



# NO<sub>x</sub>-Emission bei Feuerungsanlagen

## Entstehung, Reduktionsmöglichkeiten, Messtechnik und aktuelle Grenzwerte

### Revision Februar 2020

- Einarbeitung der neuen Anforderungen bis 50 MW entsprechend der 44. BImSchV
- Einarbeitungen neuer Gesetzmäßigkeiten < 400 kW nach ErP-Verordnung
- Einarbeitung der neuen Situation > 50 MW nach Verabschiedung der BVT-Schlussfolgerungen

### Inhalt:

#### 1. Grundlagen NO<sub>x</sub> – Entstehung und Auswirkung

- 1.1. Auswirkungen auf Mensch und Umwelt
- 1.2. NO<sub>x</sub>-Entstehungsmechanismen
  - 1.2.1. Thermische NO<sub>x</sub>-Bildung
  - 1.2.2. Brennstoff NO

#### 2. Einflussmöglichkeiten der Kessel-Brennertechnologie auf die NO<sub>x</sub>-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<sub>x</sub>-Klassen in EN 676 und EN 267)

#### 3. Messung und Normierung von NO<sub>x</sub>-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<sub>x</sub>-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 O<sub>2</sub>-Regelungen auf die NO<sub>x</sub>-Emissionen

#### 4. Aktuelle NO<sub>x</sub>-Emissionsgrenzwerte in Deutschland und Europa

- 4.1. Leistungsbereich > 50 MW
- 4.2. Leistungsbereich ≤ 50 MW
- 4.3. Randbedingungen zur NO<sub>x</sub>-Bewertung nach 44. BImSchV

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

## 1. Grundlagen NO<sub>x</sub> – Entstehung und Auswirkung

Stickoxide oder Stickstoffoxide sind Sammelbezeichnungen für die gasförmigen Oxide des Stickstoffs, dem Stickstoffmonoxid NO und dem Stickstoffdioxid NO<sub>2</sub>. Da es aufgrund der vielen Oxidationsstufen des Stickstoffs mehrere Stickstoff-Sauerstoff-Verbindungen gibt, werden sie auch mit NO<sub>x</sub> 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 die Umwelt

Stickoxide wirken an verschiedenen Stellen der Atmosphäre. Sie tragen unter dem Einfluss der UV-Strahlung und Kohlenwasserstoffen maßgeblich zum Abbau von Ozon (O<sub>3</sub>) 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 (HNO<sub>3</sub>) beitragen. Weiter tragen sie zur Entstehung von Smog bei.

### 1.2 NO<sub>x</sub>-Entstehungsmechanismen

Es werden grundsätzlich drei Mechanismen zur NO<sub>x</sub>-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.

Stickoxide aus Verbrennungsabgasen werden auch immer auf NO<sub>2</sub> bezogen, obwohl sie zu 90–97 % aus NO bestehen.

Deshalb gilt: In Feuerungsanlagen entstehen bei der Verbrennung, je nach Brennerausführung, ca. 90–97 % NO und 3–10 % NO<sub>2</sub>. In der Atmosphäre oxidiert das NO innerhalb kürzester Zeit (ca. 1 Min.) zum größten Teil unter Anwesenheit von Ozon zu NO<sub>2</sub>.



#### 1.2.1 Thermische NO<sub>x</sub>-Bildung

Thermisches NO entsteht aus dem molekularen Stickstoff N<sub>2</sub> der Verbrennungsluft in der Flamme durch Oxidation bei Temperaturen > 1000 °C, wobei als weiterer Reaktionspartner die Radikale OH und HO<sub>2</sub> 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.

#### 1.2.2 Brennstoff NO

Bei Brennstoffen ohne molekular gebundenen Stickstoff (z. B. Erdgas) entsteht kein Brennstoff NO. Quellen von NO<sub>x</sub>-Emissionen bei flüssigen oder festen Brennstoffen (z. B. Heizöl, Kohle etc.) sind die im Brennstoff 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 Stickstoffs 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 in den aktuellen Gelbdruck der Norm DIN 51603-1 als zusätzliche Anforderung von Heizöl EL mit einem maximal Wert von 140 mg/kW aufgenommen, denn der Stickstoffgehalt des Brennstoffes wirkt sich erheblich auf die Gesamt-NO<sub>x</sub>-Emission von Ölfeuerungsanlagen aus.

## **2. Einflussmöglichkeiten der Kessel-Brennertechnologie auf die NO<sub>x</sub>-Emission**

Durch die Konstruktion des Kessels und der Brenner kann nur die Bildung von thermischem NO beeinflusst werden. Nachfolgend 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<sub>x</sub>-Emission eines Warmwasserkessels mit einer Medientemperatur von ca. 70 °C mit der NO<sub>x</sub>-Emission eines Dampfkessels mit einer Medientemperatur von z. B. 215 °C verglichen, so ist die NO<sub>x</sub>-Emission des Dampfkessels bei ansonsten gleichen Randbedingungen ca. 10–25 mg/Nm<sup>3</sup> 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<sub>x</sub>-Emissionen. Dies ist durch die Temperatur der rezirkulierenden Abgase begründet, die bei größeren Feuerräumen niedriger ist und damit die NO<sub>x</sub>-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 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 CO<sub>2</sub>-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. beim Brennstoff Erdgas:  $\text{NO}_x < 50 \text{ mg/Nm}^3$  bei 3 Vol.-%  $\text{O}_2$ ).

#### 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  $\text{NO}_x$ -Emissionen von  $< 25 \text{ mg/Nm}^3$  bezogen auf 3 Vol.-%  $\text{O}_2$  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 bis zu einer Feuerungsleistung von ca. 5.000 kW pro Wärmeerzeuger. Für größere Leistungen oder höhere Abgastemperaturen (z. B. Dampfkessel) gibt es aktuell erste Ansätze, diese Brennertechnologie anzuwenden.

#### 2.5 Entwicklung des Stands der Technik ( $\text{NO}_x$ -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 Prüfstandsbedingungen in seinem definierten Arbeitsfeld geprüft. Einen wesentlichen Teil der Prüfung stellt dabei die Ermittlung der  $\text{NO}_x$ -Klasse des Brenners dar.

Die Angabe der  $\text{NO}_x$ -Emissionen erfolgt in mg/kWh. Eine Umrechnung in andere Einheiten wie z. B.  $\text{mg/Nm}^3$  bei 3 Vol.-%  $\text{O}_2$  kann bei normierten Brennstoffen jederzeit über den Heizwert und das stöchiometrische Abgasvolumen des jeweiligen Brennstoffes erfolgen.

Die einzuhaltenden Werte einer  $\text{NO}_x$ -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  $\text{NO}_x$ -Klassen in den jeweils aktuellen Ausgaben der Normen sind heizwertbezogen dabei:

$\text{NO}_x$ -Klasse	EN 676:2020 Für Gase der 2. Familie wie z. B. Erdgas H und L [mg/kWh]	EN 267:2020 für Heizöl EL  [mg/kWh]
1	$\leq 170$	$\leq 250$
2	$\leq 120$	$\leq 185$
3	$\leq 80$	$\leq 120$
4*	$\leq 56^{**}$	$\leq 120^{**}$

**Tabelle 1:**  $\text{NO}_x$ -Klassen nach EN 676:2020 und EN 267:2020

\*  $\leq 400 \text{ kW}$

\*\* Bezug: Brennwert

Die jeweiligen Prüfstandsbedingungen haben dabei den Anforderungen der Normen zu entsprechen und werden über eine zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS) überprüft. Für Leistungen  $> 2,4 \text{ MW}$  sind Feuerraumabmessungen nach Wahl des Herstellers zulässig. Aus diesem Grund ist es möglich, dass Brenner gleicher Klasse unter konkreten Anlagenbedingungen abweichende  $\text{NO}_x$ -Emissionen erreichen.



### 3. Messung und Normierung von NO<sub>x</sub>-Emissionen

#### 3.1 Konzentrationsmessung und deren Umrechnungen

Allen marktüblichen Messverfahren zur NO und NO<sub>2</sub>-Messung ist gemeinsam, dass sie über eine Konzentrationsmessung einen Volumenanteil von NO bzw. NO<sub>2</sub> im realen Abgasvolumenstrom ermitteln. Das Ergebnis wird in der Einheit [ppm] ermittelt und ergibt sich durch Multiplikation mit dem Faktor 2,05 in [mg/m<sup>3</sup>].

Diese Angabe wird dann auf ein trockenes Abgasvolumen bei Normbedingungen bezogen. Für Feuerungsanlagen in Europa 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 mithilfe eines Messgaskühlers getrocknet wird. Weiterhin wird auf das stöchiometrische Abgasvolumen (0 Vol.-% O<sub>2</sub> 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/Nm<sup>3</sup>] bei 3 Vol.-% O<sub>2</sub>. 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.-% O<sub>2</sub>.

Wichtig ist dabei, dass sowohl NO als auch NO<sub>2</sub> mit der Dichte von NO<sub>2</sub> auf [mg/Nm<sup>3</sup>] umgerechnet werden. Diese Umrechnung basiert auf der Tatsache, dass alle Bestandteile von NO im weiteren Verlauf zu NO<sub>2</sub> oxidieren; auch nach dem Austritt der Abgase aus dem Schornstein. Dementsprechend findet man auch häufig die Formulierung „NO<sub>x</sub>“ angegeben als NO<sub>2</sub>.

In den europäischen Normen EN 676 und EN 267 ist die Umrechnung von [ppm] in [mg/kWh] und [ppm] in [mg/Nm<sup>3</sup>] 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/Nm<sup>3</sup>] 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<sub>xml/m<sup>3</sup></sub>  
die gemessene NO<sub>x</sub>-Konzentration in ml/m<sup>3</sup> = ppm, volumetrisch;
- O<sub>2meas</sub>  
die gemessene O<sub>2</sub>-Konzentration im Abgas;
- H<sub>i</sub>  
der untere Heizwert in kWh/Nm<sup>3</sup> bei gasförmigen Brennstoffen und in kWh/kg bei flüssigen Brennstoffen
- V<sub>A,th,tr,min</sub> das stöchiometrische Abgasvolumen, trocken in Nm<sup>3</sup>/Nm<sup>3</sup> bei gasförmigen Brennstoffen und Nm<sup>3</sup>/kg bei flüssigen Brennstoffen.
- 2,056  
die Dichte von NO<sub>2</sub>, in Kilogramm je Kubikmeter (kg/m<sup>3</sup>);
- O<sub>2ref</sub>  
die O<sub>2</sub>-Referenzgasbedingungen (z. B.: 3 % O<sub>2</sub>);

Der Vorteil der Einheit „mg/kWh“ besteht darin, dass bei bekanntem Energieverbrauch einer Anlage durch direkte Multiplikation mit der NO<sub>x</sub>-Emission die NO<sub>x</sub>-Fracht über einen Zeitraum ermittelt werden kann.

Die Einheit „mg/m<sup>3</sup> bei 3 Vol-% O<sub>2</sub>“ findet sich dagegen in den meisten deutschen Gesetztestexten (siehe Abschnitt 4) wieder.

Eine tabellarische Darstellung der Umrechnungsfaktoren für NO<sub>x</sub> von ppm luftfrei trocken in andere Einheiten (Näherungswerte für standardisierte Brennstoffwerte) zeigt Tabelle 2.

Brennstoff	mg/kWh	mg/MJ	mg/Nm <sup>3</sup> bei 3 Vol-% O <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup> bei 0 Vol-% O <sub>2</sub>
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 2013

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

### 3.2 Vergleich der Messprinzipien Chemilumineszenz und Infrarot-Prinzip versus chemischer Zellen

Die Messung von NO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub>-Messungen bei einem Gasbrenner mit NO<sub>x</sub>-Werten ≤ 80 mg/kWh mit Erdgas H
- Eine NO<sub>x</sub>-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-% O<sub>2</sub> im Abgas, so ergibt sich daraus eine zu messende Konzentration im realen Abgas von 40,2 ppm
  - Die geeignete NO<sub>x</sub>-Kalibriergaskonzentration liegt in diesem Beispiel somit zwischen 32 bis 48 ppm NO<sub>x</sub>.

### 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. Aller-



dings muss die Messtechnik für die an der Probenentnahmestelle vorherrschenden Randbedingungen (z. B. Abgastemperatur, Feuchte etc.) geeignet sein.

Üblicherweise wird eine Messstelle nach Austritt aus dem Kessel gewählt. Dabei muss beachtet werden, dass ein Mindestabstand zu Umlenkungen, Abgassammlern 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.

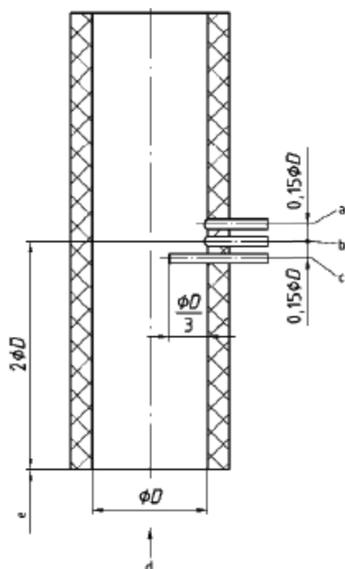


Abbildung 1: geeignete NO<sub>x</sub>-Emissions-Messstelle nach EN 676 und EN 267

### 3.5 Messunsicherheiten bei der NO<sub>x</sub>-Messung

Die Messunsicherheit bei der NO<sub>x</sub>-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  $\pm 2\%$  im Heizwert oder im stöchiometrischen Abgasvolumen üblich. Weiterhin können die Kalibriergase nur mit einer industriüblichen Genauigkeit von zum Beispiel  $\pm 1$  ppm hergestellt werden. Die Position und Art der Probeentnahme beeinflusst das Messergebnis und die Messgenauigkeit des Messverfahrens selbst.

Vor diesem Hintergrund finden sich in der Fachwelt unterschiedliche Angaben zur Messunsicherheit bei NO<sub>x</sub>-Messungen.

- Die EN 676 und EN 267 gehen von einer Messunsicherheit bei der Prüfung von NO<sub>x</sub>  $\pm 10$  ppm aus.
- Das BImSchG verweist im 3. Abschnitt zur Ermittlung von Emissionen und Immissionen, sicherheitstechnische Prüfungen im § 26 bei Messungen aus besonderem Anlass auf eine von den Länderbehörden bekannt gegebene Stelle (zugelassene Prüfstelle/Messstelle). Ferner wird in einer Erläuterung des UBAs bei den Messunsicherheiten der NO<sub>x</sub>-Messungen von Erdgasbrennern mit  $\pm 10$  mg/Nm<sup>3</sup> bei 3 Vol-% O<sub>2</sub> bzw. bei der Heizöl EL-Feuerungen mit  $\pm 12$  mg/Nm<sup>3</sup> bei 3 Vol-% O<sub>2</sub> dargestellt; siehe auch BDH-Information 16.
- 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<sub>x</sub>-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  $\text{NO}_x$ -Emission kann also je nach Bewertung der Messunsicherheit eine Einhaltung oder eine Überschreitung des Grenzwertes bedeuten. Im kritischsten Fall wird im Rahmen der Messunsicherheit ein zu hoher Wert gemessen und die Messunsicherheit trotzdem noch rechnerisch dem Messwert zugeschlagen. Um den Grenzwert einzuhalten, wäre demnach theoretisch eine Auslegungsreserve der doppelten Messunsicherheit notwendig.

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  $\text{NO}_x$ -Emissionen in EN 676 und EN 267 auf eine Verbrennungslufttemperatur von  $20^\circ\text{C}$  und eine Verbrennungsluftfeuchte von  $10\text{ g/kg}$  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  $\text{NO}$ -Bildung.
- 2) feuchtere Luft reduziert die Flammentemperatur und damit wiederum die Entstehung von thermischem  $\text{NO}$ .

Die nachfolgende Formel normiert dies und ermittelt eine vergleichbare  $\text{NO}_x$ -Emission bei unterschiedlichen Randbedingungen. Formel 3 zeigt dies beispielsweise anhand der EN 676:

$\text{NO}_{xR} = (\text{NO}_x)_M + \left[ \frac{0,02(\text{NO}_x)_M - 0,34}{1 - 0,02(h_M - 10)} \right] (h_M - 10) + [0,85(20 - T_M)]$	Formel 3
---	----------

Dabei sind:

- $\text{NO}_{xR}$   
der normierte  $\text{NO}_x$ -Wert, in  $\text{mg/kWh}$ , bei gewählten Referenz-Bedingungen von  $10\text{ g/kg}$  für die Feuchte und  $20^\circ\text{C}$  für die Temperatur;
- $(\text{NO}_x)_M$   
gemessen bei  $h_M$  und  $T_M$ , in  $\text{mg/kWh}$ , im Bereich von  $50\text{ mg/kWh}$  bis  $300\text{ mg/kWh}$ ;
- $h_M$   
die Feuchte bei der Messung von  $(\text{NO}_x)_M$ , in  $\text{g/kg}$ , im Bereich von  $5\text{ g/kg}$  bis  $15\text{ g/kg}$ ;
- $T_M$   
die Temperatur, in  $^\circ\text{C}$ , bei der Messung von  $(\text{NO}_x)_M$  im Bereich von  $15^\circ\text{C}$  bis  $30^\circ\text{C}$ .

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  $33^\circ\text{C}$  darf die Temperatur nur mit  $30^\circ\text{C}$  normiert werden.

Erklärung der Formel-Funktionen:

Höhere Verbrennungslufttemperaturen als  $20^\circ\text{C}$  ergeben einen  $\text{NO}_x$ -Abschlag, weil der Brenner bei einer Temperatur von  $20^\circ\text{C}$  entsprechend niedrigere  $\text{NO}_x$ -Emissionen aufweisen würde.



Tiefere Verbrennungslufttemperaturen als 20 °C ergeben einen NO<sub>x</sub>-Zuschlag, weil der Brenner bei einer Temperatur von 20 °C entsprechend höhere NO<sub>x</sub>-Emissionen aufweisen würde.

Höhere Luftfechtigkeiten als 10 g/kg ergeben einen NO<sub>x</sub>-Zuschlag, weil der Brenner bei einer Luftfeuchte von 10 g/kg entsprechend höhere NO<sub>x</sub>-Emissionen aufweisen würde.

Tiefere Luftfechtigkeiten als 10 g/kg ergeben einen NO<sub>x</sub>-Abschlag, weil der Brenner bei einer Luftfeuchte von 10 g/kg entsprechend tiefere NO<sub>x</sub>-Emissionen aufweisen würde.

Zu beachten ist weiterhin, dass nicht alle NO<sub>x</sub>-Grenzwerte innerhalb der Gesetzgebung auf die oben erwähnten Referenzbedingungen bezogen sind. Ohne Referenzierung müssen die Randbedingungen der Emissionszusage exakt definiert werden.

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

Für eine seriöse Planung und Garantieaussage 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 beträchtliche 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<sub>x</sub>-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<sub>X(EN 267)</sub>  
der auf den Bezugswert für Stickstoff im Öl bei 0 mg/kg normierte NO<sub>x</sub>-Wert;
- NO<sub>Xref</sub>  
der nach 3.6 (Luftfeuchte und -temperatur) berechnete NO<sub>x</sub>-Wert;
- N<sub>meas</sub>  
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 70 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<sub>x</sub>-Emission von z. B. 150 mg/kWh und mit einem Brennstoffstickstoffgehalt im Heizöl von zum Beispiel 70 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 CEN/TC 47 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  $0 \text{ mg/kg}$  festgesetzt.

Aufgrund des erheblichen Einflusses auf die NO-Emissionen wurde Stickstoff als genormter Bestandteil von Heizöl in den Gelbdruck der DIN 51603-1 aufgenommen. Dadurch kann der Stickstoffgehalt vom Betreiber beim Mineralöllieferanten bewusst bestellt werden.

In Bezug auf die einzuhaltenden Grenzwerte ist es unkritisch, wenn sich der Grenzwert für  $\text{NO}_x$  auf einen Referenzwert bezieht und der Messwert durch die oben beschriebenen Formeln normiert wird.

Ohne einen Bezug auf einen Referenzwert (wie z. B. 44. BImSchV) ist die Situation allerdings deutlich komplexer. Die Gerätehersteller können ihre Garantie nur auf eine Referenz beziehen, wenn der Anwender darauf hingewiesen wird, dass er ein Heizöl EL mit einem spezifizierten Maximalgehalt an Stickstoff beziehen sollte. Ausgehend von dieser Situation gibt es für Betreiber und Planer mehrere Optionen:

- Tanken von schwefel- und stickstoffarmem Heizöl EL.
- Ausweisung des Mineralöllieferanten eines maximalen Stickstoffgehalts 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 44. BImSchV 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  $\text{NO}_x$ -Emissionen mit Erdgas H etwa linear zum Heizwert verhalten.

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.

Eine Aufweitung der in den öffentlichen Netzen verfügbaren Gasqualitäten hat also auch erhebliche Auswirkungen auf die  $\text{NO}_x$ -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  $\text{NO}_x$ -Grenzwertes berücksichtigt werden kann.

In Zukunft soll zur Erreichung der Weltklimaziele darüber hinaus vermehrt Wasserstoff als  $\text{CO}_2$ -neutraler Brennstoff eingesetzt werden. Gemäß dem aktuellen Regelwerk haben die Hersteller – obwohl dies in der Gasversorgung bisher noch nie umgesetzt wurde – einen maximalen Wert von 10 % unter bestimmten Voraussetzungen sowohl für neue als auch bestehende Anlagen als sicherheitstechnisch für möglich beurteilt. Zu beachten gilt jedoch, dass durch die hohe Verbrennungstemperatur und die höheren Flammgeschwindigkeiten bei der Reaktion des Wasserstoffs mit dem Luftstickstoff deutlich größere Mengen Stickoxid ( $\text{NO}_x$ ) entstehen. Dieser physikalischen Sachlage muss daher durch verstärkte Anstrengungen in Forschung und Entwicklung Rechnung getragen werden. Aber auch die Betreiber müssen sich bei der Erstellung ihrer Aufträge bewusst sein, dass die zukünftigen Rahmenbedingungen aufgrund der stärkeren Verwendung von regenerativen Brennstoffen angepasst werden müssen.

### **3.9 Einfluss von $\text{O}_2$ -Regelungen auf die $\text{NO}_x$ -Emissionen**

Heutzutage werden einige Anlagen im Leistungsbereich  $> 2 \text{ MW}$  und nennenswerter Laufzeit mit einer  $\text{O}_2$ -Regelung ausgerüstet. Damit gelingt es trotz jahreszeitlich be-



dingter 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<sub>x</sub>-Fracht gesenkt.

Ist keine O<sub>2</sub>-Regelung vorhanden, wird der Luftüberschuss so hoch eingestellt, dass für alle Tage des Jahres, ein sauberer Ausbrand gegeben ist. Der O<sub>2</sub>-Wert (Restsauerstoffgehalt im Abgas) wird also bei Brennern ohne O<sub>2</sub>-Regelung höher eingestellt als bei Brennern mit O<sub>2</sub>-Regelung.

Für die NO<sub>x</sub>-Emission kann es häufig einen gegenläufigen Effekt geben. Geringere Luftüberschüsse durch eine O<sub>2</sub>-Regelung verursachen höhere Flammentemperaturen und etwas höhere NO<sub>x</sub>-Emissionswerte. Wie schon erklärt, sinkt die Menge an Abgas, aber die Menge an Emission pro Kubikmeter Abgas kann etwas steigen, jedoch sind die Grenzwerte 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 O<sub>2</sub>-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<sub>x</sub>-Emissionsgrenzwerte in Deutschland und Europa

Die Emissionsgesetzgebung wurde durch die Verabschiedung von europäischen Richtlinien bzw. Verordnungen und deren teilweise notwendige Umsetzung in nationale Gesetze neu aufgestellt.

##### 4.1 Leistungsbereich > 50 MW:

Die gültige Europäische Richtlinie ist die sogenannte „Industrial Emission Directive“ (IED 2010/75/EU). Die nationale Umsetzung in Deutschland erfolgte durch Anpassungen der 13. BImSchV, welche weiterhin die gültige Verordnung darstellt. Die Verordnung ist gültig ab einer Gesamtfeuerungsleistung von 50 MW, wobei Einzelfeuerungen bis 15 MW nicht mit addiert werden (z. B. 20 MW + 25 MW + 2x14 MW → 45 MW und damit nicht unter der IED).

Im August 2017 wurden die sogenannten BVT-Schlussfolgerungen<sup>3</sup> verabschiedet, welche verschärfte Grenzwerte für NO<sub>x</sub> beinhalten. Diesen Durchführungsbeschluss müssen die Mitgliedsstaaten innerhalb von vier Jahren in die nationalen Gesetze umsetzen. Allerdings werden diese Vorgaben auch schon in laufenden Genehmigungsverfahren herangezogen, sodass sie bei Neuanlagen bereits heute häufig zur Anwendung kommen.

Neben der Verschärfung der NO<sub>x</sub>-Grenzwerte ist ein weiterer Aspekt, dass die Grenzwerte im BVT-Durchführungsbeschluss als Bereiche angegeben sind und erst im Genehmigungsverfahren für die jeweilige Anlage verbindlich festgelegt werden. Somit sind die Hersteller auch hier auf eindeutige Vorgaben von der Kundenseite angewiesen.

Die folgenden Tabellen zu den NO<sub>x</sub>-Grenzwerten sind dem Amtsblatt der Europäischen Union entnommen<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> BVT= Best Verfügbare Technik oder englisch: BAT= Best Available Technique

<sup>4</sup> Siehe <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2017:212:FULL&from=EN>

**BVT-assoziierte Emissionswerte für NO<sub>x</sub>-Emissionen in die Luft, die bei der Verbrennung von Erdgas in Kesseln und Motoren entstehen**

Art der Feuerungsanlage	BVT-assoziierte Emissionswerte (mg/Nm <sup>3</sup> )			
	Jahresmittelwert <sup>(1)</sup>		Tagesmittelwert oder Mittelwert über den Zeitraum der Probenahme	
	Neue Anlage	Bestehende Anlage <sup>(2)</sup>	Neue Anlage	Bestehende Anlage <sup>(3)</sup>
Kessel	10-60	50-100	30-85	85-110
Motor <sup>(4)</sup>	20-75	20-100	55-85	55-110 <sup>(5)</sup>

<sup>(1)</sup> Eine Optimierung der Funktionsweise einer bestehenden Technik zur weiteren Senkung der NO<sub>x</sub>-Emissionen kann dazu führen, dass die CO-Emissionswerte an das obere Ende des im Anschluss an die folgende Tabelle aufgeführten Wertebereichs für CO-Emissionen verschoben werden.

<sup>(2)</sup> Diese BVT-assoziierten Emissionswerte gelten nicht für Anlagen mit < 1 500 Betriebsstunden pro Jahr.

<sup>(3)</sup> Bei Anlagen mit < 500 Betriebsstunden pro Jahr sind diese Werte indikativ.

<sup>(4)</sup> Diese BVT-assoziierten Emissionswerte gelten nur für fremdgezündete und für Zweitstoff-Motoren. Sie gelten nicht für Gas-Diesel-Motoren.

<sup>(5)</sup> Bei Motoren für den Notbetrieb mit < 500 Betriebsstunden pro Jahr, bei denen weder das Magermixkonzept angewendet noch SCR genutzt werden konnte, liegt das obere Ende des beispielhaften Wertebereichs bei 175 mg/Nm<sup>3</sup>.

Die indikativen Jahresmittelwerte der CO-Emissionen lauten wie folgt:

— < 5-40 mg/Nm<sup>3</sup> bei bestehenden Kesseln mit ≥ 1 500 Betriebsstunden pro Jahr;

— < 5-15 mg/Nm<sup>3</sup> bei neuen Kesseln;

— 30-100 mg/Nm<sup>3</sup> bei bestehenden Motoren mit ≥ 1 500 Betriebsstunden pro Jahr und bei neuen Motoren.

**BVT 45** Die BVT zur Verringerung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen ohne Methan (NMVOC) und Methan (CH<sub>4</sub>) in die Luft, die bei der Verbrennung von Erdgas in fremdgezündeten Mager-Gasmotoren entstehen, besteht in der Sicherstellung einer optimierten Verbrennung und/oder der Nutzung von Oxidationskatalysatoren.

**BVT-assoziierte Emissionswerte für NO<sub>x</sub>-Emissionen in die Luft, die bei der Verbrennung von HFO und/oder Gasöl in Kesseln entstehen**

Feuerungswärmeleistung der Feuerungsanlage (MW <sub>th</sub> )	BVT-assoziierte Emissionswerte (mg/Nm <sup>3</sup> )			
	Jahresmittelwert		Tagesmittelwert oder Mittelwert über den Zeitraum der Probenahme	
	Neue Anlage	Bestehende Anlage <sup>(1)</sup>	Neue Anlage	Bestehende Anlage <sup>(2)</sup>
< 100	75-200	150-270	100-215	210-330 <sup>(3)</sup>
≥ 100	45-75	45-100 <sup>(4)</sup>	85-100	85-110 <sup>(5)</sup> <sup>(6)</sup>

<sup>(1)</sup> Diese BVT-assoziierten Emissionswerte gelten nicht für Anlagen mit < 1 500 Betriebsstunden pro Jahr.

<sup>(2)</sup> Bei Anlagen mit < 500 Betriebsstunden pro Jahr sind diese Werte als indikativ zu verstehen.

<sup>(3)</sup> Bei vor dem 27. November 2003 in Betrieb genommenen Industriekesseln und Fernwärmeversorgungsanlagen mit < 1 500 Betriebsstunden pro Jahr, für die keine SCR und/oder SNCR angewendet werden kann, liegt das obere Ende des Wertebereichs der BVT-assoziierten Emissionswerte bei 450 mg/Nm<sup>3</sup>.

<sup>(4)</sup> Das obere Ende des Wertebereichs der BVT-assoziierten Emissionswerte liegt für Anlagen mit 100-300 MW<sub>th</sub> und Anlagen mit ≥ 300 MW<sub>th</sub>, die vor dem 7. Januar 2014 in Betrieb genommen wurden, bei 110 mg/Nm<sup>3</sup>.

<sup>(5)</sup> Das obere Ende des Wertebereichs der BVT-assoziierten Emissionswerte liegt für Anlagen mit 100-300 MW<sub>th</sub> und Anlagen mit ≥ 300 MW<sub>th</sub>, die vor dem 7. Januar 2014 in Betrieb genommen wurden, bei 145 mg/Nm<sup>3</sup>.

<sup>(6)</sup> Bei vor dem 27. November 2003 in Betrieb genommenen Industriekesseln und Fernwärmeversorgungsanlagen mit > 100 MW<sub>th</sub> und < 1 500 Betriebsstunden pro Jahr, für die keine SCR und/oder SNCR angewendet werden kann, liegt das obere Ende des Wertebereichs der BVT-assoziierten Emissionswerte bei 365 mg/Nm<sup>3</sup>.

Indikative Jahresmittelwerte der CO-Emissionen:

— 10-30 mg/Nm<sup>3</sup> bei bestehenden Feuerungsanlagen mit < 100 MW<sub>th</sub> und ≥ 1 500 Betriebsstunden pro Jahr oder bei neuen Feuerungsanlagen mit < 100 MW<sub>th</sub>;

— 10-20 mg/Nm<sup>3</sup> bei bestehenden Feuerungsanlagen mit ≥ 100 MW<sub>th</sub> und ≥ 1 500 Betriebsstunden pro Jahr oder bei neuen Feuerungsanlagen mit ≥ 100 MW<sub>th</sub>.

#### **4.2 Leistungsbereich ≤ 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 Mittgroßen Feuerungsanlagen (Medium Combustion Plants, MCP) erlassen. Diese musste durch die Mitgliedstaaten erst in nationales Recht übertragen werden. Der Termin zur Umsetzung dafür war der 20.12.2017.



In Deutschland erfolgt die Umsetzung durch die 44. BImSchV<sup>5</sup>, die am 19. 6. 2019 im Teil I des Bundesgesetzblattes Nr. 22 mit Datum vom 13. Juni 2019 veröffentlicht wurde. Diese neue Verordnung regelt nunmehr die Emissionen für Feuerungsanlagen im Leistungsbereich 1–50 MW, wobei die Ober- und Untergrenze je nach Konstellation weiter interpretiert werden (detaillierte Erläuterung unten in der Tabelle). Betroffen sind sowohl nicht genehmigungsbedürftige Anlagen nach 1. BImSchV als auch genehmigungsbedürftige Anlagen nach 4. BImSchV. Abgelöst werden damit der Bereich > 1 MW der 1. BImSchV und auch die entsprechenden Abschnitte in der Verwaltungsvorschrift TA-Luft, welche die Emissionsgrenzwerte für Anlagen der 4. BImSchV geregelt hatte.

Eine wichtige Neuerung ist, dass alle Anlagen, welche unter die 44. BImSchV fallen, registriert und die Emissionen behördlich gemessen werden. Das war bisher für nicht genehmigungsbedürftige Anlagen ≤ 10 MW nicht der Fall.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die gültigen NO<sub>x</sub>-Emissionsgrenzwerte. Sie zeigt die Einteilung der verschiedenen Arten von Anlagen und die neuen NO<sub>x</sub>-Grenzwerte. Besonderheiten und Änderungen bei den Bewertungsbedingungen sind erklärt.

Zu beachten ist, dass die aufgeführten Grenzwerte durch lokale Genehmigungsbehörden verschärft werden können. Weiter ist zu beachten, dass der Verordnungstext nicht wirklich eindeutig ist, manchmal die Anforderungen in verschiedenen Abschnitten enthalten sind und das Erkennen der Anforderungen für die spezifische Feuerungsanlage sehr schwierig ist. Es wurde daher versucht diese Anforderungen in eine lesbare Tabelle auf der Folgeseite zu überführen. Die Tabelle 3 will aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Endgültigkeit erheben und alle Angaben sind ohne Gewähr.

#### **4.3 Randbedingungen zur NO<sub>x</sub>-Bewertung nach 44. BImSchV:**

- NO<sub>x</sub> angegeben in NO<sub>2</sub> (trocken) bezogen auf 3 % O<sub>2</sub>;
- Die verschiedenen Maßeinheiten „mg/m<sup>3</sup>“ (oberer Teil der Tabelle) bzw. „g/m<sup>3</sup>“ (unterer Teil) sind vom Gesetzgeber so in den entsprechenden Paragraphen verankert;
- Keine Referenzierung Luftfeuchte und Temperatur;
- Keine Referenzierung Stickstoff bei Heizöl EL;
- Keine Referenzierung Heizwert Gas;
- Keine Vorgabe für einzustellenden Luftüberschuss bei NO<sub>x</sub>-Messung;
- Ausnahmeregel für Heizöl EL-Notbetrieb bei Bestandsanlagen 10–20 MW (250 mg/m<sup>3</sup> NO<sub>x</sub> bei < 300 Stunden pro Jahr);
- Jährliche bzw. dreijährliche Emissionsmessung durch zugelassene Institution;
- Die Emissionsgrenzwerte gelten als eingehalten, wenn kein Ergebnis einer Einzelmessung zuzüglich der Messunsicherheit einen Emissionsgrenzwert überschreitet. Sollten durch nachträgliche Anordnungen, die auf der Ermittlung von Emissionen beruhen, zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen gefordert werden, ist die Messunsicherheit zugunsten des Betreibers zu berücksichtigen.

## **5. Praktische Aspekte zur Anlagenplanung und dem Betrieb von Anlagen nach 44. BImSchV**

Eine häufig gestellte Frage war, ob bis zur Verabschiedung der 44. BImSchV noch die aktuellen Gesetze, insbesondere die 1. BImSchV, gelten. Dies ist vor allem relevant für den Leistungsbereich 1–10 MW, bei dem nach 1. BImSchV die Einhaltung der Grenzwerte mit Herstellerbescheinigung erfolgte.

Zu dieser Frage hat die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) bereits 2018 Stellung bezogen und ein Dokument veröffentlicht:

*„Vollzugshilfe: Unmittelbare Wirkung der Richtlinie (EU) 2015/2193 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2015 zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft (Mittelgroße Feuerungsanlagen Richtlinie – MF-RL), Amtsblatt EU vom 28.11.2015, L 313/1“*

<sup>5</sup> 44. BImSchV: Verordnung zur Einführung der Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen sowie zur Änderung der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen

Einordnung 44, BImSchV	Einordnung Neu vs Bestand		NOx-Grenzwerte			NOx-Bewertung / Randbedingungen
			Erdgas	Flüssiggas	Heizöl EL	
Nicht genehmigungsbedürftige Anlagen ≥ 1 MW Einzelfeuerungsleistung < 10 MW Gesamtleistung Hinweise: Grenzwerte in §§ 12 und 14 Nicht genehmigungsbedürftige Einzelfeuerungsleistungen < 1 MW werden nicht aggregiert und bleiben im Geltungsbereich 1. BImSchV	<b>Neuanlage</b> (in Betrieb ab 20.12.2018)	Bis 31.12.2024 (wie bisher 1. BImSchV " $<10$ MW") Ab 1.1.2025 bis 31.12.2035	0,10 g/m <sup>3</sup>	0,10 g/m <sup>3</sup>	200 mg/m <sup>3</sup>	NOx angegeben als NO <sub>2</sub> im trockenen Abgas bei einem Bezugs- O <sub>2</sub> von 3%  Grenzwerte müssen im gesamten Lastbereich eingehalten werden, eine Mittelwertbildung ist nicht zulässig  Keine Referenzbedingungen für Lufttemperatur und Luftfeuchte, die Grenzwerte müssen bei Mess- bzw. Betriebsbedingungen eingehalten werden  Keine Referenzbedingungen für den Stickstoffgehalt von Heizöl EL, die Grenzwerte müssen bei Mess- bzw. Betriebsbedingungen eingehalten werden.
			Herstellerbescheinigung (120 mg/kWh am Prüfstand)	Stand der Technik	Herstellerbescheinigung (185 mg/kWh am Prüfstand)	
	<b>Bestandsanlage</b> (Inbetriebnahme vor dem 20.12.2018)	Ab 1.1.2036	0,15 g/m <sup>3</sup>	0,15 g/m <sup>3</sup>	200 mg/m <sup>3</sup>	Dem gemessenen Wert wird die Messunsicherheit noch hinzugechnet. Erst nach Emissionsminderungsmaßnahmen aufgrund nachträglicher Anordnungen, ist die Messunsicherheit zugunsten des Betreibers zu werten.  Es gibt keine gesetzliche Vorgabe, bei welchen Luftüberschuss die Emissionsmessung durchzuführen ist.
			0,10 g/m <sup>3</sup>	0,10 g/m <sup>3</sup>	200 mg/m <sup>3</sup>	
Nicht genehmigungsbedürftige Anlagen ≥ 10 MW Gesamtleistung Genehmigungsbedürftige Anlagen < 1 MW - 50 MW Hinweise: Grenzwerte in §§ 11 und 13	<b>Neuanlage</b> (in Betrieb ab 21.12.2018 oder wenn Genehmigung nicht vor 19.12.2017)	Bis 31.12.2024 (wie bisher: 1. BImSchV " $>10$ MW" oder TA Luft) Ab 1.1.2025	0,10 g/m <sup>3</sup>	0,10 g/m <sup>3</sup>	0,15 g/m <sup>3</sup> bis 110°C von 110-210°C 0,17 g/m <sup>3</sup> 0,20 g/m <sup>3</sup> ab 210°C	Es gibt keine gesetzliche Vorgabe, bei welchen Luftüberschuss die Emissionsmessung durchzuführen ist.
			0,10 g/m <sup>3</sup>	0,20 g/m <sup>3</sup>	0,18 g/m <sup>3</sup> bis 110°C 0,20 g/m <sup>3</sup> von 110-210°C 0,25 g/m <sup>3</sup> ab 210°C	
	<b>Bestandsanlage</b> (Inbetriebnahme bis 20.12.2018 und Genehmigung vor 19.12.2017)	0,10 g/m <sup>3</sup> bis 110°C 0,11 g/m <sup>3</sup> von 110-210°C 0,15 g/m <sup>3</sup> ab 210°C	0,10 g/m <sup>3</sup> bis 110°C von 110-210°C 0,17 g/m <sup>3</sup> 0,20 g/m <sup>3</sup> ab 210°C  0,10 g/m <sup>3</sup> bis 110°C 0,11 g/m <sup>3</sup> von 110-210°C 0,15 g/m <sup>3</sup> ab 210°C  0,25 g/m <sup>3</sup> , bei <300 h/a und 10-20 MW Gesamtleistung			

Tabelle 3: Einordnung von genehmigungsbedürftigen und nicht genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen



Auf folgender Seite steht die Stellungnahme zum Download bereit: [https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/vollzugshilfe-unmittelbare-wirkung-mf-rl\\_1542808563.pdf](https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/vollzugshilfe-unmittelbare-wirkung-mf-rl_1542808563.pdf)

Der Grundtenor dieser Vollzugshilfe lautet, dass auf jeden Fall die Mindestanforderungen der Europäischen Richtlinie (MCPD) eingehalten werden müssen, auch wenn noch keine nationale Umsetzung erfolgte.

#### **Aspekte zur 44. BImSchV:**

Wie bisher ist bei Anlagen mit einer Feuerungsleistung  $\leq 10$  MW auch zukünftig eine Unterscheidung nach der Genehmigungsbedürftigkeit notwendig. Die Ursachen für eine Genehmigungsbedürftigkeit nach 4. BImSchV sind dabei vielfältig und die Additionsregel für Kessel und BHKWs nur eine Variante. Behörden, Betreiber bzw. Planer sind besonders in der Pflicht, den Geräteherstellern präzise Vorgaben zu geben.

Einzelfeuerungsanlagen  $< 1$  MW können verschieden eingeordnet werden:

- 1. BImSchV (s. nächster Abschnitt)
- 44. BImSchV §§ 11 und 13, wenn es eine genehmigungsbedürftige Anlage ist

Da insbesondere die  $\text{NO}_x$ -Emissionsvorgaben zwischen diesen Gesetzen unterschiedlich sind, sind verschiedene technische Lösungen möglich. Die Gerätehersteller benötigen auch hier präzise Vorgaben im Vorfeld der Auslegung.

Die Anforderungen für Bestandsanlagen gelten ab 2025. Es ist aber möglich, dass dann in 2018 gesetzeskonform installierte Anlagen den Vorgaben nicht mehr genügen. Auch Anlagen, die in 2018 gesetzeskonform geplant wurden, jedoch nicht vor dem 20.12.2018 in Betrieb genommen werden und deshalb als Neuanlagen gelten, könnten je nach Planungsgrundlage schon nach der Inbetriebnahme die zulässigen Grenzwerte überschreiten.

Diese Situationen müssen dann zwischen Betreibern und Behörden geklärt werden. Aus technischer Sicht ist jeder Fall als Einzelfall zu betrachten, da die Variantenvielfalt der Konstellationen zu hoch ist.

Die in 4.3 im letzten Spiegelstrich angeführte Regel zu Betrachtung der Messunsicherheit, war so nicht vorhersehbar. Im Entwurf der „TA-Luft 2017“ wurde die Messunsicherheit noch vom Messwert abgezogen. Viele Anlagen, die in diesem Zeitraum geplant wurden, können mit der Situation konfrontiert sein, dass die Gerätehersteller ihre Emissionszusage einhalten, diese aber nicht mehr kompatibel zum gültigen Gesetz ist. Auch hier ist momentan nicht vorhersehbar, wie diese Situationen zwischen Betreiber und Behörde aufgelöst werden. (Technische Details zum Thema Messunsicherheit auch im Abschnitt 3.5)

Der Stickstoffbezug bei den  $\text{NO}_x$ -Grenzwerten für Heizöl EL ist entfallen. Das heißt, die  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte müssen eingehalten werden, unabhängig davon, wieviel Stickstoff im Öl ist.  $\text{NO}_x$ -Emissionszusagen haben aber immer einen Bezug zum Stickstoffgehalt (Details s. auch Abschnitt 3.7). Betreiber müssen also dafür sorgen, dass ihr Heizöl EL maximal den Stickstoff enthält, der vom Brennerhersteller bei der Emissionszusage spezifiziert wurde. Dies ist zukünftig möglich, da Stickstoff dann ein genormter Bestandteil im Heizöl EL ist. Die Veröffentlichung des Entwurfs der DIN 51603 in der überarbeiteten Form ist im Januar 2020 erfolgt. Im entsprechenden Normengremium NA 062-06-34 AA wurde allerdings schon beschlossen, den maximalen Stickstoffgehalt auf 140 mg/kg („schwefelarm + stickstoffarm“) festzusetzen.

Sobald dieses Heizöl am Markt verfügbar ist, hat der Betreiber damit die Sicherheit, dass  $\text{NO}_x$ -Zusagen unter der Bedingung „max. 140 mg/kg Stickstoffgehalt“ mit diesem Heizöl bewertet werden können.

Alle  $\text{NO}_x$ -Angaben der Hersteller basieren auf herstellereigenen 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 weil die 44. BImSchV 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 für Lufttemperatur und Luftfeuchte.  
→ s. Abschnitt 3.6
- Messwert-Referenzierung für den Heizwert von Erdgas H.  
→ s. Abschnitt 3.8
- Messwert-Referenzierung 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 durch die fehlenden Referenzbedingungen in der 44. BImSchV in Zukunft verstärkt auf die sorgfältige, projektbezogene 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.

**Zu beachtende Zusatzanforderungen an Feuerungsanlagen:**

- Leistungsbereich < 1 MW:

Für Anlagen < 1 MW entstehen keine Anforderungen aus der MCPD. Für nicht genehmigungsbedürftige Anlagen ≤ 1 MW gilt weiterhin die 1. BImSchV. Der Nachweis der Emissionen erfolgt wie gehabt durch eine Herstellerbescheinigung über die Einhaltung der geforderten Emissionen während der Baumusterprüfung. Die folgende Tabelle stellt die einzuhaltenden Grenzwerte dar.

Leistungsbereich	Grenzwerte		Medientemperatur
	Heizöl EL	Erdgas	
≤ 120 kW	110 mg/kWh	60 mg/kWh	Unabhängig von der Temperatur
> 120 bis ≤ 400 kW	120 mg/kWh	80 mg/kWh	
> 400 kW bis < 1 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.)			

**Zusätzliche Europäische Forderung:**

Am 26. 9. 2018 sind die die NO<sub>x</sub>-Anforderungen der Verordnung 813/2013 (ErP – Lot 1) für Heizkessel und Kombikessel bis 400 kW in Kraft getreten. Der Gültigkeitsbereich umfasst ausschließlich wasserbetriebene Zentralheizungssysteme, die überwiegend mit Gas bzw. Heizöl EL befeuert werden.

Heizkessel bzw. Brenner, die überwiegend mit flüssigen oder gasförmigen Biobrennstoffen befeuert werden, sind ausgenommen. Nachfolgende Grenzwertvorgaben stellt die Verordnung bzgl. NO<sub>x</sub>-Emissionen (der Bezug erfolgt auf den Brennwert, Klammerwerte sind auf den Heizwert und Normkubikmeter umgerechnet):

- NO<sub>x</sub> ≤ 56 mg/kWh (62 mg/Nm<sup>3</sup>) bei gasförmigen Brennstoffen
- NO<sub>x</sub> ≤ 120 mg/kWh (125 mg/Nm<sup>3</sup>) bei Heizöl EL

Die Emissionswerte beziehen sich auf die Randbedingungen der EN 267:2020 bzw. der EN 676:2020.

Die Einhaltung dieser Werte erfolgt im Rahmen der CE-Zertifizierung der Geräte. Ein Nachweis an der einzelnen Anlage zusätzlich zur Herstellerbescheinigung nach 1. BImSchV ist nicht erforderlich. In der Konsequenz dürfen jedoch einige ältere Modelle, welche die Emissionen bei dieser Anwendung nicht einhalten, nicht mehr in den Markt gebracht werden. Eine Ausnahme ist der Austausch eines identischen Brenners im Ersatzteillfall.

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](http://www.bdh-koeln.de)

Herausgeber:  
Interessengemeinschaft  
Energie Umwelt Feuerungen GmbH  
Infoblatt 66 Februar 2020