

BE-176

BERICHTE

**EMISSIONEN ÖSTERREICHISCHER
GROSSFEUERUNGSANLAGEN 1990-1999**

Emissionen österreichischer Grossfeuerungsanlagen
1990-1999
im Rahmen der EU-Richtlinie 89/609/EWG

BE-176

Wien, Februar 2001

Autoren:

Manfred RITTER,
Bernd GUGELE,
Gertraud MOSER

Datenbank:

Michael GAGER

Impressum:

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

© Umweltbundesamt, Wien, 2001
Alle Rechte vorbehalten (all rights reserved)
ISBN 3-85457-556-4

INHALTSVERZEICHNIS

1	ZUSAMMENFASSUNG / SUMMARY	4
2	EINLEITUNG	9
3	GROSSFEUERUNGSANLAGEN IN ÖSTERREICH	11
4	EMISSIONEN ÖSTERREICHISCHER GROSSFEUERUNGSANLAGEN	15
4.1	Gesamtemissionen der Großfeuerungsanlagen über 50 MW _{th}	15
4.1.1	Schwefeldioxid (SO ₂)	15
4.1.2	Stickoxide (NO _x)	16
4.1.3	Kohlenmonoxid (CO)	18
4.1.4	Staub	19
4.2	Einzelemissionen der Großfeuerungsanlagen	20
4.2.1	Großfeuerungsanlagen über 300 MW der Kraftwerke und Industrie	20
4.2.2	Großfeuerungsanlagen der Raffinerie	22
5	BRENNSTOFFVERBRAUCH DER GROSSFEUERUNGSANLAGEN	23
5.1	Bruttoinlandsverbrauch	23
5.2	Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen	24
5.2.1	Kohle	26
5.2.2	Heizöl	27
5.2.3	Erdgas	28
5.2.4	Sonderbrennstoffe	29
6	SPEZIFISCHE EMISSIONEN	31
6.1	Schwefeldioxid (SO ₂)	31
6.2	Stickoxide (NO _x)	32
6.3	Kohlenmonoxid (CO)	32
6.4	Staub	33
7	ANHANG: DATENLAGE	34
8	LITERATUR	36

1 ZUSAMMENFASSUNG / SUMMARY

Der vorliegende Bericht präsentiert die Ergebnisse der jährlichen Inventur des Umweltbundesamtes für Dampfkesselanlagen in Österreich für die Jahre 1990 bis 1999. Ziel dieser Inventur ist es unter anderem, den Verpflichtungen der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (88/609/EWR) bezüglich der Berichterstattung von Emissionsdaten nachkommen zu können. Zum anderen stellt dieser Bericht auch Brennstoffverbräuche und spezifische Emissionen der Großfeuerungsanlagen dar und ergänzt damit den ersten Bericht zum Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen (LRG-K) des Umweltbundesamtes (RITTER & KÖNIG, 1997).

Großfeuerungsanlagen in Österreich

Als Großfeuerungsanlagen werden in diesem Bericht Dampfkesselanlagen mit einer thermischen Brennstoffwärmeleistung von mehr als 50 MW_{th} bezeichnet. In Österreich existieren 73 Großfeuerungsanlagen, davon 16 Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung von über 300 MW_{th}. Etwa die Hälfte der Großfeuerungsanlagen sind kalorische Kraftwerke zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung; sie decken rund drei Viertel der installierten Brennstoffwärmeleistung der Großfeuerungsanlagen ab. Die Industrie macht 16 % der installierten Brennstoffwärmeleistung der Großfeuerungsanlagen aus, die Raffinerie 10 %.

Die nach Brennstoffwärmeleistung größten Dampfkesselanlagen in Österreich sind die Kraftwerke Dürnrohr und Theiß mit über 1.000 MW. Der größte Emittent von SO₂ und NO_x ist allerdings die Großfeuerungsanlage RS15 der Raffinerie Schwechat, die 1999 für 35,7 % der SO₂- und 18,8 % der NO_x-Emissionen aller Großfeuerungsanlagen in Österreich verantwortlich war. Die folgende Aufstellung zeigt jene Großfeuerungsanlagen, die 1999 mehr als 500 Tonnen SO₂ bzw. NO_x emittierten, sowie deren Anteil an den Gesamtemissionen:

SO ₂	Tonnen	Anteil	NO _x	Tonnen	Anteil
OMV-Schwechat RS15	3111	35,7 %	OMV-Schwechat RS15	2193	18,8 %
Kraftwerk Voitsberg	728	8,3 %	Kraftwerk Dürnrohr	549	4,7 %
Kraftwerk Theiß	702	8,0 %	Kraftwerk Voitsberg	543	4,6 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Emissionen der Großfeuerungsanlagen

Aufgrund der österreichischen Gesetzeslage liegen Daten für Dampfkesselanlagen nicht für das Kalenderjahr vor, sondern für die sogenannte Heizperiode (1. Oktober bis 30. September des Folgejahres). Im folgenden wird daher bei allen Emissionsangaben auf die sogenannte Heizperiode Bezug genommen. Für Jahre, in denen keine Emissionserklärungen vorliegen, werden die Daten des Vorjahres herangezogen. Durch verspätetes Einlangen von Emissionserklärungen können sich auch die Emissionen vorangegangener Jahre im Vergleich zum Vorgängerbericht (Ritter&Raberger, 1999) ändern.

Tabellen A und B zeigen, dass sowohl die SO₂- als auch die NO_x-Emissionen von Großfeuerungsanlagen in Österreich zwischen 1990 und 1999 deutlich zurückgegangen sind. Allerdings wurde der gesamte Rückgang in der ersten Hälfte der 90er Jahre erzielt (bis 1994 bzw. 1995). Seit dem Tiefstand Mitte der 90er Jahre sind die Emissionen wieder leicht gestiegen. Insgesamt waren die Großfeuerungsanlagen 1999 für rund 21 % der gesamten SO₂ und 7 % der NO_x-Emissionen in Österreich verantwortlich.

Schwefeldioxid: Die SO₂-Emissionen aus den Großfeuerungsanlagen haben sich seit 1990 halbiert, allerdings war die Entwicklung in den Sektoren recht unterschiedlich. Während im größten Sektor (den Kraftwerken) die SO₂-Emissionen um 69 % sanken, stiegen sie in der Raffinerie Schwechat um 26 %. Gründe für die Reduktion im Bereich der Kraftwerke sind der Umstieg auf schwefelärmere Brennstoffe (von Kohle bzw. Heizöl Schwer auf Erdgas) und die Installierung von Entschwefelungsanlagen. Im Bereich der Raffinerie wurden hingegen keine weiteren Maßnahmen zur Entschwefelung der Abgase getroffen. Außerdem wurden vermehrt schwefelhaltige Gase und Rückstände verfeuert, die bei der Produktion von schwefelarmen Brenn-

und Treibstoffen anfallen. Dadurch stiegen die spezifischen SO₂-Emissionen¹ der Raffinerie in den 90er Jahren um mehr als ein Drittel, während jene der Kraftwerke und der Industrie beträchtlich sanken.

Tabelle A: SO₂-Emissionen von Großfeuerungsanlagen in Tonnen

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Diff. 90/99
Kraftwerke	11.056	9.732	6.404	4.528	2.985	2.884	4.831	4.641	4.282	3.373	-69%
Raffinerie	2.786	1.974	2.652	3.364	3.092	3.013	3.068	3.591	3.524	3.502	26%
Industrie	3.774	4.269	4.014	3.181	2.185	2.088	1.727	1.508	2.029	1.847	-51%
Gesamt	17.616	15.974	13.070	11.073	8.262	7.984	9.625	9.739	9.835	8.723	-50%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Stickoxide: Die Reduktion der NO_x-Emissionen von 1990 bis 1999 (-30 %) ist nicht so ausgeprägt wie bei SO₂. Wiederum sind es hauptsächlich die Kraftwerke, die zur Gesamtreduktion beigetragen haben. Allerdings konnten auch die Emissionen in der Raffinerie Schwechat reduziert werden (-26 %), während jene der Industrie stiegen (+40 %). Auch hier machte sich der Brennstoffwechsel und Investitionen in Entstickungsanlagen im Bereich der Kraftwerke bemerkbar. Außerhalb der Kraftwerksbranche existieren allerdings kaum Entstickungsanlagen. Dies drückt sich unter anderem darin aus, dass die NO_x-Emissionen pro eingesetzter Brennstoffeinheit (spezifische Emissionen) in der Raffinerie Schwechat fast dreimal so hoch sind wie in den Kraftwerken.

Tabelle B: NO_x-Emissionen von Großfeuerungsanlagen in Tonnen

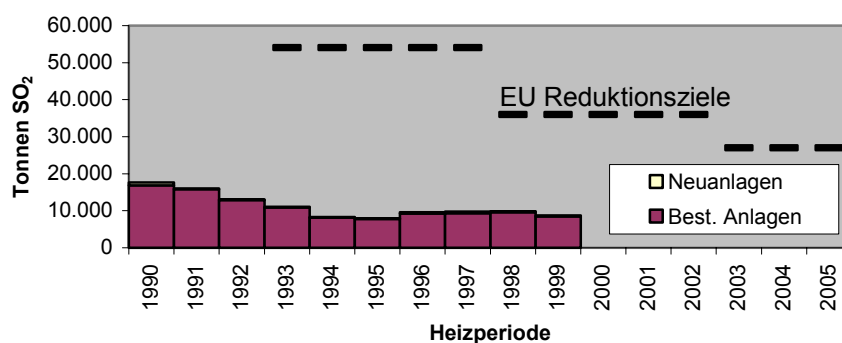
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Diff. 90/99
Kraftwerke	9.740	8.007	7.848	4.911	4.145	4.434	6.850	6.079	5.715	4.807	-51%
Raffinerie	4.326	4.384	4.138	3.665	3.374	3.343	3.221	3.511	3.184	3.197	-26%
Industrie	2.634	2.964	3.352	3.200	3.200	3.164	2.717	3.074	3.419	3.686	40%
Gesamt	16.700	15.356	15.338	11.776	10.718	10.941	12.788	12.665	12.318	11.690	-30%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

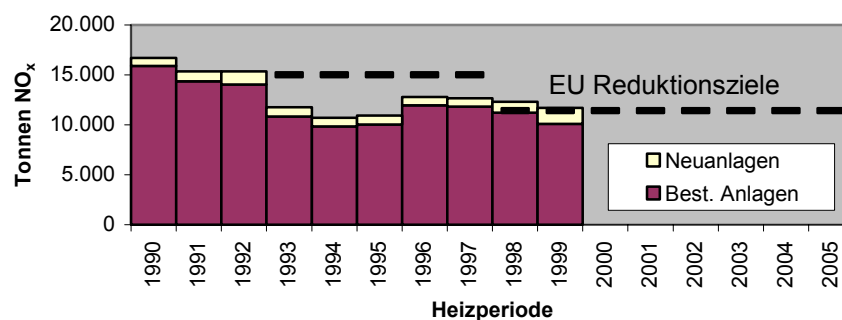
Im EWR-Abkommen verpflichtete sich Österreich zu einer schrittweisen Verringerung der jährlichen SO₂- und NO_x-Emissionen aus bestehenden Großfeuerungsanlagen (das sind Anlagen, die vor dem 1. Juli 1987 genehmigt wurden). Die Verpflichtung umfasst eine 70 %ige Verminderung der SO₂-Emissionen bis 2003 sowie eine Verringerung der NO_x-Emissionen um 40 % bis zum Jahr 1998. Das Basisjahr ist in beiden Fällen 1980, für das die Emissionen im EWR-Abkommen mit 90.000 Tonnen für SO₂ und 19.000 Tonnen für NO_x festgelegt wurden.

Abbildung A zeigt, dass Österreich die Verpflichtungen zur schrittweisen SO₂-Emissionsminderung bestehender Anlagen klar einhalten konnte. Nur sehr knapp hingegen wurde das NO_x-Reduktionsziel erreicht (siehe Abbildung B, Anmerkung: Das Reduktionsziel gilt nur für Altanlagen). Durch die jährliche Schwankungsbreite der Emissionen kann daher nicht mit Sicherheit angenommen werden, dass das NO_x-Ziel auch in den kommenden Jahren erreicht wird.

¹ Die spezifischen Emissionen sind die Emissionen pro eingesetzter Brennstoffeinheit (in Tonne pro Terajoule), siehe auch Kapitel 6.

Abbildung A: SO₂-Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen und EU Reduktionsziele

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Abbildung B: NO_x-Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen und EU Reduktionsziele

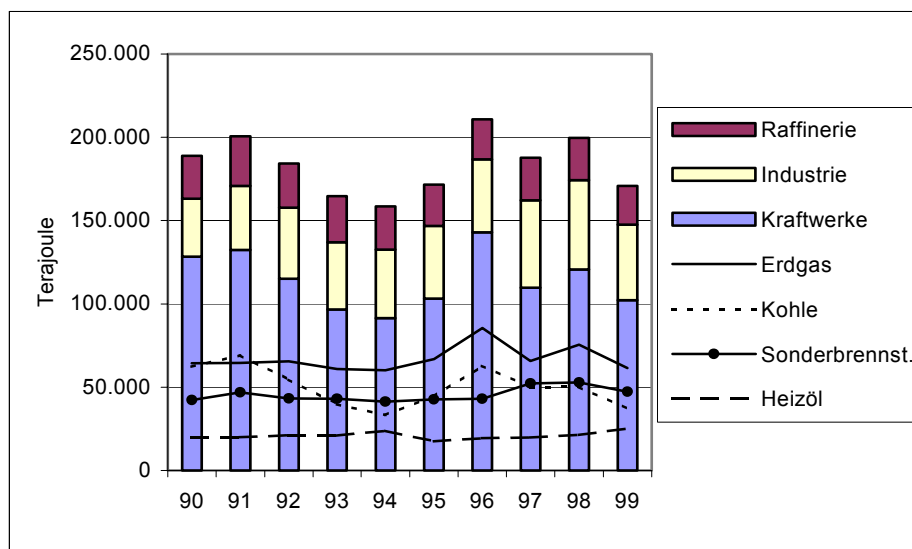
Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Brennstoffverbräuche der Großfeuerungsanlagen

Der Brennstoffverbrauch der großen Dampfkesselanlagen lag 1999 um 10 % unter dem Niveau von 1990, allerdings schwankte er in den 90er Jahren recht stark. Die höchsten Brennstoffverbräuche wurden 1991, 1996 und 1998 verzeichnet. Ein Grund für die hohen Werte 1991 und 1996 waren die niedrigen Temperaturen in diesen Jahren. Dadurch stieg zum einen die Stromproduktion in kalorischen Kraftwerken, um die Lücke zwischen Strombedarf und Stromproduktion aus Wasserkraft zu schließen. Zum anderen war aber auch der Brennstoffbedarf in den Fernheizwerken höher.

Der Brennstoffmix der Großfeuerungsanlagen richtet sich unter anderem nach den Energiepreisen und gesetzlichen Vorgaben. Beispielsweise war der Heizölverbrauch im Jahr 1994 sehr hoch, einem Jahr, wo der Großhandelspreis von Erdöl sehr niedrig war. Einige Kraftwerke verfeuerten in der ersten Hälfte der 90er Jahre vermehrt Erdgas.

Abbildung C: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen in Terajoule



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle C: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen nach Sektoren und Energieträger in Terajoule

	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	90/99
Kraftwerke	128.285	132.363	115.146	96.639	91.390	103.117	143.016	109.675	120.597	102.290	-20%
Industrie	34.936	38.533	42.535	40.443	41.237	43.677	43.797	52.490	53.728	45.339	30%
Raffinerie	25.586	29.736	26.677	27.575	25.863	24.791	24.042	25.560	25.349	23.219	-9%
Summe	188.806	200.631	184.359	164.657	158.490	171.585	210.854	187.725	199.674	170.848	-10%
Kohle	62.191	69.161	54.479	39.763	33.167	44.570	62.890	49.982	50.100	37.064	-40%
Heizöl	20.007	20.036	21.138	21.007	23.830	17.551	19.375	19.736	21.330	25.078	25%
Erdgas	64.325	64.627	65.530	60.935	60.149	66.806	85.476	65.685	75.440	61.424	-5%
Sonderbrennst.	42.282	46.806	43.211	42.953	41.344	42.658	43.114	52.322	52.805	47.282	12%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Insgesamt kann in den 90er Jahren ein Wechsel des Brennstoffmix von Kohle zu Heizöl, Gas und Sonderbrennstoffen beobachtet werden. Der Kohleverbrauch lag 1999 40 % unter dem Niveau von 1990, während der Heizölverbrauch im selben Jahr 25 % über dem Niveau von 1990 lag. Der Erdgasverbrauch lag nach einem Höhepunkt 1996 fast auf dem Niveau von 1990. Sonderbrennstoffe umfassen (in absteigender Reihenfolge nach Bedeutung): Prozessgas², Ablauge, Holzabfälle, Sonstige Raffinerie-Rückstände, Schlämme und Altöl. Insbesondere die Verbrennung von Holzabfällen und Schlämmen³ nahm in den 90er Jahren deutlich zu.

Summary

This report presents data for 1990 to 1999 of the annual steam boiler inventory of the Austrian Federal Environment Agency. The inventory is compiled in order to support the reporting requirements under the Large Combustion Plant Directive (88/609/EWR). Due to the legal basis in Austria, all emission data in this report are presented by "heating period", not by calendar year. The "heating period" is a "three-months-shifted" year starting on 1 October and ending on 30 September of the following year.

² Prozessgase fassen Gicht- und Kokereigase, Raffineriemischgase und Saugergase zusammen.

³ Schlämme umfassen Papier- und Klärschlämme.

Tables A and B (see above) give an overview of SO₂ and NO_x emissions from steam boilers with a thermal capacity of 50 megawatt (MW) or more (large combustion plants) for the period from 1990 to 1999. SO₂ emissions from large combustion plants in Austria were around 8,700 tonnes in 1999, down 50 % from 1990. About 21 % of total Austrian SO₂ emissions are caused by large combustion plants..

All SO₂ reductions were achieved by 1995; since then emissions increased slightly. The trend is strongly influenced by emissions from power and district heating plants ("Kraftwerke" in Tables A and B), which reduced their emissions by 69 %. In contrast to that, SO₂ emissions from the refinery ("Raffinerie") were growing by 26 % between 1990 and 1999. The main reasons for the opposing trends are: (1) in the power and heat production a gradual shift from high to low sulphur fuels took place (from coal to natural gas), in addition several plants have installed de-sulphurisation equipment; (2) in the refinery no such equipment was installed, in addition increasingly high sulphur by-products from the production of low sulphur fuels have been used.

Austrian NO_x emissions from large combustion plants were about 11,700 tonnes in 1999, down 30 % from 1990. Again, this reduction was achieved in the first half of the 1990ies. Power and district heating plants account for the major part of emission reductions (-51 %), whereas industrial combustion plants increased their NO_x emissions by 40 %. Again, the fuel switch to natural gas and investment into de-nitrification equipment are the main causes for the reductions in the heat and power industry between 1990 and 1994. Although NO_x emissions from the refinery were reduced by 26 % between 1990 and 1999, the specific emissions (i.e. emissions per fuel unit) are still almost three times as high as in the heat and power industry.

Austria agreed to a 70 % reduction of SO₂ emissions from large combustion plants by 2003 and a 40 % reduction of NO_x emissions by 1998, both with 1980 as base year. Figures A and B (see above) illustrate that SO₂ emissions are well below the reduction targets, whereas the achievement of the NO_x emission target has been very tight. Due to the fluctuation of the NO_x emissions, it is certain that the NO_x target will be fulfilled in the next years.

2 EINLEITUNG

Ziel dieses Berichts: Dieser Bericht wurde vom Umweltbundesamt erstellt, um das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit bei der Erfüllung der Berichtspflichten der *Richtlinie 88/609/EWG des Rates zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft* in deren geltender Fassung⁴ zu unterstützen. Diese Richtlinie hat eine generelle Verringerung der SO₂- und NO_x-Emissionen in der gesamten EU zum Ziel. Zu diesem Zweck wurden verbindliche Reduktionsziele aus Großfeuerungsanlagen für die einzelnen Mitgliedsstaaten festgelegt. Mit dem Beitrittsvertrag zum EWR wurden auch für Österreich Reduktionsziele für Großfeuerungsanlagen festgelegt. Österreich vereinbarte dabei eine dreistufige Reduktion der SO₂-Emissionen um insgesamt 70 % bis zum Jahr 2003 auf der Basis von 1980. Bei den NO_x-Emissionen verpflichtete sich Österreich zu einer zweistufigen Reduktion um insgesamt 40 % bis zum Jahr 1998 auf der Basis von 1980.

Das Reduktionsziel bezieht sich nur auf bestehende Anlagen im Sinne der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (GFA-RL). Dies sind Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung von über 50 MW, die vor dem 1. Juli 1987 genehmigt wurden. Damit fällt die überwiegende Zahl der Großfeuerungsanlagen unter den Altanlagenbegriff der GFA-Richtlinie, da nur zehn Anlagen von insgesamt etwa 70 als Neuanlagen identifiziert werden können.

Gemäß der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie der EU ergeben sich folgende jährliche Berichtspflichten für die Mitgliedsstaaten:

- vollständige Aufstellung von SO₂- und NO_x-Emissionen
- Einzelaufstellung bei Raffinerien und Anlagen von mehr als 300 MW_{th}
- Gesamtaufstellung bei den übrigen Feuerungsanlagen über 50 MW_{th}
- Beschreibung der Methoden und Ausgangsdaten zur Ermittlung der Emissionen (siehe Anhang)

Neben der Unterstützung der Berichtspflicht zur GFA-Richtlinie soll der vorliegende Bericht auch den ersten Bericht zum Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen (LRG-K) des Umweltbundesamtes aktualisieren und ergänzen (RITTER & KÖNIG, 1997). Damit soll der Bericht auch eine Grundlage für den LRG-K Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit bilden. Aus diesem Grund werden neben den obengenannten Schadstoffen auch noch die Emissionen von CO und Staub, sowie die Brennstoffverbräuche und die spezifischen Emissionen der Großfeuerungsanlagen dargestellt, die unter der GFA-RL nicht berichtet werden müssen.

Datengrundlage: Der vorliegende Bericht stützt sich im wesentlichen auf die jährliche Inventur von Dampfkesseln, und damit auf die Emissionserklärungen der Anlagenbetreiber. Gemäß §10 Abs. 7 Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen (LRG-K)⁵ ist jeder Betreiber einer Dampfkesselanlage, deren Brennstoffwärmeleistung 2 MW überschreitet, verpflichtet, jährliche Emissionserklärungen abzugeben. Die Emissionserklärungen enthalten Angaben über den Betreiber, die Dampfkesselanlage, den Brennstoffverbrauch, die Brennstoffart und die Emissionen an SO₂, NO_x, CO und Staub. Die Emissionserklärungen werden von den zuständigen Behörden (im Allgemeinen die Bezirksbehörden) eingefordert und vom Umweltbundesamt zentral in die sogenannte *Dampfkessel-Datenbank* (DKDB) übertragen, in der etwa 600 Dampfkesselanlagen erfasst sind.

Die Angaben der Betreiber von Großfeuerungsanlagen werden vom Umweltbundesamt stichprobenartig überprüft und bei Bedarf vervollständigt. Das Fehlen von Emissionserklärungen kann mehrere Gründe haben. Entweder wurde diese Erklärung von der zuständigen Behörde nicht an das Umweltbundesamt übermittelt, oder noch nicht vom Betreiber eingefordert. In beiden Fällen wurde zur Erfüllung der Berichtspflicht auf die Vorjahresmeldung zurückgegriffen.

⁴ Richtlinie 88/609/EWG des Rates vom 24. November 1988 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft, ABI v 7. 12. 1988 Nr L 336, 1ff
geändert durch Richtlinie 94/66/EG des Rates vom 15. Dezember 1994 zur Änderung der Richtlinie 88/609/EWG, ABI v 24. 12. 1994 Nr L 337, 83 ff

⁵ BGBl.Nr. 380/1988

Der Bericht enthält Auswertungen und Analysen von Emissions- und Brennstoffdaten aus der Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes für die Jahre 1990 bis 1999. Aufgrund der österreichischen Gesetzeslage liegen Daten für Dampfkesselanlagen nicht für das Kalenderjahr, sondern für die sogenannte Heizperiode vor. Die Heizperiode beginnt mit dem 1. Oktober und endet mit dem 30. September des Folgejahres, das heißt Daten für 1999 wurden von 1. Oktober 1998 bis 30. September 1999 erfasst.

In der Dampfkessel-Datenbank des UBA sind auch Daten von Müllverbrennungsanlagen enthalten. Da diese allerdings nicht der Berichtspflicht unter der GFA-Richtlinie unterliegen, sind sie im vorliegenden Bericht nicht erfasst.

Aufbau des Berichts: In Kapitel 3 werden die Emissionsdaten der Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes präsentiert. Dabei werden zunächst die Gesamtemissionen von SO₂, NO_x, CO und Staub aller Großfeuerungsanlagen gegliedert nach den Sektoren Kraftwerke, Industrie und Raffinerie präsentiert. Dann werden die Emissionen von SO₂ und NO_x der Raffinerie und der Großfeuerungsanlagen > 300 MW einzeln dargestellt. Damit wird den wesentlichen Erfordernissen der Berichtspflicht der GFA-Richtlinie nachgekommen.

Kapitel 4 analysiert die Brennstoffverbräuche der Großfeuerungsanlagen gegliedert nach Kohle, Heizöl, Erdgas und Sonderbrennstoffe. Zunächst werden die Brennstoffverbräuche der Großfeuerungsanlagen in Relation zum gesamten Energieverbrauch der jeweiligen Energieträger gesetzt. Dann wird der Verlauf der Brennstoffverbräuche nach Energieträgern und Sektoren in den 90er Jahren charakterisiert.

Kapitel 5 präsentiert die spezifischen Emissionen der Großfeuerungsanlagen gegliedert nach Schadstoffen und Sektoren. Die spezifischen Emissionen sind die Emissionen pro eingesetzter Brennstoffmenge (in Terajoule) und damit ein Maß für die Umweltfreundlichkeit des eingesetzten Brennstoffes.

Im Anhang werden die Methoden und Ausgangsdaten dieses Berichts kurz beschrieben.

3 GROSSFEUERUNGSANLAGEN IN ÖSTERREICH

Großfeuerungsanlagen (das sind in diesem Bericht Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung größer 50 MW) haben beträchtliche Auswirkungen auf die Umwelt. Beispielsweise werden rund 21 % der SO₂- und 7 % der NO_x-Emissionen in Österreich von Großfeuerungsanlagen verursacht. Außerdem werden 75 % des Kohle- und 22 % des Erdgasverbrauchs in diesen Anlagen verfeuert. Allerdings wurden im Bereich der Großfeuerungsanlagen in den letzten Jahren zum Teil beträchtliche Erfolge im Zuge von Emissionsminderungsmaßnahmen erzielt.

In Österreich existieren 73 Großfeuerungsanlagen, davon 16 Anlagen > 300 MW_{th}. Etwa die Hälfte aller Großfeuerungsanlagen sind kalorische Kraftwerke zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung; sie decken rund drei Viertel der installierten Brennstoffwärmeleistung der Großfeuerungsanlagen ab. Die Industrie macht 16 % der installierten Brennstoffwärmeleistung der Großfeuerungsanlagen aus, die Raffinerie 10 %.

Die größten Dampfkesselanlagen in Österreich sind die Kraftwerke Dümrohr und Theiß mit über 1.000 MW Brennstoffwärmeleistung. Tabelle 1 listet alle Großfeuerungsanlagen über 300 MW in Österreich auf. Darunter befinden sich die zwei Kraftwerksblöcke der Raffinerie Schwechat und eine industrielle Großfeuerungsanlage.

Tabelle 1: Großfeuerungsanlagen über 300 MW_{th} (Stand 1999)

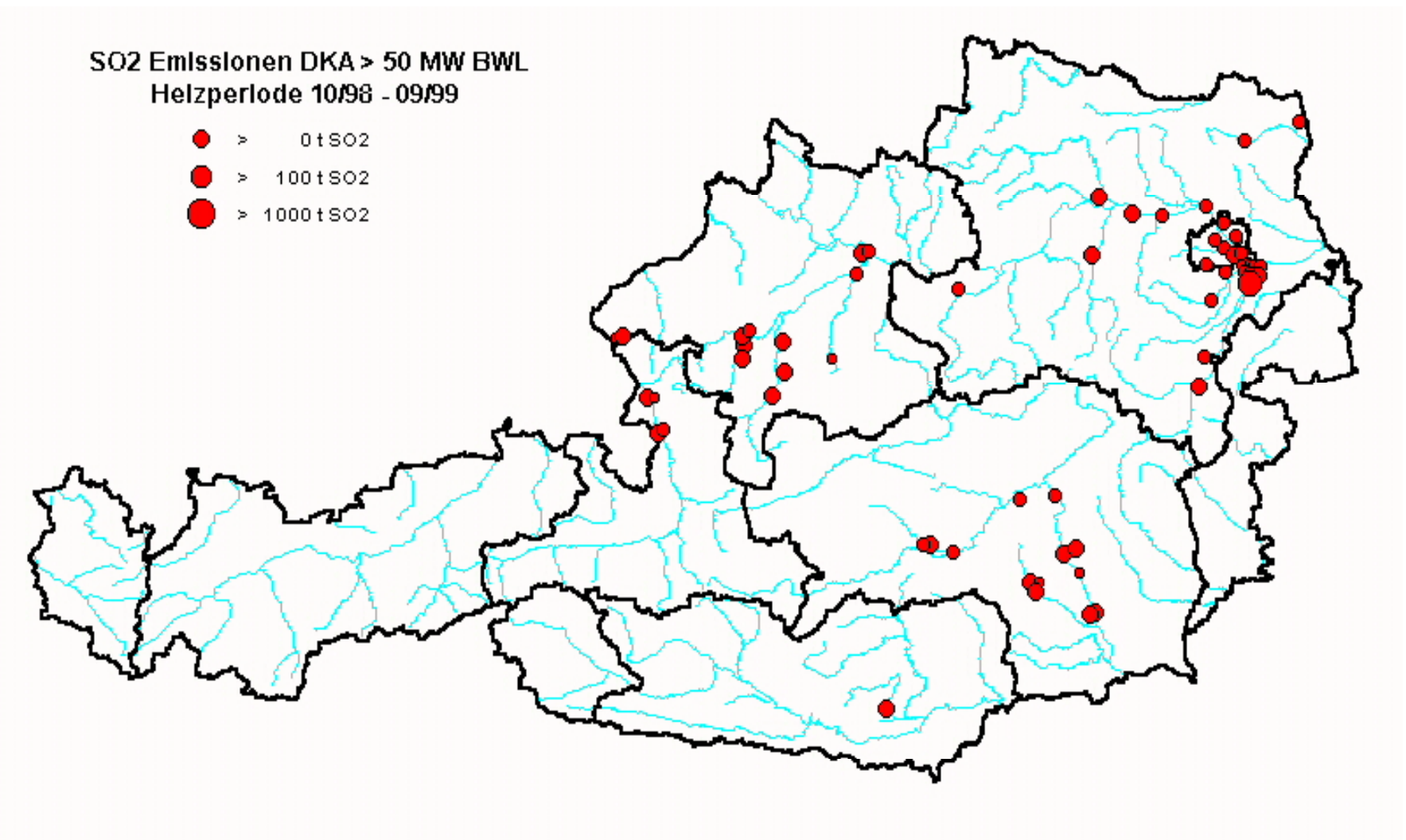
Bezirk	Anlage	Typ	Erstzulassung	MW _{th}	Hauptbrennstoff
Tulln	EVN/VKG, KW Dümrohr	Kraftwerk	1987	1.758	Steinkohle
Krems	EVN, KW Theiß	Kraftwerk	1984	1.006	Erdgas
Wien XI	WEW, KW Simmering 1,2	Kraftwerk	1983	857	Erdgas
Wien XXII	WEW, KW Donaustadt	Kraftwerk	1976	812	Erdgas
Wien XI	WEW, KW Simmering 3	Kraftwerk	1962	800	Erdöl
Voitsberg	ÖDK, KW Voitsberg	Kraftwerk	1983	792	Braunkohle
Korneuburg	VKG, KW Korneuburg	Kraftwerk	1985	685	Erdgas
Graz	STEWEAG, KW Neud/Wernd	Kraftwerk	1970	649	Erdgas
Wien XXII	WEW, KW Leopoldau	Kraftwerk	1975	649	Erdgas
Wien Umgebung	OMV Schwechat RS14	Raffinerie	1981	596	Prozessgas
Graz	STEWEAG, FHKW Mellach	Kraftwerk	1986	543	Steinkohle
Wien Umgebung	OMV Schwechat RS15	Raffinerie	1981	482	Prozessgas
Linz	ESG Linz, Gesamtanl. Lunzerstr.	Kraftwerk	1997	412	Erdgas
Braunau	OKA, KW Riedersbach	Kraftwerk	1981	380	Braunkohle
Wien XXIII	HBW, FHW Süd, Rosiwalgasse	Kraftwerk	1994	358	Erdgas
Wien III	HBW, FHKW Arsenal	Kraftwerk	1983	354	Erdöl
Judenburg	ÖDK, KW Zeltweg	Kraftwerk	1964	344	Steinkohle
Judenburg	PF Pöls	Industrie	1995	330	Erdgas

Die folgenden Karten zeigen die geografische Verteilung der Großfeuerungsanlagen nach SO₂- und NO_x-Emissionen. In drei Bundesländern (Burgenland, Tirol, Vorarlberg) existieren überhaupt keine Großfeuerungsanlagen. Sowohl SO₂- als auch NO_x-Emissionen konzentrieren sich im Großraum Wien. Zum einen machen sich die Strom- und Fernheizwerke der Bundeshauptstadt bemerkbar, zum anderen schlagen aber auch die Emissionen der Raffinerie Schwechat durch. Allein die Großfeuerungsanlage RS15 der Raffinerie Schwechat emittierte 1999 35,7 % der SO₂- und 18,8 % der NO_x-Emissionen aller Großfeuerungsanlagen in Österreich (Tabelle 2).

Tabelle 2: Großfeuerungsanlagen mit mehr als 500 Tonnen SO₂ bzw. NO_x Ausstoß und ihr Anteil an den Gesamtemissionen der Großfeuerungsanlagen 1999

SO ₂	Tonnen	Anteil	NO _x	Tonnen	Anteil
OMV-Schwechat RS15	3111	35,7 %	OMV-Schwechat RS15	2193	18,8 %
Kraftwerk Voitsberg	728	8,3 %	Kraftwerk Dümrohr	549	4,7 %
Kraftwerk Theiß	702	8,0 %	Kraftwerk Voitsberg	543	4,6 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000



4 EMISSIONEN ÖSTERREICHISCHER GROSSFEUERUNGSANLAGEN

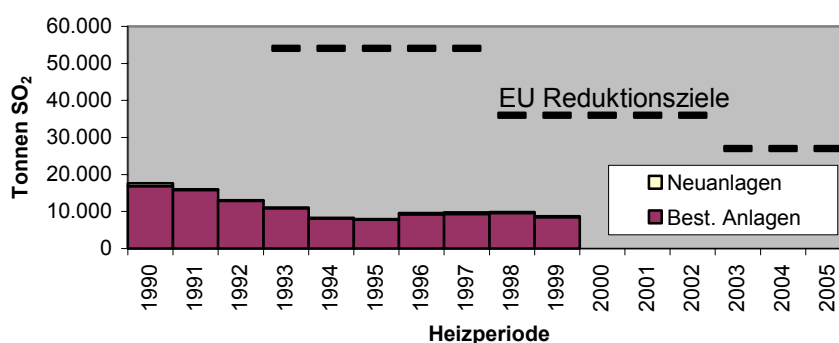
Dieses Kapitel zeigt die Ergebnisse der jährlichen Emissionsinventur für SO₂, NO_x, CO und Staub von Großfeuerungsanlagen (Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung über 50 Megawatt) in Österreich für die Jahre 1990 bis 1999. Zunächst werden die Emissionen der gesamten Großfeuerungsanlagen nach Sektoren präsentiert, dann die Einzelemissionen von SO₂ und NO_x der Großfeuerungsanlagen über 300 MW_{th} und der Dampfkesselanlagen der Raffinerie Schwechat.

4.1 Gesamtemissionen der Großfeuerungsanlagen über 50 MW_{th}

4.1.1 Schwefeldioxid (SO₂)

Im Jahr 1999 betragen die SO₂-Emissionen von Großfeuerungsanlagen 8.723 Tonnen. Sie sanken damit zum ersten Mal seit 1995 und lagen rund 1.100 Tonnen unter den Emissionen von 1998. Bezogen auf das Basisjahr 1980 (90.000 Tonnen SO₂ laut EWR Vertrag) haben sich die SO₂-Emissionen um rund 90 % reduziert. Damit liegt Österreich deutlich unter dem EU-Reduktionsziel von insgesamt 70 % (Abbildung 1).

Abbildung 1: SO₂-Emissionen aus österreichischen Großfeuerungsanlagen und EU Reduktionsziele



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Die größte Minderung wurde schon zwischen 1980 und 1990 erzielt, aber auch Anfang der 1990er Jahre konnten die SO₂-Emissionen noch weiter vermindert werden. Seit 1994 blieben die SO₂-Emissionen aus den Großfeuerungsanlagen allerdings in etwa konstant. Die SO₂-Emissionen lagen 1999 um 50 % unter dem Wert von 1990.

Tabelle 3: SO₂-Emissionen aus Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen

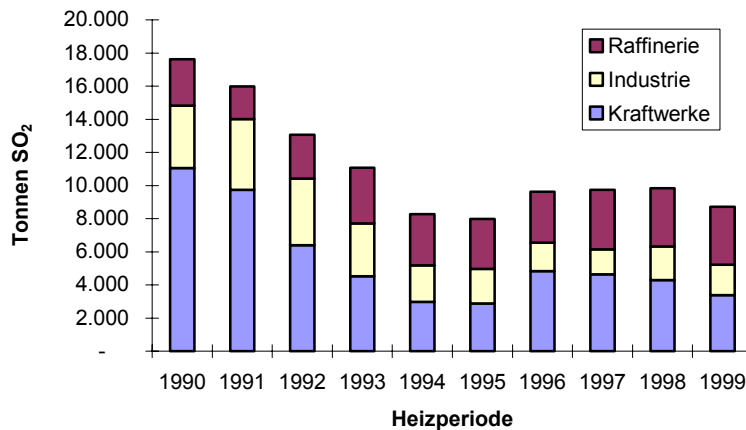
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Diff. 90/99
Kraftwerke	11.056	9.732	6.404	4.528	2.985	2.884	4.831	4.641	4.282	3.373	-69%
Raffinerie	2.786	1.974	2.652	3.364	3.092	3.013	3.068	3.591	3.524	3.502	26%
Industrie	3.774	4.269	4.014	3.181	2.185	2.088	1.727	1.508	2.029	1.847	-51%
Gesamt	17.616	15.974	13.070	11.073	8.262	7.984	9.625	9.739	9.835	8.723	-50%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Kraftwerke: Die deutlichsten Reduktionen bis 1995 erfolgten bei den Kraftwerken (Abbildung 2 und Tabelle 3). Trotz Zunahmen ab 1995 konnten im gesamten Zeitraum (1990 bis 1999) die SO₂-Emissionen bei den Kraftwerken um 69 % reduziert werden. Dies gelang vor allem durch die drastische Reduktion der Verbrennung von *Heizöl Schwer* in Kraftwerken ohne Entschwefelungsanlage. Einige Kraftwerke haben von Heizöl/Erdgas Kombibetrieb auf alleinige Erdgasverfeuerung umgestellt. Allein damit konnten 3.000 Tonnen SO₂ eingespart werden. Außerdem ist der Verbrauch von Braun- und Steinkohle trotz Schwankungen generell rückläufig.

Der relativ strenge Winter des Jahres 1996 ist der Hauptgrund für die Zunahme der SO₂-Emissionen gegenüber 1995. Strenge Winter erhöhen einerseits den Strombedarf für Heizungen, verringern aber auch andererseits die Wassermenge, die zur Stromerzeugung mittels Wasserkraftwerken herangezogen werden kann. Außerdem steigt in kalten Jahren auch die Wärmeproduktion in den Fernheizkraftwerken.

Abbildung 2: SO₂-Emissionen aus Großfeuerungsanlagen nach Sektoren



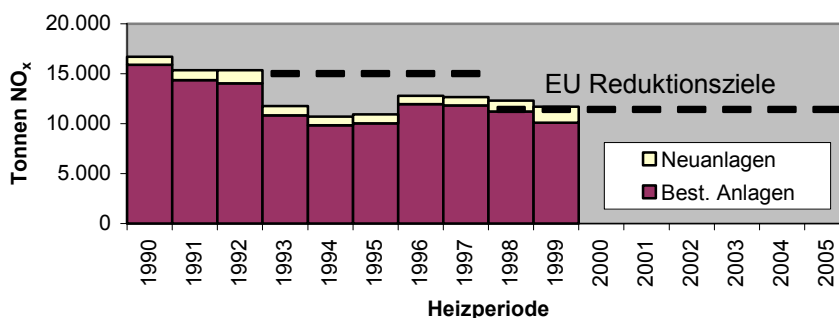
Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Raffinerie: Ganz anders sieht die Situation bei den Großfeuerungsanlagen der Raffinerie aus. Diese Anlagen emittierten 1999 deutlich mehr SO₂ als im Jahr 1990 (+26 %). Mit 3.502 Tonnen emittieren nun die Großfeuerungsanlagen in der Raffinerie mehr SO₂ als die kalorischen Kraftwerke. Verursacht wird die Steigerung des SO₂-Ausstoßes vor allem durch vermehrte Verfeuerung von schwefelhaltigen Gasen und Rückständen, die bei der Herstellung von schwefelarmen Brenn- und Treibstoffen entstehen.

Industrie: Auch die Großfeuerungsanlagen der Industrie konnten ihre SO₂-Emissionen von 1990 bis 1999 stark reduzieren (-51 %). Bei der Industrie schlagen sich u.a. Rückgänge beim *Heizöl* *Schwer* Verbrauch nieder.

4.1.2 Stickoxide (NO_x)

Im Jahr 1999 betragen die gesamten NO_x-Emissionen aus Großfeuerungsanlagen 11.690 Tonnen. Damit haben die NO_x-Emissionen aus den Großfeuerungsanlagen in den 90er Jahren um 30 % abgenommen. Bezogen auf das Basisjahr 1980 (wo laut EWR Vertrag 19.000 Tonnen NO_x emittiert wurden) bedeutet dies eine Reduktion um 38,5 %. Österreich hat sich zu einer zweistufigen Reduktion der NO_x-Emissionen um insgesamt 40% bis zum Jahr 1998 auf der Basis von 1980 verpflichtet. Allerdings bezieht sich das Reduktionsziel nur auf bestehende Anlagen im Sinne der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (das sind Anlagen, die vor dem 1. Juli 1987 genehmigt wurden). Deshalb lag Österreich etwas unter dem Zielwert für 1999; allerdings kann durch die jährliche Schwankungsbreite nicht mit Sicherheit angenommen werden, dass dies auch für die Folgejahre der Fall sein wird (Abbildung 3).

Abbildung 3: NO_x-Emissionen aus österreichischen Großfeuerungsanlagen und EU Reduktionsziele

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

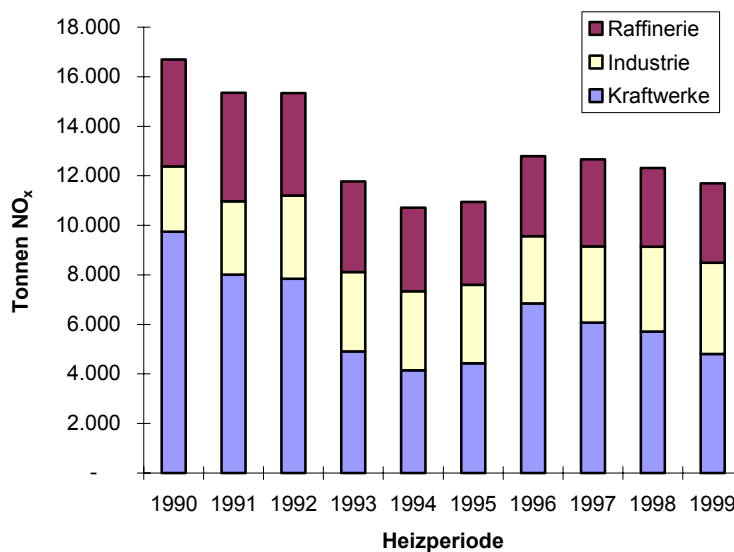
Kraftwerke: Zu den stärksten Reduktionen kam es im Bereich der kalorischen Kraftwerke, wo der NO_x-Ausstoß von 9.740 Tonnen im Jahr 1990 auf 4.807 Tonnen im Jahr 1999 sank (Tabelle 4 und Abbildung 4). Damit gingen die NO_x-Emissionen der Kraftwerke in den Jahren von 1990 bis 1999 um 51 % zurück; allein 1999 reduzierten sie sich um 16 % gegenüber dem Vorjahr.

Tabelle 4: NO_x-Emissionen aus Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Diff. 90/99
Kraftwerke	9.740	8.007	7.848	4.911	4.145	4.434	6.850	6.079	5.715	4.807	-51%
Raffinerie	4.326	4.384	4.138	3.665	3.374	3.343	3.221	3.511	3.184	3.197	-26%
Industrie	2.634	2.964	3.352	3.200	3.200	3.164	2.717	3.074	3.419	3.686	40%
Gesamt	16.700	15.356	15.338	11.776	10.718	10.941	12.788	12.665	12.318	11.690	-30%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Zusätzlich eingebaute Entstickungsanlagen haben hier geholfen, diese deutliche Reduktion zu erreichen. Im Jahr 1996 haben die mit Entstickungsanlagen ausgerüsteten Anlagen etwa 55 % aller in diesem Sektor verwendeten konventionellen Brennstoffe verfeuert. Der noch relativ kleine Anteil an Anlagen mit Entstickungsanlagen (im Vergleich zu Entschwefelungsanlagen) zeigt, dass hier noch deutlich höhere Emissionsreduktionen möglich wären.

Abbildung 4: NO_x-Emissionen aus Großfeuerungsanlagen nach Sektoren

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Raffinerie: Im Gegensatz zu den SO₂-Emissionen gelang es im Bereich der Raffinerie die NO_x-Emissionen durch Primärmaßnahmen um 26 % im Zeitraum 1990 bis 1999 zu senken.

Industrie: Zugenommen haben - parallel zu den höheren Brennstoffverbräuchen - die NO_x-Emissionen im Bereich der Industrie (+40%). Hier schlägt sich die sehr geringe Zunahme der Anzahl von Entstickungsanlagen nieder. Die Großfeuerungsanlagen der Industrie emittierten 1999 in Summe mehr NO_x als die Raffinerie, 1990 war es noch umgekehrt.

4.1.3 Kohlenmonoxid (CO)

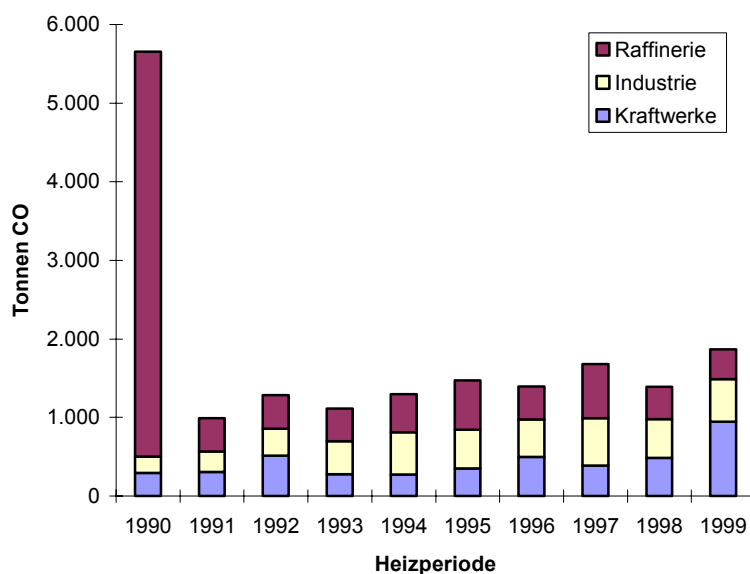
Viele Emissionserklärungen enthalten keine Angaben zu den CO-Emissionen, obwohl das LRG-K eine Berichtspflicht für diese Emissionen vorsieht. Hier wäre eine vermehrte Aufmerksamkeit auf vollständige und richtige Angaben der Betreiber wünschenswert. Trotz der etwas unsicheren Datenlage sollten jedoch vorsichtige Aussagen über Trends möglich sein.

Die CO-Emissionen sind von 1990 auf 1991 abrupt gefallen, was auf eine Technologieumstellung in der OMV Raffinerie Schwechat zurückzuführen war. Seit 1991 steigen die CO-Emissionen allerdings wieder langsam aber stetig (Abbildung 5 und Tabelle 5). Insgesamt lagen die CO-Emissionen 1999 67 % unter dem Wert von 1990.

Die CO-Emissionen sind stark abhängig vom Braun- und Steinkohleverbrauch in den Kraftwerken, da Kohle die höchsten Emissionsfaktoren für CO hat. Allerdings korrelieren die CO-Emissionen nicht mit dem Kohleverbrauch. Beispielsweise weisen die Jahre 1991 und 1996 - Jahre mit sehr hohem Kohleverbrauch - keine Spitzenwerte bei den CO-Emissionen auf.

Sektorspezifische Entwicklung: Während die CO-Emissionen in der Raffinerie nach besagter Technologieumstellung abrupt abnahmen und seither schwankten, nahmen die CO-Emissionen in den Kraftwerken und in der Industrie beträchtlich zu. Die CO-Emissionen in den Kraftwerken stiegen um 221 %, jene in der Industrie um 162 %. Ein Teil dieser Zunahme kann jedoch auch durch verstärkte Wahrnehmung der Berichtspflicht verursacht worden sein.

Abbildung 5: CO-Emissionen aus Großfeuerungsanlagen nach Sektoren



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 5: Entwicklung der CO-Emissionen der Großfeuerungsanlagen von 1990 bis 1999 in Tonnen

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Diff. 90/99
Kraftwerke	295	305	515	277	273	351	500	385	486	946	221%
Raffinerie	5.152	421	423	421	483	626	423	690	412	377	-93%
Industrie	207	261	343	417	539	494	474	605	492	543	162%
Gesamt	5 653	988	1 281	1 115	1 295	1 471	1 396	1 679	1 391	1 866	-67%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

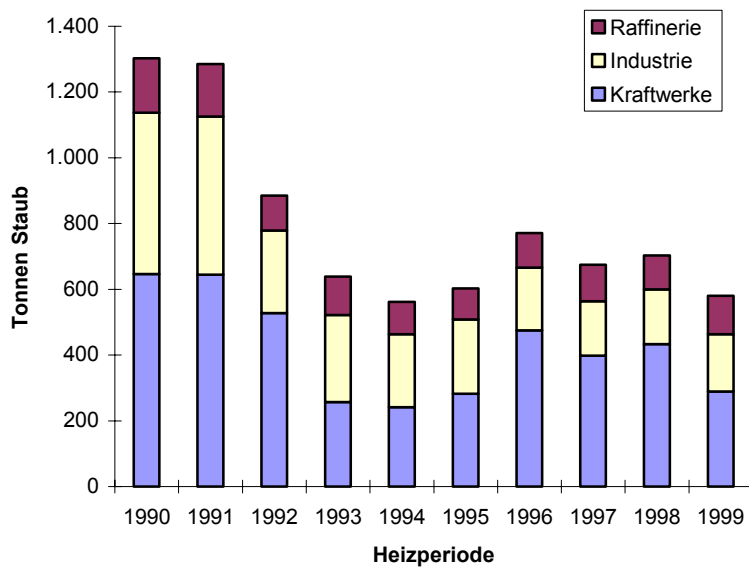
4.1.4 Staub

Die Staubemissionen aus Großfeuerungsanlagen haben sich zwischen 1990 und 1999 mehr als halbiert (-55 %). Besonders stark war der Rückgang zwischen 1991 und 1994. Während 1996 wieder deutlich mehr Staub emittiert wurde als 1994 (vor allem in den Kraftwerken), lagen die Emissionen 1999 wieder in etwa auf dem Niveau von 1994 (Abbildung 6 und Tabelle 6).

Auch für die Staubemissionen ist der Kohleverbrauch maßgeblich. Hier zeigen sich im Gegensatz zu den CO-Emissionen deutliche Parallelen zwischen dem Kohleverbrauch und den Staubemissionen: die Jahre 1991 und 1996 waren Jahre mit sehr hohem Kohleverbrauch und damit hohen Staubemissionen. Allerdings muss auch hier erwähnt werden, dass viele Emissionserklärungen keine Angaben zu den Staubemissionen beinhalten, und diese fehlenden Angaben zu einer Verzerrung des Trends führen können.

Sektorspezifische Entwicklung: In allen Sektoren sanken die Staubemissionen. Während die Staubemissionen in der Industrie nahezu kontinuierlich zurückgegangen sind (-64 %), sanken jene aus den Kraftwerken zwar insgesamt (-55 %), schwankten allerdings entsprechend dem Kohleverbrauch. Die Staubemissionen in der Raffinerie fielen um 29 %.

Abbildung 6: Staubemissionen aus Großfeuerungsanlagen nach Sektoren in Tonnen



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 6: Entwicklung der Staubemissionen der Großfeuerungsanlagen von 1990 bis 1999

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Diff. 90/99
Kraftwerke	646	644	527	257	241	282	475	398	433	289	-55%
Raffinerie	166	160	106	117	98	94	105	111	103	117	-29%
Industrie	491	481	252	264	222	226	191	166	166	175	-64%
Gesamt	1 303	1 285	885	638	562	603	771	675	703	581	-55%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

4.2 Einzelemissionen der Großfeuerungsanlagen

4.2.1 Großfeuerungsanlagen über 300 MW der Kraftwerke und Industrie

Großfeuerungsanlagen mit einer thermischer Brennstoffwärmeleistung über 300 MW müssen *einzel*n gegenüber der EU berichtet werden. Tabelle 1 zeigt eine Aufstellung der wichtigsten Umweltdaten österreichischer Großfeuerungsanlagen über 300 MW_{th}. Wie daraus zu ersehen ist, sind bereits nahezu alle Kraftwerke, die nicht ausschließlich mit Erdgas beheizt sind, mit Rauchgasreinigungsanlagen ausgestattet.

Tabelle 7: Aufstellung wichtiger Umweltdaten der Großfeuerungsanlagen > 300 MW (Stand 1999)

Bezirk	Kraftwerksblock	MW _{th}	Hauptbrennstoff	DeSO _x	DeNO _x	Konzentration SO ₂ [mg/m ³]	Konzentration NO _x [mg/m ³]	
1	Korneuburg	VKG, KW Korneuburg	685	Gas/Öl	-	-	400	200
2	Krems	EVN, KW Theiß	1 006	Gas/Öl	-	-	500	200
3	Tulln	EVN/VKG, KW Dürnrohr	1 758	Steinkohle	SAV	SCR	130	140
4	Braunau	OKA, KW Riedersbach	380	Braunkohle	KWV	SNCR	100	200
5	Graz	STEWEAG, KW Neud/Wernd	649	Erdgas	-	-	100	100
6	Judenburg	ÖDK, KW Zeltweg	344	Steinkohle	TSV	SNCR	170	270
7	Voitsberg	ÖDK, KW Voitsberg	792	Braunkohle	KAV+KWV	SCR	230	190
8	Wien XI	WEW, KW Simmering 1,2	857	Erdgas	-	SCR	0	80
9	Wien XI	WEW, KW Simmering 3	800	Heizöl	KWV	-	20	80
10	Wien XXII	WEW, KW Donaustadt	812	Erdgas	-	SCR	0	80
11	Wien XXII	WEW, KW Leopoldau	649	Erdgas	-	SCR	0	< 100
12	Graz	STEWEAG, FHKW Mellach	543	Steinkohle	KWV	SCR	60	160
13	Wien III	HBW, FHKW Arsenal	354	Heizöl	-	-	200	200
14	Linz	ESG Linz, Ges.anl. Lunzerstr.	412	Erdgas	-	-	0	283

15	Wien XXIII	HBW, FHW Süd, Rosiwalg.	358	Erdgas	-	-	0	30
16	Judenburg	PF Pöls, Laugenkessel 2	330	Erdgas			10	160

KAV - Kalkadditiv-Verfahren; TSV - Trockensorptionsverfahren; KWV - Kalksteinwaschverfahren; SAV - Sprühabsorptionsverfahren; SNCR - Selektive nicht-katalytische Reduktion; SCR - Selektive katalytische Reduktion
Bei den Konzentrationsangaben handelt es sich um gemessene Halbstundenmittelwerte (HMW)

Tabelle 8 und Tabelle 9 zeigen Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen über 300 MW. Ein Vergleich mit den Gesamtemissionen zeigt, dass Anlagen über 300 MW maßgeblich zu den Reduktionserfolgen aller Anlagen beigetragen haben.

Entscheidend war hierbei vor allem die Installation von Entschwefelungsanlagen in kalorischen Kraftwerken und die Umstellung auf schwefelarme Brennstoffe in Kraftwerken ohne Entschwefelungsanlagen. Beispielsweise verbrannten im Jahr 1990 die Blockkraftwerke Simmering (1 und 2) und Donaustadt rund 140.000 Tonnen Heizöl Schwer ohne Entschwefelungsanlage. Dies verursachte SO₂-Emissionen von etwa 2.700 Tonnen. 1997 wurde in beiden Kraftwerken kein Heizöl Schwer mehr verfeuert. Umgekehrt sind die seit 1997 höheren SO₂-Emissionen im zweitgrößten Kraftwerk Österreichs (Kraftwerk Theiß) auf vermehrte Verfeuerung von Heizöl Schwer zurückzuführen.

Tabelle 8: SO₂ Emissionen der Großfeuerungsanlagen > 300 MW (Kraftwerke und Industrie) 1990 - 1999 (in Tonnen)

Nr.	Bezirk	Anlage	MW _{th}	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
1	Korneuburg	VKG, KW Korneuburg, Block II	685	331	52	242	0	0	0	412	80	360	60
2	Krems	EVN, KW Theiß, Maschine 2+3	1.006	0	113	87	43	2	14	0	529	885	702
3	Tulln	EVN/VKG, KW Dümrohr	1.758	1.040	1.016	802	585	303	497	640	640	583	303
4	Braunau	OKA, KW Riedersbach	380	793	395	420	433	466	134	253	203	277	170
5	Graz	STEWEAG, FHKW Mellach	543	65	94	122	42	17	106	117	117	88	124
6	Graz	STEWEAG, KW Neudorf/Werndorf	649	3	0	0	0	0	0	1	1	1	176
7	Judenburg	ÖDK, KW Zeltweg	344	596	717	162	23	169	73	122	122	40	10
8	Voitsberg	ÖDK, KW Voitsberg, Werk 3	792	740	751	804	221	148	560	1.168	790	879	728
9	Wien III	HBW, FHKW Arsenal, HWK 1,2,3	354	102	68	116	171	79	79	101	225	91	55
10	Wien XI	WEW, KW Simmering, BKW 1,2	857	1.197	514	487	319	0	0	2	0	0	0
11	Wien XI	WEW, KW Simmering, BKW 3	800			22	76	106	73	145	139	151	146
12	Wien XXII	WEW, KW Donaustadt, BKW 1,2	812	1.518	2.098	454	107	24	0	35	0	0	6
13	Wien XXII	WEW, KW Leopoldau	649	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Linz	ESG Linz, Gesamtanl. Lunzerstr.	412									0	0
15	Wien XXIII	HBW, FHW Süd, Rosiwalgasse	358							108	153	0	0
16	Judenburg	PF Pöls, Laugenkessel 2	330										19

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 9: NO_x Emissionen der Großfeuerungsanlagen > 300 MW (Kraftwerke und Industrie) 1990 - 1999 (in Tonnen)

Nr.	Bezirk	Anlage	MW _{th}	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
1	Korneuburg	VKG, KW Korneuburg, Block II	685	466	157	177	31	33	45	181	26	109	40
2	Krems	EVN, KW Theiß, Maschine 2+3	1.006	59	98	83	83	107	129	217	271	364	295
3	Tulln	EVN/VKG, KW Dümrohr	1.758	1.105	1.088	906	662	383	675	886	886	991	549
4	Braunau	OKA, KW Riedersbach	380	559	610	577	565	470	317	596	457	549	387
5	Graz	STEWEAG, FHKW Mellach	543	283	382	337	330	349	529	513	513	386	317
6	Graz	STEWEAG, KW Neudorf/Werndorf	649	16	9	26	51	61	59	56	56	56	217
7	Judenburg	ÖDK, KW Zeltweg	344	156	166	40	6	93	108	301	301	141	57
8	Voitsberg	ÖDK, KW Voitsberg, Werk 3	792	1.349	660	595	163	127	342	711	378	498	543
9	Wien III	HBW, FHKW Arsenal, HWK 1,2,3	354	65	43	48	70	27	27	42	93	34	19
10	Wien XI	WEW, KW Simmering, BKW 1,2	857	1.020	383	568	565	260	0	333	324	347	310
11	Wien XI	WEW, KW Simmering, BKW 3	800			70	175	195	278	340	358	378	432
12	Wien XXII	WEW, KW Donaustadt, BKW 1,2	812	335	369	242	166	144	120	124	62	84	41
13	Wien XXII	WEW, KW Leopoldau	649	90	135	154	150	140	0	97	86	71	75
14	Linz	ESG Linz, Gesamtanl. Lunzerstr.	412									103	111
15	Wien XXIII	HBW, FHW Süd, Rosiwalgasse	358							46	66	1	2
16	Judenburg	PF Pöls, Laugenkessel 2	330										453

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

4.2.2 Großfeuerungsanlagen der Raffinerie

Die GFA-Richtlinie schreibt eine separate Meldung von Anlagen der Raffinerien vor. Diese hat unabhängig von ihrer Brennstoffwärmeleistung zu erfolgen.

Aufgrund der Besonderheiten des LRG-K werden diese Anlagen der Raffinerie entsprechend Tabelle 10 eingeteilt. Dabei handelt es sich bei den Anlagen RS07-RS11 um Prozessöfen für die Rohödestillation und Olefinherstellung, bei der Anlage RS13 um eine FCC-Anlage und bei RS14 und RS15 um Dampferzeuger für die Erzeugung von Kraft und Wärme.

Tabelle 10: Aufstellung wichtiger Umweltdaten der Großfeuerungsanlagen der Raffinerie Schwechat (Stand 1999)

	Bezirk	Kraftwerksblock	MW _{th}	Haupt brennstoff	DeSO _x	DeNO _x	Konzentration SO ₂ [mg/m ³]	Konzentration NO _x [mg/m ³]
1	Schwechat	OMV Schwechat, RS07	68	Raffineriegas	-	-	25	162
2	Schwechat	OMV Schwechat, RS08	80	Raffineriegas	-	-	23	168
3	Schwechat	OMV Schwechat, RS09	85	Raffineriegas	-	-	41	138
4	Schwechat	OMV Schwechat, RS10	180	Raffineriegas	-	-	18	73
5	Schwechat	OMV Schwechat, RS11	298	Raffineriegas	-	-	1	168
6	Schwechat	OMV Schwechat, RS13	82	Katalys.koks	-	-	334	283
7	Schwechat	OMV Schwechat, RS14	467	Raffineriegas	-	-	141	138
8	Schwechat	OMV Schwechat, RS15	482	Raffineriegas	WL ¹	-	697	491

¹... Wellman-Lord Verfahren (Nasse Wäsche mit Natriumbisulfit)

Bei den Konzentrationsangaben handelt es sich um gemessene Halbstundenmittelwerte (HMW)

Tabelle 11 und Tabelle 12 zeigen die Emissionen von Anlagen der Raffinerie ab 50 MW_{th} auf. Hier zeigt sich, dass insbesondere das Kraftwerk RS15 sehr hohe SO₂- und NO_x-Emissionen aufweist, wobei die SO₂-Emissionen zwischen 1990 und 1999 sehr stark angestiegen sind.

Tabelle 11: SO₂ Emissionen der Großfeuerungsanlagen der Raffinerie Schwechat 1990 - 1999 (in Tonnen)

Nr.	Bezirk	Anlage	MW _{th}	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
1	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS07	68	30	14	17	13	8	10	0	11	11	11
2	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS08	80	29	17	17	19	25	26	40	26	24	12
3	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS09	85	39	38	49	30	62	41	58	42	32	20
4	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS10	180	83	47	45	47	66	68	89	69	68	27
5	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS11	298	16	17	13	11	3	3	3	3	3	3
6	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS13	82	590	163	158	229	250	191	213	270	184	236
7	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS14	596	352	153	302	178	110	81	65	56	75	81
8	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS15	482	1648	1524	2049	2839	2569	2593	2599	3113	3127	3111

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 12: NO_x Emissionen der Großfeuerungsanlagen der Raffinerie Schwechat 1990 - 1999 (in Tonnen)

Nr.	Bezirk	Anlage	MW _{th}	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
1	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS07	68	102	86	101	91	91	95	0	93	84	71
2	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS08	80	111	103	100	99	103	104	120	99	89	89
3	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS09	85	137	85	79	75	114	89	104	75	73	71
4	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS10	180	495	485	243	201	206	215	200	197	116	108
5	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS11	298	360	370	368	338	314	293	353	374	390	390
6	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS13	82	180	241	130	215	271	383	344	321	203	200
7	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS14	596	413	389	447	246	232	140	108	72	89	75
8	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS15	482	2526	2625	2671	2400	2042	2024	1992	2281	2140	2193

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

5 BRENNSTOFFVERBRAUCH DER GROSSFEUERUNGSANLAGEN

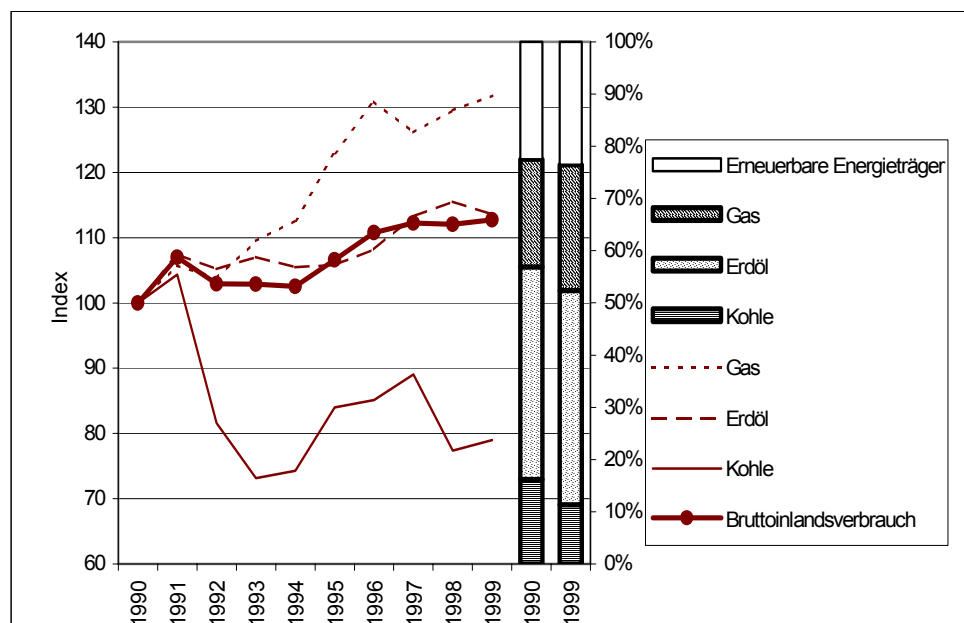
Dieser Abschnitt beschreibt den Brennstoffverbrauch in den österreichischen Großfeuerungsanlagen nach Energieträger und Sektoren. Um den Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen in einen breiteren Kontext zu stellen, wird zunächst der Energie-Bruttoinlandsverbrauch in Österreich dargestellt und der Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen in Relation zum gesamten Brennstoffverbrauch in Österreich gesetzt.

5.1 Bruttoinlandsverbrauch aller österreichischen Energieträger

Die Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauches der Energieträger Kohle, Erdöl, Gas und erneuerbarer Energieträger ist in Abbildung 7 dargestellt. Die sonstigen Energieträger beinhalten Wasserkraft, elektrische Energie, Umgebungswärme, biogene Brenn- und Treibstoffe, Brennholz und brennbare Abfälle.

Der gesamte Bruttoinlandsverbrauch ist zwischen 1990 bis 1999 um 13 % gestiegen. Nach einem Höhepunkt 1991, der auf sehr kaltes Wetter und eine starke Konjunktur zurückzuführen war, ging der Bruttoinlandsverbrauch bis 1994 zurück. Seit 1994 stieg der Bruttoinlandsverbrauch, allerdings hat sich das Wachstum in den letzten Jahren stark abgeschwächt. Charakteristisch für die Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauches in den 1990er Jahren ist die Veränderung des Brennstoff-Mix von Kohle zu Gas. Während der Anteil der fossilen Energieträger insgesamt und der Anteil von Öl am Bruttoinlandsverbrauch in etwa konstant blieben, erhöhte sich der Gasanteil von 21 % auf 24 %. Parallel dazu verringerte sich der Anteil der Kohle am Bruttoinlandsverbrauch von 16 % auf 11 %.

Abbildung 7: Bruttoinlandsverbrauch der fossilen Energieträger (1990-1999)



Quelle: ÖSTAT (2000)

Kohle: Der Bruttoinlandsverbrauch von Kohle hat zunächst 1991 einen Höhepunkt erlebt und dann bis 1993 stark abgenommen. Zurückzuführen ist dies hauptsächlich auf den starken Rückgang beim Einsatz von Kohle in den österreichischen Kraftwerken. 1990 und 1991 war die Stromproduktion aus Wasserkraft relativ niedrig, sodass die Stromproduktion aus kalorischen Kraftwerken ergänzt wurde. Außerdem lag auch der Stromverbrauch insgesamt in den Jahren 1992 bis 1994 unter dem Wert von 1991, nicht zuletzt aufgrund der nachlassenden Konjunktur nach 1991. Auch im sehr kalten Jahr 1996 lag die Stromproduktion aus Wasserkraft unter dem Durchschnitt, allerdings wurde hier überproportional viel Gas als Kompensation verfeuert. Neben dem Einsatz von Kohle in Kraftwerken hat auch die Stahlkonjunktur Einfluss auf den Kohleverbrauch: nach einem Einbruch Anfang der 90er Jahre zog die Stahlerzeugung Mitte der 1990er Jahre wieder merklich an. Insgesamt lag der Kohleverbrauch 1999 etwa 21 % unter dem Wert von 1990.

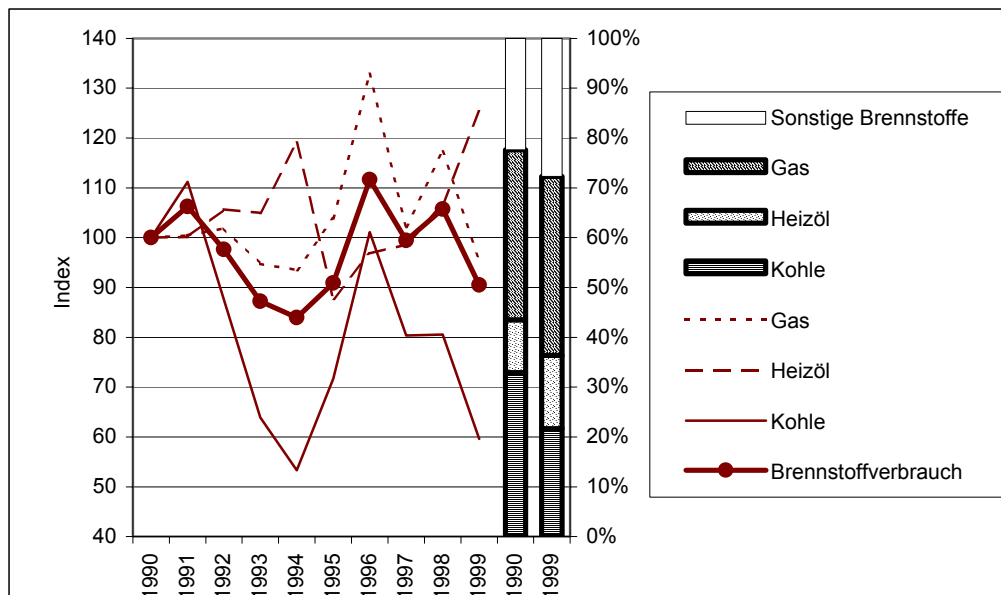
Gas: Der Gasverbrauch ist zwischen 1990 und 1996 stark angestiegen (+31 %). Nach einem Rückgang 1997 stieg der Gasverbrauch in den letzten zwei Jahren erneut und lag 1999 32 % über dem Wert von 1990. Eine Ursache für diese Entwicklung ist der starke Anstieg des Gasverbrauchs im Haushaltssektor in den 90er Jahren. Der steile Anstieg des Gasverbrauchs zwischen 1994 und 1996 ist allerdings zum Teil auch auf die Kraftwerke zurückzuführen, da vor allem die großen Kraftwerke ihren Brennstoffmix vermehrt in Richtung Erdgas umgestellt haben, um die vom LRG-K geforderten Grenzwerte einhalten zu können. Insbesondere die Spitze 1996 ist auch auf den vermehrten Einsatz von Gas in kalorischen Kraftwerken zurückzuführen. Da 1996 ein sehr kaltes Jahr war, war auch der Gasverbrauch zur Wärmeerzeugung in den Haushalten in diesem Jahr hoch.

Öl: Öl ist der wichtigste Energieträger in Österreich mit einem Anteil von 41 % am Bruttoinlandsverbrauch. Hier spielen die Brennstoffverbräuche der großen Dampfkesselanlagen eine untergeordnete Rolle. Die wichtigsten Ölverbraucher sind die Haushalte und der Verkehr.

5.2 Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen

Der Brennstoffverbrauch der großen Dampfkesselanlagen lag 1999 um 10 % unter dem Niveau von 1990, allerdings schwankte er recht stark in den 90er Jahren (Abbildung 8). Nach einem ersten Höhepunkt 1991 fiel der Brennstoffverbrauch der Dampfkesselanlagen bis 1994. Der Höhepunkt 1991 erklärt sich aus einer guten Konjunktur (und damit hohem Stromverbrauch) und der relativ niedrigen Stromproduktion aus Wasserkraft. Dadurch mussten kalorische Kraftwerke den Ausfall ausgleichen. Der Rückgang bis 1994 ist im wesentlichen durch nachlassende Konjunktur (und damit geringeren Stromverbrauch insgesamt) und ein höheres Niveau der Wasserkraftproduktion zurückzuführen. 1996 erreichte der Brennstoffverbrauch in den Großfeuerungsanlagen den höchsten Wert der 90er Jahre, was im wesentlichen damit zu erklären ist, dass aufgrund des sehr kalten Jahres die Wasserkraftproduktion sank, der Stromverbrauch aber deutlich zunahm. Die Lücke wurde über kalorische Stromproduktion aus Gas und Kohle geschlossen. Außerdem ist in kalten Jahren auch der Brennstoffbedarf in den Fernheizwerken höher. 1999 lag der Brennstoffverbrauch in den Großfeuerungsanlagen deutlich unter dem Wert des Vorjahres.

Abbildung 8: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

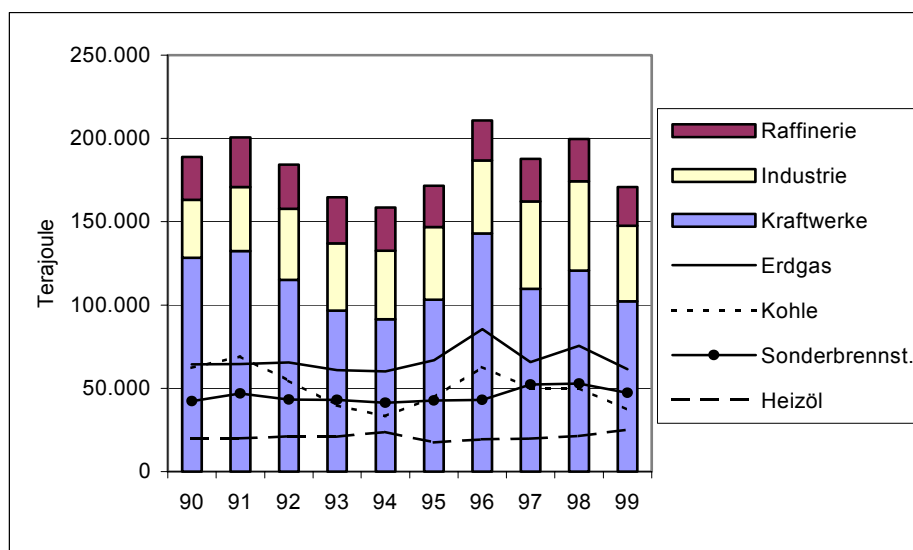
Auch die Verbräuche der verschiedenen Brennstoffarten zeigen starke Schwankungen, die unter anderem dadurch zustandekommen, dass die Anlagenbetreiber ihren Brennstoffmix aufgrund der Energiepreise oder gesetzlicher Vorschriften anpassen. Der Kohleverbrauch war 1994 nahezu halb so hoch wie 1990, lag 1996 aber wieder auf dem Niveau von 1990. Schließlich sank er wieder und lag 1999 40 % unter dem Niveau von 1990. Der Erdgasverbrauch war 1996 33 % und 1998 17 % höher als im Jahr 1990; 1999 lag der Erdgasverbrauch allerdings 5 % unter dem Wert von 1990. Der Heizölverbrauch erlebte Höhepunkte im Jahr 1994 (eine Ursache

dafür könnte der sehr niedrige Großhandelspreis gewesen sein) und 1999, als er 25 % über dem Niveau von 1990 lag.

Insgesamt kann somit in den 90er Jahren ein Wechsel des Brennstoffmix von Kohle zu Heizöl, Gas und Sonderbrennstoffen beobachtet werden. Sonderbrennstoffe umfassen (in absteigender Reihenfolge nach Bedeutung): Prozessgas, Ablauge, Holzabfälle, Sonstige Rückstände, Schlämme, Altöl. Insbesondere die Verbrennung von Holzabfällen und Schlämmen nahm in den 90er Jahren kräftig zu.

Der Brennstoffverbrauch in den Sektoren entwickelte sich recht unterschiedlich (Abbildung 9 und Tabelle 13): während der Brennstoffverbrauch der Kraftwerke um 20 % sank, stieg jener der industriellen Großfeuerungsanlagen um 30 %. In den Großfeuerungsanlagen der Raffinerie sank der Brennstoffverbrauch um 9 %.

Abbildung 9: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 13: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen in Terajoule

	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	90/99
Kraftwerke	128.285	132.363	115.146	96.639	91.390	103.117	143.016	109.675	120.597	102.290	-20%
Industrie	34.936	38.533	42.535	40.443	41.237	43.677	43.797	52.490	53.728	45.339	30%
Raffinerie	25.586	29.736	26.677	27.575	25.863	24.791	24.042	25.560	25.349	23.219	-9%
Summe	188.806	200.631	184.359	164.657	158.490	171.585	210.854	187.725	199.674	170.848	-10%
Kohle	62.191	69.161	54.479	39.763	33.167	44.570	62.890	49.982	50.100	37.064	-40%
Heizöl	20.007	20.036	21.138	21.007	23.830	17.551	19.375	19.736	21.330	25.078	25%
Erdgas	64.325	64.627	65.530	60.935	60.149	66.806	85.476	65.685	75.440	61.424	-5%
Sonderbrennst.	42.282	46.806	43.211	42.953	41.344	42.658	43.114	52.322	52.805	47.282	12%

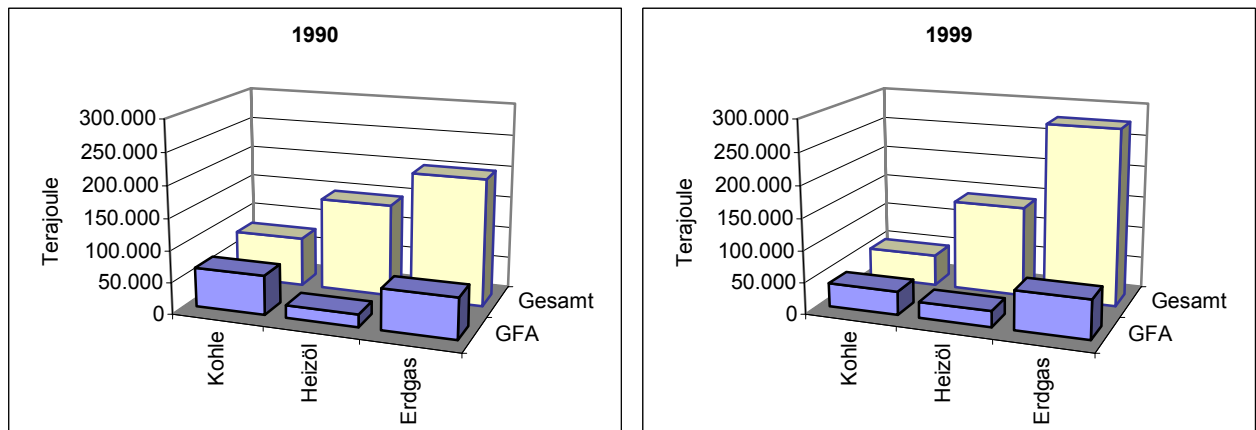
Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Abbildung 10 zeigt den Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen von Kohle, Heizöl und Gas mit dem gesamten Verbrauch von Brennstoffen in Österreich. Dabei zeigt sich, dass die Großfeuerungsanlagen einen je nach Energieträger recht unterschiedlichen Anteil an den in Österreich eingesetzten Brennstoffen halten. Außerdem geht ihr Anteil am Gesamtbrennstoffverbrauch zurück.

Kohle: Der überwiegende Teil des Kohleverbrauchs wird in Großfeuerungsanlagen verbraucht. Allerdings fiel zwischen 1990 und 1999 der Kohleverbrauch der Großfeuerungsanlagen rascher als der gesamte

Kohleverbrauch, sodass der Anteil der Großfeuerungsanlagen am gesamten Kohleverbrauch leicht von 80 % auf 75 % sank (Tabelle 14).

Abbildung 10: Darstellung des Brennstoffverbrauches der Großfeuerungsanlagen im Vergleich zum gesamten Brennstoffverbrauch in Österreich



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 14: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen im Vergleich zum gesamten Brennstoffverbrauch in Österreich (in Terajoule)

	1990			1999		
	GFA	Gesamt	Anteil GFA	GFA	Gesamt	Anteil GFA
Kohle	62.191	78.117	80%	37.064	49.511	75%
Heizöl	20.007	146.802	14%	25.078	142.747	18%
Erdgas	64.325	201.600	32%	61.424	278.232	22%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Heizöl: Bei Heizöl wird nur ein relativ kleiner Teil des gesamten Heizölverbrauchs in den Großfeuerungsanlagen verbrannt. Durch den mengenmäßigen Anstieg des Heizölverbrauchs in Großfeuerungsanlagen hat der Anteil der Großfeuerungsanlagen am gesamten Heizölverbrauch⁶ leicht von 14 % auf 18 % zugenommen. Die Großfeuerungsanlagen verfeuern überwiegend Heizöl Schwer, wobei in den meisten Anlagen Rauchgasreinigungsvorrichtungen vorhanden sind.

Erdgas: Da der Gesamtverbrauch von Erdgas stark zugenommen hat, jener in den Großfeuerungsanlagen aber in etwa stagniert, ist der Anteil der Großfeuerungsanlagen am gesamten Erdgasverbrauch zurückgegangen. Während 1990 noch nahezu ein Drittel des Erdgases in Großfeuerungsanlagen verfeuert wurde, betrug der Anteil 1999 nur mehr 22 %.

5.2.1 Kohle

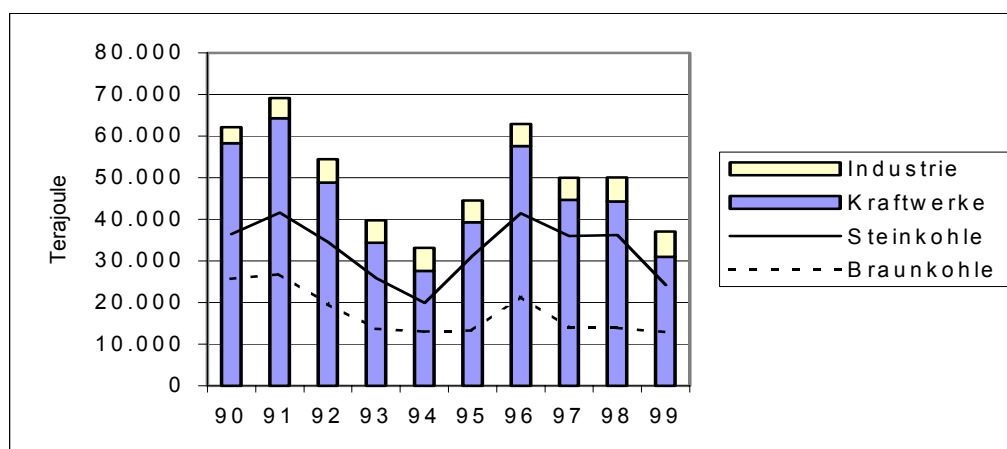
Der Kohleverbrauch in den Großfeuerungsanlagen ist trotz starker Schwankungen tendenziell rückläufig und lag 1999 40 % unter dem Wert von 1990. Der weitaus größte Teil der Kohle wird in den Kraftwerken verfeuert (Abbildung 11 und Tabelle 15), nur ein kleiner Teil in der Industrie (die Raffinerie Schwechat verfeuert überhaupt keine Kohle). Allerdings hat sich der Kohleverbrauch in den Kraftwerken und der Industrie recht unterschiedlich entwickelt: während die Kraftwerke 1999 47 % weniger Kohle verfeuerten als 1990, stieg der Kohleverbrauch in den Großfeuerungsanlagen der Industrie um 57 %.

Der **Steinkohleverbrauch** in den Großfeuerungsanlagen hat zwischen 1990 und 1999 um 34 % abgenommen. Der Gesamtverbrauch an Steinkohle hängt vor allem vom Einsatz des Kraftwerkes Dürnrohr ab. Dieses Kraftwerk

⁶ Dieser umfasst neben Heizöl Schwer, Mittel und Leicht auch Heizöl Extraleicht, obwohl letzteres nicht in Großfeuerungsanlagen verfeuert wird.

hat in den Heizperioden 1990 bis 1999 zwischen 41 % und 65 % der in Kraftwerken eingesetzten Steinkohle verfeuert.

Abbildung 11: Kohleverbrauch in Großfeuerungsanlagen



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 15: Kohleverbrauch in Großfeuerungsanlagen in Terajoule

	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	90/99
Kraftwerke	58.309	64.303	48.878	34.414	27.579	39.343	57.651	44.666	44.322	30.964	-47%
Industrie	3.882	4.858	5.601	5.349	5.588	5.227	5.239	5.317	5.778	6.100	57%
Gesamt	62.191	69.161	54.479	39.763	33.167	44.570	62.890	49.982	50.100	37.064	-40%
Steinkohle	36.478	41.593	34.522	25.835	19.959	31.264	41.450	36.038	36.202	24.234	-34%
Braunkohle	25.700	26.851	19.701	13.699	13.017	13.306	21.440	13.944	13.898	12.829	-50%
BK-Briketts	14	717	255	228	191	0	0	0	0	0	-100%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Der **Braunkohleverbrauch** ist stärker rückläufig als der Steinkohleverbrauch; insgesamt hat sich der Braunkohleverbrauch in Großfeuerungsanlagen zwischen 1990 und 1999 halbiert. Die verfeuerte Braunkohle stammt ausschließlich aus Österreich und wird zu einem Großteil im Kraftwerk Voitsberg verfeuert (1999 wurden 92 % der in Kraftwerken eingesetzten Braunkohle in Voitsberg verfeuert).

5.2.2 Heizöl

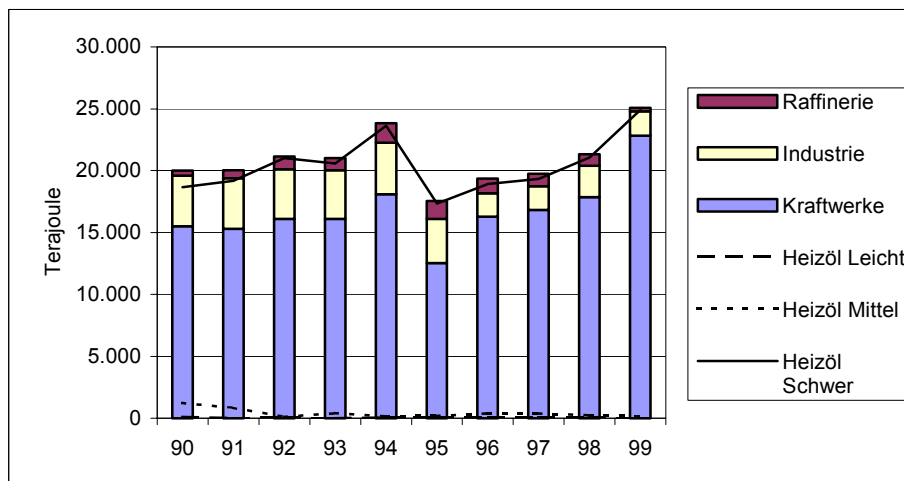
Der Verbrauch von Heizöl in Großfeuerungsanlagen hat von 1990 bis 1994 zugenommen (Abbildung 12 und Tabelle 16). Seit dem starken Rückgang im Jahr 1995 ist wieder ein kontinuierlicher Anstieg des Heizölverbrauchs in Großfeuerungsanlagen zu verzeichnen. 1999 lag er 25 % über dem Wert von 1990 und erreichte somit das höchste Niveau in den 90er Jahren.

Der größte Teil des Heizöls wird in den Kraftwerken verbrannt, aber auch die Industrie und die Raffinerie Schwechat verfeuern Heizöl. Der starke Anstieg ist vor allem auf den Heizölverbrauch in Kraftwerken zurückzuführen; dieser lag 1999 47 % über dem Wert von 1990. In den Großfeuerungsanlagen der Industrie hingegen halbierte sich der Heizölverbrauch zwischen 1990 und 1999, in der Raffinerie ging er um 24 % zurück.

Der Rückgang nach 1994 bei den Kraftwerken wurde zum Teil durch den Umstieg von Heizöl auf Erdgas bewirkt. Der deutliche Anstieg 1999 war unter anderem darauf zurückzuführen, dass vom Kraftwerk Neudorf/Werndorf (Graz) Heizölverbräuche gemeldet wurden; für die Jahre 1997 und 1998 langten keine Emissionserklärungen für diese Kraftwerke im Umweltbundesamt ein.

In den Großfeuerungsanlagen wird nahezu ausschließlich Heizöl Schwer verfeuert (99 %). Der Anteil von Heizöl Schwer am Heizölverbrauch hat in den letzten Jahren zugenommen. In der Raffinerie Schwechat werden ausschließlich Heizöl Schwer und Sonderbrennstoffe verfeuert.

Abbildung 12: Heizölverbrauch in Großfeuerungsanlagen



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 16: Heizölverbrauch in Großfeuerungsanlagen in Terajoule

	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	90/99
Kraftwerke	15.532	15.308	16.111	16.102	18.095	12.541	16.287	16.821	17.868	22.824	47%
Industrie	4.070	4.082	3.996	3.921	4.172	3.565	1.882	1.922	2.549	1.948	-52%
Raffinerie	405	646	1.031	985	1.563	1.446	1.206	993	913	307	-24%
Gesamt	20.007	20.036	21.138	21.007	23.830	17.551	19.375	19.736	21.330	25.078	25%
Heizöl Schwer	18.676	19.178	21.009	20.590	23.642	17.352	18.933	19.336	21.074	24.922	33%
Heizöl Mittel	1.239	849	111	410	148	184	391	378	227	148	-88%
Heizöl Leicht	92	10	18	7	39	16	50	21	29	9	-91%

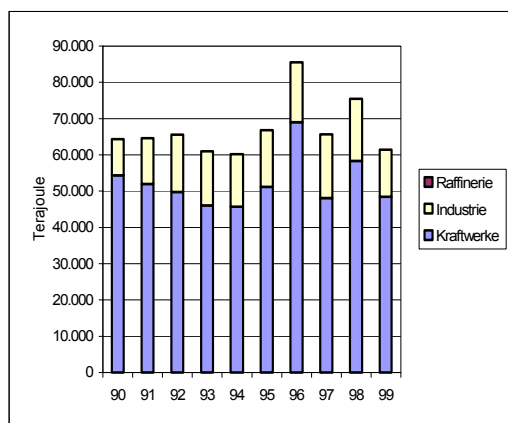
Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

5.2.3 Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Großfeuerungsanlagen sank zunächst leicht von 1990 bis 1994, bevor er bis 1996 sprunghaft anstieg (Abbildung 13 und Tabelle 17). Mit ein Grund für diesen Anstieg waren Umstellungen der Kraftwerksbetreiber von Heizöl Schwer auf Erdgas. Auch 1998 war der Erdgasverbrauch hoch, bevor er 1999 fiel und 5 % unter dem Wert von 1990 lag.

Die Kraftwerke sind bei weitem die größten Verbraucher von Erdgas mit einem Anteil von rund drei Viertel am gesamten in Großfeuerungsanlagen verfeuerten Erdgas. Die Industrie verfeuert rund ein Viertel; die Raffinerie Schwechat meldete erst in den beiden letzten Jahren geringe Erdgasverbräuche. Der Erdgasverbrauch in den Kraftwerken reduzierte sich um 11 %, während jener der Industrie um 30 % wuchs.

Abbildung 13: Erdgasverbrauch in Großfeuerungsanlagen



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 17: Erdgasverbrauch in Großfeuerungsanlagen in TeraJoule

	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	90/99
Kraftwerke	54.373	52.009	49.742	46.055	45.662	51.203	69.003	48.121	58.365	48.443	-11%
Industrie	9.951	12.618	15.789	14.880	14.487	15.603	16.472	17.564	17.058	12.928	30%
Raffinerie	0	0	0	0	0	0	0	0	16	53	
Gesamt	64.325	64.627	65.530	60.935	60.149	66.806	85.476	65.685	75.440	61.424	-5%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

5.2.4 Sonderbrennstoffe

Die Kategorie "Sonderbrennstoffe" wird zum ersten Mal im Rahmen dieses Berichts dargestellt. Eine genauere Betrachtung der Sonderbrennstoffe wäre insofern notwendig, da sie einen wesentlichen Beitrag zu den Gesamtemissionen liefern. Außerdem treten bei der Verfeuerung von Sonderbrennstoffen wie Altöl, Schlämmen sowie diverse anderen Abfällen und Rückständen Schadstoff-Emissionen auf, für die laut LRG-K keine Berichtspflicht besteht (z.B. organische Schadstoffe wie Dioxine und Furane; Schwermetalle wie Quecksilber, Cadmium). Eine Interpretation der Daten ist allerdings derzeit nicht möglich, da die Angaben der Anlagenbetreiber teilweise lückenhaft sind bzw. gänzlich fehlen und daher die Ermittlung der Heizwerte der Sonderbrennstoffe nicht eindeutig sind.

Die bekanntgegebenen Sonderbrennstoffe umfassen:

Ablauge	fällt in der Zellstoffindustrie an und wird dort verfeuert
Prozessgas	Biogas, Klärgas, Deponiegas; Gichtgas (VOEST), Kokereigas (VOEST), Clausabgas (OMV), Raffineriemischgas (OMV), Wasserstoffgas (OMV), Flüssiggas (OMV), Sauer gas (OMV); Starkgas (Lenzing AG); Schwachgas (Krems Chemie)
Holzabfälle	vorwiegend in der Zellstoffindustrie verfeuert
Schlämme	stammen ausschließlich aus der Zellstoffindustrie und werden dort verfeuert
Altöl	wurde nur von einem Anlagenbetreiber gemeldet
Sonstiges	Brennstoffe, die keiner vorher genannten Gruppe zuzuordnen sind (wie diverse Abfälle und Rückstände)

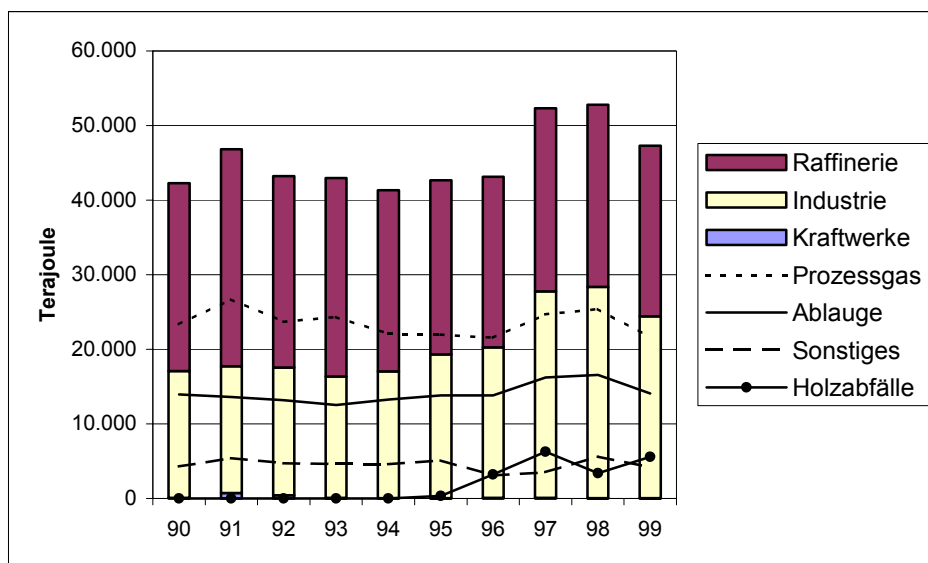
Der Verbrauch von Sonderbrennstoffen wuchs von 1990 bis 1999 um 12 % (Abbildung 14 und Tabelle 18). In den Kraftwerken ist der Einsatz von Sonderbrennstoffen derzeit von geringerer Bedeutung. Die Raffinerie Schwechat deckt den Großteil ihres Energiebedarfs durch die Verfeuerung von Sonderbrennstoffen, wobei vor allem Raffineriemischgas und Abgase der Claus-Anlagen eingesetzt werden. Insgesamt haben die in der

Raffinerie verfeuerten Sonderbrennstoffe zwischen 1990 und 1999 leicht abgenommen (-9 %). Allerdings weisen die in der Raffinerie eingesetzten Sonderbrennstoffe in den letzten Jahren höhere Schwefelgehalte auf (v.a. Clausgas und Rückstände), sodass die SO₂-Emissionen der Raffinerie in den 90er Jahren absolut und in Bezug auf die eingesetzte Brennstoffmenge beträchtlich zugenommen haben.

Die Menge an Sonderbrennstoffen, die im Bereich Industrie verfeuert wurde, hat generell zugenommen (+43 %). Ein Grund dafür ist, dass die Daten der VA Stahl über die verbrannten Mengen an Gicht- und Kokereigas erst seit dem Jahre 1997 gemeldet werden.

Die größte Gruppe der Sonderbrennstoffe sind die Prozessgase, die hauptsächlich in der Raffinerie anfallen. Die Verfeuerung von Prozessgasen ist zwischen 1990 und 1999 um 8 % zurückgegangen. Eine zweite große Gruppe umfasst die Ablagen, die in der Zellstoffindustrie anfallen und deren Verfeuerung im Vergleichszeitraum nahezu konstant geblieben ist. Starke Zunahmen verzeichnete hingegen die Verfeuerung von Holzabfällen (seit 1995) und der Schlämme. Beide Brennstoffarten werden überwiegend in der Zellstoffindustrie eingesetzt.

Abbildung 14: Sonderbrennstoffe in Großfeuerungsanlagen



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Tabelle 18: Sonderbrennstoffe in Großfeuerungsanlagen in Terajoule

	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	90/99
Kraftwerke	70	742	415	69	53	31	75	67	42	60	-14%
Industrie	17.032	16.974	17.150	16.293	16.991	19.282	20.204	27.687	28.343	24.364	43%
Raffinerie	25.180	29.090	25.646	26.591	24.300	23.345	22.836	24.567	24.420	22.858	-9%
Gesamt	42.282	46.806	43.211	42.953	41.344	42.658	43.114	52.322	52.805	47.282	12%
Ablauge	13.938	13.587	13.188	12.537	13.281	13.805	13.807	16.244	16.584	14.071	1%
Prozessgas	23.348	26.688	23.694	24.340	22.078	21.989	21.546	24.678	25.426	21.577	-8%
Holzabfälle	0	0	5	0	0	339	3.220	6.254	3.388	5.588	
Schlämme	462	860	1.199	1.135	1.137	1.156	1.177	1.251	1.416	1.474	219%
Sonstiges	4.309	5.397	4.720	4.631	4.609	5.101	3.083	3.513	5.642	4.178	-3%
Altöl	225	275	405	310	239	267	282	382	349	393	75%

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

6 SPEZIFISCHE EMISSIONEN

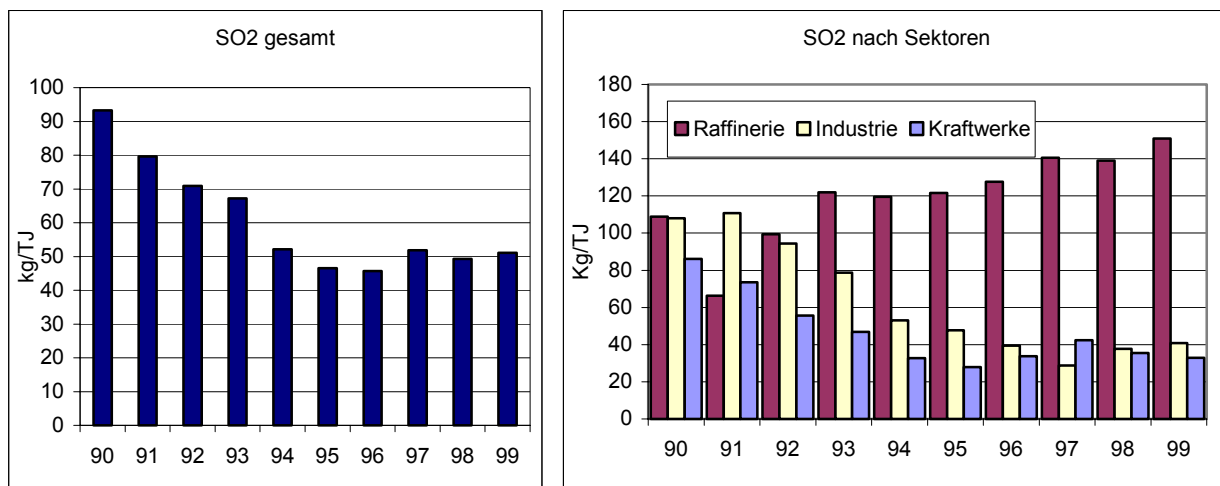
Die spezifischen Emissionen (das sind die Emissionen pro eingesetzter Brennstoffmenge) können als ein Maß für die Umweltfreundlichkeit angewendet werden. Den größten Einfluss auf die Emissionen von Großfeuerungsanlagen hat die Art des Brennstoffes. Stein- und Braunkohle sowie Heizöl Schwer verursachen bei allen Schadstoffen (SO₂, NO_x, CO und Staub) relativ hohe Emissionen, während Erdgas niedrigere Emissionen pro Heizwert aufweist (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Entwicklung der Emissionen für SO₂, NO_x, CO und Staub wird somit stark geprägt von der Entwicklung des Verbrauchs von Kohle und Heizöl Schwer in Großfeuerungsanlagen. Aber auch der Einsatz von Sonderbrennstoffen kann beträchtliche Auswirkungen auf die Emissionen haben. Neben den Energieträgern beeinflussen nachgelagerte Technologien der Abgasreinigung (Filter) die spezifischen Emissionen entscheidend.

6.1 Schwefeldioxid (SO₂)

Die spezifischen SO₂-Emissionen über alle Großfeuerungsanlagen haben sich zwischen 1990 und 1996 stark reduziert (Abbildung 15). Seit 1997 stagnieren die spezifischen SO₂-Emissionen auf etwas höherem Niveau; 1999 lagen sie 45 % unter dem Wert von 1990. Der Rückgang der spezifischen SO₂-Emissionen in der ersten Hälfte der 90er Jahre ist vor allem auf den Brennstoffwechsel von Kohle und eingeschränkt Heizöl Schwer auf Erdgas und auf Emissionsminderungsmaßnahmen zurückzuführen.

Der leichte Anstieg der spezifischen SO₂-Emissionen nach 1996 ist Konsequenz des sinkenden Erdgasverbrauchs und des Anstiegs von Heizöl Schwer und der Sonderbrennstoffe.

Abbildung 15: Spezifische SO₂-Emissionen in Großfeuerungsanlagen (gesamt und nach Sektoren)



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

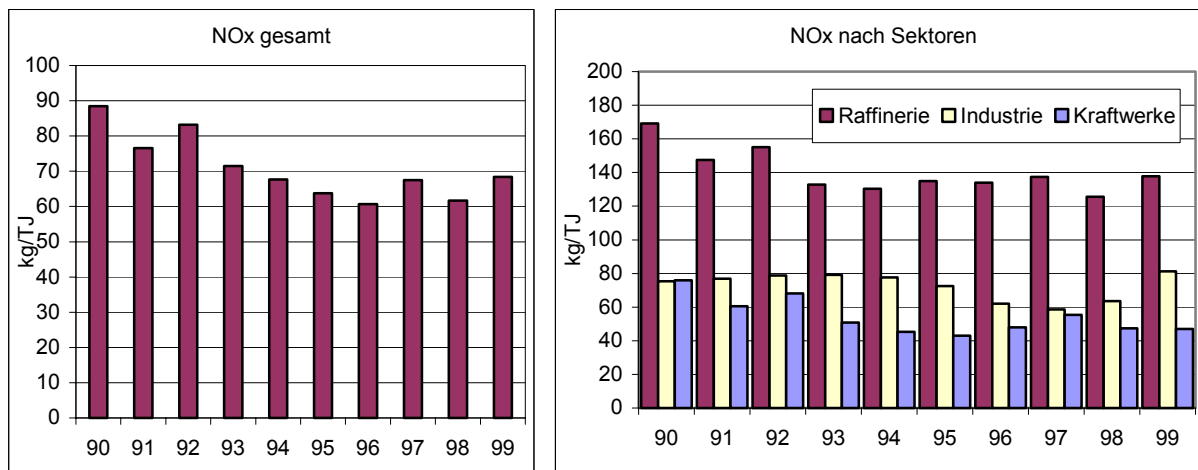
Die Aufschlüsselung der SO₂-Emissionen nach Sektoren zeigt recht unterschiedliche Entwicklungen: während die Kraftwerke und die Industrie ihre spezifischen Emissionen bis Mitte der 90er Jahre reduzieren konnten, stiegen die spezifischen Emissionen der Raffinerie zwischen 1990 und 1999 um mehr als ein Drittel. 1990 waren die spezifischen SO₂-Emissionen in allen drei Sektoren in etwa gleich hoch, 1999 waren jene der Raffinerie rund viermal so hoch wie jene in den Kraftwerken und der Industrie.

Bei den Kraftwerken und in der Industrie machen sich Brennstoffumstellungen und Investitionen in Entschwefelungsanlagen bemerkbar. In der Raffinerie Schwechat hingegen wurden vermehrt stark schwefelhaltige Gase und Rückstände verfeuert, die bei der Produktion von schwefelarmen petrochemischen Produkten entstehen.

6.2 Stickoxide (NO_x)

Mit Ausnahme des Jahres 1992 sanken die spezifischen NO_x-Emissionen kontinuierlich bis 1996, danach wechseln Zunahmen und Rückgänge (Abbildung 16). Insgesamt lagen die spezifischen NO_x-Emissionen 1999 23 % unter dem Wert von 1990. Auch hier ist der Rückgang in der ersten Hälfte der 90er Jahre vor allem auf den vermehrten Einsatz von Erdgas zurückzuführen. Allerdings ist der Rückgang nicht so rasch erfolgt wie bei den SO₂-Emissionen, da auch durch die Verfeuerung von Erdgas ebenfalls NO_x emittiert wird.

Abbildung 16: Spezifische NO_x-Emissionen in Großfeuerungsanlagen (gesamt und nach Sektoren)



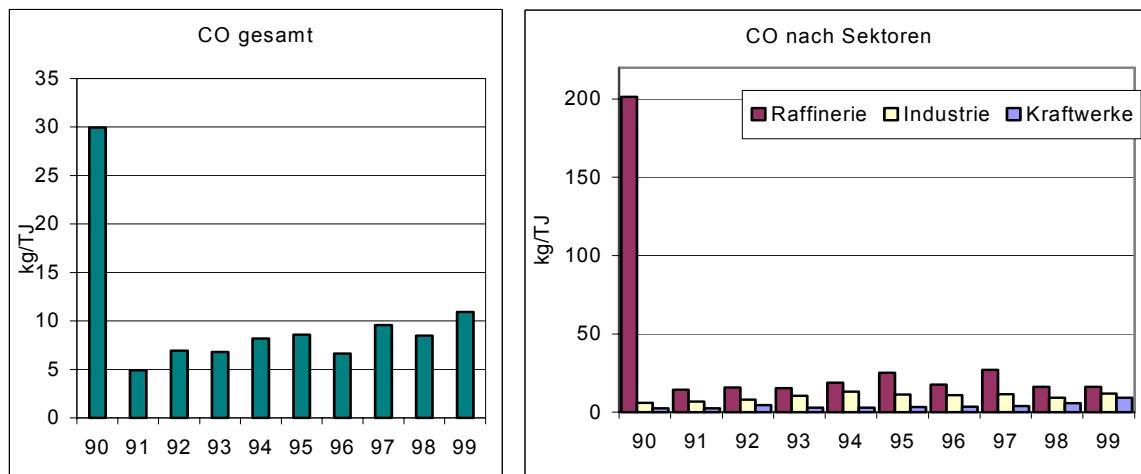
Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

Die Aufschlüsselung der NO_x-Emissionen nach Sektoren zeigt auch hier ein differenziertes Bild: die spezifischen Emissionen der Raffinerien liegen etwa doppelt so hoch wie jene der Kraftwerke und in der Industrie, allerdings mit leicht sinkender Tendenz (-19 %). Die spezifischen NO_x-Emissionen der Kraftwerke sanken um 38 % zwischen 1990 und 1999, während jene der Industrie um 8 % zunahmen.

6.3 Kohlenmonoxid (CO)

Die spezifischen CO-Emissionen sanken nach einer Technologieumstellung 1991 rapid, zeigen seither aber wieder steigende Tendenz (Abbildung 17). Insbesondere die spezifischen CO-Emissionen in den Kraftwerken und der Industrie stiegen rasch zwischen 1990 und 1999: die spezifischen Emissionen der Kraftwerke vervierfachten sich, jene der Industrie verdoppelten sich. Allerdings sind die Angaben aufgrund der Datenlage mit Vorsicht zu interpretieren.

Abbildung 17: Spezifische CO-Emissionen in Großfeuerungsanlagen (gesamt und nach Sektoren)

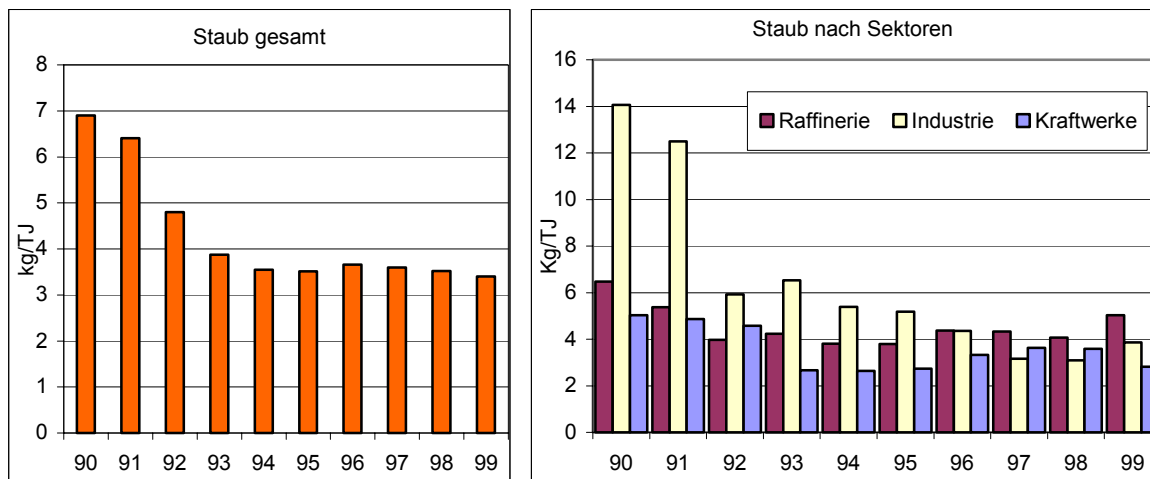


Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

6.4 Staub

Die spezifischen Staubemissionen haben sich Anfang der 90er Jahre rasch verringert, was vor allem auf einen Rückgang in der Industrie zurückzuführen ist (Abbildung 18). Insgesamt waren die spezifischen Staubemissionen 1999 etwa halb so hoch wie 1990. In allen Sektoren wurden die spezifischen Staubemissionen verringert. Allerdings ist auch hier hinzuzufügen, dass die Datenlage nur vorsichtige Interpretationen zulässt.

Abbildung 18: Spezifische Staubemissionen in Großfeuerungsanlagen (gesamt und nach Sektoren)



Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: Oktober 2000

7 ANHANG: DATENLAGE

Die Dampfkessel-Datenbank

Dieser Bericht baut auf den Emissionserklärungen der Betreiber von Großfeuerungsanlagen auf. Das Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen (LRG-K 1989) verpflichtet Betreiber von Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung über 2 MW, jährliche Emissionserklärungen abzugeben. Diese Emissionserklärungen enthalten monatliche Daten über den Brennstoffverbrauch, die Emissionskonzentrationen und die Emissionsfrachten. Sie sind spätestens bis zu dem Erklärungszeitraum folgenden 31. Dezember der Behörde zu übermitteln. Der Berichtszeitraum umfasst dabei nicht das Kalenderjahr, sondern die sogenannte Heizperiode. Diese beginnt mit 1. Oktober und endet am 30. September des Folgejahres.

Die Angaben der Betreiber werden vom Umweltbundesamt stichprobenartig überprüft, bei Bedarf vervollständigt und in eine Datenbank übertragen (Dampfkessel-Datenbank). Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes enthält u.a. die folgenden Daten von etwa 600 Dampfkesselanlagen in Österreich für die Jahre 1990 bis 1999:

Betreiber	Dampfkessel	Brennstoff	Emission
Ort	Standort	Monat	Monat
Bezirk	Standort - PLZ	Jahr	Jahr
Name	Kessel	Gas in m ³	Staub in kg
Adresse	Zweck der Anl	Heizöl S in t	SO ₂ in kg
PLZ	Brennstoffe	Heizöl M in t	NO ₂ in kg
Berichtszeitraum	Wärmeleistung	Heizöl L in t	CO in kg
Kontaktperson	Austrittstemperatur	BK Briketts in t	Sonstige Emissionen
TelNr	Verbrennungsgasmenge	Braunkohle in t	
	Querschnitt	SK Briketts in t	
	Austrittshöhe	Steinkohle in t	
	Abgasreinigungsanlage	Holzabfälle in Rm ³	
	Abzuscheidender Stoff	Sonstiger Brennstoff 1	
	Art der Reinigungsanlage	Sonstiger Brennstoff 2	
	Berichtszeitraum	Sonstiger Brennstoff 3	

Definition der Anlage

Anlage: Die GFA-RL gibt keine klare Definition der Anlage. Deshalb wird in diesem Bericht die Definition des Luftreinhaltegesetzes für Kesselanlagen (LRG-K) übernommen:

"Eine Dampfkesselanlage im Sinne dieses Bundesgesetzes besteht in der Regel aus einem Dampfkessel einschließlich aller für die Emissionen maßgebenden Nebeneinrichtungen. Münden die Verbrennungsgaszüge mehrerer Dampfkessel, die im Regelfall gleichzeitig in Betrieb stehen, in einen gemeinsamen Schornstein, der auch mehrere Züge umfassen kann, oder stehen mehrere im Regelfall gleichzeitig in Betrieb stehende Dampfkessel eines Betreibers in einem engen räumlichen Zusammenhang, so gelten diese Dampfkessel grundsätzlich als eine einzige Dampfkesselanlage" (§1 Abs. 3 LRG-K, Unterstreichungen vom Autor).

Neuanlage: Artikel 2 Abs. 7 und Abs. 9 der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (GFA-RL) definieren Neuanlagen, als Anlagen, die ab dem 1. Juli 1987 genehmigt wurden.

Bestehende Anlage: Hierbei handelt es sich um Anlagen, die vor dem 1. Juli 1987 genehmigt wurden.

Ermittlungsmethoden

Jährliche Emissionen werden entweder mit kontinuierlichen Messungen ermittelt, oder mit Hilfe von Einzelmessungen und dem Brennstoffverbrauch auf Ganzjahreswerte hochgerechnet. Kontinuierliche Emissionsmessungen haben gemäß Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen (LRV-K §4 Abs. 1) bei allen neuen Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung über 30 MW vorzulegen. In besonderen Fällen wurde allerdings auch mit Hilfe von Einzelmessungen und dem Brennstoffverbrauch auf die Jahresemissionen hochgerechnet.

Verfahren bei Fehlen der Emissionserklärung

Das Fehlen der Emissionserklärung kann mehrere Gründe haben. Entweder wurde die Erklärung von der zuständigen Behörde nicht an das Umweltbundesamt übermittelt, oder noch nicht von Betreiber eingefordert. In beiden Fällen wurde zur Erfüllung der Berichtspflicht auf die Vorjahresmeldung zurückgegriffen. Darüber hinaus führt auch die Stilllegung von Anlagen zum Ausbleiben der Emissionserklärung.

8 LITERATUR

ÖSTAT (2000): ÖSTAT-Energiebilanzen. E-mail vom 9. November 2000

RITTER, M. & KÖNIG, G. (1997): Technische Grundlagen für die Bewertung des Erfolges der nach dem Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen getroffenen Maßnahmen. BE-100. Umweltbundesamt, Wien.

RITTER, M. & RABERGER, B. (1999): Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen 1990-1998. BE-164. Umweltbundesamt, Wien.