

BUNDESGESETZBLATT

FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

Jahrgang 1999

Ausgegeben am 18. März 1999

Teil III

60. Protokoll zu dem Übereinkommen von 1979 über weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigung betreffend die weitere Verringerung von Schwefelemissionen samt Anlagen und Erklärung der Republik Österreich
(NR: GP XX RV 1086 AB 1216 S. 130. BR: AB 5721 S. 642.)

60.

Der Nationalrat hat beschlossen:

1. Der Abschluß des nachstehenden Staatsvertrages, dessen Art. 11 verfassungsändernd ist, samt Anlagen und Erklärung der Republik Österreich wird genehmigt.

2. Dieser Staatsvertrag ist im Sinne des Art. 50 Abs. 2 B-VG durch Erlassung von Gesetzen zu erfüllen.

3. Gemäß Art. 49 Abs. 2 B-VG hat die Kundmachung der Fassungen des Protokolls in französischer und russischer Sprache durch Auflage zur öffentlichen Einsichtnahme im Bundesministerium für auswärtige Angelegenheiten zu erfolgen.

PROTOCOL TO THE 1979 CONVENTION ON LONG-RANGE TRANSBOUNDARY AIR POLLUTION ON FURTHER REDUCTION OF SULPHUR EMISSIONS

THE PARTIES,

DETERMINED to implement the Convention on Long-range Transboundary Air Pollution,

CONCERNED that emissions of sulphur and other air pollutants continue to be transported across international boundaries and, in exposed parts of Europe and North America, are causing widespread damage to natural resources of vital environmental and economic importance, such as forests, soils and waters, and to materials, including historic monuments, and, under certain circumstances, have harmful effects on human health,

RESOLVED to take precautionary measures to anticipate, prevent or minimize emissions of air pollutants and mitigate their adverse effects,

CONVINCED that where there are threats of serious or irreversible damage, lack of full scientific certainty should not be used as a reason for postponing such measures, taking into account that such precautionary measures to deal with emissions of air pollutants should be cost-effective,

MINDFUL that measures to control emissions of sulphur and other air pollutants would also contribute to the protection of the sensitive Arctic environment,

CONSIDERING that the predominant sources of air pollution contributing to the acidification of the environment are the combustion of fossil fuels for energy production, and the main technological processes in various industrial sectors, as well as transport, which lead to emissions of sulphur, nitrogen oxides, and other pollutants,

CONSCIOUS of the need for a cost-effective regional approach to combating air pollution that takes account of the variations in effects and abatement costs between countries,

DESIRING to take further and more effective action to control and reduce sulphur emissions,

COGNIZANT that any sulphur control policy, however cost-effective it may be at the regional level, will result in a relatively heavy economic burden on countries with economies that are in transition to a market economy,

BEARING IN MIND that measures taken to reduce sulphur emissions should not constitute a means of arbitrary or unjustifiable discrimination or a disguised restriction on international competition and trade,

TAKING INTO CONSIDERATION existing scientific and technical data on emissions, atmospheric processes and effects on the environment of sulphur oxides, as well as on abatement costs,

AWARE that, in addition to emissions of sulphur, emissions of nitrogen oxides and of ammonia are also causing acidification of the environment,

NOTING that under the United Nations Framework Convention on Climate Change, adopted in New York on 9 May 1992, there is agreement to establish national policies and take corresponding measures to combat climate change, which can be expected to lead to reductions of sulphur emissions,

AFFIRMING the need to ensure environmentally sound and sustainable development,

RECOGNIZING the need to continue scientific and technical cooperation to elaborate further the approach based on critical loads and critical levels, including efforts to assess several air pollutants and various effects on the environment, materials and human health,

UNDERLINING that scientific and technical knowledge is developing and that it will be necessary to take such developments into account when reviewing the adequacy of the obligations entered into under the present Protocol and deciding on further action,

ACKNOWLEDGING the Protocol on the Reduction of Sulphur Emissions or Their Transboundary Fluxes by at least 30 per cent, adopted in Helsinki on 8 July 1985, and the measures already taken by many countries which have had the effect of reducing sulphur emissions,

HAVE AGREED as follows:

Article 1

DEFINITIONS

For the purposes of the present Protocol,

1. "Convention" means the Convention on Long-range Transboundary Air Pollution, adopted in Geneva on 13 November 1979;
2. "EMEP" means the Cooperative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe;
3. "Executive Body" means the Executive Body for the Convention constituted under article 10, paragraph 1, of the Convention;
4. "Commission" means the United Nations Economic Commission for Europe;
5. "Parties" means, unless the context otherwise requires, the Parties to the present Protocol;
6. "Geographical scope of EMEP" means the area defined in article 1, paragraph 4, of the Protocol to the 1979 Convention on Long-range Transboundary Air Pollution on Long-term Financing of the Cooperative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe (EMEP), adopted in Geneva on 28 September 1984;
7. "SOMA" means a sulphur oxides management area designated in annex III under the conditions laid down in article 2, paragraph 3;
8. "Critical load" means a quantitative estimate of an exposure to one or more pollutants below which significant harmful effects on specified sensitive elements of the environment do not occur, according to present knowledge;
9. "Critical levels" means the concentration of pollutants in the atmosphere above which direct adverse effects on receptors, such as human beings, plants, ecosystems or materials, may occur, according to present knowledge;
10. "Critical sulphur deposition" means a quantitative estimate of the exposure to oxidized sulphur compounds, taking into account the effects of base cation uptake and base cation deposition, below which significant harmful effects on specified sensitive elements of the environment do not occur, according to present knowledge;
11. "Emission" means the discharge of substances into the atmosphere;
12. "Sulphur emissions" means all emissions of sulphur compounds expressed as kilotonnes of sulphur dioxide (kt SO₂) to the atmosphere originating from anthropogenic sources excluding from ships in international traffic outside territorial waters;
13. "Fuel" means any solid, liquid or gaseous combustible material with the exception of domestic refuse and toxic or dangerous waste;
14. "Stationary combustion source" means any technical apparatus or group of technical apparatus that is co-located on a common site and is or could be discharging waste gases through a common stack, in which fuels are oxidized in order to use the heat generated;
15. "Major new stationary combustion source" means any stationary combustion source the construction or substantial modification of which is authorized after 31 December 1995 and the thermal input of which, when operating at rated capacity, is at least 50 MW_{th}. It is a matter for the competent national authorities to decide whether a modification is substantial or not, taking into account such factors as the environmental benefits of the modification;

16. “Major existing stationary combustion source” means any existing stationary combustion source the thermal input of which, when operating at rated capacity, is at least 50 MW_{th};
17. “Gas oil” means any petroleum product within HS 2710, or any petroleum product which, by reason of its distillation limits, falls within the category of middle distillates intended for use as fuel and of which at least 85% by volume, including distillation losses, distils at 350° C;
18. “Emission limit value” means the permissible concentration of sulphur compounds expressed as sulphur dioxide in the waste gases from a stationary combustion source expressed in terms of mass per volume of the waste gases expressed in mg SO₂/Nm³, assuming an oxygen content by volume in the waste gas of 3% in the case of liquid and gaseous fuels and 6% in the case of solid fuels;
19. “Emission limitation” means the permissible total quantity of sulphur compounds expressed as sulphur dioxide discharged from a combustion source or group of combustion sources located either on a common site or within a defined geographical area, expressed in kilotonnes per year;
20. “Desulphurization rate” means the ratio of the quantity of sulphur which is separated at the combustion source site over a given period to the quantity of sulphur contained in the fuel which is introduced into the combustion source facilities and which is used over the same period;
21. “Sulphur budget” means a matrix of calculated contributions to the deposition of oxidized sulphur compounds in receiving areas, originating from the emissions from specified areas.

Article 2

BASIC OBLIGATIONS

1. The Parties shall control and reduce their sulphur emissions in order to protect human health and the environment from adverse effects, in particular acidifying effects, and to ensure, as far as possible, without entailing excessive costs, that depositions of oxidized sulphur compounds in the long term do not exceed critical loads for sulphur given, in annex I, as critical sulphur depositions, in accordance with present scientific knowledge.

2. As a first step, the Parties shall, as a minimum, reduce and maintain their annual sulphur emissions in accordance with the timing and levels specified in annex II.

3. In addition, any Party:

- (a) Whose total land area is greater than 2 million square kilometres;
- (b) Which has committed itself under paragraph 2 above to a national sulphur emission ceiling no greater than the lesser of its 1990 emissions or its obligation in the 1985 Helsinki Protocol on the Reduction of Sulphur Emissions or Their Transboundary Fluxes by at least 30%, as indicated in annex II;
- (c) Whose annual sulphur emissions that contribute to acidification in areas under the jurisdiction of one or more other Parties originate only from within areas under its jurisdiction that are listed as SOMAs in annex III, and has presented documentation to this effect; and
- (d) Which has specified upon signature of, or accession to, the present Protocol its intention to act in accordance with this paragraph,

shall, as a minimum, reduce and maintain its annual sulphur emissions in the area so listed in accordance with the timing and levels specified in annex II.

4. Furthermore, the Parties shall make use of the most effective measures for the reduction of sulphur emissions, appropriate in their particular circumstances, for new and existing sources, which include, *inter alia*:

- Measures to increase energy efficiency;
- Measures to increase the use of renewable energy;
- Measures to reduce the sulphur content of particular fuels and to encourage the use of fuel with a low sulphur content, including the combined use of high-sulphur with low-sulphur or sulphur-free fuel;
- Measures to apply best available control technologies not entailing excessive cost,

using the guidance in annex IV.

5. Each Party, except those Parties subject to the United States/Canada Air Quality Agreement of 1991, shall as a minimum:

- (a) Apply emission limit values at least as stringent as those specified in annex V to all major new stationary combustion sources;
- (b) No later than 1 July 2004 apply, as far as possible without entailing excessive costs, emission limit values at least as stringent as those specified in annex V to those major existing stationary combustion sources the thermal input of which is above 500 MW_{th} taking into account the

remaining lifetime of a plant, calculated from the date of entry into force of the present Protocol, or apply equivalent emission limitations or other appropriate provisions, provided that these achieve the sulphur emission ceilings specified in annex II and, subsequently, further approach the critical loads as given in annex I; and no later than 1 July 2004 apply emission limit values or emission limitations to those major existing stationary combustion sources the thermal input of which is between 50 and 500 MW_{th} using annex V as guidance;

- (c) No later than two years after the date of entry into force of the present Protocol apply national standards for the sulphur content of gas oil at least as stringent as those specified in annex V. In cases where the supply of gas oil cannot otherwise be ensured, a State may extend the time period given in this subparagraph to a period of up to ten years. In this case it shall specify, in a declaration to be deposited together with the instrument of ratification, acceptance, approval or accession, its intention to extend the time period.

6. The Parties may, in addition, apply economic instruments to encourage the adoption of cost-effective approaches to the reduction of sulphur emissions.

7. The Parties to this Protocol may, at a session of the Executive Body, in accordance with rules and conditions which the Executive Body shall elaborate and adopt, decide whether two or more Parties may jointly implement the obligations set out in annex II. These rules and conditions shall ensure the fulfilment of the obligations set out in paragraph 2 above and also promote the achievement of the environmental objectives set out in paragraph 1 above.

8. The Parties shall, subject to the outcome of the first review provided for under article 8 and no later than one year after the completion of that review, commence negotiations on further obligations to reduce emissions.

Article 3

EXCHANGE OF TECHNOLOGY

1. The Parties shall, consistent with their national laws, regulations and practices, facilitate the exchange of technologies and techniques, including those that increase energy efficiency, the use of renewable energy and the processing of low-sulphur fuels, to reduce sulphur emissions, particularly through the promotion of:

- (a) The commercial exchange of available technology;
- (b) Direct industrial contacts and cooperation, including joint ventures;
- (c) The exchange of information and experience;
- (d) The provision of technical assistance.

2. In promoting the activities specified in paragraph 1 above, the Parties shall create favourable conditions by facilitating contacts and cooperation among appropriate organizations and individuals in the private and public sectors that are capable of providing technology, design and engineering services, equipment or finance.

3. The Parties shall, no later than six months after the date of entry into force of the present Protocol, commence consideration of procedures to create more favourable conditions for the exchange of technology to reduce sulphur emissions.

Article 4

NATIONAL STRATEGIES, POLICIES, PROGRAMMES, MEASURES AND INFORMATION

1. Each Party shall, in order to implement its obligations under article 2:

- (a) Adopt national strategies, policies and programmes, no later than six months after the present Protocol enters into force for it; and
- (b) Take and apply national measures

to control and reduce its sulphur emissions.

2. Each Party shall collect and maintain information on:

- (a) Actual levels of sulphur emissions, and of ambient concentrations and depositions of oxidized sulphur and other acidifying compounds, taking into account, for those Parties within the geographical scope of EMEP, the work plan of EMEP; and
- (b) The effects of depositions of oxidized sulphur and other acidifying compounds.

Article 5

REPORTING

1. Each Party shall report, through the Executive Secretary of the Commission, to the Executive Body, on a periodic basis as determined by the Executive Body, information on:

- (a) The implementation of national strategies, policies, programmes and measures referred to in article 4, paragraph 1;
- (b) The levels of national annual sulphur emissions, in accordance with guidelines adopted by the Executive Body, containing emission data for all relevant source categories; and
- (c) The implementation of other obligations that it has entered into under the present Protocol, in conformity with a decision regarding format and content to be adopted by the Parties at a session of the Executive Body. The terms of this decision shall be reviewed as necessary to identify any additional elements regarding the format and/or content of the information that are to be included in the reports.

2. Each Party within the geographical scope of EMEP shall report, through the Executive Secretary of the Commission, to EMEP, on a periodic basis to be determined by the Steering Body of EMEP and approved by the Parties at a session of the Executive Body, information on the levels of sulphur emissions with temporal and spatial resolution as specified by the Steering Body of EMEP.

3. In good time before each annual session of the Executive Body, EMEP shall provide information on:

- (a) Ambient concentrations and deposition of oxidized sulphur compounds; and
- (b) Calculations of sulphur budgets.

Parties in areas outside the geographical scope of EMEP shall make available similar information if requested to do so by the Executive Body.

4. The Executive Body shall, in accordance with article 10, paragraph 2 (b), of the Convention, arrange for the preparation of information on the effects of depositions of oxidized sulphur and other acidifying compounds.

5. The Parties shall, at sessions of the Executive Body, arrange for the preparation, at regular intervals, of revised information on calculated and internationally optimized allocations of emission reductions for the States within the geographical scope of EMEP, with integrated assessment models, with a view to reducing further, for the purposes of article 2, paragraph 1, of the present Protocol, the difference between actual depositions of oxidized sulphur compounds and critical load values.

Article 6

RESEARCH, DEVELOPMENT AND MONITORING

The Parties shall encourage research, development, monitoring and cooperation related to:

- (a) The international harmonization of methods for the establishment of critical loads and critical levels and the elaboration of procedures for such harmonization;
- (b) The improvement of monitoring techniques and systems and of the modelling of transport, concentrations and deposition of sulphur compounds;
- (c) Strategies for the further reduction of sulphur emissions based on critical loads and critical levels as well as on technical developments, and the improvement of integrated assessment modelling to calculate internationally optimized allocations of emission reductions taking into account an equitable distribution of abatement costs;
- (d) The understanding of the wider effects of sulphur emissions on human health, the environment, in particular acidification, and materials, including historic and cultural monuments, taking into account the relationship between sulphur oxides, nitrogen oxides, ammonia, volatile organic compounds and tropospheric ozone;
- (e) Emission abatement technologies, and technologies and techniques to enhance energy efficiency, energy conservation and the use of renewable energy;
- (f) The economic evaluation of benefits for the environment and human health resulting from the reduction of sulphur emissions.

Article 7

COMPLIANCE

1. An Implementation Committee is hereby established to review the implementation of the present Protocol and compliance by the Parties with their obligations. It shall report to the Parties at sessions of the Executive Body and may make such recommendations to them as it considers appropriate.

2. Upon consideration of a report, and any recommendations, of the Implementation Committee, the Parties, taking into account the circumstances of a matter and in accordance with Convention practice, may decide upon and call for action to bring about full compliance with the present Protocol, including measures to assist a Party's compliance with the Protocol, and to further the objectives of the Protocol.

3. The Parties shall, at the first session of the Executive Body after the entry into force of the present Protocol, adopt a decision that sets out the structure and functions of the Implementation Committee as well as procedures for its review of compliance.

4. The application of the compliance procedure shall be without prejudice to the provisions of article 9 of the present Protocol.

Article 8

REVIEWS BY THE PARTIES AT SESSIONS OF THE EXECUTIVE BODY

1. The Parties shall, at sessions of the Executive Body, pursuant to article 10, paragraph 2 (a), of the Convention, review the information supplied by the Parties and EMEP, the data on the effects of depositions of sulphur and other acidifying compounds and the reports of the Implementation Committee referred to in article 7, paragraph 1, of the present Protocol.

2. (a) The Parties shall, at sessions of the Executive Body, keep under review the obligations set out in the present Protocol, including:

(i) Their obligations in relation to their calculated and internationally optimized allocations of emission reductions referred to in article 5, paragraph 5; and

(ii) The adequacy of the obligations and the progress made towards the achievement of the objectives of the present Protocol;

(b) Reviews shall take into account the best available scientific information on acidification, including assessments of critical loads, technological developments, changing economic conditions and the fulfilment of the obligations on emission levels;

(c) In the context of such reviews, any Party whose obligations on sulphur emission ceilings under annex II hereto do not conform to the calculated and internationally optimized allocations of emission reductions for that Party, required to reduce the difference between depositions of sulphur in 1990 and critical sulphur depositions within the geographical scope of EMEP by at least 60%, shall make every effort to undertake revised obligations;

(d) The procedures, methods and timing for such reviews shall be specified by the Parties at a session of the Executive Body. The first such review shall be completed in 1997.

Article 9

SETTLEMENT OF DISPUTES

1. In the event of a dispute between any two or more Parties concerning the interpretation or application of the present Protocol, the Parties concerned shall seek a settlement of the dispute through negotiation or any other peaceful means of their own choice. The Parties to the dispute shall inform the Executive Body of their dispute.

2. When ratifying, accepting, approving or acceding to the present Protocol, or at any time thereafter, a Party which is not a regional economic integration organization may declare in a written instrument submitted to the Depositary that, in respect of any dispute concerning the interpretation or application of the Protocol, it recognizes one or both of the following means of dispute settlement as compulsory *ipso facto* and without agreement, in relation to any Party accepting the same obligation:

(a) Submission of the dispute to the International Court of Justice;

(b) Arbitration in accordance with procedures to be adopted by the Parties at a session of the Executive Body as soon as practicable, in an annex on arbitration.

A Party which is a regional economic integration organization may make a declaration with like effect in relation to arbitration in accordance with the procedures referred to in subparagraph (b) above.

3. A declaration made under paragraph 2 above shall remain in force until it expires in accordance with its terms or until three months after written notice of its revocation has been deposited with the Depositary.

4. A new declaration, a notice of revocation or the expiry of a declaration shall not in any way affect proceedings pending before the International Court of Justice or the arbitral tribunal, unless the Parties to the dispute agree otherwise.

5. Except in a case where the Parties to a dispute have accepted the same means of dispute settlement under paragraph 2, if after twelve months following notification by one Party to another that a dispute exists between them, the Parties concerned have not been able to settle their dispute through the means mentioned in paragraph 1 above, the dispute shall be submitted, at the request of any of the Parties to the dispute, to conciliation.

6. For the purpose of paragraph 5, a conciliation commission shall be created. The commission shall be composed of an equal number of members appointed by each Party concerned or, where Parties in conciliation share the same interest, by the group sharing that interest, and a chairman chosen jointly by the members so appointed. The commission shall render a recommendatory award, which the Parties shall consider in good faith.

Article 10

ANNEXES

The **annexes** to the present Protocol shall form an integral part of the Protocol. Annexes I and IV are recommendatory in character.

Article 11

AMENDMENTS AND ADJUSTMENTS

1. Any Party may propose amendments to the present Protocol. Any Party to the Convention may propose an adjustment to annex II to the present Protocol to add to it its name, together with emission levels, sulphur emission ceilings and percentage emission reductions.

2. Such proposed amendments and adjustments shall be submitted in writing to the Executive Secretary of the Commission, who shall communicate them to all Parties. The Parties shall discuss the proposed amendments and adjustments at the next session of the Executive Body, provided that those proposals have been circulated by the Executive Secretary to the Parties at least ninety days in advance.

3. Amendments to the present Protocol and to its annexes II, III and V shall be adopted by consensus of the Parties present at a session of the Executive Body, and shall enter into force for the Parties which have accepted them on the ninetieth day after the date on which two thirds of the Parties have deposited with the Depositary their instruments of acceptance thereof. Amendments shall enter into force for any other Party on the ninetieth day after the date on which that Party has deposited its instrument of acceptance thereof.

4. Amendments to the annexes to the present Protocol, other than to the annexes referred to in paragraph 3 above, shall be adopted by consensus of the Parties present at a session of the Executive Body. On the expiry of ninety days from the date of its communication by the Executive Secretary of the Commission, an amendment to any such annex shall become effective for those Parties which have not submitted to the Depositary a notification in accordance with the provisions of paragraph 5 below, provided that at least sixteen Parties have not submitted such a notification.

5. Any Party that is unable to approve an amendment to an annex, other than to an annex referred to in paragraph 3 above, shall so notify the Depositary in writing within ninety days from the date of the communication of its adoption. The Depositary shall without delay notify all Parties of any such notification received. A Party may at any time substitute an acceptance for its previous notification and, upon deposit of an instrument of acceptance with the Depositary, the amendment to such an annex shall become effective for that Party.

6. Adjustments to annex II shall be adopted by consensus of the Parties present at a session of the Executive Body and shall become effective for all Parties to the present Protocol on the ninetieth day following the date on which the Executive Secretary of the Commission notifies those Parties in writing of the adoption of the adjustment.

Article 12

SIGNATURE

1. The present Protocol shall be open for signature at Oslo on 14 June 1994, then at United Nations Headquarters in New York until 12 December 1994 by States members of the Commission as well as States having consultative status with the Commission, pursuant to paragraph 8 of Economic and Social Council resolution 36 (IV) of 28 March 1947, and by regional economic integration organizations, constituted by sovereign States members of the Commission, which have competence in respect of the negotiation, conclusion and application of international agreements in matters covered by the Protocol,

provided that the States and organizations concerned are Parties to the Convention and are listed in annex II.

2. In matters within their competence, such regional economic integration organizations shall, on their own behalf, exercise the rights and fulfil the responsibilities which the present Protocol attributes to their member States. In such cases, the member States of these organizations shall not be entitled to exercise such rights individually.

Article 13

RATIFICATION, ACCEPTANCE, APPROVAL AND ACCESSION

1. The present Protocol shall be subject to ratification, acceptance or approval by Signatories.

2. The present Protocol shall be open for accession as from 12 December 1994 by the States and organizations that meet the requirements of article 12, paragraph 1.

Article 14

DEPOSITARY

The instruments of ratification, acceptance, approval or accession shall be deposited with the Secretary-General of the United Nations, who will perform the functions of Depositary.

Article 15

ENTRY INTO FORCE

1. The present Protocol shall enter into force on the ninetieth day following the date on which the sixteenth instrument of ratification, acceptance, approval or accession has been deposited with the Depositary.

2. For each State and organization referred to in article 12, paragraph 1, which ratifies, accepts or approves the present Protocol or accedes thereto after the deposit of the sixteenth instrument of ratification, acceptance, approval or accession, the Protocol shall enter into force on the ninetieth day following the date of deposit by such Party of its instrument of ratification, acceptance, approval or accession.

Article 16

WITHDRAWAL

At any time after five years from the date on which the present Protocol has come into force with respect to a Party, that Party may withdraw from it by giving written notification to the Depositary. Any such withdrawal shall take effect on the ninetieth day following the date of its receipt by the Depositary, or on such later date as may be specified in the notification of the withdrawal.

Article 17

AUTHENTIC TEXTS

The original of the present Protocol, of which the English, French and Russian texts are equally authentic, shall be deposited with the Secretary-General of the United Nations.

IN WITNESS WHEREOF the undersigned, being duly authorized thereto, have signed the present Protocol.

DONE at Oslo, this fourteenth day of June one thousand nine hundred and ninety-four.

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	
37							34	40	32	28	41	52	51	58	116	138	519	817	682									37
36							30	39	32	32	34	34	31	34	112	139	609	434	932									36
35							33	34	35	36	42	32	32	76	110	158	193	316										35
34							34	25	33	33	41	34	33	100	122	448	220	258										34
33							24	45	48	44	44	53	34	52	68	313	313	450										33
32						38	29	49	73	76	81	48	38	32	62	245	230	378										32
31				6	44	37	45	34	71	75	78	82	116	73	167	467	239	133	125	139	259	221	248	229				31
30			8	4	30	42	50	57	55	85	80	86	126	102	128	656	335	278	143	138	205	173	171	173	208			30
29			4	11	37	18	37	54	56	55	81	117	143	125	718	296	379	297	542	209	226	215	164	171	162			29
28			14	9	8	35	19	40	28	61	71	117	111	132	226	323	348	378	225	298	343	177	197	251			28	
27			10	7	7	27	28	44	30	26	94	99	96	115	130	541	403	267	209	579	449	196	176	199			27	
26			32	6	18	26	18	34	28	25	107	81	109	108	120	88	126	204	211	333	418	271	251	234			26	
25				10	5	23	24	27	27	37	115	70	97	98	129	88	88	215	190	409	363	394	338				25	
24				10	6	24	31	55	35	192	146	97	84	136	146	93	102	211	179	418	364	226					24	
23				7	17	1	18	13	32	6	113	112	112	94	76	87	102	181	205	341	371	282					23	
22				13	5	14	11	20	29	56	45	171	76	79	121	114	126	184	196	231	606						22	
21				16	5	8	15	1	21	27	93	87	83	96	105	130	149	207	305	272	526						21	
20				74	11	2	20	3	11	65	119	79	91	116	131	155	165	244	97	96	165	265					20	
19			25		154	5	44	47	178	76	94	73	84	121	152	199	207	154	129	212	182	146	201				19	
18			30				51	9	33	75	93	119	170	167	177	117	94	218	175	195	196	232					18	
17		76	38	28				8	17	36	107	151	39	67	232	116	140	201	237	191	126	1945						

Annex II

SULPHUR EMISSION CEILINGS AND PERCENTAGE EMISSION REDUCTIONS

The sulphur emission ceilings listed in the table below give the obligations referred to in paragraphs 2 and 3 of article 2 of the present Protocol. The 1980 and 1990 emission levels and the percentage emission reductions listed are given for information purposes only.

	Emission levels kt SO ₂ per year		Sulphur emission ceilings ^(a) kt SO ₂ per year			Percentage emission reductions [base year 1980 ^(b)]		
	1980	1990	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Austria	397	90	78	–	–	80	–	–
Belarus	740	–	456	400	370	38	46	50
Belgium	828	443	248	232	215	70	72	74
Bulgaria	2 050	2 020	1 374	1 230	1 127	33	40	45
Canada – national	4 614	3 700	3 200	–	–	30	–	–
– SOMA	3 245	–	1 750	–	–	46	–	–
Croatia	150	160	133	125	117	11	17	22
Czech Republic	2 257	1 876	1 128	902	632	50	60	72
Denmark	451	180	90	–	–	80	–	–
Finland	584	260	116	–	–	80	–	–
France	3 348	1 202	868	770	737	74	77	78
Germany	7 494	5 803	1 300	990	–	83	87	–
Greece	400	510	595	580	570	0	3	4
Hungary	1 632	1 010	898	816	653	45	50	60
Ireland	222	168	155	–	–	30	–	–
Italy	3 800	–	1 330	1 042	–	65	73	–
Liechtenstein	0,4	0,1	0,1	–	–	75	–	–
Luxembourg	24	–	10	–	–	58	–	–
Netherlands	466	207	106	–	–	77	–	–
Norway	142	54	34	–	–	76	–	–
Poland	4 100	3 210	2 583	2 173	1 397	37	47	66
Portugal	266	284	304	294	–	0	3	–
Russian Federation ^(c)	7 161	4 460	4 440	4 297	4 297	38	40	40
Slovakia	843	539	337	295	240	60	65	72
Slovenia	235	195	130	94	71	45	60	70
Spain	3 319	2 316	2 143	–	–	35	–	–
Sweden	507	130	100	–	–	80	–	–
Switzerland	126	62	60	–	–	52	–	–
Ukraine	3 850	–	2 310	–	–	40	–	–
United Kingdom	4 898	3 780	2 449	1 470	980	50	70	80
European Community	25 513	–	9 598	–	–	62	–	–

Notes

^(a) If, in a given year before 2005, a Party finds that, due to a particularly cold winter, a particularly dry summer and an unforeseen short-term loss of capacity in the power supply system, domestically or in a neighbouring country, it cannot comply with its obligations under this annex, it may fulfil those obligations by averaging its national annual sulphur emissions for the year in question, the year preceding that year and the year following it, provided that the emission level in any single year is not more than 20% above the sulphur emission ceiling.

The reason for exceedance in any given year and the method by which the three-year average figure will be achieved, shall be reported to the Implementation Committee.

^(b) For Greece and Portugal percentage emission reductions given are based on the sulphur emission ceilings indicated for the year 2000.

^(c) European part within the EMEP area.

Annex III

DESIGNATION OF SULPHUR OXIDES MANAGEMENT AREAS (SOMAs)

The following SOMA is listed for the purposes of the present Protocol:

South-east Canada SOMA

This is an area of 1 million km² which includes all the territory of the provinces of Prince Edward Island, Nova Scotia and New Brunswick, all the territory of the province of Quebec south of a straight line between Havre-St. Pierre on the north coast of the Gulf of Saint Lawrence and the point where the Quebec-Ontario boundary intersects the James Bay coastline, and all the territory of the province of Ontario south of a straight line between the point where the Ontario-Quebec boundary intersects the James Bay coastline and Nipigon River near the north shore of Lake Superior.

CONTROL TECHNOLOGIES FOR SULPHUR EMISSIONS FROM STATIONARY SOURCES**I. INTRODUCTION**

1. The aim of this annex is to provide guidance for identifying sulphur control options and technologies for giving effect to the obligations of the present Protocol.
2. The annex is based on information on general options for the reduction of sulphur emissions and in particular on emission control technology performance and costs contained in official documentation of the Executive Body and its subsidiary bodies.
3. Unless otherwise indicated, the reduction measures listed are considered, on the basis of operational experience of several years in most cases, to be the most well-established and economically feasible best available technologies. However, the continuously expanding experience of low-emission measures and technologies at new plants as well as of the retrofitting of existing plants will necessitate regular review of this annex.
4. Although the annex lists a number of measures and technologies spanning a wide range of costs and efficiencies, it cannot be considered as an exhaustive statement of control options. Moreover, the choice of control measures and technologies for any particular case will depend on a number of factors, including current legislation and regulatory provisions and, in particular, control technology requirements, primary energy patterns, industrial infrastructure, economic circumstances and specific in-plant conditions.
5. The annex mainly addresses the control of oxidized sulphur emissions considered as the sum of sulphur dioxide (SO₂) and sulphur trioxide (SO₃), expressed as SO₂. The share of sulphur emitted as either sulphur oxides or other sulphur compounds from non-combustion processes and other sources is small compared to sulphur emissions from combustion.
6. When measures or technologies are planned for sulphur sources emitting other components, in particular nitrogen oxides (NO_x), particulates, heavy metals and volatile organic compounds (VOCs), it is worthwhile to consider them in conjunction with pollutant-specific control options in order to maximize the overall abatement effect and minimize the impact on the environment and, especially, to avoid the transfer of air pollution problems to other media (such as waste water and solid waste).

II. MAJOR STATIONARY SOURCES FOR SULPHUR EMISSIONS

7. Fossil fuel combustion processes are the main source of anthropogenic sulphur emissions from stationary sources. In addition, some non-combustion processes may contribute considerably to the emissions. The major stationary source categories, based on EMEP/CORINAIR 90, include:

- (i) Public power, cogeneration and district heating plants:
 - (a) Boilers;
 - (b) Stationary combustion turbines and internal combustion engines;
- (ii) Commercial, institutional and residential combustion plants:
 - (a) Commercial boilers;
 - (b) Domestic heaters;
- (iii) Industrial combustion plants and processes with combustion:
 - (a) Boilers and process heaters;
 - (b) Processes, e.g. metallurgical operations such as roasting and sintering, coke oven plants, processing of titanium dioxide (TiO₂), etc.;
 - (c) Pulp production;
- (iv) Non-combustion processes, e.g. sulphuric acid production, specific organic synthesis processes, treatment of metallic surfaces;
- (v) Extraction, processing and distribution of fossil fuels;
- (vi) Waste treatment and disposal, e.g. thermal treatment of municipal and industrial waste.

8. Overall data (1990) for the ECE region indicate that about 88% of total sulphur emissions originate from all combustion processes (20% from industrial combustion), 5% from production processes and 7% from oil refineries. The power plant sector in many countries is the major single contributor to sulphur emissions. In some countries, the industrial sector (including refineries) is also an important SO₂ emitter. Although emissions from refineries in the ECE region are relatively small, their impact on sulphur emissions from other sources is large due to the sulphur in the oil products. Typically 60% of the sulphur intake present in the crudes remains in the products, 30% is recovered as elemental sulphur and 10% is emitted from refinery stacks.

III. GENERAL OPTIONS FOR REDUCTION OF SULPHUR EMISSIONS FROM COMBUSTION

9. General options for reduction of sulphur emissions are:

(i) Energy management measures: (*)

(a) Energy saving

The rational use of energy (improved energy efficiency/process operation, cogeneration and/or demand-side management) usually results in a reduction in sulphur emissions.

(b) Energy mix

In general, sulphur emissions can be reduced by increasing the proportion of non-combustion energy sources (i.e. hydro, nuclear, wind, etc.) to the energy mix. However, further environmental impacts have to be considered.

(ii) Technological options:

(a) Fuel switching

The SO₂ emissions during combustion are directly related to the sulphur content of the fuel used.

Fuel switching (e.g. from high- to low-sulphur coals and/or liquid fuels, or from coal to gas) leads to lower sulphur emissions, but there may be certain restrictions, such as the availability of low-sulphur fuels and the adaptability of existing combustion systems to different fuels. In many ECE countries, some coal or oil combustion plants are being replaced by gas-fired combustion plants. Dual-fuel plants may facilitate fuel switching.

(b) Fuel cleaning

Cleaning of natural gas is state-of-the-art technology and widely applied for operational reasons.

Cleaning of process gas (acid refinery gas, coke oven gas, biogas, etc.) is also state-of-the-art technology.

Desulphurization of liquid fuels (light and middle fractions) is state-of-the-art technology.

Desulphurization of heavy fractions is technically feasible; nevertheless, the crude properties should be kept in mind. Desulphurization of atmospheric residue (bottom products from atmospheric crude distillation units) for the production of low-sulphur fuel oil is not, however, commonly practised; processing low-sulphur crude is usually preferable. Hydro-cracking and full conversion technology have matured and combine high sulphur retention with improved yield of light products. The number of full conversion refineries is as yet limited. Such refineries typically recover 80% to 90% of the sulphur intake and convert all residues into light products or other marketable products. For this type of refinery, energy consumption and investment costs are increased. Typical sulphur content for refinery products is given in table 1 below.

Table 1
Sulphur content from refinery products
[S content (%)]

	Typical present values	Anticipated future values
Gasoline	0,1	0,05
Jet kerosene	0,1	0,01
Diesel	0,05–0,3	< 0,05
Heating oil	0,1–0,2	< 0,1
Fuel oil	0,2–3,5	< 1
Marine diesel	0,5–1,0	< 0,5
Bunker oil	3,0–5,0	< 1 (coastal areas) < 2 (high seas)

(*) Options (i) and (a) and (b) are integrated in the energy structure and policy of a Party. Implementation status, efficiency and costs per sector are not considered here.

Current technologies to clean hard coal can remove approximately 50% of the inorganic sulphur (depending on coal properties) but none of the organic sulphur. More effective technologies are being developed which, however, involve higher specific investment and costs. Thus the efficiency of sulphur removal by coal cleaning is limited compared to flue gas desulphurization. There may be a country-specific optimization potential for the best combination of fuel cleaning and flue gas cleaning.

(c) Advanced combustion technologies

These combustion technologies with improved thermal efficiency and reduced sulphur emissions include: fluidized-bed combustion (FBC); bubbling (BFBC), circulating (CFBC) and pressurized (PFBC); integrated gasification combined-cycle (IGCC); and combined-cycle gas turbines (CCGT).

Stationary combustion turbines can be integrated into combustion systems in existing conventional power plants which can increase overall efficiency by 5% to 7%, leading, for example, to a significant reduction in SO₂ emissions. However, major alterations to the existing furnace system become necessary.

Fluidized-bed combustion is a combustion technology for burning hard coal and brown coal, but it can also burn other solid fuels such as petroleum coke and low-grade fuels such as waste, peat and wood. Emissions can additionally be reduced by integrated combustion control in the system due to the addition of lime/limestone to the bed material. The total installed capacity of FBC has reached approximately 30,000 MWth (250 to 350 plants), including 8,000 MWth in the capacity range of greater than 50 MWth. By-products from this process may cause problems with respect to use and/or disposal, and further development is required.

The IGCC process includes coal gasification and combined-cycle power generation in a gas and steam turbine. The gasified coal is burnt in the combustion chamber of the gas turbine. Sulphur emission control is achieved by the use of state-of-the-art technology for raw gas cleaning facilities upstream of the gas turbine. The technology also exists for heavy oil residues and bitumen emulsions. The installed capacity is presently about 1,000 MWel (5 plants).

Combined-cycle gas-turbine power stations using natural gas as fuel with an energy efficiency of approximately 48% to 52% are currently being planned.

(d) Process and combustion modifications

Combustion modifications comparable to the measures used for NO_x emission control do not exist, as during combustion the organically and/or inorganically bound sulphur is almost completely oxidized (a certain percentage depending on the fuel properties and combustion technology is retained in the ash).

In this annex dry additive processes for conventional boilers are considered as process modifications due to the injection of an agent into the combustion unit. However, experience has shown that, when applying these processes, thermal capacity is lowered, the Ca/S ratio is high and sulphur removal low. Problems with the further utilization of the by-product have to be considered, so that this solution should usually be applied as an intermediate measure and for smaller units (table 2).

Table 2

Emissions of sulphur oxides obtained from the application of technological options to fossil-fuelled boilers

	Uncontrolled emissions		Additive injection	Wet scrubbing ^(c)		Spray dry absorption ^(b)
Reduction efficiency (%)			up to 60	95		up to 90
Energy efficiency (kW _e /10 ³ m ³ /h)			0,1–1	6–10		3–6
Total installed capacity (ECE Eur) (MW _{th})				194,000		16,000
Type of by-product			Mix of Ca salts and fly ashes	Gypsum (sludge/waste water)		Mix of CaSO ₃ · ½ H ₂ O and fly ashes
Specific investment [cost ECU (1990)/kW _e]			20–50	60–250		50–220
	mg/m ³ ^(c)	g/kW _{el}	mg/m ³ ^(c)	g/kW _{el}	mg/m ³ ^(c)	g/kW _{el}
Hard coal ^(d)	1,000–10,000	3,5–35	400–4,000	1,4–14	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7
Brown coal ^(d)	1,000–20,000	4,2–84	400–8,000	1,7–33,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8
Heavy oil ^(d)	1,000–10,000	2,8–28	400–4,000	1,1–11	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6

^(a) For high sulphur content in the fuel the removal efficiency has to be adapted. However, the scope for doing so may be process-specific. Availability of these processes is usually 95%.

^(b) Limited applicability for high-sulphur fuels.

^(c) Emission in mg/m³ (STP), dry, 6% oxygen for solid fuels, 3% oxygen for liquid fuels.

^(d) Conversion factor depends on fuel properties, specific fuel gas volume and thermal efficiency of boiler [conversion factors (m³/kW_{th}), thermal efficiency: 36%]; used: hard coal: 3,50; brown coal: 4,20; heavy oil: 2,80).

	Ammonia scrubbing ^(b)	Wellmann Lord ^(c)	Activated carbon ^(e)	Combined catalytic ^(d)
Reduction (%)	up to 90	95	95	95
Energy efficiency (kW _{el} /10 ³ m ³ /h)	3–10	10–15	4–8	2
Total installed capacity (ECE Eur) (MW _{th})	200	2 000	700	1 300
Type of by-product	Ammonia fertilizer	Elementar-S, Sulphuric acid (99 vol.%)	Elementar-S, Sulphuric acid (99 vol.%)	Sulphuric acid (70 wt%)
Specific investment [cost ECU (1990)/kW _{el}]	200–270 ^(e)	200–300 ^(e)	280–320 ^(e) ^(f)	320–350 ^(e) ^(f)
	mg/m ³ ^(c)	g/kW _{el}	mg/m ³ ^(c)	g/kW _{el}
Hard coal ^(d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7
Brown coal ^(d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8
Heavy oil ^(d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6

^(a) For high sulphur content in the fuel the removal efficiency has to be adapted. However, the scope for doing so may be process-specific. Availability of these processes is usually 95%.

^(b) Limited applicability for high-sulphur fuels.

^(c) Emission in mg/m³ (STP), dry, 6% oxygen for solid fuels, 3% oxygen for liquid fuels.

^(d) Conversion factor depends on fuel properties, specific fuel gas volume and thermal efficiency of boiler [conversion factors (m³/kW_{th}), thermal efficiency: 36%]; used: hard coal: 3,50; brown coal: 4,20; heavy oil: 2,80).

^(e) Specific investment cost relates to a small sample of installations.

^(f) Specific investment cost includes denitrification process.

The table was established mainly for large combustion installations in the public sector. However, the control options are also valid for other sectors with similar exhaust gases.

(e) Flue gas desulphurization (FGD) processes

These processes aim at removing already formed sulphur oxides, and are also referred to as secondary measures. The state-of-the-art technologies for flue gas treatment processes are all based on the removal of sulphur by wet, dry or semi-dry and catalytic chemical processes.

To achieve the most efficient programme for sulphur emission reductions beyond the energy management measures listed in (i) above a combination of technological options identified in (ii) above should be considered.

In some cases options for reducing sulphur emissions may also result in the reduction of emissions of CO₂, NO_x and other pollutants.

In public power, cogeneration and district heating plants, flue gas treatment processes used include: lime/limestone wet scrubbing (LWS); spray dry absorption (SDA); Wellman Lord process (WL); ammonia scrubbing (AS); and combined NO_x/SO_x removal processes (activated carbon process (AC) and combined catalytic NO_x/SO_x removal).

In the power generation sector, LWS and SDA cover 85% and 10%, respectively, of the installed FGD capacity.

Several new flue gas desulphurization processes, such as electron beam dry scrubbing (EBDS) and Mark 13A, have not yet passed the pilot stage.

Table 2 above shows the efficiency of the above-mentioned secondary measures based on the practical experience gathered from a large number of implemented plants. The implemented capacity as well as the capacity range are also mentioned. Despite comparable characteristics for several sulphur abatement technologies, local or plant-specific influences may lead to the exclusion of a given technology.

Table 2 also includes the usual investment cost ranges for the sulphur abatement technologies listed in sections (ii) (c), (d) and (e). However, when applying these technologies to individual cases it should be noted that investment costs of emission reduction measures will depend amongst other things on the particular technologies used, the required control systems, the plant size, the extent of the required reduction and the time-scale of planned maintenance cycles. The table thus gives only a broad range of investment costs. Investment costs for retrofit generally exceed those for new plants.

IV. CONTROL TECHNIQUES FOR OTHER SECTORS

10. The control techniques listed in section 9 (ii) (a) to (e) are valid not only in the power plant sector but also in various other sectors of industry. Several years of operational experience have been acquired, in most cases in the power plant sector.

11. The application of sulphur abatement technologies in the industrial sector merely depends on the process's specific limitations in the relevant sectors. Important contributors to sulphur emissions and corresponding reduction measures are presented in table 3 below.

Table 3

Source	Reduction measures
Roasting of non-ferrous sulphides	Wet sulphuric acid catalytic process (WSA)
Viscose production	Double-contact process
Sulphuric acid production	Double-contact process, improved yield
Kraft pulp production	Variety of process-integrated measures

12. In the sectors listed in table 3, process-integrated measures, including raw material changes (if necessary combined with sector-specific flue gas treatment), can be used to achieve the most effective reduction of sulphur emissions.

13. Reported examples are the following:

- (a) In new kraft pulp mills, sulphur emission of less than 1 kg of sulphur per tonne of pulp AD (air dried) can be achieved; **)
- (b) In sulphite pulp mills, 1 to 1.5 kg of sulphur per tonne of pulp AD can be achieved;
- (c) In the case of roasting of sulphides, removal efficiencies of 80% to 99% for 10,000 to 200,000 m³/h units have been reported (depending on the process);

**) Control of sulphur-to-sodium ratio is required, i.e. removal of sulphur in the form of neutral salts and use of sulphur-free sodium make-up.

- (d) For one iron ore sintering plant, an FGD unit of 320,000 m³/h capacity achieves a clean gas value below 100 mg SO_x/Nm³ at 6% O₂;
- (e) Coke ovens are achieving less than 400 mg SO_x/Nm³ at 6% O₂;
- (f) Sulphuric acid plants achieve a conversion rate larger than 99%;
- (g) Advanced Claus plant achieves sulphur recovery of more than 99%.

V. BY-PRODUCTS AND SIDE-EFFECTS

14. As efforts to reduce sulphur emissions from stationary sources are increased in the countries of the ECE region, the quantities of by-products will also increase.
15. Options which would lead to usable by-products should be selected. Furthermore, options that lead to increased thermal efficiency and minimize the waste disposal issue whenever possible should be selected. Although most by-products are usable or recyclable products such as gypsum, ammonia salts, sulphuric acid or sulphur, factors such as market conditions and quality standards need to be taken into account. Further utilization of FBC and SDA by-products have to be improved and investigated, as disposal sites and disposal criteria limit disposal in several countries.
16. The following side-effects will not prevent the implementation of any technology or method but should be considered when several sulphur abatement options are possible:
- (a) Energy requirements of the gas treatment processes;
 - (b) Corrosion attack due to the formation of sulphuric acid by the reaction of sulphur oxides with water vapour;
 - (c) Increased use of water and waste water treatment;
 - (d) Reagent requirements;
 - (e) Solid waste disposal.

VI. MONITORING AND REPORTING

17. The measures taken to carry out national strategies and policies for the abatement of air pollution include: legislation and regulatory provisions, economic incentives and disincentives; as well as technological requirements (best available technology).
18. In general, standards are set, per emission source, according to plant size, operating mode, combustion technology, fuel type and whether it is a new or existing plant. An alternative approach also used is to set a target for the reduction of total sulphur emissions from a group of sources and to allow a choice of where to take action to reach this target (the bubble concept).
19. Efforts to limit the sulphur emissions to the levels set out in the national framework legislation have to be controlled by a permanent monitoring and reporting system and reported to the supervising authorities.
20. Several monitoring systems, using both continuous and discontinuous measurement methods, are available. However, quality requirements vary. Measurements are to be carried out by qualified institutes using measuring and monitoring systems. To this end, a certification system can provide the best assurance.
21. In the framework of modern automated monitoring systems and process control equipment, reporting does not create a problem. The collection of data for further use is a state-of-the-art technique; however, data to be reported to competent authorities differ from case to case. To obtain better comparability, data sets and prescribing regulations should be harmonized. Harmonization is also desirable for quality assurance of measuring and monitoring systems. This should be taken into account when comparing data.
22. To avoid discrepancies and inconsistencies, key issues and parameters, including the following, must be well defined:
- (a) Definition of standards expressed as ppmv, mg/Nm³, g/GJ, kg/h or kg/tonne of product. Most of these units need to be calculated and need specification in terms of gas temperature, humidity, pressure, oxygen content or heat input value;
 - (b) Definition of the period over which standards are to be averaged, expressed as hours, months or a year;
 - (c) Definition of failure times and corresponding emergency regulations regarding bypass of monitoring systems or shut-down of the installation;
 - (d) Definition of methods for back-filling of data missed or lost as a result of equipment failure;
 - (e) Definition of the parameter set to be measured. Depending on the type of industrial process, the necessary information may differ. This also involves the location of the measurement point within the system.
23. Quality control of measurements has to be ensured.

Annex V

EMISSION AND SULPHUR CONTENT LIMIT VALUES

A. EMISSION LIMIT VALUES FOR MAJOR STATIONARY COMBUSTION SOURCES ^(a)

	(i) (MW _{th})	(ii) Emission limit value [mg SO ₂ /Nm ³ ^(b)]	(iii) Desulphurization rate (%)
1. SOLID FUELS (based on 6% oxygen in flue gas)	50–100	2 000	
	100–500	2 000–400 (linear decrease)	40 (for 100–167 MW _{th}) 40–90 (linear increase for 167–500 MW _{th})
	> 500	400	90
2. LIQUID FUELS (based on 3% oxygen in flue gas)	50–300	1 700	
	300–500	1 700–400 (linear decrease)	90
	> 500	400	90
3. GASEOUS FUELS (based on 3% oxygen in flue gas)			
Gaseous fuels in general		35	
Liquefied gas		5	
Low calorific gases from gasification of refinery residues, coke oven gas, blast-furnace gas		800	
B. GAS OIL		Sulphur content (%)	
Diesel for on-road vehicles		0,05	
Other types		0,2	

^(a) As guidance, for a plant with a multi-fuel firing unit involving the simultaneous use of two or more types of fuels, the competent authorities shall set emission limit values taking into account the emission limit values from column (ii) relevant for each individual fuel, the rate of thermal input delivered by each fuel and, for refineries, the relevant specific characteristics of the plant. For refineries, such a combined limit value shall under no circumstances exceed 1,700 mg SO₂/Nm³.

In particular, the limit values shall not apply to the following plants:

- Plants in which the products of combustion are used for direct heating, drying, or any other treatment of objects or materials, e.g. reheating furnaces, furnaces for heat treatment;
- Post-combustion plants, i.e. any technical apparatus designed to purify the waste gases by combustion which is not operated as an independent combustion plant;
- Facilities for the regeneration of catalytic cracking catalysts;
- Facilities for the conversion of hydrogen sulphide into sulphur;
- Reactors used in the chemical industry;
- Coke battery furnaces;
- Cowpers;
- Waste incinerators;
- Plants powered by diesel, petrol and gas engines or by gas turbines, irrespective of the fuel used.

In a case where a Party, due to the high sulphur content of indigenous solid or liquid fuels, cannot meet the emission limit values set forth in column (ii), it may apply the desulphurization rates set forth in column (iii) or a maximum limit value of 800 mg SO₂/Nm³ (although preferably not more than 650 mg SO₂/Nm³). The Party shall report any such application to the Implementation Committee in the calendar year in which it is made.

Where two or more separate new plants are installed in such a way that, taking technical and economic factors into account, their waste gases could, in the judgement of the competent authorities, be discharged through a common stack, the combination formed by such plants is to be regarded as a single unit.

^(b) mg SO₂/Nm³ is defined at a temperature of 273° K and a pressure of 101.3 kPa, after correction for the water vapour content.

(Übersetzung)

**PROTOKOLL ZU DEM ÜBEREINKOMMEN VON 1979 ÜBER WEITRÄUMIGE
GRENZÜBERSCHREITENDE LUFTVERUNREINIGUNG BETREFFEND DIE
WEITERE VERRINGERUNG VON SCHWEFELEMISSIONEN****DIE VERTRAGSPARTEIEN**

ENTSCHLOSSEN, das Übereinkommen über weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigung durchzuführen,

BESORGT DARÜBER, daß Emissionen von Schwefel und anderen luftverunreinigenden Stoffen weiterhin über internationale Grenzen befördert werden und in exponierten Teilen Europas und Nordamerikas ausgedehnte Schäden an Naturschätzen von lebenswichtiger Bedeutung für Umwelt und Wirtschaft, zB Wäldern, Böden und Gewässern, sowie an Materialien, einschließlich historischer Denkmäler, verursachen und unter bestimmten Umständen schädliche Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit haben,

IN DEM ENTSCHLUSS, vorsorgende Maßnahmen zu treffen, um Emissionen luftverunreinigender Stoffe vorzubeugen, sie zu verhüten oder auf ein Mindestmaß zu beschränken und ihre nachteiligen Auswirkungen möglichst gering zu halten,

IN DER ÜBERZEUGUNG, daß bei drohenden schweren oder bleibenden Schäden die fehlende absolute wissenschaftliche Sicherheit nicht als Grund dafür dienen soll, entsprechende Maßnahmen aufzuschieben, wobei zu berücksichtigen ist, daß diese vorsorgenden Maßnahmen zur Bekämpfung der Emissionen luftverunreinigender Stoffe kosteneffizient sein sollen,

EINGEDENK dessen, daß Maßnahmen zur Bekämpfung von Schwefel und anderen luftverunreinigenden Stoffen auch zum Schutz der empfindlichen Umwelt der Arktis beitragen würden,

IN DER ERWÄGUNG, daß die Hauptquellen der Luftverunreinigung, die zur Versauerung der Umwelt beitragen, die Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Energieerzeugung, die wichtigsten technischen Verfahren in den verschiedenen Industriesektoren sowie der Verkehr sind, die zu Emissionen von Schwefel, Stickstoffoxiden und anderen verunreinigenden Stoffen führen,

IN DEM BEWUSSTSEIN, daß ein kosteneffizienter, regionaler Lösungsansatz zur Bekämpfung der Luftverunreinigung notwendig ist, bei dem die Unterschiede zwischen den einzelnen Staaten bezüglich der Auswirkungen und der Kosten der Bekämpfung berücksichtigt werden,

IN DEM WUNSCH, weitere und wirksamere Maßnahmen zur Bekämpfung und Verringerung der Schwefelemmissionen zu ergreifen,

IN KENNTNIS DER TATSACHE, daß jede Politik zur Bekämpfung der Schwefelemmissionen, so kosteneffizient sie auf regionaler Ebene auch sein mag, eine relativ hohe wirtschaftliche Belastung für die Staaten verursachen wird, die sich im Übergang zur Marktwirtschaft befinden,

IM HINBLICK DARAUF, daß Maßnahmen zur Verringerung der Schwefelemmissionen nicht als Mittel willkürlicher oder ungerechtfertigter Diskriminierung oder als verschleierte Einschränkung des internationalen Wettbewerbs und Handels dienen sollen,

UNTER BERÜCKSICHTIGUNG der verfügbaren wissenschaftlichen und technischen Daten über Emissionen, Abläufe in der Atmosphäre und Auswirkungen der Schwefeloxide auf die Umwelt sowie über die Kosten für deren Bekämpfung,

IN DEM BEWUSSTSEIN, daß neben den Schwefelemmissionen auch Emissionen von Stickstoffoxiden und Ammoniak zur Versauerung der Umwelt führen,

IN ANBETRACHT DESSEN, daß auf Grund des am 9. Mai 1992 in New York angenommenen Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen ¹⁾ vereinbart wurde, nationale Politiken einzuführen und entsprechende Maßnahmen zur Bekämpfung der Klimaänderungen zu ergreifen, wodurch eine Verringerung der Schwefelemmissionen herbeigeführt werden dürfte,

IN BEKRÄFTIGUNG der Notwendigkeit, eine umweltverträgliche und nachhaltige Entwicklung sicherzustellen,

IN ANERKENNUNG der Notwendigkeit, die wissenschaftliche und technische Zusammenarbeit fortzusetzen, um den auf kritischen Einträgen und kritischen Werten beruhenden Lösungsansatz weiter auszuarbeiten, einschließlich der Bemühungen zur Bewertung verschiedener luftverunreinigender Stoffe und verschiedenartiger Auswirkungen auf die Umwelt, auf Materialien und auf die menschliche Gesundheit,

¹⁾ Kundgemacht in BGBl. Nr. 414/1994 idF BGBl. III Nr. 12/1999

UNTER HERVORHEBUNG der Tatsache, daß wissenschaftliche und technische Kenntnisse weiter fortschreiten und daß es notwendig sein wird, diese Entwicklungen zu berücksichtigen, wenn die Angemessenheit der auf Grund dieses Protokolls eingegangenen Verpflichtungen überprüft und über künftige Maßnahmen entschieden wird,

IN ANERKENNUNG des am 8. Juli 1985 in Helsinki angenommenen Protokolls betreffend die Verringerung von Schwefelemissionen oder ihres grenzüberschreitenden Flusses um mindestens 30 Prozent ¹⁾ sowie der von zahlreichen Staaten bereits ergriffenen Maßnahmen, die eine Verringerung der Schwefelemissionen bewirkt haben

sind wie folgt ÜBEREINGEKOMMEN:

Artikel 1

Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieses Protokolls

1. bedeutet „Übereinkommen“ das am 13. November 1979 in Genf angenommene Übereinkommen über weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigung ²⁾;
2. bedeutet „EMEP“ das Programm über die Zusammenarbeit bei der Messung und Bewertung der weiträumigen Übertragung von luftverunreinigenden Stoffen in Europa;
3. bedeutet „Exekutivorgan“ das nach Artikel 10 Absatz 1 des Übereinkommens gebildete Exekutivorgan für das Übereinkommen;
4. bedeutet „Kommission“ die Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa;
5. bedeutet „Vertragsparteien“ die Vertragsparteien dieses Protokolls, soweit der Zusammenhang nichts anderes erfordert;
6. bedeutet „geographischer Anwendungsbereich des EMEP“ das in Artikel 1 Absatz 4 des am 28. September 1984 in Genf angenommenen Protokolls zum Übereinkommen von 1979 über weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigung betreffend die langfristige Finanzierung des Programms über die Zusammenarbeit bei der Messung und Bewertung der weiträumigen Übertragung von luftverunreinigenden Stoffen in Europa (EMEP) ³⁾ definierte Gebiet;
7. bedeutet „SOMA“ ein in Anlage III unter den in Artikel 2 Absatz 3 festgelegten Bedingungen bestimmtes Gebiet, in dem Maßnahmen zur Verminderung der Schwefeloxide durchgeführt werden;
8. bedeutet „kritischer Eintrag“ eine quantitative Schätzung der Exposition gegenüber einem oder mehreren verunreinigenden Stoffen, unterhalb deren nach dem heutigen Wissensstand keine signifikanten schädlichen Auswirkungen auf bestimmte empfindliche Teile der Umwelt auftreten;
9. bedeutet „kritische Werte“ die Konzentration verunreinigender Stoffe in der Atmosphäre, oberhalb deren nach dem heutigen Wissensstand unmittelbare schädliche Auswirkungen auf Rezeptoren wie Menschen, Pflanzen, Ökosysteme oder Materialien auftreten können;
10. bedeutet „kritische Schwefeldeposition“ eine quantitative Schätzung der Exposition gegenüber oxidierten Schwefelverbindungen unter Berücksichtigung der durch Aufnahme und Deposition basischer Kationen verursachten Auswirkungen, unterhalb deren nach dem heutigen Wissensstand keine signifikanten schädlichen Auswirkungen auf bestimmte empfindliche Teile der Umwelt auftreten;
11. bedeutet „Emission“ die Ableitung von Stoffen in die Atmosphäre;
12. bedeutet „Schwefelemissionen“ sämtliche Emissionen von Schwefelverbindungen, ausgedrückt in Kilotonnen Schwefeldioxid (kt SO₂), in die Atmosphäre, die von anthropogenen Quellen mit Ausnahme von Schiffen im internationalen Verkehr außerhalb der Hoheitsgewässer ausgehen;
13. bedeutet „Brennstoff“ jedes feste, flüssige oder gasförmige brennbare Material mit Ausnahme von Haushaltsabfällen und toxischen oder gefährlichen Abfällen;
14. bedeutet „ortsfeste Verbrennungsquelle“ jede technische Einrichtung oder Gruppe von technischen Einrichtungen, die sich an einem gemeinsamen Standort befinden, die Abgase durch einen gemeinsamen Schornstein ableiten oder ableiten könnten und in denen zur Nutzung der erzeugten Wärme Brennstoffe oxidiert werden;
15. bedeutet „größere neue ortsfeste Verbrennungsquelle“ jede ortsfeste Verbrennungsquelle, deren Bau oder wesentliche Veränderung nach dem 31. Dezember 1995 genehmigt wird und deren thermische Nennleistung mindestens 50 MW_{th} beträgt. Die zuständigen nationalen Behörden

¹⁾ Kundgemacht in BGBI. Nr. 525/1987

²⁾ Kundgemacht in BGBI. Nr. 158/1983

³⁾ Kundgemacht in BGBI. Nr. 41/1988

entscheiden darüber, ob eine Veränderung wesentlich ist oder nicht, unter Berücksichtigung solcher Faktoren wie der Vorteile für die Umwelt infolge der Veränderung;

16. bedeutet „größere bestehende ortsfeste Verbrennungsquelle“ jede bestehende ortsfeste Verbrennungsquelle, deren thermische Nennleistung mindestens 50 MW_{th} beträgt;
17. bedeutet „Gasöl“ jedes Erdölerzeugnis innerhalb von HS 2710 oder jedes Erdölerzeugnis, das auf Grund seines Destillationsbereichs in die Kategorie der Mitteldestillate fällt, die zur Verwendung als Brennstoff bestimmt sind und von denen mindestens 85 Volumsprozent einschließlich Destillationsverluste bei 350° Celsius destillieren;
18. bedeutet „Emissionsgrenzwert“ die zulässige Konzentration von Schwefelverbindungen, ausgedrückt als Schwefeldioxid in den Abgasen aus einer ortsfesten Verbrennungsquelle, ausgedrückt als Masse pro Volumen der Abgase in mg SO₂/Nm³, bezogen auf einen Volumenanteil an Sauerstoff im Abgas von 3 vH bei flüssigen und gasförmigen Brennstoffen und 6 vH bei festen Brennstoffen;
19. bedeutet „Emissionsbegrenzung“ die zulässige Gesamtmenge an Schwefelverbindungen, ausgedrückt als Schwefeldioxid, die von einer Verbrennungsquelle oder einer Gruppe von Verbrennungsquellen herrühren, die sich entweder an einem gemeinsamen Standort oder innerhalb eines festgelegten geographischen Gebiets befinden, ausgedrückt in Kilotonnen pro Jahr;
20. bedeutet „Schwefelabscheidegrad“ das Verhältnis der Schwefelmenge, die in einem bestimmten Zeitraum am Standort der Verbrennungsquelle abgeschieden wird, zu der Schwefelmenge in dem Brennstoff, der in die Verbrennungsanlagen eingebracht und im gleichen Zeitraum verbraucht wird;
21. bedeutet „Schwefelhaushalt“ eine Matrix berechneter Beiträge von Emissionen aus bestimmten Gebieten zur Deposition oxidierte Schwefelverbindungen in Aufnahmegebieten.

Artikel 2

Grundlegende Verpflichtungen

(1) Die Vertragsparteien begrenzen und verringern ihre Schwefelemmissionen, um die Gesundheit des Menschen und die Umwelt vor nachteiligen Auswirkungen, insbesondere Auswirkungen durch Versauerung, zu schützen und um sicherzustellen, soweit möglich ohne unverhältnismäßig hohe Kosten zu verursachen, daß Depositionen von oxidierten Schwefelverbindungen die nach dem heutigen wissenschaftlichen Kenntnisstand in Anlage I als kritische Schwefeldepositionen angegebenen kritischen Einträge langfristig nicht überschreiten.

(2) In einem ersten Schritt verringern die Vertragsparteien ihre jährlichen Schwefelemmissionen zumindest entsprechend dem Zeitplan und den Werten, die in Anlage II festgelegt sind, und halten sie auf diesem Stand.

(3) Jede Vertragspartei,

- a) deren gesamte Landfläche mehr als 2 000 000 Quadratkilometer beträgt;
- b) die sich nach Absatz 2 zu einer Höchstmenge der nationalen Schwefelemmissionen verpflichtet hat, die das Niveau ihrer Emissionen von 1990 oder ihre Verpflichtung im Rahmen des Protokolls von Helsinki von 1985 zur Verringerung von Schwefelemmissionen oder ihres grenzüberschreitenden Flusses um mindestens 30 Prozent nicht übersteigt, sofern dieser Wert niedriger ist, wie in Anlage II angegeben;
- c) deren jährliche Schwefelemmissionen, die zur Versauerung in Gebieten unter der Hoheitsgewalt einer oder mehrerer anderer Vertragsparteien beitragen, ausschließlich aus Gebieten unter ihrer Hoheitsgewalt stammen, welche in Anlage III als SOMAs aufgeführt sind, und die hierüber entsprechende Unterlagen vorgelegt hat, und
- d) die bei der Unterzeichnung dieses Protokolls oder beim Beitritt zu dem Protokoll ihre Absicht bekundet hat, in Übereinstimmung mit diesem Absatz zu handeln,

verringert darüber hinaus ihre jährlichen Schwefelemmissionen in dem derart ausgewiesenen Gebiet zumindest entsprechend dem Zeitplan und den Werten, die in Anlage II festgelegt sind, und hält sie auf diesem Stand.

(4) Außerdem wenden die Vertragsparteien entsprechend den Leitlinien in Anlage IV die wirksamsten Maßnahmen, die unter den jeweiligen Umständen für sie angemessen sind, zur Verringerung der Schwefelemmissionen auf neue und bestehende Quellen an; dazu gehören unter anderem

- Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz;
- Maßnahmen zur Erhöhung der Verwendung erneuerbarer Energien;

- Maßnahmen zur Verringerung des Schwefelgehalts bestimmter Brennstoffe und zur Förderung der Verwendung von Brennstoffen mit niedrigem Schwefelgehalt, einschließlich der kombinierten Verwendung von hoch schwefelhaltigem mit schwefelarmem oder schwefelfreiem Brennstoff;
 - Maßnahmen zur Anwendung der besten verfügbaren Technologien zur Emissionsbekämpfung, die keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursachen.
- (5) Mit Ausnahme der Vertragsparteien, die dem Abkommen über Luftqualität von 1991 zwischen den Vereinigten Staaten und Kanada unterliegen, wird jede Vertragspartei zumindest
- a) Emissionsgrenzwerte auf alle größeren neuen ortsfesten Verbrennungsquellen anwenden, die mindestens so streng sind wie die in Anlage V festgelegten Werte;
 - b) bis spätestens 1. Juli 2004, soweit wie möglich ohne unverhältnismäßig hohe Kosten zu verursachen, Emissionsgrenzwerte, die mindestens so streng sind wie die in Anlage V festgelegten Werte, auf die größeren bestehenden ortsfesten Verbrennungsquellen, die eine thermische Nennleistung von mehr als 500 MW_{th} haben, wobei die verbleibende Lebenszeit einer Anlage ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Protokolls berücksichtigt wird, oder gleichwertige Emissionsbegrenzungen oder sonstige geeignete Bestimmungen anwenden, sofern diese die in Anlage II festgelegten Obergrenzen für Schwefelemmissionen erreichen und sich im Anschluß daran den in Anlage I aufgeführten kritischen Einträgen nähern; bis spätestens 1. Juli 2004 Emissionsgrenzwerte oder Emissionsbegrenzungen auf die größeren bestehenden ortsfesten Verbrennungsquellen anwenden, deren thermische Nennleistung zwischen 50 und 500 MW_{th} liegt, wobei Anlage V als Leitlinie dient;
 - c) spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Protokolls nationale Normen für den Schwefelgehalt im Gasöl anwenden, die mindestens so streng sind wie die in Anlage V festgelegten. In Fällen, in denen die Versorgung mit Gasöl anders nicht sichergestellt werden kann, kann ein Staat die in diesem Absatz festgelegte Frist bis auf 10 Jahre verlängern. In diesem Fall bekundet er in einer Erklärung, die zusammen mit der Ratifikations-, Annahme-, Genehmigungs- oder Beitrittsurkunde hinterlegt wird, seine Absicht zur Verlängerung der Frist.
- (6) Die Vertragsparteien können außerdem wirtschaftliche Instrumente anwenden, um die Annahme kosteneffizienter Lösungsansätze zur Verringerung der Schwefelemmissionen zu fördern.
- (7) Die Vertragsparteien dieses Protokolls können auf einer Tagung des Exekutivorgans entsprechend den Regeln und Bedingungen, die von diesem auszuarbeiten und anzunehmen sind, entscheiden, ob zwei oder mehr Vertragsparteien die in Anlage II enthaltenen Verpflichtungen gemeinsam erfüllen dürfen. Diese Regeln und Bedingungen müssen die Einhaltung der in Absatz 2 enthaltenen Verpflichtungen gewährleisten und auch die Erreichung der in Absatz 1 genannten Umweltziele fördern.
- (8) Die Vertragsparteien beginnen vorbehaltlich des Ergebnisses der ersten Überprüfung nach Artikel 8 und spätestens ein Jahr nach Abschluß dieser ersten Überprüfung Verhandlungen über weitere Verpflichtungen zur Verringerung der Emissionen.

Artikel 3

Technologieaustausch

- (1) Die Vertragsparteien erleichtern in Übereinstimmung mit ihren innerstaatlichen Gesetzen, sonstigen Vorschriften und Gepflogenheiten den Austausch von Technologien und Techniken zur Verringerung von Schwefelemmissionen, einschließlich solcher, welche die Energieeffizienz, die Verwendung erneuerbarer Energien und die Verwendung schwefelarmer Brennstoffe erhöhen, insbesondere durch die Förderung
- a) des kommerziellen Austausches verfügbarer Technologien;
 - b) direkter Kontakte und Zusammenarbeit der Industrien, einschließlich Gemeinschaftsunternehmen;
 - c) des Austausches von Informationen und Erfahrungen und
 - d) der Gewährung technischer Unterstützung.
- (2) Bei der Förderung der in Absatz 1 bezeichneten Tätigkeiten schaffen die Vertragsparteien günstige Voraussetzungen, indem sie Kontakte und Zusammenarbeit zwischen geeigneten Organisationen und Personen des privaten und öffentlichen Sektors erleichtern, die Technologien, Planungs- und Konstruktionsdienste, Ausrüstung oder Finanzierung zur Verfügung stellen können.
- (3) Die Vertragsparteien beginnen spätestens sechs Monate nach Inkrafttreten dieses Protokolls mit der Prüfung von Verfahren zur Schaffung günstigerer Voraussetzungen für den Austausch von Technologien zur Verringerung der Schwefelemmissionen.

Artikel 4

Nationale Strategien, Politiken, Programme, Maßnahmen und Informationen

- (1) Zur Erfüllung ihrer in Artikel 2 enthaltenen Verpflichtungen wird jede Vertragspartei
 - a) spätestens sechs Monate, nachdem dieses Protokoll für sie in Kraft getreten ist, nationale Strategien, Politiken und Programme verabschieden und
 - b) nationale Maßnahmen ergreifen und anwenden,um ihre Schwefelemissionen zu begrenzen und zu verringern.
- (2) Jede Vertragspartei sammelt und hält Informationen verfügbar über
 - a) das tatsächliche Niveau der Schwefelemissionen sowie der Immissionskonzentrationen und Depositionen von oxidiertem Schwefel und anderen versauernden Verbindungen, wobei bei den Vertragsparteien innerhalb des geographischen Anwendungsbereichs des EMEP der EMEP-Arbeitsplan berücksichtigt wird, und
 - b) die durch Depositionen von oxidiertem Schwefel und anderen versauernden Verbindungen entstandenen Auswirkungen.

Artikel 5

Berichterstattung

- (1) Jede Vertragspartei übermittelt dem Exekutivorgan über den Exekutivsekretär der Kommission in vom Exekutivorgan festzulegenden regelmäßigen Abständen Informationen über
 - a) die Durchführung der in Artikel 4 Absatz 1 genannten nationalen Strategien, Politiken, Programme und Maßnahmen,
 - b) das Niveau der jährlichen nationalen Schwefelemissionen entsprechend den vom Exekutivorgan angenommenen Richtlinien unter Angabe der Emissionsdaten für alle einschlägigen Kategorien von Emissionsquellen und
 - c) die Durchführung sonstiger Verpflichtungen, die sie auf Grund dieses Protokolls übernommen hat,

im Einklang mit einem von den Vertragsparteien auf einer Tagung des Exekutivorgans gefaßten Beschluß über Form und Inhalt der Informationen. Die Bestimmungen dieses Beschlusses werden, falls erforderlich, überprüft, um zusätzliche Elemente bezüglich Form und/oder Inhalt der in den Bericht aufzunehmenden Informationen festzustellen.

(2) Jede Vertragspartei innerhalb des geographischen Anwendungsbereichs des EMEP übermittelt an EMEP über den Exekutivsekretär der Kommission in regelmäßigen Abständen, die vom EMEP-Lenkungsorgan festzulegen und von den Vertragsparteien auf einer Tagung des Exekutivorgans zu genehmigen sind, Informationen über das Niveau der Schwefelemissionen mit der vom EMEP-Lenkungsorgan bestimmten zeitlichen und räumlichen Auflösung.

- (3) Rechtzeitig vor jeder Jahrestagung des Exekutivorgans legt EMEP Informationen vor über
 - a) Immissionskonzentrationen und Depositionen oxidierten Schwefelverbindungen und
 - b) Berechnungen der Schwefelhaushalte.

Die Vertragsparteien außerhalb des geographischen Anwendungsbereichs des EMEP stellen auf Anfrage des Exekutivorgans ähnliche Informationen zur Verfügung.

(4) Das Exekutivorgan veranlaßt nach Artikel 10 Absatz 2 lit. b des Übereinkommens die Darlegung von Informationen über die Auswirkungen von Depositionen oxidierten Schwefels und anderer versauernder Verbindungen.

(5) Die Vertragsparteien sorgen dafür, daß auf den Tagungen des Exekutivorgans in regelmäßigen Abständen überarbeitete Informationen über berechnete und international optimierte Zuteilungen von Emissionsverringerungen für die Staaten innerhalb des geographischen Anwendungsbereichs des EMEP mit Hilfe integrierter Bewertungsmodelle vorgelegt werden, um im Sinne des Artikels 2 Absatz 1 dieses Protokolls den Unterschied zwischen den tatsächlichen Depositionen oxidierten Schwefelverbindungen und den kritischen Eintragswerten weiter zu verringern.

Artikel 6

Forschung, Entwicklung und Überwachung

Die Vertragsparteien fördern die Forschung, Entwicklung, Überwachung und Zusammenarbeit in bezug auf

- a) die internationale Harmonisierung der Methoden zur Festlegung der kritischen Einträge und der kritischen Werte sowie die Ausarbeitung von Verfahren für eine derartige Harmonisierung;

- b) die Verbesserung der Überwachungsmethoden und -systeme sowie der Modellierung von Transport, Konzentrationen und Depositionen von Schwefelverbindungen;
- c) Strategien zur weiteren Verringerung der Schwefelemissionen auf der Grundlage der kritischen Einträge und der kritischen Werte sowie der technischen Entwicklungen und der Verbesserung integrierter Bewertungsmodelle zur Berechnung international optimierter Zuteilungen von Emissionsverringerungen unter Berücksichtigung einer ausgewogenen Verteilung der Kosten der Emissionsverringerungen;
- d) das Verständnis für die weiterreichenden Auswirkungen von Schwefelemissionen auf die Gesundheit des Menschen, die Umwelt – insbesondere Versauerung – und auf Materialien, einschließlich historischer und kultureller Denkmäler, unter Berücksichtigung des Verhältnisses zwischen Schwefeloxiden, Stickstoffoxiden, Ammoniak, flüchtigen organischen Verbindungen und troposphärischem Ozon;
- e) Technologien zur Emissionsbekämpfung und Technologien und Techniken zur Verbesserung der Energieeffizienz, der Energieeinsparung und der Verwendung erneuerbarer Energien;
- f) die wirtschaftliche Bewertung der durch die Verringerung von Schwefelemissionen bewirkten Vorteile für die Umwelt und die Gesundheit des Menschen.

Artikel 7

Einhaltung des Protokolls

(1) Hiermit wird ein Durchführungsausschuß eingesetzt, der die Durchführung dieses Protokolls und die Einhaltung der von den Vertragsparteien eingegangenen Verpflichtungen überprüft. Er erstattet den Vertragsparteien auf den Tagungen des Exekutivorgans Bericht und kann ihnen die von ihm für geeignet gehaltenen Empfehlungen erteilen.

(2) Nach Prüfung des Berichts und etwaiger vom Durchführungsausschuß erteilter Empfehlungen können die Vertragsparteien unter Berücksichtigung der Umstände einer Angelegenheit und entsprechend den Gepflogenheiten des Übereinkommens beschließen und verlangen, daß Maßnahmen getroffen werden, um die vollständige Einhaltung dieses Protokolls sicherzustellen, einschließlich Maßnahmen zur Unterstützung einer Vertragspartei bei der Einhaltung des Protokolls und zur Förderung der Ziele des Protokolls.

(3) Auf der ersten Tagung des Exekutivorgans nach Inkrafttreten dieses Protokolls fassen die Vertragsparteien einen Beschluß, durch den die Struktur und die Aufgaben des Durchführungsausschusses sowie die Verfahren festgelegt werden, die der Ausschuß bei der Überprüfung der Einhaltung des Protokolls zugrundelegt.

(4) Die Anwendung des Verfahrens zur Überprüfung der Einhaltung läßt Artikel 9 dieses Protokolls unberührt.

Artikel 8

Überprüfungen durch die Vertragsparteien auf den Tagungen des Exekutivorgans

(1) Nach Artikel 10 Absatz 2 lit. a des Übereinkommens überprüfen die Vertragsparteien auf den Tagungen des Exekutivorgans die von den Vertragsparteien und EMEP vorgelegten Informationen, die Daten über die Auswirkungen durch Schwefeldepositionen und Depositionen anderer versauernder Verbindungen sowie die in Artikel 7 Absatz 1 dieses Protokolls bezeichneten Berichte des Durchführungsausschusses.

- (2) a) Auf den Tagungen des Exekutivorgans überprüfen die Vertragsparteien laufend die in diesem Protokoll aufgeführten Verpflichtungen, darunter
 - i) ihre Verpflichtungen im Zusammenhang mit ihren berechneten und international optimierten Zuteilungen von Emissionsverringerungen, wie in Artikel 5 Absatz 5 vorgesehen, und
 - ii) die Angemessenheit der Verpflichtungen und die Fortschritte, die zur Erreichung der in diesem Protokoll festgelegten Ziele gemacht wurden;
- b) die Überprüfungen berücksichtigen die besten verfügbaren wissenschaftlichen Informationen über Versauerung, einschließlich der Bewertung der kritischen Einträge, der technologischen Entwicklungen, der sich ändernden wirtschaftlichen Bedingungen und der Erfüllung der Verpflichtungen hinsichtlich der Emissionswerte;
- c) im Zusammenhang mit diesen Überprüfungen bemüht sich jede Vertragspartei, deren Verpflichtungen hinsichtlich der in Anlage II festgelegten Obergrenzen für Schwefelemissionen nicht mit den für sie berechneten und international optimierten Zuteilungen der Emissionsverringerungen, die zur Verringerung des Unterschieds um mindestens 60 vH

- zwischen den Schwefeldepositionen im Jahr 1990 und den kritischen Schwefeldepositionen innerhalb des geographischen Anwendungsbereichs des EMEP erforderlich sind, übereinstimmen, nach Kräften, den geänderten Verpflichtungen nachzukommen;
- d) die Verfahren, Methoden und der Zeitplan für die Überprüfungen werden von den Vertragsparteien auf einer Tagung des Exekutivorgans festgelegt. Die erste Überprüfung dieser Art muß 1997 beendet sein.

Artikel 9

Beilegung von Streitigkeiten

(1) Im Fall einer Streitigkeit zwischen zwei oder mehr Vertragsparteien über die Auslegung oder Anwendung dieses Protokolls bemühen sich die betroffenen Vertragsparteien um eine Beilegung der Streitigkeit durch Verhandlungen oder andere friedliche Mittel ihrer Wahl. Die Streitparteien unterrichten das Exekutivorgan über ihre Streitigkeit.

(2) Bei der Ratifikation, der Annahme oder der Genehmigung dieses Protokolls oder beim Beitritt zum Protokoll oder jederzeit danach kann eine Vertragspartei, die keine Organisation der regionalen Wirtschaftsintegration ist, in einer dem Depositar vorgelegten schriftlichen Urkunde erklären, daß sie in bezug auf jede Streitigkeit über die Auslegung oder Anwendung des Protokolls eines oder beide der folgenden Mittel der Streitbeilegung gegenüber jeder Vertragspartei, welche dieselbe Verpflichtung übernimmt, von Rechts wegen und ohne Übereinkunft als obligatorisch anerkennt:

- a) Vorlage der Streitigkeit beim Internationalen Gerichtshof;
- b) ein Schiedsverfahren in Übereinstimmung mit Verfahren, die von den Vertragsparteien so bald wie möglich in einer Anlage über ein Schiedsverfahren auf einer Tagung des Exekutivorgans beschlossen werden.

Eine Vertragspartei, die eine Organisation der regionalen Wirtschaftsintegration ist, kann in bezug auf ein Schiedsverfahren nach dem unter lit. b vorgesehenen Verfahren eine Erklärung mit gleicher Wirkung abgeben.

(3) Eine nach Absatz 2 abgegebene Erklärung bleibt in Kraft, bis sie gemäß den darin enthaltenen Bestimmungen erlischt oder bis zum Ablauf von drei Monaten nach Hinterlegung einer schriftlichen Rücknahmenotifikation beim Depositar.

(4) Eine neue Erklärung, eine Rücknahmenotifikation oder das Erlöschen einer Erklärung berührt nicht die beim Internationalen Gerichtshof oder bei dem Schiedsgericht anhängigen Verfahren, sofern die Streitparteien nichts anderes vereinbaren.

(5) Außer in dem Fall, in dem die Streitparteien dasselbe Mittel der Streitbeilegung nach Absatz 2 angenommen haben, wird die Streitigkeit auf Ersuchen einer der Streitparteien einem Vergleichsverfahren unterworfen, wenn nach Ablauf von zwölf Monaten, nachdem eine Vertragspartei einer anderen notifiziert hat, daß eine Streitigkeit zwischen ihnen besteht, die betreffenden Vertragsparteien ihre Streitigkeit nicht durch die in Absatz 1 genannten Mittel beilegen konnten.

(6) Für die Zwecke des Absatzes 5 wird eine Vergleichskommission gebildet. Die Kommission besteht aus einer jeweils gleichen Anzahl von durch die betreffenden Parteien oder, falls mehrere Parteien des Vergleichsverfahrens eine Streitgenossenschaft bilden, durch die Gesamtheit dieser Parteien ernannten Mitgliedern sowie einem Vorsitzenden, der gemeinsam von den so ernannten Mitgliedern gewählt wird. Die Kommission fällt einen Spruch mit Empfehlungscharakter, den die Parteien nach Treu und Glauben prüfen.

Artikel 10

Anlagen

Die **Anlagen** dieses Protokolls sind Bestandteil des Protokolls. Die Anlagen I und IV haben Empfehlungscharakter.

Artikel 11

Änderungen und Anpassungen

(1) Jede Vertragspartei kann Änderungen dieses Protokolls vorschlagen. Jede Vertragspartei des Übereinkommens kann eine Anpassung in Anlage II des Protokolls vorschlagen, um ihren Namen zusammen mit Emissionswerten, Obergrenzen für Schwefelemissionen und dem Prozentsatz der Emissionsverringerungen einfügen zu lassen.

(2) Diese vorgeschlagenen Änderungen und Anpassungen werden dem Exekutivsekretär der Kommission schriftlich vorgelegt, der sie an alle Vertragsparteien weiterleitet. Die Vertragsparteien erörtern die vorgeschlagenen Änderungen und Anpassungen auf der nächsten Tagung des Exekutivorgans, sofern diese Vorschläge vom Exekutivsekretär den Vertragsparteien mindestens neunzig Tage im voraus übermittelt worden sind.

(3) Änderungen dieses Protokolls und seiner Anlagen II, III und V bedürfen der einvernehmlichen Annahme durch die auf einer Tagung des Exekutivorgans anwesenden Vertragsparteien; sie treten für die Vertragsparteien, die sie angenommen haben, am neunzigsten Tag nach dem Zeitpunkt in Kraft, zu dem zwei Drittel der Vertragsparteien beim Depositär ihre Urkunde über die Annahme der Änderungen hinterlegt haben. Die Änderungen treten für jede andere Vertragspartei am neunzigsten Tag nach dem Zeitpunkt in Kraft, zu dem die betreffende Vertragspartei ihre Urkunde über die Annahme der Änderungen hinterlegt hat.

(4) Änderungen der Anlagen dieses Protokolls, ausgenommen Änderungen der in Absatz 3 genannten Anlagen, bedürfen der einvernehmlichen Annahme durch die auf einer Tagung des Exekutivorgans anwesenden Vertragsparteien. Für die Vertragsparteien, die dem Depositär keine Notifikation nach Absatz 5 vorgelegt haben, wird eine Änderung einer dieser Anlagen nach Ablauf von neunzig Tagen nach dem Zeitpunkt wirksam, zu dem der Exekutivsekretär sie der Kommission übermittelt hat, sofern mindestens sechzehn Vertragsparteien keine solche Notifikation vorgelegt haben.

(5) Jede Vertragspartei, die eine Änderung einer Anlage, ausgenommen einer in Absatz 3 aufgeführten Anlage, nicht genehmigen kann, notifiziert dies dem Depositär schriftlich innerhalb von neunzig Tagen, nachdem die Annahme der Änderung mitgeteilt wurde. Der Depositär unterrichtet alle Vertragsparteien unverzüglich über die erhaltene Notifikation. Eine Vertragspartei kann jederzeit ihre frühere Notifikation durch eine Annahme ersetzen; die Änderung der betreffenden Anlage wird für die Vertragspartei mit Hinterlegung einer Annahmearkunde beim Depositär wirksam.

(6) Anpassungen in Anlage II bedürfen der einvernehmlichen Annahme durch die auf einer Tagung des Exekutivorgans anwesenden Vertragsparteien; sie werden für alle Vertragsparteien dieses Protokolls am neunzigsten Tag nach dem Zeitpunkt wirksam, zu dem der Exekutivsekretär der Kommission den betreffenden Vertragsparteien die Annahme der Anpassung schriftlich notifiziert hat.

Artikel 12

Unterzeichnung

(1) Dieses Protokoll liegt vom 13. bis zum 14. Juni 1994 in Oslo und danach bis zum 12. Dezember 1994 am Sitz der Vereinten Nationen in New York für die Mitgliedstaaten der Kommission, für Staaten, die in der Kommission nach Absatz 8 der EntschlieÙung 36 (IV) des Wirtschafts- und Sozialrats vom 28. März 1947 beratenden Status haben, sowie für Organisationen der regionalen Wirtschaftsintegration, die von souveränen Staaten, die Mitglieder der Kommission sind, gebildet werden und für die Aushandlung, den Abschluß und die Anwendung internationaler Übereinkünfte in Angelegenheiten zuständig sind, die in den Geltungsbereich dieses Protokolls fallen, zur Unterzeichnung auf, vorausgesetzt, daß die betreffenden Staaten und Organisationen Vertragsparteien des Übereinkommens und in Anlage II aufgeführt sind.

(2) Solche Organisationen der regionalen Wirtschaftsintegration üben in Angelegenheiten, die in ihren Zuständigkeitsbereich fallen, in ihrem eigenen Namen die Rechte aus und nehmen die Pflichten wahr, die dieses Protokoll ihren Mitgliedstaaten überträgt. In diesen Fällen sind die Mitgliedstaaten dieser Organisationen nicht berechtigt, solche Rechte einzeln auszuüben.

Artikel 13

Ratifikation, Annahme, Genehmigung und Beitritt

(1) Dieses Protokoll bedarf der Ratifikation, Annahme oder Genehmigung durch die Unterzeichner.

(2) Dieses Protokoll steht vom 12. Dezember 1994 an für die Staaten und Organisationen, welche die Voraussetzungen des Artikels 12 Absatz 1 erfüllen, zum Beitritt offen.

Artikel 14

Depositär

Die Ratifikations-, Annahme-, Genehmigungs- oder Beitrittsurkunden werden beim Generalsekretär der Vereinten Nationen hinterlegt; dieser erfüllt die Aufgaben des Depositärs.

Artikel 15**Inkrafttreten**

(1) Dieses Protokoll tritt am neunzigsten Tag nach dem Zeitpunkt der Hinterlegung der sechzehnten Ratifikations-, Annahme-, Genehmigungs- oder Beitrittsurkunde beim Depositär in Kraft.

(2) Für alle in Artikel 12 Absatz 1 bezeichneten Staaten und Organisationen, die nach der Hinterlegung der sechzehnten Ratifikations-, Annahme-, Genehmigungs- oder Beitrittsurkunde dieses Protokoll ratifizieren, annehmen, genehmigen oder ihm beitreten, tritt das Protokoll am neunzigsten Tag nach dem Zeitpunkt der Hinterlegung der Ratifikations-, Annahme-, Genehmigungs- oder Beitrittsurkunde durch die betreffende Vertragspartei in Kraft.

Artikel 16**Rücktritt**

Eine Vertragspartei kann jederzeit nach Ablauf von fünf Jahren nach dem Zeitpunkt, zu dem dieses Protokoll für sie in Kraft getreten ist, durch eine an den Depositär gerichtete schriftliche Notifikation von dem Protokoll zurücktreten. Der Rücktritt wird am neunzigsten Tag nach dem Eingang der Notifikation bei dem Depositär oder zu einem in der Rücktrittsnotifikation angegebenen späteren Zeitpunkt wirksam.

Artikel 17**Verbindliche Wortlaute**

Die Urschrift dieses Protokolls, dessen englischer, französischer und russischer Wortlaut gleichermaßen verbindlich ist, wird beim Generalsekretär der Vereinten Nationen hinterlegt.

ZU URKUND DESSEN haben die hierzu gehörig befugten Unterzeichneten dieses Protokoll unterschrieben.

GESCHEHEN zu Oslo am 13. Juni 1994

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	
37							34	40	32	28	41	52	51	58	116	138	519	817	682									37
36							30	39	32	32	34	34	31	34	112	139	609	434	932									36
35							33	34	35	36	42	32	32	76	110	158	193	316										35
34							34	25	33	33	41	34	33	100	122	448	220	258										34
33							24	45	48	44	44	53	34	52	68	313	313	450										33
32						38	29	49	73	76	81	48	38	32	62	245	230	378										32
31				6	44	37	45	34	71	75	78	82	116	73	167	467	239	133	125	139	259	221	248	229				31
30			8	4	30	42	60	57	55	85	80	86	126	102	128	656	335	278	143	138	205	173	171	173	208			30
29			4	11	37	18	37	54	56	55	81	117	143	125	718	296	379	297	542	209	226	215	164	171	162			29
28			14	9	8	35	19	40	28	61	71	117	111	132	226	323	348	378	225	298	343	177	197	251			28	
27			10	7	7	27	28	44	30	26	94	99	96	115	130	541	403	267	209	579	449	196	176	199			27	
26			32	6	18	26	18	34	28	25	107	81	109	108	120	88	126	204	211	333	418	271	251	234			26	
25				10	5	23	24	27	27	37	115	70	97	98	129	88	88	215	190	409	363	394	338				25	
24				10	6	24	31	55	35	192	146	97	84	136	146	93	102	211	179	418	364	226					24	
23				7	17	1	18	13	32	6	113	112	112	94	76	87	102	181	205	341	371	282					23	
22				13	5	14	11	20	29	56	45	171	76	79	121	114	126	184	196	231	606						22	
21				16	5	8	15	1	21	27	93	87	83	96	105	130	149	207	305	272	526						21	
20				74	11	2	20	3	11	65	119	79	91	116	131	155	165	244	97	96	165	265					20	
19			25		154	5	44	47	178	76	94	73	84	121	152	199	207	154	129	212	182	146	201				19	
18			30				51	9	33	75	93	119	170	167	177	117	94	218	175	195	196	232					18	
17		76	38	28				8	17	36	107	151	39	67	232	116	140	201	237	191	126	1945						

Anlage II**Höchstmengen der Schwefelemissionen und Emissionsverringerungen in Prozent**

Die in der Tabelle unten aufgeführten Obergrenzen für Schwefelemissionen stellen die in Artikel 2 Absätze 2 und 3 dieses Protokolls enthaltenen Verpflichtungen dar. Die aufgeführten Emissionswerte für 1980 und 1990 sowie die Emissionsverringerungen in Prozent dienen lediglich Informationszwecken.

	Emissionswerte kt SO ₂ pro Jahr		Obergrenzen für Schwefelemissionen ¹⁾ kt SO ₂ pro Jahr			Emissionsverringerung in Prozent [Basisjahr 1980 ²⁾]		
	1980	1990	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Belarus	740	–	456	400	370	38	46	50
Belgien	828	443	248	232	215	70	72	74
Bulgarien	2 050	2 020	1 374	1 230	1 127	33	40	45
Dänemark	451	180	90	–	–	80	–	–
Deutschland	7 494	5 803	1 300	990	–	83	87	–
Finnland	584	260	116	–	–	80	–	–
Frankreich	3 348	1 202	868	770	737	74	77	78
Griechenland	400	510	595	580	570	0	3	4
Irland	222	168	155	–	–	30	–	–
Italien	3 800	–	1 330	1 042	–	65	73	–
Kanada – national	4 614	3 700	3 200	–	–	30	–	–
– SOMA	3 245	–	1 750	–	–	46	–	–
Kroatien	150	160	133	125	117	11	17	22
Liechtenstein	0,4	0,1	0,1	–	–	75	–	–
Luxemburg	24	–	10	–	–	58	–	–
Niederlande	466	207	106	–	–	77	–	–
Norwegen	142	54	34	–	–	76	–	–
Österreich	397	90	78	–	–	80	–	–
Polen	4 100	3 210	2 583	2 173	1 397	37	47	66
Portugal	266	284	304	294	–	0	3	–
Russische Föderation ³⁾	7 161	4 460	4 440	4 297	4 297	38	40	40
Schweden	507	130	100	–	–	80	–	–
Schweiz	126	62	60	–	–	52	–	–
Slowakei	843	539	337	295	240	60	65	72
Slowenien	235	195	130	94	71	45	60	70
Spanien	3 319	2 316	2 143	–	–	35	–	–
Tschechien	2 257	1 876	1 128	902	632	50	60	72
Ukraine	3 850	–	2 310	–	–	40	–	–
Ungarn	1 632	1 010	898	816	653	45	50	60
Vereinigtes Königreich	4 898	3 780	2 449	1 470	980	50	70	80
Europäische Gemeinschaft	25 513	–	9 598	–	–	62	–	–

Anmerkungen

¹⁾ Stellt eine Vertragspartei vor dem Jahr 2005 zu einem Zeitpunkt fest, daß sie wegen eines besonders harten Winters, eines besonders trockenen Sommers oder eines unvorhergesehenen kurzfristigen Kapazitätsverlustes im Energieversorgungssystem im Inland oder in einem Nachbarstaat nicht in der Lage ist, ihren Verpflichtungen aus dieser Anlage nachzukommen, so kann sie diese erfüllen, indem sie den Durchschnittswert ihrer jährlichen Schwefelemissionen in dem betreffenden Jahr, dem Vorjahr und dem folgenden Jahr ermittelt; jedoch darf der Emissionswert in einem einzigen Jahr die Obergrenze für Schwefelemissionen um nicht mehr als 20 vH übersteigen.

Dem Durchführungsausschuß sind die Gründe für die Überschreitung in einem bestimmten Jahr sowie die Methode der Ermittlung des Durchschnittswerts für die 3 Jahre zu melden.

²⁾ Bei Griechenland und Portugal stützen sich die angegebenen Prozentsätze der Emissionsverringerung auf die für das Jahr 2000 berechneten Obergrenzen.

³⁾ Europäischer Teil innerhalb des Anwendungsgebiets des EMEP.

Anlage III

**Bestimmung der Gebiete, in denen Maßnahmen zur Verminderung der Schwefeloxide
durchgeführt werden
(Sulphur Oxides Management Areas [SOMAs])**

Das folgende SOMA wird für die Zwecke dieses Protokolls angegeben:

SOMA Südost-Kanada

Es handelt sich um eine Fläche von 1 Million km², die folgendes umfaßt: sämtliche Gebiete der Provinzen Prince-Edward-Island, Neuschottland und New Brunswick, das gesamte Gebiet der Provinz Quebec südlich einer geraden Linie zwischen Havre-St. Pierre an der Nordküste des St.-Lorenz-Golfs und dem Punkt, an dem die Grenze Quebec/Ontario auf die Küstenlinie der James-Bucht trifft, sowie das gesamte Gebiet der Provinz Ontario südlich einer geraden Linie zwischen dem Punkt, an dem die Grenze Ontario/Quebec die Küstenlinie der James-Bucht schneidet, und dem Fluß Nipigon in der Nähe des Nordufers des Oberen Sees.

Anlage IV**Technologien zur Bekämpfung der Schwefelemissionen aus ortsfesten Quellen****I. Einleitung**

1. Diese Anlage dient als Richtschnur für die Feststellung von Möglichkeiten und Technologien zur Bekämpfung von Schwefelemissionen, um die in diesem Protokoll enthaltenen Verpflichtungen einzuhalten.

2. Die Anlage stützt sich auf Informationen über allgemeine Möglichkeiten zur Verringerung der Schwefelemissionen und insbesondere über die Ergebnisse und Kosten der Technologien zur Bekämpfung der Emissionen, die in amtlichen Unterlagen des Exekutivorgans und seiner untergeordneten Organe enthalten sind.

3. Sofern nichts anderes angegeben ist, beruhen die aufgeführten Maßnahmen zur Emissionsverringerung in den meisten Fällen auf der in mehreren Jahren gewonnenen praktischen Erfahrung und gelten als die am besten eingeführten und wirtschaftlich günstigsten verfügbaren Technologien. Allerdings machen die sich fortlaufend erweiternden Erfahrungen mit emissionsarmen Maßnahmen und Technologien in neuen Anlagen sowie Nachrüstung bestehender Anlagen eine regelmäßige Überprüfung dieser Anlage erforderlich.

4. Die Anlage führt zwar eine Reihe von Maßnahmen und Technologien in einer großen Bandbreite von Kosten und Leistungen auf, doch kann sie nicht als vollständige Liste der Emissionsbekämpfungsmöglichkeiten betrachtet werden. Überdies hängt die Entscheidung für die Bekämpfungsmaßnahmen und -technologien im Einzelfall von verschiedenen Faktoren ab, einschließlich der geltenden Gesetze und Verordnungen, und insbesondere von den Anforderungen der Bekämpfungstechnologie, der Primärenergiestruktur, der industriellen Infrastruktur, der Wirtschaftslage und den besonderen innerbetrieblichen Bedingungen.

5. Das Hauptaugenmerk der Anlage richtet sich auf die Bekämpfung der Emissionen oxidierten Schwefels als der Summe aus Schwefeldioxid (SO_2) und Schwefeltrioxid (SO_3), ausgedrückt als SO_2 . Der Anteil des Schwefels, der in Form von Schwefeloxid oder anderen Schwefelverbindungen von Nichtverbrennungsprozessen und aus anderen Quellen abgegeben wird, ist im Vergleich mit den Schwefelemissionen aus der Verbrennung gering.

6. Bei der Planung von Maßnahmen oder Technologien für SO_x -Quellen, die auch andere Stoffe, insbesondere Stickoxide (NO_x), Stäube, Schwermetalle und flüchtige organische Verbindungen (VOCs) abgeben, ist es sinnvoll, sie in Verbindung mit schadstoffspezifischen Bekämpfungsmöglichkeiten zu prüfen, um ihre Gesamtwirkung zu erhöhen und die Auswirkungen auf die Umwelt auf ein Mindestmaß zu beschränken und insbesondere um zu verhindern, daß sich die Probleme der Luftverunreinigung auf andere Medien (wie zB Abwasser und feste Abfälle) übertragen.

II. Größere ortsfeste Quellen für Schwefelemissionen

7. Die Verbrennung fossiler Brennstoffe ist die Hauptquelle anthropogener Schwefelemissionen aus ortsfesten Quellen. Darüber hinaus können außer der Verbrennung einige andere Prozesse erheblich zu diesen Emissionen beitragen. Nach EMEP/CORINAIR 90 gehören folgende Kategorien zu den wichtigsten ortsfesten Verbrennungsquellen:

- i) öffentliche Kraftwerke, Anlagen für Kraftwärmekopplung und Fernwärme:
 - a) Kessel;
 - b) ortsfeste Verbrennungsturbinen und Verbrennungsmotoren;
- ii) Feuerungsanlagen für Gewerbe, Institutionen und Wohngebäude:
 - a) gewerbliche Kessel;
 - b) Hausfeuerungen;
- iii) industrielle Feuerungsanlagen und Verbrennungsprozesse:
 - a) Kessel und Industrieheizungsanlagen;
 - b) Prozesse, zB metallurgische Verfahren wie etwa Glühen und Sintern, Kokereianlagen, Bearbeitung von Titandioxid (TiO_2) usw.;
 - c) Zellstoffherstellung;
- iv) Nichtverbrennungsprozesse, zB Herstellung von Schwefelsäure, bestimmte organische Syntheseverfahren, Behandlung metallischer Oberflächen;

- v) Gewinnung, Verarbeitung und Verteilung fossiler Brennstoffe;
- vi) Abfallbehandlung und -entsorgung, zB thermische Behandlung kommunaler und industrieller Abfälle.

8. Die Gesamtdaten (1990) für die ECE-Region zeigen, daß ca. 88 vH der gesamten Schwefelemissionen aus Verbrennungsverfahren (20 vH aus industrieller Verbrennung), 5 vH aus Produktionsprozessen und 7 vH aus Ölraffinerien stammen. In vielen Ländern ist der Kraftwerkesektor die Hauptquelle der Schwefelemissionen. In einigen Ländern ist der Industriesektor (einschließlich Raffinerien) ebenfalls eine bedeutende Quelle dieser Emissionen. Zwar sind die Emissionen aus Raffinerien in der ECE-Region verhältnismäßig gering, doch sind deren Auswirkungen auf die Schwefelemissionen aus anderen Quellen erheblich wegen des Schwefels in den Ölprodukten. Im allgemeinen verbleiben 60 vH des in den Rohprodukten vorhandenen Schwefels in den Endprodukten, 30 vH werden als Elementarschwefel zurückgewonnen und 10 vH aus den Raffinerieschornsteinen ausgestoßen.

III. Allgemeine Möglichkeiten zur Verringerung der bei der Verbrennung entstehenden Schwefelemissionen:

9. Zur Verringerung der Schwefelemissionen sind folgende allgemeine Möglichkeiten vorhanden:

i) Maßnahmen der Energiewirtschaft: ¹⁾

a) Energieeinsparung

Ein rationaler Energieverbrauch (Verbesserung der Energieeffizienz und der Verfahrensdurchführung, Kraftwärmekopplung und/oder Nachfragerregelung) führt gewöhnlich zu einer Verringerung der Schwefelemissionen.

b) Energiemix

Im allgemeinen können Schwefelemissionen dadurch verringert werden, daß der Anteil der Energiequellen, bei denen keine Verbrennung stattfindet (dh. Hydro-, Kern-, Windenergie usw.), im Energiemix erhöht wird. Jedoch sind weitere Umweltauswirkungen zu prüfen.

ii) Technische Möglichkeiten:

a) Brennstoffumstellung

Die bei der Verbrennung erzeugten Schwefelemissionen sind unmittelbar auf den Schwefelgehalt des verwendeten Brennstoffs zurückzuführen.

Eine Brennstoffumstellung (zB von schwefelreicher auf schwefelarme Kohle und/oder flüssige Brennstoffe oder von Kohle auf Gas) führt zu geringeren Schwefelemissionen, doch kann es gewisse Einschränkungen geben, wie etwa durch die Verfügbarkeit schwefelarmer Brennstoffe und die Anpassungsfähigkeit vorhandener Verbrennungssysteme an unterschiedliche Brennstoffe. In vielen ECE-Ländern werden derzeit einige Kohle- oder Ölverbrennungsanlagen durch gasbefeuerte Verbrennungsanlagen ersetzt. Mit zwei unterschiedlichen Brennstoffen zu betreibende Anlagen können die Brennstoffumstellung erleichtern.

b) Brennstoffreinigung

Die Reinigung von Erdgas entspricht dem Stand der Technik und wird weitgehend aus betrieblichen Gründen angewandt.

Die Reinigung von Prozeßgasen (saures Raffineriegas, Kokereigas, Biogas usw.) ist ebenfalls Stand der Technik.

Die Entschwefelung flüssiger Brennstoffe (leichte und mittlere Fraktion) ist ebenfalls Stand der Technik.

Die Entschwefelung schwerer Fraktionen ist technisch möglich, doch sollten die Rohöleigenschaften nicht außer Betracht gelassen werden. Die Entschwefelung der Rückstände aus der atmosphärischen Destillation (Rückstände aus atmosphärischen Rohöldestillationsanlagen) zur Herstellung von schwefelarmem Brennstofföl wird jedoch nicht gemeinhin angewandt; die Verarbeitung schwefelarmer Rohöle ist deshalb für gewöhnlich vorzuziehen. Hydrocracken und Technologien zur Brennstoffumwandlung sind ausgereift und verbinden einen hohen Entschwefelungsgrad mit einer erhöhten Ausbeute an Leichtprodukten. Die Anzahl der Raffinerien mit fortschrittlichen Konversionsanlagen ist noch gering. Diese

¹⁾ Die Möglichkeiten unter Ziffer i lit. a und b sind in die Energiestruktur und -politik einer Vertragspartei des Übereinkommens integriert. Der Stand der Umsetzung, die Wirksamkeit und die Kosten pro Sektor sind hier nicht berücksichtigt.

Raffinerien gewinnen charakteristischerweise 80 bis 90 vH des eingesetzten Schwefels zurück und wandeln sämtliche Reststoffe in Leichtprodukte oder andere vermarktbarere Produkte um. Für diesen Raffinerietyp sind der Energieverbrauch und die Investitionskosten höher. Der übliche Schwefelgehalt für die Raffinerieprodukte wird in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1
Schwefelgehalt bei Raffinerieprodukten
S-Gehalt (Prozent)

	Heute übliche Werte	Voraussichtliche künftige Werte
Ottokraftstoff	0,1	0,05
Kerosin	0,1	0,01
Diesel	0,05–0,3	< 0,05
Heizöl, leicht, extraleicht	0,1–0,2	< 0,1
Heizöl, mittel und schwer	0,2–3,5	< 1
Schiffsdieselöl	0,5–1,0	< 0,5
Bunkeröl	3,0–5,0	< 1 (Küstenbereiche) < 2 (Hohe See)

Durch Reinigung von Steinkohle mit den derzeit verfügbaren Technologien können zirka 50 vH des anorganischen Schwefels (je nach den Eigenschaften der Kohle), jedoch kein organischer Schwefel zurückgewonnen werden. Zur Zeit werden wirksamere Technologien entwickelt, die jedoch höhere Investitionen und Kosten erfordern. Demzufolge ist die Wirksamkeit der Entschwefelung durch Kohlereinigung im Vergleich zur Rauchgasentschwefelung begrenzt. Es kann länderspezifische Optimierungspotentiale für die beste Kombination aus Brennstoffreinigung und Rauchgasreinigung geben.

c) Moderne Verbrennungstechnologien

Zu den Verbrennungstechnologien mit verbessertem thermischen Wirkungsgrad und verringerten Schwefelemissionen gehören folgende: Wirbelschichtfeuerung, stationäre Wirbelschichtfeuerung, zirkulierende Wirbelschichtfeuerung und Druckwirbelschichtfeuerung; Gas- und Dampfturbinenprozeß mit integrierter Brennstoffvergasung und kombiniertem Gas- und Dampfturbinenprozeß.

Stationäre Verbrennungsturbinen können in die Feuerungssysteme bei konventionellen Kraftwerken integriert werden, wodurch der Gesamtwirkungsgrad um 5 bis 7 vH erhöht werden kann, was zB zu einer beträchtlichen Verringerung der SO₂-Emissionen führt. Allerdings werden grundlegende Veränderungen an der bestehenden Feuerungsanlage erforderlich.

Die Wirbelschichtfeuerung ist eine Verbrennungstechnologie für Steinkohle und Braunkohle, die aber auch andere feste Brennstoffe wie etwa Petrolkoks und minderwertige Brennstoffe wie etwa Abfall, Torf und Holz verbrennen kann. Die Emissionen können zusätzlich durch eine in das System integrierte Verbrennungsregelung verringert werden, indem dem Schichtmaterial Kalk/Kalkstein beigegeben wird. Die gesamte installierte Leistung der Wirbelschichtfeuerung beträgt etwa 30 000 MWth (250 bis 350 Anlagen), einschließlich 8 000 MWth in einem Leistungsbereich mit mehr als 50 MWth. Abfallprodukte aus diesem Verfahren können hinsichtlich der Verwendbarkeit und/oder Entsorgung Schwierigkeiten verursachen; eine Weiterentwicklung ist deshalb erforderlich.

Zum Verfahren des Gas- und Dampfturbinenprozesses mit integrierter Brennstoffvergasung gehört eine Kohlevergasung und ein Kombiprozeß mit einer Gas- und Dampfturbine. Die vergaste Kohle wird in der Verbrennungskammer der Gasturbine verbrannt. Die Begrenzung der Schwefelemissionen wird durch eine dem Stand der Technik entsprechende Rohgasreinigungsanlage für den Gasturbineneintrittsstrom erreicht. Diese Technologie gibt es auch für Schwerölrückstände und Bitumenemulsionen. Die installierte Leistung beträgt derzeit zirka 1 000 MWel (5 Anlagen).

Kraftwerke mit kombinierter Gas- und Dampfturbinentechnik, die Erdgas als Brennstoff mit einer Energieeffizienz von zirka 48 bis 52 vH verwenden, befinden sich derzeit in der Planung.

d) Änderungen der Verfahren und der Art der Verbrennung

Änderungen der Verbrennung, die mit den zur Bekämpfung von NO_x-Emissionen eingesetzten Maßnahmen vergleichbar sind, gibt es nicht, da der organisch und/oder anorganisch gebundene Schwefel bei der Verbrennung fast vollständig oxidiert (je nach den Eigenschaften des Brennstoffs und der Feuerungstechnologie bleibt ein bestimmter Anteil in der Asche zurück).

In dieser Anlage werden Trockenadditivprozesse für herkömmliche Kessel als Verfahrensänderungen betrachtet, da ein Zusatzstoff in die Verbrennungskammer eingespritzt wird. Die Erfahrung hat jedoch gezeigt, daß bei Anwendung dieser Verfahren die thermische Leistung gesenkt wird, das Verhältnis Ca/S hoch und die Schwefelrückhaltung gering ist. Schwierigkeiten bei der Weiterverwendung der Abfallprodukte müssen ebenfalls berücksichtigt werden, so daß diese Lösung gewöhnlich nur als Zwischenmaßnahme und für kleinere Anlagen genutzt werden soll (Tabelle 2).

Tabelle 2

Emissionen von Schwefeloxiden, die durch den Einsatz technologischer Optionen bei mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kesseln erreicht wurden

	Unkontrollierte Emissionen (Rohgaskonzentration)	Additivzugabe	Naßreinigung ¹⁾	Sprühabsorption ²⁾
Abscheidegrad (in vH)		bis zu 60	95	bis zu 90
Energieeffizienz ($\text{kW}_{\text{el}}/10^3 \text{ m}^3/\text{h}$)		0,1–1	6–10	3–6
Installierte Gesamtleistung (ECE Eur) (MW_{th})			194 000	16 000
Art des Abfallprodukts		Gemisch aus Ca-Salzen und Flugasche	Gips (Schlamm/Abwasser)	Gemisch aus $\text{CaSO}_3 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$ und Flugasche
Spezifische Investitionen [Kosten ECU (1990)/ kW_{el}]		20–50	60–250	50–220
	mg/m^3 ³⁾	$\text{g}/\text{kWh}_{\text{el}}$	mg/m^3 ³⁾	$\text{g}/\text{kWh}_{\text{el}}$
Steinkohle ⁴⁾	1 000–10 000	3,5–35	mg/m^3 ³⁾ 400–4 000	$\text{g}/\text{kWh}_{\text{el}}$ < 1,4 < 0,7
Braunkohle ⁴⁾	1 000–20 000	4,2–84	mg/m^3 ³⁾ 400–8 000	$\text{g}/\text{kWh}_{\text{el}}$ < 1,7 < 0,8
Schweröl ⁴⁾	1 000–10 000	2,8–28	mg/m^3 ³⁾ 400–4 000	$\text{g}/\text{kWh}_{\text{el}}$ < 1,1 < 0,6

¹⁾ Bei hohem Schwefelgehalt im Brennstoff muß die Reinigungsleistung angepaßt werden. Diese Möglichkeit kann jedoch verfahrensspezifisch sein. Die Verfügbarkeit solcher Verfahren liegt gewöhnlich bei 95 vH.

²⁾ Begrenzte Anwendbarkeit bei stark schwefelhaltigen Brennstoffen.

³⁾ Emissionen in mg/m^3 (Normaldruck und -temperatur), trocken, 6% Sauerstoff bei festen Brennstoffen, 3% Sauerstoff bei flüssigen Brennstoffen.

⁴⁾ Der Umwandlungsfaktor hängt von den Eigenschaften des Brennstoffs, dem spezifischen Brenngasvolumen und dem Wirkungsgrad des Kessels ab (verwendete Umwandlungsfaktoren ($\text{m}^3/\text{kWh}_{\text{el}}$, Wirkungsgrad: 36%); Steinkohle: 3,50; Braunkohle: 4,20; Schweröl: 2,80).

	Ammoniak Reinigung ²⁾	Wellmann Lord ¹⁾	Aktivkohle ¹⁾	Kombinierte Katalyse ¹⁾
Abscheidegrad (in vH)	bis zu 90	95	95	95
Energieeffizienz (kW _{el} /10 ³ m ³ /h)	3–10	10–15	4–8	2
Installierte Gesamtleistung (ECE Eur) (MW _{th})	200	2 000	700	1 300
Art des Abfallprodukts	Ammoniakdünger	Elementar-S, Schwefelsäure (99 Vol.-%)	Elementar-S, Schwefelsäure (99 Vol.-%)	Schwefelsäure (70 Gew.-%)
Spezifische Investitionen [Kosten ECU (1990)/kW _{el}]	200–270 ⁵⁾	200–300 ⁵⁾	280–320 ⁵⁾ ⁶⁾	320–350 ⁵⁾ ⁶⁾
Steinkohle ⁴⁾	mg/m ³ ³⁾ < 400 (< 200, 1% S)	g/kWh _{el} < 1,4 < 0,7 < 400 (< 200, 1% S)	mg/m ³ ³⁾ < 400 (< 200, 1% S)	g/kWh _{el} < 1,4 < 0,7 < 400 (< 200, 1% S)
Braunkohle ⁴⁾	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8 < 400 (< 200, 1% S)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8 < 400 (< 200, 1% S)
Schweröl ⁴⁾	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6 < 400 (< 200, 1% S)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6 < 400 (< 200, 1% S)

¹⁾ Bei hohem Schwefelgehalt im Brennstoff muß die Reinigungsleistung angepaßt werden. Diese Möglichkeit kann jedoch verfahrensspezifisch sein. Die Verfügbarkeit solcher Verfahren liegt gewöhnlich bei 95 vH.

²⁾ Begrenzte Anwendbarkeit bei stark schwefelhaltigen Brennstoffen.

³⁾ Emissionen in mg/m³ (Normaldruck und -temperatur), trocken, 6% Sauerstoff bei festen Brennstoffen, 3% Sauerstoff bei flüssigen Brennstoffen.

⁴⁾ Der Umwandlungsfaktor hängt von den Eigenschaften des Brennstoffs, dem spezifischen Brenngasvolumen und dem Wirkungsgrad des Kessels ab (verwendete Umwandlungsfaktoren (m³/kW_{h,el}, Wirkungsgrad: 36%); Steinkohle: 3,50; Braunkohle: 4,20; Schweröl: 2,80).

⁵⁾ Die spezifischen Investitionskosten beziehen sich auf eine kleine Auswahl von Anlagen.

⁶⁾ Die spezifischen Investitionskosten umfassen auch Entstickungsprozesse.

Die Tabelle wurde insbesondere für große Feuerungsanlagen im öffentlichen Sektor zusammengestellt. Die Bekämpfungsmöglichkeiten sind jedoch auch auf andere Sektoren mit ähnlichen Abgasen anwendbar.

e) Rauchgasentschwefelungsverfahren

Diese Verfahren zielen auf die Abscheidung der bereits gebildeten Schwefeloxide ab und werden auch als Sekundärmaßnahmen bezeichnet. Abgasreinigungstechnologien nach dem Stand der Technik basieren alle auf der Entfernung des Schwefels durch nasse, trockene, halbtrockene und katalytische chemische Prozesse.

Um ein möglichst wirksames Programm zur Verringerung von Schwefelemissionen zu erreichen, das über die unter Ziffer i genannten Maßnahmen hinausgeht, soll eine Kombination der unter Ziffer ii aufgeführten technologischen Möglichkeiten ins Auge gefaßt werden.

In einigen Fällen können die Optionen zur Verringerung von Schwefelemissionen auch zu einer Verringerung der Emissionen von CO₂, NO_x und anderen verunreinigenden Stoffen führen.

Bei öffentlichen Kraftwerken, Anlagen mit Kraftwärmekopplung und Fernwärmanlagen werden ua. folgende Rauchgasentschwefelungsverfahren angewendet: Kalk/Kalkstein-Verfahren (naß); Sprühabsorption (trocken); Wellman-Lord-Verfahren; Ammoniakwaschverfahren und kombinierte NO_x-SO_x-Abgasreinigung (Aktivkohleverfahren und kombinierte katalytische NO_x/SO_x-Abgasreinigung).

Im Sektor Stromerzeugung umfassen die Kalk/Kalkstein-Verfahren und die Sprühabsorption 85 vH beziehungsweise 10 vH der installierten Anlagenkapazität.

Einige neue Rauchgasentschwefelungsverfahren, wie zB die Elektronenstrahlverfahren und das Verfahren Mark 13A, befinden sich noch in der Erprobungsphase.

Tabelle 2 zeigt die Wirksamkeit der oben genannten Sekundärmaßnahmen; die Zahlen beruhen auf praktischen Erfahrungen, die in zahlreichen in Betrieb befindlichen Anlagen gewonnen wurden. Die installierte Leistung und die mögliche Leistungsspanne sind ebenfalls angegeben. Trotz vergleichbarer Eigenschaften einiger Technologien zur Bekämpfung von Schwefelemissionen können orts- oder anlagenspezifische Bedingungen zum Ausschluß einer bestimmten Technik führen.

Tabelle 2 enthält auch die Preisspannen für die üblichen Investitionskosten bei Anwendung der Minderungsmaßnahmen, die unter Ziffer ii lit. c, d und e aufgeführt sind. Für die Anwendung im Einzelfall ist zu bedenken, daß die Investitionskosten für Maßnahmen zur Verringerung der Emissionen ua. von der eingesetzten Technik, den erforderlichen Minderungssystemen, der Größe der Anlage, der erforderlichen Abscheideleistung und dem Zeitplan der vorgesehenen Wartungszyklen abhängig sind. Die Tabelle enthält somit lediglich einen allgemeinen Überblick über die Investitionskosten. Die Investitionskosten für die Nachrüstung übersteigen im allgemeinen die für neue Anlagen.

IV. Bekämpfungsverfahren in anderen Sektoren

10. Die unter Nummer 9 Ziffer ii lit. a bis e aufgeführten Bekämpfungsmaßnahmen gelten nicht nur für den Bereich der Kraftwerke, sondern auch für verschiedene andere Industriesektoren. Über mehrere Jahre wurde praktische Erfahrung gesammelt, in den meisten Fällen im Kraftwerksbereich.

11. Die Anwendung von Technologien zur Bekämpfung der Schwefelemissionen im Industriesektor hängt lediglich von den verfahrensspezifischen Begrenzungen in dem jeweiligen Sektor ab. Tabelle 3 weist die hauptsächlichen Quellen von Schwefelemissionen und die entsprechenden Maßnahmen zur Verringerung dieser Emissionen aus.

Tabelle 3

Quelle	Verringerungsmaßnahmen
Rösten nicht-eisenhaltiger Sulfide	Katalytisches Schwefelsäurenaßverfahren
Viskoseherstellung	Doppelkontaktverfahren
Schwefelsäureherstellung	Doppelkontaktverfahren, verbesserte Ausbeute
Sulfat-Zellstoffherstellung	verschiedene prozeßintegrierte Maßnahmen

12. In den in Tabelle 3 aufgeführten Sektoren können prozeßintegrierte Maßnahmen, einschließlich Rohstoffwechsel (gegebenenfalls kombiniert mit bereichsspezifischer Rauchgasbehandlung) angewandt werden, um die Schwefelemissionen so wirksam wie möglich zu verringern.

13. Folgende Beispiele sind bekannt:

- a) In neuen Sulfatzellstoffwerken können Emissionen von weniger als 1 kg Schwefel pro Tonne Zellstoff (luftgetrocknet) erreicht werden;²⁾
- b) in Sulfitzellstoffwerken können 1 bis 1,5 kg Schwefel pro Tonne luftgetrockneter Zellstoff erreicht werden;
- c) beim Rösten von Sulfiden sind (abhängig vom Verfahren) Abscheidegrade von 80 bis 99 vH für Anlagengrößen von 10 000 bis 200 000 m³/h bekannt;
- d) bei einer Eisenerzinteranlage erreicht eine Rauchgasentschwefelungsanlage mit einer Kapazität von 320 000 m³/h einen Reingaswert von weniger als 100 mg SO_x pro Nm³ bei 6% O₂;
- e) Koksöfen erreichen weniger als 400 mg SO_x/Nm³ bei 6% O₂;
- f) Schwefelsäureanlagen erreichen einen Umwandlungsgrad von über 99 vH;
- g) eine fortschrittliche Claus-Anlage erreicht eine Schwefelrückgewinnung von über 99 vH.

V. Nebenprodukte und Nebenwirkungen

14. Die zunehmenden Bemühungen in den Staaten der ECE-Region zur Verringerung der Schwefelemissionen aus ortsfesten Quellen erhöhen die Menge der Nebenprodukte.

15. Es sollen Optionen gewählt werden, die zu verwertbaren Nebenprodukten führen. Ferner sollen Optionen gewählt werden, die zu einem verbesserten thermischen Wirkungsgrad und soweit wie möglich zu einer Verringerung des Abfallentsorgungsproblems führen. Obwohl die meisten Nebenprodukte, beispielsweise Gips, Ammoniaksalze, Schwefelsäure oder Schwefel, wiederverwendbar oder wiederverwertbar sind, müssen andere Faktoren wie Marktbedingungen und Qualitätsnormen in Betracht gezogen werden. Die Wiederverwendung von Nebenprodukten aus der Wirbelschichtverbrennung und der Trockensprühabsorption muß verbessert und untersucht werden, da in manchen Ländern die Deponien und die diesbezüglichen Kriterien die Entsorgung einschränken.

16. Folgende Nebenwirkungen werden die Umsetzung einer bestimmten Technologie oder Methode nicht behindern, sollen jedoch berücksichtigt werden, wenn mehrere Techniken oder Möglichkeiten zur Verringerung von Schwefelemissionen in Frage kommen:

- a) Energiebedarf der Gasreinigungsverfahren;
- b) Korrosion auf Grund der Bildung von Schwefelsäure durch die Reaktion von Schwefeloxiden mit Wasserdampf;
- c) verstärkter Einsatz von Wasser und Abwasserbehandlung;
- d) Reagenzbedarf;
- e) Entsorgung fester Abfälle.

VI. Überwachung und Berichterstattung

17. Zu den für die Durchführung nationaler Strategien und Politiken zur Kontrolle der Luftverunreinigung ergriffenen Maßnahmen gehören gesetzliche und sonstige Vorschriften, positive und negative wirtschaftliche Anreize sowie technologische Anforderungen (beste verfügbare Technologie).

18. Im allgemeinen werden Emissionsnormen für jede Emissionsquelle nach folgenden Kriterien festgelegt: Anlagengröße, Betriebszustand, Verbrennungstechnologie, Brennstoffart und Alt- oder Neuanlage. Eine andere, ebenfalls benutzte Lösung besteht darin, für die Verringerung der gesamten Schwefelemissionen aus einer Gruppe von Quellen Ziele zu setzen und die Entscheidung zu ermöglichen, wo Maßnahmen zum Erreichen dieser Ziele zu treffen sind (Bubblekonzept).

19. Anstrengungen zur Verringerung der Schwefelemissionen auf die in den nationalen Gesetzen festgelegten Werte sind durch ein ständiges Überwachungs- und Berichterstattungssystem zu kontrollieren und den Überwachungsbehörden zu melden.

20. Derzeit stehen verschiedene Überwachungssysteme zur Verfügung, die sowohl kontinuierliche als auch diskontinuierliche Meßmethoden anwenden. Jedoch sind die Qualitätsanforderungen unterschiedlich. Die Messungen sind von qualifizierten Instituten unter Verwendung von Meß- und Überwachungssystemen durchzuführen. Zu diesem Zweck kann ein Zertifizierungssystem die größte Sicherheit bieten.

21. Im Rahmen moderner automatisierter Überwachungs- und Prozeßsteuerungssysteme stellt die Berichterstattung keine Schwierigkeiten dar. Die Erhebung von Daten zur weiteren Verwendung entspricht dem Stand der Technik; jedoch sind die Daten, die an die zuständigen Behörden weiterzuleiten

²⁾ Eine Überwachung des Schwefel-Natrium-Verhältnisses ist erforderlich, dh. Beseitigung von Schwefel in Form neutraler Salze und Zugabe von schwefelfreiem Natriumgemisch.

sind, von Fall zu Fall unterschiedlich. Zur besseren Vergleichbarkeit sollen Datenreihen und Vorschriften harmonisiert werden. Eine Harmonisierung ist auch zur Qualitätssicherung der Meß- und Überwachungssysteme wünschenswert. Dies sollte bei einem Vergleich der Daten berücksichtigt werden.

22. Zur Vermeidung von Abweichungen und Widersprüchen sind die Basisdaten und Parameter genau festzulegen, einschließlich der folgenden:

- a) Festlegen der Emissionswerte, die in ppmv, mg/Nm³, g/GJ, kg/h oder kg/t des Produkts ausgedrückt werden. Die meisten dieser Einheiten müssen berechnet und auf Gastemperatur, Feuchtigkeit, Druck, Sauerstoffgehalt oder Wärmegehalt bezogen/umgerechnet werden;
- b) Festlegung der Mittelungszeit für die Emissionswerte als Stunden-, Monats- oder Jahresmittel;
- c) Festlegung von Ausfallzeiten und entsprechenden Notfallregelungen für den Bypassbetrieb des Überwachungssystems oder beim Abschalten der Anlage;
- d) Festlegung von Methoden zur nachträglichen Ergänzung von Daten, die fehlen oder infolge eines Gerätefehlers verlorengegangen sind;
- e) Festlegen des Parametersatzes, der zu messen ist. Je nach Art des Industrieprozesses können die erforderlichen Informationen unterschiedlich sein. Das betrifft auch den Ort der Messung innerhalb des Systems.

27. Eine Qualitätskontrolle der Messungen muß sichergestellt sein.

Anlage V

Grenzwerte für Emissionen und Schwefelgehalt

A. EMISSIONSGRENZWERTE FÜR GRÖßERE ORTSFESTE VERBRENNUNGSQUELLEN ¹⁾

	i (MW _{th})	ii Emissionsgrenzwert [mg SO ₂ /Nm ³]	iii Entschwefelungsgrad (Prozent)
1. Feste Brennstoffe (bezogen auf 6% Sauerstoff im Abgas)	50–100	2 000	
	100–500	2 000–400 (lineare Abnahme)	40 (für 100–167 MW _{th}) 40–90 (lineare Zunahme für 167–500 MW _{th})
	> 500	400	90
2. Flüssige Brennstoffe (bezogen auf 3% Sauerstoff im Abgas)	50–300	1 700	
	300–500	1 700–400 (lineare Abnahme)	90
	> 500	400	90
3. Gasförmige Brennstoffe (bezogen auf 3% Sauerstoff im Abgas)			
Gasförmige Brennstoffe allgemein		35	
Flüssiggas		5	
Gase mit niedrigem Heizwert aus der Vergasung von Raffinerierückständen, Kokereigas, Hochofengas		800	

B. GASÖL	Schwefelgehalt (Prozent)
Dieselmotoren für Straßenfahrzeuge	0,05
andere Arten	0,2

Anmerkungen

¹⁾ Als Richtschnur für Anlagen mit einer Mehrstoff-Verbrennungsanlage, in der gleichzeitig zwei oder mehr verschiedene Brennstoffe eingesetzt werden, setzen die zuständigen Behörden Emissionsgrenzwerte fest unter Berücksichtigung der für jeden einzelnen Brennstoff gültigen Emissionsgrenzwerte in Spalte ii, der von jedem einzelnen Brennstoff erzeugten Feuerungswärmeleistung und, bei Raffinerien, der jeweiligen anlagenspezifischen Merkmale. Bei Raffinerien darf solch ein kombinierter Grenzwert unter keinen Umständen 1 700 mg SO₂/Nm³ übersteigen.

Insbesondere gelten die Grenzwerte nicht für folgende Anlagen:

- Anlagen, in denen die Verbrennungsprodukte zur direkten Erwärmung, Trocknung oder zu anderen Behandlungsmethoden von Gegenständen oder Materialien, zB Nachwärmöfen, Öfen zur Wärmebehandlung, verwendet werden;
- Nachverbrennungsanlagen, dh. jeder technische Apparat zur Reinigung von Abgasen durch Verbrennung, der nicht als unabhängige Verbrennungsanlage betrieben wird;
- Anlagen zur Wiedergewinnung von Katalysatoren zum Kracken;
- Anlagen zur Umwandlung von Schwefelwasserstoff in Schwefel;
- Reaktoren, die in der chemischen Industrie verwendet werden;
- Koksofenunterfeuerungen;
- Winderhitzer;
- Abfallverbrennungsanlagen;
- Anlagen, die durch Diesel-, Benzin- und Gasmotoren oder durch Gasturbinen angetrieben werden, ungeachtet des verwendeten Brennstoffs.

Im dem Fall, daß eine Vertragspartei auf Grund des hohen Schwefelgehalts in den einheimischen festen oder flüssigen Brennstoffen die in Spalte ii festgelegten Emissionsgrenzwerte nicht einhalten kann, kann sie die in Spalte iii festgelegten Entschwefelungsraten oder einen Höchstgrenzwert von 800 mg SO₂/Nm³ (vorzugsweise jedoch nicht mehr als 650 mg SO₂/Nm³) anwenden. Die Vertragspartei meldet dem Durchführungsausschuß eine solche Anwendung in dem Kalenderjahr, in dem sie erfolgt.

Werden zwei oder mehr einzelne neue Anlagen derart errichtet, daß unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Faktoren ihre Abgase nach Ansicht der zuständigen Behörden durch einen gemeinsamen Schornstein ausgestoßen werden können, so wird eine solche Gesamtanlage als eine Einheit betrachtet.

²⁾ mg SO₂/Nm³ wird bei einer Temperatur von 273 K und einem Druck von 101,3 kPa nach Abzug des Wasserdampfgehalts bestimmt.

Declaration

The Republic of Austria declares in accordance with Paragraph 2 of Article 9 of the Protocol that it accepts both of the means of dispute settlement mentioned in this Paragraph as compulsory in relation to any Party accepting an obligation concerning one or both of these means of dispute settlement.

Declaration

La République d'Autriche déclare conformément à paragraphe 2 de l'article 9 du protocole qu'elle accepte les deux modes de règlement des différends mentionnés dans ce paragraphe comme obligatoire en regard de toute partie considérant comme obligatoire l'un ou l'autre des modes de règlement ci-mentionnés, ou les deux.

(Übersetzung)

Erklärung

Die Republik Österreich erklärt gemäß Artikel 9 Absatz 2 des Protokolls, daß sie beide der in diesem Absatz angeführten Mittel zur Streitbeilegung als verbindlich gegenüber jeder Partei anerkennt, die eine Verpflichtung hinsichtlich eines oder beider dieser Mittel zur Streitbeilegung eingeht.

Die vom Bundespräsidenten unterzeichnete und vom Bundeskanzler gegengezeichnete Ratifikationsurkunde wurde am 27. August 1998 beim Generalsekretär der Vereinten Nationen hinterlegt; das Protokoll ist gemäß seinem Art. 15 Abs. 2 mit 25. November 1998 in Kraft getreten.

Nach Mitteilungen des Generalsekretärs der Vereinten Nationen haben folgende weitere Staaten bzw. Organisation das Protokoll ratifiziert, angenommen oder genehmigt:

Dänemark (ohne Färöer-Inseln und Grönland), Deutschland, Europäische Gemeinschaft, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Kanada, Liechtenstein, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Vereinigtes Königreich (einschließlich Jersey).

Anlässlich der Hinterlegung ihrer Annahme- bzw. Genehmigungsurkunde haben Erklärungen abgegeben:

Europäische Gemeinschaft:

Die Europäische Gemeinschaft erklärt, daß die Obergrenze für Emissionen und der gewogene durchschnittliche Prozentsatz für die Europäische Gemeinschaft nicht die Summe der Verpflichtungen der Mitgliedstaaten der Europäischen Union, die das Protokoll ratifiziert haben, übersteigen soll und betont gleichzeitig, daß alle ihre Mitgliedstaaten ihre SO₂-Emissionen gemäß den in Anlage II des Protokolls festgelegten Emissionsobergrenzen und im Einklang mit den einschlägigen gemeinschaftlichen Rechtsvorschriften reduzieren müssen.

Niederlande:

Gemäß Art. 9 Abs. 2 des Protokolls haben die Niederlande erklärt, daß sie beide der in diesem Absatz angeführten Mittel zur Streitbeilegung als verbindlich gegenüber jeder Partei anerkennt, die eine Verpflichtung hinsichtlich eines oder beider dieser Mittel zur Streitbeilegung eingeht.

Klima

Table 2
Emissions of sulphur oxides obtained from the application of technological options to fossil-fuelled boilers

	Uncontrolled emissions		Additive injection		Wet scrubbing ^(c)		Spray dry absorption ^(b)
Reduction efficiency (%)			up to 60		95		up to 90
Energy efficiency (kW _e /10 ³ m ³ /h)			0,1–1		6–10		3–6
Total installed capacity (ECE Eur) (MW _{th})					194,000		16,000
Type of by-product			Mix of Ca salts and fly ashes		Gypsum (sludge/waste water)		Mix of CaSO ₃ · ½ H ₂ O and fly ashes
Specific investment [cost ECU (1990)/kW _e]			20–50		60–250		50–220
	mg/m ³ (°)	g/kW _e _{el}	mg/m ³ (°)	g/kW _e _{el}	mg/m ³ (°)	g/kW _e _{el}	g/kW _e _{el}
Hard coal ^(d)	1,000–10,000	3,5–35	400–4,000	1,4–14	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7	< 1,4 < 0,7
Brown coal ^(d)	1,000–20,000	4,2–84	400–8,000	1,7–33,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8	< 1,7 < 0,8
Heavy oil ^(d)	1,000–10,000	2,8–28	400–4,000	1,1–11	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6	< 1,1 < 0,6

^(a) For high sulphur content in the fuel the removal efficiency has to be adapted. However, the scope for doing so may be process-specific. Availability of these processes is usually 95%.

^(b) Limited applicability for high-sulphur fuels.

^(c) Emission in mg/m³ (STP), dry, 6% oxygen for solid fuels, 3% oxygen for liquid fuels.

^(d) Conversion factor depends on fuel properties, specific fuel gas volume and thermal efficiency of boiler [conversion factors (m³/kW_{th}), thermal efficiency: 36%]; used: hard coal: 3,50; brown coal: 4,20; heavy oil: 2,80).

	Ammonia scrubbing ^(b)	Wellmann Lord ^(c)	Activated carbon ^(e)	Combined catalytic ^(d)
Reduction (%)	up to 90	95	95	95
Energy efficiency (kW _{el} /10 ³ m ³ /h)	3–10	10–15	4–8	2
Total installed capacity (ECE Eur) (MW _{th})	200	2 000	700	1 300
Type of by-product	Ammonia fertilizer	Elementar-S, Sulphuric acid (99 vol.%)	Elementar-S, Sulphuric acid (99 vol.%)	Sulphuric acid (70 wt%)
Specific investment [cost ECU (1990)/kW _{el}]	200–270 ^(e)	200–300 ^(e)	280–320 ^(e) ^(f)	320–350 ^(e) ^(f)
	mg/m ³ ^(c)	g/kW _{el}	mg/m ³ ^(c)	g/kW _{el}
Hard coal ^(d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7
Brown coal ^(d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8
Heavy oil ^(d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6

^(a) For high sulphur content in the fuel the removal efficiency has to be adapted. However, the scope for doing so may be process-specific. Availability of these processes is usually 95%.

^(b) Limited applicability for high-sulphur fuels.

^(c) Emission in mg/m³ (STP), dry, 6% oxygen for solid fuels, 3% oxygen for liquid fuels.

^(d) Conversion factor depends on fuel properties, specific fuel gas volume and thermal efficiency of boiler [conversion factors (m³/kW_{th}), thermal efficiency: 36%]; used: hard coal: 3,50; brown coal: 4,20; heavy oil: 2,80).

^(e) Specific investment cost relates to a small sample of installations.

^(f) Specific investment cost includes denitrification process.

The table was established mainly for large combustion installations in the public sector. However, the control options are also valid for other sectors with similar exhaust gases.

Tabelle 2

Emissionen von Schwefeloxiden, die durch den Einsatz technologischer Optionen bei mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kesseln erreicht wurden

	Unkontrollierte Emissionen (Rohgaskonzentration)	Additivzugabe	Naßreinigung ¹⁾	Sprühabsorption ²⁾
Abscheidegrad (in vH)		bis zu 60	95	bis zu 90
Energieeffizienz ($\text{kW}_{\text{el}}/10^3 \text{ m}^3/\text{h}$)		0,1–1	6–10	3–6
Installierte Gesamtleistung (ECE Eur) (MW_{th})			194 000	16 000
Art des Abfallprodukts		Gemisch aus Ca-Salzen und Flugasche	Gips (Schlamm/Abwasser)	Gemisch aus $\text{CaSO}_3 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$ und Flugasche
Spezifische Investitionen [Kosten ECU (1990)/ kW_{el}]		20–50	60–250	50–220
	mg/m^3 ³⁾	$\text{g}/\text{kWh}_{\text{el}}$	mg/m^3 ³⁾	$\text{g}/\text{kWh}_{\text{el}}$
Steinkohle ⁴⁾	1 000–10 000	3,5–35	400–4 000	1,4–14 (< 200 , 1% S)
Braunkohle ⁴⁾	1 000–20 000	4,2–84	400–8 000	1,7–33,6 (< 200 , 1% S)
Schweröl ⁴⁾	1 000–10 000	2,8–28	400–4 000	1,1–11 (< 200 , 1% S)

¹⁾ Bei hohem Schwefelgehalt im Brennstoff muß die Reinigungsleistung angepaßt werden. Diese Möglichkeit kann jedoch verfahrensspezifisch sein. Die Verfügbarkeit solcher Verfahren liegt gewöhnlich bei 95 vH.

²⁾ Begrenzte Anwendbarkeit bei stark schwefelhaltigen Brennstoffen.

³⁾ Emissionen in mg/m^3 (Normaldruck und -temperatur), trocken, 6% Sauerstoff bei festen Brennstoffen, 3% Sauerstoff bei flüssigen Brennstoffen.

⁴⁾ Der Umwandlungsfaktor hängt von den Eigenschaften des Brennstoffs, dem spezifischen Brenngasvolumen und dem Wirkungsgrad des Kessels ab (verwendete Umwandlungsfaktoren ($\text{m}^3/\text{kWh}_{\text{el}}$, Wirkungsgrad: 36%); Steinkohle: 3,50; Braunkohle: 4,20; Schweröl: 2,80).

	Ammoniak Reinigung ²⁾	Wellmann Lord ¹⁾	Aktivkohle ¹⁾	Kombinierte Katalyse ¹⁾
Abscheidegrad (in vH)	bis zu 90	95	95	95
Energieeffizienz (kW _{el} /10 ³ m ³ /h)	3–10	10–15	4–8	2
Installierte Gesamtleistung (ECE Eur) (MW _{th})	200	2 000	700	1 300
Art des Abfallprodukts	Ammoniakdünger	Elementar-S, Schwefelsäure (99 Vol.-%)	Elementar-S, Schwefelsäure (99 Vol.-%)	Schwefelsäure (70 Gew.-%)
Spezifische Investitionen [Kosten ECU (1990)/kW _{el}]	200–270 ⁵⁾	200–300 ⁵⁾	280–320 ⁵⁾ ⁶⁾	320–350 ⁵⁾ ⁶⁾
	mg/m ³ ³⁾	g/kWh _{el}	mg/m ³ ³⁾	g/kWh _{el}
Steinkohle ⁴⁾	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7
Braunkohle ⁴⁾	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8
Schweröl ⁴⁾	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6

¹⁾ Bei hohem Schwefelgehalt im Brennstoff muß die Reinigungsleistung angepaßt werden. Diese Möglichkeit kann jedoch verfahrensspezifisch sein. Die Verfügbarkeit solcher Verfahren liegt gewöhnlich bei 95 vH.

²⁾ Begrenzte Anwendbarkeit bei stark schwefelhaltigen Brennstoffen.

³⁾ Emissionen in mg/m³ (Normaldruck und -temperatur), trocken, 6% Sauerstoff bei festen Brennstoffen, 3% Sauerstoff bei flüssigen Brennstoffen.

⁴⁾ Der Umwandlungsfaktor hängt von den Eigenschaften des Brennstoffs, dem spezifischen Brenngasvolumen und dem Wirkungsgrad des Kessels ab (verwendete Umwandlungsfaktoren (m³/kW_{h,el}, Wirkungsgrad: 36%); Steinkohle: 3,50; Braunkohle: 4,20; Schweröl: 2,80).

⁵⁾ Die spezifischen Investitionskosten beziehen sich auf eine kleine Auswahl von Anlagen.

⁶⁾ Die spezifischen Investitionskosten umfassen auch Entstickungsprozesse.

Die Tabelle wurde insbesondere für große Feuerungsanlagen im öffentlichen Sektor zusammengestellt. Die Bekämpfungsmöglichkeiten sind jedoch auch auf andere Sektoren mit ähnlichen Abgasen anwendbar.