

Dipl.-Ing. Joachim Sommer\*

# Minderung von NO<sub>x</sub>-Emissionen bei Gasturbinen- und Motoranlagen sowie Biomassefeuerungen

*Im vorliegenden Artikel werden die technischen Möglichkeiten einer Stickoxidminderung an Gasturbinen- und Motoranlagen sowie Biomassefeuerungen vor dem Hintergrund der aktuellen Gesetzgebung aufgezeigt. Hierzu gehören insbesondere die sich aufgrund einer Verschärfung der Emissionsgrenzwerte ergebenden erhöhten Anforderungen an die eingesetzte Anlagentechnik in Verbindung mit praktischen Erfahrungen, z.B. bezüglich unerwünschter Nebeneffekte in Form von Ammoniakschlupf oder Ablagerungen von Reaktions-Nebenprodukten.*

## I. Vorbemerkung

Im Rahmen der Umsetzung der Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU oder *Industrial Emissions Directive* (IED) in nationales Recht sind diverse Gesetze, Verordnungen und Regelwerke geändert worden, wie z.B. das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und die entsprechenden Verordnungen, hier zu nennen insbesondere

- die 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV, Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen),
- die 9. BImSchV (Verordnung über das Genehmigungsverfahren),
- die 13. BImSchV (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen),
- die 17. BImSchV (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen).

Eine für die Praxis relevante Änderung für Anlagenbetreiber, Anlagenbauer und die für den Vollzug verantwortlichen Behörden ist u.a. die Verschärfung der Grenzwerte für Stickoxidemissionen.

Im Folgenden sollen einige Aspekte dieser Änderungen aufgezeigt werden. Auch soll gezeigt werden, dass die Verschärfungen der NO<sub>x</sub>-Grenzwerte machbar sind, jedoch einige technische und wirtschaftliche Härten für Anlagenbetreiber und Investoren mit sich bringen und nicht zwangsläufig immer den gewünschten Verbesserungseffekt im Hinblick auf die Umwelt haben.

Folgende Anlagentypen werden hier angesprochen:

1. Gasturbinenanlagen
2. Motorenanlagen
3. Biomassefeuerungen (Feststofffeuerungen)

Die vorgenannten Anlagen werden zum Teil durch die neuen Stickoxid-Grenzwerte beeinflusst.

## II. Einleitung

Zur Stickoxidminderung werden aus wirtschaftlichen und praktischen Erwägungen immer zuerst Primärmaßnahmen

ergriffen und es wird versucht, die Prozesse in einem optimalen Arbeitspunkt zu betreiben. Unabhängig vom betrachteten Anlagentyp (Motor, Gasturbine oder Feststofffeuerung) haben Primärmaßnahmen zur Stickoxidminderung immer Auswirkungen auf den Anlagenwirkungsgrad.

Bei der Optimierung der Betriebsweise ist deshalb sowohl der Anlagenwirkungsgrad als auch die Stickoxidemissionsminderung gleichermaßen zu berücksichtigen.

Auch ist zu berücksichtigen, dass es ab einer bestimmten Wirkungsgradeinbuße sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist, Sekundärmaßnahmen zu ergreifen. Sekundärmaßnahmen sind aber in aller Regel dann erforderlich, wenn Primärmaßnahmen allein nicht ausreichen, die geforderten Grenzwerte sicher einzuhalten.

Letztlich liegt ein Zielkonflikt zwischen Emissionsminderung und Energieeffizienz (Ressourcenschonung) vor.

## III. Gasturbinenanlagen

In der nachfolgenden Tabelle sind die Emissionsgrenzwerte für Gasturbinenanlagen aufgeführt (bezogen auf 15 % O<sub>2</sub>).

Tabelle 1: Emissionsgrenzwerte für Gasturbinenanlagen

	TA Luft	13. BImSchV
Geltungsbereich	FWL < 50 MW	FWL ≥ 50 MW
Bezugs-O <sub>2</sub> -Gehalt	15 %	15 %
CO	100 mg/m <sup>3</sup>	100 mg/m <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub>	75 mg/m <sup>3</sup>	50 mg/m <sup>3</sup> (75 mg/m <sup>3</sup> *)

\* Dipl.-Ing. Joachim Sommer ist Geschäftsführender Gesellschafter der Eproplan GmbH Beratende Ingenieure in Stuttgart. Der Beitrag basiert auf einem Vortrag, der im Rahmen der 6. Bayerischen Immissionsschutztagung gehalten wurde.

Rußzahl (nur bei Flüssigbrennstoff)	2	2
Geltungsbereich	ab 70 % Last, darunter keine Festlegung	ab 70 % Last, darunter Festlegung durch Behörde
* <b>Achtung:</b> Der Emissionswert für NO <sub>x</sub> von 75 mg/m <sup>3</sup> gilt für bestehende KWK-Anlagen mit einem Gesamtwirkungsgrad im Jahresdurchschnitt von mindestens 75 %. Die obigen Grenzwerte können nicht pauschal angesetzt werden; es sind diverse Ausnahmen definiert.		

## 1. Allgemeines

Die Stickoxidbildung steigt mit der Flammen-/Brennkammertemperatur, dem Druck und der Verweilzeit bei hohen Temperaturen, d.h. Primärmaßnahmen zur Effizienz-/Wirkungsgradsteigerung haben zum Teil Auswirkungen auf die NO<sub>x</sub>-Emissionen.

## 2. Möglichkeiten zur Stickoxidminderung

### Nasse Verfahren

Nasse Verfahren erhöhen allgemein den Abgasmassenstrom. Zum Teil wird eine Vormischung des Brennstoffs mit Wasser oder Wasserdampf durchgeführt:

- Dampfeindüsung -> Wirkungsgrad- und Leistungssteigerung
- Wassereindüsung in die Brennkammer
  - Leistungs- und Wirkungsgradverschlechterung
  - hoher Wasserverbrauch (geringer Salzgehalt, Verwendung von vollentsalztem Wasser) – ca. 100 m<sup>3</sup>/h bei einer 100 MW-Maschine
  - der Anlagenwirkungsgrad sinkt um bis zu 5 %

**Brenneroptimierung (Vormischbrenner bzw. Vormischbrennkammern); eine zweistufige Verbrennung wirkt bei kurzer Verweilzeit stickoxidmindernd.**

### SCR-Verfahren (selektive katalytische Reduktion):

Einsatz von Harnstoff oder Ammoniak in Verbindung mit Katalysatoren. Probleme:

- Ammoniakschlupf
- Katalysatorentsorgung
- Arbeitssicherheit/Ex-Schutz bei der Handhabung von Ammoniak
- Höherer Abgasgedruck bewirkt eine Verschlechterung des elektrischen Wirkungsgrades. Der spezifische Verlust liegt bei ca. 1 kW/MW<sub>el</sub> und mbar. Beispiel: Bei einem SCR-bedingten zusätzlichen Druckverlust von 3 mbar und einer 10 MW<sub>el</sub>-Maschine reduziert sich die erzeugte Leistung um rund 30 kW (entsprechend einem Brennstoffmehreinsatz von rund 3 l Heizöl pro h).

Die geltenden Emissionsgrenzwerte können mit modernen, d.h. neuen am Markt verfügbaren Gasturbinen eingehalten und zum Teil deutlich unterschritten werden.

## 3. Exkurs Rekuperatormaschinen

Bei kleineren Gasturbinen (< 10 MW elektrisch) werden zum Teil Rekuperatoren eingesetzt. Der Rekuperator ist ein Wärmetauscher zur Vorwärmung der komprimierten Verbrennungsluft mit der im Abgas enthaltenen Energie. Hierdurch wird der spezifische Energieeintrag durch Brennstoff in die Brennkammer geringer (Energieeinsparung rund 20 %). Die Folge davon ist eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades (z. B. η<sub>el</sub> „Mercury 50“ bei rund 39 %). Häufig wird diese Technik auch bei Mikrogesturbinen (z.B. „Capstone“) eingesetzt.

Durch den Rekuperatoreinsatz sinkt die Abgastemperatur der Gasturbinen deutlich unter 400°C („Mercury 50“ ca. 360°C), und die Nutzbarkeit zur Dampferzeugung ist eingeschränkt.

Im Hinblick auf das Emissionsverhalten liegen diese Gasturbinen, betrieben mit Luftzahlen von rund 4,5–5, d.h. Restsauerstoffgehalten (trocken) im Abgas von ca. 16,3–17,6 %, bei sehr geringen Konzentrationen, d.h. NO<sub>x</sub> und CO in allen relevanten Lastfällen zum Teil weit unter 10 mg/m<sup>3</sup> (bezogen auf 15 % O<sub>2</sub>).

## 4. Exkurs Gasturbinen mit Zusatzfeuerung

Die Verbrauchsstruktur – und hier insbesondere das Verhältnis von Strom-, Heizwasser- und Dampfbedarf – ist bei industriellen Anwendungen in aller Regel schwankend. Aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden die Anlagen im KWK-Betrieb, also wärmegeführt betrieben. Die Auspeisung von Strom ins Netz ist derzeit in aller Regel unwirtschaftlich.

Aus diesem Grund werden in industriellen Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD) häufig Zusatzfeuerungen eingesetzt. Dies erlaubt, die Wärmeproduktion (Dampf/Heizwärme) ein Stück weit vom elektrischen Bedarf bzw. der Gasturbinenleistung zu entkoppeln.

Der Betrieb der Zusatzfeuerung ist dabei immer verbunden mit dem Betrieb der Gasturbine. Die Zusatzfeuerung nutzt den Restsauerstoff in den Gasturbinenabgasen und erhöht die Rauchgastemperatur vor Eintritt dieser in die Heizflächen des Abhitzeessels.

Beim Einsatz einer Zusatzfeuerung werden die Emissionen nicht allein durch die Gasturbine beeinflusst sondern es kommen zusätzliche Emissionen der Zusatzfeuerung hinzu.

Gasfeuerungen haben eigene gesetzliche Grenzwerte. Die zulässigen Emissionswerte lassen sich mit einer Mischrechnung errechnen. In Deutschland existiert auf Behördensei-

te eine unterschiedliche Handhabung der Grenzwertberechnung. Die Berechnungsformeln sind nicht immer nachvollziehbar. Je nach verwendeter Formel und Schadstoff müssen zum Teil unterschiedlich hohe „Anleihen“ bei den Gasturbinenemissionen in Anspruch genommen werden. Das heißt bei Einsatz einer Zusatzfeuerung muss die Gasturbine strengere Emissionsgrenzwerte erfüllen, um die Gesamtanforderungen an den festgelegten Emissionsgrenzwert einzuhalten. Unter anderem hierdurch ist die Leistung der Zusatzfeuerung beschränkt bzw. muss dann teilweise eine aufwändigere und teurere Frischluftfeuerung eingesetzt werden.

Tabelle 2 (siehe S. 171) zeigt Emissionsgrenzwerte bei Anwendung verschiedener Berechnungsformeln.

## IV. Motorenanlagen

In Tabelle 3 (siehe S. 172) sind die NO<sub>x</sub>-Emissionsgrenzwerte (gemäß TA-Luft) für Motorenanlagen aufgeführt (bezogen auf 5 % O<sub>2</sub>).

### 1. Motorenanlagen allgemein

Es existieren zwei grundsätzliche Motortypen:

- Dieselmotoren = Selbstzünder
- Gasmotoren = Fremdzünder

Zur Minimierung der Stickstoffoxidemissionen werden die Gas-Otto-Motoren im Magerbereich mit  $\lambda$  zwischen ca. 1,4 bis 1,8 betrieben. Magerbetriebene Gas-Otto-Motoren halten normalerweise, d.h. bei guter Einstellung und funktionierender Regelung, die in der TA-Luft geforderten Grenzwerte problemlos ein.

Dieselmotoren (Zündstrahlmotoren/Zweistoffmotoren) haben aufgrund der hohen Verdichtung und der hohen Energiedichten höhere Stickoxidemissionen als Gas-Otto-Motoren. Dem hat der Gesetzgeber durch die Festsetzung höherer Grenzwerte (bei kleineren Motoren mit einer FWL < 3 MW) Rechnung getragen. Auch werden bei Dieselmotoren höhere CO- und Ruß-Emissionen (aufgrund des Zündölanteils) freigesetzt.

Bei einem Einsatz von „Sonderbrennstoffen“ mit stark schwankenden Zusammensetzungen, wie z.B. Biogas oder Holzgas, sind besondere Anforderungen an die Regelung zu stellen. Hier ist in aller Regel eine automatische  $\lambda$ -Regelung bzw. herstellereigenspezifische Sonderlösungen erforderlich, um die Grenzwerte einhalten zu können.

### 2. Katalysatoren zur Emissionsminderung

Der Einsatz von 3-Wege-Katalysatoren, die bei mobilen Anwendungen Standard sind, ist bei stationären Anwendungen (insbesondere bei Biogas oder anderen Sondergasen)

nicht möglich, da ein  $\lambda$ -Wert von > 1 gefahren wird. Der 3-Wege-Kat funktioniert nur bei einem  $\lambda$ -Wert von 1.

SCR-Katalysatoren kommen bei mit Biogas betriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW) normalerweise nicht zum Einsatz. Die im Biogas enthaltenen Begleitstoffe wie z.B. Schwefelwasserstoff führen zur Deaktivierung und raschen Alterung der Katalysatoren. Problem ist auch hier der auftretende NH<sub>3</sub>-Schlupf.

Oxidations-Katalysatoren: Diese werden zur Minderung von Emissionen an organischen Stoffen (wie z.B. CO, Formaldehyd und Benzol) eingesetzt.

- Eine NO<sub>x</sub>-Minderung ist mit Oxidationskatalysatoren naturgemäß nicht möglich, sehr wohl aber eine Reduzierung der Ammoniakkonzentration.
- *Achtung:* SO<sub>2</sub> im Abgas kann zu großen Teilen (> 90 %) zu SO<sub>3</sub> umgewandelt werden und bei üblichen Temperaturen in Wärmetauschern und im nachfolgenden Abgassystem zu extremen Korrosionserscheinungen führen.

## V. Biomassefeuerungen

Die aktuellen Grenzwerte in der 13. und 17. BImSchV bei Feststofffeuerungen mit Biobrennstoffen haben zum Teil erhöhte Anforderungen an die Stickoxidminderung gebracht.

Tabelle 4 (siehe S. 172) stellt die Tagesmittelwerte (TMW in mg/m<sup>3</sup>) gegenüber.

Neu aufgenommen wurde der NH<sub>3</sub>-Grenzwert von 10 mg/m<sup>3</sup> bei Anlagen, in welchen ein SCR- oder SNCR-Verfahren (Selective non catalytic reduction) eingesetzt wird.

Während Wirbelschichtfeuerungen (stationär und zirkulierend) für Festbrennstoffe üblicherweise ohne Entstickung auskommen, ist die Entstickung bei Rostfeuerungen etabliert.

Die Einhaltung der Grenzwerte bei neuen Anlagen ist technisch unproblematisch.

Die Relevanz der Ausrüstung von Neuanlagen ist ohnehin gering, da der Zubau von neuen Biomassefeuerungen in Deutschland aufgrund beschränkter/teurer Einsatzstoffe und aufgrund ungünstiger Förderbedingungen (Erneuerbare-Energien-Gesetz) ohnehin nur noch eine marginale Rolle spielt.

Die Ertüchtigung/Nachrüstung von Bestandsanlagen ist häufig aufwändig und erfordert in der Regel eine Kombination von primären (z.B. optimierte Feuerungsleistungsregelung) und sekundären Maßnahmen (Mehrkomponentenregelung etc.).

Haupteinflussfaktor bei der Entstickung ist die Temperaturverteilung. Um Grenzwerte von < 100 mg/m<sup>3</sup> sicher zu erreichen, werden Systeme mit mehreren Düsenebenen und dreidimensionaler Messung der Temperaturverteilung im Feuerraum/der Eindüsstelle eingesetzt.

Die Dosierung von Ammoniakwasser oder Harnstoff führt zwangsläufig zu einem Ammoniakchlupf. Dieser liegt üblicherweise unter 5 mg/m<sup>3</sup>. Aber auch bei geringem Schlupf können bereits unerwünschte Wirkungen auftreten:

Tabelle 2: Emissionsgrenzwerte bei Anwendung verschiedener Berechnungsformeln

			reiner Abhitzebetrieb	Niedersachsenformel	Standardkessel-Formel	UBA-Formel	Sachsen-Anhalt-Formel	Addition Emissions-Massenströme	Stand der Technik	Frischluftbetrieb
Betriebs-O <sub>2</sub> -Gehalt (trocken)		Vol.-%	14,3	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	3,0
Bezugs-O <sub>2</sub> -Gehalt (trocken)		Vol.-%	15,0	11,8	12,8	11,7	3,0	15,0	15,0	3,0
Feuerungswärmeleistung GT		kW	136.000	136.000	136.000	136.000	136.000	136.000	136.000	0
Feuerungswärmeleistung ZF		kW	0	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Schadstoffkonzentrationen	CO	mg/m <sup>3</sup>	100	87	106	120	234	78	86	50
i. N. tr., Bezugs-O <sub>2</sub> -Gehalt	NO <sub>x</sub>	mg/m <sup>3</sup>	50	63	62	70	137	46	50	100
Emissionszunahme durch ZF	CO	mg/MJ		-52	13	13	14	14	40	14
	NO <sub>x</sub>	mg/MJ		14	27	27	28	28	40	28
Emissionszunahme durch ZF	CO	kg/h		-9,4	2,4	2,4	2,6	2,5	7,2	2,5
	NO <sub>x</sub>	kg/h		2,5	4,9	4,9	5,0	5,0	7,2	5,0
Emissions-Massenströme	CO	kg/h	40,4	31,0	42,8	42,8	43,0	42,9	47,6	2,5
	NO <sub>x</sub>	kg/h	20,2	22,7	25,1	25,1	25,2	25,2	27,4	5,0

**Hinweis:** Alle Formeln außer der Niedersachsenformel liefern ähnliche Ergebnisse. Die Niedersachsenformel sollte möglichst nicht verwendet werden, da die Ergebnisse teilweise unsinnig sind.

Beobachtet wurden z.B.:

- Ablagerung von Ammoniumsalzen, wie z.B. Ammoniumchlorid (ca. < 140 °C), Ammoniumsulfat (ca. < 350 °C), Ammoniumhydrogensulfat (ca. < 160 °C). Mögliche Folgen sind:
  - Störungen durch Verstopfungen in der Ansaugleitung der kontinuierlichen Emissionsmessung
  - Kondensation von teils hygroskopischen Salzen auf kalten Heizflächen führen zu Korrosion und Verkürzung der Reisezeit
- Hohe Ammoniumsalzgehalte in den Filteraschen gefährden die Verwertung Untertage bzw. bedingt hohe Lagerzeiten zur künstlichen Alterung der Aschen (zusätzliche Kosten, Probleme beim Arbeitsschutz).

## VI. Allgemeines zur Stickoxidminderung und den möglichen Folgen

Primäre Maßnahmen zur Stickoxidminderung wirken sich zum Teil nachteilig auf die Optimierung des Wirkungsgrades der Arbeitsmaschinen und Kessel aus.

Die eingesetzten sekundären Maßnahmen zur Stickoxidminderung, wie SCR und SNCR-Verfahren, haben insbesondere bei Nachrüstung bestehender Anlagen mitunter folgende Nachteile:

### SCR-Verfahren:

- Ressourcenverbrauch (Ammoniak oder Harnstoff)
- Erhöhter Abgasgegendruck/Wirkungsgradverschlechterung
- Ammoniakschlupf

### SNCR-Verfahren:

- Ressourcenverbrauch
- Ammoniakschlupf

Der Ammoniakschlupf ist seit der Novellierung in der speziellen Verordnung zum BImSchG, der 17. BImSchV, als Grenzwert neu aufgenommen (10 mg/m<sup>3</sup>). Der allgemeine Grenzwert der TA-Luft liegt bei 30 mg/m<sup>3</sup>.

Potentiell bedenkliche Effekte in Zusammenhang mit dem unvermeidlichen Ammoniumschlupf sind u.a.:

- Ablagerung von Ammoniumsalzen (Ammoniumhydrogensulfat, Ammoniumsulfat, Ammoniumchlorid) im nachfolgenden Rauchgassystem,

Tabelle 3: NO<sub>x</sub>-Emissionsgrenzwerte für Motorenanlagen

Schadstoff	Einheit	Gas-Otto-Motoren		Dieselmotoren (Zweistoffmotoren/Zündstrahler, Flüssigbrennstoff)	
		FWL < 3 MW	FWL > 3 MW	FWL < 3 MW	FWL > 3 MW
NO <sub>x</sub> (als NO <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>	500		1.000	500

**Hinweis:** Es gelten die allgemeinen Grenzwerte der TA-Luft (auch wenn diese nicht speziell erwähnt sind) wie z.B. NH<sub>3</sub>-Schlupf von 30 mg/m<sup>3</sup>.

Tabelle 4: Tagesmittelwerte

		TA-Luft	13. BImSchV „alt“	13. BImSchV „neu“	17. BImSchV „alt“ (C <sub>Verfahren</sub> - Emissionswerte für Mitverbren- nung)	17. BImSchV „neu“ (C <sub>Verfahren</sub> - Emissionswerte für Mitverbren- nung)
FWL < 50 MW	Naturbelassenes Holz	250	-	-	250 (naturbelas- senes Holz)	250 (naturbelas- senes Holz)
	Sonstiger Brenn- stoff	*	-	-	400 (sonstige Biobrennstoffe)	400 (sonstige Biobrennstoffe)
FWL 50 bis 100 MW			350 (sonstige Biobrennstoffe)	250	350 oder 300 (Wirbelschicht- feuerung)	250
FWL 50 bis 300 MW			250 (naturbelas- senes Holz)	-		
FWL 100 bis 300 MW			300	200	300	200
FWL > 300 MW			200 (naturbelas- senes Holz und sonstige Bio- brennstoffe)	150	200	150

\* Nicht betrachtet werden Stroh oder ähnliche pflanzliche Stoffe.

– Ammoniak gelangt mit dem Abgas in die Umwelt. Bedingt durch die hohe Wasserlöslichkeit wird Ammoniak bei Regen sofort aus der Luft ausgewaschen, d.h. die Immissionsmaxima rücken sehr nahe an die Emissionsquelle.

#### Reales Beispiel (aus Bayern):

– Ein Industrieunternehmen in direkter Nachbarschaft zu einem FFH-Gebiet (Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie), das an einem Hang liegt, plant die Errichtung eines Reststoffkessels.

– Unter Berücksichtigung der neuen Emissionsgrenzwerte 100 mg/m<sup>3</sup> (JMW) wird stöchiometrisch mehr Reduktionsmittel (Harnstoff) erforderlich, als beim „alten“ Grenzwert von 200 mg/m<sup>3</sup> (TMW).

– Folge davon ist ein zwangsläufig höherer Ammoniak-schlupf.

– Der Schlupf lässt sich im Rahmen der Vergabeverhandlungen mit den Kesselbauern auf < 5 mg/m<sup>3</sup> begrenzen. Dies gibt eine vermeintliche Sicherheit, jedoch hilft die Vertragsstrafe bei Überschreitung nicht wirklich, da die Stilllegung der Anlage droht.

– Im Rahmen der Immissionsprognose ergibt sich, dass die Ammoniak-Deposition im angrenzenden FFH-Gebiet deutlich oberhalb der Critical-Loads liegt. Erst bei Emissionswerten von < 1 mg/m<sup>3</sup> würden die Critical-Loads „gerade so“ unterschritten.

– Die Beschaffung einer Feststofffeuerung mit SNCR- oder SCR-Verfahren und vertraglich zugesicherter Ammoniak-Emissionskonzentration von < 1 mg/m<sup>3</sup> ist sehr ambi-

tioniert und aus derzeitiger Sicht nur mit zusätzlichen technischen Maßnahmen zur Ammoniakreduzierung, wie z.B. Slip-Katalysator (wird auch bei mobilen Anwendungen in Autos oder LKWs häufig nach den SCR-Kats eingesetzt) oder Rauchgaswäsche sicherzustellen.

Letztlich werden, initiiert durch die neuen Emissionsgrenzwerte, nun in vielen Altanlagen SNCR- bzw. SCR-Verfahren nachgerüstet. Der resultierende Ammoniakschlupf kann mit dem derzeitigen Stand der Technik auf die geltenden Grenzwerte begrenzt werden. Die Ammoniakemissionen sind jedoch zusätzlich zu den nun geminderten  $\text{NO}_x$ -Emissionen zu betrachten.

## VII. Fazit

Die neuen gesetzlich geforderten Emissionsgrenzwerte können – zum Teil mit aufwendigen und kostenintensiven Maßnahmen – sicher eingehalten werden.

Teilweise treten unerwünschte Nebeneffekte auf, die es zu beachten gilt.

Die eventuell erforderlichen Ammoniakminderungsstufen haben ebenfalls wieder die bekannten nachteiligen Effekte auf den Anlagenwirkungsgrad und bringen insbeson-

dere bei Nachrüstungen zusätzliche Nachteile (erhöhter Druckverlust/Saugzugleistung, Salzablagerungen und Gefahr von Korrosion, Platzbedarf, usw.).

Insgesamt treten durch die Praxis der Stickoxidminderung durch sekundäre Verfahren zusätzliche (vorher nicht in diesem Maße vorhandene) Ammoniakemissionen auf.

Der Ordnungsgeber in Deutschland hat dieses Problem erkannt und in der 17. BImSchV Grenzwerte zur Begrenzung der Ammoniakemissionen eingeführt (in der TA-Luft waren diese bereits seit Längerem enthalten).

Auch wenn die Maßnahmen zur Stickoxidminderung regional bzw. auf das gesamte Betrachtungsgebiet vorteilhaft sind, sind lokale Nachteile der nun auftretenden Ammoniakemissionen, wie z.B. die verstärkte Eutrophierung in einem nahegelegenen nährstoffarmen Gebiet, möglich. Je nach Lage der Emissionsquelle kann dies zu zusätzlichen, bislang nicht vorliegenden „genehmigungsrechtlichen“ Problemstellungen führen. Dies konnte in Einzelfällen bereits durch Immissionsprognosen gezeigt werden.

In der Erkenntnis dessen, dass Ammoniak im Hinblick auf die Umweltrelevanz kritischer als Stickoxide zu sehen ist, sei die Anmerkung erlaubt, dass die nun „verordnete“ Praxis der Stickoxidminderung nicht nur ein Segen für die Umwelt ist, sondern insbesondere lokal betrachtet auch Nachteile bewirken kann.