

NO_x - Emissionen: Minderungspotenziale in ausgewählten Sektoren und Szenarien 2010

Autoren

Siegmund Böhmer

Herbert Wiesenberger

Thomas Krutzler

Ilona Szednyj

Stefan Poupa

Ilse Schindler

BE-233

Wien, Oktober 2003

Weitere Informationen zu Publikationen des Umweltbundesamtes finden Sie unter:
<http://www.ubavie.gv.at>

Impressum

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt GmbH, Spittelauer Lände 5, A-1090 Wien
Eigenvervielfältigung

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, Oktober 2003
Alle Rechte vorbehalten (all rights reserved)
ISBN 3-85457-705-2

INHALT

1	EINLEITUNG	3
1.1	Hintergrund.....	3
1.2	Aufgabenstellung	3
1.3	Inhalte des Berichtes und Zusammenfassung.....	4
1.3.1	Abschätzung der NO _x Emissionen in einem "Business as Usual" Szenario	4
1.3.2	Minderungspotenziale.....	6
1.4	Literatur	7
2	ABSCHÄTZUNG DER NO_x EMISSIONEN 2010 AUSGEWÄHLTER INDUSTRIESEKTOREN (BAU-SZENARIO)	8
2.1	Methodische Vorgangsweise	8
2.1.1	Datengrundlagen	8
2.1.2	Basisjahr und Basisdaten für die Emissionsabschätzung	10
2.1.3	Zuordnung von Brennstoffdaten aus den WIFO Energieszenarien für den Bereich Energie	11
2.1.4	Zuordnung der Energiedaten aus den WIFO Energieszenarien für den Bereich Industrie	12
2.1.5	Brennstoffdaten für die Abschätzung der NO _x Emissionen 2000 und 2010.....	14
2.1.6	Vergleich mit der Österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI)	14
2.2	Abschätzung der NO _x Emissionen für den Bereich Energie (SNAP 01)	16
2.2.1	Brennstoffinput in Kraft- und Heizwerken	16
2.2.2	Emissionsfaktoren von Kraft- und Heizwerken.....	16
2.2.3	Raffinerie	20
2.2.4	Abfallverbrennungsanlagen	20
2.2.5	Gesamtergebnisse.....	21
2.3	NO _x Emissionen aus Schlüsselindustrien	21
2.3.1	Eisen- und Stahlerzeugung.....	21
2.3.2	Stein- und Glaswaren	22
2.3.3	Papierindustrie	23
2.3.4	Chemische Industrie (nur Prozessemissionen)	24
2.3.5	Feuerungsanlagen im Bereich Industrie und sonstige Emissionen.....	24
2.4	Literatur	24
3	NO_x EMISSIONSMINDERUNGSPOTENZIALE BEI KALORISCHEN KRAFTWERKEN UND FERNHEIZWERKEN > 50 MW	25
3.1	Stand der Technik.....	25
3.1.1	Dampfkessel	25
3.1.2	Gasturbinen	26
3.2	Basisdaten und Rahmenbedingungen für die Abschätzung von Minderungspotenzialen.....	27

3.2.1	Geplante Änderungen des Kraftwerkparkes in Österreich	27
3.2.2	Einfluss gesetzlicher Maßnahmen	27
3.2.3	Ermittlung von Minderungspotenzials unter Berücksichtigung der Brennstoffentwicklung aus der WIFO-Energieprognose	27
3.2.4	Anlagenspezifische Abschätzung des technischen Minderungspotenzials auf Basis der Emissionen 2000	28
3.3	Kosten von NO_x-Minderungsmaßnahmen: Selektive katalytische Reduktion (SCR)	37
3.3.1	Betreiberangaben	37
3.3.2	Sektorspezifische Kostenabschätzung	38
3.4	Literatur	39
4	NO_x EMISSIONSMINDERUNGSPOTENZIALE FÜR DEN SEKTOR MINERALÖLVERARBEITUNG	40
4.1	Raffinerie Schwechat - Anlagenbeschreibung	40
4.2	Stand der Technik	41
4.3	Ermittlung von Minderungspotenzialen	42
4.4	Kosten für den Einsatz von SCR- Technologien	44
4.5	Literatur	45
5	NO_x EMISSIONSMINDERUNGSPOTENZIALE BEI DER ZEMENTHERSTELLUNG	46
5.1	Stand der Technik	46
5.1.1	Primäre Maßnahmen	46
5.1.2	Sekundäre Maßnahmen	46
5.2	Basisdaten für die Abschätzung von Minderungspotenzialen	47
5.3	Abschätzung der Emissionen nach Minderungspotenzialen	48
5.3.1	Gesetzliche Maßnahmen	49
5.3.2	BREF „Zement und Kalk“	49
5.3.3	Technisches Potenzial	49
5.4	Überblick über Technologien und deren Kosten	50
5.4.1	Kosten für SNCR-Technologie	50
5.4.2	Kosten für SCR Anlage in Reingasschaltung	51
5.4.3	Kosten für SCR in Rohgasschaltung	52
5.5	Literatur	53
6	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	54
6.1	Abkürzungen	54
6.2	Einheiten	56

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund

In Anhang 1 der Richtlinie 2001/81/EG (EU-RL vom 23. Oktober 2001 über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe) werden u.a. für NO_x Emissionshöchstgrenzen in den EU-Mitgliedsstaaten festgelegt. Für Österreich ist die Höchstmenge an NO_x Emissionen im Jahr 2010 mit 103 kt/a festgelegt. Laut Österreichischer Luftschadstoffinventur (OLI)¹ lagen im Jahr 2000 die gesamten NO_x Emissionen mit 197,6 kt deutlich über dem Ziel. Die Sektoren Energie und Industrie tragen etwa 21% zu den NO_x Emissionen in Österreich bei.

1.2 Aufgabenstellung

Aufgabe des vorliegenden Projektes ist es, ausgehend von vorhandenen Arbeiten, insbesondere dem Studienentwurf „Vorschlag für einen Maßnahmenplan zur Reduktion der Ozon-Vorläufersubstanzen NO_x und VOC in Österreich bis 2010“ vom TÜV Bayern, Landesgesellschaft Österreich, vom Szenario „Business as usual“ (BAU) Emissionsminderungspotenziale für die Reduktion von NO_x Emissionen in den Sektoren Kraft- und Heizwerke > 50 MW, Raffinerien und Zement in Bezug auf die österreichische Situation zu ermitteln.

Als Grundlage für die Ermittlung von Emissionsminderungspotentialen werden dabei sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen berücksichtigt, wobei als Referenzszenarien für 2010 Informationen aus relevanten BAT (Best Available Technology) Referenz Dokumenten und einschlägigen Studien herangezogen werden. Dabei werden einerseits die in den BAT Referenz Dokumenten (BREF) angegebenen BAT-Werte in einem Szenario „BAU mit BAT“ berücksichtigt. Andererseits werden Angaben in den BREFs, welche über festgelegte BAT-Werte hinausgehen (wie z.B. Referenzanlagen aus dem Kapitel „Emerging Techniques“ oder bereits in Betrieb befindliche Pilotanlagen, etc.) in einem Szenario „BAU mit technischem Potenzial“ getrennt ausgewiesen.

Im Rahmen des Projektes wurde festgestellt, dass bereits vorhandene Arbeiten nur bedingt als Basis für das Szenario „Business as usual“ geeignet sind. Daher wurden die NO_x Emissionen über den Projektrahmen hinaus für die Sektoren

- Kraft- und Heizwerke > 50 MW und Mineralölverarbeitung, Zementherstellung

sowie für weitere „Schlüsselindustrien“

- Papier und Zellstoff,
- Eisen- und Stahlherstellung (ohne Betriebe, welche ausschließlich Eisenmetalle bearbeiten)

für das Jahr 2010 abgeschätzt. Die Basis dafür bildete das Baseline Szenario der WIFO Energieszenarien 2020.

Der Bereich Abfallverbrennung wurde ebenfalls in die Abschätzungen einbezogen, da dieser seit 2002 rückwirkend dem Sektor Energie zugeordnet wird. Für den Sektor Kraft- und Heizwerke > 50 MW wurde zudem das Szenario Kyoto der WIFO Energieszenarien 2020 berücksichtigt. Die Abschätzung von Reduktionspotenzialen in anderen Sektoren als

¹ Österreichische Luftschadstoffinventur 2002

Kraft- und Heizwerke > 50 MW und Mineralölverarbeitung, Zementherstellung ist jedoch nicht Inhalt dieses Projektes.

1.3 Inhalte des Berichtes und Zusammenfassung

Kapitel 2 stellt die Abschätzung der NO_x Emissionen im Jahr 2010 aus den Sektoren Kraft- und Heizwerke > 50 MW, Mineralölverarbeitung sowie für die Schlüsselindustrien Zement, Papier und Zellstoff und Eisen- und Stahlherstellung für das Szenario „business as usual“ auf Basis des Baseline Szenarios der WIFO-Energieszenarien dar.

In Kapiteln 3 bis 5 sind mögliche Emissionsminderungspotenziale für die Reduktion von NO_x Emissionen in den Sektoren Kraft- und Heizwerke > 50 MW, Mineralölverarbeitung und Herstellung von Zement beschrieben.

Soweit möglich wurden die Szenarien wie folgt unterteilt:

- mit/ohne gesetzliche Maßnahmen,
- BAT (soweit möglich unterer - oberer BAT Wert ²⁾), und
- technisches Potenzial (maximal mögliche Reduktion, z.T. ohne Berücksichtigung von ökonomischen Rahmenbedingungen)

In den Tabellen im Anhang werden die Ergebnisse übersichtlich zusammengefasst, die zugrundeliegenden Zahlen und Berechnungen aufgelistet und mit Fußnoten erläutert, soweit dies nicht im Text beschrieben wurde.

1.3.1 Abschätzung der NO_x Emissionen in einem „Business as Usual“ Szenario

Energie (SNAP 01): Für den Bereich kalorische Kraftwerke und Heizwerke erfolgten die Abschätzungen der NO_x Emissionen 2010 auf Basis der Daten der WIFO Energieprognose für EVU (Energieversorgungsunternehmen) und FWVU (Fernwärmeversorgungsunternehmen) anhand von Emissionsfaktoren. Für das Szenario „business as usual“ (BAU) wurden die Angaben der WIFO Energieszenarien zu „Baseline 2010“ herangezogen. Zusätzlich wurde das Szenario „Kyoto 2010“ der WIFO Energieszenarien betrachtet. Um Entwicklungen im Bereich des Anlagenparks (wie z.B. geplante Stilllegungen einzelner Anlagen) nachvollziehen zu können, wurden für einige Brennstoffe Emissionsfaktoren anlagenspezifisch ermittelt ³⁾.

Für die Raffinerie Schwechat⁴ wurde eine anlagenspezifische Betrachtung vorgenommen. Hier wurde anhand der Emissionsdaten der letzten Jahre für das Jahr 2010 ein „worst case scenario“ auf Basis der derzeit maximal möglichen Auslastung abgeschätzt.

Die Abfallverbrennung wurde – entsprechend der im Jahr 2002 rückwirkend geänderten Erfassungssystematik der OLI – ebenfalls SNAP 01 zugeordnet. Für den Bereich Abfallverbrennung erfolgte die Abschätzung der Emissionsentwicklung anlagenspezifisch anhand von bestehenden bzw. geplanten und in Bau befindlichen Anlagen (siehe Kapitel 2.2.4).

²⁾ Bei der Raffinerie ist auf Grund der Vielzahl von BAT Bereichen und der Komplexität der Sektors eine Angabe von „unteren“ und „oberen“ BAT Werten nicht möglich.

³⁾ Für die Energieträger Kohle und Heizöl wurden die Emissionsfaktoren anlagenspezifisch für die Jahre 2000 (soweit Daten verfügbar sind) und 2010 (soweit Veränderungen aus der Energieprognose oder anderen Quellen absehbar sind) ermittelt. Für andere Energieträger wurden die Emissionsfaktoren aus der OLI herangezogen.

⁴⁾ Der Sektor Mineralölverarbeitung wurde in der OLI erst kürzlich von SNAP 03 zu SNAP 01 zugeordnet und wird deshalb auch hier angeführt.

Insgesamt ergeben sich für das Szenario BAU im Jahr 2010 Gesamtemissionen von 14.312 t NO_x aus dem Bereich Energie. Dies würde einem Anstieg um etwa 11% gegenüber dem Jahr 2000 (12.869 t NO_x) entsprechen.

Im Szenario Kyoto 2010 ergibt sich bei Kraftwerken und Heizwerken > 50 MW eine deutlichere Emissionsreduktion im Wesentlichen durch die Verschiebung der Energieträger Kohle, Heizöl zugunsten Gas. Andererseits wird der Anstieg der gesamten NO_x Emissionen im Szenario Kyoto 2010 durch den in den WIFO Energieszenarien angenommenen Anstieg von Biomasse im Bereich Fernwärmeversorgung verursacht. In wie weit dieser Anstieg realistisch ist, konnte in der gegenständlichen Arbeit nicht beurteilt werden. Insgesamt ergeben sich somit nur geringe Unterschiede zum Szenario BAU 2010.

Für den Sektor Mineralölverarbeitung und Abfallverbrennung konnte das Szenario Kyoto nicht berücksichtigt werden, da keine entsprechenden Daten aus den WIFO Energieszenarien verfügbar waren.

Industrie (SNAP 03, 04): Für den Bereich Industrie wurden im Szenario BAU folgende besonders emissionsrelevante Industriebetriebe bzw. -sektoren als sogenannte Schlüsselindustrien betrachtet .

- Zementindustrie
- Eisen- und Stahlherstellung in den Stahlwerken voestalpine Stahl Linz GmbH und voestalpine Stahl Donawitz GmbH
- Papier- und Zellstoffherstellung
- Prozessemissionen der chemischen Industrie

Die Berechnung der Emissionen erfolgte im Wesentlichen auf zwei Arten: einerseits über Energiezahlen, andererseits über tatsächliche Emissionen. Im letzteren Fall wurden die Energiezahlen zur Plausibilitätsprüfung herangezogen. Die Energiezahlen wurden mittels Emissionsfaktoren in Emissionen umgerechnet. Diese Emissionsfaktoren (EF) wurden entweder aufgrund vorhandener Emissionsdaten anlagenspezifisch bestimmt, oder aus der Österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI) oder dem internen Bericht IB 614 übernommen.

Eine NO_x Emissionsabschätzung der Papier- und Zellstoffindustrie erfolgte auf Basis der WIFO Energieprognose anhand von Emissionsfaktoren, welche für verschiedene Kesselarten ermittelt wurden. Die so ermittelten Emissionswerte wurden auf die für diesen Sektor vorliegenden Gesamtemissionsdaten für 1999 und 2000 abgeglichen (siehe Kapitel 2.3.3). Die Emissionen 2010 wurden auf Basis dieser Daten hochgerechnet.

Für die übrigen Schlüsselindustrien wurden zur Ermittlung der NO_x Emissionen Literaturangaben aus den Jahren 1999 bzw. 2000 herangezogen. Für die Abschätzung der Emissionen 2010 wurden geplante oder wahrscheinliche Entwicklungen (Erweiterungen, Neuerrichtungen oder Anlagenschließungen, etc.) berücksichtigt. Soweit keine näheren Angaben verfügbar waren, wurde die entsprechende Entwicklungen des Sektors aus den WIFO Energieszenarien herangezogen.

Industrielle Feuerungsanlagen und Prozessemissionen, welche keinem der oben genannten Bereiche zuzuordnen sind, wurden auf Basis der (OLI) zum Vergleich grob abgeschätzt. Die Abschätzung der Emissionen aus industriellen Feuerungsanlagen erfolgte nach Zuordnung des entsprechenden Brennstoffverbrauchs auf Basis von Standardemissionsfaktoren. Daten für Prozessemissionen wurden aus der OLI entnommen (siehe Kapitel 2.3.5). Es ist davon auszugehen, dass die entsprechenden Anlagen von der Erhebung des IIÖ (INSTITUT FÜR INDUSTRIELLE ÖKOLOGIE, 2003) detaillierter erfasst ist.

Insgesamt ergeben sich für das Jahr 2010 in einem Szenario BAU Gesamtemissionen von 32.538 t NO_x aus der Industrie. Dies entspricht einem Anstieg von 13% gegenüber dem

Jahr 2000 (28.849 t NO_x). Mit Berücksichtigung von gesetzlichen Maßnahmen in der Zementindustrie reduzieren sich die Gesamtemissionen um 1.089 t NO_x.

Für Schlüsselindustrien erfolgte keine Differenzierung der Szenarien BAU und Kyoto (Maßnahmen der Klimastrategie), da in den WIFO Energieszenarien lediglich Daten für die Umwandlung verfügbar sind und diese Angaben z.T. nicht realistisch erscheinen⁵. Zum energetischen Endverbrauch wird in den WIFO Energieszenarien angeführt, dass es im Bereich Industrie bei gleichbleibendem energetischen Endverbrauch zu einer Verschiebung von fossiler Energie zu Biomasse kommt (WIFO Energieszenarien, Seite 121).

1.3.2 Minderungspotentiale

Kraftwerke bzw. Fernheizwerke > 50 MW zeichnen sich bereits jetzt durch einen relativ hohen Grad an Emissionsminderung aus. Bis auf wenige Ausnahmen wurden sekundäre Minderungsmaßnahmen bei den meisten Anlagen (> 50 MW) bereits getroffen. Ein Minderungspotenzial erscheint durch technische Maßnahmen (SCR in einigen wenigen Anlagen) oder durch Verschiebung der Brennstoffe Kohle, Heizöl (d.h. Anlagenschließungen) zu Gas (d.h. neue Kapazitäten mit geringeren EF) gegeben.

Gegenüber dem Szenario „Business as usual“ lassen sich durch den Einsatz von SCR bei einigen wenigen Kraftwerken die Emissionen auf annähernd gleichem Niveau halten bzw. geringfügig absenken.

Mineralölverarbeitung

In der OMV-Raffinerie werden gasförmige Brennstoffe in den Prozessanlagen und im Heizkraftwerk 1 eingesetzt, während flüssige Rückstände aus der Raffination von Erdöl im Heizkraftwerk 2 verbrannt werden. Zur Katalysatorregeneration in der FCC-Anlage wird der gebildete Koks abgebrannt.

Insgesamt entfallen auf das Heizkraftwerk 2 rund 70% der gesamten NO_x Emissionen der Raffinerie (2001: 2.290 t). Hier könnte durch den Einbau eines effizienten Katalysators bei einer Reingaskonzentration von 100 mg/Nm³ die emittierte Fracht um rund 1.840 t NO_x verringert werden. Werden auch alle anderen Anlagen in das Reduktionsprogramm einbezogen, so ergibt sich ein Minderungspotenzial von 2.176 t (Szenario I), bzw. 2.721 t (Szenario II) bezogen auf das Jahr 2001 (siehe Tabelle 12).

Zementindustrie

Nach dem Inkrafttreten der Abfallverbrennungs-Sammelverordnung müssen Neuanlagen und ab dem 31.10.2007 auch Altanlagen, in denen neben Regelbrennstoffen auch Sekundärbrennstoffe eingesetzt werden, einen Emissionsgrenzwert von 500 mg/Nm³ einhalten. Dadurch ergibt sich eine Senkung der Emissionen gegenüber dem „Business as usual“ um 26% (1.089 t NO_x /a).

Zusätzliches Minderungspotential wäre durch die Optimierung von SNCR Anlagen, die Installation weiterer SNCR Anlagen oder dem Bau von SCR Anlagen gegeben. Inwieweit

⁵ Beispielsweise dürfte der in den WIFO Energieszenarien angegebene deutliche CO₂ Rückgang der Papier- und Zellstoffherstellung bei gleichzeitiger deutlicher Produktionssteigerung nicht realistisch sein.

dieses technische Potenzial ausgeschöpft werden wird, kann derzeit nicht abgeschätzt werden.

1.4 Literatur

INSTITUT FÜR INDUSTRIELLE ÖKOLOGIE, 2003: Erhebung der IST-Situation und der Struktur der NO_x-Emissionen für bestimmte Sektoren der Industrie und Erstellung eines Maßnahmenplanes zur Reduktion der NO_x-Emissionen bis 2010.

2 ABSCHÄTZUNG DER NO_x EMISSIONEN 2010 AUSGEWÄHLTER INDUSTRIESEKTOREN⁶ (BAU-SZENARIO)

2.1 Methodische Vorgangsweise

2.1.1 Datengrundlagen

2.1.1.1 WIFO Energieprognose

Datengrundlage für den Energieverbrauch 2010 bildete die WIFO Energieprognose 2020 inkl. Detaildaten, welche vom BMLFUW zur Verfügung gestellt wurde.

Für den Sektor Kraft- und Heizwerke wurden das Szenario "baseline" und das Szenario „Kyoto“ für die Abschätzung der NO_x Emissionen herangezogen. Für den Bereich Industrie wurde nur das Szenario „baseline“ für die Abschätzungen herangezogen, da Angaben für das Szenario „Kyoto“ z.T. nicht immer nachvollzogen werden können. Insbesondere ist davon auszugehen, dass bei diesem Szenario für 2010 der Einsatz von Biomasse im Jahr 2010 in einigen Industriesektoren deutlich überschätzt wird.

Energetischer Endverbrauch

In den Detaildaten der WIFO Energieprognosen 2020 liegen für den energetischen Endverbrauch die Entwicklungen der Energieträger Kohle (inkl. Steinkohle, Braunkohle und Koks), Ölprodukte, Gas (inkl. Erdgas, Gichtgas und Kokereigas) und Biomasse der Jahre 1999-2010 sektorspezifisch vor. Für Gicht- und Kokereigas liegen die Entwicklungen für den energetischen Endverbrauch hingegen nur in aggregierter Form vor (Summe Naturgas, Flüssiggas, Gichtgas und Kokereigas).

In den Detaildaten der WIFO Energieszenarien sind für den Bereich Industrie insgesamt acht Sektoren angegeben:

EN 1: Eisen und Stahl und NE-Metalle

EN 5: Textilien, Bekleidung, Schuhe

EN 2: Chemie

EN 6: Papier, Pappe und Druck und Verlagswesen

EN 3: Stein- und Glaswaren

EN 7: Maschinen-, Elektro-, Fahrzeugindustrie

EN 4: Nahrungs- und Genussmittel

EN 8: sonstige Industrie

Folgende Sektoren wurden nicht in die Emissionsabschätzung für den Bereich Industrie einbezogen:

- Gewerblicher Verkehr (Sektor 9 und 10)
- Dienstleistungen (Sektor 11 und 12)
- Haushaltssektor (Sektor 13)

⁶ Kraft- und Heizwerke > 50 MW, Mineralölverarbeitung, Zementindustrie, Papier und Zellstoffindustrie, Eisen- und Stahlherstellung

Umwandlungseinsatz

Für die Umwandlungsenergie liegen Detaildaten über die Entwicklung der Brennstoffe Kohle, Ölprodukte, Gas und Biomasse für

- Stromerzeugung, Wärmekraft (EVU) und
- Fernwärmeerzeugung,

vor. Diese Daten wurden für die Abschätzung der Emissionen des Sektors Kraft- und Heizwerke herangezogen.

Daten für den Sektor Mineralölverarbeitung sind den Energieszenarien nicht unmittelbar zu entnehmen (nur CO₂ Emissionen). Für die Raffinerie wurde eine anlagenspezifische Abschätzung durchgeführt.

Für den Umwandlungseinsatz im Bereich Industrie („Stromerzeugung, Wärmekraft Industrie“) sind für folgende Energieträger lediglich aggregierte Daten aus den WIFO Energieszenarien verfügbar:

- | | |
|---------------------------|--------------|
| – Kohleeinsatz in Kokerei | – Gichtgas |
| – Kokseinsatz in Hochofen | – Kokereigas |
| – Steinkohle | – Heizöl |
| – Braunkohle | – Diesel |
| – Erdgas | – Gasöl |

2.1.1.2 Energiestatistik

Die Energiestatistik ist die Basis für die Österreichische Luftschadstoffinventur. Basis für die vorliegende Abschätzung bildete die Energiestatistik 1999⁷, welche auch Basis für die WIFO Energieszenarien bilden. In der Energiestatistik 1993-1999 sind für folgende Brennstoffe

- | | |
|-----------------------------|------------------------------------|
| – Steinkohle | – Sonst. Produkte der Erdölverarb. |
| – Braunkohle | – Raffinerierestgas |
| – Koks | – Naturgas |
| – Raffinerieeinsatz | – Gichtgas |
| Erdöl, roh | – Kokereigas |
| sonstiger Raffinerieeinsatz | – Brennbare Abfälle |
| – Benzin | – Brennholz |
| – Leucht- und Flugpetroleum | – Biogene Brenn- und Treibstoffe |
| – Gasöl | – Umgebungswärme |
| – Dieselkraftstoff | – Fernwärme |
| – Diesel für Heizzwecke | – Wasserkraft |
| – Heizöl | – Wind |
| – Flüssiggas | – Elektrische Energie |

⁷ Statistik Österreich, "Energiestatistik Österreich 1993-1999".

für die folgenden industriellen Sektoren jeweils Umwandlungsenergie und energetischer Endverbrauch angegeben (hier ohne Bergbau und Energie):

05	Nahrungs- und Genussmitteln und Getränken; Tabakverarbeitung	16	Erzeugung v. Roheisen, Stahl, Ferrolegierungen und Rohren, sonst. erste Bearbeitung von Eisen und Stahl
06	Textilien, Textilwaren und Bekleidung	17	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen
07	Ledererzeugung und -verarbeitung, Herstellung von Schuhen	18	Gießereiindustrie
08	Be- und Verarbeitung von Holz	19	Herstellung von Metallerzeugnissen
09	Herstellung und Verarbeitung von Papier und Pappe	20	Maschinenbau
10	Verlagswesen, Druckerei,	21	Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen; Elektrotechnik, Feinmechanik und Optik
11	Kokerei	22	Fahrzeugbau
12	Mineralölverarbeitung	23	Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, Spielwaren und sonstigen Erzeugnissen, Rückgewinnung
13	Herstellung von Chemikalien und chemischen Erzeugnissen		
14	Herstellung von Gummi und Kunststoffwaren		
15	Herstellung und Bearbeitung von Glas, Herstellung von Waren aus Steinen und Erden		

Für den Sektor Energie wurden die Sektoren 24 und 26 sowie der Verbrauch des Sektors Energie herangezogen.

2.1.1.3 Emissionsfaktoren

Im Rahmen des gegenständlichen Projektes wurden Emissionsfaktoren von

- SNAP 01 - Kraft und Fernheizwerke (siehe Kapitel 2.2.2),
- Papierindustrie (siehe Kapitel 2.3.3) und
- Feuerungsanlagen im Bereich Industrie (siehe Kapitel 2.3.5)

anlagenspezifisch ermittelt bzw. aus der Österreichischen Luftschadstoffinventur herangezogen. Für den Sektor „Feuerungsanlagen im Bereich Industrie“ ist davon auszugehen, dass aus der IIÖ-Erhebung detailliertere Daten zur Verfügung stehen.

2.1.1.4 Literaturquellen für die Emissionen der Schlüsselindustrien

Emissionen für Schlüsselindustrien (Anlagen und Branchen) für die Jahre 1999 bzw. 2000 wurden diversen Umweltberichten, Sektorstudien, Umweltverträglichkeitserklärungen (UVE) oder Studien zum Stand der Technik entnommen. Bei den jeweiligen Daten wird gesondert auf die Literaturquellen verwiesen.

2.1.2 Basisjahr und Basisdaten für die Emissionsabschätzung

Um bezüglich des Basisjahres Konsistenz mit der Erhebung des Instituts für Industrielle Ökologie zu erreichen, wurde als Basisjahr generell das Jahr 2000 betrachtet.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die WIFO Energieszenarien auf der Energiestatistik 1993-1999 basieren. Mit den Energiebilanzen nach 1999 z.B. wurde gegenüber der Energiestatistik 1993-1999 eine Anpassung an die Systematik der „International Energy Agency (IEA)“ durchgeführt. Im Zuge dieser Anpassung wurde einerseits die Anzahl der Sektoren reduziert, andererseits weichen bei einzelnen Energieträgern die Brennstoffeinsätze z.T. deutlich von der Energiestatistik 1999 ab. Durch eine im Rahmen des gegen-

ständlichen Projektes durchgeführte anlagenspezifische Ermittlung der Brennstoffeinsätze in Kraft- und Heizwerken > 50 MW konnten die Brennstoffeinsätze der Energiebilanz für das Jahr 2000 weitgehend bestätigt werden (siehe Tabelle 1).

Im Vergleich mit der WIFO Prognose liegen die Angaben der Energiestatistik 1999 für das Jahr 1999 für Braunkohle bei 214%, für Heizöl Schwer bei 119%, für Erdgas bei 116% und für Steinkohle bei 88%. Ausgehend vom Basisjahr 2000 wurden die Brennstoffeinsätze für 2010 mit den Trends der WIFO Prognose hochgerechnet.

Tabelle 1: Vergleich der Brennstoffeinsätze 2000 für den Sektor Kraft- und Heizwerke (In der Tabelle sind Brennstoffe angeführt, für die im Rahmen des Projektes eine anlagenspezifische Ermittlung des Brennstoffeinsatzes erfolgte).

Brennstoffeinsatz (TJ/a)	WIFO Energieszenarien für 2000	Brennstoffverbrauch für das Jahr 2000 aus den Energiebilanzen 1970-2001	Anlagenspezifisch ermittelter Brennstoffeinsatz 2000 für Kraft- und Heizwerke > 50 MW
Steinkohle	26.588	39.116	39.032
Braunkohle	4.982	11.601	10.100
Heizöl	23.125	13.611	10.689

Trotz dieser festgestellten Unterschiede der Energieszenarien zu entsprechenden Daten aus dem Jahr 2000 mussten aus Konsistenzgründen als Basis für Hochrechnungen die ursprünglichen Werten der Energieszenarien herangezogen werden: Generell ist zu beachten, dass die Ausgangsparameter der Energieprognose nur in geringem Maß angepasst werden können, da andernfalls mit den Modelleingangsparameter auch die Ergebnisse der Prognose angepasst werden müssten. Da dies im Rahmen des gegenständlichen Projektes nicht durchführbar war, wurde das Basisjahr 2000 aus der Energiestatistik 1993-1999 mit dem Trend der WIFO Prognose für 2000 hochgerechnet. Insbesondere im Sektor Kraft- und Heizwerke weichen die Daten aus der WIFO Prognose für 2000 z.T. deutlich von den anlagenspezifisch ermittelten Brennstoffeinsätze bzw. von den Angaben in der Energiebilanz für das Jahr 2000 ab (siehe Tabelle 1).

2.1.3 Zuordnung von Brennstoffdaten aus den WIFO Energieszenarien für den Bereich Energie

Aus der Energieprognose stehen Daten für den Umwandlungseinsatz von EVU und FWVU für die Energieträger Kohle, Heizöl und Erdgas zur Verfügung:

Für den Bereich Kraftwerke und Fernheizwerke wurden aus der Energiestatistik 1999 die Summe aus Umwandlungsenergie und energetischem Endverbrauch der Sektoren 02, 24 und 26 sowie dem Verbrauch des Sektors Energie herangezogen. Beim Verbrauch des Sektors Energie wurden lediglich die Energieeinsätze berücksichtigt, welche nicht der Raffinerie oder anderen industriellen Sektoren zugeordnet werden konnten. Die Energieträger Diesel, Gasöl und Flüssiggas wurden vernachlässigt, da diese Brennstoffe insgesamt nur geringfügig eingesetzt werden.

Auf Basis der dieser Brennstoffeinsätze für das Jahr 1999 wurden mit den Trends der WIFO Energieszenarien die Brennstoffeinsätze für die Jahre 2000 (Basisjahr für die Emissionsprognose, siehe 2.1.2) und 2010 hochgerechnet.⁸

⁸ Die Angaben der WIFO Energieszenarien für 1999 konnten nicht unmittelbar herangezogen werden, da diese Werte von den Angaben der Energiestatistik 1999 abweichen. Da die OLI generell auf den Daten der Energie-

2.1.4 Zuordnung der Energiedaten aus den WIFO Energieszenarien für den Bereich Industrie

2.1.4.1 Zuordnung nach Sektoren

Die Abschätzung der NO_x Emissionen für die Schlüsselindustrien erfolgte nur z.T. auf Basis von Brennstoffdaten⁹. Für einige Schlüsselindustrien wurden die BAU-Werte von verfügbaren Emissionswerten anhand der Trends aus den WIFO Energieszenarien hochgerechnet. Die Trends 2000-2010 wurden aus der sektorspezifischen Entwicklung des jeweiligen Brennstoffverbrauchs¹⁰ berechnet. Die nachfolgend beschriebene Grobzuordnung der Brennstoffdaten zu Sektoren dient jedoch auch zur Abgrenzung in Bezug auf die Erhebung des Institutes für Industrielle Ökologie. Die Zuordnung der jeweiligen Daten kann der nachfolgenden Tabelle entnommen werden:

Tabelle 2: Zuordnung der Sektoren (WIFO Energieszenarien und Energiestatistik 1993-1999)

WIFO Energieszenarien	Energiestatistik 1993-1999
1: Eisen und Stahl und NE-Metalle	16 Erzeugung von Roheisen, Stahl, Ferrolegierungen und Rohren, sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl 17 Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen 18 Gießereiindustrie
3: Stein- und Glaswaren	15 Herstellung und Bearbeitung von Glas, Herstellung von Waren aus Steinen und Erden
6: Papier, Pappe und Druck und Verlagswesen	09 Herstellung und Verarbeitung von Papier und Pappe 10 Verlagswesen, Druckerei, Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern
2: Chemie 4: Nahrungs- und Genussmittel 5: Textilien, Bekleidung, Schuhe 7: Maschinen-, Elektro-, Fahrzeugindustrie 8: sonstige Industrie	04 Erzbergbau, Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau 05 Herstellung von Nahrungs- und Genussmitteln und Getränken; Tabakverarbeitung 06 Herstellung von Textilien, Textilwaren und Bekleidung 07 Ledererzeugung und -verarbeitung, Herstellung von Schuhen 08 Be- und Verarbeitung von Holz (ohne Herstellung von Möbeln) 13 Herstellung von Chemikalien und chemischen Erzeugnissen 14 Herstellung von Gummi und Kunststoffwaren 19 Herstellung von Metallerzeugnissen 20 Maschinenbau 21 Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen; Elektrotechnik, Feinmechanik und Optik 22 Fahrzeugbau 23 Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, Spielwaren und sonstigen Erzeugnissen, Rückgewinnung

statistik beruht, wurden die Angaben der WIFO Energieszenarien auf die Werte der Energiestatistik umgerechnet.

⁹ Die Abschätzung der NO_x Emissionen für die Sektoren industrielle Feuerungsanlagen und Papier- und Zellstoffindustrie erfolgte auf Basis des jeweiligen Brennstoffverbrauchs und anhand von Emissionsfaktoren. Während für industrielle Feuerungsanlagen davon ausgegangen werden kann, dass aus der Erhebung der Instituts für Industrielle Ökologie genauere Daten vorliegen, wurden die errechneten Emissionen für die Papierindustrie für 1999 und 2000 auf die Daten der Austropapier bezogen.

¹⁰ Auf Basis der Ausführungen der WIFO Energieszenarien ist bei dieser Annahme auch berücksichtigt, dass die Energieeffizienz durchschnittlich um 1% pro Jahr steigt.

Zur Abschätzung des Energieeinsatzes der Schlüsselindustrien wurden die vorliegenden Energiedaten (energetischer Endverbrauch siehe Kapitel 2.1.4.2 und Umwandlungsenergie siehe Kapitel 2.1.4.3) der WIFO Energieprognose insgesamt 4 Sektoren zugeordnet:

- **Eisen- und Stahlindustrie**¹¹⁾: Vom WIFO Sektor 1 (Eisen/Stahl und NE-Metalle) wurden entsprechend den Werten der Energiestatistik 1999 die Energieeinsätze der NE-Metallindustrie und der Gießereiindustrie abgezogen (für 2000 und 2010 wurden entsprechende Anteile auf Basis der durchschnittlichen Trends für den gesamten Sektor hochgerechnet).
- **Herstellung von Stein- und Glaswaren**¹²⁾: Der WIFO Sektor 3 (Stein- und Glaswaren) wurde direkt dem Sektor 15 der Energiestatistik zugeordnet. Von diesem Sektor wurde die Zementindustrie detaillierter betrachtet. Es ist davon auszugehen, dass die übrigen Bereiche von der IIÖ-Erhebung detaillierter erfasst sind.
- **Herstellung von Papier/Pappe (inkl. Zellstoff)**¹³⁾: Vom WIFO Sektor 6 (Papier und Pappe, Druckereien) wurde entsprechend der Energiestatistik 1999 der Anteil Druckereien abgezogen (für 2000 und 2010 wurden entsprechende Anteile auf Basis der durchschnittlichen Trends für den gesamten Sektor berechnet).
- **sonstige Industrien**¹⁴⁾: Die WIFO Sektoren 2, 4, 5, 7 und 8 wurden gemeinsam betrachtet (inkl. Gießereien, NE-Metalle, Druckereien), Es ist davon auszugehen, dass diese Bereiche von der Erhebung des Instituts für Industrielle Ökologie detaillierter erfasst sind.

2.1.4.2 Energetischer Endverbrauch

Für den energetischen Endverbrauch war die oben beschriebene Sektorzuordnung direkt aus den vorliegenden Daten möglich. Lediglich für Gicht- und Kokereigas lagen die Daten für den energetischen Endverbrauch in aggregierter Form vor (Summe Naturgas, Flüssiggas, Gichtgas und Kokereigas). Die Berechnung des Gesamtverbrauches Gichtgas und Kokereigas erfolgte für die Jahre 1999 und 2000 auf Basis der Energiestatistik 1999. Für das Jahr 2010 wurde Gichtgas auf Basis der Steigerung des Umwandlungseinsatzes des Hochofens (Koks) und Kokereigas auf Basis der Entwicklung des Kohleeinsatzes (Umwandlungsenergie) in der Kokerei hochgerechnet.

¹¹⁾ Aus dem WIFO Sektor 1 „Eisen- und Stahl und NE-Metalle“ wurden die Daten für NE-Metallherstellung und Gießereien anteilmäßig (nach der Energiestatistik) herausgerechnet und zum Sektor sonstige Industrien gerechnet. Der verbleibende Brennstoffverbrauch der Eisen- und Stahlerzeugung wurde für eine Plausibilitätsprüfung der entsprechenden Emissionsdaten herangezogen.

¹²⁾ Der WIFO Sektor 3 Stein- und Glaswaren entspricht der Einteilung der ÖSTAT Energiestatistik. Für die Zementindustrie sind sowohl Energiedaten als auch Emissionsdaten für das Jahr 1999 verfügbar. Diese Daten wurden auf Basis der in der WIFO Prognose angenommenen Steigerung der Energiezahlen des gesamten Sektors hochgerechnet. Für die übrigen Bereich des Sektors Stein- und Glaswaren wurden Grobabschätzungen auf Basis der OLI bzw. der Entwicklung des Energiebedarfs herangezogen..

¹³⁾ Aus dem WIFO Sektor 6 Papier und Pappe wurden die Daten für Druckereien anteilmäßig (nach der Energiestatistik) herausgerechnet und zum Sektor sonstige Industrien gerechnet.

¹⁴⁾ Im Bereich sonstige Industrien wurden die WIFO Sektoren 2 (Chemie), 4 (Nahrungs- und Genussmittel), 5 (Textilien, Bekleidung, Schuhe) und 8 (sonstige Industrie inkl. Holzverarbeitende Industrie, Möbelherstellung, etc.) zusammengefasst. Zudem wurden die Anteile von NE-Metallherstellung, Gießereien und Druckereien, welche aus anderen Sektoren herausgerechnet wurden, addiert (siehe Fußnoten 11 und 13). Im Sektor Chemie sind nur pyrogene Emissionen erfasst, Prozessemissionen werden unter den Schlüsselindustrien behandelt. Insgesamt wird angenommen, dass in diesen Bereichen hauptsächlich kleinere bis mittlere Feuerungsanlagen (< 50 MW) eingesetzt werden. Diese Emissionen werden von der IIÖ-Erhebung genauer untersucht, womit davon ausgegangen werden kann, dass hier detailliertere Daten zur Verfügung stehen. Die Emissionen wurden zur Grobabschätzung mit Standardemissionsfaktoren ermittelt.

2.1.4.3 Umwandlungsenergie

Der Bereich „Umwandlung Stromerzeugung, Wärmekraft Industrie“ ist in den WIFO Energieprognose nur in aggregierter Form angegeben¹⁵⁾. Um auch für den Umwandlungseinsatz entsprechende sektorale Daten zu erhalten, wurde der aggregierte Brennstoffverbrauch für die Jahre 1999 bzw. 2000 anteilmäßig entsprechend der Energiestatistik 1999 den in Kapitel 2.1.4.1 angegebenen 8 Sektoren zugeordnet.

Um für 2010 auch Verschiebungen zwischen den Energieträgern berücksichtigen zu können, wurde zunächst angenommen, dass sich im Umwandlungsbereich die jeweiligen Energieträger proportional zu den aus der vorliegenden Daten des energetischen Endverbrauch entwickeln¹⁶⁾. Die so ermittelten Daten wurden anteilmäßig auf den gesamten Umwandlungseinsatz im Jahr 2010 hochgerechnet.

2.1.5 Brennstoffdaten für die Abschätzung der NO_x Emissionen 2000 und 2010

Nach der Zuordnung zu den jeweiligen Sektoren wurden die Brennstoffeinsätze für die Jahre 2000 (Basisjahr für die Emissionsprognose, siehe 2.1.2) und 2010 auf Basis der Werte der Energiestatistik 1999 mit den Trends der WIFO Energieszenarien hochgerechnet¹⁷⁾. Diese Vorgangsweise wurde gewählt, da auch die OLI auf Daten der Energiestatistik basiert.

2.1.6 Vergleich mit der Österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI)

Aufgrund der Methodik der Abschätzung der Emissionen im Jahr 2010 (Berechnung von NO_x Emissionen auf Basis aggregierter Zahlen aus der Energieprognose mit durchschnittlichen bzw. gewichteten EF) und der unterschiedlichen statistischen Erfassungssysteme (ÖSTAT, WIFO und Umweltberichte) kann davon ausgegangen werden, dass es bei den Rohdaten der Prognosen zu Abweichungen gegenüber der OLI kommt.

Die im Rahmen des gegenständlichen Projektes berechneten Gesamtemissionen wurden deshalb auf die Werte der aktuellen Luftschadstoffinventur umgelegt.

2.1.6.1 Energie (SNAP 01)

Die im Rahmen der vorliegenden Emissionsabschätzung für das Jahr 1999 ermittelten Emissionen von 11.763 t NO_x stimmen relativ gut mit den Zahlen der Österreichischen Luftschadstoffinventur (12.295 t NO_x) überein. Im Jahr 2000 ist die Differenz etwas größer: 10.937 t NO_x der Abschätzung stehen 12.869 t NO_x in der OLI gegenüber. Unterschiede ergeben sich vor allem durch die geänderten Datengrundlage (Unterschiede der Energiestatistik 1993-1999 und den Energiebilanzen nach 1999, siehe Kapitel 2.1.2) sowie durch

¹⁵⁾ Ausnahme: Kokereigas und Gichtgas können eindeutig der Eisen- und Stahlindustrie zugeordnet werden. Der Energieverbrauch der Raffinerie (u.a. Raffinerierestgas, etc.) ist in den WIFO Daten offensichtlich nicht enthalten. Die Mineralölverarbeitung wird jedoch ohnehin getrennt betrachtet.

¹⁶⁾ Für die Papierindustrie wurde davon abweichend angenommen, dass sich der Gas und Biomasseinsatz im Umwandlungsbereich entsprechend dem Strombedarf entwickelt (lt. WIFO Prognose + 23 %). Dies ist darin begründet, dass die Papierindustrie einen sehr hohen Anteil an Eigenstromerzeugung aufweist (> 75 %).

¹⁷⁾ Die Angaben der WIFO Energieszenarien für 1999 konnten nicht unmittelbar herangezogen werden, da diese Werte von den Angaben der Energiestatistik 1999 abweichen.

die Tatsache, dass die für 2000 abgeschätzten Emissionen auf Basis einer Prognose ermittelt wurden.

Für die Berechnung der Emissionen 2010 (BAU und Kyoto) wurde die Differenz zur Österreichischen Luftschadstoffinventur berücksichtigt. Für 2010 wurde angenommen, dass sich die in der vorliegenden Abschätzung nicht identifizierte Differenz 2000 proportional zu den identifizierten Gesamtemissionen entwickeln.

2.1.6.2 Industrie (SNAP 03, 04)

Insgesamt wurde in der vorliegenden Abschätzung für Schlüsselindustrien, industrielle Feuerungsanlagen und sonstige Bereiche Gesamtemissionen von 25.855 t NO_x (für 1999) bzw. 26.245 t NO_x (für 2000) ermittelt.

Gegenüber der Österreichischen Luftschadstoffinventur ergeben sich somit Differenzen von minus 2.836 t NO_x (für 1999) bzw. minus 2.604 t NO_x (für 2000). Diese Differenzen können dadurch erklärt werden, dass bei der vorliegenden Abschätzung einige Sektoren lediglich grob abgeschätzt wurden. Es ist davon auszugehen, dass für diese Sektoren detailliertere Zahlen aus der Erhebung des Instituts für Industrielle Ökologie vorliegen. Zudem ergeben sich Unterschiede aus der relativ einfachen Berechnungsmethode der vorliegenden Abschätzung (u.a. wurden nur 4 Brennstoffkategorien berücksichtigt).

Für die Abschätzung der Emissionen 2010 wurden die Daten entsprechend den Differenz zur der Österreichischen Luftschadstoffinventur korrigiert. Für 2010 wurde dabei angenommen, dass sich die in der vorliegenden Abschätzung nicht identifizierte Differenz 2000 proportional zu den identifizierten Gesamtemissionen entwickeln.

2.2 Abschätzung der NO_x Emissionen für den Bereich Energie (SNAP 01)

2.2.1 Brennstoffinput in Kraft- und Heizwerken

Die Zuordnung des Brennstoffinputs nach den WIFO Energieszenarien zu Fernwärmeversorgungsunternehmen (FWVU) und Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wurde nicht übernommen. Es wurden die Daten des gesamten Sektors betrachtet und die Gesamtemissionen des Sektors anhand von gewichteten Emissionsfaktoren (EVU und FWVU) abgeschätzt.

2.2.2 Emissionsfaktoren von Kraft- und Heizwerken

Für die Berechnung der NO_x Emissionen im Bereich Kraft- und Fernheizwerke wurden für Steinkohle, Heizöl, Gas und Biomasse gewichtete Emissionsfaktoren bestimmt, welche für den Sektor (EVU und FWVU) auf Basis von anlagenbezogenen Daten ermittelt wurden.

Durch die anlagenbezogene Bestimmung der Emissionsfaktoren lassen sich auch Veränderungen in der Anlagenstruktur nachvollziehen, welche beispielsweise auf mögliche Anlagenschließungen zurückgeführt werden können. Für andere Brennstoffe wurden Emissionsfaktoren aus der Luftschadstoffinventur herangezogen.

Da die Emissionen des Sektors kalorische Kraftwerke und Heizwerke mit Brennstoffdaten und Emissionsfaktoren berechnet wurden, sind in diesem Kapitel für eine bessere Übersichtlichkeit auch die Emissionsfaktoren für technische Minderungspotenziale angegeben. Für entsprechende Annahmen und Erläuterungen wird auf das Kapitel 3 verwiesen.

2.2.2.1 Emissionsfaktoren für Steinkohle

- **Emissionsfaktoren für Basisjahr 2000:** Es wurden für die Kraftwerke (EVU und FWVU) aktuelle Emissionsfaktoren berechnet und entsprechend dem Brennstoffeinsatz gewichtet. Der gemittelte Emissionsfaktor beträgt 0,0703 t NO_x/TJ.
- **Emissionsfaktoren für BAU 2010:** Laut Energieprognose steigt im Szenario BAU 2010 der Kohleverbrauch gegenüber 2000 geringfügig. In diesem Szenario muss davon ausgegangen werden, dass es zu keinen Veränderungen des Anlagenparks kommt.
 - BAU: Es wurde von einem gleichbleibenden Kraftwerkspark ausgegangen und der für das Jahr 2000 ermittelten EF übernommen.
 - BAU inklusive gesetzliche Maßnahmen: In den Kraftwerken St. Andrä, Zeltweg, Riedersbach 1 und 2 sowie Timelkam werden zur Zeit Abfälle mitverbrannt. Die Abfallverbrennungs-Sammelverordnung (BGBl. II Nr. 389/2002) sieht für Mitverbrennungsanlagen mit einer BWL > 50 MW ab dem 31. Oktober 2009 einen NO_x Verfahrenswert für die Verbrennung von festen Brennstoffen von 200 mg/Nm³ vor. Unter der Annahme, dass die Mitverbrennung von Abfällen fortgeführt wird, errechnet sich daher ein gemittelter Emissionsfaktor von 0,058 t NO_x/TJ.
 - BAU 2010 inklusive technisches Potenzial (Szenario I – siehe Kapitel 3.2.4.1): Für die Berechnung des technischen Potenzials wird eine generelle Minderung der NO_x Emissionen auf einen Wert von 150 mg/Nm³ angenommen, wodurch sich ein Emissionsfaktor von 0,05 t NO_x/TJ errechnet.

- BAU 2010 inklusive technisches Potenzial (Szenario II – siehe Kapitel 3.2.4.1): Unter sonst gleichen Bedingungen wie oben wird ein Emissionswert von 100 mg/Nm³ angenommen, womit sich ein Emissionsfaktor von 0,033 t NO_x/TJ errechnet.

- **Emissionsfaktoren für Kyoto 2010:** Laut Energieprognose sinkt im Szenario Kyoto 2010 der Kohleverbrauch gegenüber 2000 deutlich. In diesem Szenario wird in den WIFO Energieszenarien davon ausgegangen, dass eine Reihe von Anlagen geschlossen wird. Entsprechend den Ausführungen der Energieprognose wurde angenommen, dass sich der Einsatz von Kohle auf die Kraftwerke Dürnrohr (beide Blöcke), Riedersbach 2 und Mellach beschränkt. Der Berechnung des Emissionsfaktors wurde der Brennstoffeinsatz im Jahr 2000 zugrundegelegt (d.i. Dürnrohr: 55%, Riedersbach 3: 15%, Mellach: 30%).

- Kyoto 2010 ohne technisches Potenzial: Es erfolgt keine Nachrüstung mit Sekundärmaßnahmen.
à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,06 t NO_x/TJ

- Kyoto 2010 mit technischem Potenzial (Szenario I - siehe Kapitel 3.2.4.1): Steinkohle wird nur mehr in den drei erwähnten Kraftwerken eingesetzt, wobei Riedersbach 2 mit einem Katalysator nachgerüstet wird und der Emissionswert des Kraftwerkes Mellach mit dem bestehenden Katalysator auf 150 mg/Nm³ gesenkt wird.
à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,05 t NO_x/TJ

- Kyoto 2010 mit technischem Potenzial (Szenario II - siehe Kapitel 3.2.4.1): Steinkohle wird nur mehr in den drei erwähnten Kraftwerken eingesetzt, wobei alle Kraftwerke nachgerüstet werden (Emissionswert: 100 mg/Nm³).
à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,033 t NO_x/TJ

2.2.2.2 Emissionsfaktoren für Braunkohle

Der Emissionsfaktor wurde aus der Österreichischen Luftschadstoffinventur übernommen [IB 614].

Laut Energieprognose wird in Österreich im Jahr 2010 keine Braunkohle mehr eingesetzt, weshalb für 2010 auch keine Emissionsfaktoren abgeschätzt wurden.

2.2.2.3 Emissionsfaktoren für Heizöl:

Der in UBA-IB 614 für den Brennstoff Heizöl angegebene Emissionsfaktor (0,026 t NO_x/TJ) entspricht einem Kraftwerk mit NO_x Minderung nach dem Stand der Technik (SCR). Im Jahr 2000 wurde in 7 Kraftwerken größere Mengen Heizöl eingesetzt, wovon vier mit einem Katalysator ausgerüstet sind und dementsprechend Emissionen unter 130 mg/Nm³ erreichen.

Der gemittelte Emissionsfaktor für die 7 Kraftwerke im Jahr 2000 wurde mit 0,054 t NO_x/TJ errechnet.

Laut Energiestatistik 1993-1999 wurden im Jahr 1999 30.820 TJ Heizöl in kalorischen Kraftwerken und Heizwerken eingesetzt. Für das Jahr 2000 errechnet sich mit dem Trend aus den WIFO Energieszenarien ein Brennstoffeinsatz von 27.624 TJ Heizöl. Aus der anlagen-spezifischen Erhebung wurde eine eingesetzte Brennstoffwärme von 10.689 TJ ermittelt (siehe auch Kapitel 2.1.2). Für die restlichen knapp 17.000 TJ (entsprechend rund 420.000 t Heizöl) kann derzeit keine sinnvolle Erklärung gefunden werden. Zur Berechnung wird daher auf Basis von Auswertungen der Dampfkesseldatenbank folgendes angenommen:

- Einsatz von Heizöl in anderen als oben angegebenen Dampfkesselanlagen > 50 MW: 10.000 t/a (400 TJ/a); als Emissionsfaktor wird 0,105 t NO_x/TJ angenommen.
- Einsatz von Heizöl in DKA < 50 MW (Auswertung der DKDB): 15.825 t/a (633 TJ/a); als Emissionsfaktor wird 0,136 t NO_x/TJ angenommen.

(Ein Emissionsfaktor von 0,136 t NO_x/TJ entspricht einem Emissionswert von 450 mg/Nm³, wobei letzterer den Grenzwert für Anlagen < 150 MW (LRG-K), bzw. < 10 MW (LRV-K) darstellt. Ein Emissionswert von 350 mg/Nm³ entspricht einem EF von 0,105 t NO_x/TJ.)

Mit diesen Annahmen würde sich der gesamte gemittelte Emissionsfaktor auf 0,060 t NO_x/TJ erhöhen.

- Für die verbleibenden 16.000 TJ/a wird der gleiche Emissionsfaktor wie für die berücksichtigten Kraftwerke angenommen, um die Verzerrung möglichst gering zu halten. Zusätzlich werden die damit ermittelten Emissionen extra ausgewiesen.

Unter Berücksichtigung aller oben getroffener Annahmen und des gesamten in der Energiestatistik ausgewiesenen Energieeinsatzes würde der gemittelte Emissionsfaktor 0,057 t NO_x/TJ betragen.

Da der Unterschied zwischen den auf diese Weise ermittelten Emissionsfaktoren (0,054 bis 0,06 t NO_x/TJ) auf jeden Fall kleiner ist als die Abweichung zwischen den Energieinputdaten (siehe Tabelle 1), wird in der folgenden Berechnung ein Emissionsfaktor von 0,054 t NO_x/TJ verwendet.

- **Emissionsfaktoren für BAU 2010:** Laut Energieprognose sinkt im Szenario BAU 2010 der Ölverbrauch gegenüber 2000 geringfügig. In diesem Szenario muss davon ausgegangen werden, dass es zu keinen Veränderungen des Anlagenparks kommt.
 - BAU ohne technisches Potenzial: Das FHKW Linz Mitte wird derzeit umgebaut (Stilllegung der Blöcke 1 und 2, Bau einer erdgasbefeuerten GuD Anlage). Unter der Annahme, dass damit der Heizöleinsatz an diesem Standort im Jahr 2010 nur mehr 10% des Jahres 2000 beträgt und sich die im Jahr 2000 eingesetzte Heizölmenge auf Kraftwerke mit niedrigen Emissionen (d.i. < 100 mg/Nm³) aufteilen, errechnet sich folgender gemittelter Emissionsfaktor (die Abweichung der Energieinputdaten bleibt unberücksichtigt):
 - à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,044 t NO_x/TJ
 - BAU 2010 inklusive technisches Potenzial (Szenario I): Für die Berechnung des technischen Potenzials wird eine generelle Minderung der NO_x-Emissionen auf einen Wert von 100 mg/Nm³ angenommen, wodurch sich folgender gemittelter Emissionsfaktor ergibt:
 - à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,029 t NO_x/TJ
 - BAU 2010 inklusive technisches Potenzial (Szenario II): Unter sonst gleichen Bedingungen wie oben wird ein Emissionswert von 100 mg/Nm³ angenommen, wodurch sich folgender gemittelter Emissionsfaktor ergibt:
 - à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,029 t NO_x/TJ
- **Emissionsfaktoren für Szenario Kyoto 2010:** Laut Energieprognose sinkt im Szenario Kyoto 2010 der Ölverbrauch gegenüber 2000 von 27.624 auf 15.617 TJ. Da die Werte der Energiestatistik und damit der Energieprognose stark von den Werten aus der anlagenspezifischen Erhebung abweichen (siehe Tabelle 1) lassen sich daraus keine Aussagen über den zukünftigen Anlagenpark ableiten. Es wird daher angenommen, dass es zu keinen Veränderungen des Anlagenparks kommt.

- Kyoto 2010 ohne technisches Potenzial: Es erfolgt keine Nachrüstung mit Sekundärmaßnahmen (Ausnahme: FHKW Linz Mitte: siehe dazu Bemerkungen zu BAU 2010).
 - à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,044 t NO_x/TJ
- Kyoto 2010 mit technischem Potenzial (Szenario I): Für die Berechnung des technischen Potenzials wird eine generelle Minderung der NO_x-Emissionen auf einen Wert von 100 mg/Nm³ angenommen, wodurch sich folgender gemittelter Emissionsfaktor ergibt:
 - à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,029 t NO_x/TJ
- Kyoto 2010 mit technischem Potenzial (Szenario II): Unter sonst gleichen Bedingungen wie in Szenario I wird eine generelle Minderung der NO_x-Emissionen auf einen Wert von 100 mg/Nm³ angenommen, wodurch sich folgender gemittelter Emissionsfaktor ergibt:
 - à Gemittelter Emissionsfaktor: 0,029 t NO_x/TJ

2.2.2.4 Emissionsfaktoren für Gas- und Dampfturbinen (EVU und FWVU)

Laut Energieprognose wird im Jahr 2010 vermehrt Gas als Energieträger eingesetzt. Neben einem allgemein erhöhtem Energiebedarf wird damit auch der Substitution von festen Brennstoffen durch Gas Rechnung getragen. Diese Substitution kann bei einigen Standorten ohne weitere Investition erfolgen (z.B. ist das Kraftwerk Dürnröhr für die Verfeuerung von Ergas und Kohle ausgelegt). Im September 2001 ging eine neue GuD-Anlage am Standort Donaustadt (Block 3) ans Netz (BWL: max. 690 MW_{th}, ca. 5.000 Volllaststunden pro Jahr).

Daneben gibt es aber einige laufende Projekte hinsichtlich der Errichtung von Gas und Dampfturbinen (z.B. FHKW Linz Mitte: 220 MW_{el} + 170 MW_{th}; Klagenfurter Stadtwerke: 70 MW_{el} + 80 MW_{th}). Das zukünftige Potenzial für neue GuD- und Kraft-Wärmekopplungs-Anlagen mit Gasturbinen wird mit etwa 860 MW_{el} abgeschätzt (BMUJF, 1999).

Für bestehende Anlagen wurden die Emissionsfaktoren auf Basis folgender Emissionswerte berechnet (Szenario I):

Brennstoff Erdgas: 100 mg/Nm³, bzw. für Gasturbinen: 35 mg/Nm³ (entspricht jeweils dem Grenzwert für Anlagen mit einer BWL > 200 MW); EF: 0,03 t NO_x/TJ

Für neue Gasturbinen wurden als EF die Werte 0,025 t NO_x/TJ (BAU; entsprechend einer Emission von 30 mg/Nm³) und 0,017 t NO_x/TJ (BAU inklusive technisches Potenzial laut Szenario II; entsprechend einer Emission von 20 mg/Nm³) errechnet.

2.2.2.5 Emissionsfaktoren für Biomasse (EVU und FWVU)

Als Emissionsfaktor für Biomasse wurde der im Umweltbundesamt Bericht IB 614 angegebene Wert von 0,143 t NO_x/TJ für die Szenarien BAU 2010 und Kyoto 2010 übernommen. Bei der Berücksichtigung des technischen Potenzials (B) wurde angenommen, dass neue Biomassekapazitäten größer 10 MW mit Primärmaßnahmen ausgestattet werden. Als Referenz wurden der Mittelwert für Biomasse (z.B. Rinde) in Hilfskesseln der Papier und Zellstoffindustrie aus dem BREF Papier und Zellstoff herangezogen. Hier sind für Anlagen mit einer Größe zwischen 10 und 200 MW mit Primärmaßnahmen erreichbare Emissionsfaktoren von 0,060-0,100 t NO_x/TJ angegeben. Für die Gewichtung des Emissionsfaktors wurde in erster Näherung angenommen, dass die Hälfte der neuen Biomassekapazitäten größer als 10 MW sind, womit sich ein EF von 0,112 t NO_x/TJ errechnet.

2.2.3 Raffinerie

Die NO_x Emissionen schwankten in den letzten Jahren in Abhängigkeit der Auslastung und der Produktqualität. Für die Raffinerie Schwechat erscheint eine Erweiterung derzeit nicht wahrscheinlich, weshalb als Basis für eine Abschätzung der Emissionen 2010 die maximal mögliche Auslastung herangezogen wurde¹⁸. Dabei ist zu beachten, dass eine 100 %ige Auslastung aufgrund von Revisionen und Anlagenstillständen kaum möglich ist. Auslastung und NO_x Emissionen seit 1997 sind in Tabelle 3 angegeben.

Tabelle 3: Auslastung und NO_x Emissionen der Raffinerie Schwechat seit 1997 [OMV 2001].

Jahr	1997	1998	1999	2000	2001
Auslastung [%]	94	93	87	86	91
Emissionen [t NO _x /a]	3.471	3.362	3.247	3.070	3.304

Für das Jahr 2010 wurden die Emissionen aus dem Jahr 1997 (3.471 t) zugrundegelegt, da die Jahre 1998 - 2001 aufgrund der Umsetzung eines Strukturanpassungsprogrammes als nicht repräsentativ betrachtet werden. In den vergangenen beiden Jahren erfolgten weitere Um- und Ausbaurbeiten, um die geforderten Treibstoffspezifikationen von Auto-Oil II (niedriger Schwefel und Aromatengehalt von Treibstoffen für Kraftfahrzeuge) einhalten zu können.

Die Kapazität einer Raffinerie ist an den maximalen Durchsatz der Rohödestillationsanlagen gebunden, der im Zuge des Strukturanpassungsprogrammes mit 9,6 Mio t/a festgelegt wurde. Es wird angenommen, dass es bis zum Jahr 2010 zu keiner Veränderung bei der Rohödestillationsanlage kommt und dass die Auslastung der Raffinerie weiterhin zwischen 92 und 94% liegen wird.

Daher werden die Minderungspotenziale aus dem Jahr 2001 auf die angenommenen Emissionen von 3.471 t im Jahr 2010 hochgerechnet.

Für eine Betrachtung von Emissionsminderungspotenzialen des Sektors Mineralölverarbeitung wird auf Kapitel 4 verwiesen.

2.2.4 Abfallverbrennungsanlagen

Gesamtemissionen aus Abfallverbrennungsanlagen wurden SNAP 01 zugeordnet, da auch in der Österreichischen Luftschadstoffinventur diese Zuordnung ab 2002 rückwirkend für die gesamte Zeitreihe erfolgte.

Auf Grund von aktuellen Entwicklungen im Bereich Abfallwirtschaft (Deponieverordnung) ist mit einer deutlichen Steigerung der Abfallverbrennungskapazitäten zu rechnen. Als Basis für die Emissionsabschätzung wurde die aktuellen Emissionen der bestehenden Abfallverbrennungsanlagen auf die geplanten Kapazitäten hochgerechnet (siehe Tabelle 4). Gemäß der Zuordnung der Österreichischen Luftschadstoffinventur wurden die Emissionen den Bereichen Energie, Industrie und Abfall zugeordnet.

Als Ergebnis der Hochrechnung kann im Jahr 2010 mit Emissionen aus der Abfallverbrennung von insgesamt 623 t/a gerechnet werden.

¹⁸ Die in den WIFO Energieszenarien angenommene CO₂ Steigerung ergibt sich auf Grund der vorgesehenen Schwefelreduktion in den Produkten. Damit ist jedoch nicht unmittelbar eine Steigerung der Produktion bzw. der NO_x Emissionen verbunden; die Kapazität der Raffinerie erscheint derzeit begrenzt, eine Ausweitung ist nicht wahrscheinlich.

Tabelle 4: Überblick über bestehende und geplante Abfallverbrennungsanlagen in Österreich [Stand der Technik bei Abfallverbrennungsanlagen, www.bmlfuw.gv.at].

bestehende Anlagen			Neue Anlagen	
Anlage	Kapazität Mio. t Abfall/a)	NO _x -Emission (t/a)	Anlage	Kapazität Mio. t Abfall/a)
Flötzersteig	0,20	30	Dürnrrohr	0,30
Spittelau	0,27	28	MVA Zistersdorf	0,13
Wels	0,08	23	Werk Simmeringer Haide WS 4	0,09
EBS Drehrohr	0,09	73	TRV Niklasdorf	0,10
EBS Wirbelschicht	0,05	83	geplante 3. MVVA Wien	0,25
RVL Lenzing	0,13	40	KRV Arnoldstein	0,08
Arnoldstein	0,03	17		
Gesamt	0,85	294	Gesamt	0,95

2.2.5 Gesamtergebnisse

Für das Szenario Business as usual wurde im Jahr 2010 Gesamtemissionen aus dem Bereich SNAP 01 von 14.312 t NO_x, für das Szenario Kyoto Gesamtemissionen von 14.448 t NO_x abgeschätzt. In beiden Fällen kommt es gegenüber den Emissionen 2000 (12.869 t NO_x) zu einer Erhöhung der NO_x Emissionen um etwa 11%.

Für die Abschätzung von Minderungspotenzialen wird auf Kapitel 3 verwiesen.

2.3 NO_x Emissionen aus Schlüsselindustrien

2.3.1 Eisen- und Stahlerzeugung

Bei der vorliegenden Emissionsabschätzung wird davon ausgegangen, dass mit Ausnahme des Gasverbrauches die NO_x Emissionen dieses Sektors aus Kohle und Heizöl im wesentlichen von den Standorten Linz und Donawitz bestimmt werden.

Begründung: Kohleeinsatz in Kokerei und Kokereigas können der voestalpine Stahl Linz zugeordnet werden. Kokseinsatz und Gichtgas sind ebenfalls von voestalpine Stahl Linz und voestalpine Stahl Donawitz bestimmt. Die Angabe von Heizöl aus der Energiestatistik stimmt etwa mit Angaben der voestalpine Linz überein (Heizöl wird im wesentlichen als Ersatzreduktionsmittel im Hochofen eingesetzt). Es ist davon auszugehen, dass die oben genannten Energieträger bei den Angaben der Gesamtemissionen der Standorte berücksichtigt sind.

Für den Energieträger Gas wurden die nicht von den beiden Standorten abgedeckten Energieeinsatzmengen aus den Angaben der Umwelterklärungen der voestalpine Stahl Linz GmbH und der voestalpine Stahl Donawitz GmbH rückgerechnet und beim Sektor Feuerungsanlagen im Bereich Industrie berücksichtigt. Auch beim Sektor Feuerungsanlagen ist davon auszugehen, dass aus der IIÖ-Erhebung genauere Daten zur Verfügung stehen.

Eine detaillierte Betrachtung dieses Sektors in Bezug NO_x Minderungspotenzialen und insbesondere auf Basis von BAT-Dokumenten bzw. technischen Potentialen ist nicht Gegenstand des vorliegenden Berichts.

2.3.1.1 Abschätzung der Emissionen der VOESTALPINE STAHL LINZ GmbH

- **Emissionen 2000:** In der Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) werden die NO_x Emissionen für das Geschäftsjahr 00/01 vom Betrieb mit 3.415 t NO_x/a angegeben.
- **Emissionen 2010:** Im Rahmen eines Erweiterungsprojektes „Linz 2010“ soll lt. Angaben des Betriebes eine Erweiterung der Gesamtkapazität um etwa 25% erfolgen. Derzeit wird zu diesem Projekt eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt. Es sind u.a. eine Erweiterung der Sinteranlage der Hochöfen, der Stahlproduktion und der Energieanlage geplant. Eine Erweiterung der Kokerei ist nicht vorgesehen. In der UVE werden die voraussichtlichen Emissionen 2010 vom Betrieb mit 3.879 t NO_x angegeben.

2.3.1.2 Abschätzung der Emissionen der VOESTALPINE STAHL Donawitz GmbH

- **Emissionen 2000:** In der EMAS Umwelterklärung werden die Gesamtemissionen für das Geschäftsjahr 99/00 mit 968 t/a und für das Geschäftsjahr 00/01 mit 636 t/a angegeben. Da jedoch mit 1.10.1999 das Kraftwerk ausgegliedert und somit nicht mehr in den Gesamtemissionen berücksichtigt wurde, wurden die angegebenen Emissionen für das Geschäftsjahr 00/01 nicht übernommen, da dies auch in der Österreichischen Luftschadstoffinventur erst nach 2000 berücksichtigt ist.
- **Emissionen 2010:** Da für die voestalpine Stahl Donawitz keine Zahlen für Kapazitätssteigerungen zur Verfügung standen, wurden die Emissionen 2010 auf Basis der aktuellen Emissionen mit der Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs des Sektors auf Basis der WIFO-Prognose hochgerechnet.

2.3.1.3 Andere Betriebe im Sektor Eisen- und Stahlindustrie

Nach Vergleich der Daten der Energiestatistik 1999 mit Angaben aus den der Umwelterklärungen der voestalpine Stahl Linz GmbH und der voestalpine Stahl Donawitz GmbH kann davon ausgegangen werden, dass andere Betriebe im wesentlichen Erdgas einsetzen. Dieser Erdgaseinsatz wurde auf Basis der Energiestatistik und der Umwelterklärungen abgeschätzt und im Bereich Feuerungsanlagen der Industrie berücksichtigt. Es kann davon ausgegangen werden, dass aus der IIÖ-Erhebung hier detailliertere Daten zur Verfügung stehen.

2.3.2 Stein- und Glaswaren

Da detaillierte Angaben über die voraussichtliche wirtschaftliche Entwicklung der Glas, Keramik und der Zementindustrie nicht verfügbar waren, wurde in diesem Sektor der Anstieg des Gesamtenergieverbrauchs zur Emissionsabschätzung herangezogen. Aus den WIFO Detaildaten für den energetischen Endverbrauch ergibt sich ein Wachstum von etwa 1% für den gesamten Sektor. Umwandlungsenergie kann im Sektor Stein- und Glaswaren vernachlässigt werden¹⁹⁾. Bei den Energiezahlen sind Auswirkungen eines möglichen Verschiebung zu Ersatzbrennstoffen in der Zementindustrie nicht berücksichtigt, da hierfür keine Abschätzungen verfügbar sind. Mögliche Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes von Abfällen auf die NO_x Emissionen sind jedoch durch die Abfallverbrennungs-Sammelverordnung begrenzt (siehe Kapitel 2.3.2.1 und 5.3.1).

¹⁹⁾ weniger als 1% des Gesamtenergieinputs

2.3.2.1 Herstellung von Zement

Für das Szenario BAU wurden Daten aus HACKL UND MAUSCHITZ, 2001 herangezogen. In diesem Bericht sind die Gesamtemissionen für das Jahr 1999 mit 3.957 t NO_x angegeben. Für 2010 wurden die Emissionen wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben hochgerechnet. Da auch für 2000 keine Daten verfügbar sind, wurden auch die Emissionen 2000 entsprechend hochgerechnet.

Da die meisten Zementwerke inzwischen neben Regelbrennstoffen auch Sekundärbrennstoffe einsetzen, müssen für eine Abschätzung im Jahr 2010 die Anforderung der Abfallverbrennungs-Sammelverordnung berücksichtigt werden. Nach deren Inkrafttreten müssen Neuanlagen sofort und ab dem 31.10.2007 auch bestehende Anlagen einen Emissionsgrenzwert von 500 mg/Nm³ einhalten. Für die Abschätzungen der Auswirkungen dieses Grenzwertes wird auf Kapitel 5.3.1 verwiesen.

2.3.2.2 Andere Bereiche des Sektors Stein- und Glaswaren

Für alle anderen Bereiche des Sektors Stein- und Glaswaren wurden Grobabschätzungen auf Basis der Daten der OLI unter Berücksichtigung der Steigerung des Energieverbrauchs des Sektors aus der Energieprognose durchgeführt. Es wird davon ausgegangen, dass für diesen Bereich detailliertere Daten aus der IIO-Erhebung zur Verfügung stehen.

2.3.3 Papierindustrie

Die Abschätzung der Emissionen 2010 aus der Papierindustrie erfolgte über Emissionsfaktoren und über Brennstoffinputs. Es wurde angenommen, dass sich NO_x Emissionen der Papierindustrie prinzipiell vier Kesseltypen zuordnen lassen:

- Ablaugeverbrennungskessel
- Gaskessel
- kombinierte Kohle-, Rinde und Schlammkessel, und
- Ölkessel

Es wurden zunächst gewichtete Emissionsfaktoren für die Ablaugekessel, Gaskessel und für kombinierte Kohle-, Rinde- und Schlammkessel ermittelt (siehe Tabelle 5). Dabei wurde für kombinierte Kessel der Brennstoffinput auf den gesamten Kohle-, Biomasse (v.a. Rinde) und Schlammeinsatz bezogen. Bei der Zuordnung des Energieträgers Biomasse in Ablauge, Schlamm und Rinde wurde die Angaben der Austropapier herangezogen. Da das Verhältnis dieser Energieträger zueinander für die letzten 5-10 Jahre etwa gleich ist, wurde eine entsprechende Aufteilung auch für 2010 gewählt.

Tabelle 5: Gewichtete Emissionsfaktoren für Ablaugekessel, Gaskessel und kombinierte Kohle, Schlamm und Rindenkessel.

Kesseltyp (Daten 2000)	gewichteter Emissionsfaktor (t NO _x /TJ Input)
Ablaugekessel	0,0832
Gaskessel	0,0590
kombinierter Kohle, Schlamm und Rindenkessel	0,117

Für die Abschätzung der NO_x Emissionen wurden zunächst die Emissionen der Ablaugekessel und der kombinierten Kessel ermittelt. Da diese Kessel z.T. auch Erdgas und Heizöl schwer (Schwefel wird z.T. zur Chemikalienrückgewinnung benötigt) als Brennstoff einsetzen, wurden die eingesetzten Brennstoffmengen vom Gesamtinput abgezogen. Die Ab-

schätzung für Gaskessel erfolgte analog. Für den verbleibenden Rest an Heizöl wurden Standardfaktoren aus der Österreichischen Luftschadstoffinventur angenommen.

Aus der Papierindustrie liegen für die Jahre 1999 und 2000 Emissionsdaten und Energiedaten vor²⁰. Mit den oben beschriebenen Emissionsfaktoren konnten die Emissionsdaten weitgehend bestätigt werden (Unterschiede < 2%). Für das Jahr 2010 wurden die Emissionen auf Basis der ermittelten Emissionsfaktoren und der Brennstoffinputs errechnet.

2.3.4 Chemische Industrie (nur Prozessemissionen)

2.3.4.1 Emissionen der Agrolinz Melamin GmbH

Die Agrolinz Melamin GmbH stellt u.a. Ammoniak, Düngemittel und Salpetersäure her. Die NO_x Emissionen betragen im Jahr 1999 716 t und im Jahr 2000 736 t. Es handelt sich bei diesen Emissionen um Prozessemissionen. Eine Steigerung der Produktion in den kommenden Jahren erscheint unwahrscheinlich, da die sowohl die NH₃ Anlagen als auch die HNO₃ Anlagen an der Kapazitätsgrenze betrieben werden. Daher wurden die Emissionszahlen für 2010 fortgeschrieben.

2.3.4.2 Emissionen der sonstigen chemischen Industrie

Die in der OLI verwendeten Daten beruhen auf einer Erhebung für die chemischen Industrie aus dem Jahr 1997 für die Emissionen der Jahre 1993 bzw. 1994 [WINDSPERGER UND TURI, 1997]. Nach dieser Erhebung betragen die NO_x Prozessemissionen der chemischen Industrie 4.400 t/a. Dieser Wert wird seit 1993 für die Österreichische Luftschadstoffinventur herangezogen.

Derzeit werden in der OLI 4400 t/a als Prozessemissionen der chemischen Industrie angeführt. Davon können lediglich die NO_x-Emissionen der Agrolinz zugeordnet werden. Die restlichen Emissionen von 3.664 t werden aus Konsistenzgründen in den Ergebnislisten angeführt. Eine Überprüfung dieser Daten in der OLI ist für 2003 geplant.

2.3.5 Feuerungsanlagen im Bereich Industrie und sonstige Emissionen

Für eine Grobabschätzung der Emissionen aus dem Bereich Feuerungsanlagen der Industrie wurden die Emissionsfaktoren der Österreichischen Luftschadstoffinventur herangezogen. Für die Ermittlung der herangezogenen Brennstoffdaten wird auf Kapitel 2.1.2 verwiesen.

Pyrogene Emissionen aus diesen Bereichen sind im Sektor Feuerungsanlagen im Bereich Industrie enthalten (siehe Kapitel 2.3.5). Für Prozessemissionen der Spanplattenerzeugung und der NE-Metallindustrie wurden Emissionswerte aus der Österreichischen Luftschadstoffinventur übernommen und für 2010 fortgeschrieben.

2.4 Literatur

HACKL, A; MAUSCHITZ, G. (2001): Emissionen aus Anlagen der österreichischen Zementindustrie III. Zement + Beton Handels- und Werbeges.m.b.H. Wien (2001).

WINDSPERGER, A.; TURI, K. 1997: Emissionserhebung der Industrie für 1993 und 1994, Technische Universität Wien, Forschungsinstitut für Chemie und Umwelt, Wien.

²⁰ Papier aus Österreich, die österreichische Papierindustrie 2000, Jahresbericht 2000

3 NO_x EMISSIONSMINDERUNGSPOTENZIALE BEI KALORISCHEN KRAFTWERKEN UND FERNHEIZWERKEN > 50 MW

In diesem Kapitel werden Minderungspotenziale für die SNAP Sektoren 01 01 und 01 02 (i.e. Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Fernwärmeversorgungsunternehmen) und unter Ausschluss folgender Anlagen abgeschätzt:

- ∅ Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung (BWL) unter 50 MW
- ∅ Feuerungsanlagen zur Heißwassererzeugung
- ∅ Die installierte BWL am Standort ist größer als 50 MW, die BWL der einzelnen Dampfkesselanlagen an diesem Standort liegt aber unter 50 MW.

In Österreich werden an 29 Standorten Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung über 50 MW betrieben (siehe Tabelle 8 und Tabelle 9). Dazu kommen einige Standorte, wo die gesamte installierte Brennstoffwärmeleistung 50 MW überschreitet (z.B. FHKW Wels Strom), die BWL einzelner Dampfkesselanlagen aber unter 50 MW liegt. Diese Standorte werden in der vorliegenden Abschätzung nicht berücksichtigt. Ebenfalls nicht berücksichtigt werden Standorte, an denen die industrielle Energieversorgungsanlagen ausgegliedert wurden (z.B. Energie Contracting Steyr).

Diese Abschätzung des Minderungspotenziales erfolgt anlagenspezifisch. Nach der Ermittlung relevanter Parameter (das sind Brennstoffwärmeleistung, eingesetzte Brennstoffe, emittierte Fracht des Jahres 2000, bestehende Rauchgasreinigung und damit erreichte Minderung) wird das technische Potenzial bezogen auf die Ist-Situation errechnet. Dieses technische Potenzial wird auf Basis des Standes der Technik abgeschätzt, welcher im folgenden kurz beschrieben wird:

3.1 Stand der Technik

3.1.1 Dampfkessel

Stand der Technik zur Reduktion der Emissionen von NO_x bei Großkraftwerken ist die Anwendung des SCR-Verfahrens (Selective Catalytic Reduction) in Kombination mit zusätzlichen feuerungstechnischen Maßnahmen [BREF „Large Combustion Plants“, 2. Draft; EIPPCB, 2003]. Wird als Brennstoff Braunkohle eingesetzt, können hohe Minderungsgrade auch mit feuerungstechnischen Maßnahmen allein erreicht werden.

Feuerungstechnische Maßnahmen sind u.a. die Installation von NO_x-armen Brennern, das Einblasen eines Teiles der Gesamtluftmenge oberhalb der Brennerebene (Oberluft) und die Rezirkulation des Rauchgases. Die Implementierung von feuerungstechnischen Maßnahmen ohne sekundäre Verfahren führt zu einer NO_x-Minderung von ungefähr 40-50%, verschlechtert aber den Ausbrand und erhöht den Glühverlust in den Rückständen.

Bei Braunkohlekraftwerken kann mit feuerungstechnischen Maßnahmen eine Reduktion der NO_x Emissionen von bis zu 75% erreicht werden.

Im zweiten Draft des BAT Dokumentes „Large Combustion Plants“ werden Emissionswerte beschrieben, welche durch die besten verfügbaren Techniken eingehalten werden können. Die Stellungnahme des österreichischen Arbeitskreises sieht folgende Korrektur dieser BAT-Werte vor (Tabelle 6):

Tabelle 6: Vorschlag des österreichischen Arbeitskreises zu BAT-Emissionswerten des 2. Drafts des BAT-Dokumentes „Large Combustion Plants“.

Brennstoff	BAT-Emissionswert	
	neue Anlagen	bestehende Anlagen
Kohle	90 – 150 mg/Nm ³	100 – 200 mg/Nm ³
Öl	< 100 mg/Nm ³	BWL: 50 – 100 MW: 50 – 150 mg/Nm ³ BWL: > 100 MW: < 100 mg/Nm ³
Gas	< 100 mg/Nm ³	< 100 mg/Nm ³
Gasturbinen	< 35 mg/Nm ³	< 35 mg/Nm ³

In UMWELTBUNDESAMT, 2003 wird der Stand der Technik wie folgt beschrieben: Mit einer Kombination von feuerungstechnischen Maßnahmen und SCR können – unabhängig vom Brennstoff – NO_x Emissionen unter 100 mg/Nm³ (bezogen auf 3% bzw. 6% O₂ als HMW) mit einer Abscheideleistung bis zu 90% eingehalten werden. Der Ammoniakschlupf liegt unter 5 ppm (< 4 mg/Nm³; bezogen auf 6% O₂), die N₂O Emission unter 1 mg/Nm³ (Referenzanlagen: KW Simmering III; HKW Salzburg Nord).

Der Katalysator ist auch in bestehende Anlagen integrierbar.

3.1.2 Gasturbinen

Mit Primärmaßnahmen (Installation von Dry-low-NO_x Brennern) sind für Gasturbinenanlagen sämtlicher Leistungsgrößen folgende Emissionswerte erreichbar:

Tabelle 7: Mit Primärmaßnahmen erreichbare Emissionswerte von Gasturbinen (BMUJF, 1999).

Brennstoffe	NO _x -Emission (15% O ₂)
Flüssig; flüssig + gasförmig	120 mg/Nm ³
Erdgas	50 mg/Nm ³

Durch die Kombination von primären (Eindüsung von Wasser oder Dampf, Installation von Dry-low-NO_x Brennern) und sekundären Entstickungsmaßnahmen (Einbau eines Katalysators) können Emissionswerte um 10 mg/Nm³ (bezogen auf 15% O₂) eingehalten werden. Diese Emissionsminderungsmaßnahmen sind auch bei bestehenden Anlagen nachrüstbar (BMUJF, 1999).

Ein Ammoniakschlupf von 3 – 5 mg/Nm³ bezogen auf 15% O₂ (entsprechend 10 bis 17,5 mg/Nm³ bei 0% O₂) ist bei einer neuen SCR unter Normalbedingungen zu erwarten. Sämtliche Mechanismen, welche zu einer Reduktion der Effektivität der SCR-Anlage führen, erhöhen den NH₃-Schlupf (BMUJF, 1999).

3.2 Basisdaten und Rahmenbedingungen für die Abschätzung von Minderungspotenzialen

3.2.1 Geplante Änderungen des Kraftwerkparkes in Österreich

In diesem Kapitel werden verfügbare Informationen über geplante Konservierungen, Stilllegungen und Neubauten zusammengefasst. Diese Informationen wurden von den jeweiligen Betreibern zum Teil nur auf mündlicher Basis zur Verfügung gestellt und sind keinesfalls vollständig bzw. spiegeln immer nur den zur Zeit aktuellen Stand des Wissens dar. Verlässliche Aussagen über die Zukunft einzelner Kraftwerke sind derzeit nicht zu treffen, da die Folgen der Stromliberalisierung und von gesetzlichen Regelungen (z.B. des Emissionshandels im Speziellen und der Klimapolitik im Allgemeinen, des Ökostromgesetzes, der Wasserrahmen-Richtlinie), die Entwicklung der Brennstoffpreise und die Struktur des Verteilernetzes in ihrer Komplexität nicht abschätzbar sind.

Derzeit sind folgende Kraftwerke konserviert oder stillgelegt, bzw. wird deren Konservierung/Stilllegung bis zum Jahr 2010 vom Betreiber als wahrscheinlich angegeben: St. Andrä, Zeltweg, Voitsberg 3, Pernegg, Verbund KW Korneuburg, Neudorf/Werndorf Block 1, FHKW Linz Mitte Block 1 und 2. Die Emissionen dieser Kraftwerke betragen im Jahr 2000 in Summe rund 1.250 t.

Die Schließung des Kraftwerkes Voitsberg 3 wird auch in der WIFO Energieprognose angenommen.

Eine Anlagenerweiterung findet derzeit am Standort Linz Mitte (BWL: ca. 430 MW) statt. Zusätzlich sind zahlreiche Projekte im frühen Planungsstadium (z.B. Gasturbine in Klagenfurt, Biomasseheizwerk in Wien, Gaskraftwerk im Großraum Graz). Die Verwirklichung dieser Projekte ist z.T. unsicher, sodass für Emissionsprognosen auf die WIFO Energieprognose zurückgegriffen werden muss.

3.2.2 Einfluss gesetzlicher Maßnahmen

In den Kraftwerken St. Andrä, Zeltweg, Riedersbach 1 und 2 sowie Timelkam werden zur Zeit Abfälle mitverbrannt. Die Abfallverbrennungs-Sammelerordnung (BGBl. II Nr. 389/2002) sieht für Mitverbrennungsanlagen mit einer BWL > 50 MW ab dem 31. Oktober 2009 einen NO_x Verfahrenswert für die Verbrennung von festen Brennstoffen von 200 mg/Nm³ vor. Unter der Annahme, dass die Mitverbrennung von Abfällen fortgeführt wird und ein gegenüber dem Jahr 2000 unveränderter Einsatz von Steinkohle erfolgt, ergibt sich eine Minderung der NO_x Emissionen von rund 450 t NO_x/a. Eine allfällige Steigerung des Abfalleinsatzes bzw. dessen Einfluss auf die NO_x Emissionen kann derzeit nicht abgeschätzt werden.

3.2.3 Ermittlung von Minderungspotenzials unter Berücksichtigung der Brennstoffentwicklung aus der WIFO-Energieprognose

Es wird darauf hingewiesen, dass die Zuordnung der EVU und FWVU in der Energieprognose nicht notwendigerweise konsistent mit der Zuordnung nach der OLI ist. Genauere Kriterien der Zuordnung in der WIFO-Energieprognose sind nicht bekannt. Aus diesem Grund wurde von einer genauen Zuordnung der Daten der WIFO-Energieprognose (Übersicht 17) zu SNAP 01 01 und SNAP 01 02 abgesehen und die Unterteilung der Energieprognose in die Bereiche Energieversorgungsunternehmen (EVU) und Fernwärmeversorgungsunternehmen (FWVU) übernommen. Für die gesamten NO_x Emissionen ergeben sich

aus diesen unterschiedlichen Zuordnungen keine Differenzen, da prinzipiell davon ausgegangen werden kann, dass sowohl EVU als auch FWVU prinzipiell SNAP 01 entsprechen.

Die NO_x-Emissionen im Bereich SNAP 01 wurden anhand von Emissionsfaktoren 2000 und 2010 sowie anhand der Brennstoffverbräuche der WIFO-Energieprognose für das Jahr 2000 (Übersicht 24) sowie für die Szenarien BAU 2010 (Übersicht 24) bzw. Kyoto 2010 (Übersicht 50) abgeschätzt. Es wird dabei davon ausgegangen, dass in den Energieprognosen insbesondere auch wirtschaftliche Betrachtungen enthalten sind.

Die Emissionsfaktoren wurden für die verschiedenen Energieträger für 2000 und 2010 anlagenspezifisch ermittelt (siehe Kapitel 2.2.2.1 bis 2.2.2.5). Dabei sind insbesondere auch Stilllegungen bzw. Neuerrichtungen von Anlagen zu beachten, sofern der Verbrauch 2010 (BAU bzw. Kyoto) deutlich vom Verbrauch 2000 abweicht (siehe WIFO-Energieprognose). In diesem Zusammenhang sind Veränderungen der gemittelten Emissionsfaktoren von wesentlicher Bedeutung. Bei der Änderung der Anlagenzusammensetzung kann davon ausgegangen werden, dass einerseits eher ältere Anlagen (mit höheren Emissionsfaktoren) stillgelegt werden und andererseits Emissionsfaktoren für Neuanlagen geringer sind als die über den Anlagenpark gemittelten. Für die jeweiligen Energieträger wurde dabei eine möglichst plausible Anlagenzusammensetzung angenommen, wobei hier die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (siehe Ausführungen in Kapitel 3.2.4.2) einbezogen wurden. Bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren wurden bei der Abschätzung der Gesamtemissionen jeweils die Szenarien I und II für Minderungspotenziale aus sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen (siehe Kapitel 3.2) für BAU 2010 und Kyoto 2010 berücksichtigt.

Im Anhang sind die Ergebnisse für die verschiedene Ausgangsdaten der Energieprognose (BAU 2010 und Kyoto 2010) mit/ ohne Berücksichtigung von technischen Potenzialen zusammengefasst.

Für EVU und FWVU ergibt sich ein Anstieg der Emissionen von 7.573 t NO_x auf 8.069 t NO_x (BAU 2010) bzw. 8.184 t NO_x (Kyoto 2010). Je nach Ausschöpfung des technischen Potenzials sinken im WIFO-Szenario BAU die NO_x Emissionen um 890 t NO_x (Szenario I) bzw. 1.912 t NO_x (Szenario II). Im WIFO-Szenario Kyoto mit techn. Pot. sinken die Emissionen um 483 t NO_x (Szenario I) bzw. 1.421 t NO_x (Szenario II).

Insgesamt ergeben sich Reduktionspotenziale im Bereich EVU vor allem durch Verschiebung der Brennstoffe Kohle, Heizöl (d.h. Anlagenschließungen) zu Gas (d.h. neue Kapazitäten mit geringeren spezifischen Emissionen) bzw. durch sekundäre Minderungsmaßnahmen (SCR) in einigen wenigen Kraftwerken. So ergibt sich im Kyoto Szenario beispielsweise eine deutliche Emissionsminderung bei EVU durch Schließung von Kohlekraftwerken. Andererseits steigen die Emissionen im Bereich FWVU auf Grund der hohen Zunahmen im Bereich Biomasseheizwerke deutlich.

3.2.4 Anlagenspezifische Abschätzung des technischen Minderungspotenzials auf Basis der Emissionen 2000

3.2.4.1 Basisdaten und Annahmen

Die Abschätzung des technischen Minderungspotenzials erfolgt in Stufen, d.h. es werden Potenziale für folgende Szenarien ermittelt:

- **Szenario I:** Emissionswert: max. 150 mg/Nm³ für kohlegefeuerte Großfeuerungsanlagen, max. 190 mg/Nm³ für das Kraftwerk Voitsberg 3; max. 100 mg/Nm³ für gas- und ölgefeuerte Kraftwerke; max. 35 mg/Nm³ für erdgasbefeuerte Gasturbinen

Begründung: Als Basis für Szenario I werden Grenzwerte der Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen (LRV-K, BGBl. Nr. 19/1989 idgF.) herangezogen. Die LRV-K gilt für Anlagen, welche nach 1989 errichtet wurden und spiegelt somit nicht notwendigerweise die aktuelle Bescheidsituation wieder. In der LRV-K sind als Grenzwert für Kraftwerke, welche mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen betrieben werden, 100 mg/Nm³ vorgeschrieben. Für steinkohlegefeuerte Kraftwerke (> 50 MW) liegt der Grenzwert laut LRV-K bei 200 mg/Nm³.

Es entspricht der gängigen Praxis, zum Grenzwert einen Sicherheitsabstand zu wahren. Insbesondere bei Kohlekraftwerken ist dieser Sicherheitsabstand etwas größer als bei den anderen Kraftwerken, womit sich die oben angeführten Werte ergeben.

Die oben angegebenen Emissionswerte können durch die Installation eines Katalysators (in Kombination mit Primärmaßnahmen) sicher eingehalten werden. Im Szenario I wird somit davon ausgegangen, dass alle bestehenden Kraftwerke (bis auf Gasturbinen) in Zukunft mit einem SCR-Verfahren zur NO_x-Minderung ausgestattet sein werden.

Für Gasturbinen wird ein Wert von 35 mg/Nm³ als Berechnungsgrundlage herangezogen, da dieser von modernen Anlagen auch mit Primärmaßnahmen im Durchschnitt erreicht wird.

- **Szenario II:** Emissionswert: max. 100 mg/Nm³ für Großfeuerungsanlagen (inklusive Voitsberg 3), bzw. 20 mg/Nm³ für erdgasbefeuerte Gasturbinen mit SCR

Begründung: Ein Emissionswert von 100 mg/Nm³ entspricht mit Ausnahme von Gasturbinen-Anlagen dem Stand der Technik für öl- und gasgefeuerte Großfeuerungsanlagen (siehe Kapitel 3.1.1). Kohlekraftwerke können diese Werte durch die Installation eines ausreichend dimensionierten und gut betriebenen Katalysators (in Kombination mit Primärmaßnahmen) erreichen.

Die angegebenen Werte können unter normalen Betriebsbedingungen von allen Anlagen eingehalten werden. Einige öl- und gasgefeuerte Anlagen erreichen bereits jetzt Emissionswerte von 70 - 100 mg/Nm³. Das zusätzliche Potenzial solcher Anlagen, welches sich auf Basis eines Emissionswertes von 70 mg/Nm³ ergeben würde, wäre gering und wird im Folgenden nicht berücksichtigt.

Im Szenario I wird für Kraftwerke, welche bereits mit einem Katalysator ausgestattet sind, nur dann ein zusätzliches Potenzial abgeschätzt, wenn die derzeitigen Emissionen über 150 mg/Nm³ liegen. Wenn die zur Zeit erreichten Emissionen einer Anlage nur knapp über den für die einzelnen Szenarien angegebenen Basiszahlen liegen, wird kein Potenzial ermittelt.

Zudem wird der Einbau eines Katalysators bei folgenden Anlagen sowohl aus technischen als auch aus ökonomischen Gründen als nicht sinnvoll erachtet:

- Anlagen, welche der Reststundennutzung unterliegen
- Anlagen, welche zur Abdeckung von Spitzenlasten dienen und nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb gehen
- Anlagen, welche als Ausfallsreserven betrieben werden und nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb gehen

In den nachfolgenden Tabellen sind Basisdaten (Leistung, Brennstoff, NO_x Reduktionsmaßnahmen, aktuelle NO_x-Frachten und aktueller Minderungsgrad) der einzelnen Kraftwerke und Heizwerke angegeben. Zudem wurden die Szenarien I und II herangezogen, um

anlagenspezifisch technische NO_x-Minderungspotenziale auf Basis der Emissionen 2000 zu identifizieren. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Gesamtemissionen, welche sich aus diesen Tabellen ergeben, aufgrund von Unterschieden bei der Zuordnung nicht unmittelbar mit den Ergebnissen der Tabellen im Anhang vergleichbar sind.

Auf Basis der nachfolgenden Tabellen sowie von Kapitel 2.2 wurde die genauere Quantifizierung der Minderungspotenziale für 2010 unter Berücksichtigung der Entwicklungen der Brennstoffverbräuche (aus der WIFO-Energieprognose) und Emissionsfaktoren (2000 und 2010) durchgeführt (siehe Tabellen im Anhang sowie Kapitel 2.2). Aus den WIFO-Energieprognosen wurden dabei die Szenarien BAU und Kyoto herangezogen.

Tabelle 8: Potenzial derzeit bei gleichbleibender Energieproduktion und gleichbleibendem Brennstoffeinsatz (kalorische Kraftwerke > 50 MW - Zuordnung gemäß der Studie „Stand der Technik bei kalorischen Kraftwerken und Referenzanlagen in Österreich“, Umweltbundesamt, 2003)

kalorische Kraftwerke	Leistung [MW] _{th}	Brennstoff	NOx Reduktion	Minde-rungs-grad ^{a)}	Emission (t/a) (2000)	Zusätzliches Potenzial (Szenario I)	Bemerkung	Zusätzliches Potenzial (Szenario II)
Verbund, KW St. Andrä, Werk 2	284	SK	FTM	ca 40 %	156,7	70 t	Wird möglicherweise in eine Abfall- oder Biomasseverbrennungsanlage umgerüstet	100 t
EVN/Verbund, KW Dürnrrohr	1.758	SK; EG	FTM, SCR	> 80 %	810 (UBA 2002)	Nein	Derzeit: 140 mg/Nm ³	230 t
Energie AG OÖ, KW Riedersbach, 1	143	SK; HS; BK	FTM		178	100 t	vergleichsweise kleines Kraftwerk	130 t
Energie AG OÖ, KW Riedersbach 2	377	SK; HS	FTM, SNCR, SCR	55-65%	608 (UBA 2002)	230 t	SCR derzeit nur mit geringer Entstickungswirkung (Polizei-filter) ä müsste erweitert werden; möglicherweise langfristiger Einstieg in die Klärschlammverbrennung	350 t
Energie AG OÖ, KW Timelkam, Werk II Qu: Umwelterklärung 2002	188	SK; HS; EG	FTM		ca. 360 mg/Nm ³ bei 5.000 h/a: 380 t	220 t	Mitverbrennung von Abfällen und Biomasse; Inbetriebnahme 1962, Umrüstung 1997	270 t
Verbund, KW Zeltweg	344	SK	FTM, SNCR	ca. 65 %	75 (UBA 2002)	30 t	Vergleichsweise kleines Kraftwerk; derzeit konserviert	45 t
Verbund, KW Voitsberg 3	792	BK	FTM	ca 75%	960 (UBA 2002)	Nein	Für Braunkohlekraftwerk ist Stand der Technik verwirklicht	455 t
Energie AG OÖ KW Timelkam, Werk III	275	EG; HEL	Deionat-eindüsung		k.A. (geringe Einsatzzeiten)	Nein	Einsatzzeiten bis max. 1.000 h pro Jahr (Auslegung); Reservekessel	Nein
EVN, KW Theiß,	1.233	EG; HS	SCR		133 (UBA 2002)	Nein	GW: < 100 mg/Nm ³ bzw. < 35 mg/Nm ³ (Gasturbine)	60 t
Verbund, KW Pernegg	292	HS	Keine		k.A.	Nein	Reststundennutzung	Nein
Wiener Stadtwerke, KW Simmering 3	ca. 800	HS; EG	SCR	>80%	362 (UBA 2002)	Nein	Emission < 100 mg/Nm ³	Nein
Wiener Stadtwerke,	812	HS; EG	SCR	80%	41	Nein	Emission < 100 mg/Nm ³	Nein

kalorische Kraftwerke	Leistung [MW] _{th}	Brennstoff	NO _x Reduktion	Minderungsgrad ^{a)}	Emission (t/a) (2000)	Zusätzliches Potenzial (Szenario I)	Bemerkung	Zusätzliches Potenzial (Szenario II)
KW Donaustadt, BKW 1+2					(UBA 2002)			
Wiener Stadtwerke, KW Donaustadt, GuD Block 3	690	HEL; EG	SCR		- ^{b)}	Nein	Emission: < 35 mg/Nm ³ (in Dauerbetrieb seit September 2001)	160 t ^{a)} (geschätzt)
EVN, KW Korneuburg	148	EG	Keine			Nein	Ausfallsreserve	Nein
VKG, KW Korneuburg, Block II	685	EG	Keine		21 (UBA 2002)	Nein	Ausfallsreserve	Nein
Wiener Stadtwerke, KW Simmering 1+2	ca. 857	EG	SCR		243 (UBA 2002)	Nein	Emission < 100 mg/Nm ³	Nein
Wiener Stadtwerke, GuDKW Leopoldau,	390 GT 259 AHK	EG	SCR		17 (UBA 2002)	Nein	Emission < 100 mg/Nm ³ , Spitzenlasteinsatz	Nein
Summe					3.985	650		1.640 t

a) Minderungsgrad soweit bekannt

b) Das Kraftwerk Donaustadt Block 3 hat im September 2001 den Betrieb aufgenommen. Die NO_x Emissionen liegen laut Betreiberangaben unter dem Grenzwert von 35 mg/Nm³, das Rauchgasvolumen beträgt zwischen 1,5 und 2 Mio m³/h (jeweils auf 15 % O₂). Das Kraftwerk ist in den Wintermonaten durchgehend in Betrieb, im Sommer wird es zur Abdeckung des Warmwasserbedarfes betrieben. Für eine Abschätzung der NO_x Emissionen wird eine jährliche Betriebszeit von 5.000 h angenommen. Damit ergibt sich nach 2000 eine Jahresfracht von 263 – 360 t, welche auf Basis des Szenarios II (20 mg/Nm³) auf 150 – 200 t gesenkt werden könnte.

GT.....Gasturbine

AHK.....Abhitzekessel

Tabelle 9: Potenzial derzeit bei gleichbleibender Energieproduktion und gleichbleibendem Brennstoffeinsatz (Fernheizwerke > 50 MW - Zuordnung gemäß der Studie „Stand der Technik bei kalorischen Kraftwerken und Referenzanlagen in Österreich“, Umweltbundesamt, 2003).

Fernheizwerke > 50 MW	Leistung [MW] _{th}	Brennstoff	NOx Reduktion	Minderungsgrad	Emission 2000 (t/a)	Zusätzliches Potenzial (Szenario I)	Bemerkung	Zusätzliches Potenzial (Szenario II)
STW Klagenfurt, FHKW	138	BK; SK; HS	SNCR	50 % (geschätzt)	ca. 220 t (geschätzt)	ca. 80 t	Emission derzeit: zwischen 110 und 400 mg/Nm ³ (je nach Brennstoff)	Zwischen 80 und 150 (geschätzt)
Linz AG, FHKW Mitte	298	BK; Erdgas; HS	SCR, SNCR	NO _x : 40-80%	193	Nein	Die Blöcke 1 und 2 werden demnächst durch eine GuD Anlage ersetzt, die anderen Blöcke werden als Reservekessel genutzt	Nein (zur Potentialabschätzung müsste NOx Emission der neuen GuD gegengerechnet werden)
STW Salzburg, FHKW Mitte	113	BK; HS; Erdgas	SNCR	50 % (geschätzt)	ca. 150 t (geschätzt)	ca. 50 t	Emission derzeit: ca. 320 mg/Nm ³	Zwischen 50 und 100 (geschätzt)
Verbund, FHKW Mellach Qu: Umwelterklärung 2001	543	SK; Erdgas	FTM, SCR	NO _x : 80-85 %	503	Nein		170 t
Verbund, FHKW Neudorf/Werndorf, Block 1 Qu: Umwelterklärung 2001	273	HEL; Erdgas	FTM		-	Nein	Keine Nutzung in den vergangenen beiden Jahren, bzw. derzeitige GW: 150 mg/Nm ³	Nein
Verbund, FHKW Neudorf/Werndorf, Block 2 Qu: Umwelterklärung 2001	376,5	HS; Erdgas	SCR	NO _x : >77 %	124	Nein	Emission derzeit: < 130 mg/Nm ³	30 t
STW St. Pölten, FHKW NORD	148	Erdgas; HS	Keine		ca. 57 t (geschätzt)	nicht abschätzbar, da keine Daten	Emission derzeit: ca. 200 mg/Nm ³	nicht abschätzbar, da keine Daten
Linz AG, FHKW Süd, Block 1, 2, 3 (Umwelterklärung 2001)	3 x 120	Erdgas; Diesel	FTM, SCR		75	Nein	Bei Gasbetrieb: Emission < 35 mg/Nm ³	Nein
FHKW Kirchdorf	86	Erdgas; HS	Keine		ca. 20 t (geschätzt)	Nein	Emission derzeit: 171 mg/Nm ³ ; 3500 h	8 t
STW Salzburg, FHKW	67	HS	NO _x : SCR	NO _x : 86 %	24 t	Nein	Emission: < 70 mg/NM3	Nein

Fernheizwerke > 50 MW	Leistung [MW] _{th}	Brennstoff	NOx Reduktion	Minderungsgrad	Emission 2000 (t/a)	Zusätzliches Potenzial (Szenario I)	Bemerkung	Zusätzliches Potenzial (Szenario II)
Nord, Neuer Kessel								
Steir. Fernwärme GmbH, FHKW Graz, drei Naturumlaufkessel Qu: Umwelterklärung 1999	285	Erdgas; HEL	Keine		Ca. 20 t	Nein	Errichtet 1962, nachgerüstet zuletzt 1993; zunehmend Betrieb mit EG (Emissionen ca. 50-70 mg/Nm ³)	Nein
Fernwärme Wien, FHKW Arsenal, HWK 1+2+3	354	HS; Erdgas	Keine		8 t (UBA 2002)	Nein	Spitzenlastabdeckung, Reststundennutzung	Nein
Fernwärme Wien, FHKW Spittelau, HWK 1+2, DZK 1+2+3	430	HL; Erdgas	Keine		k.A.	Nein	Spitzenlastabdeckung	Nein
Fernwärme Wien, FWKW Kagran, HWK 1+2+3+5	183	HS	Keine		k.A.	Nein	Spitzenlastabdeckung, Reststundennutzung	Nein
Fernwärme Wien, FHKW Süd, Rosiwalgasse 94	358	HEL; Erdgas	Keine		1 t	Nein	Spitzenlastabdeckung	Nein
Cogeneration GmbH OÖ, KW Schillerstr., Laakirchen	135	Erdgas	Keine		125 t (geschätzt)	Nein	Jahresdurchschnitt: 37 mg/Nm ³	60 t
CMST Cogeneration GmbH Steiermark, Graz	72	Erdgas	Keine		k.A.		Keine Daten	
Wienstrom, KW Leopoldau, Thayagasse HKW	179	Erdgas	Keine		k.A.	Nein	Ausfallreserve	Nein
Summe					1.395 t	130 t		398 - 518

3.2.4.2 Ergebnis

Unabhängig von den Daten der WIFO-Energieprognose werden an dieser Stelle anlagen-spezifische Abschätzungen des technischen Minderungspotenzials auf Basis der Emissionen 2000 angeführt. Zusätzlich werden auch wirtschaftliche Betrachtungen angestellt, um realistische Entwicklungen der NO_x Emissionen zu erhalten. Die hier auf Basis der Emissionen 2000 angeführten Abschätzungen bilden die Grundlage für die nachfolgende Ermittlung der Minderungspotenziale unter Berücksichtigung der Daten der WIFO-Energieprognose und lassen sich zumindest z.T. auch in den Daten der Energieprognose verfolgen (vgl. z.B. Entwicklungen bei Kohlekraftwerken – WIFO Szenario Kyoto).

- **Kalorische Kraftwerke**

Für das Szenario I ergibt sich ohne Betrachtung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen auf Basis der aktuellen Emissionen ein gesamtes technisches Minderungspotenzial von 650 t NO_x (siehe Tabelle 8), welches mit zusätzlichen Investitionen für SCR-Anlagen in fünf Kohlekraftwerken erreichbar wäre. Bei öl- und gasgefeuerten Kraftwerken und Gasturbinen ergibt sich im Fall von Szenario I kein Potenzial, da alle Anlagen mit längeren Betriebszeiten bereits über geeignete Maßnahmen zur NO_x Minderung verfügen.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass es sich bei den österreichischen Kohlekraftwerken durchwegs um alte (Dürrrohr als das modernste Kraftwerk wurde 1987 in Betrieb genommen) und vergleichsweise kleine Anlagen (drei Blöcke haben eine Brennstoffwärmeleistung < 300 MW) handelt.

Aus wirtschaftlichen Überlegungen wird angenommen (und auch von den Betreibern bestätigt), dass die betroffenen Kraftwerke – falls überhaupt – bis zur gesetzlich längstmöglichen Frist betrieben und anschließend stillgelegt werden.

Anmerkungen:

Zeltweg ist derzeit bereits konserviert, eine Nachrüstung wird von den Betreibern ausgeschlossen. Das Kraftwerk St. Andrä sollte nach den Plänen der Betreiber in eine Abfallverbrennungsanlage umgerüstet werden. Diese Pläne werden zur Zeit nicht weiter verfolgt, der derzeitige Versuchsbetrieb zur Mitverbrennung von maximal 35.000 t Abfällen wird für die kommenden Jahre verlängert werden. Als mögliche Variante wurde von den Betreibern auch eine Umrüstung in eine Biomasseverbrennungsanlage überlegt. In diesem Fall würde sich der vorgeschriebene Grenzwert zwischen 200 und 300 mg/Nm³ bewegen, die Betriebszeiten wären entsprechend höher, sodass die Emissionen in Summe steigen würden. Als Kohlekraftwerk wird dieses Kraftwerk wahrscheinlich spätestens 2009 geschlossen. Am Kraftwerksstandort Riedersbach wird eher in den größeren Block 2 investiert werden.

Dadurch verbleiben die Kraftwerke Riedersbach 2 und Timelkam II als mögliche Standorte, wo die NO_x Frachten durch SCR-Anlagen gesenkt werden könnten. Das gesamte Potenzial würde im Fall des Szenarios I 450 t betragen. Allerdings gehören die beiden Kraftwerke demselben Betreiber, wobei eine Investition in beide Standorte eher unwahrscheinlich sein dürfte.

- **Szenario I:** Es wird angenommen, dass die Standorte Zeltweg, St. Andrä, Riedersbach 1 und Timelkam II bis 2010 geschlossen werden und das Kraftwerk Riedersbach 2 saniert wird. Aus der Sanierung von Riedersbach 2 ergibt sich auf Basis aktueller Emissionswerte ein Potenzial von 230 t NO_x. Zusammen mit oben erwähnten Schließungen ergibt sich eine maximale Minderung von 1.020 t NO_x (auf Basis der Frachten von 2000).

Strom und Fernwärme müssten in diesem Fall in anderen Produktionsanlagen erzeugt werden. Die Produktion einer äquivalenten Menge Strom mittels Gas würde laut Szenario I zu Emissionen von etwa 285 t NO_x führen, sodass als maximales Potenzial etwa 735 t verbleiben.

Die Zukunft des Kraftwerkes Voitsberg 3 ist derzeit ungewiss, derzeit entspricht dieses Kraftwerk dem Stand der Technik für Braunkohlefeuerungen. Falls der Standort bestehen bleibt, wird das Kraftwerk auf Steinkohlefeuerung umgerüstet werden (siehe auch Energieszenarien bis 2020). Damit könnte (auf Basis von Szenario I und durch die Erhöhung des Wirkungsgrades) eine Einsparung von rund 30% (rund 200 t) erzielt werden.

- **Szenario II:** Das im Szenario II auf Basis der Emissionen 2000 abgeschätzte Potenzial beträgt 1.640 t, verteilt auf 8 Kraftwerke (ohne KW Donaustadt GuD Block 3). Bei einer Beurteilung dieses Wertes gelten für die Kraftwerke St. Andrä, Zeltweg, Riedersbach 1 und Timelkam II die für das Szenario I getroffenen Annahmen. Neben diesen Kraftwerken tragen im Szenario II vor allem die Standorte Dürnrohr und Voitsberg zur Minderung bei.

Es bleibt aber auch bei diesen Kraftwerken zu prüfen, inwieweit die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Nachrüstung erlauben.

Das Kraftwerk Donaustadt Block 3 hat im September 2001 den Betrieb aufgenommen. Die NO_x Emissionen liegen laut Betreiberangaben unter dem Grenzwert von 35 mg/Nm³, das Rauchgasvolumen beträgt zwischen 1,5 und 2 Mio m³/h (jeweils auf 15% O₂). Das Kraftwerk ist in den Wintermonaten durchgehend in Betrieb, im Sommer wird es zur Abdeckung des Warmwasserbedarfes betrieben. Für eine Abschätzung der NO_x Emissionen wird eine jährliche Betriebszeit von 5.000 h angenommen. Damit ergibt sich eine Jahresfracht von 263 – 360 t, welche auf Basis des Szenarios II (20 mg/Nm³) auf 150 – 200 t gesenkt werden könnte.

Anmerkung:

Während im Fall des relativ modernen Kraftwerkes Dürnrohr eine Investition in zusätzliche Katalysatorlagen noch möglich erscheint, ist dies für das Braunkohlekraftwerk Voitsberg auf Grund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgeschlossen. Als gesamtes Minderungspotenzial verbleiben aus den Kohlekraftwerken – unter der Annahme einer Fortführung des Betriebes in Voitsberg – 965 t (735 t siehe oben plus Minderung Dürnrohr: 230 t). Wird die Minderung von Voitsberg (455 t) in die Berechnungen einbezogen, so ergibt sich ein Potenzial von 1.420 t.

3.2.4.3 Fernheizkraftwerke

Bei den Fernheizkraftwerken ergibt sich für Szenario I ein Potenzial von 130 t, da bei den meisten Anlagen bereits sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen installiert wurden und die verbleibenden Anlagen vergleichsweise klein sind.

Das Potenzial im Szenario II bewegt sich zwischen 398 und 518 t, wobei 170 t am Standort Mellach erzielt werden könnten (ohne Betrachtung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen).

3.3 Kosten von NOx-Minderungsmaßnahmen: Selektive katalytische Reduktion (SCR)

3.3.1 Betreiberangaben

Der wesentliche Einflussparameter auf die Investitionshöhe ist das erforderliche Katalysatorvolumen, welches durch den Rauchgasstrom, den maximal zulässigen NH₃-Schlupf und durch den gewünschten NO_x-Umsatz vorgegeben wird. Als Richtwerte für die Katalysatorkosten werden 10.000 bis 13.000 €/m³ Katalysatorvolumen angeführt.

Hauptinflussfaktor auf die betriebsabhängigen Kosten der SCR-Verfahren ist die Standzeit des Katalysators, welche von den brennstoffspezifischen Rauchgascharakteristika und der Anordnung im Rauchgasweg beeinflusst wird. Der Bedarf an Reduktionsmittel ist eine Funktion der NO_x-Rohgaskonzentration. Energiekosten ergeben sich aus dem Druckverlust und einer eventuell nötigen Wiederaufheizung der Rauchgase vor dem Katalysator.

Beim FHKW Mellach betragen die jährlichen Betriebskosten 0,1 Mio € und die jährlichen Wartungskosten 0,058 Mio €.

Die Betreiber des FHKW Neudorf/Werndorf geben jährliche Betriebskosten von 0,087 Mio € und jährliche Wartungskosten von 0,029 Mio € an.

Die jährlichen Betriebskosten für die SCR – Anlage beim Kraftwerk Simmering 3 liegen in der Höhe von 1,31 Mio €. Diese beinhalten die Kosten für Abschreibung (0,47 Mio €), für 360 t Ammoniak (zu 0,26 €/kg) und für die elektrische Energie (300 kWh/h).

Als Beispiel werden die Kosten für die SCR-Anlage des Kraftwerkes Dürnröhr 1 angeführt:

Investition:	24 Mio. €
Spezifische Fixkosten:	0,0024 €/kWh
Spezifische Betriebskosten:	0,0005 €/kWh
Spezifische Kosten (Summe):	0,0029 €/kWh

In Tabelle 10 sind die Investitionskosten für Rauchgasreinigungstechnologien bei ausgewählten Kraftwerken aufgelistet.

Tabelle 10: Investitionskosten für SCR-Anlagen (Angaben der Betreiber).

Kraftwerk	Rauchgasvolumen [m ³ /h]	Investition [Mill. €]	Bemerkung
Voitsberg 3	1.100.000	18,2	SCR-Anlage
Dürnröhr	1.250.000	24	SCR-Anlage
FHKW Mellach	800.000	20,71	SCR
Simmering Block 3	1.100.000	11,45	SCR (Katalysator, Ammoniaklagerung, Leitungen und Kontrolleinrichtungen)
Riedersbach 1 + 2	Block 1: 180.000 Block 2: 490.000	6,5	Stickoxidreduktion: Primäre Maßnahmen, SNCR, SCR; Kosten für beide Blöcke gemeinsam
FHKW Neudorf/ Werndorf	304.000 - 775.000 (je nach BS)	4,0	SCR

3.3.2 Sektorspezifische Kostenabschätzung

Auf Basis der Betreiberangaben und auf Basis von Vergabepreisen der letzten 5 Jahre (vorwiegend österreichische und deutsche Anlagen, welche unter vergleichbaren Bedingungen errichtet wurden), wurden die Investitionskosten für eine SCR-Anlage mit 15 Millionen € pro 1 Million m³/h Rauchgas abgeschätzt (inklusive Kosten für Bau und EMSR). Ausgehend von diesen Investitionskosten werden die Kosten für unterschiedliche Anlagengrößen mit der Hochzahl 0,7 berechnet. Diese Abschätzung beinhaltet nicht die Kosten für den Katalysator, welche mit 15.000 €/m³ angenommen wurden.

Bei der katalytischen Rauchgasreinigung wurde nur die in Österreich eingesetzte Rohgasschaltung berücksichtigt. Neben den Investitions- und Wartungskosten sind die wesentlichen Positionen die Kosten für Katalysatortausch, Ammoniakwasser und elektrische Energie. Bei den Investitionskosten wurde der gesamte Abgasweg mit Abgasleitungen, Katalysatorbox und Bypassleitung, sowie die gesamte NH₄OH-Anlage bestehend aus Abtankanlage, Lagerung, Dosierstation, Verdampfung und Einmischung berücksichtigt.

In Tabelle 11 wurden sektorspezifische Kosten für die Installation einer SCR-Anlage in Kraftwerken für Rauchgasvolumina von 200.000 m³/h, 500.000 m³/h und 1.000.000 m³/h abgeschätzt. Für die Abschätzung der Kosten wurde einmal von einer Rohgaskonzentration von 500 mg/Nm³ (erreicht durch Primärmaßnahmen) und einmal von einer Rohgaskonzentration von 350 mg/Nm³ (erreicht durch Primärmaßnahmen bzw. SNCR) ausgegangen. Die angestrebte Reingaskonzentration liegt in beiden Fällen bei 100 mg/Nm³.

Tabelle 11: Sektorspezifische Abschätzung der Kosten einer SCR-Anlage in Abhängigkeit vom Rauchgasvolumen [STUBENVOLL, 2002].

	Einheit	Rauchgasvolumen (Nm ³ /h)		
		200.000	500.000	1.000.000
Abzuscheidende NO _x -Konzentration	g/Nm ³	0,25-0,4	0,25-0,4	0,25-0,4
Betriebsstunden	h/a	5.000	5.000	5.000
abgeschiedene Jahresfracht	t/a	250-400	625-1.000	1.250-2.000
Investitionskosten	Mio. €	4,86	9,23	15,0
Jährliche Rückzahlung ^{a)}	Mio. €/a	0,50	0,95	1,54
Betriebskosten (inkl. Kosten für elektrische Energie, Katalysator, Betriebsmittel, Wartung und Verschleiß,	Mio. €/a	0,25-0,29	0,60-0,69	1,17-1,34
Beurteilte jährliche Gesamtkosten	Mio €/a	0,75-0,79	1,56-1,64	2,72-2,88
Beurteilte spezifische Gesamtkosten	€/t NO_x	1.968-3.016	1.638-2.488	1.442-2.175

^{a)} Basis: 15 Jahre, 6% Zinsen

Die jährlichen Gesamtkosten liegen auf Basis oben getroffener Annahmen zwischen 0,75 Mio. € und 2,88 Mio. € pro Jahr, die spezifischen Gesamtkosten betragen in Abhängigkeit von der abgeschiedenen Fracht zwischen 1.442 und 3.016 € pro t NO_x.

Im Vergleich mit den Angaben der Betreiber liegen die abgeschätzten Betriebs- und Wartungskosten im oberen Bereich (z.B. wurden die spezifischen Betriebskosten für das Kraftwerk Dürnrohr Block 1 mit 0,0005 €/kWh angegeben; umgelegt auf obige Annahmen liegen die tatsächlichen Betriebskosten um ca. 30% unter den abgeschätzten Betriebskosten). Ebenso sind die tatsächlichen Wartungskosten generell deutlich niedriger als die abgeschätzten. Die Ursache dürfte in der höheren Standzeit der Katalysatoren liegen.

Eine kostengünstige Variante ist das Hinzufügen einer zusätzlichen Katalysatorlage, wodurch die Emissionen vom bestehenden Niveau weiter gesenkt werden können (z.B. auf 70 mg/Nm³). Da ursprünglich bei vielen SCR-Anlagen für den Einbau einer weiteren Katalysatorlage Platz gelassen wurde, um geringe Aktivitätsverluste durch einen späteren Einbau einer Lage auszugleichen, sich die Standzeiten (und die Aktivitäten) der Katalysatoren im allgemeinen aber höher als erwartet erwiesen haben, wären die zusätzlichen Investitionskosten wesentlich geringer als bei einer Neuerrichtung. Zusätzliche Kosten entstehen hauptsächlich durch die Katalysatorkosten und durch die Kosten zum Ausgleich des Druckverlustes (ca. 4-5 mbar pro Lage) und durch den Mehrverbrauch an Reduktionsmittel.

Eine andere Möglichkeit wäre der Einbau eines Katalysators mit größerer spezifischer Oberfläche (geringerer Wabengröße).

3.4 Literatur

BREF „Large Combustion Plants“, Second Draft, March 2003.

BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, JUGEND UND FAMILIE (1999): Emissionsbegrenzung und Anwendungsbereiche von Gasturbinen und GuD-Anlagen, Band 3/1999.

UMWELTBUNDESAMT (2003): Stand der Technik bei kalorischen Kraftwerken und Referenzanlagen in Österreich, Umweltbundesamt. Wien. 2003.

UMWELTBUNDESAMT (2002): Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen 1990 – 2000, BE-199.

STELLUNGNAHME DES ÖSTERREICHISCHEN TECHNISCHEN ARBEITSKREISES zum 2. Draft des BAT Dokumentes „Large Combustion Plants“; verschickt am 06.06.03, Zahl 112-114/03.

Diverse Umwelterklärungen, Emissionserklärungen, persönliche Kontakte.

4 NO_x EMISSIONSMINDERUNGSPOTENZIALE FÜR DEN SEKTOR MINERALÖLVERARBEITUNG

4.1 Raffinerie Schwechat - Anlagenbeschreibung

Auf dem 1,42 km² großen Betriebsgelände der Raffinerie wurden im Jahr 2001 8,86 Mio t Rohöl aus verschiedenen Ländern (davon 0,96 Mio t Rohöl aus eigener österreichischer Förderung sowie importiertes Rohöl aus Libyen, Russland, Syrien und dem Irak) verarbeitet. Der Auslastungsgrad in Schwechat erreichte nach Wartungsstillständen im Vorjahr wieder 92% (2000: 87%). Die Verarbeitungskapazität der Raffinerie wird durch die Auslegung der Rohöldestillationsanlage begrenzt. Diese beträgt derzeit maximal 9,6 Mio t Rohöl pro Jahr.

In der Raffinerie wird Rohöl mittels Destillationskolonnen (Rohöldestillation, Vakuumdestillation) in gasförmige und flüssige Fraktionen mit unterschiedlichen Siedepunkten (sogenannte leichte und schwere Fraktionen) aufgetrennt. Je nach erwünschtem Endprodukt folgen Prozesse wie Entschwefelung (hydrierende Entschwefelung), Isomerisierung bzw. Reformierung im Platformer zur Erhöhung der Oktanzahl von Kraftstoffen, Umwandlungsverfahren zur Erhöhung der Ausbeute an Leichtfraktionen (katalytisches Cracken – FCC, Steamcracker, Visbreaker) und Mischen.

Als wichtige Nebenprodukte entstehen bei diesen Verfahren Gase (Raffineriemischgase), welche in der Gasnachverarbeitungsanlage aufgefangen, entschwefelt und zu Produkten verarbeitet oder als Brennstoffe auf die verschiedenen Prozessöfen verteilt werden. In der Clausanlage wird SO₂ (aus der Rauchgasentschwefelung) mit H₂S zu elementarem Schwefel umgesetzt.

Zur Herstellung oben genannter Produkte werden unter anderem zwischen 40 und 50 Kessel und Prozessöfen betrieben, dazu kommen noch vier Hoch- und zwei Bodenfackeln, Mischanlagen für Ottokraftstoffe und Mitteldestillate, drei Bitumenwarmhalteöfen, eine regenerative thermische Oxidationsanlage und eine regenerative thermische Nachverbrennung.

Die einzelnen Kessel sind zu 12 Dampfkesselanlagen (DKA) mit einer Brennstoffwärmeleistung (BWL) von knapp 2.000 MW_{th} zusammengefasst. Acht dieser DKA haben eine BWL > 50 MW_{th}. Die Dampfkesselanlagen unterliegen zwar dem Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen (LRG-K), die Grenzwerte wurden aber in der Regel im Einzelfall festgelegt, da nach Ansicht der Behörden durchwegs Sonderbrennstoffe eingesetzt werden.

Die Prozessöfen und das Heizkraftwerk I werden im wesentlichen mit Erdgas und entschwefeltem Raffineriemischgas befeuert. Im Heizkraftwerk II werden zusätzlich noch Rückstände aus der Rohölverarbeitung, Heizöl schwer, Wasserstoffgas und Clausgas verbrannt.

Im Regenerationsteil des katalytischen Crackers (FCCU) wird zur Abdeckung des Wärmebedarfes der Anlage der am Katalysator gebildete Koks abgebrannt.

Nicht dem LRG-K unterliegen die Fackeln, der Bitumenwarmhalteofen und die regenerative thermische Oxidationsanlage.

In den Fackeln werden Gase, welche bei Gebrechen oder Ausfall von Anlagen in großen Mengen anfallen und von der Gasrückgewinnungsanlage nicht aufgefangen werden können, verbrannt. Die Bodenfackeln waren im Jahr 2001 insgesamt 1.314 h in Betrieb und verbrannten rund 8,4 Mio m³ Gas. Die Hochfackeln waren nur 0,2 h in Betrieb. Aus Mangel an Angaben können die Schadstoffemissionen nicht abgeschätzt werden, sie dürften aber im Vergleich zu den Gesamtemissionen sehr gering sein.

Die regenerative thermische Oxidationsanlage dient der Oxidation der aus der Abwasserreinigungsanlage stammenden Kohlenwasserstoffverbindungen. Als Grenzwerte wurden festgelegt:

Gesamtkohlenstoff (FID-Methode): 50 mg/Nm³

CO: 50 mg/Nm³

NO_x: 100 mg/Nm³

Im Rahmen eines Strukturanpassungsprogramms, welches 2001 abgeschlossen wurde, wurden zahlreiche Anlagen umgebaut, erweitert oder stillgelegt. Zur Verringerung der NO_x Emissionen wurden in den letzten Jahren kontinuierlich NO_x-arme Brenner eingebaut (u.a. in den Anlagen RS-10 (Rohöldestillation), RS-14 (Heizkraftwerk I) und RS-15 (Heizkraftwerk II)). Dadurch sanken die Emissionen zwischen 1991 und 2001 um ungefähr 25%.

4.2 Stand der Technik

Stand der Technik zur Reduktion der Emissionen von NO_x nach öl- oder gasgefeuerten Dampfkesseln mit einer BWL > 50 MW, sowie nach der FCCU ist die Anwendung des SCR-Verfahrens in Kombination mit Primärmaßnahmen.

Als Primärmaßnahmen zur Emissionsminderung von Stickoxiden sind prozess-, anlagen- und feuerungstechnische Maßnahmen zu sehen. Die Auswahl von Primärmaßnahmen ist abhängig von der vorhandenen oder geplanten Anlagenkonzeption. Primärmaßnahmen sind die Optimierung der Prozessführung, eine gestufte Verbrennungsluftzufuhr und die Verwendung von Low-NO_x-Brennern.

NO_x-arme Brenner sind Brenner, in denen die Luft- oder Brennstoffzufuhr so gesteuert wird, dass die Temperatur oder Verweilzeit im Zentrum der Flamme verringert wird. Im heißesten Teil der Flamme wird eine reduzierende Atmosphäre geschaffen, um die Bildung des thermischen NO_x zu verringern. Der Ausbrand erfolgt über eine Mantelluft am Rand der Flamme.

Bei der gestuften Verfeuerung wird in einer ersten Verbrennungszone unterstöchiometrisch Luft zugegeben, wodurch die Bildung von NO_x vermindert wird. Der Ausbrand findet in einer nachgeschalteten Ausbrandzone mit Luftüberschuss statt.

Mit NO_x-armen Brennern können für Gase und niedrigviskose Brennstoffe Emissionswerte von 400 bis 100 mg/Nm³ (entsprechend einer Minderung von 50%) erreicht werden.

Mit einer Kombination von Primärmaßnahmen und SCR können – unabhängig vom Brennstoff – NO_x Emissionen unter 100 mg/Nm³ (3% bzw. 6% O₂, HMW; Abscheideleistung: bis zu 90%) eingehalten werden. Der Ammoniakschlupf liegt bei < 5 ppm (< 4 mg/Nm³), die Emission von N₂O unter 1 mg/Nm³ (Referenzanlagen: KW Simmering III; HKW Salzburg Nord).

Der Katalysator ist auch in bestehende Anlagen integrierbar.

Im Final Draft „Refineries“ werden als unterste Emissionswerte folgende Zahlen genannt:

FCCU: mittels SCR und Hydrierung des Einsatzes zur Entfernung der N-Verbindungen: 40 mg/Nm³

Kraftwerk (flüssige Brennstoffe): mittels SCR und Primärmaßnahmen: 55 mg/Nm³

Sonstige Dampfkessel und Prozessöfen (gasförmige Brennstoffe): mittels Primärmaßnahmen: 20 mg/Nm³ (Brennstoff Erdgas) bzw. 30 mg/Nm³ (Brennstoff Raffineriemischgas).

4.3 Ermittlung von Minderungspotenzialen

Im BREF Raffinerien sind für eine Reihe von Einzelanlagen verschiedene Minderungsmaßnahmen zusammen mit BAT assoziierten Emissionswerten angegeben, wobei zusätzlich zwischen verschiedenen Brennstoffen und Anlagengrößen unterschieden wird. Darüber hinaus mussten zahlreiche „split views“ berücksichtigt werden.

Da in einer Raffinerie eine Vielzahl von Kessel und Prozessöfen unterschiedlicher Größe, Fackeln, Mischanlagen, etc. betrieben werden, ist im Rahmen dieser Arbeit eine vollständige Berücksichtigung aller BAT Bandbreiten für sämtliche Anlagen nicht möglich. Um das mögliche gesamte Minderungspotenzial im Bereich der Raffinerie zu ermitteln, wurden daher Szenarien definiert, welche Ausschnitte aus den BAT Bereichen darstellen. Die Begründung für die jeweiligen Werte wird zusammen mit den Szenarien angegeben.

Für das Energiesystem, welches bei der Raffinerie Schwechat über 70% der NO_x Emissionen verursacht, sind im BREF folgende BAT-Bereiche für flüssige Brennstoffe angegeben, welche mit einer Kombination von Primär- und Sekundärmaßnahmen erreicht werden können:

- 55-300 mg/Nm³: Der untere Wert wurde für große Anlagen mit SCR und der obere Werte für kleine Anlagen mit Primärmaßnahmen als erreichbar angegeben. Über diesen Werte wurde innerhalb der TWG ein Konsens erzielt.
- 200-400 mg/Nm³: Dieser Wert stellt eine „split view“²¹ dar und wurde mit dem erhöhten Stickstoffgehalt des Brennstoffes begründet.
- 100-200 mg/Nm³, wobei für Anlagen < 50 MW_{th} Emissionen von 200 mg/Nm³ und für Anlagen > 50 MW Emissionen von 100 mg/Nm³ erreichbar sind. Diese Werte wurden vom österreichischen nationalen Arbeitskreis eingebracht und stellen ebenfalls eine „split view“ dar. Die Werte wurden mit der Verhältnismäßigkeit des Einsatzes des SCR Verfahrens bei Großanlagen und mit Referenzanlagen begründet.

Um mögliche Auswirkungen des BAT Dokuments berücksichtigen zu können, wurde ein Szenario I unter der Berücksichtigung der spezifischen Anlagenkonfiguration der Raffinerie Schwechat erstellt (siehe Tabellen im ANHANG).

- **Szenario I:** Installation eines Katalysators nach dem HKW 2 und nach der FCCU: erreichte Emission: 100 mg/Nm³; Primärmaßnahmen bei den anderen (mit Raffineriemischgas betriebenen) Anlagen: erreichte Emission: 100 mg/Nm³.

Begründung: Mit SCR Anlagen können bei Rückstandverfeuerungen NO_x-Reduktionen bis 90 % bzw. bis 100 mg/Nm³ im Reingas erzielt werden [ECKER UND WINTER., 2000]. Als Referenzanlage wird auf das KW Simmering Block 3 hingewiesen. Dieses KW verfeuert schwere Heizöle aus der Raffinerie und erreicht Emissionen zwischen 85 und 95 mg/Nm³ als HMW. Bei anderen Anlagen der Raffinerie (Brennstoff Raffineriemischgas) werden teilweise jetzt schon mit Primärmaßnahmen NO_x Emissionen von 100 mg/Nm³ erreicht. (siehe auch Kapitel 4.2).

Das folgende Szenario II stellt das theoretisch maximal mögliche Minderungspotenzial dar. Die zugrunde gelegten Werte entsprechen den niedrigsten mit BAT assoziierten Emissionskonzentrationen, welche mit den beschriebenen Technologien laut BREF erreichbar sind. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass im Normalbetrieb diese Konzentrationen nicht immer einhaltbar sein werden.

²¹ "Split view" bedeutet, dass in der TWG des BAT-Prozesses keine Einigung erzielt werden konnte.

- **Szenario II:** Installation eines Katalysators nach den Heizkraftwerken und nach der FCCU: erreichte Emission: 60 mg/Nm³; Primärmaßnahmen bei den anderen Anlagen: erreichte Emission: 30 mg/Nm³; **Begründung:** siehe oben

Tabelle 12: Emissionen großer Einzelanlagen im Jahr 2001 (Jahresmittelwerte, 3% O₂, trocken; UMWELTBUNDESAMT, 2002)

Anlage/Kurzbezeichnung		Brennstoff [t/a]	BWL [MW _{th}]	Einheit	NO _x (GW) [mg/m ³]	Szenario I	Szenario II
Visbreaker, Iso- merisierung, Vakuumdestilla- tion, Kerosin-, Gasölentschwe- felung	RS 03 - 06	Raff. Gas	ca. 80	[mg/m ³]	100 - 250	100	30
				[t/a]	ca. 70	38	12
Platfomer 3, KEP, Naphtha- HD	RS 07	Erdgas Raff. Gas	83,7	[mg/m ³]	162 (300)	100	30
				[t/a]	92	55	16
Teilverdampfer Rohödest., Flashkolonnen	RS 08	Erdgas Raff. Gas	88,3	[mg/m ³]	168 (300)	100	30
				[t/a]	32	19	6
Rohödestillation	RS 10	Erdgas Raff. Gas	180	[mg/m ³]	73 (300)	100	30
				[t/a]	120	123	45
FCC-Anlage	RS 13	Katalysator- koks	82	[mg/m ³]	283 (300)	100	60
				[t/a]	127	70	42
Steamcracker	RS 11	Erdgas Raff. Gas	298	[mg/m ³]	168 (200)	100	30
				[t/a]	355	203	61
Heizkraftwerk 1	RS 14	66.331 Raff. Gas 2.845 andere	596	[mg/m ³]	138 (100/150) ¹	100	60
				[t/a]	148	96	58
Heizkraftwerk 2	RS 15	39.914 Raff.Gas 291.832 Rück- stände 7.492 HS 1.400 Clausgas 40 H ₂	482	[mg/m ³]	491 (100/150) ¹ (700/900) ²	100	60
				[t/a]	2.290	454	273
OMV gesamt			ca. 1.890	[t/a]	3.234	1.058	513
Reduktion				[t/a]		2.176	2.721

KEP: katalytische Entparaffinierung; FCC: Fluid Catalytic Cracking; HD: Hydrotreater; k.A.: keine Angabe

¹⁾ für gasförmige Brennstoffe, der niedrigere Wert gilt für den 1995 in Betrieb genommenen Dampferzeuger 1

²⁾ für flüssige Brennstoffe, der niedrigere Wert gilt für den 1995 in Betrieb genommenen Dampferzeuger 1

Insgesamt entfallen auf das Heizkraftwerk 2 rund 70% der gesamten NO_x Emissionen der Raffinerie (2001: 2.290 t). Hier könnte durch den Einbau eines effizienten Katalysators bei einer Reingaskonzentration von 100 mg/Nm³ die emittierte Fracht um rund 1.840 t NO_x verringert werden. Werden auch alle anderen Anlagen in das Reduktionsprogramm einbezogen, so ergibt sich ein Minderungspotenzial von 2.176 t (Szenario I), bzw. 2.721 t (Szenario II).

Da für die Raffinerie kein Wachstum angenommen wurde (siehe Kapitel 2.2.3), wurden die Minderungspotenziale aus dem Jahr 2001 auf die angenommenen Emissionen 2010 hochgerechnet.

4.4 Kosten für den Einsatz von SCR- Technologien

Der wesentliche Einflussparameter auf die Investitionshöhe für eine SCR-Anlage ist das stündliche Rauchgasvolumen. Das erforderliche Katalysatorvolumen wird durch den gewünschten NO_x-Umsatz und den maximal zulässigen NH₃-Schlupf vorgegeben. Als Richtwert für die Katalysatorkosten werden in der Kostenabschätzung 15.000 €/m³ Katalysatorvolumen angenommen.

Hauptinflussfaktor auf die betriebsabhängigen Kosten der SCR-Verfahren ist die Standzeit des Katalysators, welche von den brennstoffspezifischen Rauchgascharakteristika und der Anordnung im Rauchgasweg beeinflusst wird. Der Bedarf an Reduktionsmittel ist eine Funktion der NO_x-Rohgaskonzentration. Energiekosten ergeben sich aus dem Druckverlust und einer eventuell nötigen Wiederaufheizung der Rauchgase vor dem Katalysator.

In der Raffinerie Schwechat werden mehrere Emittenten zusammengefasst, sodass aus anlagentechnischen Gründen nur eine Reingasschaltung in Frage kommt.

Bei den Investitionskosten wurde der gesamte Abgasweg mit Abgasleitungen, Katalysatorbox und Bypassleitung, sowie die gesamte NH₄OH-Anlage bestehend aus Abtankanlage, Lagerung, Dosierstation, Verdampfung und Einmischung berücksichtigt. Die Investitionskosten enthalten auch die Aufwendungen für Bau und EMSR (Elektronik-, Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik). Raffineriespezifische zusätzliche Kosten, welche z.B. durch erforderliche längere Leitungen, oder aus Gründen des Explosionsschutzes anfallen können, sind nicht berücksichtigt.

In der Tabelle 11 wurden sektorspezifische Kosten für eine SCR-Anlage für Rauchgasvolumina von 250.000 m³/h, 500.000 m³/h und 700.000 m³/h abgeschätzt. Für die Abschätzung der Kosten wurde von einer Rohgaskonzentration von 450-550 mg/Nm³ (erreicht durch Primärmaßnahmen) und einer angestrebten Reingaskonzentration von 100 mg/Nm³ ausgegangen.

Tabelle 13: Sektorspezifische Kosten einer SCR-Anlage in Abhängigkeit vom Rauchgasvolumen [Stubenvoll, 2002].

	Einheit	Rauchgasvolumen (Nm ³ /h)		
		250.000	500.000	700.000
Abzuscheidende NO _x -Konzentration	g/Nm ³	0,35-0,45	0,35-0,45	0,35-0,45
Betriebsstunden	h/a	8000	8000	8000
abgeschiedene Jahresfracht	t/a	700-900	1.400-1.800	1.960-2.520
Investitionskosten	Mio. €	6	10	12
Jährliche Rückzahlung der Investitionskosten ^{a)}	Mio. €/a	0,62	1,03	1,24
Betriebskosten (inkl. Kosten für elektrische Energie, Katalysator, Betriebsmittel, Wartung und Verschleiß,	Mio. €/a	0,90-0,94	1,78-1,87	2,47-2,59
Beurteilte jährliche Gesamtkosten	Mio. €/a	1,52-1,56	2,81-2,90	3,70-3,83
Beurteilte spezifische Gesamtkosten	€/t NO_x	1.734-2.166	1.608-2.005	1.519-1.889

^{a)} Basis: 15 Jahre, 6% Zinsen

Die jährlichen Gesamtkosten liegen auf Basis oben getroffener Annahmen je nach Rauchgasvolumen und abzuscheidender NO_x-Fracht zwischen 1,23 und 3,10 Mio. € pro Jahr, die spezifischen Gesamtkosten betragen in Abhängigkeit von der abgeschiedenen Fracht zwischen 1.232 und 1.764 €/t NO_x.

4.5 Literatur

OMV (2000): Dokumentations-CD: Das Herz der OMV.

PURGSTALLER A. (2002): Arbeitsgespräch am 7. Mai 2002.

ECKER, A.; WINTER, B (2000): Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC Richtlinie. Monographie M119 des Umweltbundesamts Wien.

Umweltbundesamt: Protokoll der Besprechung der TBU/UBA Kostenabschätzung der Studie des Umweltbundesamtes „Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie“ (09.08.1999, Raffinerie Schwechat).

Umweltbundesamt (2002): Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen 1990-2001. BE-215

Stellungnahmen zum Draft BAT Dokument Raffinerien.

BAT for Mineral Oil and Gas Refineries, (2001): Final Draft.

Diverse Gesprächsprotokolle, Emissionserklärungen, Fragebögen.

5 NO_x EMISSIONSMINDERUNGSPOTENZIALE BEI DER ZEMENTHERSTELLUNG

5.1 Stand der Technik

Für einen Überblick über Minderungsverfahren und erreichbare Emissionskonzentration wird auf Tabelle 15 verwiesen. In der Folge wird auf einzelne Minderungsverfahren näher eingegangen.

5.1.1 Primäre Maßnahmen

Im Zusammenhang mit der Einhaltung von Grenzwerten von 500 mg/m³ (Abfallverbrennungs-Sammelverordnung) sind vor allem die gestufte Feuerungstechnik bzw. Vorkalzinerung von Bedeutung. Gestufte Verbrennung wird üblicherweise in Anlagen mit Vorkalzinator eingesetzt. In Zyklon-Wärmetauscheranlagen ohne Vorkalzinator sind wesentliche (und teure) bauliche Änderungen für den Einsatz der gestuften Verbrennung erforderlich.

5.1.2 Sekundäre Maßnahmen

5.1.2.1 SNCR Verfahren

Das SNCR-Verfahren beruht darauf, dass in einem Temperaturfenster von 900-1050 °C eine selektive Umsetzung des NH₃ mit NO erfolgen kann, wobei in Anwesenheit von Sauerstoff NO in N₂ und H₂O umgewandelt wird. Bei schwankendem Ofenbetrieb, d. h. schwankendem O₂-Partialdruck oder Verschiebung des Temperaturfensters kann es zu einer Störung des NH₃-Zerfalls kommen mit der Folge eines höheren NH₃-Schlupfes. Der große Teil des Schlupfes wird nach verschiedenen Adsorptionsvorgängen im Bereich des Kühlturms, der Mahlanlage und der Filtereinrichtungen am Kamin in Form von gasförmigem Ammoniak bzw. Ammoniakverbindungen als Aerosole emittiert. In diesem Zusammenhang ist für eine Optimierung des SNCR-Verfahrens sowie einer Reduzierung des NH₃-Schlupfes eine kontinuierliche Überwachung der NH₃ Emissionen am Kamin notwendig.

SNCR ist eine gängige Technologie in der europäischen Zementindustrie, 18 Anlagen werden in EU und EFTA Staaten betrieben. Die meisten SNCR-Anlagen arbeiten mit 10-50% Reduktion und emittieren derzeit 500-800 mg NO_x/Nm³, in Abhängigkeit von der Rohgaskonzentration und den vorgeschriebenen Grenzwerten. In zwei schwedischen Anlagen werden Minderungsraten von 80-85% und Emissionen im Reingas von unter 200 mg/m³ erreicht.

5.1.2.2 SCR-Verfahren

Das Prinzip des SCR-Verfahrens beruht darauf, dass die Stickoxide in Anwesenheit von Reduktionsmitteln (z. B. Ammoniak) katalytisch in die natürlichen Luftbestandteile Stickstoff und Wasserdampf umgewandelt werden. Der selektive Abbau erfolgt durch Einsatz geeigneter Katalysatoren in einem Temperaturfenster von 250-450 °C mit der Wirkung, dass hohe Umsätze bei geringen Verweilzeiten realisiert werden können. SCR ist eine gängige Technologie zur Reduktion von NO_x Emissionen in vielen Industriezweigen. Derzeit sind vergleichsweise hohe Investitionskosten (gegenüber SNCR und gestufter Verbrennung für Anlagen mit Vorkalzinator) und die mit wenig Erfahrung in Großanlagen verbundenen Ris-

ken das größte Hindernis für den Einsatz der SCR-Technik in der Zementindustrie. Im BAT Dokument sind mit SCR erreichbare Emissionen von 100-200 mg/Nm³ als „split view“ angegeben.

Der Einbau eines SCR-Reaktors in ein Zementwerk kann grundsätzlich an zwei Stellen erfolgen: nach der Entstaubung und vor dem Kamin als „Low-Dust“-Schaltung oder nach dem letzten Zyklon ohne Entstaubung als sogenannte „High-Dust“-Schaltung. Die Vorteile der „Low-Dust“-Schaltung liegen in den höheren Katalysatorstandzeiten, der geringen Verstopfungsgefahr infolge des relativ sehr geringen Staubgehaltes sowie in geringem Abrieb und Aktivitätsverlust. Dem steht als Nachteil gegenüber, dass das abgekühlte Abgas nach dem Filter wieder auf die Reaktionstemperatur des Katalysators aufgeheizt werden muss, was zusätzlichen Energieaufwand verursacht. Die „High-Dust“-Schaltung ist voraussichtlich die wirtschaftlich günstigere Variante, da die Temperatur der Abgase nach den letzten Zyklonstufe in der Regel der Reaktionstemperatur des Katalysators entspricht. Ein zusätzliches Aufheizen ist nicht erforderlich.

Pilotversuche in Zementwerken in Österreich, Italien, Schweden und Deutschland verliefen erfolgversprechend. In Deutschland wird seit etwa drei Jahren die weltweit erste High Dust SCR Betriebsanlage bei der Solnhofer Zementwerke AG betrieben (gefördert durch das UBA Berlin). Die Erfahrungen nach rund 18.000 h kontinuierlichem Betrieb zeigen, dass es durch die SCR-Technologie zusätzlich zur NO_x Minderung, auch zum Abbau von Kohlenwasserstoffen (50-70%) und in einem geringen Umfang zum SO₂ Abbau kommt. Ammoniak aus dem Rohmaterial wird durch den NO_x Abbau ebenfalls umgesetzt.

5.2 Basisdaten für die Abschätzung von Minderungspotenzialen

Emissionswerte der Zementindustrie liegen für das Jahr 1999 auf aggregierter Ebene vor [HACKL & MAUSCHITZ, 2001]. Zur Abschätzung von Minderungspotenzialen müssen jedoch die derzeitigen Emissionskonzentrationen der Zementwerke in Abhängigkeit der Technologie bekannt sein bzw. abgeschätzt werden. Aus den jeweiligen Emissionswerten [mg/Nm³], der tatsächlichen Klinkerproduktion [t/a] und dem Volumenstrom [Nm³/t_{Klinker}] kann die NO_x Fracht für jedes Werk und daraus die Gesamtfracht berechnet werden. Voraussetzung für diese Vorgehensweise ist das Wissen über die tatsächliche Klinkerproduktion der einzelnen Werke.

Die tatsächliche Klinkerproduktion liegt jedoch nicht für einzelne Werke, sondern nur als Summenwert über alle Werke vor. Deshalb wird das relative Minderungspotential beim Einsatz einer bestimmten Minderungstechnologie aus der installierten Klinkerkapazität errechnet (diese ist für einzelne Werke verfügbar) und dann auf die tatsächliche Klinkerproduktion rückgerechnet.

- **spezifischer Abgasvolumenstrom:** Aus den in HACKL & MAUSCHITZ angegebenen Werten (Basisjahr 1999) für den Abgasvolumenstrom (6.096 Mio. m³/a), der tatsächlichen Klinkerproduktion und den Ofenbetriebsstunden (57.799 h/a) errechnet sich eine spezifische Abgasmenge von 2.136,4 Nm³/t_{Klinker}. (Zur Überprüfung der Größenordnung dieser Abgasmenge wurde aus den in STUBENVOLL (1998) getroffenen Annahmen ebenfalls ein Abgasvolumenstrom errechnet. Dieser beträgt 2.325 Nm³/h.) Zur Berechnung des Minderungspotentials wurde der aus HACKL & MAUSCHITZ berechnete Wert (2.136,4 Nm³/t_{Klinker}) herangezogen.
- **Emissionswerte:** Da Emissionswerte von Einzelanlagen nicht bekannt sind, werden sie ausgehend von der Ofentechnologie und bekannten Werten wie folgt abgeschätzt:
 - Zementwerk Gmunden: 350 mg/Nm³

- Werke mit Lepolofen: 800 mg/Nm³
- Alle anderen Werke: 650 mg/Nm³
- **Installierte Klinkerkapazität:** wurde werkspezifisch aus HACKL & MAUSCHITZ entnommen. Die gesamte installierte Kapazität beträgt 4,03 Mio. t_{Klinker}/a.

Plausibilitätsprüfung für die oben angenommenen Emissionswerte: Die aus Emissionswerten, dem spezifischen Abgasvolumenstrom sowie der installierten Klinkerkapazität berechneten Gesamtemissionen von 5.516 t NO_x/a stimmen gut mit den Gesamtemissionen (5.594 t NO_x /a) überein, welche aus der gesamten installierten Klinkerkapazität und dem Emissionsfaktor (aus HACKL & MAUSCHITZ) berechnet wurden. (Es handelt sich hierbei um theoretische Gesamtemissionen, nicht tatsächliche.)

5.3 Abschätzung der Emissionen nach Minderungspotenzialen

Für die Emissionen 1999 und 2000 und für 2010 für das Szenario „Business as usual“ wird auf Kapitel 2.3.2.1 verwiesen.

Für die Abschätzung der Minderungspotenziale, welche sich aus den unterschiedlichen Reduktionsszenarien (entsprechende Minderungstechnologien und erreichbaren Emissionskonzentrationen siehe Kapitel 5.1) ergeben, wurden zunächst Minderungspotenziale auf Basis der gesamten installierten Kapazität berechnet (siehe Kapitel 5.3.1 bis 5.3.3). Mit den errechneten Prozentsätzen kann auf Basis der Emissionen 2010 im Szenario BAU das jeweilige Minderungspotential errechnet werden (siehe Tabelle 14).

Tabelle 14: Minderungspotentiale in der Zementindustrie.

Szenario	Annahme	Maßnahme	Minderungspotential		Emission [t NO _x /a]
			[%] ^{a)}	[t NO _x /a]	
1999 ^{a)}	-	-	-	-	3.957
2000 ^{a)}					4.033
BAU 2010	-	-	-	-	4.202
BAU inkl. gesetzlichen Maßnahmen	Reduktion auf 500 mg/Nm ³	Verfahrenstechn. Maßn.; SNCR	26	1.089	3.113
BAU inkl. BAT	Reduktion auf 500 mg/Nm ³	Verfahrenstechn. Maßn., SNCR	26	1.089	3.113
	Reduktion auf 200 mg/Nm ³	Verfahrenstechn. Maßn., hocheffiziente SNCR	69	2.889	1.313
technisches Potenzial	Reduktion auf 200-100 mg/Nm ³	SCR	69-84	2.889-3.545	1.313-657

^{a)} siehe Kapitel 2.3.2.1

^{b)} Berechnung siehe Kapitel 5.3.1 bis 5.3.3

5.3.1 Gesetzliche Maßnahmen

Da die meisten Zementwerke inzwischen neben Regelbrennstoffen auch Sekundärbrennstoffe einsetzen, müssen für eine Abschätzung im Jahr 2010 die Anforderung der Abfallverbrennungs-Sammelverordnung berücksichtigt werden. Nach deren Inkrafttreten müssen Neuanlagen sofort und ab dem 31.10.2007 auch bestehende Anlagen einen Emissionsgrenzwert von 500 mg/Nm³ einhalten. Zur Berechnung des Minderungspotenzials wurde daher für alle Zementwerke (mit Ausnahme eines Werkes, für welches jetzt schon eine Emissionswert von 350 mg/Nm³ abgeschätzt wurde) ein Emissionswert von 500 mg/Nm³ als Emission angenommen. Für die gesamte installierte Klinkerkapazität ergibt sich eine NO_x Fracht von 4.145 t NO_x/a. Bezogen auf die NO_x Fracht ohne Minderung (5.516 t NO_x/a) entspricht dies einer Reduktion von 26%.

5.3.2 BREF „Zement und Kalk“

Im BREF Zement und Kalk sind die erreichbaren NO_x Emissionen mit 200-500 mg/Nm³, wobei über diesen Wert breiter Konsens erzielt wurde. Daneben existieren im BAT Dokument noch „split views“, wobei einerseits Emissionen von 500-800 mg/Nm³ angegeben wurden²²⁾ und andererseits angeführt wurde, dass mit dem Einsatz von SCR Emissionen zwischen 100 und 200 mg/Nm³ erreichbar sind. Für die Abschätzung des Reduktionspotenzials auf Basis des BREFs wurden Emissionen von 200-500 mg/Nm³ herangezogen.

- **Reduktion auf 500 mg/Nm³:** (siehe Kap. 5.3.1); Emissionen von 500 mg/Nm³ können durch verfahrenstechnische Maßnahmen und/oder SNCR erreicht werden (siehe Kapitel 5.1).
- **Reduktion auf 200 mg/Nm³:** Für die installierte Klinkerkapazität ergibt sich unter Berücksichtigung aller Zementwerke eine NO_x Fracht von 1.724 t NO_x/a. Bezogen auf die NO_x Fracht ohne Minderung (5.516 t NO_x/a) entspricht dies einer Reduktion von 69%. Dem im BREF als erreichbar angegebene Wert von 200 mg/Nm³ wurden hocheffiziente SNCR-Verfahren zugrunde gelegt (siehe Kapitel 5.1).

5.3.3 Technisches Potenzial

- **Reduktion auf 100-200 mg/Nm³:** Im BREF sind als „split view“ mit SCR erreichbare Emissionen von 100-200 mg/Nm³ angegeben. Diese Emissionskonzentrationen wurden der Berechnung des maximal möglichen technischen Potenzials zugrunde gelegt. Ob dieses Potenzial bis 2010 vollständig ausgeschöpft werden kann, ist jedoch derzeit nicht absehbar. Bezogen auf die gesamte installierte Klinkerkapazität ergibt sich eine NO_x Fracht von 862-1.724 t NO_x/a. Mit der NO_x Fracht ohne Minderung (5.516 t NO_x/a) errechnet sich eine Reduktion von 69-84 %.

²²⁾ Diese „split view“ wurde bei der Abschätzung von Minderungspotenzialen nicht berücksichtigt, da sich gegenüber dem Potenzial aus gesetzlichen Maßnahmen kein unmittelbares Potenzial ableitbar ist.

5.4 Überblick über Technologien und deren Kosten

Tabelle 15 gibt einen Überblick über Techniken und Kosten NO_x Minderungsverfahren aus dem BREF Zement und Kalk.

Tabelle 15: Überblick über Techniken zur NO_x Minderung.

Technik	Anwendbarkeit	Minderungsgrad [%]	Emission		Kosten ³ [Mio €]	
			[mg/m ³] ¹	[kg/t] ²	Invest	Betrieb
Flammenkühlung	alle	0-50%	400-	0,8-	0,0-0,2	0,0-0,5
Low-NO _x -Brenner	alle	0-30%	400-	0,8-	0,15-0,8	0
Gestufte Verbrennung	Wärmetauscher	10-50%	<500-1000	<1,0-2,0	1-4	0
	Vorkalzinator				0,1-2	0
Mid-Kiln Feuerung	Langes DR	20-40%	k.A.	k.A.	0,8-1,7	k.A.
Mineralisierter Klinker	alle	10-15%	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
SNCR	WT und Vorkalzinator	10-85%	200-800	0,4-1,6	0,5-1,5	0,3-0,5
SCR – Daten von Pilotanlagen	mögl. alle	85-95%	100-200	0,2-0,4	ca. 2,5 ⁴	0,2-0,4 ⁴
					3,5-4,5 ⁵	k.A. ⁵

¹ normalerweise Tagesmittelwert, trockenes Abgas, Normbedingungen (273 K, 101,3 kPa), 10% O₂

² kg/t Klinker, Umrechnungsbasis 2.000 m³/t Klinker

³ Investitionskosten in Mio €(10⁶) und Betriebskosten in €/t Klinker; üblicherweise gerechnet für eine Ofenkapazität von 3.000 t/d und Rohgaskonzentrationen von bis zu 2.000 mg NO_x/m³

⁴ Kostenabschätzung von Ökopol für eine SCR Großanlage (Kapazität 1.000-5.000 t Klinker/d, Rohgaskonzentrationen zwischen 1.300 und 2.000 mg NO_x/m³), Betriebskosten ca. um 25% niedriger als bei SNCR

⁵ Kostenschätzung von Cembureau für eine SCR Großanlage

5.4.1 Kosten für SNCR-Technologie

Die Kosten für die Errichtung und den Betrieb einer SNCR-Anlage lassen sich anhand vergleichbarer Anlagen für Industrie- und Abfallverbrennungsanlagen abschätzen. Eine Anlage nach dem SNCR-Verfahren besteht aus der Lager- und Dosierstation für das Reaktionsmittel, den Vorrichtungen zur Reaktionsmitteleindüsung und dem im Abgasstrom im Temperaturbereich von 800 – 1000 °C integrierten Reaktor.

Investitionskosten: Die Investitionskosten für den nachträglichen Einbau einer SNCR-Anlage wurden für eine Anlage mit einem Nenndurchsatz von ca. 100.000 Nm³/h, was einer Klinkerproduktion von ca. 300.000 t/a entspricht, mit etwa 0,87 Mio € abgeschätzt [STUBENVOLL 1998]. Für die aktuelle Kostenabschätzung wurden auf diesen Wert 40% für Bau und Elektronik-, Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik aufgeschlagen. Als Basis für die jährliche Rückzahlung wurde ein Abschreibungszeitraum von 15 Jahren und ein Zinssatz von 6% angenommen,

Betriebskosten: Bei den Betriebskosten ist der Verbrauch von Ammoniak der weitaus bedeutendste Faktor. Für Wartung und Verschleiß werden 2% der Investitionskosten angenommen. Die Tätigkeiten des Personals beschränken sich auf die Überwachung bei der Anlieferung von Ammoniak in wässriger Lösung und routinemäßige Kontrollen während des Betriebes. Üblicherweise wird für eine SNCR Anlage kein zusätzliches Personal eingestellt, es fällt jedoch grundsätzlich zusätzlicher Personalaufwand an. Die Betriebskosten sind annähernd direkt proportional zur Minderung der Emissionsfracht.

Tabelle 16: Sektorspezifische Kosten einer SNCR-Anlage in Abhängigkeit vom Rauchgasvolumen bei einer angenommenen NO_x Emissionsminderung 650 - 800 mg/Nm³ auf eine Reingaskonzentration auf 500 mg/Nm³ [STUBENVOLL, 2002].

	Einheit	Rauchgasvolumen (Nm ³ /h)		
		65.000	100.000	150.000
Abzuscheidende NO _x -Konzentration	g/Nm ³	0,15-0,3	0,15-0,3	0,15-0,3
Betriebsstunden	h/a	6.000 ^{*)}	6.000 ^{*)}	6.000 ^{*)}
abgeschiedene Jahresfracht	t/a	59-117	90-180	135-270
Investitionskosten	Mio. €	0,90	1,22	1,62
Jährliche Rückzahlung	Mio. €/a	0,093	0,126	0,167
Betriebskosten (inkl. Kosten für elektrische Energie, Betriebsmittel, Wartung und Verschleiß)	Mio. €/a	0,045-0,071	0,066-0,106	0,095-0,155
Beurteilte jährliche Gesamtkosten	Mio. €/a	0,138-0,164	0,191-0,232	0,262-0,322
Beurteilte spezifische Gesamtkosten	€/t NO_x	1.403-2.363	1.288-2.132	1.193-1.942

^{*)} Anmerkung: Auf Basis der verfügbaren Informationen wurde eine jährliche Betriebsdauer von 6.000 h angenommen.

5.4.2 Kosten für SCR Anlage in Reingasschaltung

Investitionskosten: Bei den Investitionskosten wurde der gesamte Abgasweg mit Abgasleitungen, Katalysatorbox und Bypassleitung, Wärmeverschiebesystem, sowie die gesamte NH₄OH-Anlage bestehend aus Abtankanlage, Lagerung, Dosierstation, Verdampfung und Einmischung berücksichtigt. Die Investitionskosten enthalten auch die Aufwendungen für Bau und EMSR (Elektronik-, Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik). Spezifische zusätzliche Kosten, welche z.B. durch erforderliche längere Leitungen anfallen können, sind nicht berücksichtigt. Als Basis für die jährliche Rückzahlung wurde ein Abschreibungszeitraum von 15 Jahren angenommen, wodurch mit einem Zinssatz von 6% gerechnet werden kann. Die Investitionskosten für die Installation einer SCR in Reingasschaltung wurden generell sehr hoch angesetzt (vergleichbare Anlagen bei Abfallverbrennungsanlagen sind nur halb so teuer), da bisher nur Versuchsanlagen in Betrieb sind. Falls Zementanlagen weitgehend mit SCR-Anlagen ausgerüstet werden, kann daher mit einer deutlichen Kostenreduktion gerechnet werden.

Betriebskosten: Die wichtigsten Positionen für die Betriebskosten sind neben dem stöchiometrischen Bedarf an NH₄OH der elektrische Energiebedarf, der Energiebedarf für die Wiederaufheizung und die Nachrüstung mit Katalysatoren. Der Druckverlust über optimierte Anlagen beträgt weniger als 25 mbar und ist der Haupteinfluss für den Bedarf an elektrischer Energie. Bei Abfallverbrennungsanlagen mit gleicher Schaltung wurde nach einer Betriebszeit von 8 Jahren kein Aktivitätsverlust der Katalysatoren festgestellt. Die Standzeit der Katalysatoren in Reingasschaltung kann daher mit mindestens 10 Jahren angenommen werden. Für Wartung und Verschleiß werden 2% der Investitionskosten angenommen. Aufgrund der extrem unterschiedlichen Eigenschaften des Staubes aus z.B. braunkohlebefeuerten Kraftwerken im Vergleich zu Zementfabriken ist eine gesicherte Aussage bezüglich Katalysatorstandzeit derzeit nicht möglich.

Unter diesen Annahmen sind in der folgenden Tabelle die Invest- und Betriebskosten inklusive Personalkosten zusammengestellt. Die Tätigkeiten des Personals beschränken sich auf Überwachung bei Anlieferung von Ammoniak in wässriger Lösung und routinemäßige

Kontrollen während des Betriebes. Üblicherweise wird für eine SCR-Anlage kein zusätzliches Personal eingestellt, es fällt jedoch grundsätzlich zusätzlicher Personalaufwand an. Jedenfalls ist mit weniger Aktivitäten als bei SNCR-Anlagen zu rechnen, da sich die Eindüsenstellen in einem staubarmen und temperaturmäßig einfacher zu beherrschenden Bereich befinden. Auch die Anordnung einer reingasseitigen SCR-Anlage darf den Ofenbetrieb im Störfall keinesfalls beeinträchtigen, was durch Anordnung eines Gasbypasses ermöglicht wird.

Für eine Minderung auf 100 mg NO_x/Nm³ würde die Kostensteigerung in der gegenständlichen Abschätzung im Bereich der Unschärfe liegen und somit nur unwesentlich höhere Kosten verursachen.

Tabelle 17: Kosten einer SCR-Anlage in Abhängigkeit vom Rauchgasvolumen (Reingas) [STUBENVOLL, 2002].

	Einheit	Rauchgasvolumen (Nm ³ /h)		
		65.000	100.000	150.000
Abzuscheidende NO _x -Konzentration	g/Nm ³	0,45-0,6	0,45-0,6	0,45-0,6
Betriebsstunden	h/a	6.000 ^{a)}	6.000 ^{a)}	6.000 ^{a)}
abgeschiedene Jahresfracht	t/a	176-234	270-360	405-540
Investitionskosten	Mio. €	2,96	4,00	5,31
Jährliche Rückzahlung ^{b)}	Mio. €/a	0,30	0,41	0,55
Betriebskosten (inkl. Kosten für elektrische Energie, Katalysator, Betriebsmittel, Wartung und Verschleiß,	Mio. €/a	0,21-0,23	0,32-0,34	0,41-0,49
Beurteilte jährliche Gesamtkosten	Mio. €/a	0,518-0,531	0,729-0,749	0,957-1,039
Beurteilte spezifische Gesamtkosten	€/t NO_x	2.270-2.953	2.081-2.701	1.925-2.363

^{a)} Anmerkung: Auf Basis der verfügbaren Informationen wurde eine jährliche Betriebsdauer von 6.000 h angenommen.

^{b)} Basis für die Berechnung: Zinssatz: 6 %, Zeitraum: 15 Jahre

5.4.3 Kosten für SCR in Rohgasschaltung

Wird ein Katalysator in Rohgasschaltung eingesetzt, so ergeben sich im Vergleich zur Reingasschaltung geringere Investitionskosten, da keine Wiederaufheizung benötigt wird. Als Eckdaten für eine Kostenabschätzung anhand der bestehenden Großanlage in Solnhofen wurde vom UBA Berlin für ein Abgasvolumen von 100.000 Nm³/h Investitionskosten von 2,5 Mio. € angegeben. Die Betriebskosten sinken durch den Entfall des Energiebedarfs für die Wiederaufheizung, durch geringere Wartungskosten und durch den im Vergleich zur Reingasschaltung geringeren Druckverlust. Allerdings entstehen Mehrkosten aufgrund des zur Katalysatorreinigung notwendigen Druckluftgebläses.

Für die Anlage in Solnhofen würden sich (auf Basis der für die SCR Anlage in Reingasschaltung getroffenen Annahmen, siehe 5.4.2) die Betriebskosten durch den geringeren Druckverlust, durch den Entfall der Wiederaufheizung gegenüber einer Reingasschaltung und durch geringere Wartungskosten um rund 110.000 €/a reduzieren. Die jährliche Rückzahlung fällt aufgrund der geringeren Investitionskosten um 150.000 €/a niedriger aus. Dagegen bewirkt der erhöhte Katalysatorverschleiß eine Erhöhung der Betriebskosten um rund 70.000 €/a (Die Standzeit wird vom UBA Berlin auf Basis von Betriebserfahrungen bei Zementwerk Solnhofen mit 3-4 Jahre abgeschätzt). Die Mehrkosten aufgrund des Druck-

luftgebläses können mangels Daten nicht abgeschätzt werden. Insgesamt wäre damit die Rohgasschaltung (ohne Berücksichtigung des Druckluftgebläses) um rund 190.000 €/a billiger als eine vergleichbare Reingasschaltung.

5.5 Literatur

BAT Reference Document on BAT for Cement and Lime Manufacturing Industries; 3/2000.

HACKL, A; MAUSCHITZ, G. (2001): Emissionen aus Anlagen der österreichischen Zementindustrie III. Zement + Beton Handels- und Werbeges.m.b.H. Wien (2001).

Haug, N.; Sauter, G.; Samant, G (2002): Einsatz der High-Dust-Technologie in der Zementindustrie. VDI Seminar „BAT- und preisorientierte Dioxin-/Rauchgasreinigungstechniken 2002, 19-20.09.2002, München.

STUBENVOLL, J. (1998): Fachgrundlagen zur Erarbeitung eines BAT Dokuments über Zementherstellung. Interner Bericht IB-580 des Umweltbundesamt Wien.

STUBENVOLL, J. (2002): Aktualisierung der Kostenberechnungen für sekundäre Entstickungsmaßnahmen, interne Information.

UBA (2001): Evaluierung der EU BAT Dokumente: Zement- und Kalkherstellung, Papier- und Zellstoffherstellung, Eisen und Stahlherstellung. Bericht BE-180, Umweltbundesamt Wien.

6 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

6.1 Abkürzungen

AG	Aktiengesellschaft
AHK	Abhitzekeessel
BAT	Best Available Technology (Beste Verfügbare Technologie)
BAU	Business as usual
BGBI	Bundesgesetzblatt
BK	Braunkohle
BMLFUW	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasser
BMUJF	Bundesministerium für Umwelt Jugend und Familie
BREF	BAT Referenz Dokument
BS	Brennstoff
BWL	Brennstoffwärmeleistung
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
DKA	Dampfkesselanlage
DKDB	Dampfkesselatenbank
DZK	Dreizugkessel
EF	Emissionsfaktor
EFTA	European Free Trade Association
EG	Erdgas
EIPPCB	European Bureau for Integrated Pollution Prevention and Control
EMSR	Elektronik-, Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik
EU	Europäische Union
EVN	Energieversorgung Niederösterreich
EVU	Energie(Elektrizitäts)versorgungsunternehmen
FCCU	fluid catalytic cracking unit
FHKW	Fernheizkraftwerk
FID	Flammenionisationsdetektor
FTM	Feuerungstechnische Maßnahmen
FWVU	Fernwärmeversorgungsunternehmen
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GT	Gasturbine
GuD	Gas und Dampf
H ₂	Wasserstoffmolekül
H ₂ O	Wasser

H ₂ S	Schwefelwasserstoff
HEL	Heizöl Extra Leicht
HKW	Heizkraftwerk
HMW	Halbstundenmittelwert
HNO ₃	Salpetersäure
HS	Heizöl Schwer
IB	Interner Bericht
idgF	in der geltenden Fassung
IEA	International Energy Agency
IÖ	Institut für Industrielle Ökologie
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control
k.A.	keine Angabe
KW	Kraftwerk
DR	Drehrohr
LRG-K	Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen
LRV-K	Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen
N ₂	Stickstoffmolekül
N ₂ O	Lachgas (Distickstoffmonoxid)
NE	Nicht Eisen
NH ₃	Ammoniak
NH ₄ OH	Ammoniak in wässriger Lösung
NO	Stickstoffmonoxid
NO _x	Stickstoffoxide
O ₂	Sauerstoffmolekül
OLI	Österreichische Luftschadstoffinventur
OMV	Österreichische Mineralölverarbeitung
ÖSTAT	Statistik Austria
RS	Raffinerie Schwechat (laufende Nummer der Anlage)
SCR	Selective Catalytic Reduction
SK	Steinkohle
SNAP	Selected Nomenclature for sources of Air Pollution
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction
SO ₂	Schwefeldioxid
STW	Stadtwerke Klagenfurt
TBU	Technisches Büro für Umwelttechnik
TÜV	Technischer Überprüfungsverein
TWG	Technical Workgroup
UBA	Umweltbundesamt

UVE	Umweltverträglichkeitserklärung
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VOC	Flüchtige Organische Kohlenwasserstoffe (Volatile Organic Carbons)
WIFO	Wirtschaftsforschungsinstitut Österreich
WT	Wärmetauscher

6.2 Einheiten

a	Jahr
°C	Grad Celsius
d	Gramm
g	Tag
h	Stunde
J	Joule
k	Kilo (10^3)
M	Mega (10^6)
m	Mili (10^{-3})
m	Meter
Mio	Million
Nm ³	Normkubikmeter
ppm	parts per million
t	Tonne
T	Tera (10^{12})
W	Watt
W _{el}	Watt aus elektrischer Leistung
W _{th}	Watt aus thermischer Leistung

ANHANG Tabelle 1: Abschätzung der Emissionen aus den Bereichen Energie (SNAP 01) und Industrie (SNAP 03 und 04)

Energie (SNAP 01)	Emissionen		Berechnungen				Bemerkungen	
	1999	2000	2010 (BAU/ Kyoto)	2010 inkl. BAT		2010 inkl techn. Potenzial		
				A a)	B b)	A a)		B b)
kalorische Kraftwerke und Heizwerke (EVU und FWVU)	8.222	7.573						
Szenario BAU			8.069	k.A.	k.A.	-890	-1.912	
Szenario Kyoto			8.184	k.A.	k.A.	-483	-1.421	
Raffinerie (Szenario BAU) ¹⁾	3.247	3.070	3.471	-1.840 ⁶⁾	-2.335 ⁷⁾	-2.920	-1.421 ⁷⁾	
Abfallverbrennung (Anlagenspezifische Abschätzung) ¹⁾	294 ³⁾	294 ³⁾	623	k.A. ⁵⁾	k.A. ⁵⁾	k.A. ⁵⁾	k.A. ⁵⁾	
Summe	11.763	10.937						
Szenario BAU			12.163					
Szenario Kyoto (nur bei EVU und FWVU berücksichtigt)			12.278					
Differenz zur OLI	+ 532	+ 1.932						
Annahme: nicht berücksichtigte Emissionen entwickeln sich analog zu den berücksichtigten Emissionen			+ 2.149					
			+ 2.169					
NOx Emissionen für 2000 SNAP 01 aus OLI	12.295	12.869						
Hochrechnung für 2010 für SNAP 01 (BAU)			14.312					
Hochrechnung für 2010 für SNAP 01 (Kyoto - nur EVU und FWVU berücksichtigt)			14.448					

^{a)} Wirtschaftliche Gesichtspunkte wurden berücksichtigt.
^{b)} Ohne Berücksichtigung wirtschaftlicher Gesichtspunkte.
¹⁾ Für Raffinerie und Abfallverbrennung wurden für die Szenarien BAU und Kyoto die gleichen Emissionen angenommen, da aus den WIFO Energieszenarien keine entsprechenden Angaben verfügbar sind.
²⁾ Auswirkungen durch AWG Genehmigungen möglich, jedoch Berücksichtigung hier nicht möglich, da Daten nicht verfügbar.
³⁾ Die Zuordnung der Abfallverbrennung zu SNAP 01 erfolgte entsprechend der Zuordnung in der OLI.
⁴⁾ BREF Großfeuerungsanlagen liegt derzeit nur im Entwurf vor.
⁵⁾ nicht im Projekt enthalten
⁶⁾ HKW2 mit Emissionswert von 100 mg/Nm3
⁷⁾ siehe BE-233 S. 43; Minderungspotentiale wurden auf den Wert 2010 hochgerechnet.

Industrie (SNAP 03 und 04)	Emissionen		Berechnungen				Bemerkungen		
	1999	2000	BAU 2010 ¹⁾	BAU 2010 inkl. gesetzl. Maßn.	BAU 2010 inkl. BAT			BAU 2010 inkl techn. Potenzial	
					A	B		A	B
betrachtete Schlüsselindustrien	13.154	13.409	16.560						
davon Zellstoff und Papier ²⁾	4.979	4.987	7.405		k.A. ³⁾	k.A. ³⁾	k.A. ³⁾		
voestalpine Stahl Linz und voestalpine Stahl Donawitz	4.218	4.389	4.953		k.A. ³⁾	k.A. ³⁾	k.A. ³⁾		
Zement	3.957	4.033	4.202	-1.089	-1.089	-2.889	-2.889		
Grobabschätzung sonstige Industrien	12.701	12.836	13.040		k.A. ³⁾	k.A. ³⁾	k.A. ³⁾		
Summe SNAP 03 und 04	25.855	26.245	29.600 ⁴⁾						
Differenz zur OLI 1999 bzw. 2000	+ 2.836	+ 2.604							
Annahme: nicht berücksichtigte Emissionen entwickeln sich analog zu den berücksichtigten Emissionen			+ 2.937 ⁴⁾						
OLI SNAP 03 und 04	28.691	28.849							
Hochrechnung für 2010 SNAP 03 und 04			32.538 ⁴⁾						

¹⁾ Für Schlüsselindustrien wurden für die Szenarien BAU und Kyoto die gleichen Emissionen angenommen. In den Energieszenarien wird dazu angeführt, dass es im Bereich Industrie bei gleichbleibendem energetischen Endverbrauch zu einer Verschiebung von fossiler Energie zu Biomasse kommt (Seite 121).
²⁾ Verschiebungen durch AWG Genehmigungen möglich; Summe wird konstant angenommen, da Übergangsfristen über 2010 hinausgehen
³⁾ nicht im Projekt enthalten
⁴⁾ gerundete Zahlen