Probeentnahmestelle möglichst homogen gemischt vorliegt.

Eine Einzel-Abgassonde sollte im Kernstrom des Abgasstromes positioniert sein (siehe Abb. 1). Abgassonden mit mehreren Entnahmestellen in der gleichen Ebene ergeben eine noch gleichmäßigere Probeentnahme. Beide Maßnahmen sollen die Gefahr des

Messens von einzelnen Strahlen im Abgas mit entsprechender Verfälschung von Emissionswerten reduzieren.

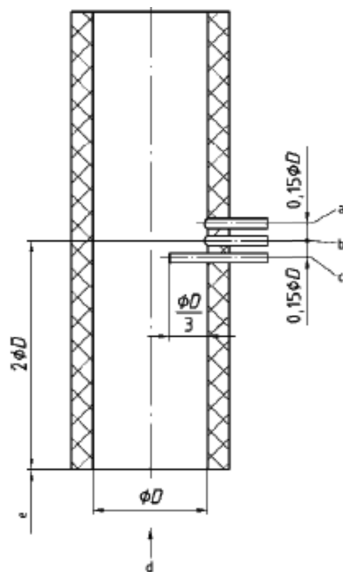


Abbildung 1: geeignete NO_x-Emissions-Messstelle (c) nach EN 676 und EN 267

3.5 Messunsicherheiten bei der NO_x-Messung

Die Messunsicherheit bei der NO_x-Messung unterliegt vielen Einflussfaktoren. Dazu gehören zum Beispiel die Genauigkeit der Brennstoffwerte wie z. B. Heizwert und stöchiometrische Abgasvolumen. Je nach tatsächlicher Beschaffenheit des Brennstoffes sind hier z. B. Abweichungen von zum Beispiel $\pm 2,5\%$ im Heizwert oder im stöchiometrischen Abgasvolumen üblich. Weiterhin können die Kalibriergase nur mit einer industriüblichen Genauigkeit von zum Beispiel ± 1 ppm hergestellt werden. Die Position und Art der Probeentnahme beeinflusst das Messergebnis und zu guter Letzt die Messgenauigkeit des Messverfahrens selbst.

Vor diesem Hintergrund finden sich in der Fachwelt unterschiedliche Angaben zur Messunsicherheit bei NO_x-Messungen.

- Die EN 676 und EN 267 gehen von einer Messunsicherheit bei der Prüfung von NO_x ± 10 ppm aus.
- Das BDH-Infoblatt Nr. 16 aus dem Jahre 2003 beruft sich auf eine nach § 26 BImG zugelassene Messstelle (Prüfstelle) und gibt die Messunsicherheiten der NO_x-Messungen von Erdgasbrennern mit ± 10 mg/Nm³ bei 3 Vol-% O₂ bzw. bei der Heizöl EL-Feuerungen mit ± 12 mg/Nm³ bei 3 Vol-% O₂ an.
- Interne Untersuchungen der BDH-Mitgliedsunternehmen und Auswertungen von vielen Messberichten von zugelassenen Messstellen an Anlagen in der Praxis, ergeben eine typische Messunsicherheit von $\pm 5-7\%$ vom Messwert. Bei einem Erdgasbrenner mit einer NO_x-Emission von z. B. 80 mg/kWh entspricht dies dann einer Messunsicherheit von max. $\pm 5,6$ mg/kWh.

Für die Einhaltung der Grenzwerte ist zusätzlich von Bedeutung, wie das jeweilige Gesetz die Messunsicherheit einbezieht. Teilweise wird die bei der Messung ermittelte Messunsicherheit auf den Messwert aufgeschlagen; in anderen Fällen jedoch abgezogen. Die gleiche NO_x-Emission kann also je nach Bewertung der Messunsicherheit eine Einhaltung oder eine Überschreitung des Grenzwertes bedeuten. Auch innerhalb der in Deutschland geltenden BImSch-Verordnungen ist diese Logik verschieden geregelt. Für eine zuverlässige Planung ist also die genaue Kenntnis der für die Anlage zutreffenden Gesetzgebung notwendig.

3.6 Einfluss von Luftfeuchte und Lufttemperatur und deren Normierung (nach EN 676/EN 267)

Um die Vergleichbarkeit von Messwerten sicherzustellen, werden die NO_x-Emissionen in EN 676 und EN 267 auf einer Verbrennungslufttemperatur von 20 °C und eine Verbrennungsluftfeuchte von 10 g/kg normiert (Referenzbedingungen).

Grundlage dafür sind wiederum die folgenden physikalischen Zusammenhänge:

- 1) höhere Verbrennungslufttemperaturen heben das Temperaturniveau der Flamme an und erzeugen damit eine höhere thermische NO-Bildung.
- 2) feuchtere Luft reduziert die Flammentemperatur und damit wiederum die Entstehung von thermischem NO.

Die nachfolgende Formel normiert dies und ermittelt eine vergleichbare NO_x-Emission bei unterschiedlichen Randbedingungen. Formel 3 zeigt dies beispielsweise anhand EN 676:

$NO_{xR} = (NO_x)_M + \left[\frac{0,02(NO_x)_M - 0,34}{1 - 0,02(h_M - 10)} \right] (h_M - 10) + [0,85(20 - T_M)]$	Formel 3
--	----------

Dabei sind:

- $(NO_x)_M$
gemessen bei h_M und T_M , in mg/kWh, im Bereich von 50 mg/kWh bis 300 mg/kWh;
- h_M
die Feuchte bei der Messung von $(NO_x)_M$, in g/kg, im Bereich von 5 g/kg bis 15 g/kg;
- T_M
die Temperatur, in °C, bei der Messung von $(NO_x)_M$ im Bereich von 15 °C bis 30 °C;
- NO_{xR}
der normierte NO_x-Wert, in mg/kWh, bei gewählten Referenz-Bedingungen von 10 g/kg für die Feuchte und 20 °C für die Temperatur.

Wichtig zu beachten ist dabei, dass die einzusetzenden Werte für die Randbedingungen Verbrennungslufttemperatur und Verbrennungsluftfeuchte innerhalb der zugelassenen Bereiche liegen. Sollte ein Wert außerhalb des Bereiches liegen, so ist der jeweilige Randwert des zugelassenen Bereichs zu verwenden.

Beispiel: Bei einer gemessenen Verbrennungslufttemperatur von 33 °C darf die Temperatur nur mit 30 °C normiert werden.

Erklärung der Formel-Funktionen:

Höhere Verbrennungslufttemperaturen als 20 °C ergeben einen NO_x-Abschlag, weil der Brenner bei einer Temperatur von 20 °C entsprechend niedrigere NO_x-Emissionen aufweisen würde.

Tiefere Verbrennungslufttemperaturen als 20 °C ergeben einen NO_x-Zuschlag, weil der Brenner bei einer Temperatur von 20 °C entsprechend höhere NO_x-Emissionen aufweisen würde.

Höhere Luftfeuchtigkeiten als 10 g/kg ergeben einen NO_x-Zuschlag, weil der Brenner bei einer Luftfeuchte von 10 g/kg entsprechend höhere NO_x-Emissionen aufweisen würde.

Tiefere Luftfeuchtigkeiten als 10 g/kg ergeben einen NO_x-Abschlag, weil der Brenner bei einer Luftfeuchte von 10 g/kg entsprechend tiefere NO_x-Emissionen aufweisen würde.

Zu beachten ist weiterhin, dass nicht alle NO_x-Grenzwerte innerhalb der Gesetzgebung auf die oben erwähnten Referenzbedingungen bezogen sind. Ohne Referenzierung müssen die Randbedingungen der Emissionszusätze exakt definiert werden.

Neben unterschiedlichen Regelungen innerhalb der BImSch-Verordnungen gibt es zusätzlich Unterschiede zwischen den Brennstoffen.

Für eine seriöse Planung und Garantiaussage ist es also notwendig zu wissen, ob ein einzuhaltender Grenzwert unter Referenzbedingungen oder als Messwert unter allen an der Anlage möglicherweise auftretenden Umgebungsbedingungen einzuhalten ist. Diese sind vorab anlagenbezogen zu definieren.

3.7 Einfluss des Brennstoffstickstoffes bei Heizöl EL und dessen Normierung nach EN 267

Wie unter 1.2.2. beschrieben, trägt der bei flüssigen Brennstoffen enthaltene Stickstoff zu einem beträchtlichen Anteil zur NO-Emission bei. Dabei ist die Umsetzung des Brennstoffstickstoffes von der Art der Stickstoffverbindungen und von der Höhe des Stickstoffanteiles abhängig. Die Bildung des Brennstoff-NO kann durch die Kessel-Brenner-Konstruktion nicht beeinflusst werden. Um europaweite vergleichbare Messergebnisse zu erhalten, bezieht die EN 267 die NO_x-Emission auf einen Referenz-Stickstoffgehalt im Brennstoff (s. Formel 4):

$\text{NO}_{X(\text{EN } 267)} \left[\frac{\text{mg}}{\text{kWh}} \right] = \text{NO}_{X\text{ref}} \left[\frac{\text{mg}}{\text{kWh}} \right] - 0,2 \cdot N_{\text{meas}}$	Formel 4
---	----------

Dabei sind:

- NO_{X(EN 267)}
der auf den Bezugswert für Stickstoff im Öl bei 0 mg/kg normierte NO_x-Wert;
- NO_{Xref}
der nach 3.6 (Luftfeuchte und -temperatur) berechnete NO_x-Wert;
- N_{meas}
der im Öl gemessene Stickstoffgehalt, in mg/kg

In der Vergangenheit (bis einschließlich EN 267:2009) betrug der Stickstoff-Referenzwert 140 mg/kg und entsprach damit früher dem überwiegend auftretenden Stickstoffgehalt im Heizöl bei einer Verteilung im Bereich von 50 bis 200 mg/kg.

Die Verwendung des früheren Stickstoff-Referenzwertes von 140 mg/kg hat dann z. B. an Anlagen bei Messungen für Überwachungsbehörden dazu geführt, dass Brenner mit einer gemessenen NO_x-Emission von z. B. 150 mg/kWh und mit einem Brennstoffstickstoffgehalt im Heizöl von zum Beispiel 50 mg/kg einen rechnerischen Malus von + 18 mg/kWh erhalten haben.

Da sich die Stickstoffgehalte bei marktüblichen Heizölen in den letzten Jahren auch durch die Einführung von schwefelarmem bzw. schwefelfreiem Heizöl deutlich reduziert haben, liegen heute typische Stickstoffgehalte zwischen 10 bis 70 mg/kg.

Nach Ansicht des für die EN 267 zuständigen Normengremiums führte die Referenzierung auf 140 mg/kg zu einer Marktverzerrung zwischen den Energieträgern Heizöl und Erdgas und verhindert den Anreiz von Betreibern und Mineralölherstellern zur Verwendung von modernen Ölen mit reduziertem Brennstoff-Stickstoff.

Deshalb wurde mit Aktualisierung der EN 267 in 2011 der Referenzwert für den gebundenen Stickstoff mit 0 mg/kg festgesetzt.

Trotz des erheblichen Einflusses auf die NO-Emissionen ist Stickstoff kein genormter Bestandteil von Heizöl nach DIN 51603-1. Die gegenwärtige Situation „schwefelarm = stickstoffarm“ ist ein technisch verursachter Zustand aus der Mineralölherstellung, der jedoch nicht normativ festgeschrieben ist. Dies führt auch dazu, dass der Stickstoffgehalt weder durch die Betreiber noch durch die Mineralöllieferanten steuerbar ist, weil er für Heizöl EL normalerweise nicht ausgewiesen wird.

In Bezug auf die einzuhaltenden Grenzwerte ist es unkritisch, wenn sich der Grenzwert für NO_x auf einen Referenzwert bezieht und der Messwert durch die oben beschriebenen Formeln normiert wird.

Ohne einen Bezug auf einen Referenzwert (wie z. B. im Arbeitsentwurf TA-Luft, Stand Mai 2015, vorgesehen) ist die Situation deutlich komplexer. Brennerhersteller können ihre Garantie nur auf eine Referenz beziehen; der Anwender hat aktuell keine Möglichkeit, ein Heizöl EL mit einem Maximalgehalt an Stickstoff zu beziehen. Ausgehend von dieser Situation gibt es für Betreiber und Planer mehrere Optionen:

- Tanken von schwefelarmem Heizöl EL und Vertrauen darauf, dass diese Heizölqualität auch langfristig stickstoffarm ist.
- Verpflichtung des Mineralöllieferanten auf einen maximalen Stickstoffgehalt im Heizöl.

- In Absprache mit der zuständigen Behörde im Genehmigungsbescheid einen Referenzwert und die entsprechende Normierungsformel nach EN 267 für den Stickstoffgehalt festlegen, welcher dann ergänzend zur TA-Luft gilt.
- Planung mit dem „worst case“, also Annahme von maximalen Stickstoffgehalten aus der Anlagenhistorie.

3.8 Einfluss der Gasqualität

Die Gasqualität hat einen erheblichen Einfluss auf die thermische NO-Emission. So ergeben z. B. die Anteile von hochkalorischen Gasbestandteilen mit hoher Flammentemperatur (z. B. Propan, Butan etc.) deutlich höhere thermische NO-Emissionen. Im Gegenteil dazu sorgen inerte Gasbestandteile wie z. B. Stickstoff oder Kohlendioxid für eine Reduktion der Flammentemperatur und damit für eine reduzierte thermische NO-Bildung.

Als Richtwert kann z. B. für turbulente Diffusionsflammen (typische Konstruktionen bei Gebläsebrennern) gesagt werden, dass sich die NO_x-Emissionen mit Erdgas H etwa linear zum Heizwert verhalten. Die Ausnutzung der gesamten Bandbreite des Heizwertes für Erdgas H nach DVGW-Arbeitsblatt G 260, würde demnach Schwankungen der NO_x-Emission von etwa ± 20 % erzeugen.

Eine Aufweitung der in den öffentlichen Netzen verfügbaren Gasqualitäten hat also auch erhebliche Auswirkungen auf die NO_x-Emission von Feuerungsanlagen. Es ist bei der Planung einer Anlage daher erforderlich, den zukünftig auftretenden Maximalwert zu definieren, damit dieser wiederum bei der Auswahl von Brenner-Kessel-Kombinationen hinsichtlich des einzuhaltenden NO_x-Grenzwertes berücksichtigt werden kann.

Für alle Beteiligten wäre es in der Praxis deutlich einfacher mit dieser Materie umzugehen, wenn es, wie beim Luftüberschuss, einen Referenzwert für den Heizwert gäbe, auf den sich der Emissionsgrenzwert bezieht.

3.9 Einfluss von O₂-Regelungen auf die NO_x-Emissionen

Heutzutage werden viele Anlagen im Leistungsbereich > 2 MW und nennenswerter Laufzeit mit einer O₂-Regelung ausgerüstet. Damit gelingt es trotz jahreszeitlich bedingter variierender Dichte der Luft, die Brenner mit einem minimalen Luftüberschuss einzustellen. Dies steigert den feuerungstechnischen Wirkungsgrad, spart Brennstoff und reduziert damit die Gesamtmenge an Abgas. In der Folge wird also auch die sogenannte NO_x-Fracht gesenkt.

Ist keine O₂-Regelung vorhanden, wird der Luftüberschuss so hoch eingestellt, dass für alle Tage des Jahres, ein sauberer Ausbrand gegeben ist. Der O₂-Wert (Restsauerstoffgehalt im Abgas) wird also bei Brennern ohne O₂-Regelung höher eingestellt als bei Brennern mit O₂-Regelung.

Für die NO_x-Emission kann es häufig einen gegenläufigen Effekt geben. Geringere Luftüberschüsse durch eine O₂-Regelung verursachen höhere Flammentemperaturen und etwas höhere NO_x-Emissionswerte. Wie schon erklärt, sinkt die Menge an Abgas, aber die Menge an Emission pro Kubikmeter Abgas kann etwas steigen und die Grenzwerte sind auf diese Konzentrationswerte bezogen.

Dieser Sachverhalt wäre einfacher, wenn die Emissionsgesetzgebung vorschreiben würde, bei welchem Luftüberschuss die Grenzwerte eingehalten werden müssen. Da dies jedoch nicht der Fall ist, kann es in der Praxis dazu führen, dass die sinnvolle Anwendung einer O₂-Regelung zum Überschreiten des Grenzwertes führt, obwohl die Emissionsfracht gesenkt wird.

Für eine Anlagen-Planung müssen bei diesem Thema daher von Beginn an belastbare Informationen vorliegen, damit die Einhaltung der Grenzwerte bei den konkreten Bedingungen auch zuverlässig garantiert werden kann.

4. Aktuelle NO_x-Emissionsgrenzwerte in Deutschland und Europa

Die Emissionsgesetzgebung befindet sich gerade in einer Umbruchphase bezüglich des Zusammenspiels zwischen europäischen Richtlinien und nationalen Gesetzen.

Leistungsbereich > 50 MW:

Die gültige Europäische Richtlinie ist die sogenannte „Industrial Emission Directive“ (IED 2010/75/EU). Die nationale Umsetzung in Deutschland erfolgte bereits vor einiger Zeit durch Anpassungen der bereits existierenden 13. BImSchV, welche weiterhin die gültige Verordnung darstellt.

Leistungsbereich \leq 50 MW:

Bis Ende 2015 gab es in diesem Leistungsbereich keine Europäische Vorgabe und die gesetzliche Regelung erfolgte in Deutschland durch die Verordnungen 1. BImSchV (nicht genehmigungsbedürftige Anlagen) und 4. BImSchV (genehmigungsbedürftige Anlagen), wobei letztere durch die Verwaltungsvorschrift „TA-Luft“ geregelt wird.

Am 28.11.2015 wurde die neue Europäische Richtlinie 2015/2193/EU für den Leistungsbereich 1–50 MW der Mittelgroßen Feuerungsanlagen (Medium Combustion Plants, MCP) erlassen. Diese muss jedoch erst in nationales Recht übernommen werden, was entsprechend dieser Richtlinie bis zum 20.12.2017 durch die Mitgliedstaaten erfolgen muss.

Bis zu dieser Umsetzung gelten weiterhin die aktuellen Gesetze. Es ist jedoch zu beachten, dass die nationale Umsetzung auch früher erfolgen darf und die Mitgliedstaaten die Grenzwerte bei der Umsetzung der Europäischen Richtlinie ins nationale Recht auch verschärfen dürfen.

Für Deutschland wurde bereits im Vorgriff der Verabschiedung der neuen Richtlinie begonnen, die Verwaltungsvorschrift TA-Luft zu überarbeiten (Entwurf vom 29.05.2015). Am 9. September 2016 wurde eine weitere überarbeitete Version der TA-Luft als Referentenentwurf herausgegeben. Nach der Verbändeanhörung im Dezember 2016 hat das BMUB jedoch einen Strategiewechsel vollzogen. Die Anforderungen der MCP-Richtlinie sollen nun unabhängig von der TA-Luft in einer separaten Verordnung umgesetzt werden. Die TA-Luft wird weitestgehend auf den Stand von 2002 zurückgefahren. Allerdings liegt noch kein Entwurf dieser neuen Verordnung vor, die nach europäischen Recht dann ab 20.12.2017 gelten müsste.

Um die europäische Richtlinie für alle Feuerungsanlagen > 1 MW in nationales Recht umzusetzen, ist zusätzlich eine Regelung für nicht genehmigungsbedürftige Anlagen notwendig, welche heute in der 1. BImSchV geregelt sind. Für diesen Bereich ist laut Auskunft des Bundesministeriums eine neue Verordnung vorgesehen, für die allerdings ebenfalls noch kein Entwurf vorliegt. Die anstehenden Änderungen, welche ebenfalls ab 20.12.2017 gelten müssen, sind bis heute unbekannt. Es ist lediglich klar, dass sie innerhalb des Rahmens der europäischen Richtlinie liegen müssen und gleichzeitig nicht hinter den aktuellen Regeln zurückstehen dürfen (nationales Verschlechterungsverbot).

Denkbar wäre, dass der Gesetzgeber diese neue Verordnung für den gesamten Anwendungsbereich der MCP-Richtlinie von 1–50 MW erlässt und somit die genehmigungsbedürftigen und nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen gemeinsam regelt. Hierzu liegen allerdings noch keine Informationen vor.

Für Anlagen < 1 MW Feuerungsleistung bestehen keine neuen europäischen Anforderungen. Es ist zu erwarten, dass in diesem Bereich weiterhin die 1. BImSchV gelten und die Regelung für Anlagen < 1 MW Einzelfeuerungsleistung bei > 1 MW Gesamtfederungsleistung in einer neuen Verordnung gestaltet wird.

Die nachfolgenden Tabellen geben einen Überblick über die aktuell gültigen Emissionsgrenzwerte. Diese Grenzwerte können durch lokale Genehmigungsbehörden verschärft werden und erheben damit keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Alle Angaben sind daher ohne Gewähr.

Aufgrund des oben beschriebenen Sachverhaltes und zur Wahrung der Übersichtlichkeit, sind die beiden Leistungsbereiche > 50 MW und \leq 50 MW getrennt dargestellt. Im Bereich \leq 50 MW wird nach dem heute gültigen Stand und der zukünftigen Situation unterschieden. Zusätzlich ist zu beachten, dass bei den verschiedenen Gesetzen für die Grenzwerte teilweise unterschiedliche Randbedingungen gelten.

Leistungsbereich > 50 MW geregelt durch die 13. BImSchV

Leistungsbereich (Gesamtfeuerung)	Grenzwerte		Medientemperatur
	Heizöl EL	Erdgas	
50 bis ≤ 100 MW	180 mg/m ³	100 mg/m ³	< 110 °C
	200 mg/m ³		110–210 °C
	250 mg/m ³		> 210 °C
> 100 bis ≤ 300 MW	150 mg/m ³	100 mg/m ³	Unabhängig von der Temperatur
> 300 MW	100 mg/m ³	100 mg/m ³	

Randbedingungen:

- NO_x in mg/Nm³, angegeben in NO₂ (trocken)
- Einzelmessungen bei Volllast an 3 Tagen; min. 0,5 h, max. 2 h
- Jeder Tagesmittelwert < Grenzwert und
- Jeder Halbstundenmittelwert < 2-facher Grenzwert
- Referenzierung Luftfeuchte- und Temperatur nur bei Heizöl EL im Leistungsbereich 50–100 MW
- Referenzierung Stickstoff bei Heizöl EL nur im Leistungsbereich 50–100 MW, Stickstoffreferenz 140 mg/kg
- Ausnahmeregel für Heizöl EL-Notbetrieb zur Spitzenlastabdeckung (max. 300 h) bei Altanlagen 50–100 MW

Leistungsbereich ≤ 50 MW geregelt durch 1. und 4. BImSchV Stand Veröffentlichungsdatum des Informationsblattes

Leistungsbereich	Grenzwerte		Medientemperatur
	Heizöl EL	Erdgas	
≤ 120 kW	110 mg/kWh	60 mg/kWh/h	Unabhängig von der Temperatur
> 120 bis ≤ 400 kW	120 mg/kWh	80 mg/kWh/h	
> 400 kW bis ≤ 10 MW	185 mg/kWh	120 mg/kWh	

Randbedingungen entsprechend 1. BImSchV:

Die Einhaltung der Grenzwerte wird über eine Herstellerbescheinigung garantiert. (Es handelt sich um Prüfstandsmessungen, es finden keine Anlagenmessungen statt.)

10 bis ≤ 20 MW (Einzelfeuerung)	180 mg/m ³	100 mg/m ³	< 110 °C
	200 mg/m ³	110 mg/m ³	110–210 °C
	250 mg/m ³	150 mg/m ³	> 210 °C

Randbedingungen entsprechend 1. BImSchV:

- NO_x in mg/Nm³, angegeben in NO₂ (trocken) bezogen auf 3%-Vol O₂
- Referenzierung Stickstoff bei HEL, Stickstoffreferenz 140 mg/kg
- 3 Einzelmessungen (Schwach-, Mittel-, Vollast) je als Halbstundenmittelwert
- Jede Einzelmessung muss < Grenzwert sein
- Ausnahmeregel für HEL-Notbetrieb (< 300 h/a; NO_x < 250 mg/m³)

20 bis ≤ 50 MW (Gesamtfeuerung)	0,18 g/m ³	0,10 g/m ³	< 110 °C
	0,20 g/m ³	0,11 g/m ³	110–210 °C
	0,25 g/m ³	0,15 g/m ³	> 210 °C

Randbedingungen entsprechend 4. BImSchV (TA-Luft):

- NO_x in g/Nm³, angegeben in NO₂ (trocken) bezogen auf 3% O₂
- Es gelten die mathematischen Rundungsregeln (z. B. 114 mg/m³=0,11 g/m³)
- 3 Einzelmessungen bei höchster Emission, mindestens jeweils eine weitere Messung bei regelmäßig auftretenden Betriebszuständen als Halbstunden-Mittelwert. Der Messwert einer jeden Einzelmessung plus die Messunsicherheit muss kleiner als der Grenzwert sein.
- Referenzierung Luftfeuchte- und Temperatur nur bei Heizöl EL
- Referenzierung Stickstoff bei Heizöl EL, Stickstoffreferenz 140 mg/kg
- Keine Ausnahmeregel für Heizöl EL-Notbetrieb

Eingangs wurde bereits erläutert, dass der Bereich 1–50 MW für genehmigungsbedürftige und nicht genehmigungsbedürftige Anlagen nun durch eine oder zwei neue Verordnungen geregelt werden soll. Da dazu keinerlei Informationen vorliegen, bleibt die MCP-Richtlinie derzeit die einzige Orientierung.

Informativ und zur Vollständigkeit werden die Werte der MCP-Richtlinie deshalb dargestellt.

Anforderungen Europäische MCP-Richtlinie 2015/2193/EU

Leistungsbereich ≥ 1 MW (Einzelfeuerung) < 50 MW (Gesamtfueuerung)	Grenzwerte		Medientemperatur
	Heizöl EL	Erdgas	
Neuanlagen ab 20.12.2017 (Datum der Genehmigung)	200 mg/m ³	100 mg/m ³	Alle
Bestandsanlagen > 5 MW ab 1.1.2025	200 mg/m ³	200 mg/m ³	Alle
Bestandsanlagen 1–5 MW ab 1.1.2030	200 mg/m ³	250 mg/m ³	Alle
<ul style="list-style-type: none"> • NO_x in mg/Nm³, angegeben in NO₂ (trocken) bezogen auf 3 % O₂ • Keine Referenzierung Luftfeuchte- und Temperatur • Keine Referenzierung Stickstoff bei Heizöl EL • Keine Referenzierung Heizwert Gas • Keine Vorgabe für einzustellenden Luftüberschuss bei NO_x-Messung • Keine Ausnahmeregel für Heizöl EL-Notbetrieb • Jährliche Emissionsmessung durch zugelassene Institution 			

5. Praktische Hinweise zur Anlagenplanung 1–50 MW vor dem Hintergrund der kommenden Emissionsgesetzgebung in Deutschland

Durch die Verabschiedung der MCP-Richtlinie sind zukünftig alle Anlagen mit Einzelfeuerungen > 1 MW von den neuen Regelungen eingeschlossen. Dies gilt also auch für Feuerungsanlagen nach 1. BImSchV ≤ 10 MW, die bisher – wie oben beschrieben – die Einhaltung der Grenzwerte mit einer Herstellererklärung (basierend auf Prüfstandswerten der Hersteller) nachweisen konnten. Auch bei diesen Anlagen müssen zukünftig die Werte jährlich an der Anlage nachgewiesen werden.

Ein wichtiges Thema ist der Bestandsschutz. Da die Verordnungen(n) noch nicht bekannt sind, ist dazu keine dezidierte Aussage möglich. Die Voraussetzungen sind je nach 1. BImSchV und TA-Luft verschieden; bekannt sind lediglich die obendargestellte Vorgabe der MCP-Richtlinie.

Eine klare Empfehlung für die Planung von Neuanlagen oder laufende Erneuerung kann im Moment nicht ausgesprochen werden. Die Gesetzeslage ist im Moment zu unsicher, sowohl in Bezug auf die kommenden Grenzwerte als auch in Bezug auf Bestandsregelung für noch unter der aktuellen Gesetzeslage errichtete und erneuerte Anlagen.

In der Praxis werden daher die Betreiber bzw. die Planer Emissionsgrenzwerte festlegen und die Gerätehersteller diesen als Beschaffenheitsmerkmal garantieren müssen.

Wichtig ist dabei aber auch die Festlegung der Randbedingungen für zu erreichenden Emissionen.

- Alle NO_x-Angaben der Hersteller basieren auf herstellerspezifischen Referenzbedingungen als Berechnungsgrundlage. Es können jedoch auch Zusagen für abweichende Bedingungen gegeben werden. Aber die Definition dieser Bedingungen muss seitens des Betreibers oder des Planers erfolgen. Insbesondere für den Fall, dass das Gesetz keine Referenzbedingungen mehr vorsieht, ist dies eine notwendige Planungsvorgabe.

Die wesentlichen Einflüsse und Hintergründe sind im Kapitel 3 dieses Dokumentes beschrieben, weshalb an dieser Stelle nur eine kurze Zusammenfassung erfolgt:

- Messwert-Referenzierung mehr für Lufttemperatur und Luftfeuchte.
→ s. Abschnitt 3.6
- Messwert-Referenzierung für den Heizwert von Erdgas H.
→ s. Abschnitt 3.8
- Messwert-Referenzierung mehr für den Stickstoffgehalt im Heizöl EL.
→ s. Abschnitt 3.7
- Messwert-Referenzierung für den Luftüberschuss, bei dem die Emissionsmessung stattfinden soll.
→ s. auch Abschnitt 3.9
- Betrachtung der Messunsicherheit
→ s. auch Abschnitt 3.5

Zusammenfassend kann aus Sicht der im BDH organisierten Brenner- und Kessel-Hersteller gesagt werden, dass es letztendlich auf eine sehr sorgfältige Abstimmung zwischen Brenner, Kessel und den vom Kunden bzw. Planer definierten Randbedingungen ankommt, damit die Emissionen tatsächlich auch dem Wunsch des Betreibers sowie den Forderungen des Gesetzgebers entsprechen.



BDH-Informationen dienen der unverbindlichen technischen Unterrichtung. Eine Fehlerfreiheit der enthaltenen Informationen kann trotz sorgfältiger Prüfung nicht garantiert werden.

Weitere Informationen unter:
www.bdh-koeln.de

Herausgeber:
Interessengemeinschaft
Energie Umwelt Feuerungen GmbH
Infoblatt 66 April/2017