

DOCUMENT INFORMATION

FILE NAME : Ch\_XXVII\_1\_e

VOLUME : VOL-2

CHAPTER : Chapter XXVII. Environment

TITLE : 1. e). Protocol to the 1979 Convention on Long-Range  
Transboundary Air Pollution on Further Reduction of  
Sulphur Emissions. Oslo, 14 June 1994







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

**PROTOCOLE À LA CONVENTION SUR LA POLLUTION  
ATMOSPHERIQUE TRANSFRONTIERÈ À LONGUE DISTANCE,  
DE 1979, RELATIF À UNE NOUVELLE RÉDUCTION DES  
ÉMISSIONS DE SOUFRE**

**ПРОТОКОЛ  
К КОНВЕНЦИИ 1979 ГОДА  
О ТРАНСГРАНИЧНОМ ЗАГРЯЗНЕНИИ  
ВОЗДУХА НА БОЛЬШИЕ РАССТОЯНИЯ  
ОТНОСИТЕЛЬНО ДАЛЬНЕЙШЕГО  
СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ СЕРЫ**





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



**UNITED NATIONS  
1994**





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 SO<sub>2</sub>) 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<sub>th</sub>. 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<sub>th</sub>;
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, distills 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 SO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>, 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 per cent, 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<sub>th</sub> 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<sub>th</sub> 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

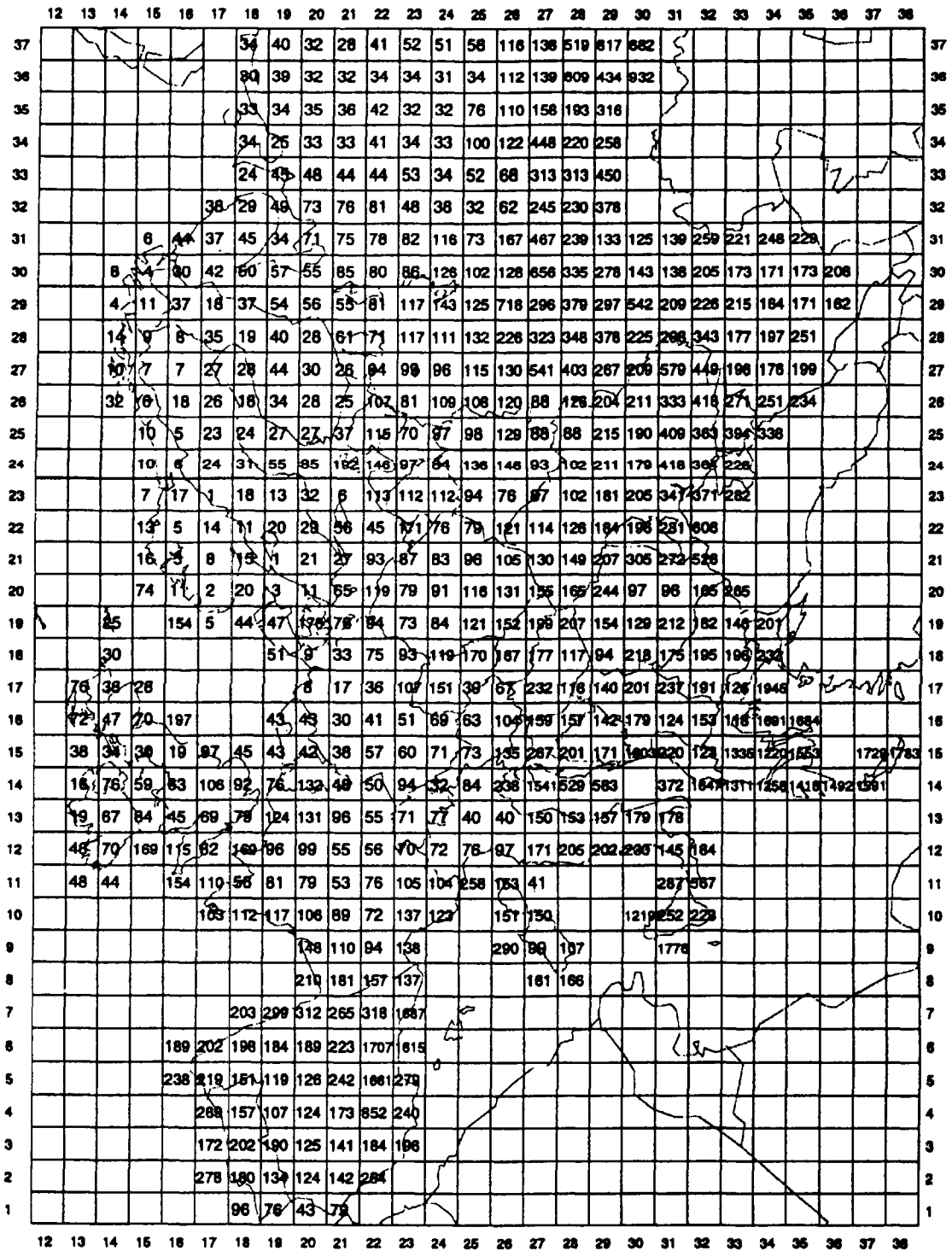
The original of the present Protocol, of which the English, French and Russian texts are equally authentic, shall be deposited with the Secretary-General of the United Nations.

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.

Annex I

CRITICAL SULPHUR DEPOSITION  
(5-percentile in centigrams of sulphur per square metre per year)



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		Sulphur emission ceilings <sup>a/</sup>			Percentage emission reductions (base year 1980 <sup>b/</sup> )		
	kt SO <sub>2</sub> per year		kt SO <sub>2</sub> per year					
	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	2050	2020	1374	1230	1127	33	40	45
Canada - national	4614	3700	3200			30		
- SOMA	3245		1750			46		
Croatia	150	160	133	125	117	11	17	22
Czech Republic	2257	1876	1128	902	632	50	60	72
Denmark	451	180	90			80		
Finland	584	260	116			80		
France	3348	1202	868	770	737	74	77	78
Germany	7494	5803	1300	990		83	87	
Greece	400	510	595	580	570	0	3	4
Hungary	1632	1010	898	816	653	45	50	60
Ireland	222	168	155			30		
Italy	3800		1330	1042		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	4100	3210	2583	2173	1397	37	47	66
Portugal	266	284	304	294		0	3	
Russian Federation <sup>c/</sup>	7161	4460	4440	4297	4297	38	40	40
slovakia	843	539	337	295	240	60	65	72
Slovenia	235	195	130	94	71	45	60	70
Spain	3319	2316	2143			35		
Sweden	507	130	100			80		
Switzerland	126	62	60			52		
Ukraine	3850		2310			40		
United Kingdom	4898	3780	2449	1470	980	50	70	80
European Community	25513		9598			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 km<sup>2</sup> 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.

## Annex IV

### 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 (SO<sub>2</sub>) and sulphur trioxide (SO<sub>3</sub>), expressed as SO<sub>2</sub>. 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<sub>x</sub>), 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 (TiO<sub>2</sub>), 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 SO<sub>2</sub> 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: \*/

---

\*/ Options (i) (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.

(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 SO<sub>2</sub> 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)

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 SO<sub>2</sub> 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 MW<sub>th</sub> (250 to 350 plants), including 8,000 MW<sub>th</sub> in the capacity range of greater than 50 MW<sub>th</sub>. 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 MW<sub>e1</sub> (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<sub>x</sub> 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 <sup>a/</sup>		Spray dry absorption <sup>b/</sup>	
	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>
Reduction efficiency (%)			up to 60		95		up to 90	
Energy efficiency (kW <sub>el</sub> /10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h)			0.1 - 1		6 - 10		3 - 6	
Total installed capacity (ECE Eur) (MW <sub>th</sub> )					194,000		16,000	
Type of by-product			Mix of Ca salts and fly ashes		Gypsum (sludge/ waste water)		Mix of CaSO <sub>3</sub> * 1/2 H <sub>2</sub> O and fly ashes	
Specific investment (cost ECU(1990)/kW <sub>el</sub> )			20 - 50		60 - 250		50 - 220	
	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>
Hard coal <sup>d/</sup>	1,000-10,000	3.5-35	400-4,000	1.4-14	<400 (<200, 1% S)	<1.4 <0.7	<400 (<200, 1% S)	<1.4 <0.7
Brown coal <sup>d/</sup>	1,000-20,000	4.2-84	400-8,000	1.7-33.6	<400 (<200, 1% S)	<1.7 <0.8	<400 (<200, 1% S)	<1.7 <0.8
Heavy oil <sup>d/</sup>	1,000-10,000	2.8-28	400-4,000	1.1-11	<400 (<200, 1% S)	<1.1 <0.6	<400 (<200, 1% S)	<1.1 <0.6
	Ammonia scrubbing <sup>b/</sup>		Wellman Lord <sup>a/</sup>		Activated carbon <sup>a/</sup>		Combined catalytic <sup>a/</sup>	
Reduction efficiency (%)	up to 90		95		95		95	
Energy efficiency (kW <sub>el</sub> /10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h)	3-10		10-15		4-8		2	
Total installed capacity (ECE Eur) (MW <sub>th</sub> )	200		2,000		700		1,300	
Type of by-product	Ammonia fertilizer		Elemental S Sulphuric acid (99 vol.%)		Elemental S Sulphuric acid (99 vol.%)		Sulphuric acid (70 wt.%)	
Specific investment (cost ECU(1990)/kW <sub>el</sub> )	230-270 <sup>e/</sup>		200-300 <sup>e/</sup>		280-320 <sup>e/ f/</sup>		320-350 <sup>e/ f/</sup>	
	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sup>c/</sup>	g/kWh <sub>el</sub>
Hard coal <sup>d/</sup>	<400 (<200, 1% S)	<1.4 <0.7	<400 (<200, 1% S)	<1.4 <0.7	<400 (<200, 1% S)	<1.4 <0.7	<400 (<200, 1% S)	<1.4 <0.7
Brown coal <sup>d/</sup>	<400 (<200, 1% S)	<1.7 <0.8	<400 (<200, 1% S)	<1.7 <0.8	<400 (<200, 1% S)	<1.7 <0.8	<400 (<200, 1% S)	<1.7 <0.8
Heavy oil <sup>d/</sup>	<400 (<200, 1% S)	<1.1 <0.6	<400 (<200, 1% S)	<1.1 <0.6	<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/m<sup>3</sup> (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 (m<sup>3</sup>/kWh<sub>el</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub>/SO<sub>x</sub> removal processes (activated carbon process (AC) and combined catalytic NO<sub>x</sub>/SO<sub>x</sub> 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 m<sup>3</sup>/h units have been reported (depending on the process);
- (d) For one iron ore sintering plant, an FGD unit of 320,000 m<sup>3</sup>/h capacity achieves a clean gas value below 100 mg SO<sub>x</sub>/Nm<sup>3</sup> at 6% O<sub>2</sub>;
- (e) Coke ovens are achieving less than 400 mg SO<sub>x</sub>/Nm<sup>3</sup> at 6% O<sub>2</sub>;
- (f) Sulphuric acid plants achieve a conversion rate larger than 99%;
- (g) Advanced Claus plant achieves sulphur recovery of more than 99%.

---

\*\*/ 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.

## 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/Nm<sup>3</sup>, 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 <sub>th</sub> )	(ii) Emission limit value (mg SO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup> b/)	(iii) Desulphurization rate (%)
1. SOLID FUELS (based on 6% oxygen in flue gas)	50-100	2000	
	100-500	2000-400 (linear decrease)	40 (for 100-167 MW <sub>th</sub> ) 40-90 (linear increase for 167-500 MW <sub>th</sub> )
	>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	

Notes

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 1700 mg SO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>.

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  $800 \text{ mg SO}_2/\text{Nm}^3$  (although preferably not more than  $650 \text{ mg SO}_2/\text{Nm}^3$ ). 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/  $\text{mg SO}_2/\text{Nm}^3$  is defined at a temperature of  $273^\circ \text{K}$  and a pressure of  $101.3 \text{ kPa}$ , after correction for the water vapour content.



**PROTOCOLE À LA CONVENTION SUR LA POLLUTION  
ATMOSPHERIQUE TRANSFRONTIERE À LONGUE DISTANCE,  
DE 1979, RELATIF À UNE NOUVELLE RÉDUCTION DES  
ÉMISSIONS DE SOUFRE**



**NATIONS UNIES  
1994**





PROTOCOLE A LA CONVENTION SUR LA POLLUTION ATMOSPHERIQUE TRANSFRONTIERE  
A LONGUE DISTANCE, DE 1979, RELATIF A UNE NOUVELLE REDUCTION  
DES EMISSIONS DE SOUFRE

Les Parties,

Décidées à donner effet à la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance,

Préoccupées par le fait que, dans les régions exposées de l'Europe et de l'Amérique du Nord, les émissions de soufre et d'autres polluants atmosphériques continuent d'être transportées par-delà les frontières internationales et causent des dommages étendus à des ressources naturelles d'importance vitale pour l'environnement et l'économie, comme les forêts, les sols et les eaux, et aux matériaux, y compris les monuments historiques, et ont, dans certaines circonstances, des effets nocifs pour la santé,

Résolues à prendre des mesures de précaution en prévision des émissions de polluants atmosphériques et afin de prévenir ou de réduire au minimum ces émissions et d'en atténuer les effets nocifs,

Convaincues qu'en cas de risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique absolue ne saurait être une raison pour remettre à plus tard de telles mesures, étant entendu que les mesures à titre de précaution prises au sujet des émissions de polluants atmosphériques devraient avoir le meilleur rapport coût-efficacité,

Conscientes du fait que les mesures prises pour limiter les émissions de soufre et d'autres polluants atmosphériques contribueront aussi à protéger le milieu sensible de la région arctique,

Considérant que les principales sources de pollution atmosphérique, qui contribuent à l'acidification du milieu, sont la combustion de combustibles fossiles pour la production d'énergie et les principaux procédés technologiques utilisés dans divers secteurs industriels ainsi que les transports, qui entraînent des émissions de soufre, d'oxydes d'azote et d'autres polluants,

Conscientes de la nécessité d'adopter, dans la lutte contre la pollution atmosphérique, une approche régionale basée sur le meilleur rapport coût-efficacité, qui tienne compte des variations des effets et des coûts de cette lutte entre les pays,

Désireuses de prendre de nouvelles mesures plus efficaces pour maîtriser et réduire les émissions de soufre,

Sachant qu'une politique de limitation des émissions de soufre, quel que soit son rapport coût-efficacité au plan régional, entraînera une charge économique relativement lourde pour les pays en transition vers l'économie de marché,

Ayant à l'esprit que les mesures prises pour réduire les émissions de soufre ne sauraient être un moyen d'exercer une discrimination arbitraire ou injustifiable, ni une façon détournée de restreindre la concurrence et les échanges internationaux,

Prenant en considération les données scientifiques et techniques existantes sur les émissions, les processus atmosphériques et les effets sur l'environnement des oxydes de soufre, ainsi que sur le coût des mesures de réduction,

Sachant que, tout comme les émissions de soufre, les émissions d'oxydes d'azote et d'ammoniac provoquent une acidification du milieu,

Notant qu'en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, adoptée à New York le 9 mai 1992, un accord a été établi pour l'élaboration des politiques nationales et l'établissement des mesures correspondantes afin de lutter contre les changements climatiques, ce qui devrait, en principe, déboucher sur une réduction des émissions de soufre,

Affirmant la nécessité d'assurer un développement durable et écologiquement rationnel,

Reconnaissant qu'il est nécessaire de poursuivre la coopération scientifique et technique pour affiner l'approche fondée sur les charges critiques et les niveaux critiques et de faire des efforts pour évaluer plusieurs polluants atmosphériques et leurs divers effets sur l'environnement, les matériaux et la santé,

Soulignant le fait que les connaissances scientifiques et techniques progressent et qu'il importera de prendre leur développement en considération lorsqu'on examinera la pertinence des obligations contractées en vertu du présent Protocole et qu'on décidera des mesures ultérieures à prendre,

Prenant acte du Protocole relatif à la réduction des émissions de soufre ou de leurs flux transfrontières d'au moins 30 %, adopté à Helsinki le 8 juillet 1985, et des mesures déjà prises par de nombreux pays, qui ont eu pour effet de réduire les émissions de soufre,

Sont convenues de ce qui suit :

#### Article premier

##### DEFINITIONS

Aux fins du présent Protocole,

1. On entend par "Convention" la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance, adoptée à Genève le 13 novembre 1979;
2. On entend par "EMEP" le Programme concerté de surveillance continue et d'évaluation du transport à longue distance des polluants atmosphériques en Europe;

3. On entend par "Organe exécutif" l'Organe exécutif de la Convention, constitué en application du paragraphe 1 de l'article 10 de la Convention;
4. On entend par "Commission" la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe;
5. On entend par "Parties", à moins que le contexte ne s'oppose à cette interprétation, les Parties au présent Protocole;
6. On entend par "zone géographique des activités de l'EMEP" la zone définie au paragraphe 4 de l'article premier du Protocole à la Convention de 1979 sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance, relatif au financement à long terme du Programme concerté de surveillance continue et d'évaluation du transport à longue distance des polluants atmosphériques en Europe (EMEP), adopté à Genève le 28 septembre 1984;
7. On entend par "ZGOS" les zones de gestion des oxydes de soufre spécifiées à l'annexe III conformément aux conditions énoncées au paragraphe 3 de l'article 2;
8. On entend par "charge critique" une estimation quantitative de l'exposition à un ou plusieurs polluants au-dessous de laquelle, selon les connaissances actuelles, il n'y a pas d'effets nocifs appréciables pour des éléments sensibles déterminés de l'environnement;
9. On entend par "niveaux critiques" les concentrations de polluants dans l'atmosphère au-dessus desquels, selon les connaissances actuelles, il peut y avoir des effets nocifs directs pour des récepteurs comme les êtres humains, les plantes, les écosystèmes ou les matériaux;
10. On entend par "dépôt critique de soufre" une estimation quantitative de l'exposition aux composés oxydés du soufre, compte tenu des effets de l'absorption de cations basiques et des dépôts de cations basiques, en deçà de laquelle, selon les connaissances actuelles, il n'y a pas d'effets nocifs appréciables pour des éléments sensibles déterminés de l'environnement;
11. On entend par "émission" le rejet de substances dans l'atmosphère;
12. On entend par "émissions de soufre" l'ensemble des émissions dans l'atmosphère, exprimées en kilotonnes de dioxyde de soufre (kt SO<sub>2</sub>), de composés du soufre d'origine anthropique à l'exclusion des émissions provenant des navires utilisés pour le transport international en dehors des eaux territoriales;
13. On entend par "combustible" toute substance combustible, solide, liquide ou gazeuse, à l'exception des ordures ménagères et des déchets toxiques ou dangereux;
14. On entend par "source fixe de combustion" tout appareil technique ou groupe d'appareils techniques situés en un même endroit et dégageant ou pouvant dégager des gaz résiduels à travers une cheminée commune, où l'on procède à l'oxydation de combustibles en vue d'utiliser la chaleur produite;

15. On entend par "grande source fixe de combustion nouvelle" toute source fixe de combustion dont la construction ou la modification notable est autorisée après le 31 décembre 1995 et dont l'apport thermique, lorsqu'elle fonctionne à pleine capacité, est d'au moins 50 MW<sub>th</sub>. Il appartient aux autorités nationales compétentes de décider de ce qu'est une modification notable compte tenu de facteurs tels que les avantages de cette modification pour l'environnement;
16. On entend par "grande source fixe de combustion existante" toute source fixe de combustion existante dont l'apport thermique, lorsqu'elle fonctionne à pleine capacité, est d'au moins 50 MW<sub>th</sub>;
17. On entend par "gazole" tout produit pétrolier relevant du HS 2710 ou tout produit pétrolier qui, en raison de ses limites de distillation, entre dans la catégorie des distillats moyens destinés à être utilisés comme combustibles et dont au moins 85 % en volume, y compris les pertes de distillation, distillent à 350 ° C;
18. On entend par "valeur limite d'émission" la concentration admissible de composés du soufre exprimée en dioxyde de soufre dans les gaz résiduaux provenant d'une source fixe de combustion, exprimée en masse par volume de ces gaz, eux-mêmes exprimés en mg SO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>, dans l'hypothèse d'une teneur en oxygène (en volume) dans le gaz résiduaire de 3 % pour les combustibles liquides et gazeux et de 6 % pour les combustibles solides;
19. On entend par "limite d'émission" la quantité totale admissible de composés du soufre exprimée en dioxyde de soufre et rejetée par une source de combustion ou un ensemble de sources de combustion situées soit en un même endroit soit dans une zone géographique définie, et exprimée en kilotonnes par an;
20. On entend par "taux de désulfuration" le rapport entre la quantité de soufre qui est retirée à la source de combustion pendant une période donnée et la quantité de soufre présente dans le combustible, qui est introduite dans les installations de combustion et utilisée au cours de la même période;
21. On entend par "bilan du soufre" une matrice récapitulant les contributions, telles qu'elles ont été calculées, des émissions dont les sources sont situées dans des zones spécifiées, aux dépôts des composés oxydés du soufre dans des zones réceptrices.

## Article 2

### OBLIGATIONS FONDAMENTALES

1. Les Parties maîtrisent et réduisent leurs émissions de soufre afin de protéger la santé et l'environnement de tout effet nocif, en particulier de l'acidification, et de veiller, dans toute la mesure possible, sans que cela entraîne des coûts excessifs, à ce que les dépôts des composés oxydés du soufre ne dépassent pas à long terme les charges critiques pour le soufre exprimées, à l'annexe I, en dépôts critiques, compte tenu des connaissances scientifiques actuelles.

2. Dans un premier temps, les Parties doivent, au minimum, réduire et stabiliser leurs émissions annuelles de soufre en respectant le calendrier et les niveaux spécifiés à l'annexe II.

3. En outre, toute Partie :

a) dont la superficie totale est supérieure à 2 millions de km<sup>2</sup>;

b) qui s'est engagée en vertu du paragraphe 2 ci-dessus à parvenir à un plafond national d'émissions ne dépassant pas le niveau de ses émissions en 1990 ou, s'il est inférieur, à celui qu'elle est tenue d'atteindre en vertu du Protocole d'Helsinki de 1985 relatif à la réduction des émissions de soufre ou de leurs flux transfrontières d'au moins 30 %, tels qu'indiqués à l'annexe II;

c) dont les émissions annuelles de soufre concourant à l'acidification dans des zones relevant de la juridiction d'une autre ou de plusieurs autres Parties proviennent uniquement de l'intérieur des zones relevant de sa juridiction mentionnées à l'annexe III sous le nom de Zones de gestion des oxydes de soufre (ZGOS), et qui a soumis une documentation à cet effet;

d) qui, en signant le présent Protocole ou en y adhérant, a précisé qu'elle avait l'intention de se prévaloir du présent paragraphe;

doit au minimum réduire et stabiliser ses émissions annuelles de soufre dans les zones mentionnées, en respectant le calendrier et les niveaux spécifiés à l'annexe II.

4. En outre, les Parties appliquent à l'égard des sources nouvelles et des sources existantes les mesures de réduction des émissions de soufre les plus efficaces adaptées à leur situation particulière, notamment :

- des mesures visant à accroître l'efficacité énergétique;
- des mesures visant à accroître l'exploitation des énergies renouvelables;
- des mesures visant à réduire la teneur en soufre de certains combustibles et à encourager l'emploi de combustibles à faible teneur en soufre, y compris l'emploi combiné de combustibles à forte teneur en soufre et de combustibles à faible teneur en soufre ou ne contenant pas de soufre;
- des mesures propres à permettre l'utilisation, pour lutter contre les émissions, des meilleures technologies disponibles n'entraînant pas de coût excessif;

en s'inspirant des principes directeurs énoncés à l'annexe IV.

5. Toutes les Parties, à l'exception de celles liées par l'Accord sur la qualité de l'air conclu par les Etats-Unis et le Canada en 1991, doivent au minimum :

a) appliquer des valeurs limites d'émission au moins aussi strictes que celles spécifiées à l'annexe V à toutes les grandes sources fixes de combustion nouvelles;

b) appliquer, le 1er juillet 2004 au plus tard, si possible sans que cela entraîne des coûts excessifs, des valeurs limites d'émission au moins aussi strictes que celles spécifiées à l'annexe V aux grandes sources fixes de combustion existantes d'une puissance supérieure à 500 MW<sub>th</sub>, compte tenu de la durée utile restante d'une installation, calculée à partir de la date d'entrée en vigueur du présent Protocole, ou appliquer des limites d'émission équivalentes ou d'autres dispositions appropriées, à condition que cela permette d'atteindre les plafonds spécifiés pour les émissions de soufre à l'annexe II puis, par la suite, de se rapprocher encore des charges critiques indiquées à l'annexe I; et appliquer le 1er juillet 2004 au plus tard des valeurs limites d'émission ou des limites d'émission aux grandes sources fixes de combustion existantes ayant une puissance de 50 à 500 MW<sub>th</sub>, en s'inspirant de l'annexe V.

c) appliquer, deux ans au plus tard après la date d'entrée en vigueur du présent Protocole, des normes nationales relatives à la teneur en soufre du gazole au moins aussi strictes que celles spécifiées à l'annexe V. Au cas où l'approvisionnement en gazole ne pourrait, sinon, être assuré, un Etat a la possibilité de prolonger jusqu'à dix ans le délai prévu dans le présent alinéa. Dans ce cas, il doit préciser son intention de prolonger ce délai dans une déclaration qui devra être déposée en même temps que l'instrument de ratification, d'acceptation, d'approbation ou d'adhésion.

6. Les Parties peuvent, en outre, utiliser des instruments économiques pour encourager l'adoption de méthodes de réduction des émissions de soufre du meilleur rapport coût-efficacité.

7. Les Parties au présent Protocole peuvent, lors d'une session de l'Organe exécutif, conformément aux règles et conditions que l'Organe exécutif définira et adoptera, décider si deux Parties ou plus peuvent s'acquitter conjointement des obligations énoncées à l'annexe II. Ces règles et conditions doivent garantir l'exécution des obligations énoncées au paragraphe 2 ci-dessus et, également, promouvoir la réalisation des objectifs environnementaux énoncés au paragraphe 1 ci-dessus.

8. Les Parties, sous réserve des résultats du premier examen prévu à l'article 8 et un an au plus tard après l'achèvement dudit examen, entreprennent des négociations au sujet des nouvelles obligations à assumer pour réduire les émissions.

### Article 3

#### ECHANGE DE TECHNOLOGIE

1. Les Parties facilitent, conformément à leurs lois, réglementations et pratiques nationales, l'échange de technologies et de techniques, y compris celles qui permettent d'accroître l'efficacité énergétique, l'exploitation des énergies renouvelables et le traitement des combustibles à faible teneur en soufre pour réduire les émissions de soufre, notamment en s'attachant à promouvoir :

- a) L'échange commercial des technologies disponibles;
- b) Les contacts directs et la coopération dans le secteur industriel, y compris les coentreprises;
- c) L'échange d'informations et de données d'expérience;
- d) L'octroi d'une assistance technique.

2. Pour promouvoir les activités spécifiées au paragraphe 1 ci-dessus, les Parties créent des conditions favorables en facilitant les contacts et la coopération entre les organisations et les personnes compétentes qui, tant dans le secteur privé que dans le secteur public, sont à même de fournir une technologie, des services d'études et d'ingénierie, du matériel ou des moyens financiers.

3. Les Parties, six mois au plus tard après la date d'entrée en vigueur du présent Protocole, commencent à étudier des procédures appropriées pour créer des conditions plus favorables à l'échange de technologies, en vue de réduire les émissions de soufre.

### Article 4

#### STRATEGIES, POLITIQUES, PROGRAMMES, MESURES ET RASSEMBLEMENT D'INFORMATIONS AU NIVEAU NATIONAL

1. Chaque Partie, pour s'acquitter des obligations au titre de l'article 2 :

- a) adopte, des stratégies, politiques et programmes au niveau national six mois au plus tard après l'entrée en vigueur du présent Protocole à son égard; et
- b) prend et applique des mesures au niveau national pour maîtriser et réduire les émissions de soufre.

2. Chaque Partie rassemble et tient à jour des informations :

- a) sur les niveaux effectifs des émissions de soufre et sur les concentrations ambiantes et les dépôts de soufre oxydé et d'autres composés acidifiants, en tenant compte, pour les Parties situées dans la zone géographique des activités de l'EMEP, du plan de travail de l'EMEP;

b) sur les effets des dépôts de soufre oxydé et d'autres composés acidifiants.

#### Article 5

#### INFORMATIONS A COMMUNIQUER

1. Chaque Partie, par l'intermédiaire du Secrétaire exécutif de la Commission, communique à l'Organe exécutif, à intervalles fixés par ce dernier, des informations :

a) sur la mise en oeuvre, au niveau national, des stratégies, politiques, programmes et mesures visés au paragraphe 1 de l'article 4;

b) sur les niveaux des émissions nationales annuelles de soufre, conformément aux directives adoptées par l'Organe exécutif, en fournissant des données sur les émissions pour toutes les catégories de sources pertinentes; et

c) sur la manière dont elle s'acquitte des autres obligations qu'elle a contractées en vertu du présent Protocole,

conformément à la décision relative à la présentation et à la teneur des informations, que les Parties adopteront à une session de l'Organe exécutif. Les termes de cette décision seront revus si nécessaire, pour déterminer tout élément supplémentaire concernant la présentation et/ou la teneur des informations à communiquer.

2. Chaque Partie située dans la zone géographique des activités de l'EMEP communique à ce dernier, par l'intermédiaire du Secrétaire exécutif de la Commission, à intervalles à fixer par l'Organe directeur de l'EMEP et approuvés par les Parties lors d'une session de l'Organe exécutif, des informations sur les niveaux des émissions de soufre selon la résolution temporelle et spatiale spécifiée par l'Organe directeur de l'EMEP.

3. En temps voulu avant chaque session annuelle de l'Organe exécutif, l'EMEP fournit des informations :

a) sur les concentrations ambiantes et les dépôts des composés oxydés du soufre;

b) sur les chiffres des bilans du soufre.

Les Parties situées en dehors de la zone géographique des activités de l'EMEP communiquent des informations similaires si l'Organe exécutif en fait la demande.

4. L'Organe exécutif, en application du paragraphe 2 b) de l'article 10 de la Convention, prend les dispositions voulues pour établir des informations sur les effets des dépôts de soufre oxydé et d'autres composés acidifiants.



5. Lors des sessions de l'Organe exécutif, les Parties prennent les dispositions voulues pour l'établissement, à intervalles réguliers, d'informations révisées sur les allocations de réductions des émissions calculées et optimisées au niveau international pour les Etats situés dans la zone géographique des activités de l'EMEP, au moyen de modèles d'évaluation intégrée, en vue de réduire davantage, aux fins du paragraphe 1 de l'article 2 du présent Protocole, l'écart entre les dépôts effectifs des composés oxydés de soufre et les valeurs des charges critiques.

#### Article 6

##### RECHERCHE-DEVELOPPEMENT ET SURVEILLANCE

Les Parties encouragent la recherche-développement, la surveillance et la coopération dans les domaines suivants :

a) Harmonisation internationale des méthodes d'établissement des charges critiques et des niveaux critiques et élaboration de procédures pour une telle harmonisation;

b) Amélioration des techniques et systèmes de surveillance et de la modélisation du transport, des concentrations et des dépôts des composés du soufre;

c) Elaboration de stratégies visant à réduire davantage les émissions de soufre en se fondant sur les charges critiques et les niveaux critiques ainsi que sur les progrès techniques, et amélioration des modèles d'évaluation intégrée pour calculer la répartition optimisée au niveau international des réductions des émissions, compte tenu d'un partage équitable des coûts des mesures de réduction;

d) Compréhension des effets plus généraux des émissions de soufre sur la santé, l'environnement, en particulier l'acidification, et les matériaux, y compris les monuments historiques et culturels, compte tenu de la relation entre les oxydes de soufre, les oxydes d'azote, l'ammoniac, les composés organiques volatils et l'ozone troposphérique;

e) Technologies de réduction des émissions et technologies et techniques propres à permettre d'accroître l'efficacité énergétique, les économies d'énergie et l'exploitation des énergies renouvelables.

f) Evaluation économique des avantages résultant de la réduction des émissions de soufre pour l'environnement et la santé.

#### Article 7

##### RESPECT DES DISPOSITIONS

1. Il est créé un comité d'application chargé d'examiner si le présent Protocole est bien appliqué et si les Parties s'acquittent de leurs obligations. Le Comité fait rapport aux Parties lors des sessions de l'Organe exécutif et peut leur soumettre toute recommandation qu'il juge appropriée.

2. Après examen du rapport et, éventuellement, des recommandations du Comité d'application, les Parties peuvent, compte tenu des circonstances de l'espèce et conformément à la pratique établie par la Convention, prendre une décision et demander que des mesures soient prises pour assurer le plein respect du présent Protocole et notamment pour aider les Parties à en respecter les dispositions et pour en promouvoir les objectifs.

3. A la première session de l'Organe exécutif, après l'entrée en vigueur du présent Protocole, les Parties adoptent une décision définissant la structure et les fonctions du Comité d'application ainsi que les procédures qu'il doit suivre pour examiner si les dispositions du Protocole sont bien respectées.

4. L'application de la procédure prévue pour s'assurer du respect du Protocole est sans préjudice des dispositions de l'article 9 du présent Protocole.

### Article 8

#### EXAMENS PAR LES PARTIES LORS DES SESSIONS DE L'ORGANE EXECUTIF

1. Lors des sessions de l'Organe exécutif, les Parties, en application du paragraphe 2 a) de l'article 10 de la Convention, examinent les informations fournies par les Parties et par l'EMEP, les données sur les effets des dépôts de composés du soufre et d'autres composés acidifiants et les rapports du Comité d'application visés au paragraphe 1 de l'article 7 du présent Protocole.

2. a) Lors des sessions de l'Organe exécutif, les Parties examinent régulièrement les obligations énoncées dans le présent Protocole, y compris :

i) leurs obligations au regard des réductions des émissions calculées et optimisées au niveau international les concernant, visées au paragraphe 5 de l'article 5; et

ii) l'adéquation des obligations et les progrès réalisés en vue d'atteindre les objectifs du présent Protocole;

b) Pour les examens, il est tenu compte des meilleures informations scientifiques disponibles concernant l'acidification, notamment les évaluations des charges critiques, des progrès technologiques, de l'évolution de la situation économique et de la mesure dans laquelle les obligations concernant les niveaux des émissions sont respectées;

c) Dans le cadre de ces examens, toute Partie dont les obligations concernant les plafonds des émissions de soufre, telles que spécifiées à l'annexe II du présent Protocole, ne correspondent pas aux réductions des émissions optimisées au niveau international la concernant calculées pour réduire d'au moins 60 % la différence entre les dépôts de soufre en 1990 et les dépôts critiques pour les composés du soufre à l'intérieur de la zone géographique des activités de l'EMEP, fait tout son possible pour s'acquitter des obligations révisées;

d) Les modalités, les méthodes et le calendrier de ces examens sont spécifiés par les Parties lors d'une session de l'Organe exécutif. Le premier examen de ce type doit être achevé en 1997.

#### Article 9

##### REGLEMENT DES DIFFERENDS

1. En cas de différend entre deux ou plus de deux Parties au sujet de l'interprétation ou de l'application du Protocole, les Parties concernées s'efforcent de le régler par voie de négociation ou par tout autre moyen pacifique de leur choix. Les Parties au différend informent l'Organe exécutif de leur différend.

2. Lorsqu'elle ratifie, accepte ou approuve le Protocole ou y adhère, ou à tout moment par la suite, une Partie qui n'est pas une organisation d'intégration économique régionale peut déclarer dans un instrument écrit soumis au Dépositaire que pour tout différend lié à l'interprétation ou à l'application du Protocole, elle reconnaît comme obligatoire(s) ipso facto et sans accord spécial un des deux moyens de règlement ci-après ou les deux, à l'égard de toute Partie acceptant la même obligation :

a) la soumission du différend à la Cour internationale de Justice;

b) l'arbitrage conformément à la procédure que les Parties adopteront dès que possible, à une session de l'Organe exécutif, dans une annexe consacrée à l'arbitrage.

Une Partie qui est une organisation d'intégration économique régionale peut faire une déclaration dans le même sens en ce qui concerne l'arbitrage conformément à la procédure visée à l'alinéa b) ci-dessus.

3. La déclaration faite en application du paragraphe 2 reste en vigueur jusqu'à ce qu'elle expire conformément à ses propres termes ou jusqu'à l'expiration d'un délai de trois mois à compter de la date à laquelle notification écrite de la révocation de cette déclaration a été déposée auprès du Dépositaire.

4. Le dépôt d'une nouvelle déclaration, la notification de la révocation d'une déclaration ou l'expiration d'une déclaration n'affecte en rien une procédure engagée devant la Cour internationale de Justice ou le tribunal arbitral, à moins que les Parties au différend n'en conviennent autrement.

5. Sauf dans le cas où les Parties à un différend ont accepté le même moyen de règlement prévu au paragraphe 2, si, à l'expiration d'un délai de 12 mois à compter de la date à laquelle une Partie a notifié à une autre Partie l'existence d'un différend entre elles, les Parties concernées ne sont pas parvenues à régler leur différend en utilisant les moyens visés au paragraphe 1, le différend, à la demande de l'une quelconque des Parties au différend, est soumis à conciliation.

6. Aux fins du paragraphe 5, une commission de conciliation est créée. La commission est composée de membres désignés, en nombre égal, par chaque Partie concernée ou, lorsque plusieurs Parties à la procédure de conciliation font cause commune, par l'ensemble de ces Parties, et d'un président choisi conjointement par les membres ainsi désignés. La commission émet une recommandation que les Parties examinent de bonne foi.

#### Article 10

##### ANNEXES

Les annexes du présent Protocole font partie intégrante du Protocole. Les annexes I et IV ont un caractère de recommandation.

#### Article 11

##### AMENDEMENTS ET AJUSTEMENTS

1. Toute Partie peut proposer des amendements au présent Protocole. Toute Partie à la Convention peut proposer un ajustement à l'annexe II du présent Protocole en vue d'y ajouter son nom, ainsi que les niveaux d'émission, les plafonds fixés pour les émissions de soufre et le pourcentage de réduction des émissions.
2. Les amendements et ajustements ainsi proposés sont soumis par écrit au Secrétaire exécutif de la Commission, qui les communique à toutes les Parties. Les Parties examinent les propositions d'amendement et d'ajustement à la session suivante de l'Organe exécutif, à condition que le Secrétaire exécutif les ait transmises aux Parties au moins quatre-vingt-dix jours à l'avance.
3. Les amendements au présent Protocole et à ses annexes II, III et V sont adoptés par consensus par les Parties présentes à une session de l'Organe exécutif et entrent en vigueur pour les Parties qui les ont acceptés le quatre-vingt-dixième jour qui suit la date à laquelle deux tiers des Parties ont déposé leurs instruments d'acceptation de ces amendements auprès du Dépositaire. Les amendements entrent en vigueur pour toute autre Partie le quatre-vingt-dixième jour qui suit la date à laquelle ladite Partie a déposé son instrument d'acceptation des amendements.
4. Les amendements aux annexes du présent Protocole, à l'exception des amendements aux annexes visées au paragraphe 3 plus haut, sont adoptés par consensus par les Parties présentes à une session de l'Organe exécutif. A l'expiration d'un délai de quatre-vingt-dix jours à compter de la date de sa communication par le Secrétaire exécutif de la Commission, tout amendement à une telle annexe prend effet à l'égard des Parties qui n'ont pas soumis au Dépositaire de notification conformément aux dispositions du paragraphe 5 ci-dessus, à condition que 16 Parties au moins n'aient pas soumis cette notification.

5. Toute Partie qui ne peut pas approuver un amendement à une annexe autre que celles visées au paragraphe 3 plus haut en donne notification au Dépositaire par écrit dans un délai de quatre-vingt-dix jours à compter de la date de la communication de son adoption. Le Dépositaire informe sans retard toutes les Parties de la réception de cette notification. Une Partie peut à tout moment substituer une acceptation à sa notification antérieure et, après le dépôt d'un instrument d'acceptation auprès du Dépositaire, l'amendement à cette annexe entre en vigueur pour cette Partie.

6. Les ajustements à l'annexe II sont adoptés par consensus par les Parties présentes à une session de l'Organe exécutif et ils entrent en vigueur pour toutes les Parties au présent Protocole le quatre-vingt-dixième jour qui suit la date à laquelle le Secrétaire exécutif de la Commission donne aux Parties notification par écrit de l'adoption de l'ajustement.

## Article 12

### SIGNATURE

1. Le présent Protocole est ouvert à la signature des Etats membres de la Commission, ainsi que des Etats dotés du statut consultatif auprès de la Commission en vertu du paragraphe 8 de la résolution 36 (IV) du Conseil économique et social du 28 mars 1947, et des organisations d'intégration économique régionale constituées par des Etats souverains membres de la Commission, ayant compétence pour négocier, conclure et appliquer des accords internationaux dans les matières visées par le Protocole, sous réserve que les Etats et organisations concernés soient Parties à la Convention et figurent sur la liste de l'annexe II, à Oslo le 14 juin 1994, puis au Siège de l'Organisation des Nations Unies à New York jusqu'au 12 décembre 1994.

2. Dans les matières qui relèvent de leur compétence, ces organisations d'intégration économique régionale exercent en propre les droits et s'acquittent en propre des responsabilités que le présent Protocole confère à leurs Etats membres. En pareil cas, les Etats membres de ces organisations ne sont pas habilités à exercer ces droits individuellement.

## Article 13

### RATIFICATION, ACCEPTATION, APPROBATION ET ADHESION

1. Le présent Protocole est soumis à la ratification, l'acceptation ou l'approbation des Signataires.

2. Le présent Protocole est ouvert à l'adhésion des Etats et organisations qui répondent aux conditions fixées au paragraphe 1 de l'article 12 à compter du 12 décembre 1994.

#### Article 14

##### DEPOSITAIRE

Les instruments de ratification, d'acceptation, d'approbation ou d'adhésion sont déposés auprès du Secrétaire général de l'Organisation des Nations Unies, qui exerce les fonctions de Dépositaire.

#### Article 15

##### ENTREE EN VIGUEUR

1. Le présent Protocole entre en vigueur le quatre-vingt-dixième jour qui suit la date du dépôt du seizième instrument de ratification, d'acceptation, d'approbation ou d'adhésion auprès du Dépositaire.
2. A l'égard de chaque Etat ou organisation visé au paragraphe 1 de l'article 12, qui ratifie, accepte ou approuve le présent Protocole ou y adhère après le dépôt du seizième instrument de ratification, d'acceptation, d'approbation ou d'adhésion, le Protocole entre en vigueur le quatre-vingt-dixième jour qui suit la date de dépôt par cette Partie de son instrument de ratification, d'acceptation, d'approbation ou d'adhésion.

#### Article 16

##### DENONCIATION

A tout moment après l'expiration d'un délai de cinq ans commençant à courir à la date à laquelle le présent Protocole est entré en vigueur à l'égard d'une Partie, cette Partie peut dénoncer le Protocole par notification écrite adressée au Dépositaire. La dénonciation prend effet le quatre-vingt-dixième jour qui suit la date de réception de sa notification par le Dépositaire, ou à toute autre date ultérieure qui peut être spécifiée dans la notification de la dénonciation.

#### Article 17

##### TEXTES AUTHENTIQUES

L'original du présent Protocole, dont les textes anglais, français et russe sont également authentiques, est déposé auprès du Secrétaire général de l'Organisation des Nations Unies.

EN FOI DE QUOI les soussignés, à ce dûment autorisés, ont signé le présent Protocole.

FAIT à Oslo, le quatorze juin mille neuf cent quatre-vingt-quatorze.

Annexe I

DEPOTS CRITIQUES DE SOUFRE

(au cinquième percentile en centigrammes de soufre par mètre carré et par an)

	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									54	40	32	28	41	52	51	58	116	138	519	817	682							37			
36									80	38	32	32	34	34	31	34	112	139	809	434	932							36			
36									33	34	35	36	42	32	32	76	110	158	193	316								36			
34									34	25	33	33	41	34	33	100	122	448	220	258								34			
33									24	43	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	136	259	221	248	228	31			
30			8	74	90				42	60	57	55	85	80	85	126	102	128	656	335	278	143	138	206	173	171	173	208	30		
29			4	11	37				18	37	54	56	55	81	117	143	125	718	296	379	297	542	239	225	215	164	171	162	29		
28			14	19	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	76	18				26	18	34	28	25	102	81	109	108	120	88	128	204	211	333	418	271	251	234	26			
25			10	5	23				24	27	27	37	115	70	97	98	129	188	88	215	190	409	363	394	338		25				
24			10	8	24				31	55	85	162	146	87	64	136	146	83	102	211	179	418	368	225			24				
23			7	17	1				18	13	32	6	113	112	112	84	76	87	102	181	205	347	471	282			23				
22			13	5	14				11	20	29	56	45	101	76	79	121	114	128	184	196	231	606				22				
21			18	3	8				12	1	21	27	93	87	83	96	105	130	149	207	305	273	625				21				
20			74	11	2				20	3	11	65	119	79	91	116	131	135	165	244	97	96	185	265			20				
19			15		154				5	44	47	198	78	84	73	84	121	152	199	207	154	129	212	182	149	207	19				
18			30						51	9	33	75	83	119	170	167	177	117	94	218	175	185	196	332			18				
17			78	38	28				8	17	36	107	151	39	63	232	179	140	201	237	191	128	1845				17				
16			72	47	20				43	49	30	41	51	69	63	106	159	157	142	179	124	153	118	169	1684		16				
15			38	34	38				18	87	45	43	42	38	57	60	71	73	135	267	201	171	160	120	121	1305	1200	153	1729	173	15
14			16	75	159				83	106	92	76	129	99	50	94	32	84	208	1541	529	583	372	162	311	258	1418	1492	391	14	
13			19	57	84				45	69	79	124	131	96	55	71	77	40	40	150	153	157	179	178			13				
12			45	79	189				115	182	169	96	99	55	56	70	72	76	97	171	205	202	236	145	184		12				
11			48	44	154				119	56	81	79	53	76	105	104	258	163	41				287	457			11				
10									105	112	117	106	89	72	137	127		151	150				121	1852	223		10				
9																		290	99	107			1778				9				
8																												8			
7																												7			
6																												6			
6																												6			
4																												4			
3																												3			
2																												2			
1																												1			

## Annexe II

### PLAFONDS DES EMISSIONS DE SOUFRE ET POURCENTAGES DE REDUCTION DES EMISSIONS

Les plafonds des émissions de soufre indiqués sur le tableau ci-après correspondent aux obligations dont il est fait état aux paragraphes 2 et 3 de l'article 2 du présent Protocole. Les niveaux d'émission pour 1980 et 1990 et les pourcentages de réduction des émissions qui figurent ci-après ne sont indiqués que pour information.

	Niveaux d'émission kt SO <sub>2</sub> par an		Plafonds des émissions de soufre <sup>a/</sup> kt SO <sub>2</sub> par an			Réduction des émissions en pourcentage (année de base 1980 <sup>b/</sup> )		
	1980	1990	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Autriche	397	90	78			80		
Bélarus	740		456	400	370	38	46	50
Belgique	828	443	248	232	215	70	72	74
Bulgarie	2 050	2 020	1 374	1 230	1 127	33	40	45
Canada - national	4 614	3 700	3 200			30		
- ZGOS	3 245		1 750			46		
Croatie	150	160	133	125	117	11	17	22
République tchèque	2 257	1 876	1 128	902	632	50	60	72
Danemark	451	180	90			80		
Finlande	584	260	116			80		
France	3 348	1 202	868	770	737	74	77	78
Allemagne	7 494	5 803	1 300	990		83	87	
Grèce	400	510	595	580	570	0	3	4
Hongrie	1 632	1 010	898	816	653	45	50	60
Irlande	222	168	155			30		
Italie	3 800		1 330	1 042		65	73	
Liechtenstein	0,4	0,1	0,1			75		
Luxembourg	24		10			58		
Pays-Bas	466	207	106			77		
Norvège	142	54	34			76		
Pologne	4 100	3 210	2 583	2 173	1 397	37	47	66
Portugal	266	284	304	294		0	3	
Fédération de Russie <sup>g/</sup>	7 161	4 460	4 440	4 297	4 297	38	40	40
Slovaquie	843	539	337	295	240	60	65	72
Slovénie	235	195	130	94	71	45	60	70
Espagne	3 319	2 316	2 143			35		
Suède	507	130	100			80		
Suisse	126	62	60			52		
Ukraine	3 850		2 310			40		
Royaume-Uni	4 898	3 780	2 449	1 470	980	50	70	80
Communauté européenne	25 513		9 598			62		

<sup>a/</sup> Si, au cours d'une année donnée avant 2005, une Partie constate qu'en raison d'un hiver particulièrement froid, d'un été particulièrement sec et d'une perte passagère et imprévue de capacité dans le réseau de distribution d'électricité, sur le territoire national ou dans un pays voisin, elle n'est pas en mesure d'observer les obligations assumées en vertu de la présente annexe, elle peut néanmoins s'acquitter de ces obligations en calculant la moyenne de ses émissions annuelles nationales de soufre durant l'année en question, l'année qui précède celle-ci et l'année qui la suit, sous réserve que le niveau des émissions au cours d'une année quelconque ne dépasse pas de plus de 20 % le plafond fixé.

Le motif du dépassement au cours d'une année donnée et la méthode de calcul de la moyenne pour les trois années seront communiqués au Comité d'application.

<sup>b/</sup> Pour la Grèce et le Portugal, le pourcentage indiqué de réduction des émissions est fondé sur le plafond des émissions de soufre fixé pour l'an 2000.

<sup>g/</sup> Partie européenne à l'intérieur de la zone de l'EMEP.



### Annexe III

#### ZONES DE GESTION DES OXYDES DE SOUFRE (ZGOS)

La ZGOS suivante est indiquée aux fins du présent Protocole :

#### La ZGOS du Sud-Est canadien

Cette zone couvre une superficie de 1 million de km<sup>2</sup> englobant tout le territoire des provinces de l'Ile du Prince-Edouard, de la Nouvelle-Ecosse et du Nouveau-Brunswick, tout le territoire de la province du Québec au sud d'une ligne droite allant du Havre-Saint-Pierre, sur la côte septentrionale du golfe du Saint-Laurent au point où la frontière Québec-Ontario coupe la côte de la baie James, ainsi que tout le territoire de la province de l'Ontario au sud d'une ligne droite allant du point où la frontière Ontario-Québec coupe la côte de la baie James au fleuve Nipigon, près de la rive septentrionale du lac Supérieur.

## Annexe IV

### TECHNIQUES DE LUTTE CONTRE LES EMISSIONS DE SOUFRE PROVENANT DE SOURCES FIXES

#### I. INTRODUCTION

1. L'annexe a pour but d'aider à déterminer les options et techniques de lutte contre les émissions de soufre propres à assurer le respect des obligations du présent Protocole.
2. Elle est fondée sur des renseignements concernant les options générales relatives à la réduction des émissions de soufre, en particulier sur les résultats et les coûts de l'application des techniques de lutte qui figurent dans la documentation officielle de l'Organe exécutif et de ses organes subsidiaires.
3. Sauf indication contraire, les mesures de réduction qui sont énumérées sont considérées, sur la base d'une expérience pratique acquise, dans la plupart des cas, sur plusieurs années, comme les meilleures techniques disponibles les mieux établies et les plus rentables. Toutefois, l'expérience toujours plus vaste des techniques peu polluantes appliquées dans les nouvelles installations, ainsi que de l'adaptation antipollution des installations existantes, impose le réexamen régulier de la présente annexe.
4. Bien que l'annexe énumère un certain nombre de mesures et de techniques au coût et à l'efficacité très variables, elle ne saurait être considérée comme un tableau exhaustif des moyens de lutte possibles. De plus, le choix des mesures et techniques à appliquer dans un cas particulier dépend de divers facteurs, notamment la législation et les dispositions réglementaires en vigueur, et, en particulier, les prescriptions relatives aux techniques de lutte, la composition des énergies primaires, l'infrastructure industrielle, la conjoncture économique et l'état de l'installation.
5. L'annexe vise essentiellement la lutte contre les émissions de soufre oxydé considérées comme le total du dioxyde de soufre ( $SO_2$ ) et du trioxyde de soufre ( $SO_3$ ), exprimés pondéralement en  $SO_2$ . La part de soufre émise sous forme d'oxydes de soufre ou d'autres composés sulfureux, sans combustion, est faible par rapport aux émissions de soufre résultant d'une combustion.
6. Si des mesures ou techniques sont prévues pour lutter contre des sources de soufre émettant aussi d'autres éléments, en particulier des oxydes d'azote ( $NO_x$ ) des particules, des métaux lourds et des composés organique volatils (COV), il vaut la peine de les considérer en corrélation avec les moyens applicables à ces autres polluants, afin de porter au maximum l'effet de réduction d'ensemble et de réduire au minimum les atteintes à l'environnement, et en particulier d'éviter que la pollution ne se reporte sur d'autres milieux (par exemple sur les eaux résiduaires et les déchets solides).

## II. PRINCIPALES SOURCES FIXES D'EMISSION DE SOUFRE

7. La combustion de combustibles fossiles est la principale source d'origine humaine des émissions de soufre provenant de sources fixes. En outre, certaines opérations autres que la combustion peuvent contribuer beaucoup à ces émissions. Selon l'EMEP/CORINAIR'90, les grandes catégories de sources fixes sont les suivantes :

- i) Centrales électriques publiques, installations mixtes et installations de chauffage urbain :
  - a) chaudières;
  - b) turbines à combustion fixes et moteurs à combustion interne;
- ii) Installations de combustion commerciales, institutionnelles et résidentielles :
  - a) chaudières commerciales;
  - b) réchauffeurs domestiques;
- iii) Installations de combustion industrielles et procédés à combustion :
  - a) chaudières et réchauffeurs industriels;
  - b) opérations, par exemple en métallurgie : grillage et frittage, cokéfaction, traitement du dioxyde de titane (TiO<sub>2</sub>), etc.;
  - c) fabrication de pâte à papier;
- iv) Opérations autres que la combustion, par exemple la production d'acide sulfurique, certaines synthèses organiques, le traitement des surfaces métalliques;
- v) Extraction, transformation et distribution de combustibles fossiles;
- vi) Traitement et élimination des déchets (traitement thermique des ordures ménagères et déchets industriels, etc.).

8. Dans la région de la CEE, d'après les données dont on dispose pour 1990, environ 88 % des émissions de soufre sont imputables à l'ensemble des procédés de combustion (dont 20 % dans l'industrie), 5 % aux procédés de fabrication et 7 % aux raffineries de pétrole. Dans nombre de pays, les centrales électriques sont la principale source de ces émissions. Dans certains pays, le secteur industriel (raffineries comprises) est lui aussi une source importante d'émissions de SO<sub>2</sub>. Si les émissions en provenance des raffineries sont relativement faibles dans la région de la CEE, la teneur en soufre des produits pétroliers est une cause importante des émissions de soufre provenant d'autres sources. Généralement, 60 % du soufre présent dans les produits bruts subsistent, 30 % sont récupérés sous forme de soufre élémentaire et 10 % sont émis par les cheminées de raffinerie.

### III. MOYENS GENERAUX DE REDUIRE LES EMISSIONS DE SOUFRE DUES A LA COMBUSTION

9. Les moyens généraux de réduire les émissions de soufre sont les suivants :

i) Mesures de gestion de l'énergie \*/ :

a) Economies d'énergie

L'utilisation rationnelle de l'énergie (amélioration du rendement et de l'application des procédés, production mixte et/ou gestion de la demande) entraîne habituellement une réduction des émissions de soufre.

b) Utilisation de plusieurs sources d'énergie

En général, on arrive à réduire les émissions de soufre en augmentant dans la gamme des énergies la proportion de celles qui ne nécessitent pas de combustion (hydraulique, nucléaire, éolienne, etc.). Mais d'autres atteintes à l'environnement doivent être considérées.

ii) Moyens techniques :

a) Renoncement à certains combustibles

Le SO<sub>2</sub> émis pendant la combustion est directement lié à la teneur en soufre du combustible employé.

Le remplacement de certains combustibles (par exemple de charbons très soufrés par des charbons peu soufrés et/ou des combustibles liquides, ou bien du charbon par le gaz) entraîne une diminution des émissions de soufre, mais peut se heurter à certaines difficultés, par exemple celle d'obtenir des combustibles peu soufrés ou l'adaptabilité des systèmes de combustion en place à d'autres combustibles. Dans beaucoup de pays de la CEE, on remplace actuellement des installations fonctionnant au charbon ou aux hydrocarbures par des installations au gaz. La mise en place d'installations mixtes pourrait faciliter le remplacement des combustibles.

b) Epuration des combustibles

L'épuration du gaz naturel, parfaitement au point, est largement utilisée pour des raisons pratiques.

L'épuration des gaz de l'industrie (gaz acide de raffinerie, gaz de four à coke, biogaz, etc.) est elle aussi parfaitement rodée.

Il en est de même pour la désulfuration des combustibles liquides (fractions légères et moyennes).

---

\*/ Les moyens i) a) et b) sont intégrés à la structure et à la politique énergétiques d'une Partie à la Convention. Leur degré de mise en oeuvre, leur efficacité et leurs coûts par secteur ne sont pas examinés ici.

La désulfuration des fractions lourdes est techniquement réalisable, mais il n'en faut pas moins tenir compte des propriétés du brut. La désulfuration des résidus présents dans l'atmosphère (produits de bas de colonne d'unités de distillation atmosphérique de pétrole brut) pour obtenir un combustible pétrolier à faible teneur en soufre n'est toutefois pas couramment pratiquée. Il est généralement préférable de traiter du brut peu soufré. L'hydrocraquage et les techniques de conversion totale sont maintenant bien au point et associent une forte élimination du soufre à une amélioration du rendement des produits légers. Les raffineries pratiquant des conversions totales sont encore peu nombreuses. Généralement ces raffineries récupèrent 80 à 90 % du soufre présent et convertissent tous les résidus en produits légers ou autres produits commercialisables. Ce type de raffineries consomme davantage d'énergie et exige des investissements plus importants. La teneur en soufre des produits de raffinage est indiquée dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1  
Teneur en soufre des produits du raffinage  
(Teneur en soufre (%))

Combustible	Classique actuellement	Attendue pour l'avenir
Essence	0,1	0,05
Carburéacteur	0,1	0,01
Carburant diesel	0,05 - 0,3	<0,05
Huile de chauffe	0,01 - 0,2	<0,1
Fioul	0,2 - 3,5	<1
Diesel marin	0,5 - 1,0	<0,5
Soutes	3,0 - 5,0	<1 (zones côtières) <2 (haute mer)

Les techniques modernes d'épuration de l'antracite permettent d'éliminer environ la moitié du soufre inorganique (selon les propriétés du charbon), mais pas le soufre organique. On a entrepris de mettre au point des techniques plus efficaces qui impliquent toutefois des coûts et des investissements plus élevés. Ainsi, la désulfuration par épuration du charbon est moins rentable que la désulfuration des gaz de combustion. Il semble que l'on puisse trouver, dans chaque pays, le moyen de combiner au mieux ces deux procédés.

c) Techniques de combustion modernes

Il s'agit de techniques de combustion dont le rendement technique a été amélioré et qui émettent moins de soufre : combustion en lit fluidisé (CLF); lit bouillonnant (CLFB); lit circulant (CLFC) et lit sous pression (CLFSP); cycle combiné avec gazéification intégrée (CCGI) et turbines à gaz pour cycle combiné (TGCC).

On peut intégrer des turbines à gaz fixes aux systèmes de combustion des centrales électriques traditionnelles, ce qui permet d'améliorer le rendement général de 5 à 7 % et entraîne, par exemple, une réduction sensible des émissions de SO<sub>2</sub>. Toutefois, cette intégration nécessite une modification profonde des chaudières.

La combustion en lit fluidisé, mise au point pour l'antracite et le lignite, s'accommode aussi d'autres combustibles solides, tels que le coke de pétrole et des combustibles pauvres comme les déchets, la tourbe et le bois. On peut réduire encore les émissions en intégrant aux foyers un dispositif de réglage de la combustion par adjonction de chaux/calcaire aux matériaux constitutifs du lit. La puissance installée totale des CLF a atteint environ 30 000 MW<sub>th</sub> (250 à 350 installations), y compris 8 000 MW<sub>th</sub> dans la gamme des puissances supérieures à 50 MW<sub>th</sub>. L'utilisation et/ou l'élimination des sous-produits issus de ce procédé peuvent poser des problèmes et de nouvelles adaptations sont donc nécessaires.

Le CCGI comprend la gazéification du charbon et la production d'électricité en cycle combiné dans une turbine à gaz et à vapeur. Le charbon gazéifié est brûlé dans la chambre de combustion de la turbine à gaz. Pour réduire les émissions de soufre, on a recours aux méthodes les plus modernes d'épuration du gaz brut en amont de la turbine à gaz. Cette technique est également appliquée aux résidus d'huile lourde et à l'émulsion bitumineuse. La puissance installée est actuellement de quelque 1 000 MW<sub>e1</sub> (cinq installations).

Des centrales à gaz à turbines en cycle combiné fonctionnant au gaz naturel avec un rendement énergétique d'environ 48 à 52 % sont actuellement à l'étude.

#### d) Modifications des procédés et du mode de combustion

On ne peut modifier le mode de combustion comme on le fait pour réduire les émissions de NO<sub>x</sub>, étant donné que la quasi-totalité du soufre organique et/ou inorganique s'oxyde pendant la combustion (le soufre restant, dont la quantité dépend des propriétés du combustible et de la technique de combustion, se retrouve dans la cendre).

Dans la présente annexe, les procédés additifs par voie sèche utilisés dans les chaudières classiques sont considérés comme des modifications de procédé du fait de l'injection d'un agent dans la chambre de combustion. L'expérience a toutefois montré que lorsqu'on applique ces procédés, la capacité thermique diminue, le rapport Ca S est élevé et la désulfuration peu active. Les problèmes que pose la réutilisation du sous-produit doivent être pris en compte, de sorte que cette solution devrait être normalement retenue en tant que mesure intermédiaire et ce pour de petites installations (tableau 2).

**Tableau 2**

**Niveaux d'émission d'oxydes de soufre obtenus grâce à l'application de techniques de réduction sur des chaudières utilisant des combustibles fossiles**

	Emissions non mesurées		Injection d'additifs		Lavage g/		Absorption à sec par pulvérisation b/	
Taux d'élimination (%)			Jusqu'à 60		95		Jusqu'à 90	
Rendement énergétique (kW <sub>th</sub> /10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h)			0,1-1		6-10		3-6	
Puissance totale installée (CEE Eur) (MW <sub>th</sub> )					194 000		16 000	
Type de sous-produits			Mélange de sels de Ca et de cendres volantes		Gypse (boues/eaux usées)		Mélange de CaSO <sub>3</sub> * 1/2 H <sub>2</sub> O et de cendres volantes	
Dépenses d'investissement spécifique (Ecu(1990)/kW <sub>th</sub> )			20-50		60-250		50-220	
	mg/m <sup>3</sup> g/	g/kWh <sub>th</sub>	mg/m <sup>3</sup> g/	g/kWh <sub>th</sub>	mg/m <sup>3</sup> g/	g/kWh <sub>th</sub>	mg/m <sup>3</sup> g/	g/kWh <sub>th</sub>
Anthracite d/	1 000-10 000	3,5-35	400-4 000	1,4-14	<400 (<200, 1 % S)	<1,4 <0,7	<400 (<200, 1 % S)	<1,4 <0,7
Lignite d/	1 000-20 000	4,2-84	400-8 000	1,7-33,6	<400 (<200, 1 % S)	<1,7 <0,8	<400 (<200, 1 % S)	<1,7 <0,8
Fioul lourd d/	1 000-10 000	2,8-28	400-4 000	1,1-11	<400 (<200, 1 % S)	<1,1 <0,6	<400 (<200, 1 % S)	<1,1 <0,6
	Absorption ammoniacale b/		Wellmann Lord g/		Charbon activé g/		Extraction catalytique combinée g/	
Taux d'élimination (%)	Jusqu'à 90		95		95		95	
Rendements énergétiques (kW <sub>th</sub> /10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /h)	3-10		10-15		4-8		2	
Puissance totale installée (CEE Eur) (MW <sub>th</sub> )	200		2 000		700		1 300	
Type de sous-produits	Engrais ammoniacaux		S élémentaire Acide sulfurique (99 % en volume)		S élémentaire Acide sulfurique (89 % en volume)		Acide sulfurique (70 % en poids)	
Dépense d'investissement spécifique (Ecu(1990)/kW <sub>th</sub> )	230-270 g/		200-300 g/		280-320 g/ f/		320-350 g/ f/	
	mg/m <sup>3</sup> g/	g/kWh <sub>th</sub>	mg/m <sup>3</sup> g/	g/kWh <sub>th</sub>	mg/m <sup>3</sup> g/	g/kWh <sub>th</sub>	mg/m <sup>3</sup> g/	g/kWh <sub>th</sub>
Anthracite d/	<400 (<200, 1 % S)	<1,4 <0,7	<400 (<200, 1 % S)	<1,4 <0,7	<400 (<200, 1 % S)	<1,4 <0,7	<400 (<200, 1 % S)	<1,4 <0,7
Lignite d/	<400 (<200, 1 % S)	<1,7 <0,8	<400 (<200, 1 % S)	<1,7 <0,8	<400 (<200, 1 % S)	<1,7 <0,8	<400 (<200, 1 % S)	<1,7 <0,8
Fioul lourd d/	<400 (<200, 1 % S)	<1,1 <0,6	<400 (<200, 1 % S)	<1,1 <0,6	<400 (<200, 1 % S)	<1,1 <0,6	<400 (<200, 1 % S)	<1,1 <0,6

a/ Pour les combustibles à forte teneur en soufre, le degré de désulfuration doit être adapté. Mais cela peut dépendre de la nature du procédé employé. Applicabilité de ces procédés : en général 95 %.

b/ Possibilité d'application limitée pour les combustibles à forte teneur en soufre.

c/ Emission en mg/m<sup>3</sup> (PTN), à sec, 6 % d'oxygène pour les combustibles solides, 3 % d'oxygène pour les combustibles liquides.

d/ Le facteur de conversion dépend des caractéristiques du combustible, du volume spécifique des fumées et du rendement thermique de la chaudière (facteurs de conversion appliqués (m<sup>3</sup>/kWh<sub>th</sub>, rendement thermique : 36 %) : anthracite : 3,50; lignite : 4,20; fioul lourd : 2,80).

e/ Le coût d'investissement spécifique concerne un échantillon limité d'installations.

f/ Le coût d'investissement spécifique tient compte de la dénitrification.

Ce tableau a été établi pour des installations importantes dans le secteur public de la production d'électricité. Mais les techniques de réduction sont aussi applicables à d'autres secteurs où les émissions de fumées sont comparables.

e) Procédés de désulfuration des gaz de combustion

Ces procédés visent à éliminer les oxydes de soufre déjà formés; c'est pourquoi on parle aussi à leur propos de mesures secondaires. Les connaissances actuelles en la matière sont toutes fondées sur l'extraction du soufre au moyen de procédés chimiques par voie humide, sèche ou semi-sèche et catalytique.

Pour que le programme de réduction des émissions de soufre soit le plus efficace possible, au-delà des mesures de gestion de l'énergie de la catégorie i) ci-dessus, il faudrait envisager de combiner les moyens techniques énumérés dans la catégorie ii) ci-dessus.

Dans certains cas, les moyens mis en oeuvre pour réduire les émissions de soufre peuvent aussi entraîner une diminution des émissions de CO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> et d'autres polluants.

Pour les centrales électriques publiques, les installations mixtes et les installations de chauffage urbain, on applique notamment les procédés de traitement des gaz de combustion suivants : absorption par voie humide à la chaux/au calcaire; absorption à sec par pulvérisation; procédé Wellman Lord; absorption ammoniacale; procédés d'extraction combinée des NO<sub>x</sub> et des SO<sub>x</sub> (charbon activé et extraction catalytique combinée des NO<sub>x</sub> et des SO<sub>x</sub>).

Dans le domaine de la production d'énergie, l'absorption par voie humide à la chaux/au calcaire et l'absorption à sec par pulvérisation représentent respectivement 85 % et 10 % de la puissance installée des installations de traitement des gaz de combustion.

Plusieurs nouveaux procédés de désulfuration des gaz de combustion tels que l'épuration à sec au faisceau électronique et le procédé Mark 13A en sont encore au stade expérimental.

L'efficacité des mesures secondaires susmentionnées est indiquée dans le tableau 2 ci-dessus. Les chiffres sont tirés de l'expérience pratique acquise dans un grand nombre d'installations en service. La puissance installée ainsi que l'éventail des puissances sont également mentionnés. Bien que plusieurs techniques de réduction du soufre soient comparables, les conditions propres à l'installation ou à son emplacement peuvent faire écarter telle ou telle méthode.

Le tableau 2 indique aussi les fourchettes habituelles de coût d'investissement correspondant à l'application des techniques de réduction des émissions de soufre décrites sous les rubriques ii) c), d) et e). Cependant, lorsqu'on applique ces techniques à des cas particuliers, il convient de noter que les coûts d'investissement correspondant aux mesures de réduction des émissions dépendent, entre autres choses, des techniques particulières utilisées, des systèmes antipollution requis, des dimensions de l'installation, du degré de réduction requis et de l'échelle temporelle des cycles de maintenance prévus. Le tableau ne présente donc que des fourchettes générales des coûts d'investissement. Les dépenses d'investissement nécessaires à l'adaptation antipollution dépassent en général celles entraînées par la construction de nouvelles installations.



#### IV. TECHNIQUES ANTIPOLLUTION DANS D'AUTRES SECTEURS

10. Les techniques antipollution (énumérées aux rubriques ii) a) à e) du paragraphe 9) sont applicables non seulement dans les centrales électriques - où, dans la plupart des cas, une expérience pratique a été acquise pendant plusieurs années - mais aussi dans plusieurs autres secteurs de l'industrie.

11. L'application des techniques de réduction des émissions de soufre ne dépend que des limitations afférentes à chaque procédé dans les secteurs considérés. On trouvera dans le tableau 3 ci-dessous les sources importantes d'émission de soufre et les mesures antipollution correspondantes.

Tableau 3

Source	Mesures antipollution
Grillage des sulfures non ferreux	Réduction catalytique par voie humide à l'acide sulfurique
Production de viscosse	Procédé à double contact
Production d'acide sulfurique	Procédé à double contact, rendement amélioré
Production de pâte kraft	Divers dispositifs incorporés

12. Dans les secteurs énumérés au tableau 3, on peut recourir à des dispositifs incorporés, et notamment à des modifications de la matière première (combinées le cas échéant avec un traitement spécifique des gaz de combustion), pour réduire le plus efficacement possible les émissions de soufre.

13. Les exemples suivants ont été signalés :

a) Dans les nouvelles usines de pâte kraft, on peut obtenir des niveaux d'émission inférieurs à 1 kg de soufre par tonne de pâte séchée à l'air \*\*/;

b) Dans les usines de pâte au bisulfite, on peut ramener les émissions à 1-1,5 kg de soufre par tonne de pâte séchée à l'air;

---

\*\*/ Il faut surveiller le rapport soufre/sodium, par l'élimination du soufre sous forme de sels neutres et l'addition de composés sodiques non soufrés.

c) Dans le cas du grillage des sulfures, des taux de désulfuration de 80 à 99 % pour des installations de 10 000 à 200 000 m<sup>3</sup>/h ont été signalés (selon le procédé employé);

d) Pour une installation de frittage du minerai de fer, une unité de désulfuration des gaz de combustion d'une puissance de 320 000 m<sup>3</sup>/h permet de ramener à moins de 100 mg SO<sub>x</sub>/Nm<sup>3</sup>, à 6 % de O<sub>2</sub>, la teneur en soufre;

e) Dans les fours à coke, on obtient une teneur inférieure à 400 mg SO<sub>x</sub>/Nm<sup>3</sup> à 6 % de O<sub>2</sub>;

f) Dans les installations de production d'acide sulfurique, le taux de conversion est supérieur à 99 %;

g) Le procédé Claus perfectionné permet d'extraire plus de 99 % du soufre.

#### V. SOUS-PRODUITS ET EFFETS SECONDAIRES

14. L'accroissement des efforts déployés par les pays de la région de la CEE pour réduire les émissions de soufre provenant de sources fixes s'accompagnera d'une augmentation proportionnelle de la quantité de sous-produits.

15. Il conviendrait de retenir les techniques qui débouchent sur des sous-produits utilisables. Il faudrait en outre retenir les techniques qui, dans la mesure du possible, permettent d'accroître le rendement thermique et de résoudre le problème de l'élimination des déchets. Bien que la plupart des sous-produits soient utilisables ou recyclables - gypse, sels ammoniacés, acide sulfurique, soufre, etc. - certains facteurs tels que la situation du marché et les normes de qualité doivent être pris en compte. La réutilisation des sous-produits de la combustion en lit fluidisé et de l'absorption à sec par pulvérisation nécessite que l'on fasse des progrès dans ce domaine, vu que dans plusieurs pays, les possibilités d'élimination des déchets sont limitées par la capacité des décharges et les critères applicables en la matière.

16. Les effets secondaires ou inconvénients ci-après n'empêchent l'application d'aucune technique ou méthode, mais n'en sont pas moins à prendre en considération quand plusieurs moyens de réduction du soufre sont possibles :

- a) Dépense d'énergie pour le traitement des gaz;
- b) Corrosion due à la formation d'acide sulfurique par réaction des oxydes de soufre avec la vapeur d'eau;
- c) Utilisation accrue d'eau et nécessité de traiter les eaux usées;
- d) Utilisation de réactifs;
- e) Nécessité d'éliminer les déchets solides.

## VI. CONTROLE ET COMMUNICATION

17. Les mesures prises par les pays pour mettre en oeuvre leurs stratégies et politiques de réduction de la pollution atmosphérique comprennent des lois et des règlements, des instruments économiques incitatifs ou dissuasifs, ainsi que des exigences techniques (nécessité d'utiliser la meilleure technique disponible).

18. En général, les normes sont fixées, par source d'émission, en fonction de la taille de l'installation, du mode opératoire, de la technologie de combustion, du type de combustible et de l'ancienneté de l'installation. Une autre solution également retenue consiste à fixer un objectif de réduction globale des émissions de soufre d'un groupe de sources et à permettre de choisir le secteur d'intervention approprié pour l'atteindre (principe de la bulle).

19. Pour limiter les émissions de soufre aux niveaux fixés par la législation nationale, il faut mettre en place un système permanent de contrôle et de communication des données aux autorités de surveillance.

20. On dispose actuellement de plusieurs systèmes de contrôle fondés sur des méthodes de mesure continue ou discontinue. Toutefois, les normes de qualité varient. Les mesures doivent être effectuées par des instituts qualifiés utilisant des systèmes de mesure et de surveillance. A cette fin, un système de certification est de nature à fournir la meilleure assurance.

21. Avec les systèmes de contrôle automatique et le matériel de commande modernes, la communication des données ne pose pas de problèmes. Leur collecte en vue d'une utilisation ultérieure se fait selon les techniques actuelles. Toutefois, les données à communiquer aux autorités compétentes varient d'un cas à l'autre. Pour améliorer la comparabilité des séries, il faut harmoniser les réglementations. L'harmonisation est également souhaitable pour assurer la qualité des systèmes de mesure et de contrôle. Cette nécessité est à prendre en considération lorsqu'on compare des données.

22. Pour éviter les disparités et les discordances, il s'agit de bien définir les éléments et paramètres essentiels, notamment les suivants :

a) Les normes doivent être exprimées en ppmv, mg Nm<sup>3</sup>, g GJ, kg h ou kg/tonne de produit. La plupart de ces unités sont à calculer et à spécifier pour la température du gaz, l'humidité, la pression, la teneur en oxygène ou la valeur de l'apport thermique;

b) Il importe de définir la période, exprimée en heures, mois ou années, par rapport à laquelle les valeurs moyennes des normes doivent être établies;

c) Il convient de définir les temps d'arrêt et les règles de sécurité correspondantes concernant la mise en dérivation des systèmes de surveillance ou l'arrêt de l'installation;

d) Il faut aussi définir les méthodes à appliquer pour compléter des données manquantes ou perdues, suite à une défaillance du matériel;

e) Il importe de définir la série de paramètres à mesurer. Suivant le type de procédé industriel, les renseignements voulus peuvent varier, ce qui requiert de situer le point de mesure dans le système.

23. Il convient d'assurer la qualité des mesures.

Annexe V

VALEURS LIMITES D'EMISSION ET DE TENEUR EN SOUFRE

A. VALEURS LIMITES D'EMISSION POUR LES GRANDES SOURCES FIXES a/			
	i) (MW <sub>th</sub> )	ii) Valeur limite d'émission (mg SO <sub>2</sub> , Nm <sup>3</sup> b/)	iii) - Taux de désulfuration (%)
1. COMBUSTIBLES SOLIDES (sur la base de 6 % d'oxygène dans les gaz de combustion)	50-100	2 000	
	100-500	2 000-400 (diminution linéaire)	40 (pour 100-167 MW <sub>th</sub> ) 40-90 (accroissement linéaire pour 167-500 MW <sub>th</sub> )
	> 500	400	90
2. COMBUSTIBLES LIQUIDES (sur la base de 3 % d'oxygène dans les gaz de combustion)	50-300	1 700	
	300-500	1 700-400 (diminution linéaire)	90
	> 500	400	90
3. COMBUSTIBLES GAZEUX (sur la base de 3 % d'oxygène dans les gaz de combustion)			
Combustibles gazeux en général		35	
Gaz liquéfiés		5	
Gaz à faible pouvoir calorifique (gazéification des résidus de raffinage, gaz de cokeries, gaz de hauts fourneaux)		800	

B. GAZOLES	Teneur en soufre (%)
Carburant diesel pour véhicules routiers	0,05
Autres types	0,2

Notes

a/ A titre indicatif, pour une installation dotée d'un dispositif utilisant simultanément au moins deux types de combustibles, les autorités compétentes fixent des valeurs limites d'émission en tenant compte des valeurs limites de la colonne ii) applicables à chaque combustible particulier, de l'apport thermique de chaque combustible et, pour les raffineries, des caractéristiques spécifiques de l'installation qui sont pertinentes. Pour les raffineries, une telle valeur limite combinée ne doit en aucune circonstance dépasser 1 700 mg SO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>.

Les valeurs limites ne s'appliquent pas aux installations suivantes :

- Installations dont les produits de combustion servent directement au chauffage, au séchage ou à tout autre traitement d'objets ou de matériaux, par exemple les fours de réchauffage, les fours de traitement thermique;
- Installations de postcombustion, c'est-à-dire tout appareil industriel, conçu pour purifier par combustion les effluents gazeux, qui n'est pas exploité comme installation de combustion indépendante;
- Installations pour la régénération des catalyseurs de craquage catalytique;
- Installations pour la conversion de sulfure d'hydrogène en soufre;
- Réacteurs de l'industrie chimique;
- Fours de cokéfaction;
- Régénérateurs de haut fourneau (cowpers);
- Incinérateurs de déchets;
- Installations à moteurs diesel, à moteurs à essence ou à gaz, ou encore à turbines à gaz, quel que soit le combustible utilisé.

Lorsqu'une Partie, par suite de la teneur élevée en soufre des combustibles solides ou liquides d'origine locale, ne peut pas respecter les valeurs limites d'émission fixées dans la colonne ii), elle peut appliquer les taux de désulfuration indiqués dans la colonne iii) ou une valeur limite maximale de  $800 \text{ mg/SO}_2/\text{Nm}^3$  (quoique de préférence ne dépassant pas  $650 \text{ mg/SO}_2/\text{Nm}^3$ ). La Partie signale alors le fait au Comité d'application durant l'année civile où il a lieu.

Quand deux ou plusieurs installations nouvelles sont construites de façon telle que, compte tenu des facteurs techniques et économiques, leurs effluents gazeux puissent, de l'avis des autorités compétentes, être évacués par une cheminée commune, l'ensemble formé par ces deux installations doit être considéré comme une seule unité.

b/  $\text{mg SO}_2 \text{ Nm}^3$  aux conditions de référence : température 273 °K, pression 101,3 kPa, après correction pour tenir compte de la teneur en vapeur d'eau.

-----

**ПРОТОКОЛ  
К КОНВЕНЦИИ 1979 ГОДА  
О ТРАНСГРАНИЧНОМ ЗАГРЯЗНЕНИИ  
ВОЗДУХА НА БОЛЬШИЕ РАССТОЯНИЯ  
ОТНОСИТЕЛЬНО ДАЛЬНЕЙШЕГО  
СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ СЕРЫ**



**ОРГАНИЗАЦИЯ ОБЪЕДИНЕННЫХ НАЦИЙ**  
1994 ГОД





## ПРОТОКОЛ

### К КОНВЕНЦИИ 1979 ГОДА О ТРАНСГРАНИЧНОМ ЗАГРЯЗНЕНИИ ВОЗДУХА НА БОЛЬШИЕ РАССТОЯНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО ДАЛЬНЕЙШЕГО СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ СЕРЫ

#### Стороны,

исполненные решимости осуществить Конвенцию о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния,

будучи обеспокоены тем, что выбросы серы и других загрязнителей воздуха продолжают переноситься через международные границы и в подверженных загрязнению районах Европы и Северной Америки причиняют широкомасштабный ущерб природным ресурсам, имеющим жизненно важное экологическое и экономическое значение, таким, как леса, почвы и воды, а также материалам, включая исторические памятники, и в определенных обстоятельствах оказывают вредное воздействие на здоровье человека,

решив принять меры предосторожности в целях предупреждения, предотвращения или сведения к минимуму выбросов загрязнителей воздуха, а также в целях смягчения их пагубных последствий,

исходя из убеждения в том, что в тех случаях, когда имеет место угроза причинения серьезного или непоправимого ущерба, отсутствие полной научно подкрепленной уверенности не должно использоваться в качестве основания для отсрочки таких мер, учитывая, что подобные меры предосторожности по борьбе с выбросами загрязнителей воздуха должны быть затратоэффективными,

сознавая, что меры по ограничению выбросов серы и других загрязнителей воздуха также способствовали бы охране чувствительной окружающей среды в Арктике,

принимая во внимание, что основными источниками загрязнения воздуха, способствующего подкислению окружающей среды, являются сжигание ископаемого топлива для производства энергии и основные технологические процессы в различных отраслях промышленности, а также транспорт, которые приводят к выбросам серы, оксидов азота и других загрязнителей,

осознавая необходимость затратоэффективного регионального подхода к борьбе с загрязнением воздуха, который учитывает существующие между странами различия в степени воздействия загрязнения и расходах на борьбу с ним,

стремясь принять дальнейшие и более эффективные меры по ограничению и сокращению выбросов серы,

учитывая тот факт, что любая политика в области ограничения выбросов серы, какова бы ни была ее затратоэффективность на региональном уровне, будет налагать сравнительно тяжелое экономическое бремя на страны, находящиеся на этапе перехода к рыночной экономике,

отдавая отчет в том, что меры по сокращению выбросов серы не должны являться средством произвольной или неоправданной дискриминации или скрытой формой ограничения международной конкуренции и торговли,

принимая во внимание имеющиеся научно-технические данные о выбросах, атмосферных процессах и воздействии оксидов серы на окружающую среду, а также о воздухоохраных затратах,

памятуя о том, что помимо выбросов серы подкисление окружающей среды вызывают также выбросы оксидов азота и аммиака,

отмечая, что в соответствии с Рамочной конвенцией Организации Объединенных Наций об изменении климата, принятой в Нью-Йорке 9 мая 1992 года, существует договоренность о разработке национальной политики и принятии соответствующих мер по противодействию изменению климата, которые, как можно ожидать, приведут к сокращению выбросов серы,

подтверждая необходимость обеспечения экологически безопасного и устойчивого развития,

признавая необходимость продолжения научно-технического сотрудничества с целью дальнейшей разработки подхода, основанного на критических нагрузках и критических уровнях, включая усилия по оценке нескольких загрязнителей воздуха и различных воздействий на окружающую среду, материалы и здоровье человека,

подчеркивая, что научно-технические знания растут и что такой рост необходимо будет учитывать при рассмотрении адекватности обязательств, взятых по настоящему Протоколу, и при принятии решений в отношении последующей деятельности,

отмечая Протокол о сокращении выбросов серы или их трансграничных потоков по меньшей мере на 30%, принятый в Хельсинки 8 июля 1985 года, и уже принятые многими странами меры, которые привели к сокращению выбросов серы,

договорились о нижеследующем:

#### Статья 1

#### ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для целей настоящего Протокола:

1. "Конвенция" означает Конвенцию о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния, принятую в Женеве 13 ноября 1979 года;
2. "ЕМЕП" означает Совместную программу наблюдения и оценки распространения загрязнителей воздуха на большие расстояния в Европе;
3. "Исполнительный орган" означает Исполнительный орган по Конвенции, учрежденный в соответствии с пунктом 1 статьи 10 Конвенции;
4. "Комиссия" означает Европейскую экономическую комиссию Организации Объединенных Наций;

5. "Стороны" означают, если контекст не требует иного, Стороны настоящего Протокола;
6. "Географический охват ЕМЕП" означает район, определенный в пункте 4 статьи 1 Протокола к Конвенции 1979 года о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния, касающегося долгосрочного финансирования Совместной программы наблюдения и оценки распространения загрязнителей воздуха на большие расстояния в Европе (ЕМЕП), принятого в Женеве 28 сентября 1984 года;
7. "РРОС" означает район регулирования содержания оксидов серы, определенный в приложении III в соответствии с условиями, изложенными в пункте 3 статьи 2;
8. "Критическая нагрузка" означает количественную оценку воздействия одного или нескольких загрязнителей, ниже которого значительных вредных последствий для конкретных чувствительных элементов окружающей среды, согласно современным знаниям, не возникает;
9. "Критические уровни" означают концентрацию загрязнителей в атмосфере, выше которой, согласно современным знаниям, могут возникать прямые отрицательные последствия для таких реципиентов, как люди, растения, экосистемы или материалы;
10. "Критическое осаждение серы" означает количественную оценку воздействия окисленных соединений серы, учитывающую последствия поглощения катионов оснований и осаждения катионов оснований, ниже которого значительных вредных последствий для конкретных чувствительных элементов окружающей среды, согласно современным знаниям, не возникает;
11. "Выброс" означает выделение веществ в атмосферу;
12. "Выбросы серы" означают все выбросы в атмосферу соединений серы, выражаемые в килотонах диоксида серы (кТ SO<sub>2</sub>), которые происходят от антропогенных источников, исключая суда в международном сообщении за пределами территориальных вод;
13. "Топливо" означает любой твердый, жидкий или газообразный горючий материал, за исключением бытовых отходов и токсичных или опасных отходов;
14. "Стационарный источник горения" означает любое техническое устройство или группу технических устройств, которые расположены на общем объекте и выпускают или могут выпускать сбросные газы через общую трубу и в которых производится окисление топлива с целью использования генерируемого тепла;
15. "Крупный новый стационарный источник горения" означает любой стационарный источник горения, сооружение или существенная модификация которого разрешены после 31 декабря 1995 года, с тепловой мощностью при эксплуатации в расчетном режиме не менее 50 МВт<sub>т</sub>. Вопрос о том, является ли какая-либо модификация значительной или нет, решается компетентными национальными органами с учетом таких факторов, как экологические выгоды модификации;

16. "Крупный существующий стационарный источник горения" означает любой существующий стационарный источник горения с тепловой мощностью при эксплуатации в расчетном режиме не менее 50 МВт<sub>т</sub>;
17. "Газойль" означает любой нефтепродукт, соответствующий спецификациям NS 2710, либо любой нефтепродукт, который по своим дистилляционным свойствам относится к категории средних дистиллятов, предназначенных для использования в качестве топлива, и не менее 85% (об.) которого, включая потери при перегонке, отгоняется при температуре 350°C;
18. "Предельное значение концентраций выбросов" означает предельно допустимую концентрацию соединений серы в пересчете на диоксид серы в сбросных газах стационарного источника горения, выраженную в массе на объем сбросных газов в мг SO<sub>2</sub>/норм. м<sup>3</sup>, при условии, что содержание кислорода в сбросных газах принимается за 3% (об.) для жидкого и газообразного топлива и 6% (об.) для твердого топлива;
19. "Ограничение на выбросы" означает общее предельно допустимое количество соединений серы в пересчете на диоксид серы, выделяемое источником горения или группой источников горения, которые расположены либо на общем объекте, либо в пределах определенного географического района, и выражаемое в килотоннах в год;
20. "Коэффициент десульфуризации" означает отношение количества серы, которое отделяется на объекте источника горения за данный период времени, к количеству серы, содержащемуся в топливе, которое вводится в установки источника горения и используется за тот же период;
21. "Баланс серы" означает матрицу расчетных вкладов в осаждение в получающих районах окисленных соединений серы, вызванное выбросами из конкретных районов.

## Статья 2

### ОСНОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

1. Стороны ограничивают и сокращают свои выбросы серы в целях охраны здоровья человека и защиты окружающей среды от пагубного воздействия, в частности воздействия подкисления, и обеспечения, насколько это возможно без осуществления чрезмерных расходов, того, чтобы осаждения окисленных соединений серы в долгосрочном плане не превышали критических нагрузок для серы, указанных в приложении I в качестве критических осадений серы, соответствующих современному уровню научных знаний.
2. В качестве одного из первых шагов Стороны как минимум снижают и сдерживают свои годовые выбросы серы согласно срокам и уровням, указанным в приложении II.
3. Помимо этого, любая Сторона:
  - а) общая площадь суши которой превышает 2 млн. кв. км;

- b) которая обязалась по пункту 2 выше обеспечить указанный в приложении II национальный потолок выбросов серы, не превышающий либо уровень ее выбросов 1990 года, либо ее обязательство по Хельсинкскому протоколу 1985 года о сокращении выбросов серы или их трансграничных потоков по меньшей мере на 30% – в зависимости от того, какой из этих показателей меньше;
- c) в которой годовые выбросы серы, способствующие подкислению в районах, находящихся под юрисдикцией одной или более других Сторон, происходят только из районов, находящихся под ее юрисдикцией и указанных в качестве РРОС в приложении III, и которая представила в этой связи соответствующую документацию; и
- d) которая при подписании настоящего Протокола или при присоединении к нему указала о своем намерении действовать в соответствии с настоящим пунктом,

как минимум снижает и сдерживает свои годовые выбросы серы в указанном соответствующим образом районе согласно срокам и уровням, приведенным в приложении II.

4. Кроме того, Стороны, сообразно своим конкретным обстоятельствам, используют наиболее эффективные меры для сокращения выбросов серы из новых и существующих источников, которые, среди прочего, включают в себя:

- меры по повышению энергоэффективности;
- меры по увеличению использования возобновляемых источников энергии;
- меры по снижению содержания серы в конкретных видах топлива и по поощрению использования топлива с низким содержанием серы, включая комбинированное использование топлива с высоким содержанием серы и топлива с низким содержанием серы или топлива, не содержащего серу;
- меры по применению наилучших доступных технологий контроля, не сопряженных с чрезмерными расходами,

используя в качестве руководства приложение IV.

5. Каждая Сторона, за исключением тех Сторон, на которые распространяются положения Соглашения между США и Канадой 1991 года о качестве воздуха, как минимум:

а) применяет ко всем крупным новым стационарным источникам горения предельные значения концентраций выбросов, не менее строгие, чем те, которые указаны в приложении V;

б) не позднее 1 июля 2004 года начинает применять, насколько это возможно без осуществления чрезмерных расходов, к крупным существующим стационарным источникам горения, тепловая мощность которых превышает 500 МВт<sub>т</sub>, предельные значения концентраций выбросов, не менее строгие, чем те, которые указаны в приложении V, с учетом остающегося срока службы установки, рассчитанного с даты вступления в силу настоящего Протокола, или начинает применять эквивалентные ограничения на выбросы либо другие надлежащие положения, если они обеспечат достижение потолков выбросов серы, указанных в приложении II, и впоследствии дальнейшее приближение к критическим нагрузкам, которые приводятся в приложении I; и не позднее 1 июля 2004 года начинает применять предельные значения концентраций выбросов или ограничения на выбросы к крупным существующим стационарным источникам горения, тепловая мощность которых составляет от 50 до 500 МВт<sub>т</sub>, используя в качестве руководства приложение V;

с) не позднее чем через два года после вступления в силу настоящего Протокола начинает применять национальные нормы содержания серы в газойле, не менее строгие, чем те, которые указаны в приложении V. В тех случаях, когда снабжение газойлем не может быть обеспечено иным образом, государство может продлить срок, установленный в настоящем подпункте, до десяти лет. В этом случае оно сообщает о своем намерении продлить этот срок в заявлении, которое сдается на хранение вместе с документом о ратификации, принятии, утверждении или присоединении.

6. Стороны могут, кроме того, применять экономические методы стимулирования затратоэффективных подходов к сокращению выбросов серы.

7. Стороны настоящего Протокола могут принять на сессии Исполнительного органа в соответствии с правилами и условиями, которые разработает и примет Исполнительный орган, решение о том, могут ли обязательства, изложенные в приложении II, совместно выполняться двумя или более Сторонами. Эти правила и условия должны обеспечивать выполнение обязательств, содержащихся в пункте 2 выше, а также способствовать достижению экологических целей, изложенных в пункте 1 выше.

8. Стороны приступают к переговорам относительно дальнейших обязательств по сокращению выбросов с учетом результатов первого обзора, предусмотренного в соответствии со статьей 8, и не позднее чем через год после завершения этого обзора.

### Статья 3

#### ОБМЕН ТЕХНОЛОГИЕЙ

1. Стороны в соответствии со своими национальными законами, регламентациями и практикой способствуют обмену технологиями и методами, в том числе в области повышения энергоэффективности, использования возобновляемых источников энергии и производства топлив с низким содержанием серы, в интересах сокращения выбросов серы, в особенности путем поощрения:

а) коммерческого обмена доступной технологией;

b) **прямых промышленных связей и сотрудничества, включая совместные предприятия;**

c) **обмена информацией и опытом;**

d) **предоставления технической помощи.**

2. При поощрении деятельности, указанной в пункте 1 выше, Стороны создают благоприятные условия путем содействия связям и сотрудничеству между соответствующими организациями и отдельными лицами в частном и государственном секторах, имеющими возможность предоставлять технологию, проектные и инженерные услуги, оборудование или финансовые средства.

3. Стороны не позднее чем через шесть месяцев после вступления в силу настоящего Протокола приступают к рассмотрению процедур создания более благоприятных условий для обмена технологией в интересах сокращения выбросов серы.

#### Статья 4

##### **НАЦИОНАЛЬНЫЕ СТРАТЕГИИ, ПОЛИТИКА, ПРОГРАММЫ, МЕРЫ И ИНФОРМАЦИЯ**

1. Каждая Сторона в порядке осуществления своих обязательств по статье 2:

a) **утверждает национальные стратегии, политику и программы не позднее чем через шесть месяцев после вступления для нее в силу настоящего Протокола; и**

b) **принимает и осуществляет национальные меры с целью ограничения и сокращения своих выбросов серы.**

2. Каждая Сторона собирает и хранит информацию:

a) **о фактических уровнях выбросов серы, а также концентраций и осадений окисленных серосодержащих и других подкисляющих соединений в окружающей среде с учетом - для тех Сторон, которые находятся в пределах географического охвата ЕМЕП, - плана работы ЕМЕП; и**

b) **о воздействии осадений окисленных серосодержащих и других подкисляющих соединений.**

#### Статья 5

##### **ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ**

1. Каждая Сторона сообщает через Исполнительного секретаря Комиссии Исполнительному органу на периодической основе, как это установлено Исполнительным органом, информацию:

a) **об осуществлении национальных стратегий, политики, программ и мер, упомянутых в пункте 1 статьи 4;**

б) об уровнях национальных годовых выбросов серы в соответствии с руководящими положениями, принятыми Исполнительным органом, с указанием данных о выбросах по всем соответствующим категориям источников; и

с) об осуществлении других обязательств, взятых ею согласно настоящему Протоколу,

в соответствии с решением в отношении формы и содержания, которое предстоит принять Сторонам на сессии Исполнительного органа. Положения этого решения пересматриваются по мере необходимости для выявления любых относящихся к форме и/или содержанию информации дополнительных элементов, которые следует включить в доклады.

2. Каждая Сторона в пределах географического охвата ЕМЕП направляет ЕМЕП через Исполнительного секретаря Комиссии на периодической основе, которую предстоит определить Руководящему органу ЕМЕП и утвердить Сторонам на сессии Исполнительного органа, информацию об уровнях выбросов серы во временной и пространственной разбивке, как это определено Руководящим органом ЕМЕП.

3. Заблаговременно до начала каждой ежегодной сессии Исполнительного органа ЕМЕП представляет информацию:

а) о концентрациях и осаждении окисленных соединений серы в окружающей среде; и

б) о расчетах балансов серы.

Стороны в районах за пределами географического охвата ЕМЕП предоставляют аналогичную информацию по просьбе Исполнительного органа.

4. В соответствии с пунктом 2 б) статьи 10 Конвенции Исполнительный орган организует подготовку информации о воздействии осадений окисленных серосодержащих и других подкисляющих соединений.

5. Стороны на сессиях Исполнительного органа организуют подготовку через регулярные промежутки времени пересмотренной информации о рассчитанных и оптимизированных на международной основе с помощью моделей комплексной оценки распределенных сокращениях выбросов для государств в пределах географического охвата ЕМЕП в интересах дальнейшего уменьшения, для целей пункта 1 статьи 2 настоящего Протокола, различия между фактическими осадениями окисленных соединений серы и величинами критической нагрузки.

## Статья 6

### ИССЛЕДОВАНИЯ, РАЗРАБОТКИ И МОНИТОРИНГ

Стороны поощряют исследования, разработки, мониторинг и сотрудничество, связанные:

а) с международным согласованием методов установления критических нагрузок и критических уровней и разработкой процедур такого согласования;



b) с совершенствованием методов и систем мониторинга, а также моделирования переноса, концентраций и осаждения соединений серы;

c) со стратегиями дальнейшего сокращения выбросов серы на базе критических нагрузок и критических уровней, а также на основе технических достижений и с совершенствованием комплексного оценочного моделирования для расчета оптимизированных на международной основе распределенных сокращений выбросов с учетом справедливого распределения расходов на борьбу с выбросами;

d) с пониманием более широких последствий выбросов серы для здоровья человека, окружающей среды, в частности последствий подкисления, и материалов, включая памятники истории и культуры, с учетом взаимосвязи между оксидами серы, оксидами азота, аммиаком, летучими органическими соединениями и тропосферным озоном;

e) с технологиями борьбы с выбросами и технологиями и методами повышения энергоэффективности, сбережения энергии и использования возобновляемых источников энергии;

f) с экономической оценкой выгод для окружающей среды и здоровья человека, обеспечиваемых в результате сокращения выбросов серы.

## Статья 7

### СОБЛЮДЕНИЕ

1. Настоящим учреждается Комитет по осуществлению для наблюдения за осуществлением настоящего Протокола и соблюдением Сторонами своих обязательств. Он представляет доклады Сторонам на сессиях Исполнительного органа и может давать им такие рекомендации, которые он считает необходимыми.

2. По рассмотрении доклада и любых рекомендаций Комитета по осуществлению Стороны, с учетом обстоятельств дела и в соответствии с практикой Конвенции, могут согласовывать и предлагать действия для обеспечения полного соблюдения настоящего Протокола, включая меры по оказанию Стороне помощи в соблюдении Протокола, и для достижения поставленных в Протоколе целей.

3. Стороны на первой сессии Исполнительного органа после вступления в силу настоящего Протокола принимают решение, определяющее структуру и функции Комитета по осуществлению, а также процедуры наблюдения за соблюдением.

4. Процедура наблюдения за соблюдением применяется без ущерба для положений статьи 9 настоящего Протокола.

## Статья 8

### ОБЗОРЫ, ПРОВОДИМЫЕ СТОРОНАМИ НА СЕССИЯХ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА

1. На сессиях Исполнительного органа Стороны в соответствии с пунктом 2 а) статьи 10 Конвенции проводят обзор информации, представленной Сторонами и ЕМЕП, данных о воздействии окисленных серосодержащих и других подкисляющих соединений и докладов Комитета по осуществлению, упомянутых в пункте 1 статьи 7 настоящего Протокола.
2. а) Стороны на сессиях Исполнительного органа осуществляют обзор выполнения обязательств по настоящему Протоколу, включая:
  - i) свои обязательства в отношении своих рассчитанных и оптимизированных на международной основе распределенных сокращений выбросов, о которых говорится в пункте 5 статьи 5; и
  - ii) адекватность обязательств и достигнутого прогресса в направлении к осуществлению целей настоящего Протокола;
- б) при проведении обзоров учитываются наилучшая доступная научная информация о подкислении, включая оценки критических нагрузок, технические достижения, изменение экономических условий и выполнение обязательств по уровням выбросов;
- в) в контексте таких обзоров любая Сторона, обязательства которой в отношении потолков выбросов серы, согласно приложению II к настоящему Протоколу, не соответствуют рассчитанным и оптимизированным на международной основе распределенным сокращениям выбросов для этой Стороны, требующимся для уменьшения различия между осадениями серы в 1990 году и критическими осадениями серы в пределах географического охвата ЕМЕП по меньшей мере на 60%, прилагает все усилия для принятия пересмотренных обязательств;
- д) процедуры, методы и сроки проведения таких обзоров устанавливаются Сторонами на сессии Исполнительного органа. Первый такой обзор должен быть завершен в 1997 году.

## Статья 9

### УРЕГУЛИРОВАНИЕ СПОРОВ

1. При возникновении между любыми двумя или более Сторонами спора относительно толкования или применения настоящего Протокола заинтересованные Стороны стремятся урегулировать спор с помощью переговоров или любых иных мирных средств по своему выбору. Стороны в споре уведомляют о своем споре Исполнительный орган.

2. При ратификации, принятии, утверждении настоящего Протокола или присоединении к нему либо в любое время после этого Сторона, не являющаяся региональной организацией экономической интеграции, может заявить в письменном представлении, направленном Депозитарию, что в отношении любого спора относительно толкования или применения Протокола она признает в качестве имеющего обязательную силу *ipso facto* и без соглашения в отношении любой Стороны, принявшей на себя такое же обязательство, одно или оба из нижеследующих средств урегулирования споров:

а) представление спора в Международный Суд;

б) арбитраж в соответствии с процедурами, которые будут приняты Сторонами на сессии Исполнительного органа в кратчайшие возможные сроки и будут изложены в приложении по арбитражу.

Сторона, являющаяся региональной организацией экономической интеграции, может сделать имеющее аналогичное действие заявление в отношении арбитража в соответствии с процедурами, указанными в подпункте б) выше.

3. Заявление, сделанное в соответствии с пунктом 2 выше, сохраняет силу впредь до истечения оговоренного в нем срока действия или истечения трех месяцев с момента сдачи на хранение Депозитарию письменного уведомления о его отзыве.

4. Новое заявление, уведомление об отзыве или истечение срока действия заявления никоим образом не затрагивают разбирательства, возбужденного в Международном Суде или в арбитражном суде, если только стороны в споре не принимают иного решения.

5. Если через двенадцать месяцев после того, как одна Сторона уведомляет другую о существовании между ними спора, заинтересованным Сторонам не удастся урегулировать свой спор с помощью средств, упомянутых в пункте 1 выше, такой спор по просьбе любой из Сторон в споре передается на урегулирование в соответствии с согласительной процедурой, за исключением тех случаев, когда стороны в споре согласились использовать одинаковые средства урегулирования споров в соответствии с положениями пункта 2 выше.

6. Для цели пункта 5 выше создается согласительная комиссия. В состав комиссии входит равное число членов, назначаемых каждой заинтересованной стороной или – в тех случаях, когда участвующие в согласительной процедуре стороны имеют одинаковые интересы, – группой, разделяющей эти интересы, а председатель выбирается совместно членами, назначенными таким образом. Комиссия выносит рекомендательное заключение, которое стороны добросовестно принимают к сведению.

## Статья 10

### ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложения к настоящему Протоколу являются составной частью Протокола. Приложения I и IV имеют рекомендательную силу.

## Статья 11

### ПОПРАВКИ И КОРРЕКТИВЫ

1. Любая Сторона может предлагать поправки к настоящему Протоколу. Любая Сторона Конвенции может предлагать скорректировать приложение II настоящего Протокола путем добавления в него ее названия вместе с уровнями выбросов, потолками выбросов серы и процентными сокращениями выбросов.
2. Такие предлагаемые поправки и коррективы представляются в письменном виде Исполнительному секретарю Комиссии, который препровождает их всем Сторонам. Стороны обсуждают предложенные поправки и коррективы на следующей сессии Исполнительного органа при условии, что они были направлены Сторонам Исполнительным секретарем, по меньшей мере, за 90 дней до начала сессии.
3. Поправки к настоящему Протоколу и к его приложениям II, III и V принимаются Сторонами, присутствующими на сессии Исполнительного органа, на основе консенсуса и вступают в силу для принявших их Сторон на девяностый день со дня сдачи на хранение Депозитарию двумя третями Сторон своих документов об их принятии. Поправки вступают в силу для любой другой Стороны на девяностый день со дня сдачи на хранение этой Стороной своего документа о принятии поправок.
4. Поправки к приложениям к настоящему Протоколу, кроме приложений, упомянутых в пункте 3 выше, принимаются Сторонами, присутствующими на сессии Исполнительного органа, на основе консенсуса. По истечении девяноста дней со дня препровождения поправки Исполнительным секретарем Комиссии поправка к любому такому приложению становится действительной для тех Сторон, которые не представили Депозитарию уведомления в соответствии с положениями пункта 5 ниже, при условии, что, по крайней мере, шестнадцать Сторон не представили такого уведомления.
5. Любая Сторона, которая не может одобрить поправку к приложению, кроме приложений, упомянутых в пункте 3 выше, уведомляет об этом Депозитария в письменном виде в течение девяноста дней со дня сообщения о принятии. Депозитарий немедленно информирует все Стороны о любом таком полученном уведомлении. Сторона может в любое время заменить свое предыдущее уведомление согласием принять поправки, и с момента сдачи Депозитарию документа о таком согласии поправка к приложению становится действительной для этой Стороны.
6. Коррективы к приложению II принимаются Сторонами, присутствующими на сессии Исполнительного органа, на основе консенсуса и становятся действительными для всех Сторон настоящего Протокола на девяностый день после того, как Исполнительный секретарь Комиссии направил этим Сторонам письменное уведомление о принятии коррективы.

## Статья 12

### ПОДПИСАНИЕ

1. Настоящий Протокол открывается для подписания в Осло 14 июня 1994 года, затем - в Центральных учреждениях Организации Объединенных Наций в Нью-Йорке до 12 декабря 1994 года государствами-членами Комиссии, а также государствами, имеющими консультативный статус при Комиссии в соответствии с пунктом 8 резолюции 36 (IV) Экономического и Социального Совета от 28 марта 1947 года, и региональными организациями экономической интеграции, созданными суверенными государствами - членами Комиссии и обладающими компетенцией вести переговоры, заключать и применять международные соглашения по вопросам, охватываемым настоящим Протоколом, при условии, что эти государства и организации являются сторонами Конвенции и перечислены в приложении II.

2. В вопросах, входящих в сферу их компетенции, такие региональные организации экономической интеграции от своего собственного имени осуществляют права и выполняют обязанности, определенные настоящим Протоколом для их государств-членов. В этих случаях государства - члены таких организаций неправомочны осуществлять такие права в индивидуальном порядке.

## Статья 13

### РАТИФИКАЦИЯ, ПРИНЯТИЕ, УТВЕРЖДЕНИЕ И ПРИСОЕДИНЕНИЕ

1. Настоящий Протокол подлежит ратификации, принятию или утверждению подписавшими его Сторонами.
2. Настоящий Протокол открыт для присоединения государств и организаций, удовлетворяющих требованиям пункта 1 статьи 12, с 12 декабря 1994 года.

## Статья 14

### ДЕПОЗИТАРИЙ

Документы о ратификации, принятии, утверждении или присоединении сдаются на хранение Генеральному секретарю Организации Объединенных Наций, который будет выполнять функции Депозитария.

## Статья 15

### ВСТУПЛЕНИЕ В СИЛУ

1. Настоящий Протокол вступает в силу на девятый день со дня сдачи на хранение Депозитарию шестнадцатого документа о ратификации, принятии, утверждении или присоединении.

2. Для каждого государства и каждой организации, которые указаны в пункте 1 статьи 12 и которые ратифицируют, принимают или утверждают настоящий Протокол либо присоединятся к нему после сдачи на хранение шестнадцатого документа о ратификации, принятии, утверждении или присоединении, Протокол вступает в силу на девяностый день после сдачи на хранение этой Стороной своего документа о ратификации, принятии, утверждении или присоединении.

#### Статья 16

##### **ВЫХОД**

В любое время по истечении пяти лет со дня вступления в силу настоящего Протокола в отношении любой Стороны такая Сторона может выйти из Протокола путем направления письменного уведомления об этом Депозитарию. Любой такой выход вступает в силу на девяностый день со дня получения Депозитарием такого уведомления или в такой более поздний срок, который может быть указан в уведомлении о выходе.

#### Статья 17

##### **АУТЕНТИЧНЫЕ ТЕКСТЫ**

Подлинник настоящего Протокола, английский, русский и французский тексты которого являются равно аутентичными, сдается на хранение Генеральному секретарю Организации Объединенных Наций.

В УДОСТОВЕРЕНИЕ ЧЕГО нижеподписавшиеся, должным образом на то уполномоченные, подписали настоящий Протокол.

СОВЕРШЕНО в Осло четырнадцатого июня одна тысяча девятьсот девяносто четвертого года.

Приложение I

**КРИТИЧЕСКОЕ ОСАЖДЕНИЕ СЕРЫ**

(5-процентильный интервал в сантиграммах серы на квадратный метр в год)

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	36	37	38							
37							54	40	32	28	41	52	51	58	118	138	519	817	682														
36							80	39	32	32	34	34	31	34	112	138	609	434	832														
35							33	34	35	36	42	32	32	78	110	158	183	218															
34							34	26	33	33	41	34	33	100	122	448	220	258															
33							24	43	48	44	44	53	34	52	68	313	313	450															
32							38	29	49	73	76	81	48	38	32	62	245	230	378														
31							6	44	37	45	34	72	75	78	82	118	173	187	467	229	123	125	136	259	221	248	228						
30							8	34	30	42	60	57	55	85	80	86	128	102	128	658	335	278	143	138	205	173	171	173	208				
29							4	11	37	18	37	54	56	58	81	117	143	125	718	296	378	297	542	209	228	215	184	171	182				
28							14	9	8	35	19	40	28	61	77	117	111	132	226	323	348	378	225	298	343	177	197	251					
27							19	7	7	27	28	44	30	26	34	99	96	115	130	541	403	287	209	579	449	198	178	199					
26							32	76	18	26	18	34	28	25	102	81	109	108	120	88	78	504	211	333	418	27	251	224					
25							10	5	23	24	27	27	37	115	70	97	98	129	89	88	215	190	408	363	394	338							
24							10	6	24	37	55	85	182	148	97	84	138	148	93	102	211	179	418	368	228								
23							7	17	1	18	13	32	8	113	112	112	94	78	97	102	181	208	347	437	282								
22							13	5	14	11	20	29	58	45	101	78	79	121	114	128	184	198	231	608									
21							16	7	8	12	1	21	27	93	87	83	96	106	130	148	207	306	273	528									
20							74	17	2	20	3	1	35	179	179	91	118	131	135	169	244	97	98	185	285								
19							85		154	5	44	47	228	78	84	73	84	121	152	199	297	154	129	212	182	148	207						
18							30																										
17							78	38	25																								
16							72	47	20	197																							
15							38	34	38	19	32	45	43	42	38	57	60	71	173	338	287	201	171	400	220	128	1338	220	183	1728	783		
14							16	78	53	83	108	182	78	112	49	50	94	12	84	238	174	529	583	372	1122	1111	251	418	483	381			
13							19	67	84	45	69	78	124	131	98	55	71	27	40	40	150	153	187	179	178								
12							48	70	189	115	182	189	166	99	55	58	70	72	78	97	171	206	202	228	145	184							
11							48	44		154	119	156	81	179	53	78	106	104	258	183	41												
10																																	
9																																	
8																																	
7																																	
6																																	
5																																	
4																																	
3																																	
2																																	
1																																	

Приложение II

**ПОТОЛКИ ВЫБРОСОВ СЕРЫ И ПРОЦЕНТНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ**

Указанные в таблице ниже потолки выбросов серы означают обязательства, упомянутые в пунктах 2 и 3 статьи 2 настоящего Протокола. Уровни выбросов за 1980 и 1990 годы и процентные сокращения выбросов приводятся в таблице только для информации.

	Уровни выбросов		Потолки выбросов серы а/			Процентные сокращения выбросов (базовый год - 1980 б/)		
	т SO <sub>2</sub> в год		кт SO <sub>2</sub> в год			2000 2005 2010		
	1980	1990	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Австрия	337	90	78			80		
Беларусь	740		456	400	370	38	46	50
Бельгия	828	443	248	232	215	70	72	74
Болгария	2 050	2 020	1 374	1 230	1 127	33	40	45
Канада - по стране	4 614	3 700	3 200			30		
- РРОС	3 245		1 750			46		
Хорватия	150	160	133	125	117	11	17	22
Чешская Республика	2 257	1 876	1 128	902	632	50	60	72
Дания	451	180	90			80		
Финляндия	534	260	116			80		
Франция	3 348	1 202	868	770	737	74	77	78
Германия	7 494	5 803	1 300	990		83	87	
Греция	400	510	595	580	570	0	3	4
Венгрия	1 632	1 010	898	816	653	45	50	60
Ирландия	222	168	155			30		
Италия	3 800		1 330	1 042		65	73	
Лихтенштейн	0,4	0,1	0,1			75		
Люксембург	24		10			58		
Нидерланды	466	207	106			77		
Норвегия	142	54	34			76		
Польша	4 100	3 210	2 583	2 173	1 397	37	47	66
Португалия	266	284	304	294		0	3	
Российская Федерация с/	7 161	4 460	4 440	4 297	4 297	38	40	40
Словакия	843	539	337	295	240	60	65	72
Словения	235	195	130	94	71	45	60	70
Испания	3 319	2 316	2 143			35		
Швеция	507	130	100			80		
Швейцария	126	62	60			52		
Украина	3 850		2 310			40		
Соединенное Королевство	4 898	3 780	2 449	1 470	980	50	70	80
Европейское сообщество	25 513		9 598			62		



### Примечания

а/ Если в какой-либо год до наступления 2005 года одна из Сторон посчитает, что вследствие особенно холодной зимы, особенно сухого лета и непредвиденного кратковременного снижения мощности национальной энергосистемы или энергосистемы соседней страны она не может соблюсти обязательства, предусмотренные настоящим приложением, она может выполнять такие обязательства в отношении усредненного значения национальных годовых выбросов серы за данный год, предшествующий ему год и непосредственно следующий за ним год, при условии, что уровень выбросов в любом отдельном году не будет превышать потолок выбросов серы более чем на 20%.

Комитет по осуществлению информируется о причинах такого превышения в каком-либо году и методе расчета усредненного трехлетнего показателя.

б/ Показатели процентных сокращений выбросов, указанные для Греции и Португалии, основаны на потолках выбросов серы на 2000 год.

с/ Европейская часть в пределах района ЕМЕП.

### Приложение III

#### ОБОЗНАЧЕНИЕ РАЙОНОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ОКИСЛОВ СЕРЫ (РРОС)

Для целей настоящего Протокола указывается следующий РРОС:

#### РРОС юго-восточной Канады

Данный РРОС представляет собой район площадью 1 млн. кв. км, который включает всю территорию провинций острова принца Эдуарда, Новой Шотландии и Нью-Брансуика, всю территорию провинции Квебек к югу от прямой линии между пунктом Гавр-Сент-Пьер на северном берегу залива Св. Лаврентия и точкой пересечения границы Квебек-Онтарио с береговой линией залива Джеймс, а также всю территорию провинции Онтарио к югу от прямой линии между точкой пересечения границы Онтарио-Квебек с береговой линией залива Джеймс и рекой Нипигон вблизи северного берега озера Верхнее.

## Приложение IV

### ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫБРОСОВ СЕРЫ ИЗ СТАЦИОНАРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

#### 1. ВВЕДЕНИЕ

1. Настоящее приложение призвано служить руководством для определения способов и технологий ограничения выбросов серы при выполнении обязательств по настоящему Протоколу.

2. Приложение основано на информации об общих способах сокращения выбросов серы, и в частности о результатах применения технологий ограничения выбросов и связанных с этим расходах, которая содержится в официальной документации Исполнительного органа и его вспомогательных органов.

3. Если не указано иного, перечисленные меры по сокращению выбросов рассматриваются, исходя в большинстве случаев из практического опыта за несколько лет, в качестве наиболее отработанных и экономически целесообразных наилучших доступных технологий. Однако постоянно пополняющийся опыт применения малоотходных мер и технологий на новых установках, а также опыт переоборудования существующих установок потребуют регулярного пересмотра положений настоящего приложения.

4. Хотя в этом приложении перечисляется ряд мер и технологий, характеризующихся широким диапазоном издержек и показателей эффективности, его нельзя рассматривать в качестве исчерпывающего перечня возможных мер по ограничению выбросов. Кроме того, выбор мер и технологий ограничения выбросов для какого-либо конкретного случая будет зависеть от ряда факторов, включая действующее законодательство и нормативные положения, и в частности требования, предъявляемые к технологиям ограничения выбросов, структуру первичных источников энергии, промышленную инфраструктуру, экономические факторы и условия на конкретном предприятии.

5. В этом приложении в основном обсуждаются меры по ограничению выбросов оксидов серы, рассматриваемых как сумма диоксида серы ( $SO_2$ ) и триоксида серы ( $SO_3$ ), приведенного к  $SO_2$ . Доля серы, выбрасываемой либо в виде оксидов серы, либо в виде других серосодержащих соединений, в результате процессов, не связанных с горением, и от других источников мала по сравнению с выбросами серы в результате сжигания.

6. При планировании мер или технологий для источников серы, из которых происходят выбросы других компонентов, в частности оксидов азота ( $NO_x$ ), твердых частиц, тяжелых металлов и летучих органических соединений (ЛОС), такие меры и технологии целесообразно рассматривать в привязке к способам ограничения выбросов конкретных загрязнителей с целью максимального повышения общей эффективности мер по борьбе с загрязнением и сведения к минимуму воздействия на окружающую среду и особенно во избежание переноса проблем загрязнения воздуха на другие среды (например, сточные воды и твердые отходы).

## II. КРУПНЫЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ СЕРЫ

7. Процессы сжигания органического топлива являются главным источником антропогенных выбросов серы из стационарных источников. Помимо этого, значительный вклад в такие выбросы могут вносить некоторые процессы, не связанные со сжиганием топлива. Категории крупных стационарных источников на основе ЕМЕП/CORINAIR-90 включают в себя:

- i) коммунальные электростанции, вспомогательные установки по выработке энергии и районные отопительные котельные:
  - a) котлоагрегаты;
  - b) стационарные турбины внутреннего сгорания и двигатели внутреннего сгорания;
- ii) установки для сжигания в коммерческом, учрежденческом и жилищном секторах:
  - a) котлоагрегаты коммерческого назначения;
  - b) индивидуальные отопительные системы;
- iii) промышленные устройства сжигания и процессы, связанные со сжиганием:
  - a) котлоагрегаты и технологические нагреватели;
  - b) процессы, например, в металлургическом производстве обжиг и агломерация, коксовые печи, обработка диоксида титана ( $TiO_2$ ) и т.д.;
  - c) производство целлюлозы;
- iv) процессы, не связанные с сжиганием, например, производство серной кислоты, некоторые процессы органического синтеза, обработка металлических поверхностей;
- v) добыча, переработка и распределение ископаемых видов топлива;
- vi) обработка и удаление отходов, например термическая обработка коммунально-бытовых и промышленных отходов.

8. Общие данные (1990 год) по региону ЕЭК показывают, что источником приблизительно 88% общего объема выбросов серы являются все процессы сжигания (20% в результате сжигания в промышленности), 5% – производственные процессы и 7% – нефтеперерабатывающие предприятия. Энергетический сектор во многих странах является крупнейшим источником выбросов серы. В некоторых странах промышленный сектор (включая нефтепереработку) также является крупным источником выбросов SO<sub>2</sub>. Хотя выбросы нефтеперерабатывающих предприятий в регионе ЕЭК относительно малы, эти предприятия сильно влияют на выбросы серы из других источников ввиду содержания серы в нефтепродуктах. Как правило, в нефтепродуктах остается 60% серы, содержащейся в нефти: 30% извлекается в виде элементарной серы, а 10% выбрасывается через дымовые трубы нефтеперерабатывающих предприятий.

### III. ОБЩИЕ СПОСОБЫ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ СЕРЫ В РЕЗУЛЬТАТЕ СЖИГАНИЯ

9. Общими способами сокращения выбросов серы являются:

i) Меры по управлению энергетикой\*:

a) энергосбережение

Рациональное использование энергии (повышение энергоэффективности/совершенствование технологических процессов, комбинированное производство энергии и/или регулирование спроса) обычно приводит к сокращению выбросов серы.

b) структура источников энергии

Как правило, выбросы серы могут быть снижены путем увеличения в энергобалансе доли источников энергии, не связанных со сжиганием (например, гидроэнергетика, ядерная энергия, энергия ветра и т.д.). Однако при этом необходимо учитывать и другие факторы воздействия на окружающую среду.

ii) Технологические способы:

a) Переход на другие виды топлива

Количество выбросов SO<sub>2</sub> в процессе сжигания напрямую зависит от содержания серы в используемом топливе.

Переход на другие виды топлива (например, с углей с высоким содержанием серы на угли с низким содержанием серы и/или жидкое топливо или с угля на газ) приводит к уменьшению выбросов серы, однако такой переход может сдерживаться рядом факторов, таких, как доступность топлива с низким содержанием серы и возможность перевода существующих устройств сжигания на другие виды топлива. Во многих странах ЕЭК некоторые устройства сжигания на угле или нефти заменяются газовыми установками. Переходу на другие виды топлива может способствовать использование установок, которые могут работать на нескольких видах топлива.

---

\* Меры a) и b) в рубрике i) являются составной частью энергетической структуры и политики Сторон. Степень их внедрения, эффективность и издержки по секторам здесь не рассматриваются.

## в) Очистка топлива

Очистка природного газа является апробированной современной технологией, которая широко применяется по причинам эксплуатационного характера.

Очистка технологического газа (кислый нефтезаводской газ, коксовый газ, биогаз и т.д.) также является апробированной современной технологией.

Десульфуризация жидкого топлива (легкая и средняя фракции) является апробированной современной технологией.

Десульфуризация тяжелых фракций технически осуществима, но требует учета характеристик неочищенного сырья. Десульфуризация поступающих в атмосферу остатков (кубовых продуктов, образующихся в атмосферных перегонных установках) при производстве жидкого топлива с низким содержанием серы не находит широкого применения; более привлекательной, как правило, является переработка неочищенного сырья с низким содержанием серы. Повысилась эффективность технологии гидрокрекинга и полного преобразования, в которой высокая степень улавливания серы сочетается с более значительным выходом легких нефтепродуктов. Число установок, применяющих технологию полного преобразования, пока еще является ограниченным. Такие установки, как правило, рекуперируют от 80 до 90% серы и преобразуют все остатки в легкие продукты или другую реализуемую продукцию. Установки этого типа потребляют больше энергии и требуют более значительных инвестиционных затрат. Данные об обычном содержании серы в продуктах нефтепереработки приводятся в таблице 1 ниже.

Таблица 1

Содержание серы в нефтепродуктах  
(Содержание S (%))

	Типичные современные значения	Предполагаемые будущие значения
Бензин	0,1	0,05
Керосин для воздушно-реактивных двигателей	0,1	0,01
Дизельное топливо	0,05-0,3	<0,05
Топливо коммунально-бытового назначения	0,1-0,2	0,1
Жидкое топливо	0,2-3,5	<1
Морское дизельное топливо	0,5-1,0	<0,5
Флотский мазут	3,0-5,0	<1 (прибрежные районы) <2 (открытое море)

Современные технологии очистки антрацита могут обеспечивать удаление приблизительно 50% неорганической серы (в зависимости от характеристик угля), но органическая сера при этом не удаляется. Разрабатываются более эффективные технологии, однако они связаны с более высокими удельными инвестициями и издержками. Таким образом, эффективность удаления серы путем очистки угля является ограниченной по сравнению с десульфуризацией дымовых газов. В каждой стране могут существовать свои конкретные возможности оптимизации для обеспечения наилучшего сочетания очистки топлива и очистки дымовых газов.

с) Новейшие технологии сжигания

Такие технологии сжигания, характеризующиеся повышенной теплоэффективностью и пониженным уровнем выбросов серы, включают в себя: сжигание в кипящем слое (СКС), в том числе: барботажного типа (БСКС), рециркуляционного типа (РСКС) и под давлением (КСД); внутрицикловую газификацию (ВЦГ); и газовые турбины комбинированного цикла (ГТКЦ).

Например, включение стационарных турбин внутреннего сгорания в системы сжигания существующих обычных электростанций может повысить общую эффективность на 5-7% и привести к значительному сокращению выбросов  $SO_2$ . Однако это может потребовать существенной модификации нынешней системы горелок.

Сжигание в кипящем слое представляет собой технологию сжигания антрацита и бурого угля, но с ее использованием также могут сжигаться другие твердые топлива, как, например, нефтяной кокс и такие низкосортные виды топлива, как, например, отходы, торф и древесина. Выбросы могут быть дополнительно уменьшены в результате интегрированного управления процессом горения в системе путем добавления извести/известняка в материал слоя. Общая установленная мощность СКС достигла приблизительно 30 000 МВт<sub>т</sub> (250-350 установок), в том числе 8 000 МВт<sub>т</sub> в диапазоне мощности свыше 50 МВт<sub>т</sub>. Утилизация и/или удаление побочных продуктов этого процесса может вызывать определенные проблемы, решение которых требует дальнейших научных разработок.

Процесс ВЦГ включает в себя газификацию угля и внутрицикловую выработку энергии в парогазовой турбине. Газифицированный уголь сжигается в камере сгорания газовой турбины. Ограничение выбросов серы достигается путем использования современных установок по очистке сырого газа на входе газовой турбины. Существует также технология для тяжелых нефтяных остатков и битумных эмульсий. Установленная мощность в настоящее время составляет приблизительно 1 000 МВт<sub>эл</sub> (5 установок).

В настоящее время планируется создание газотурбинных электростанций комбинированного цикла, которые работают на природном газе и достигают показателей энергоэффективности порядка 48-52%.

d) Модификации процессов и сжигания

Модификаций сжигания, сравнимых с мерами, применяемыми для ограничения выбросов  $NO_x$ , не существует, поскольку при сжигании органически и/или неорганически связанная сера почти полностью окисляется (определенная процентная доля в зависимости от характеристик топлива и технологии сжигания остается в золе).

В настоящем приложении процессы внесения сухих добавок, предназначенные для обычных котлоагрегатов, рассматриваются в качестве технологических модификаций, поскольку они сопряжены с инъекцией агента в камеру сгорания. Однако опыт показал, что при применении этих технологических процессов тепловая мощность снижается, отношение  $Ca/S$  является высоким, а уровень удаления серы – низким. Нужно учитывать возможность возникновения проблем с дальнейшей утилизацией побочного продукта, так что это решение следует обычно применять в качестве промежуточной меры и для малых установок (таблица 2).

е) Процессы десульфуризации дымового газа (ДДГ)

Эти процессы предназначены для удаления уже образовавшихся оксидов серы и относятся к мерам вторичного характера. Все применяемые в настоящее время технологические процессы обработки дымовых газов основаны на удалении серы посредством мокрой, сухой или полусухой и каталитической химической очистки.

Для обеспечения наиболее эффективной программы сокращения выбросов серы с помощью мер, дополняющих меры регулирования в энергетическом секторе, которые перечисляются в рубрике i) выше, следует рассмотреть возможность сочетания технологических методов, указанных в рубрике ii) выше.

В некоторых случаях применение методов сокращения выбросов серы может также приводить к сокращению выбросов  $CO_2$ ,  $NO_x$  и других загрязнителей.

На коммунальных электростанциях, вспомогательных установках по выработке энергии и в районных отопительных котельных применяются, в частности, следующие процессы очистки дымовых газов: мокрая очистка с помощью извести/известняка (ИМО); распылительная сухая абсорбция (РСА); процесс Уэлмана–Лорда (УЛ); аммиачная очистка (АО); и комбинированные процессы удаления  $NO_x/SO_x$  (процесс с использованием активированного угля (АУ) и комбинированное каталитическое удаление  $NO_x/SO_x$ ).

В секторе электроэнергетики на процессы ИМО и РСА приходится соответственно 85% и 10% установленной мощности ДДГ.

Некоторые новые процессы десульфуризации дымовых газов, как, например, сухая электронно-лучевая очистка (СЭЛО) и "Марк 13А", пока еще находятся в экспериментальной стадии.



Таблица 2

Уровни выбросов оксидов серы при применении различных технологических способов снижения выбросов из котлоагрегатов, работающих на ископаемом топливе

Неконтролируемые выбросы	Инжекция добавок	Мокрый скруббинг а/	Распылительная сухая абсорбция б/					
Эффективность сокращения (%)	до 60	95	до 90					
Энергоэффективность (кВт <sub>э</sub> /10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /ч)	0,1-1	6-10	3-6					
Общая установленная мощность (ЕЭК Евр.) (МВт <sub>т</sub> )	194 000		16 000					
Вид побочных продуктов	Смесь солей Са и легучих зол	Гипс (шлак/сточные воды)	Смесь СаSO <sub>3</sub> * 1/2 H <sub>2</sub> O и легучих зол					
Конкретные инвестиционные затраты (ЭКВ (1990)/кВт <sub>э</sub> )	20-50	60-250	50-220					
	мг/м <sup>3</sup> с/	г/кВт.ч <sub>э</sub>	мг/м <sup>3</sup> с/	г/кВт.ч <sub>э</sub>	мг/м <sup>3</sup> с/	г/кВт.ч <sub>э</sub>		
Антрацит д/	1 000-10 000	3,5-35	400-4 000	1,4-14	<400 (<200, 1% S)	<1,4 (<200, 1% S)	<400 (<200, 1% S)	<0,7
Бурый уголь д/	1 000-20 000	4,2-84	400-8 000	1,7-33,6	<400 (<200, 1% S)	<1,7 (<200, 1% S)	<400 (<200, 1% S)	<0,8
Мазут д/	1 000-10 000	2,8-28	400-4 000	1,1-11	<400 (<200, 1% S)	<1,1 (<200, 1% S)	<400 (<200, 1% S)	<0,6

Таблица 2 (окончание)

	Аммиачный скруббинг б/	Процесс Уэлмана-Лорда а/	Активированный уголь е/	Комбинированный каталитический процесс а/
Эффективность сокращения (%)	до 90	95	95	95
Энергоэффективность (кВт <sub>э</sub> /10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /ч)	3-10	10-15	4-8	2
Общая установленная мощность (ЕЭК Евр.) (МВт <sub>т</sub> )	200	2 000	700	1 300
Вид побочных продуктов	Аммиачные удобрения	Элементарная S	Элементарная S	Серная кислота (70% по массе)
Конкретные инвестиционные затраты (ЭКЮ (1990)/кВт <sub>э</sub> )	230-270 е/	200-300 е/	280-320 е/	320-350 е/
	мг/м <sup>3</sup> е/ г/кВт.ч <sub>э</sub>	мг/м <sup>3</sup> е/ г/кВт.ч <sub>э</sub>	мг/м <sup>3</sup> е/ г/кВт.ч <sub>э</sub>	мг/м <sup>3</sup> е/ г/кВт.ч <sub>э</sub>
Антрацит д/	<400 (<200, 1% S) <1,4 <0,7	<400 (<200, 1% S) <1,4 <0,7	<400 (<200, 1% S) <1,4 <0,7	<400 (<200, 1% S) <1,4 <0,7
Бурый уголь д/	<400 (<200, 1% S) <1,7 <0,8	<400 (<200, 1% S) <1,7 <0,8	<400 (<200, 1% S) <1,7 <0,8	<400 (<200, 1% S) <1,7 <0,8
Мазут д/	<400 (<200, 1% S) <1,1 <0,6	<400 (<200, 1% S) <1,1 <0,6	<400 (<200, 1% S) <1,1 <0,6	<400 (<200, 1% S) <1,1 <0,6

а/ При высоком содержании серы в топливе показатель эффективности удаления нуждается в корректировке. Однако такая возможность зависит от конкретного процесса. Доступность этих процессов составляют в среднем 95%.

б/ Ограниченная применимость для топлива с высоким содержанием серы.

с/ Выбросы в мг/м<sup>3</sup> (нормальные температура и давление), в сухом состоянии, 6% кислорода для твердого топлива, 3% кислорода для жидкого топлива.

д/ Коэффициент преобразования зависит от характеристик топлива, конкретного объема дымовых газов и термальной эффективности котлагрегата (использовались следующие коэффициенты преобразования (м<sup>3</sup>/кВт.ч<sub>э</sub>, термальная эффективность 36%): антрацит: 3,50; бурый уголь: 4,20; мазут: 2,80).

е/ Конкретные инвестиционные затраты относятся к небольшому числу выборочно взятых установок.

ж/ Конкретные инвестиционные затраты включают процесс дениритрификации.

Таблица составлена в основном для крупных установок сжигания в государственном энергетическом секторе. Однако варианты ограничения выбросов пригодны также для других секторов с аналогичными выбросами газов.

В таблице 2 выше показана эффективность вышеупомянутых вторичных мер на базе практического опыта, приобретенного на значительном числе введенных в действие установок. Кроме того, указывается установленная мощность, а также пределы производительности. Несмотря на сравнимость характеристик нескольких технологий борьбы с выбросами серы, конкретные факторы, присутствующие на объектах или установках, могут исключать применение данной технологии.

В таблицу 2 включены также данные о диапазоне обычных инвестиционных затрат при применении технологий борьбы с выбросами серы, указанных в подпунктах с), d), e) рубрики ii) выше. Однако при применении этих технологий в конкретных случаях следует учитывать, что инвестиционные затраты в связи с мерами по сокращению выбросов будут зависеть, среди прочего, от конкретных особенностей используемых технологий, требующихся систем ограничения выбросов, размера установки, степени требуемого сокращения и графика планового эксплуатационного обслуживания. Таким образом, в таблице приводится лишь общий разброс инвестиционных затрат. Инвестиционные затраты в связи с переоборудованием обычно превышают расходы на новые установки.

#### IV. МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫБРОСОВ ДЛЯ ДРУГИХ СЕКТОРОВ

10. Методы ограничения выбросов, указанные в подпунктах а)–е) рубрики ii) пункта 9, пригодны не только для электроэнергетического сектора, но и для ряда других секторов промышленности. За несколько лет накоплен опыт их практического использования, в большинстве случаев в электроэнергетическом секторе.

11. Применение технологий борьбы с выбросами серы в промышленном секторе зависит только от конкретных ограничений, связанных с особенностями процесса в соответствующих секторах. В таблице 3 ниже представлены процессы, приводящие к значительным выбросам серы, и соответствующие меры по сокращению этих выбросов.

Таблица 3

Источник	Меры по сокращению
Обжиг сульфидов цветных металлов	Мокрый каталитический процесс с применением серной кислоты (МСК)
Производство вискозы	Двойной контактный процесс
Производство серной кислоты	Двойной контактный процесс, повышенный выход продукции
Сульфатная варка целлюлозы	Широкий круг мер внутри процесса

12. В секторах, упомянутых в таблице 3, меры, входящие в состав технологической линии, включая изменения сырьевого материала (при необходимости в сочетании с применяемым в конкретном секторе методом обработки дымовых газов), могут быть использованы для достижения наиболее эффективного сокращения выбросов серы.

13. Можно привести следующие примеры:

- a) на новых установках для сульфатной варки целлюлозы может быть достигнут уровень выбросов в размере менее 1 кг серы на тонну целлюлозной массы ВС (воздушная сушка)\*\*;
- b) на установках сульфитной варки целлюлозы может достигаться уровень 1-1,5 кг серы на тонну целлюлозной массы ВС;
- c) в случае обжига сульфидов сообщалось о достижении эффективности удаления от 80 до 99% для установок производительностью 10 000-200 000 м<sup>3</sup>/ч (в зависимости от процесса);
- d) для одного завода по агломерации железной руды установка ДДГ производительностью 320 000 м<sup>3</sup>/ч обеспечивает очистку газа до уровня ниже 100 мг SO<sub>x</sub>/норм. м<sup>3</sup> при 6% O<sub>2</sub>;
- e) в коксовальных печах достигается уровень ниже 400 мг SO<sub>x</sub>/норм. м<sup>3</sup> при 6% O<sub>2</sub>;
- f) на установках по производству серной кислоты достигается показатель преобразования, превышающий 99%;
- g) модернизированные установки Клауса обеспечивают рекуперацию серы на уровне более 99%.

#### V. ПОБОЧНЫЕ ПРОДУКТЫ И ПОБОЧНЫЕ ЭФФЕКТЫ

14. По мере активизации в странах региона ЕЭК деятельности по сокращению выбросов серы из стационарных источников будет также возрастать количество побочных продуктов.

15. Следует выбирать такие методы, которые приводят к получению пригодных для использования побочных продуктов. Кроме того, следует выбирать такие методы, которые приводят к повышению термоэффективности и сводят к минимуму, где это возможно, проблемы удаления отходов. Хотя большинство побочных продуктов являются пригодными для использования или рециркуляции, как, например, гипс, соли аммиака, серная кислота или сера, необходимо учитывать такие факторы, как условия рынка и стандарты качества. Необходимо совершенствовать и изучать возможности дальнейшего использования побочных продуктов процессов СКС и РСА, поскольку в некоторых странах существуют ограничения в отношении мест удаления отходов и критериев удаления.

---

\*\* Необходим контроль за соотношением серы - натрий, т.е. удаление серы в форме нейтральных солей и использование состава натрия без содержания серы.

16. Перечисляемые ниже побочные эффекты не будут препятствовать применению какой-либо технологии или метода, но должны учитываться при существовании нескольких вариантов борьбы с выбросами серы:

- a) потребности в энергии для процессов обработки газа;
- b) коррозия в связи с образованием серной кислоты в результате реакции взаимодействия оксидов серы с водяным паром;
- c) увеличение потребления воды и объема обрабатываемых сточных вод;
- d) требования в отношении реактивов;
- e) удаление твердых отходов.

## VI. МОНИТОРИНГ И ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ

17. Меры, принимаемые для осуществления национальных стратегий и политики в области борьбы с загрязнением воздуха, включают в себя: законодательство и документы нормативного характера, экономические стимулы и антистимулы, а также технологические требования (наилучшая доступная технология).

18. Как правило, нормы устанавливаются для каждого источника выбросов, исходя из размера установки, режима эксплуатации, технологии сжигания, вида топлива и в зависимости от того, является ли эта установка действующей или новой. Иной подход заключается в предписании контрольных показателей сокращения общего объема выбросов серы из группы источников и обеспечении возможности выбора в отношении того, где принимать меры, с тем чтобы обеспечить достижение этого показателя (концепция всеобъемлющего охвата).

19. Ограничение выбросов серы уровнями, установленными в национальном рамочном законодательстве, необходимо контролировать путем использования системы постоянного мониторинга и представления данных надзорным инстанциям.

20. В настоящее время применяется несколько систем мониторинга, использующих методы как непрерывных, так и дискретных измерений. Однако требования качества разнятся. Измерения должны проводиться компетентными учреждениями с использованием контрольно-измерительных систем. Достижение этой цели наилучшим образом может быть гарантировано путем использования системы сертификации.

21. При использовании современных автоматизированных систем мониторинга и контрольного оборудования представление данных не вызывает проблем. Сбор данных для последующего использования представляет собой апробированный технический метод; однако данные, которые должны представляться компетентным органам, различаются. Для достижения лучшей сопоставимости следует упорядочить ряды данных и предписания. Унификация желательна также для гарантии качества контрольно-измерительных систем. Это следует учитывать при сравнении данных.

22. Во избежание расхождений и несоответствий следует четко определить ключевые вопросы и параметры, включая следующие:

- a) определение норм, выраженных в частях на миллион по объему, мг/норм. м<sup>3</sup>, г/ГДЖ, кг/ч или кг/т продукта. Большую часть этих единиц необходимо рассчитать и уточнить с точки зрения температуры газа, влажности, давления, содержания кислорода или величины подводимой теплоты;
- b) определение времени усреднения норм в пересчете на часы, месяцы, год;
- c) определение периодов выхода из строя оборудования и соответствующих правил на случай чрезвычайных ситуаций, связанных с обходом систем мониторинга или отключением установки;
- d) определение методов восполнения данных, пропущенных или утраченных в результате выхода из строя оборудования;
- e) определение подлежащего измерению набора параметров. Требуемая информация может различаться в зависимости от типа промышленного процесса. Это относится также к месту проведения измерений в пределах системы.

23. Необходимо осуществлять контроль за качеством измерений.

Приложение V

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ВЫБРОСОВ И СОДЕРЖАНИЯ СЕРЫ

**A. ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ВЫБРОСОВ ДЛЯ КРУПНЫХ СТАЦИОНАРНЫХ ИСТОЧНИКОВ ГОРЕНИЯ а/**

	(i) (МВт <sub>т</sub> )	(ii) Предельное значение выбросов (мг SO <sub>2</sub> /норм.м <sup>3</sup> б/)	(iii) Коэффициент десульфуризации (%)
1. ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО (на основе 6-процентного содержания кислорода в дымовом газе)	50-100	2 000	
	100-500	2 000-400 (линейное уменьшение)	40 (для 100-167 МВт <sub>т</sub> ) 40-90 (линейное уменьшение для 167-500 МВт <sub>т</sub> )
	>500	400	90
2. ЖИДКОЕ ТОПЛИВО (на основе 3-процентного содержания кислорода в дымовом газе)	50-300	1 700	
	300-500	1 700-400 (линейное уменьшение)	90
	>500	400	90
3. ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО (на основе 3-процентного содержания кислорода в дымовом газе)			
	Газообразное топливо в целом	35	
	Сжиженный газ	5	
	Низкокалорийный газ, обра- зующийся при газификации остатков нефтеперегонки, коксовый газ, доменный газ	800	
<b>B. ГАЗОЙЛЬ</b>			
		Содержание серы (%)	
Дизельное топливо для автотранспортных средств		0,05	
Другие виды		0,2	

## Примечания

**a/** При установлении предельных значений выбросов для агрегата с универсальным тепловым блоком, одновременно работающим на двух или более видах топлива, компетентные органы руководствуются предельными значениями концентраций выбросов, содержащимися в столбце ii) и относящимися к каждому отдельному виду топлива, величиной эффективной тепловой мощности, обеспечиваемой каждым видом топлива, и, для нефтеперерабатывающих установок, конкретными характеристиками установки. Для нефтеперерабатывающих установок такое комбинированное предельное значение ни при каких обстоятельствах не может превышать 1 700 мг SO<sub>2</sub>/норм. м<sup>3</sup>.

В частности, предельные значения не применяются в отношении следующих установок:

- установок, на которых продукты горения используются для прямого нагрева, сушки или любой другой обработки предметов или материалов, например печи повторного нагрева, печи для термообработки;
- установок дожигания, т.е. любых технических агрегатов, предназначенных для очистки отходящих газов сжиганием, которые не функционируют в качестве самостоятельной установки сжигания;
- устройств для регенерации катализаторов крекинга;
- устройств для преобразования сероводорода в серу;
- реакционных аппаратов, используемых в химической промышленности;
- коксовых печей;
- кауперов;
- мусоросжигательных установок;
- установок, приводимых в действие дизельными, бензиновыми и газовыми двигателями или газовыми турбинами, независимо от используемого топлива.

Если какая-либо Сторона в результате высокого содержания серы в местном твердом или жидком топливе не в состоянии обеспечить соблюдения предельных значений концентраций выбросов, указанных в столбце ii), она может применять нормы десульфуризации, указанные в столбце iii), или максимальное предельное значение в размере 800 мг SO<sub>2</sub>/норм. м (хотя желательно не более 650 мг SO<sub>2</sub>/норм. м<sup>3</sup>). Сторона информирует Комитет по осуществлению о своих действиях в том календарном году, в котором были приняты подобные меры.



В тех случаях, когда две или более отдельных новых установок смонтированы таким образом, что, учитывая технические и экономические факторы, их отходящие газы, по мнению компетентных органов, могли бы выпускаться через общую трубу, совокупность этих установок рассматривается как одна установка.

$\underline{b}$ /  $\text{Mg SO}_2/\text{норм. м}$  определяется при температуре 273 К и давлении 101,3 кПа после корректировки на содержание водяных паров.

-----



I hereby certify that the foregoing text is a true copy of the Protocol to the 1979 Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution on Further Reduction of Sulphur Emissions, concluded at Oslo on 14 June 1994, the original of which is deposited with the Secretary-General of the United Nations.

Je certifie que le texte qui précède est la copie conforme du Protocole à la Convention de 1979 sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance relatif à une nouvelle réduction des émissions de soufre, conclu à Oslo le 14 juin 1994, et dont l'original se trouve déposé auprès du Secrétaire général des Nations Unies.

For the Secretary-General,  
The Director and Deputy to the  
Secretary-General  
in charge  
of the Office of Legal Affairs

Pour le Secrétaire général,  
Le Directeur et Adjoint du  
Secrétaire général adjoint chargé  
du Bureau des affaires juridiques

  
Ralph Zacklin

United Nations, New York  
13 July 1994

Organisation des Nations Unies  
New York, le 13 juillet 1994





