

## Stellungnahme

# zur Neufassung der Emissionsobergrenzen- Richtlinie (NEC-RL)

Berlin, 25. Juni 2014

Die Europäische Kommission hat am 18. Dezember 2013 ein umfassendes Maßnahmenpaket zur Verbesserung der Luftqualität in Europa vorgelegt. Das Maßnahmenpaket setzt sich aus den folgenden Teilen zusammen:

- Eine Mitteilung „Saubere Luft für Europa“, die Maßnahmen enthält, durch die sichergestellt werden soll, dass bestehende Ziele kurzfristig und neue Luftqualitätsziele für den Zeitraum bis 2030 erreicht werden.
- Ein Vorschlag für einen Ratsbeschluss zur Annahme des in 2012 geänderten Göteborg-Protokolls unter der UN-Luftreinhaltekonvention (Emissionsobergrenzen für Luftschadstoffe für die Zeit ab 2020).
- Eine Neufassung der Richtlinie über nationale Emissionshöchstmengen (NEC-Richtlinie) mit nationalen Zielwerten für prioritäre Luftschadstoffe mit Zieljahr 2030.
- Ein Vorschlag für eine neue Richtlinie zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Luftschadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen.
- Eine Folgenabschätzung zu den oben genannten Vorschlägen.

Der **Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft** – BDEW e.V. vertritt als Branchenverband die Interessen einer Vielzahl von Unternehmen, die große und mittlere emissionsrelevante Feuerungsanlagen betreiben und die absehbar von den erforderlichen Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsobergrenzen betroffen sein werden. Der BDEW begrüßt die Zielsetzung der Vorschläge, eine weitere signifikante Verbesserung des vorsorgenden Gesundheits- und Umweltschutzes in Europa zu erreichen.

Emissionssituation und Luftqualität haben sich in Deutschland in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich verbessert, und es ist davon auszugehen, dass bei Umsetzung der Energiewende trotz Kernenergieausstieg eine weitere signifikante Verbesserung erreicht werden kann. Entscheidend ist hierbei aber aus Sicht der Energiewirtschaft, dass der Minderungspfad der Luftschadstoffe im Einklang mit den energie- und klimapolitischen Zielen und dem Tempo der Energiewende steht.

Hinsichtlich des Vorschlages für eine neue Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen verweist der BDEW auf seine fachspezifischen Stellungnahmen zum Richtlinienvorschlag und der Folgenabschätzung für Deutschland. Für den Bereich der Energiewirtschaft sind darüber hinaus die Vorschläge zur Annahme des Göteborg-Protokolls und für eine Neufassung der Emissionsobergrenzenrichtlinie (NEC-Richtlinie: 2001/81/EG) mit neuen Emissionsobergrenzen für den Zeitraum 2020 bis 2030 von Bedeutung.

Im ersten Teil der vorliegenden Stellungnahme werden Empfehlungen und Verbesserungsvorschläge hinsichtlich der Regelungsinhalte der NEC-Richtlinie ausgesprochen.

Im zweiten und dritten Teil der Stellungnahme erfolgt eine ausführliche Auseinandersetzung mit den im Anhang II der NEC-Richtlinie für Deutschland vorgeschlagenen Emissionsobergrenzen sowie der den Vorschlägen zugrunde liegenden Folgenabschätzung einschließlich der Berechnungen, Annahmen und Hintergrundpapiere zum GAINS-Modell des IIASA Instituts.

## Kernforderungen der Energiewirtschaft

- Auf die **Einbeziehung des Treibhausgases Methan** in den Anwendungsbereich der Emissionsobergrenzenrichtlinie sollte **verzichtet werden**, um Doppelregulierung zu vermeiden. Stattdessen ist sicherzustellen, dass in den Mitgliedstaaten vorhandene kosteneffiziente Methan-Minderungspotenziale bei der Vereinbarung einer neuen Verteilung der Anstrengungen im Rahmen der europäischen Klimapolitik angemessen berücksichtigt werden.
- Der vorgeschlagene **lineare Zielpfad** zwischen den Zieljahren 2020 bis 2030 sollte **nicht verbindlich sein, sondern nur eine indikative Messlatte** für die Ausgestaltung und Bewertung der nationalen Luftreinhalteprogramme auf dem Weg hin zu den verbindlichen Zielwerten des Jahres 2030 darstellen.
- Die Liste möglicher **Flexibilitäten bei der Zieleinhaltung** sollte unbedingt um die Regelung nach Annex II Nr. 5 des Göteborg-Protokolls von 2012 ergänzt werden (Möglichkeit der Anwendung eines „gleitenden Durchschnitts“ über Vorgängerjahr, Berichtsjahr und Folgejahr).
- Eine Verpflichtung zur **Aktualisierung des nationalen Luftreinhalteprogramms** sollte nur dann bestehen, wenn neue Erkenntnisse vorliegen und soweit eine Abweichung vom im vorangegangenen Programm vorgegebenen Minderungspfad für einen der Luftschadstoffe befürchtet wird.
- Die den von der Kommission vorgeschlagenen nationalen Emissionsminderungszielen zugrunde liegenden Berechnungen des GAINS-Modells führen zu einer erheblichen **Unterschätzung der künftigen Schwefeldioxid- und Stickstoffoxidemissionen der Energiewirtschaft**. Die deutschen Emissionsobergrenzen sollten für das Jahr 2030 um ca. 25.000 Tonnen für Schwefeldioxid und mindestens 50.000 Tonnen für Stickstoffoxide angehoben werden, um eine sachgerechte Abbildung der erwarteten Emissionsentwicklung der Energiewirtschaft zu erreichen.
- Die **Zuweisung von Emissionsfaktoren zu bestimmten Anlagenarten richtet sich im GAINS-Modell nicht nach der aktuellen, geltenden Rechtslage**, sondern erfolgt in vielen Fällen in nicht nachvollziehbarer Weise mithilfe von stark vereinfachten Annahmen zu Brennstoffqualität, Anlagentechnik und Abscheideraten für die einzelnen Anlagenkategorien. Es ist insbesondere erforderlich, die Annahmen und Emissionsberechnungen zu Industriekraftwerken des Raffinerie-, Stahl- und Zellstoffsektors, Biomassekraftwerken, Müllverbrennungsanlagen und Verbrennungsmotoren erheblich nachzubessern.

**Der BDEW nimmt zu den Vorschlägen im Einzelnen wie folgt Stellung.**

## Einführung

Die Europäische Kommission legt in ihrem Vorschlag zur Neufassung der NEC-Richtlinie neue nationale Emissionsobergrenzen für sechs prioritäre Luftschadstoffe in den EU-Mitgliedstaaten für den Zeitraum von 2020 bis 2030 vor.

Als wesentliche Elemente des Entwurfes sind festzuhalten:

- Anstelle absoluter Emissionsobergrenzen treten verbindliche relative Reduktionsziele für die Jahre 2020 und 2030 mit Bezugnahme auf das Basisjahr 2005.
- Zwischen den Jahren 2020 und 2030 wird ein indikativer linearer Zielpfad vorgesehen.
- Die Liste prioritärer Luftschadstoffe wird gegenüber der Richtlinie 2001/81/EU um Feinstaub sowie das Treibhausgas Methan ergänzt.
- Eine grenzüberschreitende gemeinsame Erfüllung der Reduktionsverpflichtungen durch einzelne Mitgliedstaaten wird nur im Falle von Methan ermöglicht.
- Anrechenbarkeit von zusätzlich erzielter Stickstoffoxidminderung im internationalen Schiffsverkehr infolge der Einrichtung von „emission control areas“.

Die Mitgliedstaaten müssen die Einhaltung der Obergrenzen über nationale Maßnahmenpläne sicherstellen. Von diesen (noch nicht ausformulierten) Maßnahmen sind absehbar in der Regel vor allem die jeweiligen Hauptemittensektoren sowie einzelne Großemittenten betroffen, also vor allem auch Großkraftwerke zur Stromerzeugung. Darüber hinaus wird erwartet, dass der Vorschlag für eine neue Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen ebenfalls einen signifikanten Beitrag für die Erreichung der betreffenden Ziele leisten wird.

Die Vorschläge wurden auf Grundlage von aus der EU-Klimapolitik vorgegebenen Energieträgereinsätzen in Verbindung mit nationalen Referenzszenarien und „maximal technisch möglichen“ Minderungsszenarien abgeleitet.

Tabelle 1: Zielvorgaben der EU-Kommission für Deutschland (gegenüber 2005)

Luftschadstoff	ab 2020	ab 2030
Schwefeldioxyde	- 21%	- 53%
Stickstoffoxyde	- 39%	- 69%
Feinstaub (PM 2,5)	- 26%	- 43%
Ammoniak	- 5%	- 39%
Methan	--	- 39%
Andere Kohlenwasserstoffe	- 13%	- 43%

Für die deutsche Energiewirtschaft sind insbesondere die Obergrenzen für Schwefeldioxyde (Hauptemittent: Energiewirtschaft), Stickstoffoxyde (Hauptemittent: Straßenverkehr) und Feinstaub (Hauptemittent: gewerbliche und häusliche Kleinfeuerungsanlagen) von Bedeutung.

## 1. Verbesserungsvorschläge für die Neufassung der NEC-Richtlinie

Der Vorschlag zur Neufassung der NEC-Richtlinie enthält neben den Zielvorgaben für die einzelnen Mitgliedstaaten in Anhang II sowie einigen quellspezifische Maßnahmen in Anhang III eine Reihe von EU-weit geltenden Vorschriften für die Überwachung und Einhaltung der Emissionsobergrenzen sowie umfangreiche Berichtspflichten für die einzelnen Mitgliedstaaten.

Im Folgenden werden aus Sicht des BDEW einige Verbesserungsvorschläge für die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen der Richtlinie formuliert.

### Artikel 4: Einbeziehung von Methan

Die Liste prioritärer Luftschadstoffe wird in Artikel 4 um das Treibhausgas Methan ergänzt. Methan ist sowohl ein relevantes Treibhausgas als auch eine Vorläufersubstanz für troposphärisches Ozon. Die umwelt- und klimapolitisch gewünschte Minderung von Methanemissionen wird auf europäischer Ebene bereits direkt oder indirekt in einer Reihe von EU-Richtlinien adressiert (z. B. Abfallrahmen-Richtlinie, Abfall-, Deponie-, Biokraftstoff- und Nitrat-Richtlinie sowie im Rahmen der „Gemeinsamen Agrarpolitik“).

Das Instrument NEC-Richtlinie zielt in Verbindung mit den Nationalen Minderungsplänen vor allem darauf ab, die lokale und regionale Luftqualität zu verbessern. Für das global bzw. großräumig in der Troposphäre wirkende Methan bildet die NEC-Richtlinie keinen geeigneten Rahmen für eine wirksame Minderungsstrategie.

Darüber hinaus ist die Minderung des Treibhausgases Methan bereits im Rahmen der „Entscheidung über die Verteilung der Anstrengungen“ umfassend und abschließend bis zum Jahr 2020 geregelt. Die Entscheidung enthält aus Gründen der Kosteneffizienz und der Gestaltungsfreiheit keine einzelgasspezifischen Vorgaben.

Es ist davon auszugehen, dass für die Zeit nach 2020 im Rahmen der Diskussion des Energie- und Klimarahmens 2030 für die nicht vom Emissionshandel erfassten Wirtschaftszweige und Treibhausgase einschließlich Methan nationale Minderungsziele für Treibhausgasemissionen auf europäischer Ebene festgelegt werden. Dieser Prozess beinhaltet ebenfalls eine kosteneffiziente Verteilung der Anstrengungen zum Erreichen des EU-weiten Treibhausgas-minderungsziels.

Das Setzen eines weiteren Minderungszieles für Methan im Rahmen der neuen Emissionsobergrenzen-Richtlinie würde zu einer **ineffizienten Doppelregulierung** führen, weil eine Einbeziehung von Methan die Flexibilität beim Erreichen der nationalen Vorgaben zur Treibhausgas-minderung beschneiden und so den Klimaschutz verteuern würde, ohne eine zusätzliche Minderung der Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Aus den oben genannten Gründen **sollte deshalb auf eine Einbeziehung von Methan** in den Anwendungsbereich der neuen Emissionsobergrenzen-Richtlinie **verzichtet werden**. Stattdessen ist sicherzustellen, dass in den Mitgliedstaaten vorhandene kosteneffiziente Methan-Minderungspotenziale bei der Vereinbarung einer neuen Verteilung der Anstrengungen angemessen berücksichtigt werden.

#### **Artikel 4: Einbeziehung von Feinstaub**

Die Modellierungen und Berechnungen zu den **Feinstaubemissionen („PM 2,5“)** beruhen im Regelfall auf sektoralen, technologie- oder brennstoffspezifischen Korrelationsfaktoren, die auf die Emissionen an Gesamtstaub („TSP – total suspended particles“) angewendet werden. Annahmen unter den Berechnungen der Folgenabschätzung entsprechen hierbei oftmals nicht den Annahmen unter der Emissionsberichterstattung der Mitgliedstaaten. Eine Fortschreibung der Korrelationsfaktoren im Lichte neuer Erkenntnisse sollte grundsätzlich zugelassen werden.

Aufgrund der großen Datenunsicherheiten für den Feinstaubbereich sollte bei entsprechender Fortschreibung auch ein Prozess für eine Korrektur des prozentualen nationalen Minderungszieles aus Anhang II ermöglicht werden, wenn sichergestellt wird, dass die ursprünglich den Berechnungen der Kommission zugrunde liegende absolute Emissionsobergrenze für die Feinstaubemission weiter erreicht wird.

#### **Artikel 4: Festlegung eines linearen Zielpfades**

Artikel 4 Absatz 2 schreibt für die Mitgliedstaaten einen linearen Zielpfad zwischen den Jahren 2020 und 2030 vor. Klärungsbedarf besteht hinsichtlich der Verbindlichkeit des Zielpfades und den möglichen Maßnahmen und Sanktionen bei Abweichung. In der Praxis ist es sehr unwahrscheinlich, dass die komplexe Emissionsentwicklung eines Landes angesichts der Vielzahl von erforderlichen Maßnahmen, Fristen und Übergangsregelungen für die einzelnen Emittentengruppen in einen linearen Zielpfad mündet. Darüber hinaus ist die Emissionsentwicklung eines Landes maßgeblich von der – üblicherweise zyklischen – konjunkturellen Entwicklung sowie den meteorologischen und weiteren witterungsbedingten Einflüssen geprägt.

Nach Auffassung des BDEW sollte der **lineare Zielpfad nicht verbindlich, sondern nur eine indikative Messlatte** für die Ausgestaltung und Bewertung der nationalen Luftreinhalteprogramme auf dem Weg hin zu den verbindlichen Zielwerten des Jahres 2030 darstellen. Über den Zeitraum 2020 bis 2029 sollten nur die im Rahmen des Göteborg-Protokolls festgelegten Emissionsobergrenzen für das Jahr 2020 verbindlich weiter gelten und entsprechend sanktionsbewehrt sein.

Das starre verbindliche Festschreiben eines linearen Zielpfades steht insbesondere auch im Widerspruch zu den Umsetzungsfristen von BVT-Schlussfolgerungen für einzelne Industrie-sektoren, deren Verabschiedung außerhalb der Kompetenz einzelner Mitgliedstaaten liegt, sowie den Übergangsregelungen einzelner quellspezifischer Richtlinien, wie der geplanten neuen Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen oder der Industrieemissions-Richtlinie.

Darüber hinaus müssen die Mitgliedstaaten in die Lage versetzt sein, die sektoralen Besonderheiten und die zeitgleich verfolgten energie- und klimapolitischen Zielsetzungen und Maßnahmen bei der verhältnismäßigen Ausgestaltung der Luftreinhalteprogramme bis zum Jahr 2030 zu berücksichtigen.

## **Artikel 5: Zielerreichung (Flexibilität)**

In Artikel 5 Absätze 1 und 2 wird eine Reihe von Flexibilitäten bei der Erreichung der Emissionsobergrenzen abgebildet.

Die Flexibilität im Hinblick auf die gemeinsame Umsetzung der Methanminderungsziele steht im gewissen Widerspruch zur Verteilung der Anstrengungen im Hinblick auf die nicht vom EU-Emissionshandel erfassten Treibhausgasemissionen im Rahmen der europäischen Klimaschutzpolitik. Wie zu Artikel 4 bereits aufgeführt, sollte auf eine Einbeziehung des Treibhausgases Methan in den Geltungsbereich der NEC-Richtlinie verzichtet werden.

Die Liste möglicher Flexibilitäten sollte unbedingt um die Regelung nach Annex II Nr. 5 des Göteborg-Protokolls von 2012 ergänzt werden. Die dort eingeräumte Möglichkeit der Anwendung eines „gleitenden Durchschnitts“ über Vorgängerjahr, Berichtsjahr und Folgejahr sollte über den gesamten indikativen linearen Minderungspfad bis zum Jahr 2030 vorgesehen werden (siehe hierzu auch die Anmerkungen im vorangegangenen Abschnitt).

Es ist davon auszugehen, dass witterungsbedingte Einflüsse auf das Emissionsverhalten mit dem Fortschreiten des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich noch stärker an Bedeutung gewinnen werden.

## **Artikel 5: Fortschreibung der Emissionsinventare**

Artikel 5 Absatz 3 / Anhang IV Teil 4: Die Möglichkeit einer Anpassung der Emissionsinventare sollte grundsätzlich für alle Luftschadstoffe, für die eine Berichtspflicht gemäß Anhang I Buchstabe A – D besteht, eingeräumt werden. Für viele Sektoren und Luftschadstoffe beruhen die im Rahmen von internationalen Verpflichtungen berichteten Emissionsfrachten auf Annahmen und Abschätzungen. Emissionsinventare unterliegen deshalb regelmäßig einer Fortschreibung der methodischen Annahmen, Energieträgereinsätze, sonstiger Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren im Lichte von neuen Erkenntnissen, Datengrundlagen und Forschungsergebnissen.

Eine Fortschreibung der Emissionsinventare sollte nicht nur bei einer drohenden Zielverfehlung ermöglicht werden. Eine Fortschreibung der Emissionsinventare im Lichte neuer Erkenntnisse sollte in analoger Weise wie für andere internationale Konventionen (Luftreinhaltekonvention, Kyoto-Protokoll etc.) nicht nur unter bestimmten Bedingungen „ausnahmsweise“ zugelassen werden, sondern grundsätzlich vorgesehen werden, wenn den Mitgliedstaaten neue relevante Erkenntnisse vorliegen, um den tatsächlichen Wissensstand und die Emissionssituation aktuell, sachgerecht und nachvollziehbar über die gesamte Zeitreihe der Berichterstattung abzubilden.

Für das Treibhausgas Methan sollten die Berichterstattung und die eventuelle Fortschreibung des Inventars im Einklang mit der Berichterstattung über Treibhausgasemissionen im Rahmen der internationalen Klimapolitik erfolgen.

## **Artikel 6 - 9: Berichtspflichten für die Mitgliedstaaten**

Artikel 6 Abs. 3 / Artikel 9 Abs. 1: Die Festlegung der Fortschreibung des nationalen Luftreinhalteprogramms im Zweijahresrhythmus führt zu einem erheblichen zusätzlichen Verwaltungsaufwand und könnte die Investitions- und Planungssicherheit der von den Maßnahmen betroffenen Unternehmen beeinträchtigen.

Eine Verpflichtung zur Aktualisierung des nationalen Luftreinhalteprogramms sollte nur dann bestehen, wenn neue Erkenntnisse vorliegen und soweit eine Abweichung vom im vorangegangenen Programm vorgegebenen Minderungspfad für einen der in Artikel 4 aufgeführten Luftschadstoffe befürchtet wird. Das Erfordernis der Aktualisierung sollte sich hierbei auf die Fortschreibung der Maßnahmen zur Minderung des betreffenden Luftschadstoffes beschränken. In Ergänzung hierzu könnte ein „Mid-term-review“ für das Jahr 2025 erfolgen mit dem Ziel, den Stand der Umsetzung und die Effizienz des nationalen Luftreinhalteprogramms im Hinblick auf die Einhaltung der 2030-Ziele zu bewerten.

Artikel 7 Nr. 2 / Annex I Tabelle C: Um unnötigen Verwaltungsaufwand zu vermeiden, sollte eine räumliche Auswertung der Emissionsinventare zu bestimmten Schlüsselzeitpunkten nicht in Zwei-, sondern in Fünfjahresabständen ausgehend vom Referenzjahr 2005 erfolgen. Die räumlich aufgelöste Darstellung der Emissionsinventare sollte sich ausschließlich auf die in Artikel 4 genannten prioritären Luftschadstoffe beziehen.

## **Artikel 13: Befugnisübertragung**

Der BDEW stellt fest, dass der Entwurf eine Reihe von Befugnisübertragungen auf die Europäische Kommission enthält, für die Ziele, Geltungsbereich und Dauer nicht ausreichend im Richtlinienentwurf konkretisiert sind. Hier sollte noch eine Nachbesserung in Artikel 13 erfolgen. Dies betrifft insbesondere die Regelungen in Artikel 5 Abs. 6 und Artikel 6 Absatz 7.

## **2. Einschätzung der für Deutschland vorgeschlagenen Emissionsobergrenzen**

Die Europäische Kommission legt in ihrem Vorschlag zur Neufassung der NEC-Richtlinie neue nationale Emissionsobergrenzen für bestimmte prioritäre Luftschadstoffe in den EU-Mitgliedstaaten vor. Die Vorschläge wurden auf Grundlage von aus der EU-Klimapolitik vorgegebenen Energieträgereinsätzen in Verbindung mit nationalen Referenzszenarien und (theoretischen) maximal technisch möglichen Minderungsszenarien abgeleitet. Für die deutsche Energiewirtschaft sind hierbei insbesondere die Obergrenzen für SO<sub>2</sub> (Hauptemittent Energiewirtschaft) und NO<sub>x</sub> (Hauptemittent Straßenverkehr) von Bedeutung.

Für das Jahr 2020 entsprechen die Emissionsobergrenzen den Beschlüssen des Göteborg-Protokolls unter der UN-Luftreinhaltekonvention von 2012. Die Minderungsziele leiten sich hierbei aus einer Fortschreibung des Standes der Technik unter Beachtung der deutschen Klimaschutz-, Effizienz- und Erneuerbareausbauziele sowie des Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2020 ab. Der BDEW unterstützt dieses konsistente Vorgehen mit den internationalen Vorgaben ausdrücklich.



Die über einen linearen Reduktionspfad zwischen 2020 und 2030 abzuleitenden indikativen Zwischenziele bis zum Jahr 2025 orientieren sich weiterhin an einer weitgehenden Fortschreibung des Standes der Technik und der energiepolitischen Ziele.

Im Unterschied hierzu werden für das Jahr 2030 verbindliche, einseitig an den ehrgeizigen Zielen der europäischen Luftqualitätspolitik ausgerichtete Obergrenzen vorgeschlagen, welche in Deutschland zur Einhaltung die wirtschaftlich unverhältnismäßige Erreichung der „maximal möglichen technischen Minderung“ (MTFR) über alle Sektoren und Anlagen erfordern würde (z. B. wird von der Kommission ein flächendeckender Katalysatoreinsatz für alle bestehenden und neuen Braunkohle- und Gaskraftwerke unabhängig von Auslastung und Anlagengröße angenommen). Wesentliche energiepolitisch getriebene Entwicklungen werden in den Emissions- und Kostenbetrachtungen nicht oder nicht angemessen berücksichtigt (z. B. sinkende Auslastung der konventionellen Kraftwerke, zunehmende Dezentralisierung der Energieversorgung).

Die Verfolgung der Klimaschutzziele kann durch eine Vielzahl verschiedener Handlungsoptionen mit sehr unterschiedlicher Emissionsrelevanz erreicht werden. Die Emissionsobergrenzen sollten so ausgestaltet sein, dass sie den Mitgliedstaaten keinen bestimmten Dekarbonisierungspfad vorschreiben. Die Luftqualitätsziele dürfen die kosteneffiziente Erreichung der Klimaschutzziele sowie die Versorgungssicherheit nicht gefährden.

Die neuen Emissionsobergrenzen für prioritäre Luftschadstoffe sollten so formuliert werden, dass das Anspruchsniveau der künftigen Minderung deutlich unter den im Rahmen der Folgenabschätzung ermittelten Werten des „Maximum Technically Feasible Reduction Scenario“ liegt (z. B. „Gap closure“ für alle Luftschadstoffe in einem Bereich von 50 – 75% zum MTFR-Szenario im Vergleich zum Current Legislation Scenario (CLE)).

Darüber hinaus ist bei einer Zielfestlegung für Deutschland zu berücksichtigen, dass das **Deutsche Nationale Emissionsinventar** in 2013 durch das Umweltbundesamt im Zuge neuer Erkenntnisse wesentlich verändert und fortgeschrieben worden ist.

Das Nationale Inventar 2013 weist für Deutschland sektorweit deutlich niedrigere SO<sub>2</sub>-Emissionen als die IIASA-Baseline und die für die Ableitung des Göteborg-Ziels für 2020 verwendete Datengrundlage aus. Grund hierfür ist insbesondere eine rückwirkende Anpassung der Emissionsfaktoren der Stein- und Braunkohlekraftwerke für 2005 und Folgejahre im Jahr 2013.

Im Hinblick auf Stickstoffoxidemissionen ergibt sich ein umgekehrtes Bild. Das Nationale Inventar 2013 weist nunmehr deutlich höhere NO<sub>x</sub>-Emissionen als die IIASA-Baseline und die für die Ableitung des Göteborg-Ziels für 2020 verwendete Datengrundlage aus. Dieser Umstand ist vor allem auf die Anpassung der Emissionsfaktoren für den Transportbereich und die Einbeziehung von EEG-Kleinanlagen zur Stromerzeugung für 2005 und Folgejahre zurückzuführen.

Diese Veränderungen der Basisperiode müssen bei der Festlegung sachgerechter Emissionsobergrenzen für das Jahr 2030 angemessen berücksichtigt werden.

Neben einer Berücksichtigung dieser Fortschreibung im Lichte neuer Erkenntnisse ist auch eine detaillierte Analyse der den Folgenabschätzungen der Kommission zugrunde liegenden Berechnungen des IIASA-Instituts unter Zuhilfenahme des GAINS-Modells zur erwarteten Emissionsentwicklung in Deutschland zwingend erforderlich.

Der BDEW setzt sich diesbezüglich für eine sachgerechte Abbildung des Emissionsverhaltens der Anlagen der allgemeinen Strom- und (Fern-)Wärmeversorgung ein. Als Kernergebnis der im folgenden Abschnitt (Ziffer 3) vorgenommenen Beurteilung des IIASA-GAINS-Modells aus energiewirtschaftlicher Perspektive lässt sich festhalten, dass die den von der Kommission vorgeschlagenen nationalen Emissionsminderungszielen zugrunde liegenden Berechnungen des GAINS-Modells im Ergebnis eine erhebliche Unterschätzung der Schwefeldioxid- und Stickstoffoxidemissionen der Energiewirtschaft im EU-Referenzszenario ausweisen.

Die Zuweisung von Emissionsfaktoren zu bestimmten Anlagenarten richtet sich im GAINS-Modell nicht nach der aktuellen, geltenden Rechtslage, sondern erfolgt in vielen Fällen in nicht nachvollziehbarer Weise mithilfe von stark vereinfachten Annahmen zu Brennstoffqualität, Anlagentechnik und Abscheideraten für die einzelnen Anlagenkategorien. Für eine sachgerechte Abbildung der Emissionen der deutschen Energiewirtschaft ist es insbesondere erforderlich, die Annahmen und Emissionsberechnungen zu Industriekraftwerken des Raffinerie-, Stahl- und Zellstoffsektors, Biomassekraftwerken, Müllverbrennungsanlagen und Verbrennungsmotoren erheblich nachzubessern.

**Vor diesem Hintergrund erscheint es – vorbehaltlich der Ergebnisse der Betrachtung anderer Emittentensektoren durch Wirtschaftsverbände oder Umweltbundesamt – aufgrund der Ergebnisse der Berechnungen des BDEW für den Bereich der Strom- und Wärmeversorgung zwingend erforderlich, die nationalen Emissionsobergrenzen für das Jahr 2030 um ca. 25.000 Tonnen für Schwefeldioxid und mindestens 50.000 Tonnen für Stickstoffoxide anzuheben.**

### **3. Einschätzung der den Zielvorgaben zugrunde liegenden Berechnungsgrundlagen für die deutsche Energiewirtschaft**

#### **3.1. Bewertung des GAINS-Modells**

Das GAINS-Modell des IIASA-Instituts dient der Europäischen Kommission als Grundlage für die Ableitung von nationalen Emissionsobergrenzen für einzelne prioritäre Luftschadstoffe sowie die weiterführenden Kosten-Nutzen-Analysen der Folgenabschätzung.

Es werden ausgehend vom Basisjahr 2005 zwei Emissionsszenarien unterschieden:

- „Current Legislation (CLE) Scenario“
- „Maximum Technical Feasible Reduction (MTFR) Scenario“

Die Aktivitätsraten der einzelnen Energieträger in den Emissionsszenarien beruhen einheitlich auf dem im Rahmen der europäischen Energie- und Klimapolitik verwendeten EU-Referenzszenario (PRIMES-Modell). Die hochaggregierten Energieträgereinsätze für Strom- und Wärmeerzeugung des EU-Referenzszenarios werden hierbei durch das IIASA-Büro auf emissionsrelevante Einzelelemente herunter gebrochen.

Der aus Sicht des BDEW bedeutsame Sektor der Elektrizitäts- und Wärmeversorgung ist hierbei insbesondere für die Luftschadstoffe Schwefeldioxid und Stickstoffdioxid ein wesentlicher Emittentensektor, der in Anlehnung an die Systematik der deutschen Energiebilanz die Kraftwerke, Heizkraftwerke und Fernheizwerke der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung, sonstige Kraftwerke und EEG-Einspeiser sowie die industrielle Kraftwirtschaft umfasst.

Im GAINS-Modell erfolgt für diesen Sektor eine Zuweisung des Brennstoffeinsatzes auf Anlagenkategorien, Größenklassen und Anlagentechniken – jeweils differenziert für neue Anlagen („new plants“) und bestehende Anlagen („existing plants“). Insgesamt werden so rund 60 emissionsrelevante Module für die Strom- und Wärmeerzeugung unterschieden. Für jede Anlagenkategorie werden Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren ohne Minderungsmaßnahmen, spezifische Abscheideraten der zum Einsatz kommenden Minderungstechniken und spezifische Umrechnungsfaktoren für die Ableitung konzentrationsbezogener Emissionswerte aus den frachtbezogenen Emissionsfaktoren angesetzt.

#### EU-Energierferenzszenario

Die Europäische Kommission hat Ende 2013 ein aktualisiertes Zahlenwerk für ein europäisches Energierferenzszenario vorgelegt<sup>1</sup>. Dieses Szenario bildet die Grundlage für die Folgenabschätzung der von der Kommission vorgeschlagenen Maßnahmen für die Fortschreibung der Energie-, Klima- und Luftqualitätspolitik. Die Dokumentation enthält Zahlenwerte für die EU als Ganzes sowie für die einzelnen Mitgliedstaaten. Das EU-Referenzszenario 2013 bildet auch die Grundlage für die Aktivitätsraten (Brennstoffeinsätze) des GAINS-Modells.

---

<sup>1</sup> Europäische Kommission: EU Energy, transport and GHG Emissions – Trends to 2050: Reference Scenario 2013. Brüssel, 16. Dezember 2013.

Aus Sicht der Energiewirtschaft sind für das Zieljahr 2030 insbesondere folgende Angaben für Deutschland von Bedeutung:

- Bruttostromerzeugung: 591 TWh
- EE-Anteil: 52,5%
- KWK-Anteil 25,2%
- CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung geg. 2005: - 48% (177 Mt)

In der folgenden Graphik sind die Kernergebnisse für die historische und künftige Entwicklung des Brennstoffeinsatzes zur Strom- und Wärmeerzeugung in thermischen Kraftwerken dargestellt.

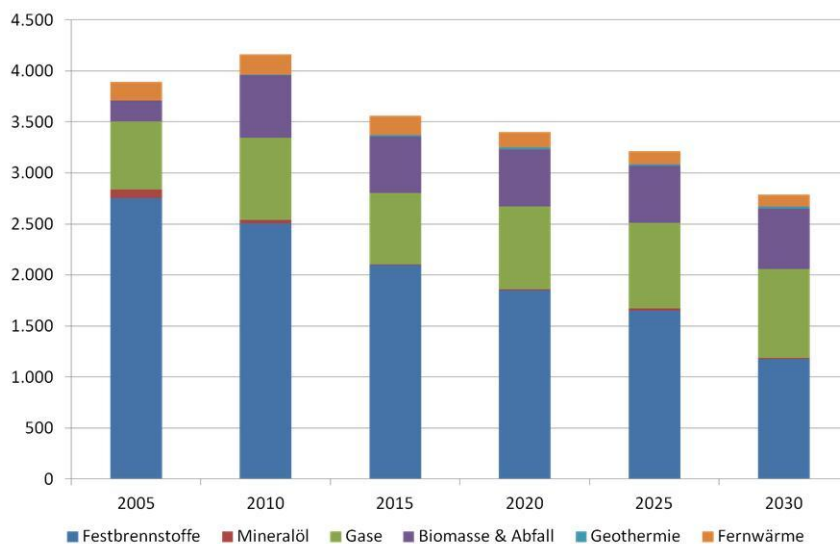


Abbildung 1: Brennstoffeinsatz (PJ) der thermischen Kraftwerke, Heizkraftwerke und Fernheizwerke (ohne Kernenergie) in Deutschland (Quelle: EU-Kommission)

### CLE-Szenario

Eine grobe Analyse der Annahmen und Ergebnisse des GAINS-Modells offenbart, dass ein großer Teil der im CLE-Szenario ohne zusätzliche Kosten erwarteten Emissionsreduktionen in der Energiewirtschaft nicht auf die Auswirkungen der Energie- und Klimapolitik zurückzuführen ist, sondern eine Folge der nicht sachgerechten Zuordnung der prognostizierten Brennstoffeinsätze auf Anlagenarten, Größenklassen, Genehmigungsregime und Brennstoffqualitäten durch das IIASA-Büro darstellt.

Das GAINS-Modell bildet das Emissionsverhalten des im Modell stark zurückgehenden Einsatzes von Stein- und Braunkohle in ausreichender Detailtiefe und Anlagenkategorisierung ab, ist aber völlig unzureichend in den Anlagenkategorien, die eine besondere Wachstumsdynamik zwischen dem Basisjahr 2005 und dem Zieljahr 2030 aufweisen, nämlich Abfallverbrennungsanlagen, Biomassekraftwerke sowie Verbrennungsmotoren und Gasturbinen, die gasförmige Brennstoffe einsetzen.

Darüber hinaus besteht ein systematisches Defizit der Kosten- und Emissionsbilanzierung des GAINS-Modells in der nicht vorgenommenen Differenzierung der Neuanlagen („new plants“) in bereits über den Zeitraum 1996 – 2013 errichtete „neue bestehende Anlagen“ und „ab 2013 erstmalig neu in Betrieb genommene Anlagen“. Bei einer Fortschreibung der Anforderungen sind die Nachrüstungskosten für neue bestehende Anlagen als wesentlich höher anzusetzen als die Kosten für die Erfüllung neuer Anforderungen bei einer Neuerrichtung.

Im Rahmen der Folgenabschätzung erfolgt keine Sensitivätsbetrachtung des durch die Klimapolitik getriebenen Energieträgereinsatzes des EU-Referenzszenarios. Die Verfolgung der Klimaschutzziele kann durch eine Vielzahl verschiedener (kosteneffizienter) Handlungsoptionen erreicht werden. Die Emissionsrelevanz der Handlungsoptionen im Hinblick auf die Emission prioritärer Luftschadstoffe ist äußerst unterschiedlich (z. B. Kern-, Wind- und Solar- kraft versus Stromerzeugung aus Biomasse und Abfall oder in hocheffizienter dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung oder Einsatz von Gutschriften aus Offset-Maßnahmen). Die Berechnung der gegenüber dem CLE-Szenario hinzutretenden zusätzlichen Kosten bilden keine Bandbreiten für verschiedene Dekarbonisierungspfade ab.

### MTFR-Szenario

Die Berechnungen des IIASA-Institutes setzen im Rahmen des MTFR-Szenarios für den Luftschadstoff Stickstoffoxid eine Reihe von Annahmen, die nicht im Einklang mit dem Stand der Technik stehen. Die im Folgenden aufgeführten für die Berechnungen angesetzten Minderungsoptionen können nicht als verhältnismäßige und kosteneffiziente Minderungsoptionen für einen flächendeckenden Einsatz angesehen werden:

- Allgemeiner Katalysatoreinsatz in bestehenden Braunkohlekraftwerken
- Allgemeiner Katalysatoreinsatz in bestehenden Gasturbinen und GuD-Kraftwerken
- Allgemeiner Katalysatoreinsatz für kleine und mittlere Gaskesselfeuerungen
- Allgemeiner Ersatz von SNCR-Technik durch SCR-Technik bei bestehenden Abfallverbrennungsanlagen

Die im Rahmen der Berechnungen angesetzten Minderungskosten berücksichtigen insbesondere nicht, dass in vielen Fällen die Nachrüstung von Katalysatoranlagen in bestehenden Anlagen technisch nicht machbar ist oder nur mit einem äußerst unverhältnismäßigen Nachrüstungsaufwand bewerkstelligt werden kann. Mögliche Wechselwirkungen einer flächendeckenden Katalysatornachrüstung mit den Zielen der Ammoniakemissionsminderung werden nicht betrachtet. Darüber hinaus werden die besondere Bedeutung und Rahmenbedingungen von Anlagen für die Bereitstellung von Spitzenlast oder Back-up-Kapazität bei der Energieversorgung nicht gewürdigt.

Die Investitions- und Betriebskostenschätzungen des GAINS-Modells beruhen nämlich auf der Annahme konstanter Vollastbenutzungsstunden für konventionelle Kraftwerke über den Zeitraum 2005 – 2030. Diese Annahme erscheint nicht verträglich mit den Annahmen zum Ausbau der Stromerzeugung aus fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien und führt zu einer **erheblichen Unterschätzung der Nachrüstungskosten**.

### 3.2. Schwächen des GAINS-Modells für Deutschland im Einzelnen

- Die Anlagenklassifizierung des GAINS-Modells in „existing plants“ und „new plants“ deckt sich nicht mit den Anlagendefinitionen der Industrieemissions-Richtlinie bzw. der nationalen Rechtslage und führt so zu einer intransparenten und nicht nachvollziehbaren Zuweisung von Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren für die einzelnen Emissionsmodule.
- Die Zuweisung von Emissionsfaktoren zu bestimmten Anlagenarten richtet sich nicht nach der aktuellen, geltenden Rechtslage (geltende Emissionsgrenzwerte und weitergehende Anforderungen wie Schwefelabscheidegrade), sondern erfolgt in nicht nachvollziehbarer Weise mithilfe von stark vereinfachten Annahmen zu Brennstoffqualität, Anlagentechnik und Abscheideraten für die einzelnen Anlagenkategorien.
- Die Abbildung der Besonderheiten der industriellen Kraftwirtschaft im Brennstoffeinsatz und Emissionsverhalten ist unzureichend:
  - Raffineriekraftwerke und der zugehörige Einsatz an Mineralölprodukten einschließlich Destillations- und Konversionsrückständen sind offensichtlich ab 2015 im GAINS-Modell nicht mehr berücksichtigt worden. Diese Energieträgereinsätze sind nachweislich auch nicht dem Industriebereich zugeschlagen worden.
  - Der Einsatz von Prozess- und Kuppelgasen in Kraftwerken der Chemie- und Stahlindustrie wird nicht separat betrachtet, sondern als Erdgaseinsatz ohne sachgerechte Schwefeldioxid- oder Stickstoffoxidemissionen bilanziert.
  - Der Biomasseeinsatz nach dem Sulfit- bzw. Sulfatverfahren in Kraftwerken der Papier- und Zellstoffindustrie wird nicht separat berücksichtigt.
- Die Differenzierung in Anlagenkategorien bei Einsatz von fester Biomasse in Kraftwerken und Fernheizwerken ist unzureichend (jeweils nur ein Emissionsmodul für bestehende und neue Anlagen vorgesehen). Die fehlende Ausdifferenzierung nach Größenklassen, Genehmigungslage und Brennstoffart führt zu einer **außergewöhnlich hohen Unterschätzung der Emissionen des Biomassesektors**. Dieses Vorgehen ist unverständlich, da gerade der Biomassesektor im GAINS-Modell die höchsten Zuwachsraten gegenüber dem Basisjahr aufweist.
- Die Modellierung der Emissionen der Abfallverbrennung beruht auf unzureichenden bzw. falschen Annahmen zu Bezugssauerstoffgehalten, Rauchgasfaktoren und zugehörigen Emissionswerten insbesondere im Falle von Stickstoffoxiden. Hierbei ist aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen insbesondere eine klarere **Differenzierung in Anlagen < 50 MW und > 50 MW** angezeigt.
- Der über KWKG und EEG geförderte **dezentrale Ausbau von Verbrennungsmotoren wird** im GAINS-Modell **stark unterschätzt**. Das Ausbauniveau des Jahres 2020 entspricht in etwa dem tatsächlich erreichten Ausbaustand des Jahres 2011, und für die anschlie-

ßende Periode bis zum Jahr 2030 wird kein weiterer Ausbau von Blockheizkraftwerken, die Erdgas, Bioerdgas oder Biogase einsetzen, mehr unterstellt (siehe **Abbildung 2**). Dies steht im starken Widerspruch zum aktuellen Entwicklungstrend und der antizipierten Wirkung der nationalen Förderinstrumente nach KWKG und EEG. Ein weiterer Ausbau von genehmigungsbedürftigen und nicht genehmigungsbedürftigen BHKW ist insbesondere auch vor dem Hintergrund der europäischen Energieeffizienzrichtlinie und der Emissionszertifikatehandelsrichtlinie zu erwarten.

Die ganz überwiegende Mehrzahl von Verbrennungsmotoren wird in Anlagen, die eine Feuerungswärmeleistung von weniger als 20 MW aufweisen oder die ausschließlich Biomasse einsetzen, betrieben. Durch die Fehlannahmen zur Ausbauentwicklung von Verbrennungsmotoren kommt es zu einer erheblichen Unterschätzung der in den Szenarien zu erwartenden Emissionen. Darüber hinaus fehlt in der IIASA-Betrachtung die emissionsrelevante Anlagenkategorie von – überwiegend nicht genehmigungsbedürftigen – Zündstrahlmotoren, die Biogas oder flüssige Biomasse einsetzen.

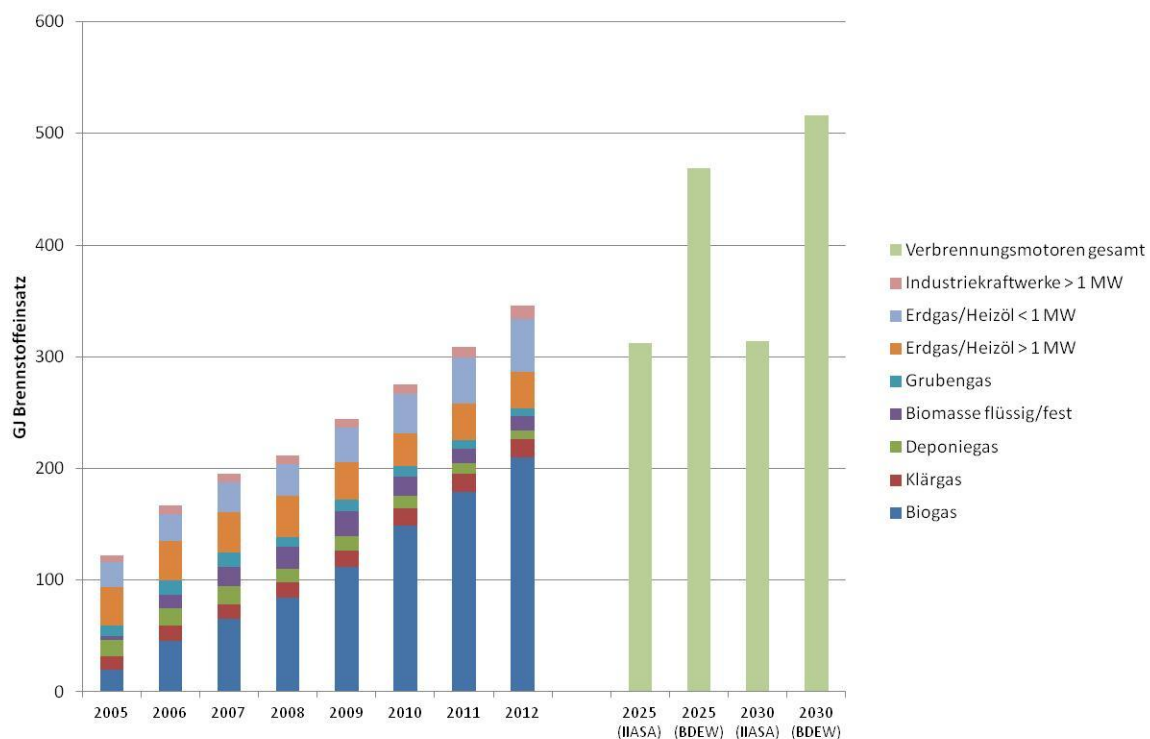


Abbildung 2: Entwicklung des Brennstoffeinsatzes in Verbrennungsmotoren zur Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland (Quelle: BDEW auf Grundlage von AGEb, Destatis und GAINS-Modell von IIASA)

- Für Gasturbinen und GuD-Anlagen wird im GAINS-Modell angenommen, dass es sich hierbei ausschließlich um neue Anlagen („new plants“) handeln würde, die im MTFR-Szenario im Jahr 2030 flächendeckend SCR-Katalysatoren einsetzen. Diese Annahme berücksichtigt offensichtlich weder die überproportional hohen Nachrüstungskosten von Katalysatortechnik an bestehenden Anlagen noch die großen Unterschiede in Betriebsregime und Fahrweise der einzelnen Anlagen. Die Auswirkung abnehmender Volllastbenutzungstunden und die zunehmenden Anforderungen an Flexibilität und Teillastbetrieb als Folge der Zunahme volatiler Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen sind weder bei den Investitionskosten noch im Emissionsverhalten der Gasturbinen und GuD-Anlagen angemessen berücksichtigt.
- Für bestehende Braunkohlekraftwerke wird bis zum Jahr 2030 eine flächendeckende Nachrüstung mit Katalysatortechnik im MTFR-Szenario angesetzt. Eine solche Nachrüstung entspricht weder dem Stand der Technik noch kann diesbezüglich von einer generellen Verfügbarkeit der Anlagentechnik ausgegangen werden. Die Emissionsfaktoren sollten stattdessen in Übereinstimmung mit der geltenden Rechtslage, die teilweise über die Anforderungen der Industrieemissions-Richtlinie hinausgeht, gesetzt werden.

### 3.3. Emissionsszenarien des BDEW

Um die Auswirkung der erheblichen Defizite des GAINS-Modells auf die Ableitung der Emissionsobergrenzen für  $\text{SO}_2$  und  $\text{NO}_x$  aus Sicht der Energiewirtschaft zu verdeutlichen, werden im Folgenden den IIASA-Berechnungen zwei eigene **BDEW-Emissionsszenarien** für die deutsche Strom- und Wärmeversorgung gegenübergestellt. Falls den über das PRIMES-Modell abgeleiteten Energieträgereinsätzen seitens der Bundesregierung ein eigenes Energieträgereinsatzszenario entgegengesetzt wird, lässt sich das BDEW-Modell im Hinblick auf die ggf. abweichend angenommenen Energieträgereinsätze problemlos anpassen.

Ausgehend von den energie- und klimapolitisch vorgegebenen Aktivitätsraten des EU-Energierferenzszenarios zielt der BDEW-Ansatz darauf ab, eine objektive, transparente und nachvollziehbare Abbildung der deutschen Genehmigungslage und der zugehörigen Emissionsminderungsanforderungen vorzunehmen. Darüber hinaus soll eine sachgerechte Abbildung der Struktur des Kraftwerkparks (Anlagengröße, Technik) sowie das Emissionsverhalten von Regelbrennstoffen und Sonderbrennstoffen abgebildet werden. Besonderes Augenmerk soll hierbei auch auf die emissionsrelevanten Besonderheiten infolge der Ausgestaltung der nationalen Energie- und Klimapolitik (KWKG, EEG etc.) gelegt werden. Im Rahmen eines nachvollziehbaren und transparenten Politikszenarios soll darüber hinaus eine Konsistenz der Modellannahmen mit anderen Elementen des Luftqualitätspaketes (insbesondere Göteborg-Protokoll, MCP-Richtlinie, Industrieemissions-Richtlinie, Revision des BVT-Merkblatts Großfeuerungsanlagen) bestehen.

Hierfür wird es insbesondere erforderlich, in einigen Fällen eine weitere Aufteilung der GAINS-Emissionsmodule nach Anlagenart, Größenklasse und Inbetriebnahmezeitpunkt vor-



zunehmen. Dies gilt insbesondere für die Bereiche der industriellen Kraftwirtschaft, der Abfallverbrennung und der Biomassenutzung sowie für die Nutzung gasförmiger Brennstoffe in Verbrennungsmotoren und Gasturbinenanlagen.

*BDEW-Referenzszenario* (zum Vergleich mit dem GAINS-CLE-Szenario):

Im Referenzszenario werden für jede Anlagenkategorie die maßgeblichen Emissionsgrenzwerte nach TA Luft bzw. 13. BImSchV oder 17. BImSchV in der jeweils aktuellen Fassung angesetzt. Für die Umrechnung der Emissionsgrenzwerte in Emissionsfaktoren folgt das BDEW-Referenzszenario dem Vorgehen und der Annahmen des GAINS-Modells. Soweit für die Abbildung der Emissionssituation erforderlich, wird eine Unterscheidung in Altanlagen, bestehende Anlagen und Neuanlagen gemäß aktueller Rechtslage vorgenommen. Darüber hinaus erfolgt eine ausdifferenzierte Betrachtung von Abfall- und Biomasseeinsatz sowie Abbildung verschiedener Einsatzbereiche von Gasturbinen und GuD-Anlagen.

*BDEW-Politiksszenario 2030* (zum Vergleich mit dem GAINS-MTFR-Szenario):

Die Abbildung der Energiewirtschaft erfolgt analog BDEW-Referenzszenario mit den folgenden Änderungen: Für TA-Luft-Anlagen werden Emissionsgrenzwerte nach Anhang II des Vorschlags der EU-Kommission für eine neue Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen (MCP-Richtlinie) angenommen, soweit diese über die Anforderungen der TA Luft hinausgehen. Für Großfeuerungsanlagen werden Emissionswerte gemäß D1-Entwurf des BVT-Merkblatts Großfeuerungsanlagen des EIPPC-Büros (Stand Juni 2013) angesetzt (obere Spannbreite der vorgeschlagenen Emissionsbandbreiten). Hierbei wird unterschieden zwischen bestehenden Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2013 bzw. neuen Anlagen nach Industrieemissions-Richtlinie mit Inbetriebnahme nach 2013 und neuen Anlagen im Sinne des D1-Entwurfs mit Inbetriebnahme nach 2016.

In der nachfolgenden **Tabelle 2** sind die wesentlichen Annahmen des BDEW-Ansatzes den Annahmen des GAINS-Modells gegenübergestellt.

Einen wesentlichen Einfluss auf die Emissionsbilanzierung haben die jeweils angesetzten Annahmen hinsichtlich der Anteile der verschiedenen Anlagengrößenklassen. Die im GAINS-Modell verwendeten Annahmen sind in der Regel technikbezogen und nicht an der genehmigungsrechtlich relevanten Feuerungswärmeleistung orientiert. Um eine transparente und nachvollziehbare Zuweisung der derzeit geltenden Emissionsgrenzwerte und der daraus abzuleitenden Emissionsfaktoren vornehmen zu können, schlägt der BDEW eine entsprechende Aufteilung der emissionsrelevanten Anlagenklassen für das Jahr 2030 auf Grundlage der Werte des Jahres 2010 vor.

Tabelle 2: Anlagenarten und zugehörige Emissionsfaktoren und -grenzwerte

Anlagenart	GAINS-Modell (CLE/MTFR)	BDEW-Referenzszenario 2030	BDEW-Politik-szenario 2030
TA-Luft-Anlagen	Emissionsfaktoren für „Existing Plants“ bzw. „New plants“	EGW nach TA Luft	EGW nach MCP-Richtlinie (falls strenger als TA Luft)
Altanlagen nach § 2 Nr. 3 der 13. BImSchV (vor 11/2002)	Emissionsfaktoren für „Existing plants“	EGW für Altanlagen nach 13. BImSchV	Oberer BAT-AEL nach D1 für <u>bestehende</u> Anlagen (falls strenger als 13. BImSchV)
Bestehende Anlagen nach § 2 Nr. 4 der 13. BImSchV (11/2002 – 12/2012)	Emissionsfaktoren für „New plants“	EGW für bestehende Anlagen nach 13. BImSchV	Oberer BAT-AEL nach D1 für <u>bestehende</u> Anlagen (falls strenger als 13. BImSchV)
Neue Anlagen nach IE-Richtlinie (Anhang V Teil 2) (1/2013 – erste Genehmigung vor Ende 2015)	Emissionsfaktoren für „New plants“	EGW bzw. JMW für neue Anlagen nach 13. BImSchV	Oberer BAT-AEL nach D1 für <u>bestehende</u> Anlagen (falls strenger als 13. BImSchV)
Neue Anlagen nach BVT-Merkblatt GFA (Erste Genehmigung nach Ende 2015)	Emissionsfaktoren für „New plants“	EGW bzw. JMW für neue Anlagen nach 13. BImSchV	Oberer BAT-AEL nach D1 für <u>neue</u> Anlagen (falls strenger als 13. BImSchV)
17. BImSchV-Anlagen	Emissionsfaktoren für „Existing Plants“ bzw. „New plants“	EGW bzw. JMW nach 17. BImSchV	EGW bzw. JMW nach 17. BImSchV

Anmerkungen: EGW = Emissionsgrenzwert (Tagesmittel); JMW = Jahresmittelwert

Die Anteile der einzelnen Größenklassen und Anlagenkategorien lassen sich auf Grundlage einer Reihe von Vorarbeiten des BDEW zu jüngsten Regelungsvorhaben und hierbei insbesondere den Änderungen und Neufassungen von TEHG, ZuV, 13. BImSchV und 17. BImSchV ableiten.

Hierbei werden die Anteile für Großfeuerungsanlagen, die konventionelle fossile Brennstoffe einsetzen, auf Grundlage der in Umwelt- und Emissionserklärungen oder Emissionskatastern der Länder berichteten Brennstoffeinsätze der Einzelanlagen für die Jahre 2008 - 2010 mit ergänzenden Angaben der Betreiber zu Hauptbrennstoff und Anlagenart abgeschätzt.

Für vom Emissionshandel erfasste mittelgroße Kraftwerke, Heizkraftwerke und Fernheizwerke erfolgt eine Schätzung des Brennstoffeinsatzes über die für das Jahr 2010 berichteten CO<sub>2</sub>-Emissionen und Annahmen zum Hauptbrennstoff.

Für den Bereich Abfallverbrennung erfolgt eine Abschätzung des Brennstoffeinsatzes von Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger bzw. mehr als 50 MW im Jahr 2010 über den von Unternehmen, Verbänden (ITAD) oder Bundesländern (Abfallberichte und -bilanzen) berichteten Mülldurchsatz und den Auslegungsheizwert sowie die ergänzenden Angaben zur Kapazität und Anlagengröße.

Für Biomassekraftwerke, die feste Biomasse einsetzen, erfolgt eine Abschätzung des Brennstoffeinsatzes, soweit vorhanden, auf Grundlage von Umwelt- und Emissionserklärungen der Anlagenbetreiber oder auf Grundlage der von den Übertragungsnetzbetreibern berichteten Bewegungsdaten für die EEG-Stromeinspeisung. Für das Gros der Biomassekraftwerke liegen dem Verband Angaben zur installierten Feuerungswärmeleistung aus Emissionskatastern oder auf Grundlage von Genehmigungsbescheiden oder Unternehmensangaben vor. Der klassenbezogene Brennstoffeinsatz des Jahres 2010 kann dann aus Stromeinspeisung multipliziert mit dem Verhältnis von installierter Feuerungswärmeleistung und in den Anlagenstammdaten des EEG aufgeführter elektrischer Leistung abgeschätzt werden.

Neben einer Aufteilung des Brennstoffeinsatzes nach Anlagengröße ist für die Emissionsbilanzierung auch eine weitere Aufteilung des Brennstoffeinsatzes nach Anlagenalter bzw. Inbetriebnahmezeitpunkt erforderlich (siehe **Tabelle 2**). Für einige Kategorien enthält das GAINS-Modell hierzu Annahmen, die für die BDEW-Analyse übernommen werden. Für eine Reihe emissionsrelevanter Module erfolgt allerdings im GAINS-Modell keine oder eine nur unvollständige Aufteilung des Brennstoffeinsatzes nach Anlagenalter.

In den BDEW-Szenarien wird in diesen Fällen folgende vereinfachte Vorgehensweise für das Zieljahr 2030 besprochen:

- TA-Luft-Anlagen: Aufteilung in neue und bestehende Anlagen nach IIASA bzw., wenn keine Aufteilung vorhanden, dann folgender Ansatz analog Folgenabschätzung der MCP-Richtlinie: 40% des Brennstoffeinsatzes in Feuerungsanlagen unter Anhang II Teil 2 der MCP-RL (Neuanlagen) und 60% des Brennstoffeinsatzes unter Anhang II Teil 1 der MCP-RL (bestehende Anlagen).
- Großfeuerungsanlagen: Aufteilung des Brennstoffeinsatzes in neue/bestehende Anlagen („new plants“) und Altanlagen („existing plants“) nach IIASA. Die weitere Aufteilung erfolgt, soweit erforderlich und nicht im GAINS-Modell bereits vorgegeben, nach folgendem Ansatz: 50% des Brennstoffeinsatzes in Feuerungsanlagen nach § 2 Nr. 3 der 13. BImSchV (Altanlagen = „existing plants“) und 50% in „new plants“, wobei 25% des Brennstoffeinsatzes in bestehenden Feuerungsanlagen nach § 2 Nr. 4 der 13. BImSchV und 25% des Brennstoffeinsatzes in neuen Feuerungsanlagen mit Inbetriebnahme nach 2013 angenommen werden.

In der nachstehenden **Tabelle 3** sind die Ergebnisse der Berechnungen des BDEW zu den Anteilen der Anlagenkategorien dargestellt sowie die zugehörige Differenzierung in weitere emissionsrelevante Anlagenklassen der Struktur des GAINS-Modells gegenübergestellt.

Tabelle 3: Module und Anlagenarten der Luftschadstoffbilanzierung

Art	GAINS-Modell (CLE 2030; MTR 2030)	BDEW-Ansatz (Referenz-; Poli- tikszENARIO 2030)	Brennstoff- einsatz
Steinkohle	<u>Steinkohle (TA Luft):</u> < 50 MW	<u>Steinkohle (TA Luft):</u> < 50 MW (Rostfeuerung)	5 PJ (IIASA)
	<u>Steinkohle (13. BImSchV):</u> > 50 MW (Trockensorption) (nicht betrachtet) > 300 MW (Nasswäsche)	<u>Steinkohle (13. BImSchV):</u> 50 – 100 MW (Trockensorption) 100 - 300 MW (Wirbelschicht) > 300 MW (Nasswäsche)	689 PJ (IIASA) 2% 10% 88%
Braunkohle	<u>Braunkohlenstaub (TA Luft):</u> < 50 MW (schwefelarm) (schwefelreich: nicht betrachtet)	<u>Braunkohlenstaub (TA Luft):</u> < 50 MW (schwefelarm) < 50 MW (schwefelreich)	5 PJ (IIASA) 3 PJ (BDEW)
	<u>Braunkohle (schwefelarm):</u> 50 – 300 MW (Trockensorption) > 300 MW (Nasswäsche)	<u>Braunkohle (schwefelarm):</u> 50 – 300 MW (Trockensorption) > 300 MW (Nasswäsche)	304 PJ (IIASA) 3% 97%
	<u>Braunkohle (schwefelreich):</u> (nicht betrachtet) > 300 MW (Nasswäsche)	<u>Braunkohle (schwefelreich):</u> 50 – 300 MW (Nasswäsche) > 300 MW (Nasswäsche)	199 PJ (IIASA) 4% 96%
Flüssige Brennstoffe	<u>Kesselfeuerung leichtes Heizöl:</u> < 50 MW 50 – 100 MW > 50 MW (nicht betrachtet)	<u>Kesselfeuerung leichtes Heizöl:</u> < 50 MW 50 – 100 MW > 100 MW	12 PJ (IIASA) 33% 33% 33%
		<u>Raffineriekraftwerk (zusätzlich):</u> 50 – 100 MW 100 – 300 MW > 300 MW	60 PJ (BDEW) 2% 13% 85%
Gasförmige Brennstoffe	<u>Kesselfeuerung Erdgas:</u> < 50 MW > 50 MW (nicht betrachtet)	<u>Kesselfeuerung Erdgas:</u> < 50 MW (Erdgas) < 50 MW (Erdgas) > 50 MW (Sonstige Prozessgase)	47 PJ (IIASA*) 30% 50% 20%
		<u>Kesselfeuerung Gicht-/Hochofen-/ Kokereigas:</u> 50 – 300 MW > 300 MW	80 PJ (BDEW) 15% 85%
Gasturbinen	<u>GuD-Kraftwerke (Erdgas):</u> (ohne weitere Differenzierung)	<u>GuD-Kraftwerke (Erdgas):</u> > 600 MW 50 – 600 MW (in KWK) < 50 MW (in KWK)	367 PJ (IIASA*) 50% 40% 10%
	<u>Gasturbinen (Erdgas):</u> (ohne weitere Differenzierung)	<u>Gasturbinen (Erdgas):</u> GT in Kombi-Blöcken > 600 MW	70 PJ (IIASA*) 25%

Art	GAINS-Modell (CLE 2030; MTR 2030)	BDEW-Ansatz (Referenz-; PolitikszENARIO 2030)	Brennstoffeinsatz
		GT in KWK 50 – 600 MW Notbetrieb/Spitzenlast > 50 MW GT in KWK < 50 MW	40% 5% 30%
	<u>Gasturbinen (Heizöl):</u> (ohne weitere Differenzierung)	<u>Gasturbinen (Heizöl):</u> Notbetrieb/Spitzenlast > 50 MW GT in KWK < 50 MW Ersatzbrennstoffbetrieb (GT/GuD)	5 PJ (IIASA*) 8% 12% 80%
Verbrennungsmotoren	Gasmotor Erdgas/Biogas	Gasmotor Erdgas/Biogas/Klärgas/Deponiegas/Grubengas  Zusätzliche neue Gasmotoren Erdgas/Bio(erd)gas nach 2012 (Abzug des Brennstoffeinsatzes von Emissionsmodulen für GuD-Kraftwerke und Gasturbinen)	314 PJ (IIASA)  100 PJ (BDEW)
	Dieselmotor Diesel/Heizöl	Dieselmotor Diesel/Heizöl  Zündstrahlmotor Biogas/Bioflüssig (Abzug des Brennstoffeinsatzes vom Emissionsmodul „Biomasse“)	< 0,1 PJ (IIASA)  23 PJ (BDEW)
Biomasse	Biomasse in „existing plants“ (ohne weitere Differenzierung)	<u>Biomasse in „existing plants“:</u> NB-Holz-Heizkraftwerk < 50 MW Altholz-Heizkraftwerk < 50 MW Restholz-Heizkraftwerk < 50 MW NB-Holz-Kraftwerk 50 - 100 MW Zellstoff (Sulfatverfahren) Zellstoff (Sulfitverfahren)	198 PJ (IIASA*) 60% 10% 10% 5% 10% 5%
	Biomasse in „new plants“ (ohne weitere Differenzierung)	<u>Biomasse in „new plants“:</u> Stroh-Heizkraftwerk < 50 MW NB-Holz-Heizkraftwerk < 50 MW Altholz-Kraftwerk > 50 MW Mitverbrennung > 100 MW	238 PJ (IIASA) 10% 60% 20% 10%
Abfall	Abfallverbrennung (ohne weitere Differenzierung)	<u>Abfallverbrennung:</u> < 50 MW (Abfallverbrennung) 50 - 300 MW (Abfallverbrennung) > 300 MW (Abfallmitverbrennung)	275 PJ (IIASA) 15% 80% 5%
Sonstige	Sonstige Energieträger (Pyrolyse, Vergasung, Abhitze etc.)	Sonstige Energieträger (Pyrolyse, Vergasung, Abhitze etc.)	27 PJ (IIASA)

Anmerkung: Die mit „\*“ gekennzeichneten Brennstoffeinsätze aus dem IIASA-GAINS-Modell wurden um die BDEW-Annahmen zur weiteren Ausdifferenzierung angepasst.

### 3.4. Kernergebnisse der BDEW-Emissionsszenarien

Die Ergebnisse der BDEW-Emissionsszenarien für die Strom- und Wärmeversorgung sind in den folgenden beiden Abbildungen den Berechnungen und Annahmen des GAINS-Modells für das Basisjahr 2005 und für das CLE- bzw. MTFR-Szenario gegenüber gestellt.

Die wesentlichen Unterschiede bei der Emissionsentwicklung sind bei **Schwefeldioxid** vor allem auf die nicht sachgerechte Abbildung des Emissionsverhaltens der industriellen Kraftwirtschaft und die nicht nachvollziehbare Nichteinbeziehung der Raffineriekraftwerke zurückzuführen. Weitere Differenzen resultieren aus der nicht ausreichenden Berücksichtigung des absehbaren Ausbaus der Biogasnutzung sowie aus der im GAINS-Modell nicht ausreichenden Differenzierung der Steinkohlekraftwerke in neu errichtete und neue bestehende Anlagen sowie der fehlenden Berücksichtigung des besonderen Emissionsverhaltens und der Verminderungspotenziale für Anlagen mit Trockensorption oder Wirbelschichtfeuerung. Insgesamt liegen die BDEW-Berechnungen zu den für 2030 erwarteten SO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 30.000 Tonnen höher als im GAINS-Modell (siehe **Abbildung 3**). Die Emissionen des BDEW-Referenzszenarios liegen hierbei um gut 50% unter den Emissionen des Basisjahrs 2005.

Während die Unterschiede in der SO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung sich im Wesentlichen auf einige zu stark vereinfachte, aber leicht verbesserungsfähige Annahmen des GAINS-Modells zurückführen lassen, ergibt sich für die berechnete Entwicklung der **NO<sub>x</sub>-Emissionen** im Vergleich zum GAINS-Modell ein dramatischer Unterschied (siehe **Abbildung 4**). Den Emissionsszenarien des GAINS-Modells, die eine Emissionsminderung bis zum Jahr 2030 in Höhe von 35 – 55% gegenüber dem Basisjahr 2005 abschätzen, stehen die Berechnungen des BDEW auf Grundlage der tatsächlichen Rechtslage und der tatsächlich diskutierten politischen Instrumente gegenüber, nach denen sich absehbar nur eine Minderung von 15 - 25% einstellen wird. Die Unterschiede in der Emissionsberechnung betragen hierbei zum einen rund 53.000 Tonnen NO<sub>x</sub> zwischen BDEW-Referenzszenario und IIASA-CLE-Szenario sowie zum anderen ca. 85.000 Tonnen NO<sub>x</sub> zwischen BDEW-Politiksszenario 2030 und IIASA-MTFR-Szenario. Dieser enorme Unterschied in der Abbildung der Emissionsentwicklung auf Grundlage desselben Energieszenarios lässt sich nicht auf einige überzeichnete Vereinfachungen oder kleinere Fehlannahmen des GAINS-Modells zurückführen.

Stattdessen ist festzustellen, dass das GAINS-Modell in der bestehenden Form ungeeignet erscheint, um eine auch nur annähernd realitätsnahe Abbildung der Emissionsentwicklung für Stickstoffoxide unter Berücksichtigung der für Deutschland relevanten einschlägigen Rechtslage und der Wirkweise der energie- und klimapolitischen Instrumente sowie der zu berücksichtigenden europäischen Luftqualitätspolitik zu bewerkstelligen.

Das GAINS-Modell enthält strukturelle und systematische Fehlannahmen zum Emissionsverhalten von Abfallverbrennungsanlagen, von Anlagen, die Biomasse einsetzen, sowie von bestehenden und neuen Gasturbinenanlagen. Diese Fehlannahmen führen in Verbindung mit der unzureichenden Abbildung der Wirkung bereits beschlossener energie- und klimapolitischer Instrumente, wie das KWKG und das EEG, auf die künftige Anlagenstruktur und Betriebsweise der Kraftwerke dazu, dass **die Berechnungen des GAINS-Modells in der vorliegenden Form für die Abbildung der NO<sub>x</sub>-Emissionsentwicklung der Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland nicht geeignet sind.**

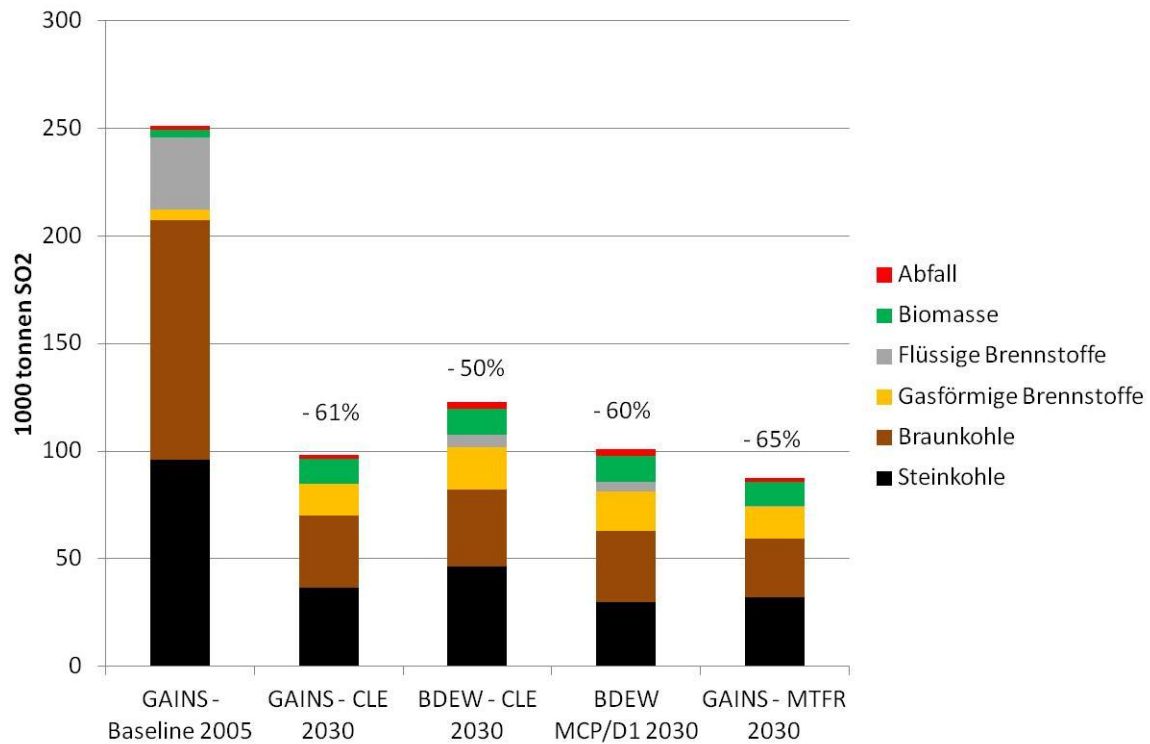


Abbildung 3: Vergleich der Entwicklung der SO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland (Quelle: BDEW; IIASA)

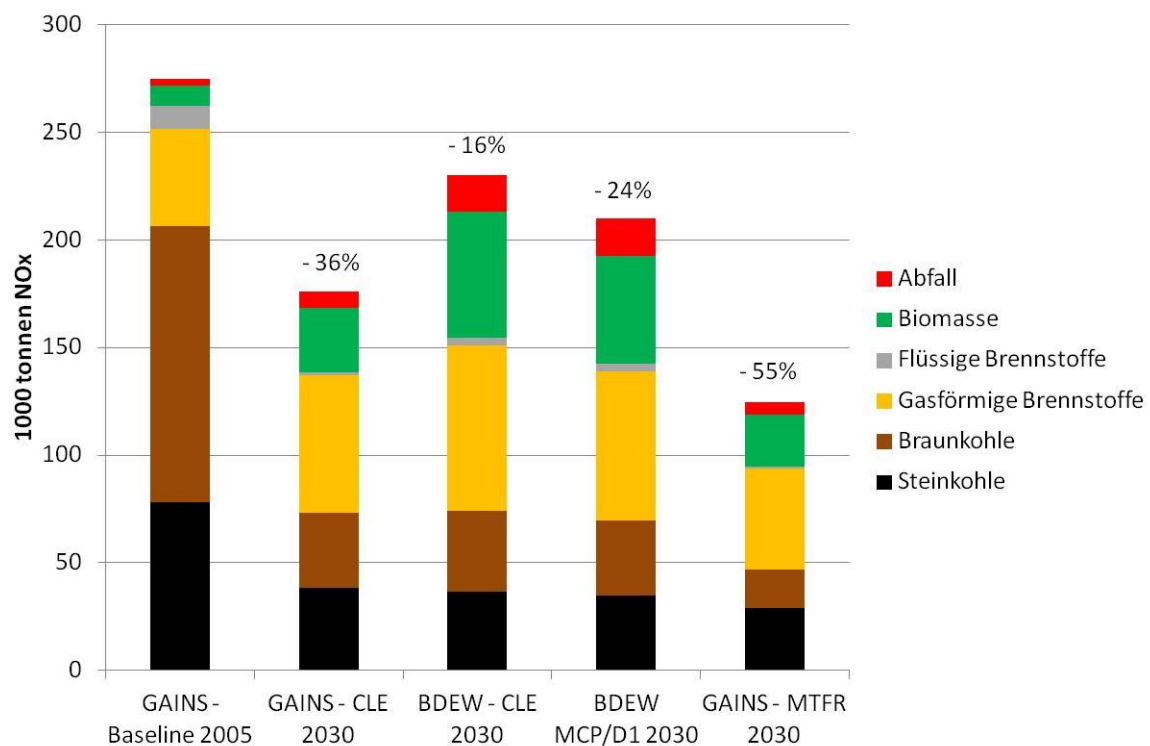


Abbildung 4: Vergleich der Entwicklung der NO<sub>x</sub>-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland (Quelle: BDEW; IIASA)

**Ansprechpartner:**

Dr. Martin Ruhrberg  
Telefon: +49 30 300199-1518  
martin.ruhrberg@bdew.de