



002187
**UNITED NATIONS
ENVIRONMENT PROGRAMME**



Chemicals Branch, DTIE

The Global Atmospheric Mercury Assessment: Sources, Emissions and Transport



Geneva, Switzerland

December, 2008

The Governing Council, by its decision 24/3 IV, paragraphs 24 (a) and (b), requested the Executive Director to prepare a report on atmospheric emissions of mercury. UNEP cooperated with the Arctic Council's Arctic Monitoring and Assessment Programme to develop a report responding to this request. The AMAP Secretariat was engaged to coordinate the work process.

Citation: UNEP Chemicals Branch, 2008. The Global Atmospheric Mercury Assessment: Sources, Emissions and Transport. UNEP-Chemicals, Geneva.

Material in this report may be freely quoted or reprinted, but acknowledgement is requested together with a reference to the report. A copy of the publication containing the quotation or reprint should be sent to UNEP Chemicals.

This report can be found on UNEP Chemicals' website (<http://www.chem.unep.ch/mercury/>) or is available from:

UNEP Chemicals Branch, DTIE
11-13, chemin des Anémones
CH-1219 Châtelaine, Geneva
Switzerland

Phone: +41 22 917 1234

Fax: +41 22 797 3460

E-mail: chemicals@chemicals.unep.ch

Website : <http://www.chem.unep.ch>

UNEP Chemicals is a part of UNEP's Technology, Industry and Economics Division (DTIE)

Cover photos

Top-left: Mercury Thermometer Manufacturing: Without Occupational Safety gear. Source: Toxics Link.

Top middle: Mercury flask found in a gold mining village in the Philippines, originating from Almaden, Spain. Source: Lars Hyllander

Top right: Boy covering face to avoid fumes (ineffective) while burning amalgam to evaporate mercury and produce gold.
Source: Kevin Telmer

Bottom left: Coal fired power plant. Source: www.shutterstock.com

Bottom middle: Workers in a cement factory. Source: www.shutterstock.com

Bottom right: Red hot slag from the Norilsk (Russia) nickel foundry, glowing at dusk. Source: Bryan & Cherry Alexander Photography

Executive Summary

Introduction

In 2007, the Governing Council (GC) of the United Nations Environment Programme (UNEP) through its Decision 24/3 requested the Executive Director of UNEP:

to prepare a report, drawing on, among other things, ongoing work in other forums addressing:

Atmospheric emission

(a) Best available data on mercury atmospheric emissions and trends including where possible an analysis by country, region and sector, including a consideration of factors driving such trends and applicable regulatory mechanisms;

(b) Current results from modelling on a global scale and from other information sources on the contribution of regional emissions to deposition which may result in adverse effects and the potential benefits from reducing such emissions, taking into account the efforts of the Fate and Transport partnership established under the United Nations Environment Programme mercury programme.

Mercury and compounds containing mercury are toxic for humans and for the environment. As a naturally occurring element, mercury has always been present in the environment. Human activity, particularly since the start of the industrial age, has mobilized mercury in addition to that already in circulation naturally. Mercury is easily transported by air and water. In its gaseous elemental form, mercury has a long atmospheric lifetime (6-18 months) which means it can be transported around the globe, hence its characterization as a 'global pollutant'. Atmospheric mercury is deposited in various ways to the ground and water. After deposition, some of the mercury can be transformed, primarily by microbial action, into methylmercury. Methylmercury bio-accumulates and bio-magnifies in food webs, resulting in increased concentrations in organisms higher in the food web. For these reasons, mercury remains

an important subject of global pollution control efforts.

UNEP's 2002 *Global Mercury Assessment* examined the reasons for concern about mercury, its toxicology for humans and the environment, sources and levels of environmental mercury, and the prospects for policy actions. It relied on the best available information at that time, which were primarily data from 1995 and before.

In response to the 2007 UNEP GC request, this report *Global Atmospheric Mercury Assessment: Sources, Emissions and Transport* and the related *Technical Background Report to the Global Atmospheric Mercury Assessment* address atmospheric emissions (focusing on anthropogenic emissions), emissions trends, and results from modelling.

The new reports update these components of UNEP's 2002 *Global Mercury Assessment*. Specifically, they provide improved emissions estimates, including estimates for product-related emissions; new information on trends in emissions; scenarios that explore future emissions and the prospects for reductions; and the results of recent research on atmospheric transport, modelling, and deposition of mercury.

The new inventory of anthropogenic emissions represents the most up-to-date, state-of-the-art global inventory of anthropogenic emissions of mercury to the atmosphere currently available. The 2005 inventory incorporates new national reporting. In cases where national data are still lacking, improved estimates of emissions have been prepared based on better information from more countries and more accurate statistics and emission factors. The inclusion of emissions associated with product-use and disposal and artisanal/small-scale gold mining represent further significant improvements over previous inventories.

The Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP) Secretariat was engaged to coordinate the process of developing the reports. This

arrangement ensured efficient mutual cooperation between the work on the UNEP reports and that on the ongoing AMAP mercury assessment. The reports have been subject to national and expert review. The detailed information that provides the basis for the statements made in this report is presented in the fully-referenced technical background report. The reports have also drawn on the work of the UNEP Global Mercury partnership (Mercury Air Transport and Fate Research partnership area) and AMAP.

Key Findings

Sources

Mercury is released from a variety of natural sources, including volcanoes and geothermal activity, wildfires and weathering of rocks and soils, and from various human activities. This report focuses on releases from human activities. Mercury is released to the atmosphere during burning of fossil fuels, processing ores from mining, and several industrial processes including the chlor-alkali industry. It is also found in various commercial and consumer products, and is released when waste containing those products is incinerated. The report also recognizes that mercury that has been deposited from the atmosphere can be repeatedly emitted again in various ways.

Emissions

Global atmospheric emissions of mercury from human activity in 2005 were estimated to be approximately 1930 (range 1230–2890) tonnes. This number is in the same range as estimates of natural emissions from oceans (400–1300 tonnes per year) plus emissions from land (500–1000 tonnes per year). Re-emissions add a further contribution, with natural emissions plus re-emissions estimated to be around 1800–4800 tonnes per year, depending on the source of information and the estimation method. Although it is not possible to distinguish the anthropogenic and natural com-

ponents of re-emissions, the relative proportions are likely to mirror those of the original emissions. Thus, about half of re-emissions can reasonably be considered anthropogenic.

Burning of fossil fuels (primarily coal) is the largest single source of emissions from human sources, accounting for about 45% of the total anthropogenic emissions. Artisanal/small-scale gold mining was responsible for about 18%, with industrial gold production accounting for an additional 5–6% of global emissions from human activities. Other mining and metal production activities are responsible for about 10% of global anthropogenic releases to the atmosphere. Cement production releases a similar amount. Emissions from waste incineration and product-use sources are more difficult to estimate. These emissions could be considerably higher than the generally conservative estimates of 150 tonnes included in the 1930 tonnes global estimate.

Power plants are the largest single source in most countries with high mercury emissions, although in Brazil, Indonesia, Columbia, and some other countries (in South America, Asia and Africa in particular) artisanal/small-scale gold mining is the largest single source.

Geographically, about two-thirds of global anthropogenic releases of mercury to the atmosphere appear to come from Asian sources, with China as the largest contributor worldwide. The United States of America and India are the second and third largest emitters, but their combined total emissions are only about one-third of China's.

The uncertainties associated with estimates of mercury emissions are largely related to the application of various assumptions that are required to make up for a lack of actual measurement data. The figures for anthropogenic emissions are based on governmental emission data where available, combined with estimates for countries that did not provide such data. Some countries that are

Global anthropogenic emissions to air in 2005 from different regions.

Continent	2005 emission, tonnes	% of 2005 emission	Low-end estimate	High-end estimate
Africa	95	5.0	55	140
Asia	1281	66.5	835	1760
Europe	150	7.8	90	310
North America	153	7.9	90	305
Oceania	39	2.0	25	50
Russia	74	3.9	45	130
South America	133	6.9	80	195
Total	1930	100	1220	2900

major mercury emitters did not provide national emissions reports. Other countries, such as South Africa and Japan, provided updated information and more accurate emissions estimates than were available in the past. Measurements made at major point sources such as power plants are few, but where available they have been used as the basis for some emission estimates. The reliability of industrial activity statistics and other statistics used for the purposes of estimating emissions, and the accuracy of various assumptions about specific practices and technologies as they relate to mercury emissions are additional sources of uncertainty. Despite the uncertainties involved, the 2005 emissions inventory and its underlying data are considered to represent a robust inventory of contemporary global anthropogenic emissions of mercury to air, provide a picture of regional and national patterns and give insight into global trends.

Temporal Trends in Emissions

In 1990, global anthropogenic mercury releases to the atmosphere from sources associated with incidental pollutant emissions, and the intentional use of mercury in the chlor-alkali industry were estimated at about 1910 tonnes. In 1995, estimated emissions rose to about 2050 tonnes, but fell by 2000 to about 1930 tonnes. The greatest decreases were in Europe, with substantial declines also in North America, reflecting the introduction and wider use of emissions control technologies. Emissions in Asia, South America, Africa and Oceania increased modestly over this period, attributed to economic expansion in some countries, with the largest increases seen in Asia.

Comparison of the earlier global inventories with the new 2005 figures is complicated by changes in methods, assumptions, and the addition of new sectors of activity. Using data for only those sectors included in both the 2000 and 2005 global emissions inventories, estimated total emissions from these sectors fell by about 450 tonnes. Some of this decrease is real, whereas some is likely due to improved quality of information, data and estimates. European emissions continued to decline through 2005. In Asia, increases in emissions from China and India were partly offset by declines in emissions from several other countries including Japan.

Scenarios of future emissions have been prepared to help explore the prospects for reducing mercury emissions and the implications of not

taking any action in this regard. These scenarios suggest that, if current trends in industrial development and resource use were to continue, mercury emissions in key selected sectors (those where mercury is an incidental pollutant and also the chlor-alkali industry) are likely to rise from about 1480 tonnes in 2005 to about 1850 tonnes by 2020. However, if emissions controls currently in place or planned in Europe were to be extended worldwide, mercury emissions from these sectors could drop to about 850 tonnes by 2020. Under a scenario of maximum technologically feasible reduction measures, emissions could drop to about 670 tonnes by 2020. Emissions from product use and artisanal/small-scale gold mining were not included in these scenarios. Projecting figures for these sectors is difficult, and the preliminary estimates produced were considered too speculative to introduce into the current scenario evaluation. However, both of these sectors have the potential for significant reductions in mercury emissions.

Atmospheric Transport and Processes

Gaseous elemental mercury spreads around the world, with regional atmospheric concentrations varying from 1.1 nanograms per cubic meter in remote locations in the Southern Hemisphere to 4 nanograms per cubic meter in East Asia.

Although better information continues to become available as a result of new research, a more complete understanding of the processes that determine mercury transport in the atmosphere is needed to better connect anthropogenic sources to the eventual deposition of mercury and its uptake into food webs. The chemical reactions that mercury undergoes in the atmosphere and in the surface prior to uptake or re-emission are not understood adequately enough to determine exactly what factors promote or inhibit deposition and re-emission.

Concentrations and Deposition

Atmospheric mercury reaches biota and humans after it has been deposited onto land or water bodies. Studies of sediments, peat, and ice cores provide a long timeline of mercury deposition. Sediments, for example, typically contain about three times as much mercury today as they did in pre-industrial times.

More recent trends are apparent from measurements conducted by several mercury monitoring networks, primarily in the Northern

Hemisphere. Data from air monitoring networks in Europe and North America show a decrease in wet deposition of mercury in the last decade, due to a decline in local or regional emissions. Measurements of mercury air concentrations at remote sites in North America and in Europe tend to show little change in the long-term average. At such locations the levels reflect global atmospheric background concentrations rather than the effect of local and/or regional emissions. On shorter time-scales, however, mercury concentrations in air at remote sites can vary significantly, a prime example being the strong variation at high latitude sites due to atmospheric mercury depletion events at certain times of the year.

Modelling

Modelling can extend the information gained through observations of atmospheric mercury at individual monitoring sites by examining

the ways that mercury moves throughout the atmosphere and the environment. Modelling results indicating episodic long-range hemispheric transport of mercury are consistent with observations.

One application of models is to explore the regional and global effects of reducing mercury emissions. For example, mercury deposition in Europe has decreased by nearly half since the 1990s. Modelling studies demonstrate that this is likely the result of emissions reductions within the region itself. Despite similar emissions reductions in North America, however, deposition in the region has not declined as much. Models show that this can be partly explained by the changes in Asian emissions. Future emissions reductions in various major source regions can be expected to reduce deposition both within the source region and, to a lesser extent, in other parts of the world.

Table of Contents

1 Introduction	7
<i>Mandate</i>	7
<i>Purpose and Scope</i>	7
<i>UNEP's 2002 Global Mercury Assessment</i>	8
<i>What is new in 2008</i>	9
<i>BOX: Types of mercury</i>	9
2 Sources of atmospheric mercury	11
<i>Primary natural sources</i>	11
<i>Primary anthropogenic sources</i>	11
<i>Secondary anthropogenic sources</i>	12
<i>Re-mobilization and re-emission</i>	14
3 Mercury emissions to the atmosphere	15
<i>Sectoral analysis</i>	16
<i>Geographical analysis</i>	18
<i>Uncertainties in emissions</i>	19
4 Trends in mercury emissions estimates	21
<i>Trends until 2000</i>	21
<i>From 2000 to 2005</i>	21
<i>Future scenarios</i>	24
5 Atmospheric transport and processes of mercury	27
<i>Mercury chemistry in the air</i>	27
<i>Regional patterns</i>	28
<i>Deposition and re-emission</i>	28
<i>Impacts of climate change</i>	29
6 Measured mercury concentrations and deposition	31
<i>Methods for monitoring mercury trends</i>	31
<i>Map of the stations in monitoring networks</i>	31
<i>Archives</i>	32
<i>Wet deposition</i>	32
<i>Mercury concentration</i>	32
<i>Geographical variations</i>	33
7 Modelling of mercury transport and deposition	35
<i>Model types and methods</i>	35
<i>Model applications</i>	36
<i>Modelling results</i>	38
<i>Uncertainties in modelling</i>	41

Introduction

Mandate

In 2007, the Governing Council (GC) of the United Nations Environment Programme (UNEP) through its Decision 24/3 requested the Executive Director of UNEP:

to prepare a report, drawing on, among other things, ongoing work in other forums addressing:

Atmospheric emission

(a) Best available data on mercury atmospheric emissions and trends including where possible an analysis by country, region and sector, including a consideration of factors driving such trends and applicable regulatory mechanisms;

(b) Current results from modelling on a global scale and from other information sources on the contribution of regional emissions to deposition which may result in adverse effects and the potential benefits from reducing such emissions, taking into account the efforts of the Fate and Transport partnership established under the United Nations Environment Programme mercury programme.

This report and the related *Technical Background Report to the Global Atmospheric Mercury Assessment*¹ address atmospheric emissions and trends and results from modelling, and are the response to the GC request. They provide the best available information at the time of analysis and writing, recognizing that new data are continually available.

The technical report is the basis for the statements made in this report and as such is the single reference for this report. The technical report itself is fully referenced according to standard scientific practice. The Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP) Secretariat was engaged to coordinate the process of developing both this report and the technical report. This arrangement ensured efficient mutual cooperation between the work on the UNEP report and that on the ongoing AMAP mercury assessment. Both reports have

been subject to national and expert review.

The technical report includes an updated inventory of anthropogenic emissions of mercury to the atmosphere in 2005 that is the result of a co-operation between UNEP and AMAP. This inventory is based on national data submitted by some governments in 2007 and estimates prepared for countries that did not provide data. The reports have also drawn on the work of the UNEP Global Mercury partnership (Mercury Air Transport and Fate Research partnership area) through direct involvement of some experts as co-authors of the *Technical Background Report to the Global Atmospheric Mercury Assessment*, use and citation of the partnership draft report that was made available in mid March 2008 and review comments from one partnership expert. The work was also coordinated with the work of the UN ECE Convention on Long-range Transboundary Air Pollution (LRTAP) on mercury.

Purpose and Scope

In general, it is important to have the best possible knowledge base when making decisions. With regard to hazardous substances, accurate and reliable information on emissions is essential. Estimates of emissions from various sectors and regions are important in assessing the size and scope of the problem and for developing and prioritizing actions. Emission inventories can be used to monitor progress towards reduction goals and to gauge the effectiveness of actions taken. Identifying pathways of transport are important for determining where emissions are likely to cause impacts and, in reverse, where emissions reductions will lead to reduced deposition. All of these steps require a combination of observations, estimates, and modelling.

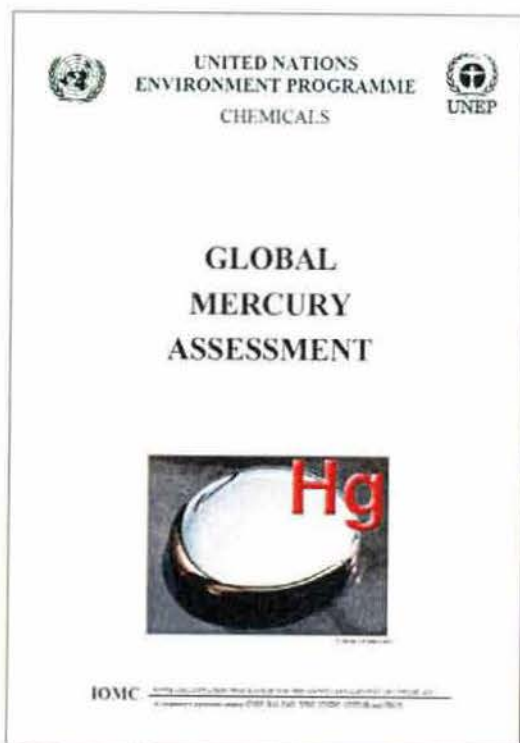
The present report provides the most up-to-date information available for the worldwide emission and atmospheric transport of mercury. (Note that substantial amounts of mercury are also released to water, but that is not addressed

¹ http://www.chem.unep.ch/mercury/Atmospheric_Emissions/Technical_background_report.pdf

here). Since this report is aimed to be a basis for decision making, emphasis is given to man-made emissions. It begins with a short overview of natural and anthropogenic sources of mercury, outlining the main sectors involved (Chapter 2). Human activities are then examined in more detail, presenting quantitative estimates of mercury releases from the various sectors, by geographic region of the world in 2005 (Chapter 3). The third part considers trends in emissions, including scenarios for future emissions to point out anticipated problem areas and prospects (Chapter 4).

Next, the report examines what happens after mercury is released, demonstrating the global scope of the problem (Chapters 5, 6, and 7). It begins with a look at atmospheric pathways of mercury (Chapter 5), followed by a review of mercury concentrations and wet deposition (Chapter 6), and concludes with efforts to model mercury transformation, transport, and deposition (Chapter 7).

Throughout the report, uncertainties and gaps in knowledge are discussed along with the present state of knowledge. The goal is to present the best available scientific information to help policy makers determine the significance and scale of mercury pollution.



© UNEP's 2002 Global Mercury Assessment Report

UNEP's 2002 Global Mercury Assessment

UNEP's 2002 Global Mercury Assessment (GMA) report² provided a global overview of the state of knowledge of mercury and mercury compounds. The report includes summary evaluations on a number of scientific and technical topics including: chemistry; toxicology; current exposures and risk evaluations for humans; impacts on the environment; sources and cycling in the global environment; production and use; prevention and control technologies; and data gaps. The GMA also included an overview of initiatives for controlling releases and limiting uses, and a list of options for addressing global adverse impacts. It relied on the best available information at the time. The emissions data were primarily from the 1995 inventory and before.

Mercury and compounds containing mercury are toxic for humans and for the environment. As a naturally occurring element, mercury has always been present in the environment. In its natural state in the earth's crust, however, mercury is usually bound in mineral and other forms. When released to the atmosphere, on the other hand, mercury is usually in its elemental state. Mercury is released to the air, water, and land from various natural and human-generated sources. Once released, mercury persists in the environment where it circulates between air, water, sediments, soil and biota in various forms. It is easily transported by air and water. Atmospheric mercury is deposited in various ways to the ground and water. After deposition, the mercury can be transformed, primarily by microbial action, into methylmercury. In the food web, methylmercury bio-accumulates and bio-magnifies, resulting in increased concentrations in organisms higher in the food web. Methylmercury levels in some fishes and marine mammals have led to consumption advisories in a number of countries.

The 2002 report also noted that additional scientific information was needed to help develop environmental management strategies for mercury, and to improve risk assessment and risk management. Among the knowledge gaps that were highlighted were inventories of national use and releases of mercury and better information on the atmospheric transport, transformation, cycling, and fate of mercury in the environment. The present report addresses these topics, with new information that has been generated since the 2002 report was produced.

² <http://www.chem.unep.ch/MERCURY/Report/Final%20Assessment%20report.htm>

What is new in 2008

The global inventories in the present report are for the year 2005. They have been updated since the 2002 UNEP report and also since the last publication on global inventories (for the year 2000), using new data and better methods for estimating releases. Emissions from major point source categories such as coal combustion have been updated with revised emissions factors and other improved data. For a number of countries emission estimates have been revised or supported using national emission reports and statistics on energy consumption, coal use, and mercury concentrations in various types of coal. In addition, new important emission categories have been added to the global inventory such as artisanal/small-scale gold mining, use of mercury in products (including disposal of waste), and cremations.

Emission inventories are also essential inputs to models of atmospheric transport and deposition, the second topic addressed in this report. In addition to using better data, the models are being continually improved to incorporate advances in understanding of the physics and chemistry of mercury transport, transformation, and deposition. While there are still many areas of uncertainty, current results and understanding nonetheless provide valuable information for policy makers considering various responses to mercury pollution.

Three scenarios for global mercury emissions in the year 2020 have been developed and the results are reported here. Modelling has also been improved by better data, especially concerning the spatial distribution of national emissions data and estimates as well as the improved emissions inventory.

Types of mercury

Mercury is a metal that is liquid at room temperature. It is most commonly found as the mineral cinnabar (HgS). In the atmosphere mercury is mostly found as elemental mercury (Hg⁰), but lesser amounts of mercury are also found in oxidized form either in the gas phase or associated with particles. The individual oxidized compounds are at the moment unknown.

When mercury combines with carbon, it can form a vast number of compounds. All mercury compounds that contain a carbon-mercury bond are classified as 'organic', and can range from simple molecules to large, complex structures. Organic mercury is most commonly found as methylmercury. Methylmercury is produced by bacteria and other microbes and also by abiotic processes. It is of concern because it can bio-accumulate and bio-magnify in the food web. Fish and marine mammals in particular can have mercury levels thousands of times higher than the surrounding water. Although it is only a small fraction of mercury in the environment, methylmercury normally accounts for at least 90% of the mercury in fish. Most human exposure is from consumption of fish, shellfish, and marine mammals.

Sources of atmospheric mercury

Mercury is a naturally occurring element and is found throughout the world. There are many natural sources of mercury, creating background environmental levels that have been present since long before humans appeared. Mercury is contained in many minerals, especially cinnabar, which is mined to produce mercury. Mercury is a trace element in many other economically valuable minerals and in coal. Human activity, particularly mining and the burning of coal, has increased the mobilization of mercury into the environment, raising the amounts in the atmosphere, soils, and fresh waters and oceans.

Oceans and soils are the major environmental "reservoirs" of mercury. Exchange between oceans, soils and the atmosphere will eventually result in a steady state situation between the levels in these environmental compartments. Reaching such a steady state situation may take years, decades, or even centuries depending on the compartment in question. Mercury levels in the deep ocean, for example, are still rising in response to changes in anthropogenic emissions during the industrial age. Likewise, a long time may be required for a reduction in mercury emissions to cause an observable decline in mercury levels in marine or freshwater ecosystems. However, in some specific locations (such as the Florida Everglades and some Lakes in Sweden) significant decreases in mercury levels in ecosystems have been observed over a relatively short-time period following measures to reduce emissions.

In analyzing mercury emissions and transport, it is important to distinguish various categories of sources. The 2002 Global Mercury Assessment distinguished four types of emissions, each of which is described here in qualitative terms, with particular emphasis on anthropogenic sources.

Primary natural sources

Mercury in the earth's crust can be released in several ways. Natural weathering of mercury-containing rocks is continuous and ubiquitous. Volcanoes

add episodic releases. Geothermal activity can also take mercury from underground and emit it to the atmosphere. A major complication in estimating emissions from natural sources is the difficulty of distinguishing primary emissions from (secondary) re-emissions. The amount of gaseous elemental mercury in the atmosphere is reasonably well known. The pathways by which it got there from geological sources and their relative contributions are not as well understood. Some recent models of the flow of mercury through the environment suggest that primary natural sources account for about one-third to one half of mercury emissions to the atmosphere.

Primary anthropogenic sources

The main primary anthropogenic sources of atmospheric mercury are coal burning, mining for various metals, and industrial activities that process ores or produce cement. In most of these activities, mercury is released as a (by-product) pollutant.

Coal burning, and to a lesser extent the use of other fossil fuels, is the largest anthropogenic source of mercury emissions to the atmosphere. Coal does not contain high concentrations of mercury, but the combination of the large volume of coal burned and the fact that a significant portion of the mercury present in coal is released to the atmosphere yield large overall releases from this sector. The mercury content of coal varies widely, making emissions estimates difficult in the absence of actual measurements of specific coals used.

Mining releases mercury, partly through weathering of newly exposed rock but mainly during the processing of ores, which may have high mercury content in addition to the metal of interest. In the mining and processing of mercury, most of the mercury is captured and used, creating secondary anthropogenic sources, discussed below. The relatively small volume of mercury production makes mercury mining a far smaller primary source than other activities.

Another major primary anthropogenic source of mercury emissions to air is cement production, which often entails the burning of coal to heat the materials required to make cement. Both the fuel and, to a lesser extent the raw materials may contain mercury and lead to emissions. The amount of mercury involved varies greatly due to differences in the mercury content of the fuels and the raw materials. The presence of pollution control measures can greatly reduce emissions from individual plants.

Secondary anthropogenic sources

Once mercury has been produced for human use, it becomes a potential secondary source. Mercury is used in many products, including batteries, paints, switches, electrical and electronic devices, thermometers, blood-pressure gauges, fluorescent and energy-saving lamps, dental amalgam, pesticides, fungicides, medicines, and cosmetics. For most products in which mercury

is used, mercury-free alternatives exist. Consequently, many of these uses of mercury are declining, at least in some regions, as alternative products or processes are adopted. Mercury-containing lamps are a significant exception, as they are becoming increasingly popular as a means of saving energy and thereby reducing carbon emissions. Further reductions can be promoted by regulatory and market driven means.

Once used, many of the products and the mercury they contain are typically disposed of in landfills or incinerators. While mercury in landfills may slowly become re-mobilized to the environment, waste that is incinerated can be a major source of atmospheric mercury. Incinerators with state-of-the-art controls have low emissions. Smaller quantities of mercury are also released in the re-processing of steel by the secondary steel industry. Much of the steel comes from automobiles, which contain devices that use mercury.



Mercury comes from both natural and anthropogenic sources and has many pathways to ecosystems and humans.

Mercury is also used in various industrial processes. Mercury emissions associated with both industrial/large-scale and artisanal/small-scale gold mining are significant in a number of countries. Gold mining is responsible for some primary source emissions from the raw materials used, as described above for mining in general. More importantly, some methods of gold production use mercury to separate gold from ores and alluvial deposits, resulting in substantial secondary releases when emission controls are not present. Artisanal/small-scale gold mining presents a particular challenge because it is typically small-scale, dispersed, and often illegal or unregulated. Furthermore, the miners are typically poor, have few resources to invest in pollution control devices, and perhaps have little awareness of the hazards of mercury despite having experienced neurological and other effects. An estimated 10-15 million people in 55 countries are engaged in artisanal/small-scale gold mining, producing 20-30% of the world's gold, with another 85-90 million persons indirectly dependent upon this activity.

Mercury is used as a catalyst in the production of vinyl chloride monomer (VCM), particularly in China. Information is lacking on the life-cycle of the mercury catalyst, including the final



Mercury is used in artisanal and small-scale gold mining to extract gold from deposits. Measures to prevent releases are often minimal resulting in environmental contamination and direct exposure to mercury in mining communities.

Environmental Mercury Fluxes from Global Mercury Models

	Lamborg et al., 2002	Mason and Sheu, 2002	Selin et al., 2007	Mason, 2008	Friedl et al., 2008
Hg Fluxes (kt/yr)					
Natural emissions from land	1.0	0.81	0.5		
Re-emissions from land		0.79	1.5		
Emissions from biomass burning					
(A) Total emissions from land	1.0	1.6	2.0	1.85*	0.675
Natural emissions from ocean	0.4	1.3	0.4		
Re-emissions from ocean	0.4	1.3	2.4		
(B) Total oceanic emissions	0.8	2.6	2.8	2.6	
(C) Primary anthropogenic emissions	2.6	2.4	2.2		
Total emissions (A+B+C)	4.4	6.6	7.0		
(D) Deposition to land	2.2	3.52			
(E) Deposition to ocean	2.0	3.08			
Total deposition (D+E)	4.2	6.6	7.0	6.4	
Net load to land	1.2	1.72			
Net load to ocean (burial in sediments)	1.2 (0.4)	0.68 (0.2)			
Total net load (land+ocean)	2.4	2.4	2.2		
Other parameters					
Mercury burden in the troposphere (kt)	5.22	5.00	5.36		
GEM lifetime (yr)	1.3	0.76	0.79		

*Including Hg⁰ emissions (0.2 kt/yr) in response to Atmospheric Mercury Depletion Events (AMDEs) in polar regions. Biomass burning is not included in the emissions from land in this Table. For table references see the technical background report.

⇒ Forest fires re-mobilize mercury. Plants take up mercury from the soil or intercept mercury deposited from the air.

disposal of the mercury. Another major secondary industrial source is the production of chlorine and caustic soda (the chlor-alkali industry) at facilities that use mercury-cell technology. This process uses mercury as a catalyst to produce the chlorine and alkali from salt water. The chlorine is used in the plastics and chemical industries and also for water treatment. The alkali, most commonly sodium hydroxide or caustic soda, is used in commercial and industrial cleaning products. The mercury can be released at several stages in the process. Its use is becoming less common as other processes are adopted, though many plants still rely on mercury-cell technology.

Mercury that is left over from the closure or conversion of mercury-cell chlor-alkali facilities, can be re-sold as a commodity or stockpiled.

Re-mobilization and re-emission

In addition to emissions from various sources, mercury can also be re-mobilized and re-emitted to the air. Re-mobilization occurs when mercury that had been taken out of atmospheric circulation is released again. For example, mercury accumulated in soils or sediments may be re-mobilized by rain or floods to enter the aquatic system. Mercury taken up by vegetation can be re-emitted to the atmosphere during forest fires or biomass burning. Re-emission occurs when mercury that has been deposited from the air to the surface enters the air once again. Although it is not possible to distinguish the anthropogenic and natural components

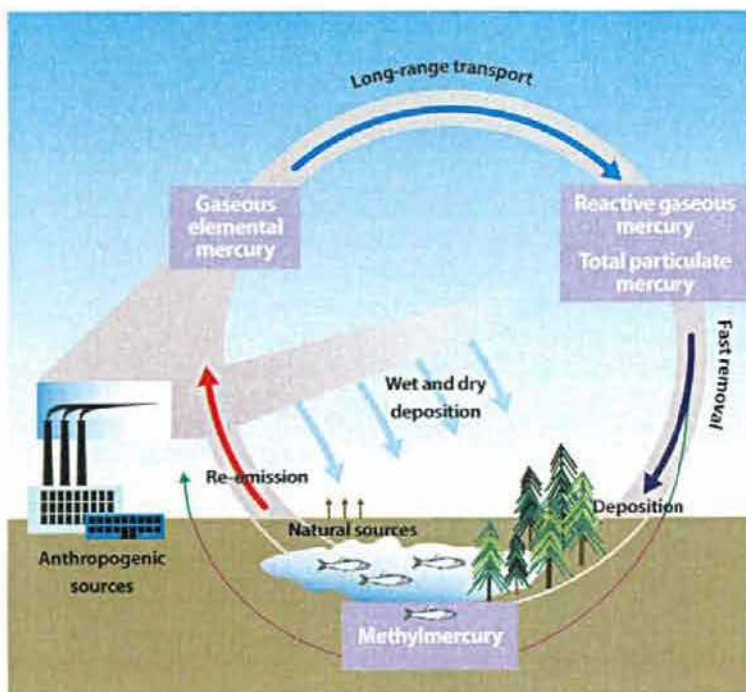
U Mercury is transported throughout the world, undergoing chemical reactions, deposition, and re-emission as it cycles through the environment and into food webs.



Canadian Forest Service

of re-emissions, the relative proportions are likely to mirror those of the original emissions. Thus, about half of re-emissions can reasonably be considered anthropogenic (see table on previous page). Re-emission is a common process, for example resulting from the conversion of reactive forms of mercury to elemental mercury, which is likely to return to the air in gaseous form. Mercury may be deposited and re-emitted many times as it circulates in the atmosphere.

Estimating re-mobilization and re-emission is extremely difficult. As is the case with natural sources, re-emission rates must be estimated based on data on atmospheric levels and other observations, in order to balance the amount of mercury in circulation at any given time. Determining re-emission rates also require calculating the respective contributions of various processes, with different chemical pathways, both within the atmosphere and after deposition. Temperature is a key factor. With lower temperatures, re-emission rates are generally lower, potentially leading to higher net deposition in colder regions. In addition, some reactions that remove mercury from the air have been found to occur at higher latitudes due to a combination of circumstances, leading to more rapid deposition in polar regions at certain times of the year. Despite the difficulties in estimating re-mobilization and re-emission, the estimates are crucial for determining geographic patterns of atmospheric transport and deposition.



Mercury emissions to the atmosphere

Mercury is released by natural and anthropogenic sources throughout the world. Estimating how much mercury comes from the various sources, by sector and by geographic region, is not simple. For 2005, global anthropogenic mercury emissions to the atmosphere were estimated to be 1930 tonnes. Natural sources are estimated to produce about the same amount of mercury each year. The figure for anthropogenic emissions is based on governmental emission data where available combined with estimates for countries that did not compile such data. These estimates were developed using data on emissions from various human activities and information from various studies carried out in some countries. National data were compared with estimates based on the extent of mercury-releasing activities. The comparison showed that

national reports were consistent with expectations based on the level of industrial and other activities, increasing confidence in the data used. In general, national data have been given priority over general estimates based on the expectation that national experts have greater awareness of local conditions and data, such as production methods and the extent to which pollution control measures are used.

In comparison with the very large number of individual sources, there are a limited number of direct measurements of emissions. Most of the available information is a result of targeted research into emissions from specific types of (point) sources, which can be used to verify some emissions data. Where direct emission measurements are lacking, researchers use a number of assumptions,

Sources of quantitative data used in the preparation and geospatial distribution of the 2005 global inventory of anthropogenic emissions of mercury to air.

	Nationally reported emissions data for 2005	National responses concerning use of mercury in products and mercury in waste ¹	National response concerning emissions from, and locations of major point sources ¹
General	For all countries other than those listed below, by-product emissions were estimated.	For all countries, emissions from product use (including cremations), and ASGM activities were estimated.	
Africa	Burkina Faso, South Africa		Ghana ² , Togo ²
Asia	Cambodia ² , Japan, Philippines ² , Republic of Korea	Japan, Nepal ²	
Europe	All countries ³ , EU25 ⁴	Belgium ² , Denmark, Latvia ² , United Kingdom	Bulgaria, Croatia, Czech Republic, Finland, France, Germany, Moldova, Netherlands ² , Norway, Romania, Slovakia, Sweden, Switzerland, United Kingdom, EU25 ⁴
North America	Canada ⁵ , USA (2002) ⁶		Canada ⁵ , Dominican Republic ² , USA ⁶
Oceania	Australia		
South America	Chile ² , Peru	Chile ²	Chile
Russia			Russia ⁸

¹ Questionnaire circulated by UNEP in connection with development of this report. ² National reporting employing UNEP Toolkit. ³ Through reporting to the EMEP database on European emissions. ⁴ Through the European Pollutant Emission Register (EPER) / European Pollutant Emissions and Transfer Register (E-PRTR), for point sources with emissions > 10 kg/year. ⁵ Through Canadian National Pollution Release Inventory, for point sources with emissions > 5 kg/year. ⁶ Through the US EPA National Emissions Inventory (latest data available were for 2002). ⁷ Partial response. ⁸ Arctic Council Action Programme (2004)

starting with statistical data for a particular activity (e.g. consumption of raw materials or production estimates for relevant materials) multiplied by emission factors for various sectors (which also reflect technologies in use and other factors). For example, emissions from burning of coal are calculated by multiplying the estimated amount of mercury in a tonne of coal by the tonnes of coal burned in a country or region, and correcting for assumed removal efficiency in the flue gas control system. The emission factors represent an estimate themselves, taking into account the variability in mercury content and release depending on a variety of factors for each type of activity.



⇒ Coal burning is the largest single source of anthropogenic mercury emissions to the atmosphere.

Sectoral analysis

By far the largest sectoral source is the burning of fossil fuels, primarily coal. Electrical power plants are estimated to account for about 25% of global anthropogenic mercury emissions to the atmosphere and industrial and residential heating for another 20%. Most of these mercury emissions come from stationary sources – coal-burning power plants or heating facilities. Mercury emissions from oil burning are lower by a factor of ten or more. There are various ways to reduce atmospheric mercury emissions from coal burning at large facilities. Some plants have pollution control equipment to reduce emissions of other pollutants that also reduce mercury emissions at little or no incremental cost. Electrostatic precipitators and fabric filters are commonly used throughout the world to reduce particle emissions from coal burning plants, and they remove up to 30% of the mercury as well. Fabric filters can remove more than that but they are much less frequently used. When these particle control devices are used in combination with sulfur dioxide and nitrogen oxide control devices, the results vary considerably depending on the coal type, but up to 95% of the mercury can be captured with some coals. These combinations of pollution control devices are not found on all plants and are used on only very few plants in the developing world. Mercury control technology for coal-fired power plants capable of capturing up to 95% of the mercury has only recently become commercially available and very few governments require it. Thus currently it is found on only a handful of plants. The use of low-mercury-content coal can achieve also result in substantial reductions in mercury emissions.

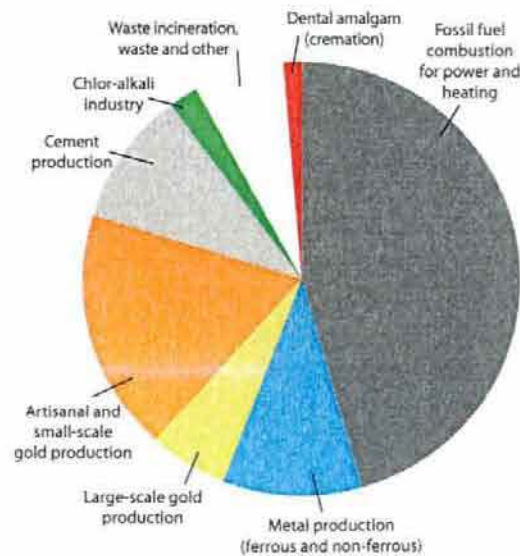
Emission factors for Hg used to estimate the 2005 emissions.

Category	Unit	Emission factor
Coal combustion:		
· Power plants	g/tonne coal	0.1–0.3
· Residential and commercial boilers	g/tonne coal	0.3
Oil combustion		
	g/tonne oil	0.001
Non-ferrous metal production		
· Cu smelters	g/tonne Cu produced	5.0
· Pb smelters	g/tonne Pb produced	3.0
· Zn smelters	g/tonne Zn produced	7.0
Cement production		
	g/tonne cement	0.1
Pig iron & steel production		
	g/tonne steel	0.04
Waste incineration		
· Municipal wastes		1.0
· Sewage sludge wastes		5.0
Mercury Production (Primary)		
	kg/tonne ore mined	0.2
Gold production (Large-scale)		
	g/g gold mined	0.025–0.027

Gold production comprises two distinct sources of mercury emissions. First, industrial/large-scale gold production accounts for 6-7% of anthropogenic emissions, from impurities in the gold and raw materials used and in some cases from the use of mercury in processing. Second, mercury is used in artisanal/small-scale gold mining to capture gold by amalgamation with mercury. The mercury-gold amalgam is then heated to remove the mercury, with the result that much of the mercury is released to the atmosphere and into water systems where it can be mobilized and emitted to the atmosphere. The use and release of mercury in artisanal/small-scale gold mining has recently been estimated for the first time. Some 650-1000 tonnes of mercury are released annually, with an estimated 350 tonnes entering the atmosphere directly and the rest released into water systems.

Mining, smelting, and producing metals (not counting gold and mercury itself) account for the third largest sectoral source of mercury emissions, accounting for about 10% of all anthropogenic emissions. The amount of mercury released depends on several factors, including the levels of mercury in the ore or metal, the techniques used in smelting, and the use of pollution control devices. High-temperature roasting and thermal smelting release mercury primarily to the atmosphere, whereas electrolytic extraction is more likely to contaminate water. Today, most major non-ferrous metal smelters use pollution control mechanisms similar to those in power plants, with similar rates of mercury removal. Smaller operations, particularly in the developing world, are unlikely to use any emissions-control technology. The majority of mercury emitted during iron and steel production is from metallurgical coke, a carbon material used in blast furnaces.

Production of cement results in mercury emissions slightly lower than mining and metal pro-



Proportion of global anthropogenic emissions to air in 2005 from different sectors.

duction, contributing an additional 10% or so of anthropogenic emissions.

The use of mercury by the chlor-alkali industry has decreased significantly in the last 15 years as mercury-free methods of production have become more common.

Production of metals is a major source of mercury emissions.



Bryant & Cherry/Alamy

Global anthropogenic emissions to air in 2005 from different sectors.

Sector	2005 emission, tonnes	% of 2005 emission	Low-end estimate	High-end estimate
Fossil fuel combustion for power and heating	878	45.6	595	1160
Metal production (ferrous and non-ferrous, excluding gold)	200	10.4	125	275
Large scale gold production	111	5.8	65	155
Artisanal and small-scale gold production	350	18.2	225	475
Cement production	189	9.8	115	265
Chlor-alkali industry	47	2.4	25	65
Waste incineration, waste and other	125	6.5	50	475
Dental amalgam (cremation)	26	1.3	20	30
Total	1930	100	1220	2900

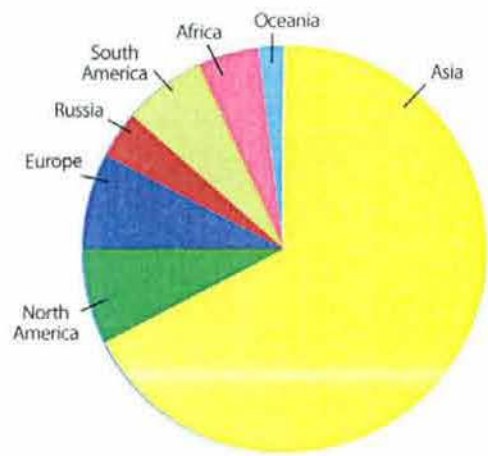
Releases of mercury as a pollutant from mercury mining itself are responsible for less than one percent of anthropogenic emissions worldwide.

In addition to the industrial sectors described already, the disposal of mercury-containing products is another major anthropogenic source, particularly via waste incineration, accounting for 5-7% of total estimated anthropogenic emissions. It is easier to estimate the consumption of mercury in various products than to determine what eventually happens to the mercury. The actual content of mercury in typical waste materials is variable, and waste is handled differently in different places around the world (and even within a single country). Most of the remainder of the waste containing mercury is sent to landfills, with releases to the environment depending on part on the adequacy of the methods used to ensure that the landfill is 'contained'.

Cremation of human remains is estimated, again with considerable uncertainty, to release an additional 26 tonnes of mercury per year from mercury amalgam dental fillings. The use of dental amalgam containing mercury may result in additional releases, for example from the production of the amalgam.

Burning of biomass in wildfires and forest clearing activities have been estimated to yield mercury emissions of around 675 tonnes, making a large contribution to the total emissions. Although accidental wildfires can be considered as a natural source, the mercury released from the burning biomass is partly of anthropogenic origin

Proportion of global anthropogenic emissions to air in 2005 from different regions.



and man-made fires, for example those used for forest clearing in tropical and boreal regions, contribute significantly. Nonetheless, biomass burning is not considered as an anthropogenic source in this report.

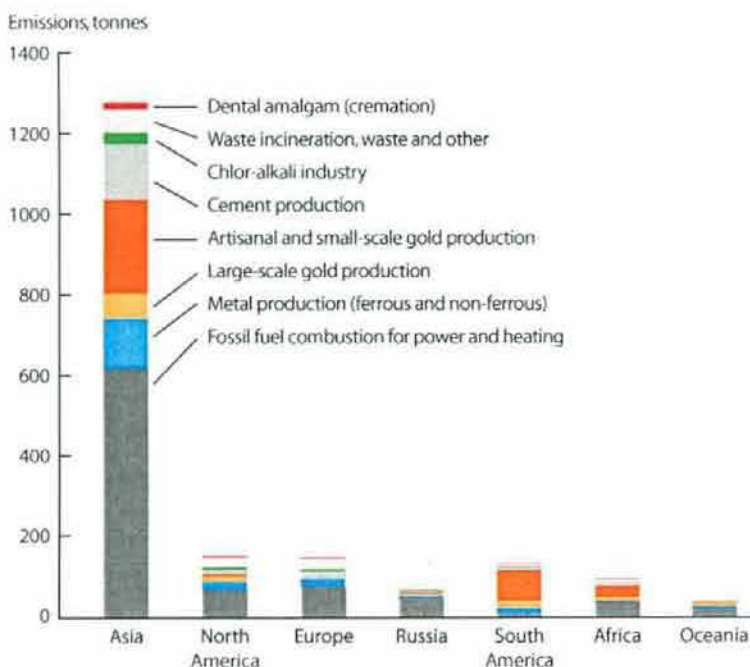
Geographical analysis

Separating the various sources by continent reveals that, according to the data available for this study, the largest emitting regions in 2005 were Asia, North America and Europe. Asian emissions were more than four times higher than North America and Europe combined. Coal burning accounts for the majority of Asian emissions, with the largest share coming from China. In addition to large power plants, coal burning at the household level is a major contributor to mercury emissions. These small, widely distributed sources are harder to control, often burning low-quality coal mixed with various wastes to meet immediate needs.

According to the 2005 inventory, the three largest mercury emitting countries are China, the United States, and India. On the basis of the information available to this study, the emissions from China are more than double those from India and the United States combined. Together, these three countries release about 57% of global anthropogenic mercury.

The ten countries with the highest emissions levels for mercury have different sectoral patterns of emissions. Power plants and other fossil fuel consumption are major sources in China, India, the U.S., Russia, South Africa, the Republic of Korea, and Australia. In Indonesia, Brazil, and Columbia, by contrast, artisanal/small-scale gold mining is the largest contributor to mercury

Sectoral breakdown by region.



Global anthropogenic emissions to air in 2005 from different regions.

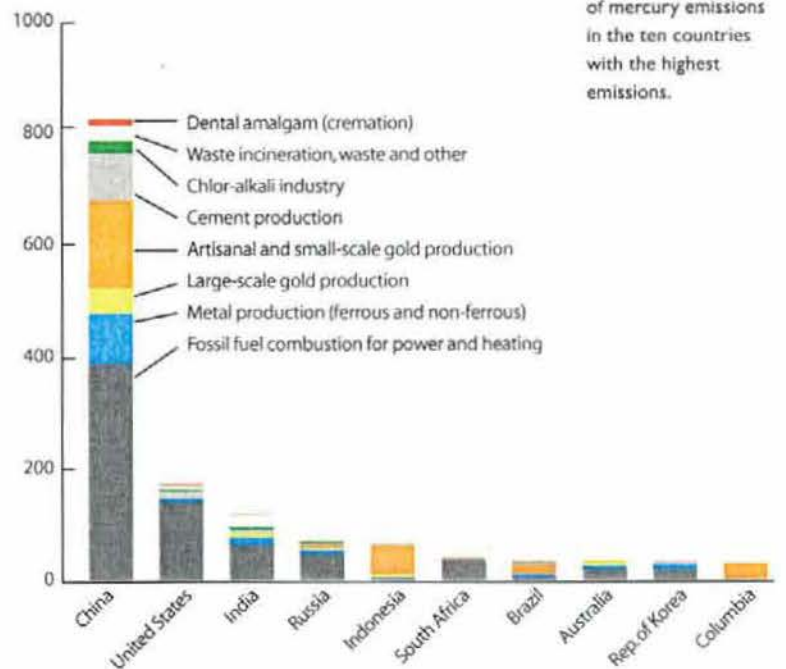
Continent	2005 emission, tonnes	% of 2005 emission	Low-end estimate	High-end estimate
Africa	95	5.0	55	140
Asia	1281	66.5	835	1760
Europe	150	7.8	90	310
North America	153	7.9	90	305
Oceania	39	2.0	25	50
Russia	74	3.9	45	130
South America	133	6.9	80	195
Total	1930	100	1220	2900

emissions. Other differences reflect the relative importance of various sectors to national economies, as well as the degree to which pollution control technologies are in place.

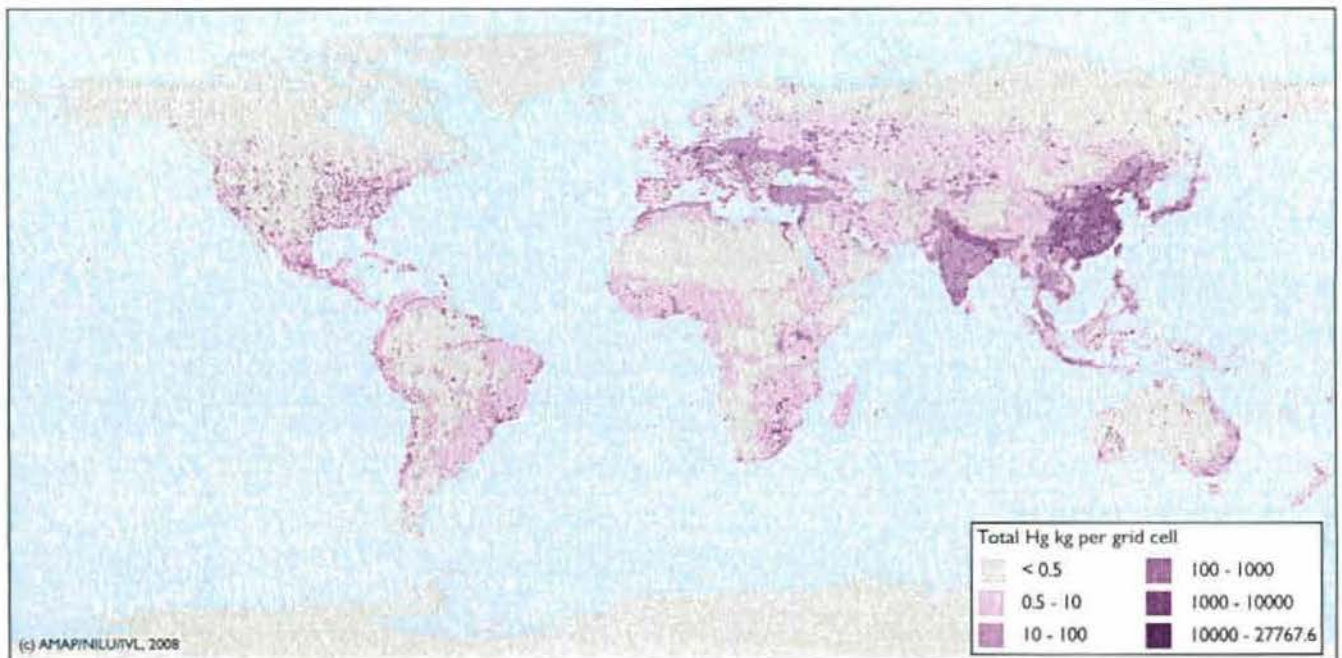
Uncertainties in emissions

As noted earlier, estimates of mercury emissions are uncertain. The best-studied sources are large, stationary ones such as power plants, but in general few measurements are available. Nonetheless, it is not possible to study each power plant, and so the results from the studies that have been done at some specific facilities are used to estimate releases elsewhere. For other sectors, the estimates have a larger range of uncertainty. Waste disposal and incineration, for example, involve many variables and regional differences. It is important to note, however, that the larger sources have lower uncertainty. Emissions from products containing mercury including dental amalgam are highly uncertain due to uncertainties in both the product life cycles and emission factors. Whether cement production is a greater source of mercury than

Mercury emissions, tonnes



Global distribution of anthropogenic mercury emissions to air in 2005. See also the discussion in box on next page.



metal production may not be certain, but the approximate proportion of their contribution to global emissions is likely to be accurate.

Additional major sources of uncertainty in emission inventories are:

- the accuracy of the underlying statistics (e.g., amount of cement production or battery consumption)
- the accuracy of emission factors (e.g., the mercury concentration in the coal that is burned in a specific location or country, or the quality of ore from a specific mine)
- assumptions about technology both for production means and for mercury pollution control (e.g., whether mercury is used in gold production or how much of it is recaptured after such use)
- assumptions about various practices (e.g., the prevalence of waste incineration)
- the degree to which national practices are similar in countries without national emissions data compared with those for which such data are available.

As discussed in the next section, changes in some of these parameters can greatly alter estimates of national emissions totals, without any

Uncertainty of Hg emission estimates by sector.

Industrial source	Uncertainty ($\pm\%$)
Stationary fossil fuel combustion	25
Non-ferrous metal production	30
Iron and steel production	30
Cement production	30
Waste disposal and incineration	As much as 5x
Mercury and gold production	?

Uncertainty of Hg emission estimates by continent.

Continent	Uncertainty ($\pm\%$)
Africa	50
Asia	40
Australia	30
Europe	30
North America	27
South America	50

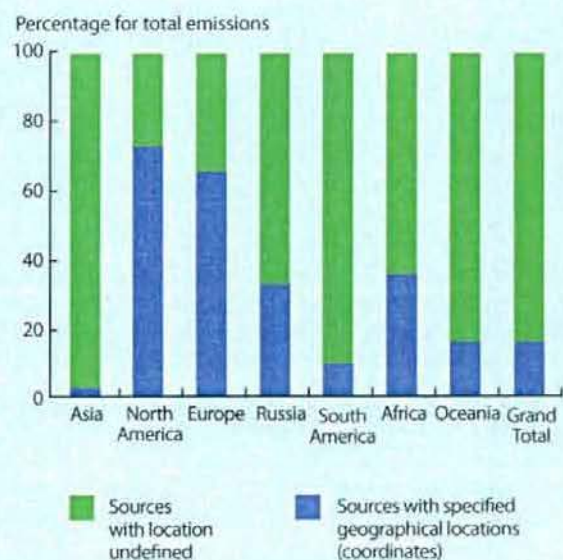
real change in the actual emissions themselves. Despite the uncertainties involved, at the global scale, emissions data still provide a picture of regional and national patterns and give insight into trends.

The quality of the information on emissions available in Europe and North America is generally of better quality than the corresponding information from other continents.

Geospatial distribution of emissions

In order to model mercury concentrations and deposition it is not only necessary to know how much mercury is emitted but also where these emissions take place. Ideally, emissions data are reported together with information about the location of the emissions – as the graphic shows is the case for many point source emissions in Europe and North America. In most other parts of the world this information is lacking and so national emission totals have to be 'geospatially distributed' using some appropriate 'surrogate parameter' for which information is available. For example, population distribution is likely to provide a reasonable estimate of where mercury is consumed and thus where mercury emissions from waste disposal are concentrated. This process introduces further sources of uncertainty that can be reduced by improved data reporting. The global distribution of anthropogenic mercury emis-

sions in 2005 presented in the map on the previous page shows the results of 'geospatial distribution' of reported and estimated national emissions data to a 0.5 degree latitude/longitude grid.



Trends in mercury emissions estimates

Global emission inventories for anthropogenic mercury have been developed for various years in the past. These inventories utilized the best methods and data at the time when they were produced, based on the best available knowledge at that time concerning emission factors and the statistical data for production of industrial goods and the consumption of raw materials. The inventories were not produced, however, with the explicit goal of monitoring trends and thus should be used cautiously for that purpose. For 1990, 1995, and 2000, the methods were reasonably consistent, producing generally comparable data. In some cases, better data became available for some countries, typically as a result of a focused study examining mercury releases. The 2005 estimates, described in the previous section, used methods that have been revised along with new data. The result is that the 2005 estimates are not directly comparable to prior years, although when the revised methods and new data are taken into account, they offer some insight into recent trends. Regional differences in trends are also important to consider, particularly as emissions are increasing in some regions and decreasing in others.

Trends until 2000

On a global scale, annual emissions in 1990 were estimated at 1881 tonnes. Estimated emissions rose to 2235 tonnes by 1995, but decreased slightly by 2000 to about 2190 tonnes. Europe had the greatest decrease, in part as a result of major changes in production and consumption in Central and Eastern Europe. North American emissions also declined significantly over the decade. Other regions increased, with Asia contributing the majority of the increase. From 1990 to 1995, Asian emissions rose by more than half, with half of that increase coming from China. Emissions from Africa also increased sharply from 1990 to 1995, but more modestly after that. South America and Australia, which had lower levels of mercury emissions to begin with, showed modest increases.

In Europe, the decreases were in part a result of far-reaching economic changes following the breakup of the Soviet Union and resulting political and economic changes there and in and Eastern Europe. For a period, industrial production and consumption declined in Eastern Europe, and to some degree, improved control measures were implemented when production later increased. In Asia, the increase reflects a growing population and surging economic activity. In the first half of the 1990s, demand for electricity and heat rose sharply. In the second half of the decade, mercury emissions rose at a lower rate, perhaps as a consequence of a stabilizing demand for energy. New power plants were also being equipped with pollution control devices, including sulphur controls that also help remove mercury. Estimated emissions from China showed a slight decline from 1995 to 2000. At the same time, small-scale uses of coal for household cooking and heating increased resulting in greater emissions from that sub-sector.

From 2000 to 2005

Comparing emissions estimates between 2000 and 2005 must be done with caution. Two major changes, along with many minor ones, have occurred in the methods and data used to calculate global anthropogenic emissions. First, the 2005 inventory of 1930 tonnes includes about 450 tonnes of emissions from sectors or activities that were not included in previous inventories. For example, artisanal/small-scale gold mining produces an estimated 350 tonnes of atmospheric emissions. While the source is not new, its inclusion in the global emission inventory makes the 2005 estimate appear higher than it otherwise would have in comparison with previous years.

Second, better information has improved estimates for some countries. For example, estimates of releases from South Africa in 2000 assumed that mercury was used in large-scale gold mining and processing. Recent, first-hand information

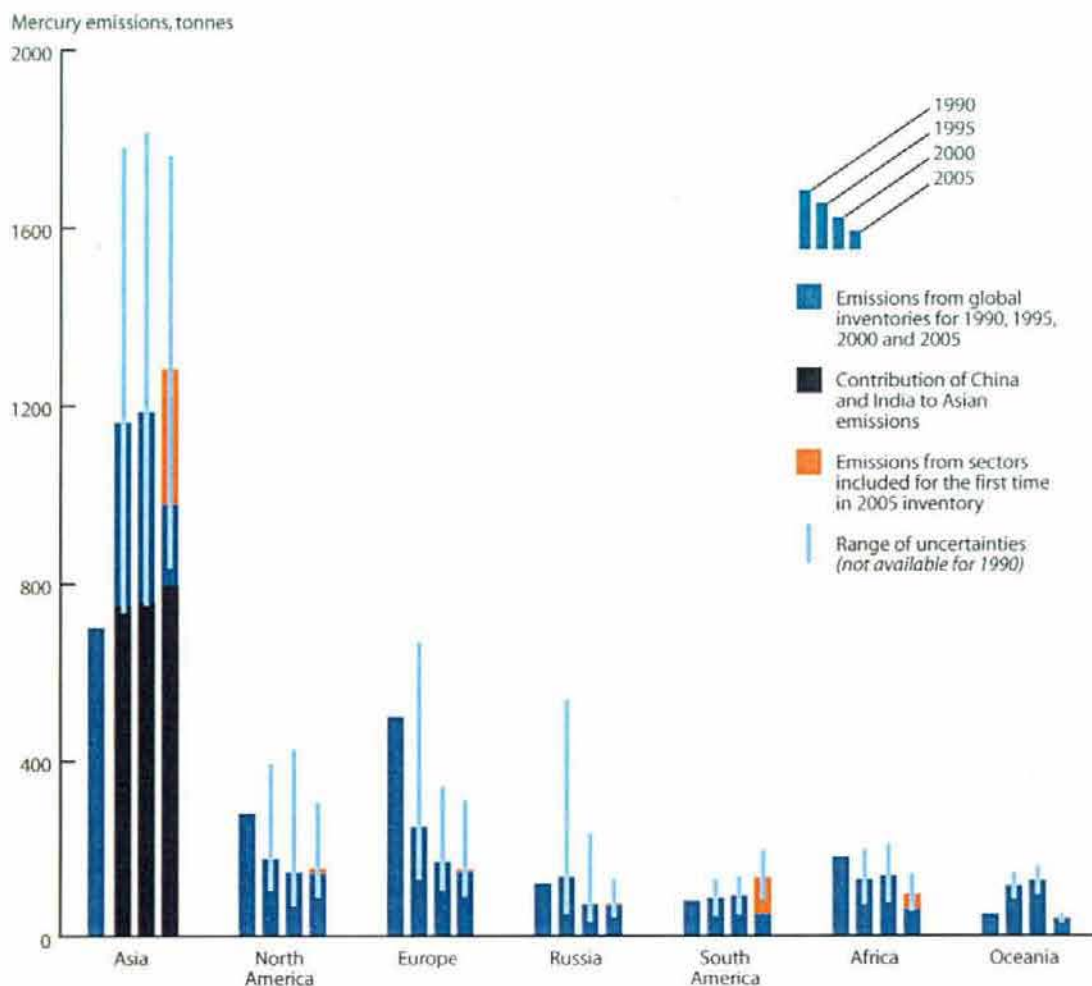
from South Africa, however, indicate that their gold mining processes do not involve mercury. As a result, mercury emissions from this important sector of the South African economy were about 100 times lower than had been estimated previously, reducing the national emission estimate by 150 tonnes. Similarly, data on the mercury content of Australian coal has cut emission estimates from that sector from 109 tonnes to 18 tonnes. These two changes alone produce an apparent (but not actual) emissions decline of 240 tonnes, or more than 10% of the global figure.

One big improvement has been the availability of mercury emission data from more countries, including some of those in the top ten list shown in the previous section. The UNEP focus on mercury is partly responsible for this step forward and data for two countries (Chile and Cambodia) reflected the first delivery of information utilizing the UNEP Chemicals Division 'Toolkit' for Identification and Quantification of Mercury Releases. The Philippines and Burkina Faso are in the process of developing mercury emissions data

using Toolkit. As was the case for South Africa and Australia, national data are more likely to reflect knowledge of specific local details that may be unavailable or unfamiliar to researchers working with global statistics.

For other countries, specific details of production methods and fuel use have also allowed for more accurate estimates of mercury emissions. This is especially important for the production of metals and for cataloging the amounts and types of fuel used in various economic sectors. These data were especially useful for updating emission estimates for countries in Africa and South America, continents for which few direct mercury emission data were previously available. The combination of these improvements is largely responsible for the apparent decline in emissions in Asia, Africa, Australia, and South America between 2000 and 2005.

In summary, however, global anthropogenic emissions of mercury to the atmosphere appear to have declined further by 2005 compared with 2000. The 2000 inventory can be revised to take



➤ Trends in mercury emissions by region, 1990-2005.



Shutterstock



Heidelberg Cement



Shutterstock

into account documented revisions to emissions estimated from some specific countries where new information has become available. With these revisions, equivalent sectors for which there is data in both years can then be totaled. This gives a figure for total global anthropogenic emissions in 2000 of around 1930 tonnes, compared with that in 2005 of around 1480 tonnes. The remaining emissions in 2005 of around 450 tonnes are associated with sectors that were not included in the 2000 inventory. Some of the decline in estimated emissions is indeed likely to reflect actual decreases in emissions, such as the result of emission control measures put into practice for some sources in some regions. Some of the apparent decline, however, is also likely to be the result of improved methods or better information for estimating emissions.

In Europe, mercury emissions declined largely as a result of improved control measures. These improvements resulted from European Union directives and also implementation of the United Nations Economic Commission for Europe's Convention on Long-range Transboundary Air Pollution (UNECE LRTAP Convention) Protocol on Heavy Metals.

Estimated emissions for China, the United States, and Russia, did not change substantially from 2000 to 2005. In China, new data suggested that mercury emissions from coal combustion were lower than previously estimated, which in turn was offset by increases in industrial production activities in other sectors. Still, China's overall mercury emissions estimates increased during this period from around 605 to 635 tonnes for those sectors that were included in 2000. Emissions estimates for India similarly increased from around 150 to 160 tonnes from 2000 to 2005. Japan, on the other hand, exhibited substantial declines in estimated mercury emissions, with decreases in almost all sectors.

Although the changes in estimation methodology may obscure some of the actual emission changes from 2000 to 2005, they have nonetheless greatly improved understanding of mercury emissions worldwide, especially outside Europe and North America. The involvement of national emission experts from many countries has also helped provide important local details on specific industrial processes, quality of materials, and the spatial distribution of mercury-emitting activities, enhancing the accuracy of atmospheric models of mercury transport and deposition.

☐ Coal burning power station.

☐ Electric filter, cement plant Leimen, Germany.

☐ Rapid expansion of some economies has increased demand for cement, production of which is an important source of mercury emissions to air.

Future scenarios

Future global mercury emissions are dependent upon a great many variables: the development of national and regional economies, development and implementation of technologies for reducing emissions, possible regulatory changes, and also factors connected to global climate change.

As a first attempt to investigate some of these aspects at a global scale through the year 2020, three general scenarios were used. The intent of these scenarios is not to present an accurate and detailed projection of the future, but simply to begin to explore the prospects for reducing mercury emissions. The estimates of future emissions are rough. For example, uniform rates of increase in production or consumption have been applied within a given region, despite the fact that substantial national differences may exist in mercury emission controls within the different countries in that region. Nonetheless, the general picture provides some insight into the degree to which national and international action can be effective.

The first scenario assumes that current patterns and uses related to mercury emissions will continue, the "status quo" scenario. This scenario is based on an increase in economic activity, including in those sectors that produce mercury emis-

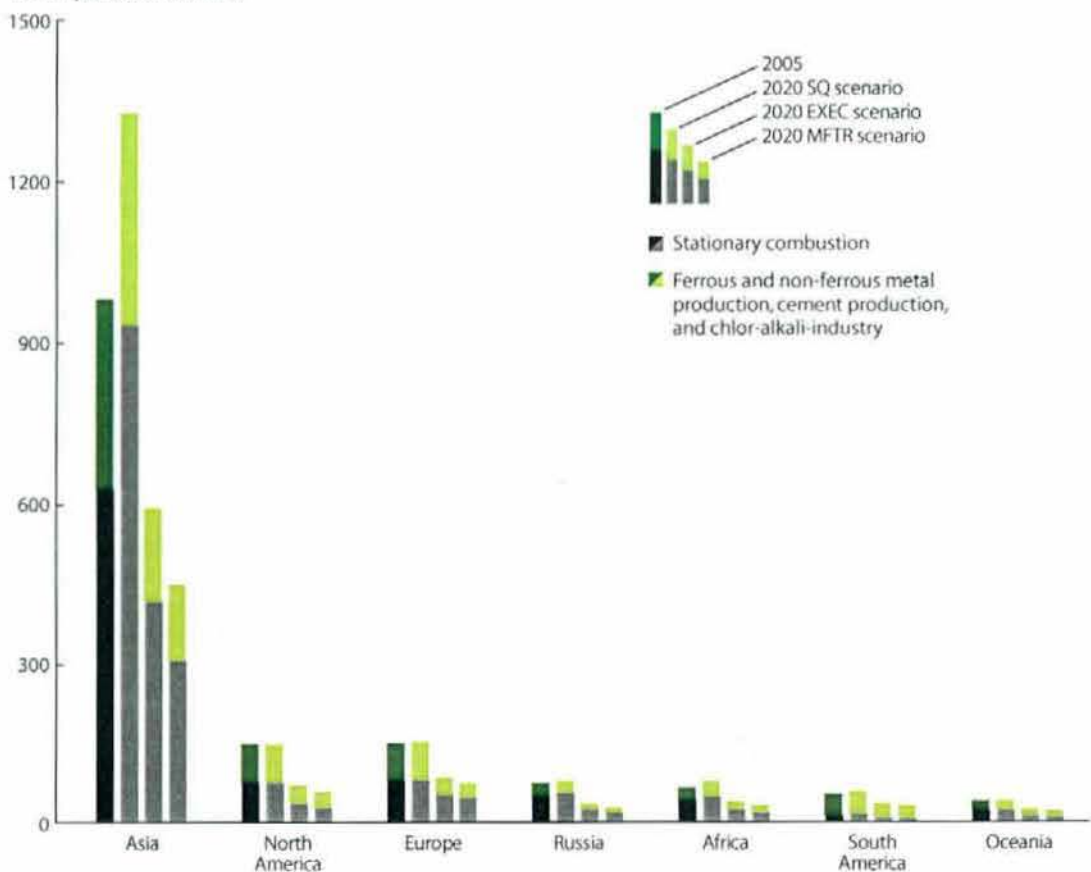
sions, but no change in emission control practices.

The second scenario assumes that mercury emissions control measures practiced or committed to in Europe are extended around the world, the "extended emissions control" scenario. This one incorporates trends in the use of mercury-reducing technology as well as the expectation that countries will meet current international agreements, including those requiring reductions in greenhouse gas emissions (and thus reductions in fossil fuel consumption, which also reduce mercury emissions).

The third scenario assumes that all available steps will be taken to reduce mercury emissions, the "maximum feasible technological reduction" scenario. Under this scenario, the cost of putting mercury control measures into practice is a secondary consideration, with the primary emphasis on technological feasibility.

For all three scenarios, a number of assumptions have been made about economic activity and other factors. Statistical data were only available for some countries and some sectors, in particular for Europe and North America as a result of recent research studies. Consequently, projections for other countries and for certain sectors have been extrapolated from the available data.

Mercury emissions, tonnes



Continental breakdown of mercury emissions, current and under the three scenarios.

While these assumptions introduce additional uncertainties into the projections, the assumptions have been applied consistently across all data sets. In all three cases, too, the potential impacts of global climate change on mercury transformation, transport, and deposition have not been considered. Furthermore, these three scenarios consider only some of the sectors responsible for mercury emissions, totaling 1480 tonnes in 2005.

The results of the scenarios suggest that, under the "status quo" scenario, mercury emissions rise by the year 2020 to 1850 tonnes, an increase of about one quarter. Under the "extended emissions control" scenario, global mercury emissions in 2020 are projected to drop to 850 tonnes by 2020, or about half of "status quo" emissions. Under the "maximum feasible technological reduction" scenario, emissions are projected to drop to 670 tonnes by 2020, or two-fifths the "status quo." The results should be treated with some caution. For example, a major contributor to the declines in the latter two scenarios is a reduction in emissions from coal burning, a result of both less coal being burned and better pollution control technology being applied to coal-burning facilities. Should these reductions not take place, mercury emissions are still projected to decrease in other major emission

sectors, but the overall reduction will be smaller.

While there are other uncertainties for other emissions categories, the results nonetheless suggest that national and international action can yield substantial reductions in mercury emissions.

Geographically, both the "extended emissions control" and "maximum feasible technological reduction" scenarios predict marked declines in emissions on every continent (though possibly as a result of extrapolating results from one continent to another). Here, too, the results should be examined carefully. If, for example, expectations about the efficiency of pollution reduction measures in Chinese power plants are overstated by 50%, then mercury emissions from China may actually increase, in contrast to a 24% or 46% decline projected in the "extended emissions control" and "maximum feasible technological reduction" scenarios, respectively.

Realistic emission scenarios for the intentional use of mercury are difficult to prepare due to the lack of sufficient information on trends. Suitable substitutes are available for many products which makes the potential for emission reductions large. For artisanal gold mining, the potential for emission reduction is large but whether or not actual reductions are realistic is uncertain.

Main assumptions applied for some sectors under the three scenarios.

Sector	Status quo (SQ) 2020	Extended emissions control (EXEC) 2020	Maximum feasible technological reduction (MFTR) 2020
Large combustion plants	Increase in coal consumption in Africa (20%), South America (50%) and Asia (50%). Application of current technology	SQ 2020 assumptions plus: De-dusting: fabric filters and electrostatic precipitators operated in combination with FGD. Activated carbon filters. Sulphur-impregnated adsorbents. Selenium impregnated filters.	SQ 2020 assumptions plus: Integrated gasification combined cycle (IGCC). Supercritical polyvalent technologies. 50% participation in electricity generation by thermal method.
Iron and steel production	Application of current technology.	In sintering: fine wet scrubbing systems or fabric filters with addition of lignite coke powder. In blast furnaces: scrubbers or wet ESPs for BF gas treatment. In basic oxygen furnace: dry ESPs or scrubbing for primary de-dusting and fabric filters or ESPs for secondary de-dusting. In electric arc furnaces: fabric filters and catalytic oxidation.	EXEC 2020 techniques in existing installations plus: Sorting of scrap. New iron-making techniques. Direct reduction and smelting reduction.
Cement industry	Increase in global cement production (50%). Application of current technology	SQ 2020 assumptions plus: De-dusting: fabric filters and electrostatic precipitators.	SQ 2020 and EXEC 2020 assumptions plus: All plants with techniques for heavy metals reduction.
Chlor-alkali industry		Phase-out of mercury cell plants by 2010	

Atmospheric transport and processes of mercury

The movement of mercury in air is determined by chemistry and by physics. The chemical properties of mercury, the specific form in which it is found, and the chemistry of the particular air mass all influence the length of time mercury remains in the atmosphere and the ways in which it is deposited. The physics of air circulation govern the pathways that mercury follows through the atmosphere. The basic principles of mercury chemistry and atmospheric physics are understood, but what takes place in the atmosphere is complex and further study is needed to understand in greater detail what actually occurs. Observational data of mercury are essential to test models of mercury transport and deposition. The precise chemistry of the mercury in the air is critical to understanding how it is deposited and how it is taken up by plants and animals.

Mercury chemistry in the air

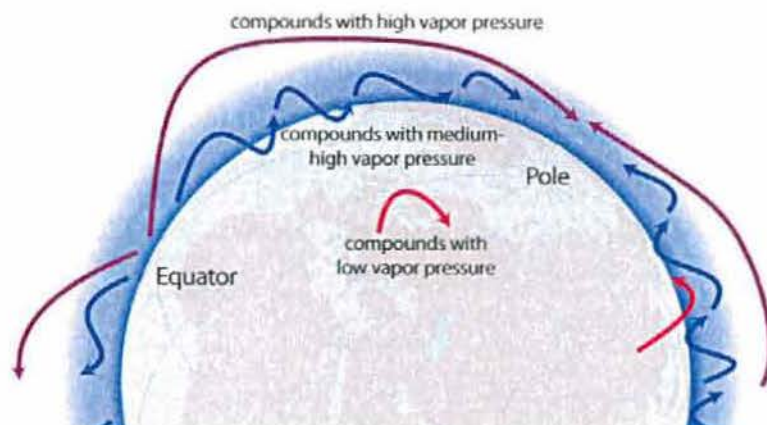
Most mercury in the air is in the form of gaseous elemental mercury. This form of mercury is estimated to stay in the atmosphere from six to 18 months. This 'atmospheric lifetime' allows for it to be transported over long distances and it is thus found throughout the troposphere (lower atmosphere) in relatively consistent 'background' concentrations. Mercury is also emitted in oxidized forms. Some of this is in gaseous form, referred to as reactive gaseous mercury. Some of it is bound to particles and thus termed total particulate mercury. Both forms of oxidized mercury are deposited relatively quickly from air, typically within hours or days of release or formation, though the mercury may be re-emitted in elemental form. The reactive forms of mercury are less likely to travel far, making their primary effects regional rather than global. However, under favourable atmospheric conditions, even particle-associated mercury can be transported large distances (i.e., between continents). The transformation of gaseous elemental mercury into forms that are more readily deposited is poorly understood. There are several candidates,

such as bromine, ozone, and the hydroxyl radical, that may be involved in the oxidation of elemental mercury to form reactive gaseous mercury or total particulate mercury in the atmosphere.

Once reactive gaseous mercury or total particulate mercury has been deposited, the mercury is likely to undergo additional reactions. Mercury can also be transformed by bacteria into methyl mercury, which is more toxic. Various chemical reactions can return mercury to the elemental form which can be readily re-emitted. By this process, mercury that has been deposited can be re-emitted and continue travelling through the atmosphere from source regions to receptor regions in a series of 'hops'. This process is known as the grasshopper effect, allowing pollutants to travel farther than might be expected from their usual residence times in the air. One result of this transport is that mercury (like many other air pollutants) may be accumulated in the polar regions, where conditions may be less favourable for re-emission. Furthermore, special conditions that occur in polar regions in springtime (after polar sunrise) have been shown to enhance deposition, depleting the mercury in the lower atmosphere.

Measurements of air concentrations are important indicators of underlying chemical and

Even after it has been deposited, mercury can be re-emitted, allowing it to be transported over long distances in a series of 'hops'.



physical processes. Levels of gaseous elemental mercury are typically between 1.1 and 1.7 nanograms per cubic meter in areas remote from large sources in the southern and northern hemisphere, respectively. In East Asia, the regional atmospheric level is as high as 4 nanograms per cubic meter. Locations close to sources, such as near an old silver mine at Almaden, Spain, have reported peak atmospheric levels as high as 5 micrograms per cubic meter, or over a thousand times higher than the relatively high background levels in East Asia. High levels of reactive gaseous mercury highlight the polar effect, where concentrations in the Arctic can on occasion be five to fifty times higher than levels measured in Europe and North America.

Among the important questions to be answered about mercury chemistry in the air is the nature of reactive gaseous mercury. The exact composition of reactive gaseous mercury is also important for estimating deposition rates and also for assessing its fate in the food web.

Regional patterns

As noted above, special conditions in the polar regions lead to rapid deposition of mercury in spring. The depletion of mercury from Arctic air was first observed in the 1990s. Considerable field and laboratory research since then has established that bromine and sunlight are essential to this process. Bromine enters the air when open leads freeze, and the ice formation pushes bromine ions out. The necessary conditions occur during spring, when temperatures are below -4°C and the sun is above the horizon. Furthermore, the chain of reactions involving bromine and gaseous elemental mercury are temperature dependent. Compounds at intermediate stages in the chain are stabilized at colder temperatures and thus more readily allow the reactions to take place in the cold.

Arctic mercury depletion events have been estimated to increase the deposition of mercury north of the Arctic Circle from an expected 80 tonnes per year to around 200 tonnes per year. The significance of these events, however, is still in question. High levels of mercury have been measured in snow in Arctic areas near the ocean, but the level in snow decreases rapidly after the deposition events and gaseous elemental mercury increases, indicating that much of the mercury may be re-emitted rapidly. Recently, patterns of atmospheric mercury depletion resembling Arctic mercury depletion events have been observed at

sites on the Norwegian mainland, on the Greenland ice sheet (at high elevation and remote from the sea), and on Mount Bachelor in western USA, opening new aspects of the chemical processes responsible for these events.

In temperate and tropical latitudes, bromine may still be the key to oxidation of gaseous elemental mercury on a large scale. Here, though, the reactions are slower due to higher temperatures, but the process is more continuous than episodic as is the case in the Arctic. Relatively small variations in background gaseous elemental mercury concentrations are seen outside the polar regions. High-altitude reactions may also be important, but are less well understood. Over the continents, bromine is also present from sources such as coal burning and forest fires. Less is known, however, about the reactivity of this bromine.

There is greater uncertainty about the reactions involving total particulate mercury, in part because, like reactive gaseous mercury, it is not clear what compounds comprise total particulate mercury and also because of the number of processes by which mercury may be transformed to total particulate mercury. Although there is evidence to support a major role for bromine in atmospheric mercury chemistry, a substantial role for ozone in transforming gaseous elemental mercury cannot be ruled out.

Deposition and re-emission

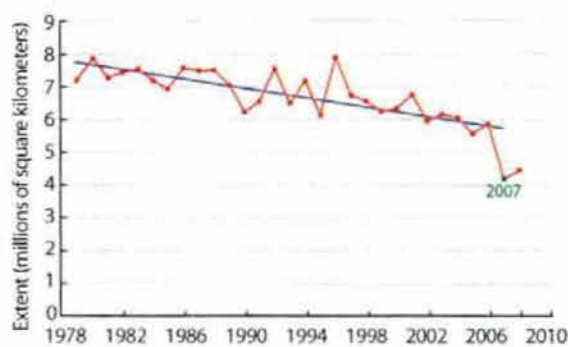
Levels of mercury in air are, except for locations close to major sources, too low to be of direct concern to people or animals. The problem comes when mercury is deposited and enters the food web. Because mercury is transported throughout the world, even remote, pristine areas can be at risk from mercury pollution. The re-emission of mercury is an additional complication, because any given location can be simultaneously a receptor of and a source of mercury.

The reactive gaseous mercury and total particulate mercury that are emitted directly from anthropogenic sources may be made up of different compounds than the reactive gaseous mercury and total particulate mercury that are formed from gaseous elemental mercury. Consequently, reactions and deposition close to sources may be different from those farther away. Such differences are important factors in determining rates of deposition, which can involve chemical reactions with the surfaces or waters, and what happens to

the mercury once deposited. Despite the significance of reactive gaseous mercury chemistry, only one study has examined reactive gaseous mercury deposition. Similarly, only a few studies have addressed the fate of mercury after deposition. These studies suggest that oxidized mercury is in part reduced to the elemental form, allowing for re-emission. Furthermore, they suggest that surface chemistry is a key factor in determining global circulation and budgets of mercury. Thus, more research is needed to understand what happens between deposition and re-emission.

Impacts of climate change

Global climate change is expected to alter the conditions under which many reactions involving mercury occur. Higher ocean temperatures and reduction of sea-ice cover in polar areas may result in greater emissions and re-emissions from the seas, altering the balance between marine and atmospheric mercury levels that currently exists. Climate change and economics are also likely to alter human consumption patterns. Rising oil prices may lead to greater use of coal for generating electricity, resulting in greater mercury emissions. If other means of energy production are used, such as nuclear energy or wind power, then mercury emissions could decline. Predicting the net impacts from climate change and changes in energy consumption and fuel use is thus very difficult, but nonetheless important to keep track of in order to better understand and control emission levels.



A decrease in Arctic sea-ice extent is just one of the results of climate change that could affect mercury cycling in the atmosphere.



Changes to clean energy production could reduce mercury emissions, however if future energy demand is met by increased coal burning, mercury emissions are likely to increase.

Measured mercury concentrations and deposition

Since the start of the industrial age, mercury levels in the environment have risen. Some of these changes may be the result of ecosystem changes. Higher biological productivity in Arctic lakes, for example, has led to greater retention of mercury over time as the mercury is captured in biota rather than re-emitted. Nonetheless, anthropogenic emissions are responsible for much of the observed increase worldwide. Mercury monitoring is expanding around the world, providing more information and allowing scientists to assess atmospheric trends over the past two or more decades.

Methods for monitoring mercury trends

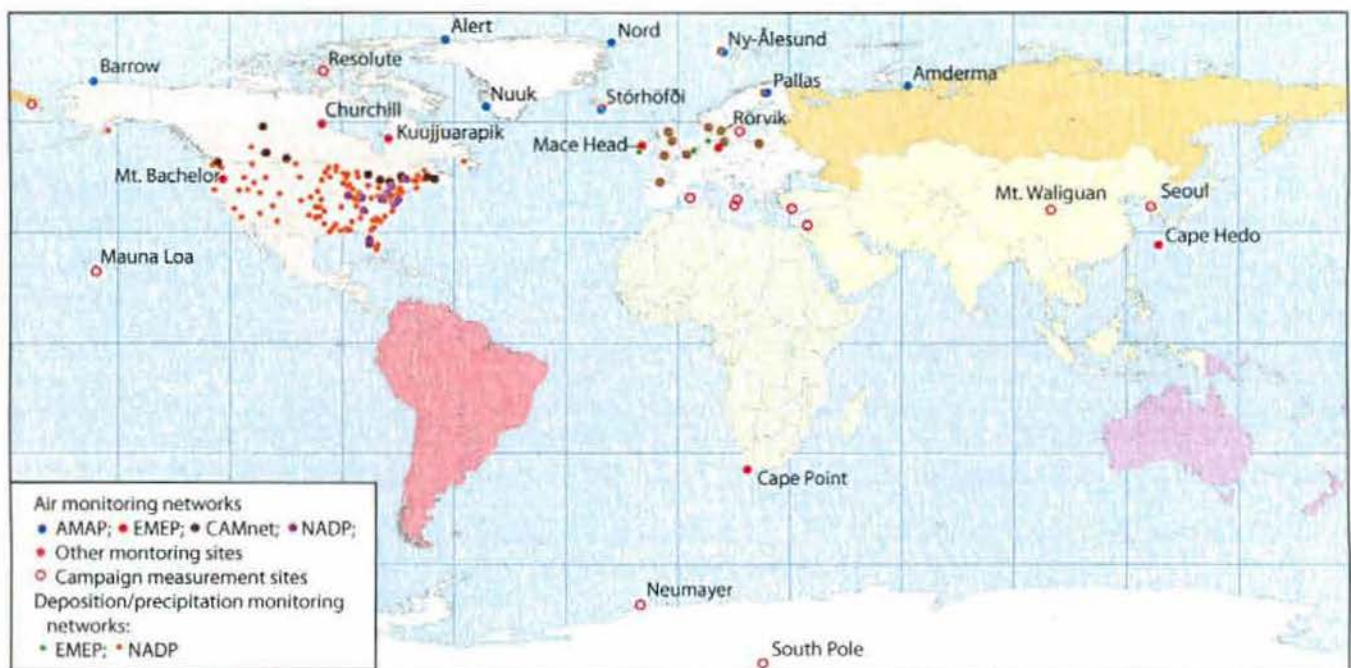
To help monitor mercury trends, there are several regional and national atmospheric mercury monitoring networks around the world. These include the Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP), the LRTAP Convention's European Monitoring and Evaluation Programme

(EMEP), and the Canadian Atmospheric Mercury Measurement Network (CAMNet). The most extensive monitoring to date has been in Europe and North America. More recently, stations have been set up in China, Japan, and South Korea. The southern hemisphere, by contrast, has only one station, where atmospheric mercury is continuously monitored, at Cape Town, South Africa.

Map of the stations in monitoring networks

Initially, mercury monitoring focused on wet deposition. Later, direct measurements of gaseous elemental mercury have been added, initially using manual systems, but more recently using automated systems capable of monitoring gaseous elemental mercury with higher time resolution. Monitoring of reactive gaseous mercury and total particulate mercury has been carried out in a few short campaigns in recent years, but ongoing monitoring of these fractions of mercury is just started recently at a few places.

Background air monitoring networks and stations around the world that monitor mercury.



Archives

Even the longest-running mercury monitoring programmes can only provide data on air concentrations and deposition of mercury for the last 15 to 20 years. Other techniques are required for evaluating longer-term trends in environmental mercury. Natural environmental archives such as lake sediments, peat, and ice cores are the only link between current and past deposition to and accumulation in terrestrial and aquatic environments. These archives provide a useful means of reconstructing the atmospheric load on a local, regional, and global scale.

The differences between archive samples from pre-industrial times and those from the present are of particular interest as they reflect the influence of anthropogenic sources on pre-existing natural circulation of mercury. In both peat cores and lake sediment cores, a clear increase in mercury concentrations is observed today compared with the pre-industrial period, though the magnitude of this increase differs between these two media.

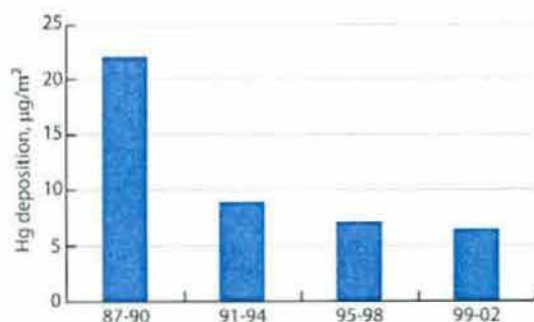
From pre-industrial times to today, mercury levels in sediments have generally increased by a factor of about three. In general, levels in sediments peaked between the 1970s and 1990s, which is consistent with global emissions data and with the results from box models (see Section 7). Mercury levels in peat were highest 10 to 20 years earlier.

Wet deposition

The longest time series of measurements are available from Rörvik, Sweden which show a sharp

decline in wet deposition from the period 1987-90 to the period 1991-94, after which a smaller but steady decrease has continued. Today the level is two to three times lower than it was before 1990, corresponding to a decrease in regional emissions.

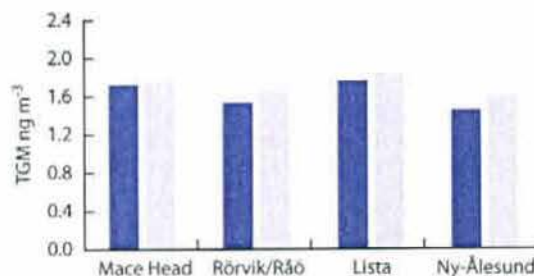
In Europe, the wet deposition of mercury has declined since the mid 90th and until today between 9 and 46 %. In North America a decrease of about 10% is observed in the concentration in precipitation. The decrease in both North America and in Europe is attributed to the decrease in local and regional emissions.



Mercury concentration

Atmospheric mercury concentrations in North America have decrease during the last decade downwind of urban areas. For example, concentrations decreased by 17% close to Toronto and by 13% close to Montreal. In remote areas the decrease has been much smaller. At Alert in Arctic Canada, no trend has been observed. Most of the air masses at Alert come from Eurasia and though European emissions have decreased, they may have been offset by an increase in Asian emissions.

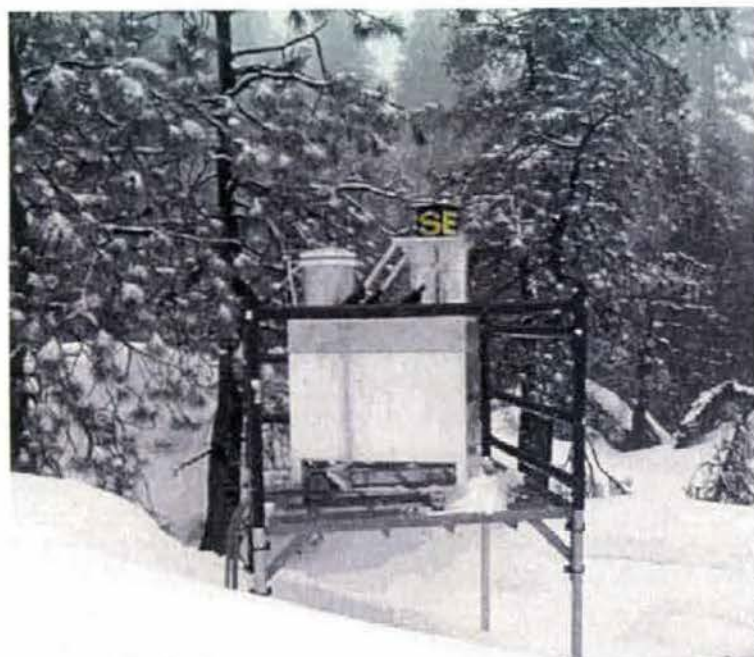
In Europe there has been a slight increase from the period 1995-98 to the period 1999-2002. Trends in remote locations in North America and Europe are explained by low local and regional emissions that make global emissions more important. These measurements are thus dominated by global background concentrations and not affected by changes in local and regional emissions.



Mercury wet deposition measured at Rörvik, Sweden.

Changes in Total Gaseous Mercury (TGM) at four sites in Europe from the period 1995-98 to the period 1999-2002.

Wet deposition sampler at Sequoia National Park. Mercury Deposition Network station.



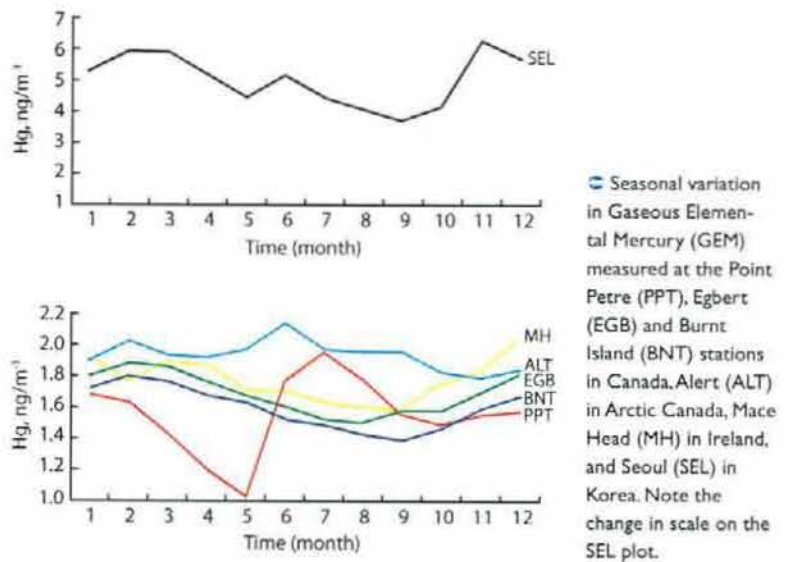
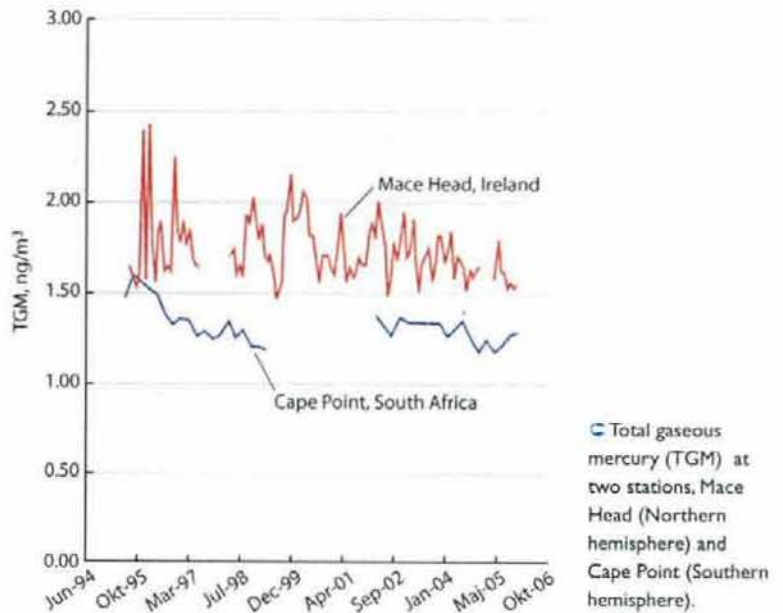
Geographical variations

In China, which has become the largest source of anthropogenic mercury, most data are only available from short monitoring campaigns. The few long-term records indicate deposition increases in areas downwind from major source areas.

Data from ship cruises in the Atlantic show that marine air masses are typically low in mercury concentration. The highest levels recorded were when the ship was close to European sources in the North Atlantic. In the Northern Hemisphere the background atmospheric concentration of mercury is 1.5-1.7 nanograms per cubic meter and in the Southern Hemisphere the concentration is 1.1-1.3 nanograms per cubic meter.

Other studies have examined the profile of mercury concentrations as altitude increases through the troposphere. At high altitudes, levels were consistent across large areas, in keeping with the expectation that gaseous elemental mercury stays in the atmosphere for a long time. Close to the stratosphere (upper atmosphere), gaseous elemental mercury levels were lower, probably from the influence of bromine compounds produced at high altitudes. In the Arctic, gaseous elemental mercury levels were much lower close to the surface during spring depletion events. Higher up, the levels were similar to global background levels, as expected from understanding of the fast reactions involving bromine taking place close to the snow surface rather than throughout the air column.

Looking to the future, the likely impacts of climate change on mercury transport and deposition are unclear. So far, changes in emissions have had a far greater impact than changes to temperature and other environmental parameters.



Modelling of mercury transport and deposition

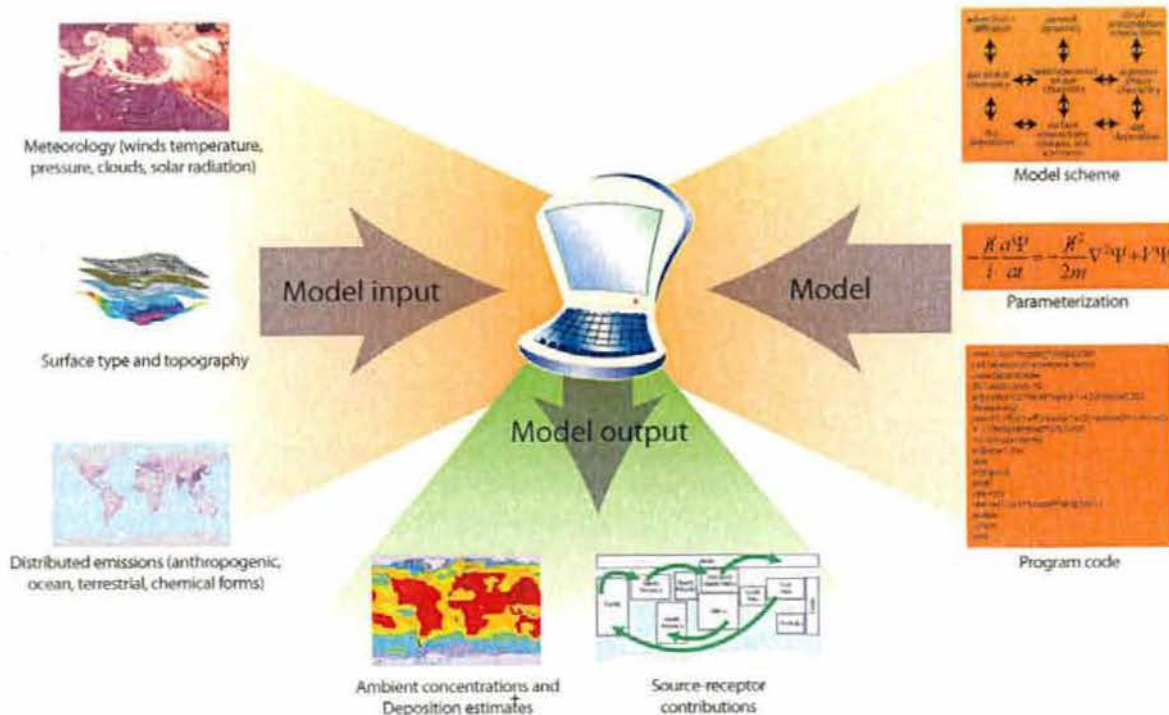
Measurements of mercury levels, whether at emission sources or in various locations and environmental compartments, are important in establishing the nature of mercury pollution. By themselves, however, such measurements offer only limited insight into large-scale transport patterns. Transport patterns are important for many reasons, not least of which are assessing which sources and source regions are responsible for observed pollution in specific areas, and evaluating scenarios for future changes in mercury pollution. For these and other reasons, various numerical models of mercury dispersion and cycling in the environment have been developed. All models have limitations, and mercury models must contend with uncertainties on many fronts, some of which were described in the previous sections. Nonetheless, modelling can provide useful information for both further research and to inform policy decisions.

Model types and methods

Mercury models fall into two main categories: geographical transport models at various scales to examine transport and dispersion, and multimedia box models that describe cycling of mercury among environmental compartments. Each model type has its particular use, and some are run together to help capture different variables to improve accuracy.

Geographical transport models range in scale from local models for short-range dispersal from individual sources, through regional and continental models, to hemispheric and global models. With each increase in scale, the resolution of the model decreases in order to keep the calculations manageable. Several regional models have been developed for Europe and North America, with one additional model for East Asia. Not surprisingly, these models focus on regions with significant mercury sources. Hemispheric and global

Components of an atmospheric mercury transport model.



models are used to examine intercontinental dispersion and also for long-term simulations.

Box models apply a mass balance technique to examine, in simplified form, the exchange of mercury between air, soil, water, vegetation, and other compartments. These models use exchange rates determined by observations and experiments to simulate the flow of mercury from one compartment to the others. One advantage of these less computationally demanding models is that they are easier to run and thus can be run for time scales of several centuries, useful in evaluating long-term flows of mercury through the environment.

Most of the geographical transport models focus primarily on the atmosphere, because it is the most dynamic vehicle for mercury transport and because atmospheric deposition results in much of the mercury exposure for plants and animals. Some models also include interactions between the atmosphere and the surface of the sea and land. The box models typically include all components.

The models also incorporate chemistry to simulate the reactions that mercury is likely to undergo in the atmosphere. Some models are more explicit than others in their treatment of reactions in air and with surfaces. Similarly some models ignore re-emission whereas others attempt either to account for it indirectly or to model re-emission processes along with atmospheric ones. The models address deposition in various ways, including both wet deposition (mercury carried to the surface via precipitation) and dry deposition (direct deposit of airborne mercury onto surfaces). There are a variety of techniques used for each step in the modelling process, but all the models are constrained by the need to ensure that their results are at least generally consistent with observational data.

Model applications

One of the main purposes of mercury models is to simulate the distribution of mercury through air transport and to use that information to simulate deposition patterns. Together, these results can illuminate source-receptor relationships. If deposition occurred close to sources, mercury pollution would be a local or regional issue. The global distribution of mercury, however, underscores that it is a global issue. Understanding the relative contribution from different sources is important to establishing where action is needed to control emissions and to reduce deposition. For example, if a region receives most of its deposited mercury from another region, action within the region will have only a modest impact

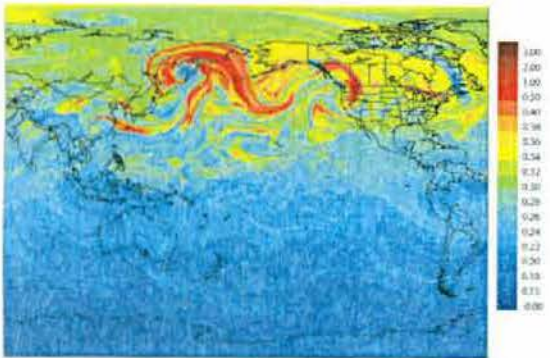
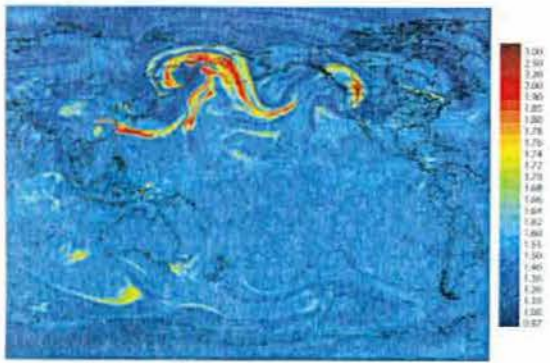
on mercury levels. Instead, action will be required in the source region.

Global mercury chemistry can be examined through models to determine if various processes are compatible with existing observational data. By incorporating specific chemical reactions or pathways, the models can produce results that can be compared with empirical data. If the results are consistent with the observational data, then the reactions in question are a plausible description of the actual chemistry involved. If the results are inconsistent, then the reactions may not be playing a major role in atmospheric chemistry. This approach does not produce conclusive answers, but it is a cost-effective way to test new ideas prior to extensive fieldwork. A number of studies of this kind have helped improve understanding of mercury chemistry in the atmosphere, allowing models to better replicate observed data, thus increasing confidence in the modelling results.

Models can be used to provide a regional picture on the basis of a few observation sites. The Arctic mercury depletion events described earlier offer another important challenge for mercury models. First, the models must successfully capture the reactions between mercury and bromine, combined with the environmental conditions that stimulate the reactions. Second, the models must account for re-emission following deposition to snow. Third, the models must replicate the latitudinal pattern of deposition. One model can now reproduce the depletion events when they use bromine concentrations observed from satellites as one of the model inputs. Since Arctic observational data are limited to a few monitoring sites, the models provide a regional picture that would otherwise be missing.

Modelling can also demonstrate the importance of episodic phenomena, such as the long-range episodic transport that is a major contributor to trans-Pacific transport from East Asia to North America. Cyclonic activity, most active in spring, can lift mercury into the upper troposphere, where it can traverse the Pacific in only five to ten days. Such transport is significant because East Asia releases about half of global anthropogenic mercury. Observational data from the western United States and Japan suggested a strong and rapid flow of mercury eastwards from Asia. Modelling efforts were able to simulate the observed data. Using only Asian emission data, the models still reproduced the spikes in mercury levels in the U.S., demonstrating the contribution from Asian sources.

Model intercomparison offers a way to estimate the uncertainty in modelling and to highlight

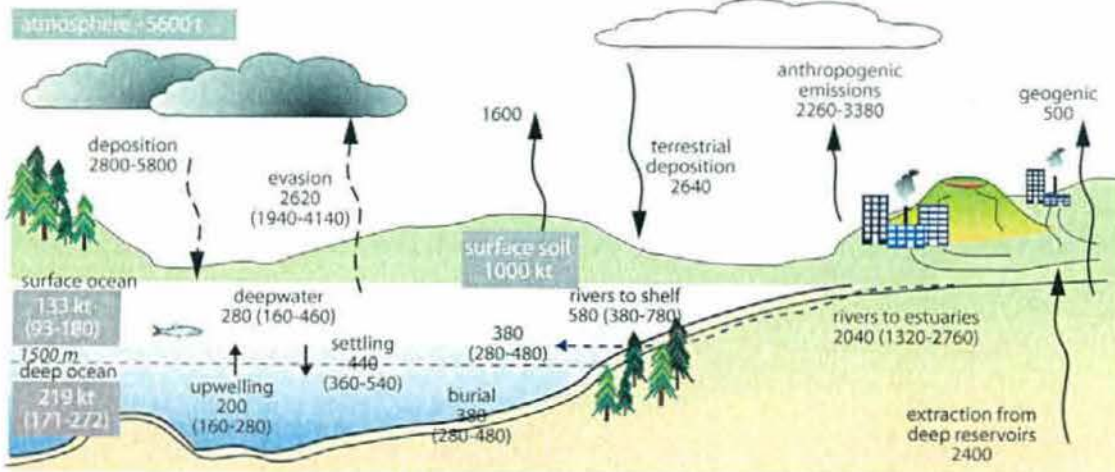


the significance of differences in the ways different models account for various processes. While observational data are important for constraining models, there are too few monitoring stations and too few data to evaluate model performance adequately. Intercomparisons allow the strengths and weaknesses of various models to be identified, leading to improvements in both understanding and modelling. Two major intercomparison studies have been conducted for global-scale models. Both have helped assess the sensitivity of the models to the input data and also the range of uncertainty associated with the results of the model runs.

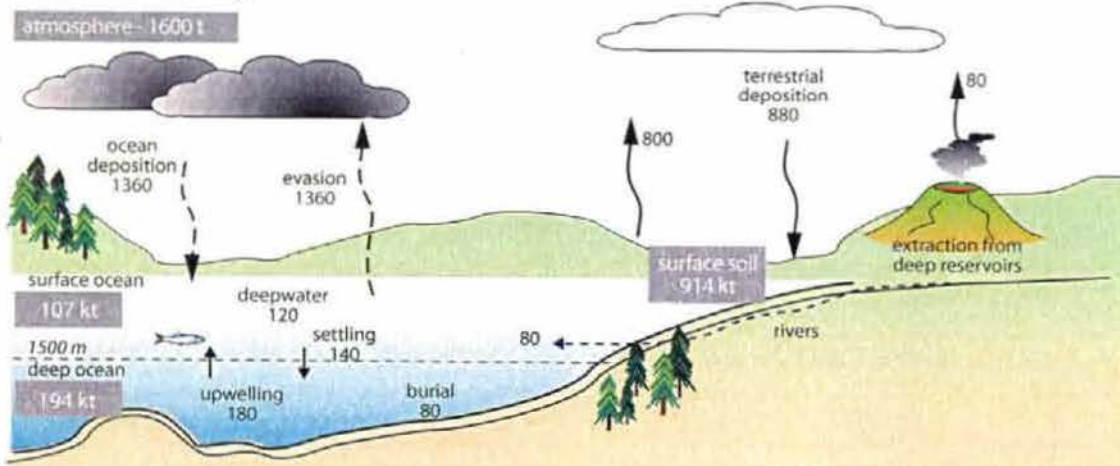
Mercury trends on various time scales can be analyzed through models. Geographical models use emissions data from various years to complement observational data, providing insights into trends on a decadal scale. On longer time scales, mass balance studies have used multi-media box models to compare mercury deposition in pre-industrial times with deposition today.

Model results showing episodic transport of mercury from East Asia to western North America. The upper panel shows the simulation for all emissions and the bottom panel the simulation for anthropogenic emissions from East Asia.

Present-day budget



Pre-industrial budget



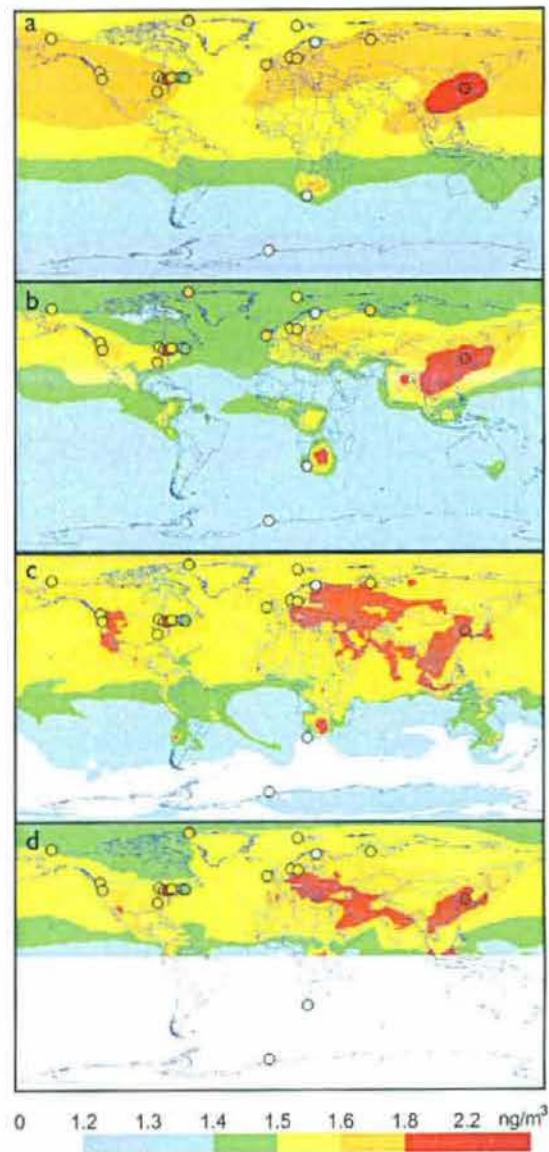
Results of box models showing changes in mercury cycling from pre-industrial times to the present (all fluxes in t/yr).

Modelling results

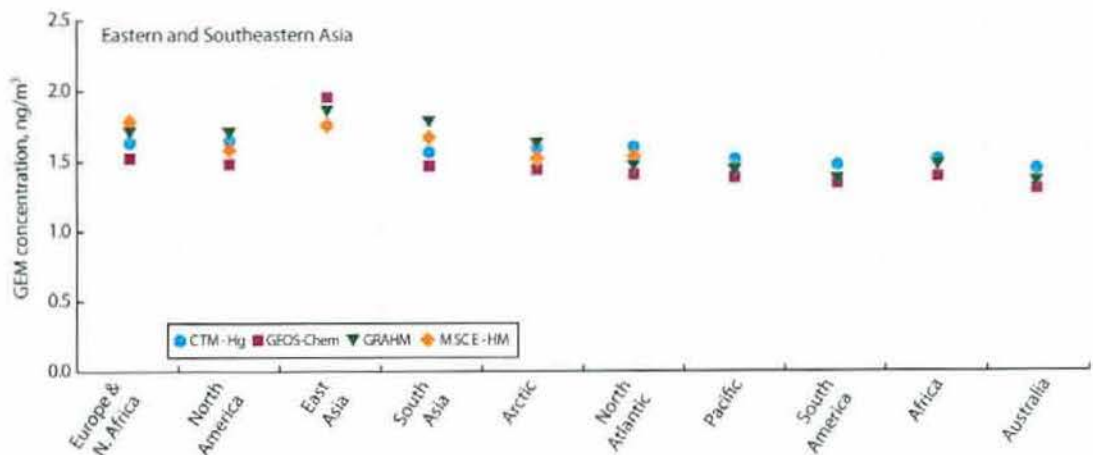
Three global models and one hemispheric model (for the northern hemisphere) have been used in a modelling study to compare results for air concentrations and deposition patterns. The four models each used anthropogenic emissions data for the year 2000, combined with natural emissions estimates. Because some of the models adjusted the 2000 data for various reasons, the emissions estimates that were used in the models varied by more than a factor of two, from 4000 tonnes to 9230 tonnes per year. The relative contribution of anthropogenic sources ranged from 34-55%. Furthermore, each model used its own parameters for mercury chemistry, re-emissions, and interactions with other environmental compartments such as the ocean. Despite these differences, the results of the four models were within 15% of each other on a continental scale for the concentration of gaseous mercury in the environment. East Asia had the highest concentrations, whereas Australia had the lowest.

The models diverge to a greater extent when it comes to deposition. Both the spatial patterns and the amount of mercury deposited vary between models. In all models, East Asia had the highest deposition rates, whereas the lowest rates were over the oceans. The variation between models was on the order of a factor of two.

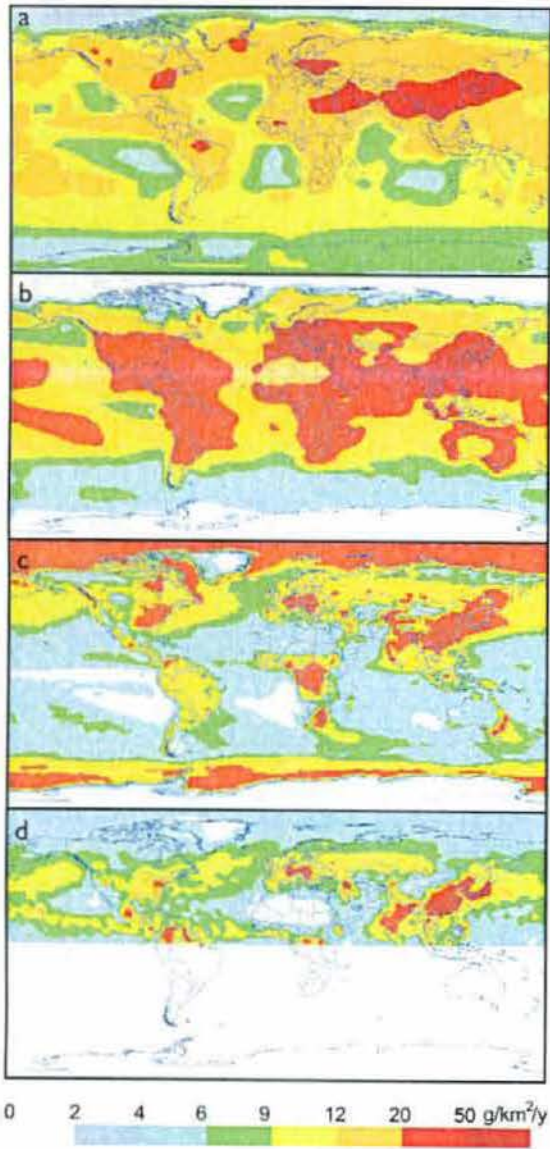
To better understand the discrepancies, the study separated wet and dry deposition. Wet deposition was simulated with reasonable consistency by all models, with the exception of deposition in the Arctic related to mercury depletion events. Estimates for deposition in temperate latitudes were fairly consistent. The agreement was greatest for regions where regular monitoring is most common, which is not surprising since those observational data are used to constrain the models. Dry deposition, by contrast, showed considerable variation between models. There are no systematic observations of dry deposition with which to constrain the models. Model results for dry deposition varied by the emissions estimates and other parameters



Annual mean concentration of Gaseous Elemental Mercury (GEM) in ambient air in 2001 simulated by the (a) CTM-Hg, (b) GEOS-Chem, (c) GRAHM, and (d) MSCE-HM models, compared with long-term observations (circles). Despite the differences in spatial distributions, the absolute values of GEM concentrations predicted by the different models are not significantly different.



Comparison of four different model simulations of average concentration of gaseous elemental mercury in different regions of the globe in 2001.



Mercury deposition in 2001 simulated by the (a) CTM-Hg, (b) GEOS-Chem, (c) GRAHM, and (d) MSCE-HM models.

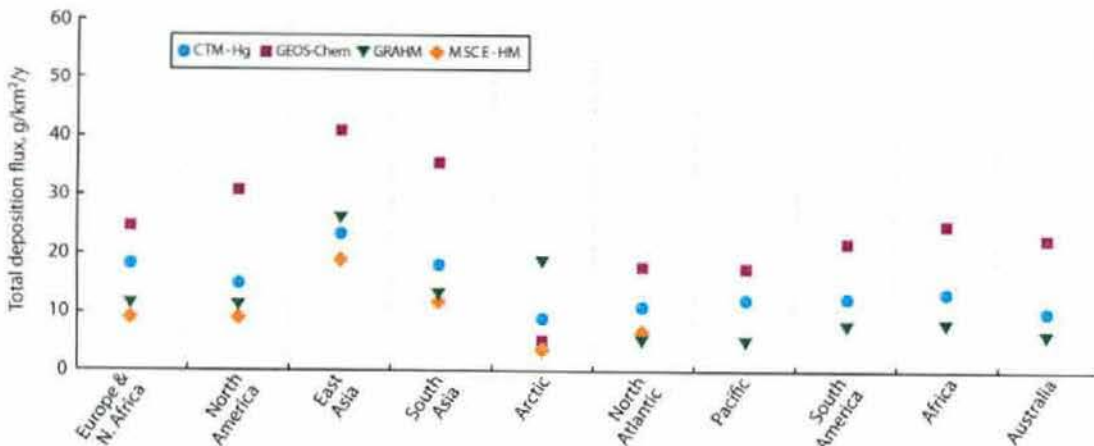
on concentrations of oxidized mercury compounds and on rates of wet and especially dry deposition.

The results of modelling source-receptor relationships show considerable variability among regions. One study found that North America received two-thirds of its mercury from natural sources or other regions (a quarter from Asia and about 14% from Europe) and about one third from anthropogenic sources within North America. Europe receives 40% of its mercury from outside the region, whereas Asia is responsible for two-thirds of its own mercury deposition. Another study had similar results, with North America responsible for a third of its own mercury deposition, with another third from natural sources and the remainder from other regions. By one model, episodic transport from East Asia was found to be responsible for about one-fifth of deposition in the western U.S.

An important use of models in this regard is the evaluation of the impacts of changes in emission rates. A sensitivity study involving four models examined the impacts of a 20% reduction in emissions in four major source regions: North America, Europe and North Africa, South Asia, and East Asia. (Note that a sensitivity study is designed to examine effects of various changes, but is not based on the likelihood of those changes occurring.) The available results show that a 20% emissions reduction in any of the source areas would typically have the greatest effect on deposition within that region. An exception may be North America. In the results from two of the four models, deposition in North America declined more from reductions in East Asia than from reductions in North America itself.

In addition to reduced deposition within the region, reductions in emissions from the source areas would produce lesser deposition reduc-

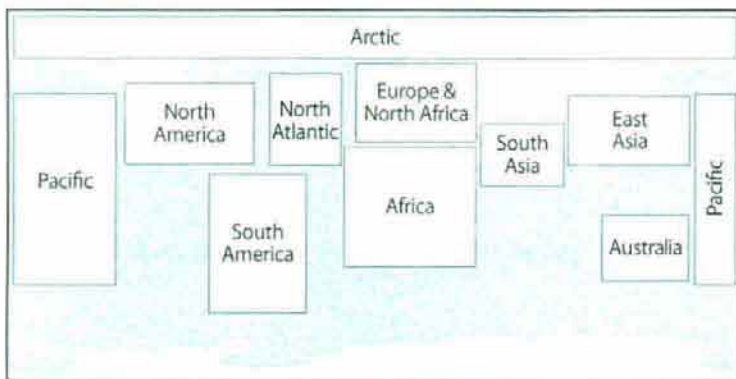
used by a particular model. More work is needed to improve understanding of dry deposition and the precise reactions by which elemental mercury is oxidized to compounds that deposit rapidly. Observational data are also essential, particularly



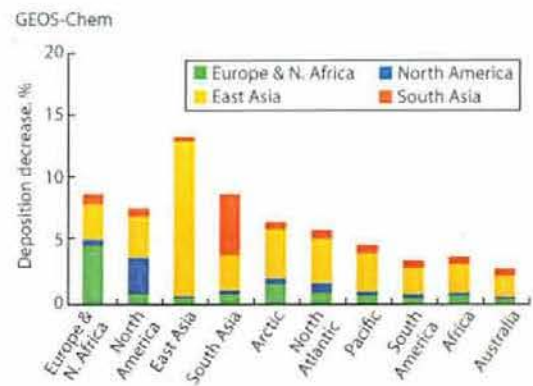
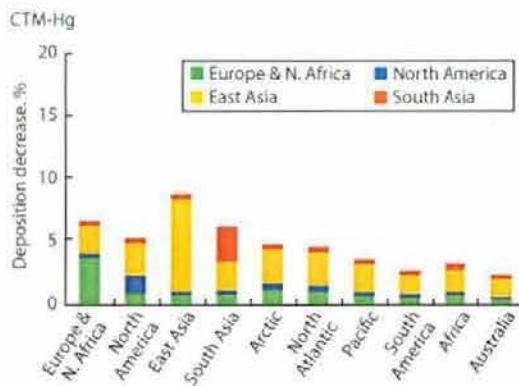
Comparison of four different model simulations of total deposition of mercury in different regions of the globe in 2001.

tions in other areas, including areas distant from the source regions such as Australia and South America. Reductions of 20% in East Asian emissions were found to have a much greater effect than reductions of the same percentage in the other three source areas. The areas outside East Asia that would experience the largest deposition reductions were the Arctic, the North Pacific, and northwestern North America, with lesser reductions spread farther away. Emissions reductions in the other three source areas had some effect on adjacent areas, but the deposition reductions were not nearly as substantial globally as those from reductions in East Asia.

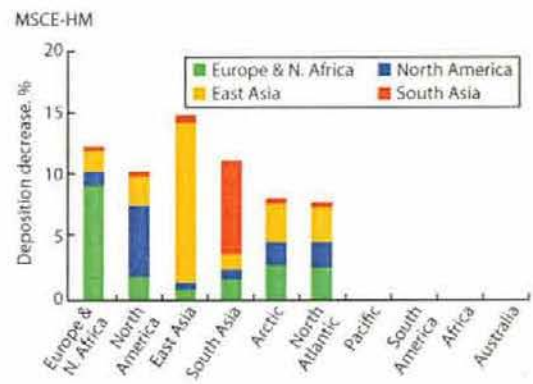
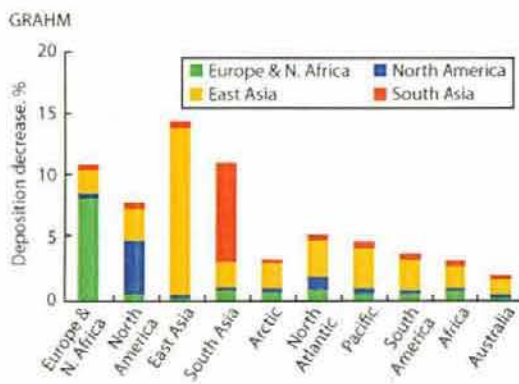
Location of receptor regions considered in the model analysis of transport between source and receptor regions.



A modelling study of decadal trends in mercury deposition in the northern hemisphere, using emissions data from 1990, 1995, and 2000, found that deposition in Europe declined by nearly half, due to emissions controls and the change in Eastern European countries from centrally planned to market-oriented economies. North America had smaller changes due to lower emissions and also a greater contribution from trans-Pacific transport. East and Southeast Asia, by contrast, increased slightly and became the highest deposition regions in the hemisphere, largely because of the sharp European decline. An analysis of the Bay of Fundy region in eastern Canada showed declining deposition, largely due to decreased emissions from incineration. Emissions from the U.S. and Canada contributed up to 50% of the deposited mercury in the early 1990s, but only about 30% by the late 1990s. Natural sources were responsible for some 14-32%, with the remainder coming from long-range transport. It is important that such studies take account of the changes over time in the way in which global inventories are compiled, which, as discussed previously, can significantly affect the inventory estimates.



Relative decrease in mercury deposition due to a 20% emission reduction in the four source regions simulated by four different models (CTM-Hg, GEOS-Chem, GRAHM, and MSCE-HM). Colouring on bars shows how much of the decrease is associated with the emission reduction in a given source region.



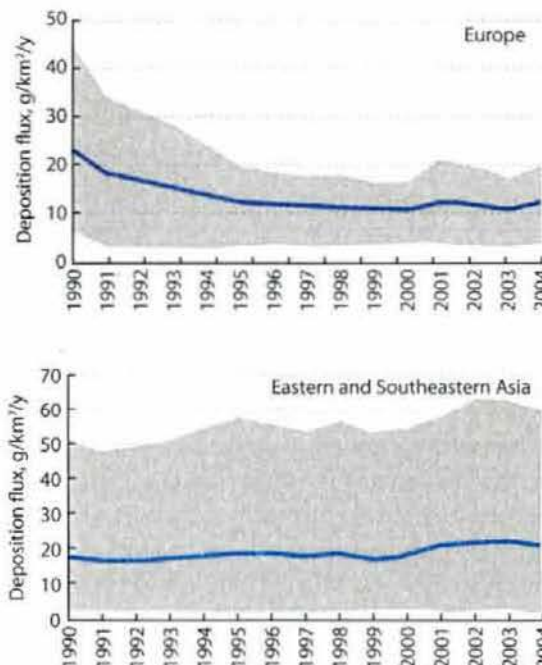
Longer-term trends, on the scale of centuries, have been done with box models. The amount of mercury in the atmosphere has increased by a factor of about three since the start of the industrial age. Mercury in the upper 100 meters of the ocean has increased by about 180%, but only by 11-17% in the deep oceans below 1500 meters. The difference between shallow and deep waters is the result of the enormous reservoir of mercury already present in pre-industrial oceans and the low rate of transfer of mercury from shallow to deep waters. A separate study showed that anthropogenic mercury may take decades or centuries to reach deep ocean waters. The oceans were found to play an important role in global mercury cycling.

A study of long-term trends in deposition using a geographical model found that deposition of mercury has doubled on a worldwide basis since the start of the industrial age (compared with a three-fold increase measured in soils and sediments, see Chapter 7), with a five-fold increase in major source regions. This same study found that, in the United States, 68% of deposition is from anthropogenic sources, with 20% from current North American sources, 31% from current sources in other regions, and 16% from re-emissions of historical anthropogenic mercury from soils and deep ocean water.

Uncertainties in modelling

Models are simplifications of reality. As such, they inevitably err in some respects. Nonetheless, as the preceding sections have shown, modelling results can be useful, particularly in the absence of observational data. Improving models, however, requires recognition of their shortcomings and additional studies to provide better information on model inputs and the processes simulated in the models. Models also require accurate data to begin with, such as emissions data, the uncertainties of which were discussed earlier in this report. The models can be tested to some degree by comparison with observational data. Models are considered to be optimally configured when their results are consistent with observational data.

Quantitative estimates of uncertainty are typically made in separate studies, such as intercomparison studies. One of these studies concluded that the models can predict gaseous elemental mercury concentrations roughly within 30% of observations and wet deposition within a factor of two or so. On the other hand, dry deposition predicted by the



■ Modelled long-term changes in mercury deposition flux in Europe and East and Southeast Asia.

models varies by a factor of 10 due to the lack of observational data to constrain the models.

Model results require careful scrutiny, even when they match observational data. For example, a model might underestimate dry deposition, thus indicating more mercury available for wet deposition than is really the case. But if the model also underestimates the rate of wet deposition, it could still produce results that match observations of wet deposition. While model intercomparisons may identify research priorities like this, only further observational and experimental data will provide reliable answers.

Using models to establish source-receptor relationships or to predict the results of changes in emissions requires understanding the principles involved. Otherwise, a model that produces results that agree with today's observations may turn out to be flawed with regard to tomorrow's conditions. Among the priorities for further research are determining reaction rate constants, re-emission rates, and other parameters at the temperatures and other conditions found in the atmosphere rather than just in the laboratory. The exact compounds involved are also important, but at present are not known with any certainty. The absolute and relative concentration of reactive gaseous mercury is crucial to deposition, but cannot yet be measured on a regular basis in monitoring stations.

Uncertainties in the atmospheric chemistry of mercury are also a challenge. Transport of gaseous elemental mercury, for example, can be modelled

with the flow of air masses, but the oxidation of gaseous elemental mercury and its consequent deposition cannot be accurately modelled without better understanding of how those steps occur. If anything, reactive gaseous mercury and total particulate mercury present even greater challenges. This is especially problematic when trying to project into the future, particularly in light of climate change, which is expected to alter some of the basic conditions in which mercury reactions take place.

Additional uncertainty stems from the behaviour and reactions of mercury on the earth's surface. The ways in which oxidized mercury, once deposited, is converted back to elemental mercury and then re-emitted is not well understood, particularly for terrestrial systems, which involve both vegetation and soil. The re-emission of mercury is an essential component of mercury cycling, but the amount of mercury involved

is not clear. In areas with historically high uses of mercury, re-emission rates are expected to be higher, but the global ratio of re-emission from natural sources versus anthropogenic ones remains controversial. Capture of mercury in deep-ocean sediments is believed to be the main mechanism by which mercury is removed from global cycling, but ocean-atmosphere cycling is not captured in many models. Further research is needed on the reactions that occur in surface ocean waters, which govern how much mercury is re-emitted and how much is available for deposition into deep-ocean sediments. Ultimately, models aim to replicate how mercury travels from source to receptor and, after deposition, how it will enter and behave in the ecosystem. Today's models help show some important aspects of mercury cycling, but more remains to be done.

Santiago, 06 de Enero de 2010
GAGG003.10

Señor
Alvaro Sapag Rajevic.
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente



Ref.: Solicita información para comentar el anteproyecto de norma de emisión para centrales termoeléctricas y poder realizar una propuesta concreta.

Atendido Sr. Director Ejecutivo!

Gas Atacama estima de la mayor importancia para el país el contar a la brevedad posible con una norma de emisiones para centrales termoeléctricas, de forma de minimizar los impactos que este tipo de centrales generan en el medio ambiente.

En esta línea, como es de conocimiento de CONAMA y de la CNE, Gas Atacama aportó una propuesta concreta en Agosto del 2006 a la Ministra de Minería y Energía a través del documento titulado "Análisis de Normas de Emisión para Centrales Termoeléctricas a Nivel Internacional y Propuesta para Chile", cuya elaboración encargamos al Sr. Ricardo Katz y su equipo de Gestión Ambiental Consultores.

Además, tal como indicáramos en nuestra carta GAGG049.09 del 30 de Julio del 2009, respecto del envío de información para el análisis de impacto económico y social de la norma, Gas Atacama sigue trabajando en perfeccionar esta propuesta que permita al país tener una norma de calidad mundial.

En consideración a lo anterior y dentro del marco establecido en la Ley N° 19880¹, y atendida nuestra calidad de interesados en el procedimiento de aprobación del Anteproyecto de Normas de Emisión para Termoeléctricas, solicitamos a Ud. la siguiente información:

¹ En particular los artículos 10, 17 f) y 21 de la Ley N° 19880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del estado

GASATACAMA CHILE S.A.

OPERACIONES EN CHILE

Central Atacama
Costanera Oriente N° 2500 Barrio Industrial, Mejillones
Tel +56 (55) 357200 Fax +56 (55) 623170
Operaciones Gasoducto
Los Topedios N° 320, La Chimba, Antofagasta
Tel +56 (55) 219237 Fax +56 (55) 214949

Casa Matriz
Isidora Goyenechea 3365 p.8, Las Condes, Santiago
Codigo Postal: 755-0120
Tel +56 (2) 366-3800 Fax +56 (2) 366-3802
www.gasatacama.cl e-mail: info@gasatacama.cl

OPERACIONES EN ARGENTINA

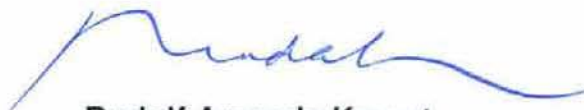
Gasoducto Atacama Argentina S.A.
Ruta Provincial N° 1, Km 5½ El Arenal
San Salvador de Jujuy, Argentina
Tel +54 (388) 425-7500 Fax +54 (388) 425-4062

- Antecedentes de las centrales térmicas (ubicación, año puesta en marcha, unidades de generación consideradas).
- Características técnicas generales de las centrales (nombre de la unidades en el CDEC, combustible utilizado, potencia bruta, potencia neta, mínimo técnico, tasa de indisponibilidad forzada, tasa de indisponibilidad programada, generación media anual, tipo de combustible, consumo específico)
- Características del combustible (tipo, mezclas, consumos anuales, % cenizas, % humedad, % azufre)
- Características de las chimeneas (identificación, alturas, diámetros, caudales, temperaturas de salida, velocidad de salida, nombre de las unidades del CDEC que descargan a la chimeneas)
- Características de la combustión (tipo de quemador, volumen de escoria, gases de salida de las calderas)
- Descripción de equipos de abatimiento (eficiencias, flujo de diseño)
- Descripción de emisiones de cada una de las centrales térmicas (MP; NOx; SOx y CO en mg/m³n)

Nos consta que esta información fue requerida por CONAMA a todos los generadores a través del "cuestionario para centrales termoeléctricas" (y que fue respondida por GasAtacama el 30 de Julio del 2009). Asumimos, asimismo, que tal información fue utilizada en el estudio "Análisis del impacto económico y Social de la norma de emisión para centrales termoeléctricas" encomendado por CONAMA y la CNE a KAS Ingeniería y Asesorías en Ingeniería Ambiental Pedro Sanhueza.

Agradeceré a Ud. acoger la petición de información a la brevedad posible, para que nuestra empresa pueda aportar oportuna y adecuadamente al proceso de perfeccionamiento del anteproyecto propuesto.

*Deseándole un Feliz 2010,
le saluda muy atentamente*



Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

c.c.: Sr. Marcelo Tokman, Ministro de Energía



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

002211

Carta D.E. N°: 100360 /

Santiago, 29 ENE. 2010

Señor
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General Gas Atacama
Presente

Junto con saludarle y en relación a su carta, recepcionada con fecha 6 de enero de 2010, me permito informar a usted lo siguiente:

- El estudio encargado por su empresa, denominado "Análisis de normas de Emisión para Centrales Termoeléctricas a nivel internacional y propuesta para Chile", fue ingresado al expediente público del proceso según consta en folios 441 al 522.
- Cabe destacar que el citado estudio fue analizado, junto a otros antecedentes, por el equipo técnico de CONAMA, según consta en folios 1322 al 1339 del expediente público, concluyendo que su estudio es un importante aporte en cuanto a la síntesis de enfoques y tendencia de la regulación internacional. Sin embargo, las relaciones presentadas entre el Producto Interno Bruto (PIB) y el valor límite de emisión por contaminante de cada país, no es robusta estadísticamente y requiere otros análisis econométricos para afirmar lo que se concluye.
- Por último, de acuerdo a su solicitud de información, se adjunta CD el cual contiene el informe del estudio "Análisis del Impacto Económico y Social de la Norma de Emisión para Termoeléctricas" y las bases de datos disponibles por CONAMA.

Saluda atentamente a Ud.



ALVARO SAPAG RAJEVIC
Director Ejecutivo
Comisión Nacional de Medio Ambiente

GS/CGCF/mjr

C.c.: Archivo Dirección Ejecutiva.
Archivo Departamento control de la Contaminación.
Expediente Norma de Emisión para Termoeléctricas.



Santiago, 09 de Febrero de 2010
GG 0011/2010

Señor
ALVARO SAPAJ R.
Director Ejecutivo Comisión Nacional del Medio Ambiente
PRESENTE

REF: Análisis Técnico- Económico de la Aplicación de una Norma de Emisión para Termoeléctricas.

De nuestra consideración:

En el marco del proceso de participación ciudadana del Anteproyecto "Norma de Emisión para Termoeléctricas" hacemos llegar a usted estudio realizado por +MG Medio Ambiente/Gestión, en Asociación con el Sr. Luis A.Cifuentes, denominado "Análisis Técnico-Económico de la Aplicación de una Norma de Emisión Para Termoeléctricas". Informe Final.

Como objetivo general, el presente estudio se propuso determinar los niveles de emisión que maximizan el beneficio neto social mediante una evaluación de costos y beneficios, comparándolo con una serie de escenarios regulatorios de emisiones atmosféricas para centrales termoeléctricas, para lo cual se consideraron los siguientes aspectos:

- Justificar los contaminantes a regular y fuentes a ser reguladas y estimar los correspondientes potenciales de reducción de emisiones y sus costos, entre otros aspectos.

EMPRESA ELÉCTRICA GUACOLDA S.A.

Miraflores 222 - Piso 16
Teléfono: (56-2) 362 4000
Fax: (56-2) 360 1675
Santiago - Chile

Central Termoeléctrica Guacolda
Isla Guacolda S/N
Teléfono: (56-51) 531577
Fax: (56-51) 531666
Huasco - III Región

- Evaluar económica y socialmente, para el sector regulado y la población afectada, distintos escenarios normativos considerando la sensibilidad respecto a los valores de norma y el óptimo del beneficio social.
- Examinar las consecuencias privadas y sociales de los escenarios normativos propuestos.

Desde el punto de vista metodológico, el estudio se desarrolló sobre la base dos herramientas principales: una base de datos con información acabada del parque termoeléctrico existente y proyectado y un modelo de análisis costo beneficio que permitió evaluar distintos escenarios normativos. La aplicación de este modelo permitió, además, determinar el escenario de norma que maximiza el beneficio social. Para la elaboración de la base de datos se utilizó información base generada por la CNE y el CDEC, la cual fue complementada con información de proyectos nuevos y existentes disponible a través del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, así como también de estudios previos realizados por la autoridad ambiental y de energía. Como referencia de costos y eficiencias de medidas y sistemas de mitigación de emisiones se utilizó información de la USA EPA disponible en la base de datos Air Control Net.

El estudio concluye que es beneficioso aplicar una norma de este tipo, pero enfocada principalmente en la reducción de material particulado, siendo el escenario propuesto como norma en este estudio (denominado "Propuesta") el que presenta mayores beneficios netos, en comparación a otros escenarios analizados.

En función de lo anterior, agradeceremos incorporar estos antecedentes al proceso de la norma señalada, y considerar la propuesta realizada para efectos de la definición final de la norma que será aplicable.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,



Sergio del Campo Fayet
Gerente General
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.



EMPRESA ELÉCTRICA GUACOLDA S.A.

Miraflores 222 - Piso 16	Central Termoeléctrica Guacolda
Teléfono: (56-2) 362 4000	Isla Guacolda S/N
Fax: (56-2) 360 1675	Teléfono: (56-51) 531577
Santiago - Chile	Fax: (56-51) 531666
	Huasco - III Región

00221



M. Sánchez Fontecilla 310, piso 3
Las Condes, Santiago, Chile
Tel: 56 2 - 686 89 00
Fax: 56 2 - 686 89 90
www.aesgener.cl

Santiago, 9 de marzo de 2010.

Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

REF: Estudio independiente de Norma de Emisión para
Termoeléctricas.

De nuestra consideración:

De conformidad con lo señalado en la carta que enviásemos conjuntamente Norgener S.A. y Empresa Eléctrica Guacolda S.A., N°052/2009 - 069/2009, del 13 de mayo de 2009, adjunto a la presente tengo el agrado de enviar a Ud. el informe independiente denominado "*Análisis Técnico - Económico de la Aplicación de una Norma de Emisión para Termoeléctricas*", desarrollado por +MG Medio Ambiente y Gestión S.A. en asociación con el consultor experto Sr. Luis Cifuentes.

El señalado informe contribuye principalmente al análisis de los costos y beneficios asociados a la eventual implementación de esta normativa.

Esperando que este informe constituya un aporte al proceso normativo, le saluda atentamente,

Juan Pablo Cárdenas Pérez
Gerente General Subrogante
NORGENER S.A.

002210



ELÉCTRICA GUACOLDA

Santiago, 9 de Marzo de 2010
GG 2010/020

Señor
Alvaro Sapaj R.
Director Comisión Nacional del Medioambiente
Presente

De nuestra consideración :

Adjunto envío a usted un anexo con las observaciones de Empresa Eléctrica Guacolda S.A. al Anteproyecto de Normas de Emisión publicado en el Diario Oficial de Diciembre de 2009 por CONAMA.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

EMPRESA ELECTRICA GUACOLDA S.A.

Sergio del Campo Fayet
Gerente General

Adj.: lo indicado
c.c.: Arch. Correl.

EMPRESA ELÉCTRICA GUACOLDA S.A.

Miraflores 222 - Piso 16	Central Termoeléctrica Guacolda
Teléfono: (56-2) 362 4000	Isla Guacolda S/N
Fax: (56-2) 360 1675	Teléfono: (56-51) 531577
Santiago - Chile	Fax: (56-51) 531666
	Huasco - III Región

Observaciones al Anteproyecto de Normas de Emisión publicado en el Diario Oficial de diciembre de 2009 por Conama

- 1 Hace alusión el documento de anteproyecto, a los efectos letales del vanadio y níquel no explicitando en que concentraciones y escenarios se pueden producir esas consecuencias y si pueden o no ser atribuibles a las centrales termoeléctricas, buscando con ello legitimar a nuestro juicio sin respaldo científico, normas de emisión fuera del alcance de las empresas y del país. No entrega pruebas en este proceso de participación ciudadana fehacientes respecto de esta hipótesis.
- 2 El anteproyecto de norma de emisión se refiere a las recomendaciones del Banco Mundial en límites de emisión para los países en desarrollo para evaluar los escenarios de norma, y finalmente propone un escenario muchísimo más restrictivo que el propuesto por el Banco Mundial y con un beneficio neto social muy negativo como lo demuestra el estudio de Luis Cifuentes (PHD), febrero 2010, cuyo resumen final se adjunta.
- 3 El anteproyecto de norma de emisión publicado por la Conama en el Diario Oficial del pasado mes de diciembre, indica que desde el año 2004, el Plan de Obras informado por CNE, incorpora los costos de inversión de los nuevos proyectos de inversión en generación térmica, y que incluyen el abatimiento de emisiones, e indica que están en parte internalizados estos costos. Lo anterior se aleja de la realidad, no era posible desde el 2004 incorporar en los proyectos de inversión nuevos, los costos de los equipos de abatimiento para cumplir con una posible norma de emisión que superó ampliamente en exigencia a la propia autoridad de energía (reconocido en los medios de comunicación) y que esta por encima largamente de las exigencias del Banco Mundial.
- 4 Concluye equivocadamente el anteproyecto y Conama, que sólo se requieren de 18 a 24 meses para incorporar nuevos equipos de abatimiento de emisiones, no considerando de ninguna forma la situación económica de las Empresas para inversiones que son cuantiosas y que alcanzarían a los 1350 millones de dólares concentradas en centrales existentes.

Era impensable discurrir que las exigencias serían tan restrictivas para las empresas existentes, incluso igualándolas en determinado contaminantes a las de Empresas nuevas, como es el caso del SO₂, no considerando además la Conama, si las Empresas están o no en condiciones de transferir a sus clientes los mayores costos de inversión, operación y pérdida de energía y de potencia necesarios para el funcionamiento de estos equipos de abatimiento.

- 5 La Conama en su anteproyecto indica que el cumplimiento de la norma no afectará la tarifa de los clientes regulados del SIC y del SING entre el 2010 y 2019 debido a que ya se firmaron los contratos para los próximos 10 años y como estos se firmaron sin la existencia de normas de emisión, claramente los precios ofertados no consideran las

cuantiosas inversiones vinculadas a la exigente norma de emisión propuesta y sólo se podrían reflejar desde el año 2019 como lo reconoce el anteproyecto.

Las centrales existentes son las más afectadas por el anteproyecto, contrariamente a las experiencias del Banco Mundial, USA y la Unión Europea, (que exime a las centrales existentes de la aplicación de las nuevas exigencias), ya que tienen contratos vigentes desde fines de los años 90 y que no permiten transferir estos mayores costos sino hasta la renovación de los contratos respectivos, lo cual puede producir un deterioro económico considerable a las empresas con generación de energía termoeléctrica, situación económica que fue considerada para definir normas en los países y continente ya enunciados.

Respecto de las normativas internacionales, lo más relevante desde el punto de vista de los procesos normativos es que el Banco Mundial, Estados Unidos y la Unión Europea (UE):

- Están basados en completas bases de datos que permiten reconocer diferencias en combustibles, tecnologías y antigüedad de las fuentes.
- Reconocen la existencia de Unidades antiguas y muy antiguas. Este es el caso de Estados Unidos, que en 1971 y 1978 reguló emisiones sólo de Unidades Nuevas. En forma posterior se regularon instalaciones anteriores a 1971, 1978 y 2005, con límites muy diferentes dependiendo de la antigüedad de la instalación. *Los límites de emisión son aplicados a las Centrales existentes sólo cuando estas fueron modificadas o reconstruidas*, por lo tanto las normas de emisión no se aplicaron a las centrales existentes al momento de publicar la normativa.
- Se normaron además todas *las fuentes emisoras de los distintos sectores productivos*, tales como fundiciones, refinерías, cementeras, etc, logrando con ello una optimización en la asignación de los recursos y no discriminación de industrias.

Por su parte la UE, diferencia de forma importante límites y plazos de cumplimiento para unidades antiguas (antes 1987), nuevas (1987-2002) y nuevas-nuevas(2002 en adelante), exigiendo paulatinamente metas porcentuales de reducción a las existentes, dando además un trato especial a las Unidades que hayan obtenido permisos en fecha cercana a su promulgación.

Asimismo, contempla excepciones y alternativas de cumplimiento, siendo relevante que privilegia la seguridad de servicio frente al cumplimiento de los límites de emisión.

El programa de la UE determina niveles de exigencia de emisiones distintas considerando el desarrollo de los países. Para los países en desarrollo como Grecia, Irlanda y Portugal se autorizó un incremento de las emisiones.

La normativa europea consideró la conveniencia de no ocasionar gastos excesivos a las instalaciones dando particular atención a la situación económica de las empresas pertenecientes a la categoría considerada.

Resumen de resultado de estudio de evaluación técnico-económica realizado por Luis Cifuentes, PHD Universidad católica, febrero 2010.

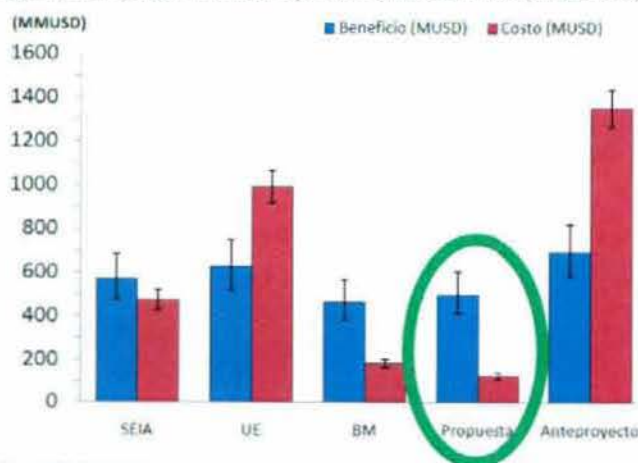
Tabla 50 Valor presente de beneficios y costos de los escenarios evaluados (Millones USD, percentil 50 e IC del 95% entre paréntesis)

Escenario Norma	Beneficio (MUSD)	Costo (MUSD)	Beneficio Neto (MUSD)	Razón B/C
SELA	570 (380 - 780)	470 (370 - 570)	94 (-150 - 370)	1.2 (1 - 1.4)
UE	620 (420 - 860)	990 (780 - 1200)	-360 (-730 - 33)	0.6 (0.5 - 0.7)
BM	460 (320 - 640)	180 (140 - 220)	280 (110 - 480)	2.5 (2.2 - 2.9)
Anteproyecto	690 (470 - 960)	1400 (1100 - 1600)	-660 (-1100 - -170)	0.5 (0.4 - 0.6)
Propuesta	500 (340 - 690)	130 (100 - 150)	370 (200 - 570)	3.9 (3.4 - 4.5)

Nota: Valor presente de los flujos actualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 6%

Como puede advertirse en la Tabla anterior, el escenario que presenta mayor beneficio neto corresponde al denominado "Propuesta", que es justamente el que busca maximizar el beneficio neto social. Asimismo cabe señalar que el escenario de menor beneficio neto es aquel que corresponde al anteproyecto propuesto por la autoridad. Un gráfico de la Tabla antes expuesta se presenta a continuación:

Figura 41 Valor presente de beneficios y costos escenarios evaluados (Millones USD)



Fuente: Elaboración propia

Respecto de los costos de los escenarios evaluados:

En la Tabla 43 se detalla el valor presente de los costos muestra por escenario de norma. Los costos corresponden al valor presente de los costos de inversión anualizados, más los costos de operación, mantención, pérdida de carga y generación de cada Unidad.

Al respecto, cabe hacer presente que los costos considerados corresponden a inversión, operación y mantención, y pérdida de potencia y energía. **Estos costos deberán ser asumidos directamente por las empresas generadoras en el caso de contratos con compradores de energía eléctrica establecidos en forma previa a la dictación de la norma, (no pueden ser traspasados a tarifas) lo que impone a las empresas una carga económica no considerada en la evaluación económica de cada uno de esos proyectos.**

Se concluye que la normativa del BM, como la Norma Propuesta son las que implican menores costos a nivel nacional. Por su parte, el escenario "Anteproyecto" vinculado a la Conama y publicado en el Diario Oficial en diciembre pasado es el de mayor costo para el país y los beneficios netos son claramente negativos.

Tabla 43 Valor presente de costos totales por chimenea y escenarios de norma (Millones USD)

Estado	Combustible	Chimenea	SEIA	UE	BM	Anteproyecto	Propuesta
Existente	Carbón	Angamos U1		0.5		6.2	
Existente	Carbón	Angamos U2		0.5		6.1	
Existente	Carbón	Bocanaza U1		3.1	2.9	3.6	
Existente	Carbón	Bocanaza U2		46.9		39.5	
Existente	Carbón	CELTA U2		48.1		55.1	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U1		29.8		37.7	
Existente	Carbón	Complejo Coronel U2		26.5		33.7	
Existente	Carbón	Guacolda U3		16.5		29.5	
Existente	Carbón	Guacolda U4		42.7	0.5	44.8	0.4
Existente	Carbón	Laguna Verde U1		1.2	3.1	11.6	0.7

Existente	Carbón	Laguna Verde U2	1.8	4.3	14.6	1	
Existente	Carbón	Ventanas U1	30.6	3	59.6	0.2	
Existente	Carbón	Ventanas U2	25.9	17.4	26.3	0.3	
Existente	Carbón	Ventanas U3	24.5		35.3		
Existente	Carbón	Ventanas U4	21.5		30.5		
Existente	Carbón+Petcoke	Audino U1 y U2	21.8	2	25.4	0.2	
Existente	Carbón+Petcoke	Guacolda U1 y U2	87.4	0.9	90.3	0.7	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U1	57.3	4.1	59.3	0.4	
Existente	Carbón+Petcoke	Mejillones U2	61.6	4.3	63.9	0.3	
Existente	Carbón+Petcoke	Noogruay U1	3.4	0.1	34.1		
Existente	Carbón+Petcoke	Noogruay U2	34.2	3.4	36.9	0.2	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U12 y U13	41.1	4.1	41.5	0.4	
Existente	Carbón+Petcoke	Tocopilla U14 y U15	56.1		58.6		
Existente	Diesel	Almagro U1	0.2		0.1		
Existente	Diesel	Almagro U2	0.4	0.4	0.4		
Existente	Diesel	Campanario U1			0.1		
Existente	Diesel	Campanario U2			0.9		
Existente	Diesel	Campanario U3			0.9		
Existente	Diesel	CELTA U1		0.2	0.2		
Existente	Diesel	Diesel Iquique U4			4.6		
Existente	Diesel	Esperanza U1 EnonChile			3.5		
Existente	Diesel	Horcónes U1		0.2	4.8		
Existente	Diesel	Laguna Verde TG		0.3			
Existente	Diesel	Renta U1		0.9	0.7		
Existente	Diesel	Renta U2		0.8	0.8		
Existente	Diesel	San Isidro U1			0.4		
Existente	Diesel	Talal U1	7.5	10.4	38.5		
Existente	Diesel	Talal U2	7.5	10.5	39.4		
Existente	Diesel	Tocopilla TG1 y TG2		0.7	9.7		
Existente	Diesel	Tocopilla TG3			0.3		
Existente	Diesel	Tocopilla U16			0.1		
Existente	PO6	Huasco U3	0.6	0.6	6.6		
Existente	PO6	Huasco U4	0.4	0.5	4.6		
Existente	PO6	Huasco U5	0.4	0.5	4.6		
Existente	PO6	Tocopilla U10 y U11			16.7		
Existente	Petcoke	Petroponzas			8.5		
Nueva	Carbón	Energía Minera U1	130.1	107.4	43.4	107.4	51.1
Nueva	Carbón	Energía Minera U2	15.3	12.8	4.6	12.8	5.4
Nueva	Carbón	Energía Minera U3	15.3	12.8	4.6	12.8	5.4
Nueva	Carbón	Los Robles U1	12.4	16	11.3	16	12
Nueva	Carbón	Los Robles U2	12.4	16	11.3	16	12
Nueva	Carbón	Maitencillo U1	51.2	49.4	7.9	49.4	7.9
Nueva	Carbón	Pandanuscar U1	33	43.7	6.8	43.7	6.8
Nueva	Carbón+Petcoke	Kelut U1 y U2	19.1	24.7	17.2	24.7	18.8
Nueva	Diesel	Torra Anzalla	92.3	6.8		58.3	2
Nueva	GNL	Talal CC	91.9				
Total			473.1	989.5	103.1	1351.3	126.3

*Percentil 50

Nota: Valores presentes de los flujos anualizados entre 2010 y 2020, tasa de descuento 0%

El escenario final recomendado por el consultor Luis Cifuentes, es el que se presenta en la siguiente tabla, donde se indica entre paréntesis la propuesta original y el resto de la Tabla, la propuesta final. Este escenario considera beneficios adicionales por transporte de emisiones y generación secundaria de ozono.

002220

Tabla 62 Propuesta de Norma considerando beneficios mayores, y su comparación con propuesta base.

Contaminante	Combustible	Límite de emisión (mg/Nm ³)	
		Existente	Nueva
PM	Sólido	100	55
	Líquido	90	40
	Gas	s/n	s/n
NOX	Sólido	800 (1000)	400
	Líquido	650	140
	Gas	200	100
SO ₂	Sólido	1200 (1600)	550 (1200)
	Turbina Vapor PC06	550	250
	Líquido	80	35
	Gas	s/n	s/n

Fuente: Elaboración propia

Nota: entre paréntesis se indican los niveles propuestos con el escenario base de beneficios.



0222

Arauco Generación S.A.

Av. El Golf N° 150 Piso 7
Las Condes - Santiago, Chile
Fono N° (56-2) 462 37 00
Fax N° (56-2) 462 38 57

GAG-C005/2010

Santiago, 04 de marzo de 2010

Señor
Alvaro Sapag R.
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Teatinos 254 – Piso 1
Presente



Ref.: **Formula Observaciones a Anteproyecto que indica.**

En primer lugar, y a propósito de los recientes acontecimientos que han afectado tan gravemente a nuestro país producto del sismo ocurrido el pasado sábado 27 de febrero, aprovecho la ocasión para manifestarle nuestra solidaridad y deseos de bienestar para usted y familia, así como para el personal de la Comisión Nacional del Medio Ambiente y sus familiares.

Si bien comprendemos que todos los esfuerzos del país están focalizados en enfrentar esta situación, entendemos que los procesos vigentes de elaboración y dictación de normas ambientales no se encuentran suspendidos y, en consecuencia, nos permitimos indicar lo siguiente:

Carlos Rauld Jugovic, en representación de **Arauco Generación S.A.**, ambos domiciliados para estos efectos en Avenida El Golf N° 150, piso 7, comuna de Las Condes, Santiago; en el expediente administrativo sobre la formulación de una Norma de Emisión para Termoeléctricas, al Señor Director Ejecutivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, respetuosamente decimos:

Se encuentra en actual tramitación un procedimiento para la formulación de una norma denominada "**Norma de Emisión para Termoeléctricas**". Por Resolución Exenta N° 7550, de fecha 07 de diciembre de 2009, de la Dirección Ejecutiva de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), se aprobó el Anteproyecto de dicha norma y se ordenó someterlo a consulta pública. De acuerdo a dicha Resolución y a lo dispuesto en el D.S. N°93/95, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, se fija un plazo de sesenta días contados desde la fecha de su publicación para que cualquier persona natural o jurídica formule observaciones al Anteproyecto.

4


Arauco Generación S.A.

Av. El Golf N° 150 Piso 7
 Las Condes - Santiago, Chile
 Fono N° (56-2) 462 37 00
 Fax N° (56-2) 462 38 57

Por lo expuesto, en uso de la facultad que nos confiere el artículo 20 del D.S. N°93/95, de Minseges, y la Resolución antes referida, venimos en formular observaciones conforme los argumentos que a continuación pasamos a exponer.

1. Antecedentes:

El Anteproyecto de Norma de Emisión aprobado mediante la citada Resolución Exenta N° 7550, en síntesis, tiene por objeto controlar las emisiones de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂), mercurio (Hg), níquel (Ni) y vanadio (V), provenientes de termoeléctricas.

El Anteproyecto, además de señalar sus fundamentos, está estructurado en cuatro títulos; a saber:

- Objetivo, aplicación territorial y definiciones.
- Límites máximos de emisión y plazo para el cumplimiento.
- Fiscalización, metodología de medición y procedimiento de control.
- Entrada en vigencia.

En lo que pudiere tener relación con las instalaciones y operaciones de mi representada, cabe destacar que en su artículo 2, se establece que "*El presente anteproyecto de norma de emisión regula a las termoeléctricas existentes y nuevas, en particular a calderas y turbinas, exceptuando de esta regulación a los motores de combustión interna y a las instalaciones de cogeneración.*"¹.

2. Observaciones:

Como puede observarse, el Anteproyecto de Norma de Emisión deja al margen (no aplica) a las instalaciones u operaciones relacionadas con cogeneración. Sin embargo, la redacción que se propone para el artículo 2° (que busca precisamente exceptuar a las instalaciones de cogeneración) no es lo suficientemente clara y, de mantenerse, pudiere, en una interpretación posterior, sostenerse confusamente que las instalaciones de combustión interna o de cogeneración están afectas a la norma.

Esto, porque en el alcance de la norma, al señalarse las termoeléctricas, se agrega la frase "*en particular a calderas y turbinas*". Dado que una instalación de cogeneración puede, a su vez, ser una caldera y/o una turbina, pudiera

¹ El destacado es nuestro.



102225
Arauco Generación S.A.
Av. El Golf N° 150 Piso 7
Las Condes - Santiago, Chile
Fono N° (56-2) 462 37 00
Fax N° (56-2) 462 38 57

interpretarse que la norma también le es aplicable, cuestión que va en dirección contraria al alcance específico de la regulación en elaboración.

En tal sentido, parece razonable dar mayor precisión al momento de describir el alcance de la norma y sus excepciones.

Al respecto, nos permitimos sugerir que el artículo 2° sea redactado de la siguiente forma:

“El presente anteproyecto de norma de emisión regula a las termoeléctricas existentes y nuevas, exceptuando de esta regulación a los motores de combustión interna y a las calderas y turbinas asociadas a las instalaciones de cogeneración.”

El objeto de esta modificación propuesta a la redacción del artículo 2°, es evitar que se produzcan confusiones, y se pretenda incluir dentro del espectro de la norma a las calderas de poder y calderas recuperadoras utilizadas en operaciones relacionadas con la industria forestal, lo que claramente entendemos no ha sido la intención de la Autoridad al momento de elaborar la norma.

3. Solicitud concreta:

En virtud de lo anteriormente expuesto, solicitamos respetuosamente a usted que la observación antes formulada al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, aprobado mediante la citada Resolución Exenta N° 7550, sea considerada en las etapas que correspondan y, en particular, en la elaboración del Proyecto de Norma, en el sentido de redactar el artículo 2° de la norma de la forma que se ha indicado.

Esperando una favorable acogida de la presente, y poniéndonos a su disposición para aclarar cualquier duda o aportar mayores antecedentes, saluda atentamente a usted,

ARAUCO GENERACION S.A.



Carlos Rauld Jugovic
Representante Legal

Santiago, 9 de marzo de 2010.



Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

REF: Observaciones de EMPRESA ELECTRICA ANGAMOS S.A. a Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.

ANT: Res. Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA.

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 20 del D.S. N° 93/95, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de calidad y de Emisión, y acogiéndonos al plazo establecido en la Resolución Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA, manifestamos a Ud. que nuestra empresa EMPRESA ELECTRICA ANGAMOS S.A. adhiere y suscribe en todas sus partes a las observaciones formuladas al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas por AES Gener S.A. y que se contienen en el documento denominado "*Observaciones de AES Gener S.A. al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas*".

Solicitamos al Sr. Director Ejecutivo tener en cuenta las mencionadas observaciones, las que esperamos sean un aporte en el proceso de dictación de esta norma, sin perjuicio de las demás observaciones que sean recepcionadas por la autoridad u otras que podamos presentar en representación de Empresa Eléctrica Angamos S.A. en el marco de este

procedimiento, todo a objeto de arribar, en éste u en otro proceso, a la regulación más eficiente e idónea para las actividades económicas que deben ser objeto de la regulación.

Le saluda atentamente,



Derek Martin
EMPRESA ELECTRICA ANGAMOS S.A.

02228



Santiago, 10 de marzo de 2010
EEC-N° 083/2010



Alonso de Córdova 5151, Of. 902
Las Condes, Santiago, Chile
Tel: 56 2 - 597 93 00
Fax: 56 2 - 597 93 35
www.aesgener.cl

Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

REF: Observaciones de EMPRESA ELECTRICA CAMPICHE S.A. a Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.

ANT: Res. Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA.

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 20 del D.S. N° 93/95, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de calidad y de Emisión, y acogiéndonos al plazo establecido en la Resolución Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA, manifestamos a Ud. que nuestra empresa EMPRESA ELECTRICA CAMPICHE S.A. adhiere y suscribe en todas sus partes a las observaciones formuladas al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas por AES Gener S.A. y que se contienen en el documento denominado "*Observaciones de AES Gener S.A. al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas*".

Solicitamos al Sr. Director Ejecutivo tener en cuenta las mencionadas observaciones, las que esperamos sean un aporte en el proceso de dictación de esta norma, sin perjuicio de las demás observaciones que sean recepcionadas por la autoridad u otras que podamos presentar en representación de Empresa Eléctrica Campiche S.A. en el marco de este procedimiento, todo a objeto de arribar, en éste u en otro proceso, a la regulación más eficiente e idónea para las actividades económicas que deben ser objeto de la regulación.

Le saluda atentamente,

Osvaldo Martínez C.
Gerente General Subrogante

02220



Santiago, 10 de marzo de 2010
EEV-NV-291/2010

Alonso de Córdova 5151, Of. 902
Las Condes, Santiago, Chile
Tel: 56 2 - 597 93 00
Fax: 56 2 - 597 93 35
www.aesgener.cl

Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente



REF: Observaciones de EMPRESA ELECTRICA VENTANAS S.A. a Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.


ANT: Res. Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA.

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 20 del D.S. N° 93/95, del Ministerio Secretaria General de la Presidencia, que aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de calidad y de Emisión, y acogiéndonos al plazo establecido en la Resolución Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA, manifestamos a Ud. que nuestra empresa EMPRESA ELECTRICA VENTANAS S.A. adhiere y suscribe en todas sus partes a las observaciones formuladas al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas por AES Gener S.A. y que se contienen en el documento denominado "*Observaciones de AES Gener S.A. al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas*".

Solicitamos al Sr. Director Ejecutivo tener en cuenta las mencionadas observaciones, las que esperamos sean un aporte en el proceso de dictación de esta norma, sin perjuicio de las demás observaciones que sean recepcionadas por la autoridad u otras que podamos presentar en representación de Empresa Eléctrica Ventanas S.A. en el marco de este procedimiento, todo a objeto de arribar, en éste u en otro proceso, a la regulación más eficiente e idónea para las actividades económicas que deben ser objeto de la regulación.

Le saluda atentamente,



Osvaldo Martínez C.
Gerente General Subrogante

10223

Santiago, 9 de marzo de 2010.



M. Sánchez Fontecilla 310, piso 3
Las Condes, Santiago, Chile
Tel: 56 2 - 686 89 00
Fax: 56 2 - 686 89 90
www.aesgener.cl

Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

REF: Observaciones de NORGENER S.A. a Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.

ANT: Res. Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA.

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 20 del D.S. N° 93/95, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de calidad y de Emisión, y acogiéndonos al plazo establecido en la Resolución Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA, manifestamos a Ud. que nuestra empresa NORGENER S.A. adhiere y suscribe en todas sus partes a las observaciones formuladas al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas por AES Gener S.A. y que se contienen en el documento denominado "*Observaciones de AES Gener S.A. al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas*".

Solicitamos al Sr. Director Ejecutivo tener en cuenta las mencionadas observaciones, las que esperamos sean un aporte en el proceso de dictación de esta norma, sin perjuicio de las demás observaciones que sean recepcionadas por la autoridad u otras que podamos presentar en representación de Norgener S.A. en el marco de este procedimiento,

0223



todo a objeto de arribar, en éste u en otro proceso, a la regulación más eficiente e idónea para las actividades económicas que deben ser objeto de la regulación.

Le saluda atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Juan Pablo Cárdenas Pérez". The signature is fluid and cursive, with a large initial "J" and "P".

Juan Pablo Cárdenas Pérez
Gerente General Subrogante
NORGENER S.A.

Santiago, 9 de marzo de 2010.
GG 2010/28



M. Sánchez Fontecilla 310, piso 3
Las Condes, Santiago, Chile
Tel: 56 2 - 686 89 00
Fax: 56 2 - 686 89 90
www.aesgener.cl

Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

REF: Observaciones de AES Gener S.A. a Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.

ANT: Res. Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA.

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 20 del D.S. N° 93/95, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de calidad y de Emisión, y acogiéndonos al plazo establecido en la Resolución Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA en representación de AES Gener S.A. formulamos observaciones al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, aprobado por la resolución antes referida, las que se contienen en el documento adjunto denominado "*Observaciones de AES Gener S.A. al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas*", documento en el que se detallan los antecedentes jurídicos, económicos y técnicos en los que estas observaciones se sustentan.

Solicitamos al Sr. Director Ejecutivo tener en cuenta las presentes observaciones, las que esperamos sean un aporte en el proceso de dictación de esta norma, sin perjuicio de las demás observaciones que

002237



sean recepcionadas por la autoridad u otras que podamos presentar en representación de AES Gener S.A. en el marco de este procedimiento, todo a objeto de arribar, en éste u en otro proceso, a la regulación más eficiente e idónea para las actividades económicas que deben ser objeto de la regulación.

sk6

Le saluda atentamente,

Luis Felipe Cerón Cerón
Gerente General
AES GENER S.A.



OBSERVACIONES DE AES GENER S.A.**ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISION PARA TERMOELECTRICAS**

Por Resolución Exenta N° 7550, de fecha 07 de diciembre de 2009, de la Dirección Ejecutiva de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, se aprobó el Anteproyecto de "Norma de Emisión para Termoeléctricas" (en adelante "Anteproyecto" o "Anteproyecto de Norma") y se ordenó someterlo a consulta pública. De acuerdo a dicha Resolución y a lo dispuesto en el D.S. N°93/95, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión (en adelante "el Reglamento"), se fija un plazo de sesenta días contados desde la fecha de su publicación para que cualquier persona natural o jurídica formule observaciones al Anteproyecto.

En uso de la facultad que confiere el artículo 20 del Reglamento y lo señalado en la Resolución antes referida, AES Gener S.A. viene en formular las observaciones que se contienen en el presente documento.

Nuestra presentación, como se apreciará en lo sucesivo, tiene por objetivos fundamentales:

- a. Señalar, en lo que interesa a esta presentación, los principios constitucionales y legales que deben orientar la regulación administrativa ambiental.
- b. Identificar las observaciones específicas que se efectúan al Anteproyecto de norma de emisión en actual trámite -y a los estudios que han servido para su elaboración- a objeto de demostrar por qué éste no se ajusta a las prescripciones constitucionales, legales y reglamentarias en función de las cuales debe dictarse.

En relación al formato de las observaciones, hacemos notar que se han destacado nuestras solicitudes sólo con el ánimo de facilitar la respuesta de las mismas.

I.-

ANTECEDENTES GENERALES

Previo a entrar al desarrollo de las observaciones específicas que se efectúan al Anteproyecto de Norma creemos necesario señalar algunos conceptos que son propios

del sistema de normas de emisión que regula la Ley 19.300, pues, en función de ello pueden establecerse con mayor precisión las consecuencias de una regulación normativa ambiental que puede no estar suficientemente fundada, o no dar cuenta de todos los factores técnicos, científicos y económicos que deben estar presentes no sólo al establecer los parámetros de la norma, sino que –también– al establecer el objeto de la regulación y los sujetos a los que alcanzará como obligados a su cumplimiento.

1.- Breve noción acerca de las Normas de Emisión en la Ley 19.300.

El artículo 2 letra o) de la ley 19.300 define las Normas de Emisión como *“las que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora”*. La definición es reiterada en el artículo 4 del Reglamento.

Del concepto legal y reglamentario se derivan las siguientes características de las normas de emisión.

a.- Son normas jurídicas de efectos generales.

Las Normas de Emisión, en nuestra ley de procedimiento administrativo, se consideran como actos de efectos generales, esto es, aquellos que contienen normas de general aplicación, que miran al interés general, o que interesan a un número indeterminado de personas (artículo 48, ley 19.880)¹. Su contenido es obligatorio y vinculante, tanto para las autoridades públicas, como para todos aquellos afectados a su cumplimiento.

b.- Tienen un ámbito territorial de aplicación y un objetivo de protección.

Las normas de emisión tienen el ámbito territorial de aplicación que se señale en el decreto respectivo y tienen por objeto prevenir la contaminación o sus efectos.

c.- Se dictan a través de un procedimiento administrativo especial.

Las normas de emisión tienen un procedimiento especial para su generación y modificación, el que se encuentra regido por el artículo 32 de la ley 19.300, y el Reglamento.

El procedimiento para la elaboración de normas de emisión que contempla el Reglamento es similar al establecido para las normas de calidad ambiental. Sin embargo, conforme al

¹ La generalidad de la Norma se opone al carácter propio de los actos de efectos individuales, que son aquellos cuyos efectos involucran sólo a ciertas y determinadas personas. El carácter de acto concreto o abstracto determina el distinto régimen que debe observarse para ponerlos en conocimiento de los administrados: notificación (artículo 45) y publicación (artículo 48), respectivamente.

artículo 34 del Reglamento, se agregan en este caso requisitos de estudios que deben servir de fundamento para su dictación, tales como la concentración ambiental o distribución del contaminante en el área de aplicación de la norma, su metodología de medición y los resultados encontrados; la relación entre las emisiones del contaminante y la calidad ambiental; la capacidad de dilución y de autodepuración del medio receptor involucrado en la materia normada; los efectos que produce el contaminante sobre la salud de las personas, la flora o la fauna u otros elementos del medio ambiente y las tecnologías aplicables a cada caso y un análisis de la factibilidad técnica y económica de su implementación.

La coordinación del proceso de generación de las normas, y la determinación de los programas y plazos de cumplimiento de las mismas, corresponde a la CONAMA. El procedimiento considera etapas de análisis técnico y económico; desarrollo de estudios científicos; consultas a organismos competentes, públicos y privados; análisis de las observaciones formuladas; y, una adecuada publicidad.

d.- Se establecen por Decreto Supremo.

Las normas de emisión se establecen mediante decreto supremo que lleva la firma del ministro sectorial que corresponda. Si se trata de materias que no corresponden a un Ministerio determinado, son dictadas mediante decreto del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

2.- El Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas frente a los conceptos antes referidos.

Teniendo en cuenta los conceptos antes referidos, que constituyen la regulación general aplicable a toda norma de emisión, en el expediente instruido para la dictación de la norma, y en el Anteproyecto publicado, se observa que no se cumplen todos los requisitos de suficiencia de los estudios técnicos y científicos, y de análisis de su impacto económico y social, lo que ha derivado en la publicación de un Anteproyecto de Norma que no está suficientemente fundado en cuanto a una serie de materias de que se da cuenta en esta presentación, todo lo cual podría redundar en una norma definitiva que, de aprobarse en la forma propuesta, vulnerará los principios constitucionales y legales que deben orientar la regulación económico-ambiental e, incluso, en una vulneración de la igualdad ante la ley.

De ello se da cuenta en esta presentación, no con el objetivo de que no exista regulación sino que, por el contrario, para que la normativa que se dicte cumpla estrictamente con

las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias –de fondo y forma- en función de las cuales debe dictarse y que evidentemente no puede contravenir en forma alguna.

II.-

ANTEPROYECTO DE NORMA PUEDE REPRESENTAR UNA VULNERACION EN LA IGUALDAD EN EL TRATO QUE DEBEN DAR EL ESTADO Y SUS ORGANISMOS EN LA REGULACION ECONOMICO-AMBIENTAL.

Como es sabido, el procedimiento de generación y revisión de las normas regulatorias ambientales debe conciliar adecuadamente diversos derechos constitucionales que se reconocen y garantizan con la misma intensidad, v.g: el derecho a desarrollar cualquier actividad económica lícita, consagrado en el artículo 19, N° 21; el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, consagrado en el artículo 19, N° 8; la igualdad ante la ley, consagrada en el artículo 19 N° 2; la igualdad en el trato que deben dar en Estado y sus organismos en materia económica, consagrado en el artículo 19 N° 22; todos de la Constitución Política del Estado.

En ese empeño, asimismo, en los procedimientos de generación y revisión de normas regulatorias ambientales debe cautelarse que no se produzca ninguna diferenciación que pueda resultar arbitraria.

1.- Regulación constitucional del derecho a desarrollar actividades económicas lícitas y su conciliación con el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación.

Como es sabido la Constitución Política reconoce y garantiza a todas las personas el derecho a desarrollar cualquiera actividad económica que no sea contraria a la moral, al orden público o a la seguridad nacional, respetando las normas legales que la regulen (artículo 19, número 21). Sobre este derecho, ha señalado el Tribunal Constitucional, que *"es una expresión de los contenidos filosóficos jurídicos del Capítulo I de la Constitución Política, y viene a ser una consecuencia del principio de subsidiariedad, como también del deber del Estado de resguardar el derecho de las personas a participar con igualdad de oportunidades en la vida nacional"*. El ejercicio de este derecho *"debe llevarse a cabo respetando las normas legales que la regulen"*².

² Tribunal Constitucional, sentencia de 06 de abril de 1993, Rol 167.

El derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación recibió consagración constitucional en los mismos términos y con la misma jerarquía con que se reconocen los demás derechos constitucionales³ por lo cual deben conciliarse racionalmente y no superponerlo a éstos.

La regulación del derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación habilita al legislador para *“establecer restricciones específicas a determinados derechos para proteger el medio ambiente”* (artículo 19, número 8, inciso segundo Constitución Política). Los términos en base a los cuales pueden establecerse límites a determinados derechos para proteger el medio ambiente, para preservar la naturaleza y para conservar el patrimonio ambiental, se encuentran –fundamentalmente– dados en la Ley 19.300.

Esta ley, como se sabe, dispone en su inciso primero que *“El derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental se regularán por las disposiciones de esta ley, sin perjuicio de lo que otras normas legales establezcan sobre la materia”*. Conjuntamente con este mandato se establece el límite legal al ejercicio de estas facultades pues, conforme a su artículo 5, *“las medidas de protección ambiental que, conforme a sus facultades, dispongan ejecutar las autoridades no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias”*.

Las normas indicadas, se verá, fijan un marco suficiente para conciliar adecuadamente el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación con los demás derechos que constitucionalmente se reconocen y garantizan, de manera que en los procedimientos de dictación de normas de calidad ambiental y de emisión se actúe de manera racional, con realismo y con expresa interdicción de la arbitrariedad.

La concreción de estos principios supone que:

- a. Las normas que regulan la actividad económica deben ser impersonales y de aplicación general.

³ En las Actas Oficiales de la Comisión de Estudio de la Nueva Constitución quedó consignada la opinión del Comisionado Bertelsen (Sesión 414, Pág. 3515) en el sentido que: “en lo relativo a vivir en un medio ambiente libre de contaminación hay un derecho que reviste una doble característica: por una parte, tiene similitud con los llamados derechos sociales, pues se trata de una aspiración general de la colectividad orientada a que el Estado asegure el derecho a vivir en un medio ambiente no contaminado; y, por otro lado, posee un carácter más específico referente, de manera directa, a actos de particulares y de autoridades. Manifiesta que de este modo los ciudadanos tienen expectativas de que el Estado dirija su acción a mejorar la calidad del medio ambiente, y también un derecho exigible contra toda persona o autoridad que por actos o hechos imputables directamente a ellos les causen un perjuicio en su derecho”.

- b. Nadie puede ser perjudicado o beneficiado arbitrariamente por leyes o decisiones de la autoridad.
- c. Ninguna actividad económica lícita puede ser prohibida, ni aun indirectamente, sobre la base de fijar estándares ambientales que –ajenos a todo criterio de realismo- importen la imposibilidad de su ejercicio, afectando los derechos en su esencia.

2.- Regulación normativa ambiental y orden público económico.

Así, del sistema bajo el cual operan las normas de emisión en Chile, aparece con claridad que se trata de una estructura normativa propia del orden público económico, donde la dictación, revisión y aplicación de las normas es una materia de derecho estricto.

El sistema se basó, asimismo, en los principios de realismo y gradualismo pues se entiende que *"no se puede exigir de un día para otro los estándares ambientales más exigentes, ni someter a todas las actividades del país, sin importar su tamaño, a los procedimientos de evaluación de impacto ambiental. Por tal razón, el camino adoptado por la ley es dar un marco general y preparar a los funcionarios del sector público para que puedan hacer cumplir las disposiciones y así, poco a poco, desarrollar las legislaciones sectoriales"*⁴.

Por último, estos principios están estrechamente vinculados al conocimiento progresivo que, tanto las autoridades como los particulares, han ido adquiriendo acerca del comportamiento del medio ambiente y sus componentes, como también de los cambios que puede éste experimentar como consecuencia de la incorporación de elementos provenientes de la actividad productiva. Este conocimiento gradual se encuentra expresamente previsto en el sistema de dictación de normas de emisión que, por una parte, responde a un programa priorizado que elabora la CONAMA y, por la otra, sujeta a las normas ya dictadas a una revisión periódica cada cinco años, siendo posible, de tal manera, que los límites establecidos por una norma en determinado momento cambien en su versión revisada, sea restringiéndolos, sea aumentándolos en caso de haber sido excesivamente estrictos.

⁴ Mensaje Presidencial con que se envió al Congreso el proyecto de Ley de Bases Generales del Medio Ambiente. En palabras del Secretario Ejecutivo de CONAMA, con motivo de la presentación del proyecto de Ley de Bases Generales del Medio Ambiente al Poder Legislativo "el desafío del desarrollo sustentable necesita ser enfrentado gradual y realistamente". Este criterio que fue ampliamente compartido por el Congreso Nacional y expresado en la intención de "avanzar por etapas, gradualmente, definiendo primero los instrumentos globales, de carácter general, dejando para la legislación específica posterior, la aplicación sectorial a las más importantes realidades, situaciones o factores ambientales".

El Mensaje con que S.E. el Presidente de la República señalaba, al efecto: *“Las normas sobre calidad ambiental son un reflejo de lo que la ciudad está dispuesta a sacrificar con tal de tener menores niveles de riesgo para la salud. Pero las decisiones respecto de ellas deben tomarse informada y responsablemente pues, en sus extremos, pueden conducir al país con normas tan holgadas, que en definitiva se transforme en verdadero basurero de sustancias contaminantes, o en un país con estándares tan exigentes que no se puedan aplicar o, en que, de aplicarse, harían peligrar seriamente sus posibilidades de desarrollo. Por ello, este procedimiento de fijación de normas debe ser serio e informado, puesto que su importancia es capital, tanto para proteger adecuadamente nuestro medio ambiente, como para dar un marco mínimo donde se concrete nuestro desarrollo económico. En definitiva, estas normas son uno de los instrumentos básicos para lograr la sustentabilidad del desarrollo”*.

3.- Habilitación constitucional para establecer diferenciaciones lícitas en las normas de emisión y discrecionalidad técnica. La interdicción de la arbitrariedad.

Como corolario de lo antes señalado, cabe recordar que, al señalar el artículo 19 N° 2 de la Constitución Política que *“ni la ley ni autoridad alguna podrán establecer diferencias arbitrarias”*, en concepto del constituyente la ley y la autoridad sólo pueden establecer diferencias cuando éstas se encuentren debidamente fundadas, de otro modo, devienen en arbitrarias.

Para ello, la Administración cuenta, dentro de un marco de racionalidad y debida fundamentación, con cierto grado de discrecionalidad técnica, estando facultada para efectuar una diferenciación –como se dijo- sólo en función de antecedentes debidamente fundados, antecedentes que en este caso no aparecen en el expediente del Anteproyecto de Norma.

Ahora, al ser las normas de emisión, una norma jurídica general y abstracta que se aplica a todas aquellas fuentes emisoras que se encuentren dentro del ámbito de sus normas, en su dictación debe cautelarse estrictamente que no se vulnere el principio de interdicción de la arbitrariedad, consagrado a nivel constitucional y legal. Ello porque, desde luego, el artículo 19, N° 2, de la Constitución Política, asegura a todas las personas la igualdad ante la ley, prohibiendo que se establezcan diferencias arbitrarias. De esta manera, debe cautelarse que todas las fuentes emisoras reguladas que se encuentren en el territorio nacional se rijan por parámetros homologables según criterios técnicos, y que el resultado ambiental que se espera se obtenga mediante la regulación de todas las fuentes emisoras y no sólo de unas en perjuicio de otras.

Asimismo, debe cautelarse que no exista discriminación en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica, derecho que la Constitución Política asegura a todas las personas en su artículo 19, número 22, y, también, en la norma del artículo 5 de la ley 19.300, que expresamente dispone que *“las medidas de protección ambiental que, conforme a sus facultades, dispongan ejecutar las autoridades no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias”*.

Según Enrique Evans⁵ *“se entiende por discriminación arbitraria toda diferencia o distinción, realizada por el legislador o por cualquiera autoridad pública, que aparezca como contraria a la ética elemental o a un proceso normal de análisis intelectual; en otros términos, que no tenga justificación racional o razonable”*. En el mismo sentido se ha pronunciado la Corte Suprema⁶ al señalar que *“por discriminación arbitraria ha de entenderse toda diferenciación o distinción realizada por el legislador o por cualquiera autoridad pública que aparezca como contraria a la ética elemental o a un proceso normal de análisis intelectual; en otros términos, que no tenga justificación racional o razonable”* (considerando 4º) y que *“resulta inconcuso entonces que lo que la Carta Política asegura a todas las personas no es sino la prohibición de que en contra de éstas se hagan o generen discriminaciones “arbitrarias” originadas fuera o más allá de la razón, admitiéndolas, en cambio, el constituyente, cuando ellas obedecen, como en el caso en estudio, a la salvaguardia y protección de bienes jurídicos superiores”* (considerando 5º).

4.- Diseño regulatorio en el Anteproyecto de Norma relativo a la selección de escenarios normativos.

En contradicción con los principios y normas antes señalados, en el Análisis General del Impacto Económico y Social -AGIES- (pág. 54) se señala que el diseño regulatorio se basó en el criterio de eficiencia, pues se elige el caso que maximiza la relación beneficio – costo. Sin embargo, el AGIES no optimiza la relación beneficio – costo, sino que parte de tres casos dados y elige uno de ellos, por lo que **se solicita optimizar los escenarios normativos**. Adicionalmente, el AGIES se limita a regular un sector (algunas termoeléctricas) y deja emisores sin regular, lo cual es, precisamente, ineficiente tanto desde el punto de vista de los resultados como de los costos (si se norma todos los sectores, es posible obtener mejores resultados en la calidad del aire a un menor costo). Cabe señalar que es la concentración del contaminante en el aire la que produce daño, independiente de su fuente emisora, de modo que sectores mas industrializados tendrán

⁵ “Los Derechos Constitucionales”, Editorial Jurídica de Chile, pág. 14.

⁶ Sentencia del año 1991 (R.D.J. Tomo 88, 2-5, Pág. 178).

una mayor contaminación (ver Muller y Mendelsohn⁷, quienes reportan los distintos niveles de contaminación en dólares y sus costos sociales independientes de la fuente emisora).

Adicionalmente, el Reglamento señala, en su artículo 34, los estudios que deben realizarse para decretar una norma de emisiones, para cada área afectada, de modo tal que la hagan justificable para cada área específica. Se hace notar que el AGIES evaluó sólo escenarios a nivel nacional, sin verificar la necesidad de que toda la normativa sea de ámbito nacional.

5.- Diseño regulatorio en el Anteproyecto de norma relativo a Fuentes Emisoras.

El AGIES señala (pág. 54) que el diseño regulatorio se basó en el criterio de eficiencia, pues se elige el caso que maximiza la relación beneficio – costo. Sin embargo, es un hecho el que las unidades termoeléctricas representan menos del 40% del consumo de combustibles normados –y, antes de los cortes de envíos de gas natural argentino, menos del 30%-, tal como se aprecia en el siguiente cuadro preparado con antecedentes de la Comisión Nacional de Energía (CNE):

⁷ N. Muller y R. Mendelsohn, “*Measuring the damages of air pollution in the United States*”, *Journal of Environmental Economics and Management* 54 (2007) 1–14.

002247

Balance EnergéticoFuente: CNE (http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/Balances_Energ.html)

Total país (Teracalorías)	2004	2005	2006	2007	2008
Combustibles Sólidos	37.757	37.302	43.139	49.613	52.691
Carbón	28.137	27.575	34.427	40.861	43.695
Coke	9.620	9.727	8.712	8.752	8.996
Combustibles Líquidos	66.583	74.402	78.747	114.460	118.843
Diesel	49.493	54.364	56.355	86.014	89.787
Petróleo Combustible	17.090	20.038	22.392	28.446	29.056
Gas Natural	80.221	77.579	71.790	42.175	24.616
Otros Gases	14.854	15.005	15.226	17.521	19.629
Gas Licuado	12.311	11.923	11.972	15.554	16.044
Gas Refinería	2.543	3.082	3.254	1.967	3.585
Total Regulado	199.415	204.288	208.902	223.769	215.779
Generación Electricidad (Teracalorías)	2004	2005	2006	2007	2008
Combustibles Sólidos	23.390	23.486	29.563	36.184	39.665
Carbón	17.801	18.060	24.906	31.488	34.842
Coke	5.589	5.426	4.657	4.696	4.823
Combustibles Líquidos	1.854	3.722	2.407	28.200	29.297
Diesel	942	2.474	1.333	25.264	26.202
Petróleo Combustible	912	1.248	1.074	2.936	3.095
Gas Natural	32.257	30.129	22.549	10.211	5.274
Otros Gases	88	211	182	132	209
Gas Licuado	1	1	1	1	38
Gas Refinería	87	210	181	131	171
Total Regulado	57.589	57.548	54.701	74.727	74.445
Incidencia Electricidad (%)	2004	2005	2006	2007	2008
Combustibles Sólidos	62%	63%	69%	73%	75%
Carbón	63%	65%	72%	77%	80%
Coke	58%	56%	53%	54%	54%
Combustibles Líquidos	3%	5%	3%	25%	25%
Diesel	2%	5%	2%	29%	29%
Petróleo Combustible	5%	6%	5%	10%	11%
Gas Natural	40%	39%	31%	24%	21%
Otros Gases	1%	1%	1%	1%	1%
Gas Licuado	0%	0%	0%	0%	0%
Gas Refinería	3%	7%	6%	7%	5%
Total Regulado	29%	28%	26%	33%	35%

El hecho que las demás fuentes emisoras no estén reguladas por la norma del Anteproyecto vulnera criterios ambientales básicos de igualdad, ya que otorga un trato diferenciado en la distribución de las cargas de descontaminación. La igualdad ante la ley, garantiza un tratamiento público igualitario de las empresas, pero permite hacer diferencias con la condición de que no sean arbitrarias. Tal como señala el Tribunal Constitucional⁸: *"la igualdad ante la ley consiste en que las normas jurídicas deben ser iguales para todas las personas que se encuentren en las mismas circunstancias y, consecuentemente, diversas para aquellas que se encuentren en situaciones diferentes. No se trata, por consiguiente, de una igualdad absoluta sino que ha de aplicarse la ley en cada caso conforme a las diferencias constitutivas del mismo. La igualdad supone, por lo tanto, la distinción razonable entre quienes no se encuentren en la misma condición."* En el mismo sentido, el artículo 5 de la Ley 19.300, consagra explícitamente la aplicación de igualdad de trato frente a los instrumentos de protección ambiental: *"Las medidas de protección ambiental que, conforme a sus facultades, dispongan ejecutar las autoridades no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias."*

Las termoeléctricas están en circunstancias y condiciones ambientales iguales o similares, en lo que se refiere al uso de combustibles fósiles y a la generación de emisiones de material particulado, NOx, SO₂ y metales pesados, que el resto de los otros grandes emisores del territorio nacional. Sin embargo, a las termoeléctricas se les da un trato diferenciado que vulnera la garantía de igualdad ante la ley, ya que las profundas diferencias en las exigencias ambientales entre emisores que se encuentran en la misma categoría, no se encuentran razonablemente fundadas. Si esta norma de emisión se aprobara de la manera en que está contenida en el Anteproyecto, no existiría proporción alguna entre el aporte de contaminación de todos los emisores de gases NOx, MP, SO₂ y metales pesados, y las obligaciones de descontaminación de cada uno de ellos. Claramente, esta razón fue considerada por la Dirección Ejecutiva de CONAMA, cuando incorporó en el Cuarto Programa Priorizado de Normas (1999-2000) una norma de emisiones que incluía tanto a las termoeléctricas como a otras fuentes industriales.

Además de estas razones de equidad y justicia, el efecto de dejar fuentes emisoras sin normar es también negativo en términos económicos, pues aumenta los costos de

⁸ Fallo Rol N°53 de 1988. Proyecto de Ley Orgánica Constitucional sobre Votaciones Populares y Escrutinios.

abatimiento al no repartir dichos costos equitativamente entre las fuentes emisoras, esto es, al aplicar el principio de equimarginalidad a la emisión de contaminantes (Kolstad, 2001⁹), el que básicamente propone que si varias fuentes emiten un contaminante que debe ser controlado, se les exija a todas las fuentes el mismo costo marginal de control. El principio de equimarginalidad es muy utilizado en economía y suele llevar a situaciones de optimalidad, en el sentido de que se minimizan costos totales de producción de un bien (en este caso, el bien de reducir emisiones de contaminante). A modo de ejemplo, podemos señalar que para obtener una mejora en la calidad del aire de $4 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ en Ventanas normando solamente a las unidades termoeléctricas se incurrirá en un costo cinco veces superior al que se incurriría si se normase a todas las fuentes emisoras ubicadas en dicha localidad. En buenas cuentas, una regulación eficiente requiere que el costo marginal de abatimiento iguale al costo marginal de emisión (Baumol y Oates 1988)¹⁰, sin importar la fuente emisora.

En consecuencia, **se solicita incluir en el Anteproyecto a las demás fuentes emisoras de los contaminantes regulados.**

6.- Diseño regulatorio en el Anteproyecto de norma relativo a Unidades de Respaldo.

El diseño regulatorio no se hace cargo de las señales económicas que da al sector eléctrico. Por ejemplo, no se hace cargo de los efectos en la oferta tecnológica para proveer electricidad.

En efecto, por un lado el presente Anteproyecto excluye de su ámbito de aplicación a los motores de combustión interna, por su tamaño y porque serían normados por otra normativa en desarrollo (AGIES, pág. 41). Por otro lado, el Anteproyecto impone a las turbinas a gas la instalación de desnitrificadores (SCRs), desulfurizadores (FGDs) y, en algunos casos, precipitadores electrostáticos, sin considerar que la naturaleza de estas unidades, especialmente cuando queman combustibles líquidos, es el respaldo del sistema, a raíz de lo cual su despacho es bajo, sus emisiones atmosféricas son acotadas y, en suma, la posibilidad de recuperar sus inversiones se limita en gran medida a la remuneración de la potencia, esto es, se basa en el hecho de ser la tecnología de menor

⁹ Kolstad, C. (2001). *Economía Ambiental*. México, Oxford University Press: "El principio de equimarginalidad propone que las emisiones de varios contaminadores que contribuyen al daño ambiental en la misma forma requiere que el costo marginal de control sea igual entre todas las fuentes emisoras para lograr una reducción de emisiones al menor costo posible"

¹⁰ Baumol, W.J. and W.E. Oates (1988). "The Theory of Environmental Policy.". Cambridge University Press, Cambridge, U.K. 2nd ed.

inversión unitaria. Consecuencia de lo anterior, es probable que el motor a combustión desplace a la turbina a gas como unidad de respaldo, con el resultado económico de que se instalarán motores a combustión (quemando petróleo pesado, por ejemplo) y se retirarán del sistema las turbinas a gas (que en su mayoría queman diesel). Así, el efecto final de la norma es aumentar la emisión de contaminantes y encarecer el precio de la electricidad, lo que no está debidamente valorado en el AGIES.

En todo caso, aún en el caso de que las turbinas a gas continuasen siendo la tecnología más eficiente para satisfacer los requerimientos de respaldo eléctrico, las exigencias de instalación de equipos de abatimiento para todos los contaminantes considerados en la norma tendrán el efecto de encarecer el servicio de respaldo eléctrico (mayor precio de la electricidad en sus dos componentes: energía y potencia). Más aún, suele darse el caso de que el sistema cuente con unidades de respaldo que no generan electricidad en años, dependiendo de las condiciones hidrológicas, por lo que no hay racionalidad en exigir la instalación de equipos de abatimiento que no serán utilizados (o que lo serán a muy baja escala).

Por lo tanto, se solicita reevaluar las exigencias ambientales a las turbinas a gas que queman combustible líquido, llevándolas a niveles compatibles con la característica de respaldo de dichas unidades.

III.-

FALTA DE FUNDAMENTACION DEBIDA DEL ANTEPROYECTO DE NORMA

Derivado de los principios constitucionales ante referidos, y precisamente para que éstos se cumplan cabalmente, la ley exige que todo acto de la Administración, sea particular o de efectos generales, debe ser debidamente fundamentado en los antecedentes reunidos en el expediente administrativo instruido al efecto.

Ese es precisamente el segundo cuestionamiento que aparece en el Anteproyecto de Norma que se observa.

1.- Normativa aplicable. Motivación de los actos de la Administración.

Al efecto, el artículo 41, de la ley 19.880 dispone que *"las resoluciones contendrán la decisión, que será fundada"*, precisando su artículo 11, que obliga a la Administración a actuar *"con objetividad"*, tanto en la substanciación del procedimiento como en las decisiones que adopte, que: *"Los hechos y fundamentos de derecho deberán siempre*

expresarse en aquellos actos que afectaren los derechos de los particulares, sea que los limiten, restrinjan, priven de ellos, perturben o amenacen su legítimo ejercicio, así como aquéllos que resuelvan recursos administrativos" (inciso 2, con destacados nuestros).

Por ello el artículo 34 del Reglamento expresamente establece los contenidos que deben considerar los estudios que deben ordenarse durante el procedimiento de dictación de la Norma.

Todo ello debe, en definitiva, redundar en un acto debidamente fundado que explicita los fundamentos que permiten llegar a sus conclusiones, en este caso, particularmente, el establecimiento de la Norma y cada una de sus regulaciones específicas. Ello es así por cuanto la explicitación del motivo de hecho y de los fundamentos de derecho que justifican el acto administrativo constituye la "motivación" del acto. Por lo mismo, cuando la ley exige que un acto sea fundado quiere decir que requiere contar con una "motivación" que fundamente la causa, el motivo y el objeto de la decisión, expresados formalmente. La fundamentación debe tener, entonces, la aptitud de justificar ante el destinatario del acto y ante el juez que lo controlará, que la Administración ha sopesado los verdaderos y correctos antecedentes de hecho existentes y conocidos y ha considerado el derecho vigente aplicable a su caso particular y, que como consecuencia de ello, ha resuelto de la forma que lo ha hecho.

2.- Valoración de los antecedentes reunidos en el expediente administrativo.

En un procedimiento administrativo la autoridad tiene la obligación de valorar los antecedentes reunidos en conformidad a la ley.

El artículo 35 de la Ley 19.880, dispone que tales antecedentes se apreciarán en conciencia. Por ello, al ponderar los antecedentes y, en definitiva, al resolver, la Administración debe expresar las razones jurídicas y las simplemente lógicas, científicas, técnicas o de experiencia en cuya virtud les asigna valor o las desestima. Debe tomar en consideración la multiplicidad, la precisión, la concordancia y conexión de los distintos antecedentes que utilice, de manera que el examen conduzca lógicamente a la conclusión que le forma convicción.

El apreciar los antecedentes del procedimiento administrativo supone al menos valorarlos conforme a la lógica y los conocimientos científicamente afianzados. Estos criterios son obligatorios en la apreciación de los hechos y consecuentemente deben estar presentes en la construcción del acto o resolución.

En este caso, explicaremos enseguida, muchos de los aspectos fundamentales del Anteproyecto de norma propuesto no cuentan con ningún antecedente que permita fundarlos apropiadamente. Igualmente, no existen informes suficientes que puedan invocarse como fundamento del Anteproyecto que se propone y, los que existen, carecen de suficiente fundamento para fundar muchos de los aspectos que se regulan.

3.- La falta de antecedentes en el expediente administrativo para efectos de fundar suficientemente el Anteproyecto de norma.

La falta de antecedentes suficientes para fundar el Anteproyecto es lo que en definitiva lleva a formular una propuesta que, a nuestro juicio, carece de realismo y de gradualidad.

Sin perjuicio que esta falta de antecedentes aparece en todo el conjunto de observaciones que se formulan, ésta se hace palpable sobre todo en las materias que se indican enseguida.

3.1.- Consideraciones generales.

En efecto, analizado el expediente de la norma, encontramos que en el AGIES, por ejemplo, señala (pág. 54) que los costos directos en que deberán incurrir las empresas para cumplir con los límites y requisitos que impone la normativa son "marginales", no obstante estimar éstos (sin considerar los costos de paralización) en alrededor de MMUSD 1.700.

Otra mención que induce a error en el AGIES es la que señala (pág. 56) que en el desarrollo de la norma se consideraron los criterios establecidos por el Banco Mundial. Sin embargo, los límites impuestos en el AGIES y el Anteproyecto son efectivamente más estrictos que los del Banco Mundial, límites estos últimos que no fueron evaluados en el AGIES. Por ello, **se solicita efectivamente evaluar la norma propuesta por el Banco Mundial.**

3.2.- Estimación de los beneficios.

En cuanto a la "Estimación de los Beneficios", el estudio no advierte que sus conclusiones son altamente dependientes del costo social de la contaminación, cuya principal variable es el efecto en la salud humana, que depende a su vez de parámetros controvertidos (Muller y Mendelsohn¹¹).

¹¹ N. Muller y R. Mendelsohn, *op.cit.*

Por otro lado, en el AGIES se indica (pág. 56) que los criterios técnicos normativos se basan en la calidad del combustible, especialmente en la alta calidad del carbón actualmente en uso (bajo contenido de cenizas y azufre) y en la calidad de los combustibles líquidos (bajo contenido de azufre) que se comercializarán a partir de 2010. Dado que tales calidades se obtendrán con o sin la presente norma de emisiones, **se solicita confirmar que el escenario "sin norma" (y las emisiones resultantes) supone que se utilizan tales combustibles con bajo contenido de azufre y de cenizas.** La duda surge porque en la pág. 79 del AGIES se señala que la razón por la cual las unidades nuevas que utilizan combustible líquido presentan una disminución sustancial de emisiones de SO_2 respecto a las centrales existentes es que usarán un combustible más limpio (7 veces) y es evidente que ese combustible más limpio también deberá ser usado por las centrales existentes. **En el evento que el caso "sin norma" haya considerado emisiones de SO_2 con combustible con contenido de azufre en las centrales existentes sea superior a 50 ppm, se solicita corregir esta situación y recalcular los beneficios correspondientes de cada escenario, ya que para el petróleo diesel dicha cantidad es norma a nivel nacional.**

El punto 5.3.4 del AGIES (pág. 111) señala que el costo de la fiscalización involucra auditorías de tecnología, monitoreos de medición y fiscalización gubernamental con inspectores en terreno de los organismos competentes (SAG y autoridad sanitaria), pero limita tales costos a la contratación de fiscalizadores regionales con un sueldo mensual de \$700.000, lo que parece insuficiente, pues también existen costos asociados a la tramitación de sumarios, a la mantención de una planta de expertos para validar los informes de monitoreo o de contratar laboratorios para realizar esta tarea, etc. En consecuencia, **se solicita que se efectúe un análisis completo y debidamente fundamentado de los costos totales asociados a la tarea de fiscalización, además de considerar las adecuaciones que deberá realizar el Estado para evaluar y fiscalizar oportunamente las exigencias asociadas al presente Anteproyecto.**

En la tabla 7.8 del AGIES (pág. 149) se hace crecer los beneficios unitarios anualmente según la tasa de descuento, de modo que, a fin de cuentas, los beneficios están simplemente sumados, no descontados. En cambio, los costos se mantienen constantes (tabla 6.12, pág. 135), de modo que sí son efectivamente descontados. **Se pide corregir esta inconsistencia.**

En la pág. 145 del AGIES se señala que el modelo de dispersión utilizado para el análisis es el Calmet-Calpuff, debido a su amplio uso a nivel nacional e internacional y a sus virtudes de estimación en terrenos complejos y formación de aerosoles secundarios. Sin embargo, de acuerdo a la experiencia que hemos tenido al tratar de usar este modelo en estudios ambientales, se ha detectado que no se cuenta con la suficiente información

meteorológica en altura para obtener valores confiables. **Se requiere conocer detalles de cómo dicho estudio (AGIES) obtuvo la información que requiere el modelo y las respectivas validaciones para la obtención de información confiable.**

Asimismo, se solicita señalar cómo se obtiene la valoración de efectos en la salud de la tabla 7.8 del AGIES (págs. 149 y 150) a partir del AGIES de la norma primaria de calidad del aire para MP2.5.

En la pág. 154 del AGIES se señala que la disminución en las concentraciones de MP2.5 consideraría los sulfatos y nitratos que se generan a partir del SO₂ y NO₂. **Se requiere confirmar que ello ha sido realizado de tal modo en este estudio y señalar los supuestos de formación de MP2.5 a partir de las emisiones de SO₂ y NO_x, incluyendo las ecuaciones y cálculos pertinentes, además de las validaciones realizadas al caso que se haya considerado como base.**

Es necesario igualmente que la Autoridad proceda a señalar numéricamente cómo se obtuvieron los casos evitados por MP2.5 (Tablas 7.9 a 7.11, pág 155); desagregar los beneficios mostrados en las tablas 7.12 a 7.17 (págs. 156 y 157), de modo tal que se pueda conocer cuál ha sido el aporte de reducir emisiones de material particulado, SO₂ y NO_x por separado, único modo de evaluar el beneficio de cada norma en su propio mérito y descartar la presencia de subsidios cruzados en la evaluación. **Se solicita la memoria de cálculo que permita revisar y reconstruir las cifras mostradas; explicitar los supuestos de localización exacta de las unidades futuras, ya que los resultados del estudio son evidentemente sensibles a dicho supuesto; y, entregar un listado con la calificación de “nueva” o de “existente” que se dio a cada unidad en la evaluación de beneficios y costos del AGIES.** Tanto en el cuerpo principal de ese documento como en sus anexos da la impresión de que se refiere a las unidades en operación a la fecha del AGIES como existentes y a las unidades en construcción o proyectadas a esa fecha como “nuevas”. Adicionalmente se precisa conocer si el estudio evaluó en algún escenario la pérdida de potencia instalada por el cierre de algunas instalaciones debido a los requerimientos de la norma, situación en que podrían verse las unidades de respaldo el tener que instalar desnitrificador y desulfurizador como señala el AGIES en su Anexo IV.

Además, el estudio no incluye una estimación de pérdida de PIB por las mayores tarifas eléctricas. Estudios recientes¹² muestran que en Chile la elasticidad de la tasa de crecimiento del PIB a la tarifa eléctrica es de al menos un - 0,069, de modo que un alza en

¹² Blümel, Gonzalo; Espinoza, Ricardo y Domper, María de la Luz: “Precios de la Energía y Crecimiento Económico: Evidencias de una Relación”, en IX Jornadas de Derecho Eléctrico UC, 4 de agosto de 2009.

002251

el nivel de tarifas eléctricas de un 10% implica una pérdida en la tasa de crecimiento del país del 0,7%. En la Tabla 6.8 del AGIES se muestra que el alza de tarifas sería del orden del 2%, lo que impactaría en el PIB del país en alrededor de MMUSD 200 anuales. **Se solicita incluir este efecto sobre el PIB en la evaluación de la norma.**

3.3.- En cuanto a la regulación establecida para metales pesados.

Las tablas 4.2 y 4.5 del AGIES (págs. 59 y 65) señalan las emisiones de metales pesados al año 2008, indicando que tales valores son un resumen de lo señalado en el Anexo I. Adicionalmente, en las Tablas 7.2 y 7.4 (págs. 139 y 140) del AGIES se presentan proyecciones de emisiones. Sin embargo, en la pág. 76 del AGIES se indica que tales valores corresponden solamente a supuestos, ya que ninguna de las unidades mide ni estima sus emisiones de metales pesados. **Es imprescindible explicar cómo se obtuvieron y validaron los límites de emisiones de metales pesados considerados en el Anteproyecto sin efectuar mediciones de emisiones o de calidad del aire o, en caso de contar con dichas mediciones, se debe aportar las mediciones que tuvo a la vista CONAMA o su consultor que lo llevaron a recomendar un límite de emisiones de metales pesados.** Con el mismo objeto, **se pide señalar cómo se obtuvieron los porcentajes de reducción de emisiones de metales pesados señalados en las Tablas 7.3 y 7.5 (págs. 139 y 140) del AGIES.**

Por otro lado, se hace notar que en el AGIES no se mide el efecto (positivo o negativo) de limitar las emisiones de metales pesados: no se miden beneficios ni se señalan costos. Sin embargo, se impone una norma, lo que no parece debidamente justificado. En efecto, en el AGIES se supone que los límites de emisiones de metales pesados se cumplen *per se*, sin inversiones ni costos operacionales adicionales. De hecho, señala (pág. 55) que la reducción de metales se logra como un co-beneficio de la reducción de material particulado (filtro de mangas) y gases (desulfurizador), así como que (pág. 56) la reducción de níquel y vanadio se logra de forma "indirecta". **Se pide aportar los antecedentes que garanticen que no se requerirá realizar inversiones adicionales para cumplir con los límites de emisión de metales pesados.** En todo caso, se hace notar que en caso que lo señalado en el punto anterior sea cierto (no se requieren inversiones adicionales ni se incrementan los costos operacionales por limitar las emisiones de metales pesados), sería dable pensar que dichos límites no están activos, por lo que no se entiende la imposición de una norma.

Por otro lado, en el expediente no hay estudios que avalen el diseño de una norma que limite las emisiones de níquel y vanadio y, en suma, el único antecedente con que cuenta CONAMA para limitar las emisiones de metales pesados (mercurio, níquel y vanadio) es

que en dos países existe una norma similar. Adicionalmente, CONAMA no aporta antecedentes que justifiquen discriminar al sector normado, en el sentido que pruebe que los sectores no regulados (no termoeléctricos y termoeléctricos no incluidos en esta norma) no presentan emisiones de metales pesados, por lo que **se solicita a CONAMA aportar los estudios que demuestren que se requiere normar la emisión de estos metales en las fuentes objeto de esta regulación y no en otras fuentes de emisión de los mismos metales pesados.**

Por último, el AGIES señala (pág. 55) que las normas de calidad del aire (primarias y secundarias) indican la prioridad de contaminante a normar (MP10, SO₂, NO₂, MP2.5). Se entiende entonces que, previo a establecer una norma de emisiones de níquel, vanadio y mercurio sólo a las unidades que usan carbón y petcoke, el diseño regulatorio más conveniente supone el previo establecimiento de una norma de calidad de aire a la cual aspirar para dichos componentes.

En suma, respecto a la idea de normar las emisiones de metales pesados, **se solicita que se modifique el proyecto, cambiando la limitación de emisiones de metales pesados por la obligación de medir las mismas**, dando la posibilidad de generar una base de datos que sea usada como línea base y antecedentes en el proceso de revisión de norma que debe ser realizado cada cinco años, según lo indicado en el Artículo 36 del DS N°93.

3.4.- En cuanto al reconocimiento de inversiones desde el año 2005.

El AGIES da a entender que una parte de los mayores costos de inversión en equipos de mitigación ambiental ya habrían sido incorporados en los precios de suministro a partir del año 2005 (página 54 AGIES). Esta afirmación poco precisa, ya que por un lado, el precio de la potencia, que es parte de los ingresos que reciben las centrales en el mercado spot y que además se encuentra en los nuevos contratos de suministro, ha sido calculado considerando una turbina a gas operando con diesel y sin ningún tipo de equipo de abatimiento. En la tabla siguiente se muestra, para el período que abarca desde la fijación de precios de nudo de abril de 2005 a la última fijación vigente, si para cada tipo de unidad de generación el Informe de Precio de Nudo de la CNE ha considerado el empleo de tecnologías de abatimiento. Como se puede observar, en cada una de las fijaciones de precios de nudo realizadas por la CNE desde esa fecha, dicha Comisión sólo ha indicado explícitamente el uso de equipos ambientales en las centrales a carbón:

Informe precio de nudo CNE	SIC				SING			
	Gas Natural	GNL	Diesel	Carbón	Gas Natural	GNL	Diesel	Carbón
Abr-05	no	no	no	si	no	No	no	no
Oct-05	no	no	no	si	no	No	no	no
Abr-06	no	no	no	si	no	No	no	no
Oct-06	no	no	no	si	no	No	no	si
Abr-07	no	no	no	si	no	No	no	si
Oct-07	no	no	no	si	no	No	no	si
Abr-08	no	no	no	si	no	No	no	si
Oct-08	no	no	no	si	no	No	no	si
Abr-09	no	no	no	si	no	No	no	si
Oct-09	no	no	no	si	no	No	no	si

Nota: "si" indica mención a tecnología de abatimiento; "no" indica ausencia de mención a tecnología de abatimiento en Informe de Precio de Nudo.

Para el caso de centrales a carbón sólo se incluía una nota muy vaga que decía: *"Los costos de inversión de estos proyectos incluyen el desarrollo de los puertos, necesarios para la descarga y almacenamiento del carbón, y los costos de los equipos de mitigación ambiental"*, sin precisar ni el tipo de contaminante ni tampoco el monto de la mitigación a la que refería la nota.

En consecuencia, al no existir reconocimiento alguno de las exigencias ambientales en el precio de la potencia, que es el precio que remunera las inversiones, éstas no estarían consideradas. Tampoco se han incluido los costos operacionales de los equipos de abatimiento, por lo que tampoco hay un efecto en los costos marginales pues, de hecho, el informe de precios de nudo de la CNE (Cuadro 6, pág. 16) muestra los costos de operación reales informados por las unidades generadoras. Por último, las inversiones consideradas por la CNE en las unidades de carbón difícilmente pueden incluir la totalidad de los equipos de abatimiento (Filtro de Mangas + Desulfurizador + Desnitrificador), pues consideran una inversión de tan sólo 2.300 USD/KW.

Por otro lado, las bases de las licitaciones de suministro de las distribuidoras, que fueron aprobadas por la CNE en cada oportunidad, tampoco contenían exigencias explícitas respecto de alguna obligación de tener equipos de abatimiento en las centrales térmicas que respaldaban la energía ofertada. De este modo, no existía una obligación clara sobre los generadores que permita afirmar con certeza que parte de los costos ambientales de la actual norma ya estén incorporados en los precios de electricidad.

En conclusión, se aclara que el costo asociado a inversiones en tecnologías de abatimiento no se ha reflejado más que marginalmente en los precios de nudo a partir del año 2005 ni en los precios de la energía establecidos en los contratos de suministro eléctrico.

IV.-

SOBRE EL OBJETO DE LA NORMA

Adicionalmente, el Anteproyecto de Norma presenta una serie de deficiencias que deben ser subsanadas, las que en indicamos en los párrafos siguientes. La primera de ellas se refiere a la definición de termoeléctrica.

1.- Definición de termoeléctrica en el Anteproyecto de Norma.

El artículo 2° del Anteproyecto dispone: *“El presente anteproyecto de norma de emisión regula a las termoeléctricas existentes y nuevas, en particular a calderas y turbinas, exceptuando de esta regulación a los motores de combustión interna y a las instalaciones de cogeneración”.*

Ya hemos señalado que el objeto de la norma no debería restringirse a algunas unidades termoeléctricas, sino a todas las fuentes de emisión, por lo que en lo sucesivo nos referiremos tanto a la definición de Termoeléctrica como a la distinción entre unidades nuevas y existentes.

Desarrollando el concepto destacado anteriormente, el artículo 3° del Anteproyecto, en su letra a) define *“Termoeléctrica”*:

“Instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico. Se entenderá como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MW_t”.

(megawatt térmico) en función del poder calorífico superior del combustible" (lo destacado es nuestro).

En función a este concepto, el artículo 4° del Anteproyecto establece los límites de emisión para *termoeléctricas* existentes (Tabla N° 1), *termoeléctricas* nuevas (Tabla N° 2), y *termoeléctricas* existentes o nuevas que utilicen carbón o petcoke.

Al respecto, hacemos notar que la definición contenida en el artículo 3° del Anteproyecto de Norma agrupa a unidades productivas de diferente antigüedad y tecnología, sin explicar cómo se realiza tal agrupación y sin sustentar la racionalidad económica o social de realizar dicha agrupación. En todo caso, aún cuándo la definición explicase cómo se realiza tal agrupación, no tiene sentido efectuarla por criterios tales como la mera proximidad física o uso de algún elemento común (una chimenea, por ejemplo), ya que cada unidad cuenta con su propio proceso térmico. Ejemplo del primer caso pueden ser una turbina a gas y una turbina a vapor que se encuentren una junto a la otra y del segundo caso puede ser dos turbinas a vapor de diferentes fechas de puesta en marcha que descarguen sus gases por la misma chimenea.

A mayor abundamiento, una minuta elaborada por CONAMA en septiembre de 2009, incluida en el expediente, aporta elementos para definir "termoeléctrica", reconociendo tipologías de centrales termoeléctricas, a saber: turbina a vapor, turbina a gas, ciclo combinado y motores de combustión interna, constando también que a cada tipo de termoeléctrica se encuentran asociadas determinadas tecnologías de abatimiento y tipo de combustible. En consecuencia, queda claro que lo distintivo de la "termoeléctrica" es el dispositivo que transforma energía calórica en mecánica y, por ende, que cada dispositivo se corresponde biunívocamente con una única unidad termoeléctrica.

2.- La Norma debe aplicarse a las unidades productivas por separado y no a un concepto de "termoeléctrica" que crea.

El Anteproyecto debe contemplar como objeto de regulación a la "Unidad productora de un bien" y no la "Termoeléctrica" y, en razón a ello, establecer los límites de emisión del artículo 4° respecto de cada "Unidad productora de un bien".

En efecto, el objeto del Anteproyecto consiste en regular las emisiones verificadas a raíz de cada proceso productivo independiente. A modo de referencia, cabe tener presente el D.S. N° 185/91, Ministerio de Minería, que reglamenta el funcionamiento de establecimientos emisores de anhídrido sulfuroso, material particulado y arsénico en todo el territorio de la República, el cual considera cada fuente por separado y excepcionalmente al establecimiento industrial en su conjunto.

002250

Esta norma en su artículo 3° letra g) define *Fuente emisora* como “el punto o área desde el cual se emite anhídrido sulfuroso, material particulado o arsénico”, siendo esta la unidad de regulación de este cuerpo normativo. Como contrapunto, la letra f) del mismo precepto define “*Establecimiento regulado*” como “el conjunto de fuentes emisoras localizadas dentro del área de una propiedad industrial en donde no es posible distinguir el impacto relativo de cada una de ellas en los valores registrados de las concentraciones ambientales de anhídrido sulfuroso y material particulado y, que en conjunto, el artículo 2° de este decreto les sea aplicable”. El carácter de unidad de regulación de la “Fuente emisora” queda de manifiesto en el artículo 15 letra c) del decreto: “Si la zona saturada es impactada simultáneamente por las emisiones de establecimientos regulados y por otras fuentes emisoras [...]”. De este modo, en principio el objeto de regulación debe ser la unidad productora de un bien.

A mayor abundamiento, desde el punto de vista de la técnica legislativa ambiental, las normas de emisión definen el tipo de fuente a regular de manera diversa a la efectuada en la letra a) del artículo 3 del Anteproyecto. Las normas de emisión ambientales limitan el concepto de fuente fija a una unidad de emisión. Las normas de emisión evitan ampliar el concepto de fuente a un ámbito espacial mayor, ya que, en alguna medida, significaría normar varias fuentes menores, lo que haría inviable el cumplimiento de los límites de emisión. Así por ejemplo, la normas de emisión para vehículos motorizados definen la fuente emisora como el mismo vehículo; las norma de emisión para la contaminación luminica, define la fuente emisora como: “Lámpara instalada en una luminaria que emite flujo hemisférico superior”; la norma de emisión de olores molestos asociados a la fabricación de pulpa sulfatada define como fuente emisora, a los equipos emisores de gases TRS, que son calderas recuperadoras, hornos de cal y estanques disolvedores de licor verde, aplicándose la norma a cada uno de ellos de manera independiente.

Por otra parte, para la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4/20.018, Ministerio de Economía) y sus reglamentos, el concepto relevante para la regulación del segmento generación de la industria eléctrica es la “*unidad generadora*”. La Ley General de Servicios Eléctricos se refiere a unidades generadoras con motivo de la operación interconectada entre distintos sistemas eléctricos (art. 122 inciso segundo párrafo final)¹³, fórmulas de indexación del predio de nudo de largo plazo (art. 133 inciso final)¹⁴, en el retiro,

¹³ “Para la determinación de la respectiva capacidad propia de generación se considerará la capacidad de cada **unidad generadora**, descontado los efectos de consumos propios, indisponibilidad y variabilidad hidrológica, según corresponda”.

¹⁴ Las fórmulas de indexación del precio de energía deberán expresar la variación de costos de los combustibles y de otros insumos relevantes para la generación eléctrica. Del mismo modo, las fórmulas de

002257

modificación, desconexión o cese de operaciones (art. 146 quater inciso primero)¹⁵ en el proceso de fijación del precio de nudo (art. 162 N° 3)¹⁶, y en el concepto de margen de reserva teórico (art. 224 letra e)¹⁷. Por su parte, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (D.S. N 327/97, Ministerio de Minería), desarrolla los contenidos de la ley reiterando a la unidad generadora como sujeto de la regulación sectorial, en lo que respecta a la determinación del Cronograma de Obras de la Comisión Nacional de Energía – CNE - (art. 272 inciso segundo letras b) y c), cálculo del precio básico de potencia (art. 277), racionamiento eléctrico (arts. 291 -4, 291 -5, 291 – 10, 291 – 15), en la definición de insumo primario (art. 330 N° 41), y su articulado transitorio (arts. 15 y 16)¹⁸.

*indexación del precio de la potencia deberán reflejar las variaciones de costos de inversión de la **unidad generadora** más económica para suministrar potencia durante las horas de demanda máxima, y se obtendrá a partir de los valores de las monedas más representativas del origen de dicha **unidad generadora**, debidamente reajustadas para mantener el poder de compra en sus respectivos países”.*

¹⁵ *“El retiro, modificación, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, de **unidades del parque generador** y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito tanto al CDEC respectivo como a la Comisión, con la anticipación que determine el reglamento, la que en todo caso no será inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y de 12 meses para las instalaciones del sistema de transmisión”.*

¹⁶ *Para cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo se calcularán de la siguiente forma: 3.- Se determina el tipo de **unidades generadoras** más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo;*

¹⁷ *“Margen de reserva teórico: mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las **unidades generadoras** y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico”.*

¹⁸ De todas estas referencias normativas, cabe destacar las letras b) y c) del artículo 272, las que versan sobre las instalaciones existentes y las instalaciones existentes para definir el programa de Obras de la CNE en el proceso de fijación del precio de nudo, que expresamente se refiere a las “unidades generadoras”. La relevancia de esta disposición radica en que el Anteproyecto se remite al Programa de la CNE en sus fundamentos. Adicionalmente, el artículo 330 N° 41 del Reglamento al definir “Insumo Primario” – temática relevante para el Anteproyecto dadas las emisiones que puedan emanar de su empleo - dispone que éste corresponde al “*insumo o combustible susceptible de usar por la **unidad generadora** para operar en forma continua al menor costo variable de acuerdo a los insumos o combustibles disponibles para la **unidad generadora** respectiva”.*

Por último, el Reglamento ha sido complementado por el "Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga" (D.S. N° 291/07, Ministerio de Economía), encargando a cada CDEC la responsabilidad de la operación de cada sistema eléctrico. En tal reglamento, el concepto clave e independiente -para la interconexión eléctrica, por ejemplo- es el de unidad generadora, no la agrupación de éstas que la norma se empeña en definir como una única "termoeléctrica", ya que hace objeto a las unidades generadoras de la programación de corto, mediano y largo plazo del CDEC (arts. 44 y 47). Adicionalmente, la comunicación de interconexión al sistema del artículo 13, a que se refiere el artículo 3° del Anteproyecto para diferenciar entre termoeléctricas existentes y nuevas, se refiere unidades generadoras: *"Toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, con una anticipación no inferior a 6 meses, tanto a la Comisión, a la Superintendencia, así como al Directorio y a la DO del CDEC correspondiente..."*.

De este modo, la puesta en servicio se realiza por unidad generadora, no por la agrupación de éstas que la presente norma trata de definir como una única "termoeléctrica". Este problema se resuelve al modificar la definición de "termoeléctrica", reconociendo que ésta se refiere a unidades productivas y no a agrupaciones de tales unidades productivas, tal como antes se señaló. **Se solicita reemplazar la definición de termoeléctrica por la de unidad productiva en el sentido señalado.**

En definitiva, la noción de unidad de generación es el sujeto de la regulación sectorial de la industria eléctrica, de modo que para guardar una debida coherencia en el ordenamiento jurídico, el Anteproyecto - que se remite en ciertos aspectos a esta normativa sectorial - debe ajustarse a este concepto.

3.- Conclusión.

En consideración a lo anterior, la definición de unidad productiva deberá considerar como objeto de la norma de emisiones al conjunto más acotado de equipos que permite la producción de un bien, capaz de operar independientemente de otras unidades destinadas para el mismo fin que pudiese haber en sus proximidades y que sea capaz de generar una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megawatts térmicos medidos en base poder calorífico superior), de forma que sea consistente con los principios enunciados anteriormente.-

002250

V.-

DEFINICIÓN DE "UNIDAD EXISTENTE" Y DE "UNIDAD NUEVA". CRITERIO DE DISTINCION

El Anteproyecto define "Termoeléctrica Existente" en su Artículo 3° del siguiente modo:

- b) Termoeléctrica existente: aquella termoeléctrica que se encuentra puesta en servicio antes del 1° de enero del año 2012, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Acto seguido, el Anteproyecto define "Termoeléctrica Nueva" del siguiente modo:

- c) Termoeléctrica nueva: aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción sea puesta en servicio a contar del 1° enero del año 2012. Se considerará nueva, además aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Las definiciones transcritas presentan a lo menos los siguientes problemas.

En primer lugar, se refieren a termoeléctricas y no a unidades productoras de un bien, lo que limita el objeto de la norma como fue señalado anteriormente, y debe ser corregido.

En segundo lugar, como ya fue expuesto, la puesta en servicio a la que se refiere el Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N°327/97 se realiza por unidad generadora, no por la agrupación de éstas que la presente norma trata de definir como una única "termoeléctrica". Por ello, la definición de termoeléctrica debe ser reemplazada por la de unidad productiva en el sentido señalado.

En tercer lugar, en relación a la fecha de corte para diferenciar las unidades nuevas de las existentes, el Anteproyecto la fija en el 1° de enero del año 2012. Sin embargo, como no hay certeza de la fecha en que el presente Anteproyecto entrará en vigencia, el tiempo que se da a las empresas para adaptar sus programas de inversión a los estándares no sólo es variable, sino que puede resultar también extremadamente corto como para ser cumplido por aquellas unidades que finalmente califiquen como nuevas, por lo que se solicita considerar un plazo de adecuación de las unidades nuevas que sea factible de alcanzar.

Por otro lado, el Anteproyecto debe clasificar fuentes entre nuevas y existentes según la fecha de la respectiva resolución de calificación ambiental que aprueba el estudio o declaración de impacto ambiental pertinente y no la fecha de puesta en servicio comercial de la unidad.

Lo anterior en razón a los siguientes argumentos:

(i) El SEIA es un procedimiento administrativo que constituye la instancia en la que se plantean, evalúan y se dan por establecidos todos los componentes, pronunciamientos y permisos de índole ambiental de un proyecto, tal como lo establece el artículos 24 y 25 de la ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente y el artículo 65 del Reglamento del SEIA (D.S. N° 95/01, Ministerio Secretaría General de la Presidencia). De este modo, dada la relevancia ambiental de permiso debe ser tomado en consideración por esta Norma que también constituye un instrumento de gestión ambiental.

Este argumento toma especial relevancia en razón a la modificación de la Ley 19.300 en virtud de la Ley 20.417 que crea el Ministerio del Medio Ambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente.

En efecto, el artículo 12 letra b) de la Ley 19.300 establece: *“Los estudios de Impacto Ambiental considerarán las siguientes materias: b) La descripción de la línea de base, que deberá considerar todos los proyectos que cuenten con resolución de calificación ambiental, aún cuando no se encuentren operando”*. En consideración a ello, un proyecto nace a la vida jurídica para efectos de evaluación ambiental desde el momento que cuenta con su RCA favorable, de modo que no hay razón para que esta Norma no sea consistente con el mismo principio.

(ii) Por otra parte, el artículo 25 ter establece: *“La resolución que califique favorablemente un proyecto o actividad caducará cuando hubieren transcurrido más de cinco años sin que se haya iniciado la ejecución del proyecto o actividad autorizada, contado desde su notificación. El Reglamento deberá precisar las gestiones, actos o faenas mínimas que, según el tipo de proyecto o actividad, permitirán constatar el inicio de la ejecución del mismo”*. En consideración a ello, el titular de la RCA no tiene incentivos para dilatar la ejecución de las obras dada la eventual caducidad de su autorización en caso de verificarse la inactividad señalada por esta norma.

(iii) Excepcionalmente, tratándose de unidades que no deban contar con RCA por tratarse de aquéllas en operación con anterioridad a la entrada en vigencia del SEIA, sería aplicable la regla de sus respectivas fechas de entrada en operación.

(iv) Por último, la propuesta del Anteproyecto tampoco se ajusta a la normativa sectorial de la industria eléctrica. En efecto, en la determinación del Programa de Obras de la CNE del proceso de fijación de precio de nudo, el artículo 162 de la Ley general de Servicios Eléctricos distingue entre instalaciones existentes e instalaciones en construcción. Desarrollando lo anterior, el artículo 272 letra c) inciso segundo del

Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos dispone: *"Se entenderán en construcción aquellas unidades generadoras...que hayan obtenido sus respectivos permisos de construcción de obras civiles, o bien, hayan dado orden de proceder para la fabricación y/o instalación del equipamiento eléctrico o electromagnético para la generación, producción...de electricidad"*.

De este modo, para efectos de la normativa sectorial, el hito relevante no es la comunicación de interconexión al sistema como lo propone el Anteproyecto, sino que son los permisos asociados a faenas de construcción. En lo que respecta al Anteproyecto, resulta más consistente con la normativa sectorial que la distinción entre unidades nuevas y existentes sea la RCA favorable del respectivo proyecto, toda vez que esta última debe ser obtenida previa a la ejecución del proyecto (art. 8° Ley 19.300) e incluso, la recepción final de las obras civiles exige la RCA favorable respectiva (art. 25 bis Ley 19.300). En otras palabras la RCA favorable resulta más consistente con la normativa sectorial eléctrica –y con la normativa ambiental- que la propuesta del Anteproyecto.

Adicionalmente, a la fecha ya existen unidades productivas con RCA aprobado o en construcción cuya fecha de puesta en servicio será posterior al 01 de enero de 2012. En consecuencia, la definición propuesta en el Anteproyecto de "termoeléctrica existente" y "termoeléctrica nueva" afectaría negativamente los permisos ambientales y de construcción ya otorgados, incrementaría los costos de estas unidades por las modificaciones que se les deba hacer a los proyectos de ingeniería ya aprobados y/o en ejecución, pondría en riesgo su financiamiento y afectaría el equilibrio económico – financiero de sus contratos.

Por tanto, se solicita reemplazar las definiciones de termoeléctrica existente y de termoeléctrica nueva por unidad existente y unidad nueva, respectivamente, modificando el hito de "puesta en servicio de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N°327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Construcción" por "cuenta con Resolución de Calificación Ambiental favorable". Adicionalmente, tratándose de las unidades en operación antes de la entrada en vigencia del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, son unidades existentes aquéllas que se encuentren en operación con anterioridad al 3 de abril de 1997.

VI.-

**SOMETIMIENTO AL SISTEMA DE EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA) Y
ANTICIPACIÓN DE LA VIGENCIA DE LA NORMA PARA UNIDADES EXISTENTES**

Igualmente, el sometimiento al SEIA no debe constituir una causal de anticipación de la exigibilidad de la Norma para unidades existentes.

1.- Regulación del Anteproyecto.

Como fue señalado anteriormente, el artículo 3° letra c) del Anteproyecto define "Termoeléctrica nueva" como *"aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción sea puesta en servicio a contar del 1° de enero del año 2012"*. A continuación agrega:

"Se considerará nueva, además aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental"

2.- Observación.

La definición de termoeléctrica nueva permite que centrales existentes se transformen en nuevas por el mero hecho de realizar modificaciones tales como el cambio de combustible, modificaciones que ameriten su ingreso al SEIA o incorporación de nuevas unidades. Es evidente que esta medida no sólo desincentiva la realización de mejoras que se le pueda hacer a una unidad, sino que va contra el mismo espíritu de la ley: cuando una "termoeléctrica existente" ingrese al SEIA alguna modificación para cumplir con las exigencias del Anteproyecto, ésta se transformará automáticamente en "termoeléctrica nueva" frustrando así el objeto de diferenciar unidades nuevas de existentes. Por ende, se solicita eliminar de la definición de unidad nueva toda la oración que en la actual definición de termoeléctrica nueva va desde "Se considerará nueva" hasta "Impacto Ambiental", ambas inclusive.

En efecto, conforme al Anteproyecto, el sometimiento al SEIA significa un adelantamiento o anticipación del plazo de exigibilidad de la Norma para fuentes existentes objeto de la evaluación de impacto ambiental.

A mayor abundamiento, el artículo 5° del Anteproyecto establece como plazo de cumplimiento para las termoeléctricas existentes un plazo de 3 años para las Tablas N° 1 y 3, y respecto a la Tabla N° 2, su fecha de cumplimiento queda fijado para el año 2020. Por

el contrario, tratándose de termoeléctricas nuevas el cumplimiento de los valores de las Tablas N° 2 y 3 es exigible desde la entrada en vigencia de la Norma

Adicionalmente, en lo que respecta a la implementación del sistema continuo de emisiones, el artículo 7° incisos segundo y tercero del Anteproyecto establece los plazos de cumplimiento de esta obligación para las termoeléctricas existentes (2 años desde la entrada en vigencia de la Norma) y nuevas (desde su puesta en servicio conforme al Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos).

Así, la sola modificación de una termoeléctrica existente, que requiera someterse al SEIA, significa un adelantamiento en la exigibilidad del cumplimiento de las obligaciones de los artículos 5° y 7° antes referidos.

Esta disposición es directamente contraria con el fundamento del Anteproyecto en cuanto a que *"No existen exigencias para reacondicionar las termoeléctricas en el SIC, por consiguiente mejorar la calidad o la eficiencia de las instalaciones es una decisión privada [...] La ausencia de exigencias para mejorar la eficiencia o para repotenciar una termoeléctrica permite la existencia de centrales de bajo rendimiento, aumentando con esto las emisiones de contaminantes"*, toda vez que atribuir a la aprobación ambiental de la modificación de la central el efecto de acelerar la exigibilidad del cumplimiento de la Norma puede inhibir toda mejora de las unidades existentes, desincentivar la inversión en el sector y hacer más gravosos los cambios que deban incorporarse para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico, bien tutelado por el ordenamiento jurídico.

Por último, la disposición propuesta en el Anteproyecto no tiene antecedentes en normas de emisión con vigencia diferenciada entre fuentes existentes y nuevas, como es el caso de las normas de emisión de contaminantes asociadas a la descarga de residuos industriales líquidos (D.S. N° 609/98, Ministerio de Obras Públicas, y los D.S. N° 90/00 y 46/02, ambos del Ministerio Secretaría General de la Presidencia).

3.- Conclusión.

En consideración a lo expuesto, **se solicita eliminar del Anteproyecto la sección del artículo 3° letra c) antes referido.**

VII.-

REGULACIONES RESPECTO DE LÍMITES DE EMISIÓN Y OTROS

Por otra parte, el Anteproyecto de Norma nos merece las siguientes observaciones en cuanto a límites de emisión y aspectos relacionados a éste.

1.- Valores mínimos.

El AGIES presenta en la Tabla 3.4 (pág. 52) una envolvente con los valores mínimos de las normas de emisión de MP, SO₂ y NOx en todo el mundo, a saber:

Al comparar los valores de norma en los distintos países, se observa una gran variabilidad, lo cual da cuenta de políticas internas consideradas al momento de definir sus límites. La Tabla 3.4 muestra los valores mínimos de las normas de emisión definidos para MP, SO₂, y NOx, según tipo de combustible, considerado en otros países.

Tabla 3. 4: Resumen normas extranjeras de emisión de MP, SO₂, y NOx (mg/m³N).

Combustible	MP	SO ₂	NOx
Sólido	30	200	200
Líquido	30	200	120
Gas	-	-	80

En relación a esta tabla, **se pide preparar y presentar una tabla similar a la Tabla 3.4 del AGIES, pero señalando los valores exigidos a termoeléctricas existentes al momento de dictarse cada normativa alrededor del mundo.** A título de ejemplo, la norma de Estados Unidos reconoce exigencias normativas distintas para centrales existentes y nuevas al momento de dictarse la norma (y no modifica posteriormente las exigencias hechas a las termoeléctricas existentes, lo que sí se hace en este caso, al requerir que las termoeléctricas existentes se adecuen a los límites pedidos a las termoeléctricas nuevas a más tardar el año 2020). Adicionalmente, **se pide señalar si los valores presentados en la Tabla 3.4 presentan correcciones por porcentaje de oxígeno iguales o superiores a las contenidas en el Anteproyecto,** lo que tornaría más estrictos los límites de la norma presentada en el Anteproyecto.

Por otro lado, se constata que los límites normativos incluidos en el Anteproyecto (Tabla N°2) serían los más exigentes del mundo, pues son más estrictos aún que los mostrados en la Tabla 3.4 recién presentada:

00226E

Tabla 2: Límites de emisión para termoeléctricas nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

No tiene sentido exigir niveles de emisión de MP, NO_x y SO₂ para generadores de electricidad nacionales, más estrictos que los estándares vigentes en países desarrollados y más aún, si se considera la relevancia de la energía termoeléctrica en el desarrollo económico y social del país y en la creciente demanda nacional de energía. Al respecto, se solicita revisar las justificaciones de los límites impuestos en el Anteproyecto, ya que se reconoce que en el mundo no existe norma más exigente (y que de hecho se vuelve más estricta al corregir por O₂, como se verá más adelante). Por lo tanto, se pide explicar por qué un país en desarrollo debe autoimponerse restricciones mayores que las que representan el estado del arte, en general y las que enfrentan los países desarrollados, con PIBs per cápita muy superiores, en particular.

En segundo lugar, deseamos señalar que en Anexo IV del AGIES se presentan dos tablas (N°s 30 y 31) con el equipamiento en el que debería invertir cada unidad termoeléctrica para cumplir con los escenarios y combinaciones evaluados en el AGIES. Quisiéramos llamar la atención sobre las exigencias poco realistas que allí se muestran. A modo de ejemplo: (i) pequeñas turbinas que queman diesel, que en la práctica son unidades de respaldo, con bajo despacho y que sólo generan ante casos de emergencia, deben invertir en tecnologías de elevado costo, tales como el desnitrificador y el desulfurizador, y (ii) el desnitrificador –y no el Quemador de bajo NO_x- es la tecnología a la que deberán recurrir mayoritariamente las compañías para reducir las emisiones de NO_x en sus unidades generadoras, cuando la normativa mundial orienta normalmente al empleo de los quemadores de bajo NO_x, dado el elevado costo de los desnitrificadores.

En la misma línea, se solicita evaluar la imposición de normas similares a las vigentes en Argentina, Brasil o México, que son países comparables al nuestro, así como la normativa recomendada por el Banco Mundial. Al respecto, en el Anexo IV del AGIES se encuentran dichas normas, las que son ostensiblemente diferentes a las que se han incluido en el Anteproyecto, a saber:

Argentina

002260

Tabla 2: Límite de Emisión en Centrales Termoeléctricas en Argentina (mg/m³N)

Tipo de Instalación	Combustible	SO _x	NOx	MP
Centrales Turbo Vapor	líquido	1700	600	140
	gas natural		400	6
	carbón	1700	900	120
Centrales Turbogas y Ciclo Combinado	gas natural		100	6
	líquido		100	20

Esta resolución aplica tanto para centrales existentes como para las nuevas en el caso de la emisión de material particulado y dióxido de azufre. Distinto es el caso de la norma de los óxidos de nitrógeno (NOx), la cual aplica sólo para las centrales nuevas.

Brasil

Emplazamiento de la Fuente.

Tipo de área	Descripción
Clase I	Zonas de Conservación o preservación
Clase II	Nivel de deterioro de la calidad del aire limitado por la norma secundaria
Clase III	Nivel de deterioro de la calidad del aire limitado por la norma primaria

La Tabla 4 muestra los límites de emisión para Brasil, en ella se observa que los valores normados dependen de la potencia, área de emplazamiento de la fuente, y del tipo de combustible.

Tabla 4: Límites de emisión en Brasil (g/Gcal).

Tipo de área	Combustible	MP		SO _x	
		< 70 MW	> 70 MW	< 70 MW	> 70 MW
Clase I	Cualquiera	120	(*)	3000	(*)
Clase II y III	Petróleo	350	120	5000	2000
	Carbón Mineral	1500	800	5000	2000

(*) En esta zona no se permiten centrales > 70 MW

México

Zona 1.- La zona metropolitana de ciudad de México (ZMCM)

Zona 2.- Zonas Críticas (ZC)

Zona 3.- Resto de País (RP)

La Tabla 5, muestra un resumen de las normas de emisión por contaminante, zona y tipo de combustible, para aquellas fuentes que utilizan combustibles fósiles con una potencia térmica mayor a 30,5 MW.

Tabla 5: Límites de Emisión para Centrales Termoeléctricas en México.

Contaminante	Unidad	Zona	Tipo de Combustible		
			Sólido	Líquido	Gas
MP	mg/m ³	ZMCM	60	60	-
		ZC	250	250	-
		RP	350	350	-
SO _x	ppm V	ZMCM	550	550	-
		ZC	1100	1100	-
		RP	2200	2200	-
NOx	ppm V	ZMCM	110	110	110
		ZC	110	110	110
		RP	375	375	375

0226

Banco Mundial

La guía del Banco Mundial establece valores límites de emisión dependiendo de la tecnología (motor, caldera, turbina), del área dónde se instalará la central termoeléctrica (degradada o no ambientalmente), y del tipo de combustible utilizado. La Tabla 13 muestra los niveles guías de emisiones para cada contaminante y tipo de combustible, es importante mencionar que estos límites son exigibles para aquellas plantas cuya potencia térmica es mayor o igual a 50 MWt.

Tabla 13: Límites de Emisión Banco Mundial (mg/m³N)

Combustible	MP	SO ₂	NO _x
Gas Natural			240
Otros Gases	30 ^a -50	400	240
Líquido (Plantas >50 MWt o <600 MWt)	30 ^a -50	900 ^a -1500	400
Líquido (Plantas >=600 MWt)	30 ^a -50	200 ^a -850	400
Sólido (Plantas >50 MWt o <600 MWt)	30 ^a -50	900 ^a -1500	510
Sólido (Plantas >=600 MWt)	30 ^a -50	200 ^a -850	510

a: Área degradada, es decir, excede norma de calidad del aire, o las Guías de la OMS.

2.- Corrección de O₂.

Los límites de emisión propuestos en el Artículo 4° del Anteproyecto son los siguientes:

Tabla 1: Límites de emisión para termoeléctricas existentes (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	200	400
Líquido	30	30	200
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

⁽¹⁾ N: Condiciones normales a 25°C y 1 atmósfera.

⁽²⁾ Corrección de O₂ en base seca de un 6% para combustibles sólidos, 3% para líquidos y gaseosos.

⁽³⁾ n.a.: no aplica.

Tabla 2: Límites de emisión para termoeléctricas nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

Aunque no se especifica en el Anteproyecto, es de suponer que las notas de la tabla 1 aplican también a esta tabla [no obstante que el Anexo del AGIES, en la Tabla 2 (pág. 11)

señala que los cálculos se realizaron con un exceso de oxígeno de 6% para combustibles líquidos].

Sin embargo, para las turbinas a gas la emisión se normaliza mundialmente a 15% O₂, tanto para el uso de gas o combustible líquido, debido a las condiciones tecnológicas propias de la combustión en las turbinas a gas. Hacemos notar esto porque el factor de corrección de 3% O₂ a 15% O₂ es 1/3, motivo por el cual los límites de emisión de las tablas 1 y 2 del Anteproyecto, al aplicarse a turbinas a gas (ya sea quemando gas o líquidos) se reduce a la tercera parte por efecto de la corrección de oxígeno. Los límites así impuestos implican que ninguna turbina cumplirá con las emisiones impuestas, por ejemplo, en lo relativo a NO_x, obligando a instalar desnitrificadores en unidades de respaldo y bajo despacho. Esto es una solución de la cual no tenemos antecedentes que se use en el mundo y que adicionalmente discrimina a las turbinas a gas como unidades de respaldo a favor de los motores de combustión, los que cumplen la misma función de respaldo y han quedado sin normar. En consecuencia, **se solicita especificar si las notas de la Tabla 1 son aplicables a la Tabla 2 o si la Tabla 2 se rige por otras notas y corregir las notas de ambas tablas, en el sentido de que a las turbinas a gas, ya sea ocupando líquidos o gases, corresponde aplicar un exceso de oxígeno de 15%.**

Finalmente, hacemos notar que la norma propuesta no hace distinción entre las emisiones y las tecnologías, de modo que asocia emisiones para combustible gaseoso a turbina a gas y no considera la posibilidad de convertir o usar gas natural en calderas PC. El Banco Mundial y la Norma Europea hacen la distinción, lo que es claramente lo lógico, dando las señales correctas. **Se solicita que la normativa haga esta distinción.**

VIII.-

TECNOLOGÍAS DE ABATIMIENTO

En relación a la selección de tecnologías de abatimiento de material particulado, el AGIES señala (pág. 100) que *"Si es una central a vapor, se usan filtros de manga"*. En el mismo sentido, en relación a la selección de tecnologías de abatimiento de NO_x, el AGIES señala (pág. 101) que *"Para centrales con turbinas gas, se utiliza tecnología SCR"*. Respecto a ambas afirmaciones, hacemos notar que la decisión respecto a la tecnología de abatimiento en cada caso no corresponde al regulador ni a su consultor, sino a quien instala el equipo, pues éste es quien decide como cumplirá con los límites de la Norma. Adicionalmente, se aclara que la tecnología SCR no es la apropiada para controlar las emisiones de NO_x en las turbinas a gas operando en ciclo abierto, en atención tanto a las

altas temperaturas de los gases de escape que impiden la instalación y operación del SCR, como a que corresponden a unidades de respaldo, con un bajo despacho y, por ende, su impacto en la calidad del aire es bajo. En ese sentido, el SCR se puede utilizar en una central de ciclo combinado, pues en el interior de la caldera los gases de escape se enfrían a una temperatura apropiada para que pueda operar un SCR.

Respecto a las Inversiones para Material Particulado y NO_x, el AGIES presenta en la Tabla 5.18 (pág. 114) rangos de inversión unitaria muy bajos. En efecto:

Los valores indicados como promedios sólo serían aplicables a unidades nuevas de gran tamaño, tipo 300 MWe. Para centrales pequeñas y reacondicionamiento de centrales existentes, las cifras son mayores porque el costo unitario de inversión aumenta al reducirse el tamaño de las unidades y por restricciones asociadas al espacio disponible y a la adecuación de un equipo nuevo a un equipo existente. De hecho, los valores indicados como Mínimos no son realistas, hoy día el mercado no permite conseguirlos.

Por ende, se solicita corregir al alza los valores medios para las centrales nuevas y, sobre el valor corregido, usar los factores EPA para considerar el efecto sobre las centrales existentes.

Respecto a las Inversiones para SO₂, el AGIES presenta en la Tabla 5.20 (pág. 114) rangos de inversión unitaria muy bajos. En efecto:

Los valores indicados como promedios sólo serían aplicables a unidades nuevas de gran tamaño, tipo 350 MWe. Para centrales pequeñas y reacondicionamiento de centrales existentes, las cifras son mayores porque el costo unitario de inversión aumenta al reducirse el tamaño de las unidades y por restricciones asociadas al espacio disponible y a la adecuación de un equipo nuevo a un equipo existente.

Por ende, se pide corregir al alza los valores medios para las centrales nuevas y, sobre el valor corregido, usar los factores EPA para considerar el efecto sobre las centrales existentes.

En relación a la Tabla 5.23 del AGIES (pág. 115), en la que se muestra la inversión total para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento, se **solicita explicar qué significa Combinación 1, Combinación 2 y Combinación 3**. Hacemos notar que las cifras para material particulado de las combinaciones 1, 2 y 3 son idénticas, al igual que las cifras de SO₂ para las combinaciones 1 y 3. Consecuencia de ello, la Combinación 2 tiene los mismos valores que el Escenario 2, así como también coinciden las Combinaciones 1 y 3. Además, se **solicita que se entregue el detalle de la inversión**

para cada unidad del sistema eléctrico con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento, para poder hacer una revisión caso a caso. Al parecer las inversiones estarían subvaluadas.

En relación a la Tabla 5.24 del AGIES (pág. 116), en la que se muestra la inversión total para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento, se pide explicar qué significa **Combinación 1**, **Combinación 2** y **Combinación 3**. Hacemos el alcance de que las cifras del Escenario 3 y de la Combinación 3 son coincidentes. Además, se solicita que se entregue el detalle de la inversión para cada unidad del sistema eléctrico sin equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento, para poder hacer una revisión caso a caso.

IX.-

PLAZO DE CUMPLIMIENTO DE LA NORMA

El Anteproyecto establece en su Artículo 5° que:

Artículo 5°. Las termoeléctricas existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 3 en un plazo de tres años, contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión; y con los valores de la Tabla N°2 al año 2020.

Las termoeléctricas nuevas deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 2 y N° 3 desde la entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.

Al respecto, se hace notar que el plazo de tres años establecido para las termoeléctricas existentes es insuficiente. De hecho, el mismo AGIES señala (pág. 44) que *"Se tiene un máximo de 3 años y 6 meses para instalar los equipos"*, admitiendo que es completamente previsible que el plazo requerido supere los 3 años. No obstante, hacemos presente que un plazo de 3 años y 6 meses será también del todo insuficiente por las siguientes razones:

- El tiempo que requerirá el desarrollo de la ingeniería y las estimaciones medioambientales previos al ingreso de los proyectos de abatimiento al SEIA irá creciendo, puesto que los equipos de ingeniería y consultores que elaborarán las modificaciones son limitados y se encontrarán sobrecargados por la exigencia sistémica de adaptación a una nueva norma de emisiones.
- El lapso que toma la obtención de una Resolución de Calificación Ambiental favorable, libre de cuestionamientos legales, ha ido creciendo y se espera una

mayor demora al incluirse la participación ciudadana en las DIAs. En efecto, se debe considerar que el plazo anterior se ve incrementado con la promulgación de la nueva Ley del Medio Ambiente, que establece que las DIAs tendrán participación ciudadana, lo que alargará los procesos en unos 6 meses en promedio y comprometerá las posibilidades de éxito de los mismos.

- Adicionalmente, se debe considerar que la obtención de los permisos ambientales en el sector eléctrico se ha judicializado, lo que requiere incrementar los plazos en un mínimo de 2 meses, que es el período que deberán esperar las termoeléctricas para verificar que no se han iniciado juicios en su contra. Una vez en curso estos procesos, no hay plazos establecidos para llegar a definiciones por este concepto. Proyectos. A modo de ejemplo, el proyecto Central Termoeléctrica Los Robles fue aprobado por Corema el 31 de octubre de 2008 y notificado formalmente el 4 de diciembre del mismo año, no obstante lo cual ha enfrentado una serie de recursos y procesos en contra que continúan en la Corte de Apelaciones sin ser resueltos, impidiendo así el desarrollo de obras cuando ya han transcurrido más de 16 meses de haber sido aprobado cumpliendo con todas las exigencias ambientales.
- En la práctica, los plazos entregados por los proveedores de equipos se han ampliado, dado que la demanda global por equipos de abatimiento ha ido creciendo.
- Las fechas en que las unidades termoeléctricas existentes deben salir coordinadamente para conectar las instalaciones adicionales sin afectar el suministro eléctrico son acotadas.

Cabe destacar que también resulta insuficiente el plazo de 4 meses para el reacondicionamiento de los equipos de abatimiento de material particulado, indicado en el AGIES (pág. 43), plazo en que se incluyen los estudios de ingeniería, reacondicionamiento y puesta en marcha.

En el mismo sentido, la obligación de cumplimiento inmediato que enfrentan las termoeléctricas nuevas no es factible de cumplir aún cuándo la norma entrase en vigencia hoy mismo y con menor razón en la medida que pasa el tiempo, ya que los plazos se acortan. Como no hay certeza de la fecha de publicación en el Diario Oficial y en atención a los plazos mínimos que deberán enfrentar las unidades nuevas para adecuarse a la norma, **se solicita considerar un plazo de adecuación de las unidades nuevas que sea factible de alcanzar**

002272

Por otro lado, la adecuación de las termoeléctricas existentes a las exigencias de la Tabla N°2 el año 2020 no reconoce las diferencias de costos de inversión en equipos ni las complicaciones que se presentan en instalaciones existentes. Adicionalmente, atenta contra el espíritu de la ley al eliminar en la práctica los límites de emisión establecidos en la Tabla 1, pues no tiene mucho sentido en realizar inversiones para el año 2014 que deberán ser sustituidas o complementadas al año 2020. En ese sentido, deseamos destacar que en la regulación de otros países la diferenciación de unidades existentes y nuevas no se extingue en el tiempo, reconociendo que si bien es posible realizar mejoras en las plantas existentes con el objeto de cumplir con metas de reducción, el desempeño de una unidad con retrofit no logra el nivel de una instalación nueva concebida con las nuevas tecnologías de abatimiento desde su inicio. Es el caso de la normativa de Estados Unidos contenidos en el Código de Regulaciones Federal y en la regulación de la Comunidad Europea contenidos en la directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo. En consecuencia, **se solicita a la Autoridad adoptar el mismo criterio que se ha utilizado en las normativas de Estados Unidos y la de la Unión Europea, en el sentido que las unidades existentes enfrentan siempre el mismo límite, aún cuando las normas y metas de reducción se hagan más exigentes para las unidades nuevas.**

En suma, las dificultades de las unidades productivas para adecuarse al programa de cumplimiento establecido en el Anteproyecto, son evidentes. Claramente, la combinación entre plazos y exigencias de cumplimiento no se concilia con el principio de gradualismo, principio que inspira toda la política ambiental y que exige moderación en la imposición de las políticas ambientales. En el caso de las normas de emisión, este principio pretende que los plazos de vigencia y las exigencias ambientales, sean impuestas de manera realista, es decir, que puedan ser cumplidos por las fuentes reguladas adecuadamente. Este mandato no se cumple en el Anteproyecto, por lo que **se solicita apegarse a este principio.**



EnergíaActiva

02277

Santiago, 9 de Marzo de 2010
SCLEA 04/10

Señora
Ana Lya Uriarte Rodríguez
Ministra del Medio Ambiente
Teatinos N° 254 – 258
Santiago Centro
Presente



Ref.: Formula Observaciones a Anteproyecto de la Norma de Emisiones de Centrales termoeléctricas

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, SCL Energía Activa S.A. formula, dentro del plazo de consulta pública, las observaciones al Anteproyecto de la referencia, el que fuera publicado en el Diario Oficial del día 15 de Diciembre de 2009.

El Anteproyecto establece límites para las emisiones de PM10, SO₂ y NO_x; además de establecer límites para la emisión de Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (Va).

Unidades existentes (COD anterior a 01-Ene-2012)

Emisiones / Combustible	PM	SO ₂	NO _x
Carbón/petcoke	50	200	400
Fuel oil	30	30	200
Gas	n.a.	n.a.	50

K

Unidades nuevas (COD desde el 01-Ene-2012)

Emisiones / Combustible	PM	SO ₂	NO _x
Carbón/petcoke	30	200	200
Fuel oil	30	10	120
Gas	n.a.	n.a.	50

En el Anteproyecto se establece que las Unidades generadoras existentes deben cumplir la norma dentro de los 3 años después de que ésta se haya publicado en el Diario Oficial y deben adecuarse a la exigencia de plantas nuevas el 1 de Enero de 2020. Las Unidades generadoras nuevas deben cumplir la norma al momento de publicarse en el Diario Oficial.

A continuación exponemos las observaciones al Anteproyecto de norma en comento:

1.- Los modelos CALMET y CALPUFF no explicitan los datos utilizados ni son validados.

Los modelos CALMET y CALPUFF utilizados por el estudio de CONAMA, son de acceso libre y sin cargo a través de sitios web de USA (www.src.com). Además, los mismos sitios web proveen datos meteorológicos y geofísicos (topográficos y uso de suelos), existiendo la posibilidad de que ellos sean cargados automáticamente a los modelos CALMET y CALPUFF.

Los referidos modelos incorporan múltiples opciones para la representación de efectos ambientales. A modo de referencia, se transcribe lo indicado en el sitio web (en idioma original):

- Near-field impacts in complex flow or dispersion situations:
 - complex terrain.
 - stagnation, inversion, recirculation, and fumigation conditions.
 - overwater transport and coastal conditions.
 - light wind speed and calm wind conditions.
- Long range transport.
- Visibility assessments and Class I area impact studies.
- Criteria pollutant modeling, including application to State Implementation Plan (SIP) development.
- Secondary pollutant formation and particulate matter modeling.
- Buoyant area and line sources (e.g., forest fires and aluminum reduction facilities).



EnergíaActiva

0227

Como sabemos, en la medida que se dispone de modelos más complejos que permiten representar múltiples efectos, tales como los modelos CALMET y CALPUFF, se requiere también del uso de bases de datos complejas y de calidad debidamente validada.

Conocido es un estudio efectuado para la ciudad de Tocopilla en que se utilizaron estos modelos, obteniéndose resultados inconsistentes con lo observado en la redes de monitoreo de calidad de aire.

En el estudio Análisis General del impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas de Diciembre de 2009, solo se menciona que el consultor ha utilizado los modelos CALMET y CALPUFF y no hace referencia explícita alguna a los datos meteorológicos y geofísicos utilizados, ni se han aportado para el análisis de los resultados.

En el punto 7.2.4.4 del AGIES solo hace una referencia muy general a datos meteorológicos, indicando que "La información de variables meteorológicas fue otorgada por las empresas Termoeléctricas, a partir de estaciones monitoras que administran en su entorno.", las cuales según se indican son 32 de superficie y 4 de altura. Por otro lado, en el punto 7.2.3 indica que considero 343 puntos receptores.

Por lo tanto, solicitamos se entregue toda la información meteorológica y geofísica utilizada en el estudio AGIES y los antecedentes que utilizó el consultor para validar dicha información y determinar que la calidad de ella permite obtener conclusiones confiables, toda vez que una información incorrecta puede alterar significativamente las referidas conclusiones

2.- Determinación de la línea base o caso sin Norma.

De la revisión del estudio AGIES no es posible determinar la forma en que el consultor ha modelado la línea base o caso sin norma. Demás esta decir que esta es una materia muy relevante, pues respecto de ella se determinan los beneficios de aplicar reducciones en las emisiones.

En el estudio se señala que el consultor utilizó directamente la información entregada por las empresas propietarias de las instalaciones. Si se revisa la información entregada por las empresas, se pueden encontrar varias cifras que aparecen como inconsistentes en emisiones de MP, SO₂ y NO_x conforme a lo que se puede observar en 4.4.2.

A modo de referencia, se puede mostrar lo que ocurre con las unidades carboneras de Electroandina en Tocopilla. Los datos contenidos en el Anexo 1 del AGIES dice:

Tabla 5: Emisiones centrales SING existentes al 2008.

Empresa	Central	Nombre unidad CDEC	Id. Chimenea	MP (mg/m ³ N)	NO _x (ug/m ³ N)	SO _x (ug/m ³ N)	Combustible	Pot. Term. MW	Flujo estimado, Nm ³ /hrs
Edehor	Mejillones	CTM1 y CTM2	Ch. N° 1	600	1.200	3.000	CARBÓN-PecCoke	1.141	1.210.422
Edehor	Mejillones	CTM1 FO	Ch. N° 1	3	508	2.195	FUEL OIL	563	570.411
Edehor	Mejillones	CTM3	Ch. N°2	-	47	-	GAS NATURAL	473	566.083
Edehor	Mejillones	CTM3 D	Ch. N°2	34	155	59	DIESEL	503	626.505
Electroandina	Tocopilla	U10	Ch.N°3	160	508	2.035	FUEL OIL	124	121.633
Electroandina	Tocopilla	U11	Ch.N°4	160	508	2.035	FUEL OIL	124	121.633
Electroandina	Tocopilla	TG1	Ch.N°5	34	386	65	DIESEL	99	116.453
Electroandina	Tocopilla	TG2	Ch.N°6	34	386	66	DIESEL	100	117.496
Electroandina	Tocopilla	U12 y U13	Ch.N°1	422	372	1.088	CARBÓN	590	754.520
Electroandina	Tocopilla	U14 y U15	Ch.N°2	354	402	1.172	CARBÓN	818	1.047.045
Electroandina	Tocopilla	U16	Ch.N°8	-	38	-	GAS NATURAL	711	851.449
Electroandina	Tocopilla	U16 D	Ch.N°8	34	238	59	DIESEL	784	923.625
Electroandina	Tocopilla	TG3	Ch.N°7	-	60	-	GAS NATURAL	123	147.427
Electroandina	Tocopilla	TG3 D	Ch.N°7	34	238	59	DIESEL	118	139.432

Si se comparan las emisiones del AGIES con las utilizadas en el estudio "Análisis General de Impacto Económico y Social del Plan de Descontaminación Atmosférico para la zona circundante a la ciudad de Tocopilla" elaborado por la consultora DSS para CONAMA con motivo del PDA de Tocopilla se observan diferencias significativas en MP.

Propiedad	Central	Nombre unidad CDEC	Id. Chimenea	MP (mg/m ³ N)	Flujo estimado Nm ³ /hora	Horas operación 2007	Emisión MP 2007 Ton/Año	Emisión anual calculada con datos AGIES NECT Ton/Año	Desviación
				(a)	(b)	(c)	(a)*(b)*(c/1000000000)		
Electroandina	Tocopilla	U12 Y U13	Ch.N°1	422	754,520	7228	1191	2301.4	93%
Electroandina	Tocopilla	U14 Y U15	Ch.N°2	354	1,047,045	8272	740	3066.0	314%

Comparando las emisiones anuales en Ton/año calculadas con los parámetros usados en el AGIES para esta norma con las emisiones anuales medidas el año 2007, se observan desviaciones de 93% por exceso para las U12 y U13 y de 314% en exceso para las U14 y U15. El uso de estos parámetros sin duda llevara a sobre dimensionar los beneficios sociales de abatimiento de PM. Estos valores de emisión tampoco son compatibles con lo que se indica en el punto 3.2 del Anexo III del estudio, donde se indica que dichas centrales disponen de PE de

95% a 98% de eficiencia y usan carbones de 7% a 11% de cenizas. Estos posibles errores de estimación pueden estarse repitiendo en otras centrales térmicas.

Una situación similar se observa en los parámetros de emisión en de SO_2 y NO_x en varias centrales termoeléctricas, los que no serían del todo consistentes con los valores reales y con lo indicado en las respectivas Resoluciones de Calificación Ambiental.

Lo mismo ocurre respecto de las centrales en construcción y las centrales carboneras futuras contenidas en el plan de obras de la CNE. Así, se puede observar para la central Tarapacá I una emisión de MP de 75 mg/m³N y en Anexo 1 se indica 25 mg/m³N, no siendo posible identificar el que valor uso el consultor en el estudio y como fueron considerados dichos parámetros en los casos con y sin norma.

Por otro lado, tampoco el estudio indica la localización de las centrales térmicas futuras. Por cierto ello es fundamental para determinar los beneficios sociales, pues no es lo mismo instalar una central en Tocopilla respecto de hacerlo en una zona aislada sin población, como es el caso de Puerto Patache al sur de Iquique.

Finalmente, se debe tener presente que existen planes de descontaminación vigentes o próximos a entrar en vigencia que deben ser considerados para determinar la línea base o caso sin norma. Así es el caso del Plan de Descontaminación de Tocopilla para MP que ya se encuentra aprobado y próximo a ser publicado en el Diario oficial.

Por tanto, y considerando que la estimación de emisiones requiere mucha información difícil de gestionar, solicitamos a usted:

- Efectuar la validación de la información de emisiones de MP, SO_2 y NO_x entregada por las empresas Termoeléctricas.
- Indicar la localización de las centrales térmicas futuras incluidas en el plan de expansión de la CNE y aquellos en proceso de evaluación ambiental, ingresados al SEIA.
- Explicitar detalladamente toda la información que caracterice la línea base o caso sin norma.
- Incluir en la línea base o caso sin norma el efecto de los planes de descontaminación.

3.- Los Costos están subestimados.

Los costos de inversión en equipos de abatimiento entregados por el consultor (según Anexo V del AGIES) están subestimados respecto de lo que es posible contratar en el mercado. Lo anterior se observa en equipos de abatimiento de MP, NO_x y SO_2 en las centrales existentes. El consultor indica que para la estimación de costos de inversión, operación y mantenimiento de los equipos de abatimiento, ha utilizado el modelo CUECOST de la EPA (punto 5.3.1 del AGIES) y otras fuentes cuyo uso no precisa.

Se debe tener presente que el modelo CUECOST es un modelo que entrega cifra preliminares y útiles solo para una estimación referencial; en el documento de EPA "COAL UTILITY

ENVIRONMENTAL COST (CUECost) WORKBOOK DEVELOPMENT DOCUMENTATION Version 5.0" de Septiembre de 2009, se indica que la precisión del modelo es de 30% ("The CUECost workbook produces rough-order-of magnitude (ROM) cost estimates (+/-30% accuracy) of the installed capital and annualized operating costs for air pollution control (APC) systems installed on coal-fired power plants to control emissions of sulfur dioxide (SO₂), nitrogen oxides (NO_x), particulate matter (PM), mercury (Hg)"), lo que entrega un margen de error excesivo para la evaluación del AGIES.

El consultor, habida consideración de la precisión del modelo de costos de inversión, no explicita el nivel de error en sus estimaciones de costos, ni considera mecanismos para reducir o manejar dicha incertidumbre al momento de efectuar recomendaciones normativas; por ejemplo: considerando tasas de descuento más altas (10% en reemplazo de 6%) o sensibilizando resultados a distintos niveles de tasas de descuento (8%, 10% y 12%, tal como se hizo en el AGIES para norma PM 2,5). Al respecto nos parece más razonable considerar tasas de descuento de entre 10 y 12% que den cuenta de las rentabilidades esperadas del sector eléctrico.

Además, el modelo CUECOST requiere gran cantidad de información respecto del desempeño de la central y de los equipos de abatimiento, la cual es difícil de administrar sin estudios detallados de cada instalación, especialmente, en el caso de termoeléctricas existentes, lo que puede incrementar el error de estimación de costos de inversión, operación y mantenimiento.

Por otra parte, respecto del abatimiento de mercurio, níquel y vanadio, el consultor ha señalado que la captura de dichos metales es considerada como efectuada por los dispositivos de PM, SO₂ y NO_x, sin costo adicional. Esta afirmación no ha sido respaldada por el consultor, por lo que debe ser revisada y contrastada con la realidad de las termoeléctricas existentes en Chile, a través de mediciones. Se estima que dados los niveles de emisión contenidos en el Anteproyecto, se requerirá de equipos específicos para el abatimiento de mercurio, vanadio y níquel, lo cual incrementará significativamente los costos de inversión y operación.

Por tanto, solicitamos a usted efectuar una exhaustiva revisión de costos de inversión, operación y mantención de los equipos de abatimiento de MP, NO_x, SO₂, Hg, Va y Ni acorde a la realidad nacional y las características específicas de cada una de las termoeléctricas existentes en el país, considerando las reales restricciones para implementar la mejora e instalación de equipos de abatimiento.

4.- Algoritmo de asignación de beneficios

Se solicita, asimismo, calcular los beneficios asociados al abatimiento de cada contaminante MP, SO₂, NO_x, Hg, Ni y V. En el cómputo de beneficios presentados en las tablas 7.1 a 7.17 de la sección 7.2.7 del AGIES, los resultados de beneficios se presentan asignados a MP, MP 2,5, SO₂ y NO_x.

De una simple revisión de los beneficios asignados a NO_x y SO₂, se concluye que no sería socialmente conveniente el abatimiento de ellos.

5.- Beneficios del AGIES son altos

En el estudio AGIES se indica que los beneficios se hacen crecer al 6% anual, cifra que es igual a la tasa de descuento utilizada en el estudio. Esta tasa de crecimiento de los beneficios sociales no es justificada por el consultor, y, además, se percibe como alta, con lo cual se está incrementando los beneficios y con ello arribando, eventualmente, a conclusiones erróneas. Cual es la lógica de este incremento? Si es para reflejar el incremento de la población, la cifra deberá ser significativamente menor.

Se puede mencionar que en el AGIES de la norma de calidad PM 2.5 los beneficios se hacen crecer al 3% anual, esto es, a la mitad de la tasa de crecimiento de beneficios utilizada por el consultor en este AGIES.

Además, se reitera lo señalado previamente respecto de la forma de determinar la línea base, lo cual podría implicar un aumento de los beneficios al considerar escenarios base con menores mitigaciones de emisiones que las que efectivamente existirán, otorgando de esa manera beneficios a la Norma de Emisiones de Termoeléctricas, que no son tales.

Se solicita revisar, también, la tasa de crecimiento de los beneficios, eliminando la tasa del 6% anual, y efectuar un análisis similar al considerado en la norma de PM 2.5.

6.- Definición de central Nueva y central Existente.

El Anteproyecto busca establecer diferencias en las exigencias a las centrales termoeléctricas nuevas y a las existentes, lo que entendemos es consistente con lo analizado extensamente por el comité ampliado los años 2008 y 2009. Así, el anteproyecto define:

"Termoeléctrica existente: aquella termoeléctrica que se encuentra puesta en servicio antes del 1 de enero de 2012, de acuerdo al reglamento de la Ley Eléctrica, DS N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Termoeléctrica nueva: aquella termoeléctrica que de acuerdo al reglamento de la Ley Eléctrica, DS N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, sea puesta en servicio a contar del 1 de enero de 2012. Se considerara nueva, además aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como: cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental."

Además, mas adelante en el artículo 5, el Anteproyecto señala "Las termoeléctricas existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 3 en un plazo de tres años, contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión, y con los valores de la Tabla N° 2 al año 2020."

Estimamos que las definiciones de termoeléctricas existentes y de termoeléctricas nuevas planteadas en el Anteproyecto deben ser modificadas, toda vez que:

- Dichas definiciones modificarán Resoluciones de Calificación Ambiental debidamente aprobadas y vigentes a la fecha de emisión de la norma que las contendría,
- En la práctica, todas las centrales serán consideradas Termoeléctricas Nuevas, pues la norma impone a todas las termoeléctricas el cumplimiento de las exigencias para las nuevas, a partir del año 2020. Con ello, se elimina lo pretendido por el regulador en cuanto a establecer dos categorías de termoeléctricas.
- No generan incentivos a la mejora tecnológica, ambiental y de eficiencia de las termoeléctricas, pues en el caso que ello ocurra, son consideradas como termoeléctricas nuevas.

En razón de lo señalado, solicitamos se modifiquen las definiciones de centrales termoeléctricas existentes y nuevas de forma tal que exista una real diferencia entre ambas, que se reconozcan y respeten las RCA o en trámite de aprobación ambiental, emitidas con anterioridad a la emisión de la norma, y que se incentive la mejora de instalaciones. Para ello, proponemos las siguientes definiciones:

Instalación existente: toda aquella central de generación termoeléctrica con una o más unidades, que se encuentre en operación, en modificación, en construcción, en proceso de evaluación ambiental, o que cuente con una Resolución de Calificación Ambiental aprobada a la fecha de entrada en vigencia de la norma.

Instalación Nueva: aquellas centrales de generación termoeléctrica con una o más unidades que, independientemente de su tecnología y combustible, aun no ingresa al SEIA a la fecha de entrada en vigencia de la norma.

Además, se solicita eliminar la parte final del inciso primero del artículo 5 del Anteproyecto, que dice "y con los valores de la Tabla N° 2 al año 2020."

Con esta definición, se reconoce la situación actual de todos aquellos proyectos que ya se encuentran aprobados o en tramitación en el SEIA, y que por lo tanto, dichas instalaciones ya fueron objeto de licitaciones y contratos en forma previa, existiendo importantes recursos comprometidos en ello.

7.- Emisiones de Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V).

El Anteproyecto plantea normar las emisiones de mercurio, níquel y vanadio sin disponer de mediciones de línea base de dichos metales y además con poca experiencia internacional al respecto.

En la Tabla 3.5 el punto 3.6 del AGIES resume las normas extranjeras para metales Hg, Ni y V, la cual incluye solo dos países, y además, presenta grandes variaciones.

Pais	Mercurio mg/m3N	Niquel mg/m3N	Vanadio mg/m3N
Suiza	0.20	1.00	5.00
Alemania	0.03	0.50	1.00
Anteproyecto NECT Chile	0.10	0.50	1.00

El consultor, basado en ello, y en que supuestamente no habría costos adicionales para abatir dichos metales, establece los valores de norma de emisión contenidos en la tabla anterior.

Estimamos que la información utilizada por el consultor para establecer una norma de emisiones para los metales mercurio, vanadio y níquel es absolutamente insuficiente, pues: i) no se dispone de una línea base de emisiones de Hg, Ni y V de las termoeléctricas en Chile; ii) el consultor no ha determinado los costos de abatimiento de Hg, Ni y V; iii) el consultor no ha verificado la factibilidad de efectuar mediciones de emisiones de Hg, Ni y V para los niveles de la norma que postula, lo cual, más aún, es dificultoso, dado que las concentraciones están en torno al margen de error de los equipos, y iv); por cuanto incluso la experiencia internacional es muy reducida.

Por lo tanto, solicitamos a usted no se establezcan normas de emisión de Hg, Ni y V, y que, dado que las normas ambientales en Chile se pueden revisar cada 5 años, en el Anteproyecto en cuestión, se incorpore la obligación de efectuar mediciones de Hg, Ni y V, a fin de disponer de una línea base que permita efectuar un análisis preciso de las emisiones de los referidos metales en la termoeléctricas, y evaluar adecuadamente la necesidad de normar su emisión.

En virtud de lo expuesto, solicitamos a usted:

- Entregar toda la información meteorológica y geofísica utilizada en el estudio AGIES y los antecedentes que utilizó el consultor para validar dicha información y determinar que la calidad de ella permite obtener conclusiones confiables.
- Explicitar claramente los supuestos del consultor de la línea base o caso sin norma y redefinirlos conforme a:
 - o Validación detallada de la información de emisiones de MP, SO₂, NO_x entregada por las empresas Termoeléctricas.
 - o Localización de las centrales térmicas futuras incluidas en el plan de expansión de la CNE.
 - o Incluir el efecto de los planes de descontaminación que entrarán próximamente en vigencia.
- Efectuar una exhaustiva revisión de los costos de inversión, operación y mantención de los equipos de abatimiento de MP, NO_x, SO₂, Hg, Va y Ni, acorde a la realidad nacional.



EnergíaActiva

002280

y las características específicas de cada una de las termoeléctricas existentes, considerando las reales restricciones para implementar la mejora e instalación de equipos de abatimiento.

- Incrementar la tasa de descuento a fin de dar cuenta adecuadamente de los riesgos y costos de la actividad de la generación eléctrica y corregir errores de estimación de costos y efectuar una sensibilización a la tasa de descuento.
- Se elimine la tasa de crecimiento de 6% para el cálculo de los beneficios sociales, y se justifique el uso de una tasa de crecimiento de los beneficios sociales, si es que corresponde a hacerlo.
- Se modifique la definición de centrales termoeléctricas existentes y nuevas de forma tal que existe una real y permanente diferencia, conforme a la siguiente definición:

Instalación existente: toda aquella central de generación termoeléctrica con una o más unidades, que se encuentre en operación, en modificación, en construcción, en proceso de evaluación ambiental, o que cuente con una Resolución de Calificación Ambiental aprobada a la fecha de entrada en vigencia de la norma.

Instalación Nueva: aquellas centrales de generación termoeléctrica con una o más unidades que, independientemente de su tecnología y combustible, aun no ingresa al SEIA a la fecha de entrada en vigencia de la norma.

- Se elimine la parte final del inciso primero del artículo 5 del Anteproyecto, que dice "y con los valores de la Tabla N 2 al año 2020."
- No se establezcan normas de emisión de Hg, Ni y V, y se incorpore la obligación de efectuar mediciones de Hg, Ni y V a fin de disponer de una línea base que permita efectuar un análisis preciso de las emisiones de los referidos metales en la termoeléctricas y evaluar adecuadamente la necesidad de normar su emisión.

Sin otro particular, y agradeciendo desde ya la buena acogida a nuestros planteamientos, le saluda muy atentamente,

SCL ENERGÍA ACTIVA S.A.


Juan Alberto Fernández Dávila
Presidente



GOBIERNO DE CHILE
MINISTERIO DE ENERGÍA



00228

MINENERGIA OF. ORD. N° 136 /

ANT: No hay.

MAT: Observaciones al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.

SANTIAGO, 10 MAR 2010

DE: SR. MARCELO TOKMAN RAMOS
MINISTRO
MINISTERIO DE ENERGÍA

A: SR. ALVARO SAPAG RAJEVIC
DIRECTOR EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

A través del presente, envío a Usted documento anexo con las observaciones del Ministerio de Energía al anteproyecto de Norma Emisión para Termoeléctricas, a efectos que ellas sean consideradas en la elaboración del proyecto definitivo.

Adicionalmente, informo a Usted que en la siguiente semana se remitirá a dicha Comisión los resultados de estudios complementarios desarrollados por este Ministerio, y que por razones de fuerza mayor no pudieron ser concluidos antes del fin del proceso de participación ciudadana.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,



MARCELO TOKMAN RAMOS
MINISTRO
MINISTERIO DE ENERGÍA



MTR/GMS/JBO/AVC/CGA/HCC/vme

Distribución:

- 1.-CONAMA, Dirección Ejecutiva. c/anexo.
- 2.-Archivo Gabinete, Ministerio de Energía.
- 3.-Archivo División Desarrollo Sustentable, Ministerio de Energía.

ANEXO OBSERVACIONES:

OBSERVACIONES A LOS FUNDAMENTOS:

Número 2: Descripción de parque de termoeléctricas existentes en Chile

Inciso 3:

Tal como se puede observar tanto en las obras en construcción como en las obras recomendadas del Plan de Obras del SING y SIC de abril de 2009, las señales del sector son, por una parte a aumentar la participación de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), lo que se refleja en un total de 33 proyectos (19 eólicos, 8 geotérmicos y 6 hidroeléctricos menores a 20 MW), por otro lado, mantener una base de generación termoeléctrica estable y diversificada tanto en proveedores como combustibles (18 proyectos a carbón, 13 con combustibles líquidos y 3 con gas), y finalmente conservar una cantidad suficiente y segura de generación hidroeléctrica, para disminuir riesgos de sequía, reflejado en 13 proyectos hidroeléctricos mayores a 20 MW.

Lo anterior debiera estar reflejado en los fundamentos de esta norma, en el sentido que la expansión del parque termoeléctrico es sólo una parte de una estrategia de crecimiento de la capacidad instalada que tiene como objetivos la diversificación y la seguridad energética.

Número 3: Resultados de la Evaluación del Impacto Económico y Social

1. Inciso 1:

En este inciso se señalan como fundamento para la definición de los escenarios de norma: las emisiones de las termoeléctricas del país, actuales y proyectadas, las tecnologías de abatimiento de contaminantes disponibles, la normativa extranjera y las recomendaciones del Banco Mundial de límites de emisión para termoeléctricas para los países en desarrollo.

Como resultado de esta evaluación del Impacto Económico y Social se proponen los siguientes límites de emisión:

Combustible	MP (mg/m ³ N):	SO ₂ (mg/m ³ N):	NO _x (mg/m ³ N):
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	n.a	n.a	50
Otros gases	n.a	100	50

Sin embargo, la propuesta de anteproyecto está formulada teniendo presente como criterio único el de la mejor tecnología disponible, sin ponderar adecuadamente los otros criterios que se mencionan en este Fundamento, a modo de ejemplo es se puede mencionar:

- De las centrales termoeléctricas existentes en el SING y SIC que operan con combustibles sólidos el 83% de ellas no cumple los valores de emisión propuestos para MP, SO₂ y NO_x. Respecto a aquellas que utilizan combustibles líquidos existe un 79% de incumplimiento para NO_x, 66% para SO₂ y 23% para MP. Finalmente de las centrales con combustibles gaseosos, que tienen límite de emisión sólo para NO_x, un 19% no logra cumplir dichos valores. Así también, no se tiene certeza de las emisiones actuales de metales en las centrales a carbón. Dado estas estimaciones, pareciera que el criterio de las emisiones actuales no ha sido debidamente ponderado al formular este anteproyecto. De acuerdo a lo señalado queda en evidencia el considerable esfuerzo de reducción que debería realizar el sector generación para alcanzar los valores norma.
- Las emisiones de los proyectos nuevos del SIC y SING para el caso de termoeléctricas con combustibles sólidos no cumplen los valores propuestos en un 94% para el NO_x, 67% para el MP y 50% para el SO₂. Respecto a aquellas que utilizan combustibles líquidos existe un 82% de incumplimiento para NO_x, 82% para SO₂ y 36% para MP, finalmente las centrales con combustibles gaseosos que tienen límite de emisión sólo para NO_x, un 60% no logra cumplir dichos valores. La mayoría de estos proyectos han sido evaluados y aprobados en el SEIA e incorporan tecnologías de control de emisiones, por lo tanto es válida la misma observación que el párrafo anterior.
- De acuerdo a información de proveedores de equipos, las tecnologías de abatimiento de contaminantes necesarias para alcanzar los valores del anteproyecto implican costos más altos que los presentados. A modo de ejemplo de lo anterior:
 - Para lograr el cumplimiento de la norma de MP se requiere de recambio de equipos entre 2 a 6 años en el caso de filtros de manga (este costo no está considerado) y ausencia total de fallas en equipos de control o en los insumos.
 - Se pudo observar que en centrales como Bocamina, aun cuando el proveedor había asegurado un valor de 50 mg/m³N de MP con un filtro de mangas con eficiencia mayor al 95%, entre abril del 2007 y mayo del 2008, su emisión osciló aproximadamente entre los 18 y 140 mg/m³N.
 - Para el caso del MP, no es posible alcanzar el valor de 30 mg/m³N propuesto en el anteproyecto, agregando campos a los precipitadores electrostáticos (PE) existentes. En esos casos la opción es instalar un PE nuevo, más grande y con mayor número de campos. Por tanto el costo sería mayor al utilizado en la evaluación del impacto económico y social.

- La normativa extranjera presenta límites de emisión mayores a los propuestos en este anteproyecto de norma, incluso países desarrollados como los pertenecientes a la Comunidad Europea.

Combustible	Tamaño MW _t	SO ₂	NOx	MP
Sólidos existente	50 - 100	2000	600	100
	100-500 (a)	2000 -400 (a)		
	> 500	400	500	50
Sólidos en general nuevas	50 - 100	850	400	50
	100-300	200	200	30
	>300	200	200	
Biomasa nuevas	50-100	200	400	30
	100-300	200	300	
	>300	200	200	
Líquidos existente	50-300	1700	450	50
	300-500	1700 -400 (a)		
	>500	400	400	
Líquidos nuevas	50-100	850	400	50
	100 - 300	400-200 (a)	200	30
	>300	200	200	
Comb. gaseoso existente	50-500	35	300	5
	>500	35	200	
Comb. gaseoso nuevas	50-300	35	200 (120 TG)	5
	>300	35	200 (120 TG)	

(a) Disminución lineal

- Respecto a los metales solo Suiza y Alemania tienen límites de emisión para Hg, Ni y V y la USEPA el 2005 estableció un límite de emisión de Hg para fuentes nuevas, por lo que pareciera que no se consideró adecuadamente la experiencia normativa internacional en la definición de los valores.
- El Banco Mundial propone valores menos estrictos que este anteproyecto de norma y además establece valores diferenciados por tamaño de central, estos son (mg/m³N):

Combustible	MP _{NDA}	MP _{DA}	SO ₂ _{NDA}	SO ₂ _{DA}	NOx _{NDA}	NOx _{DA}
TV Carbón > 600 MWth	50	30	200-850	200	510 o hasta 1100 si material volátil < 10%	200
TV Comb. Solido 50 - 600 MWth	50	30	900-1500	400	510 o hasta 1100 si material volátil < 10%	200
TV Comb. Líquido > 600 MWth	50	30	200-850	200	400	200
TV Comb. Líquido 50 - 600 MWth	50	30	900-1500	400	400	200
TG Gás	NA	NA	NA	NA	51	
TG Fuel o diesel	50	30	1% S	0.5% S	152	

Además establece los siguientes criterios: Los valores que propone son para instalaciones nuevas.

- *Distingue valores de emisión para zonas con calidad de aire degradadas y no degradadas.*
- *Una evaluación ambiental puede justificar límites más o menos estrictos dependiendo de la calidad ambiental, consideraciones técnicas y económicas siempre que se ajuste a la ley, a las normas de calidad del aire y que el impacto incremental sea minimizado.*
- *Para proyectos de modificación de instalaciones existentes, los requerimientos de emisión podrían ser establecidos con una evaluación ambiental caso a caso considerando los niveles de emisión existentes, el impacto al medio ambiente y la salud de las personas y los costos y tecnologías factibles para conseguir los niveles de emisión existentes.*
- *La evaluación ambiental debe demostrar que las emisiones no contribuyen significativamente en el logro de las normas de calidad del aire. De otro modo se pueden requerir límites más estrictos.*

2. Inciso 7:

Se señala que los beneficios se estimaron sólo hasta el año 2020, y que por tanto están subvalorados. Sin embargo, por la misma razón se considera que los costos están también en esta misma condición tanto para los privados como para los clientes residenciales, sobretodo considerando que los próximos proceso de licitación incorporarán el aumento de los costos por las tecnologías de control, lo que inevitablemente afectará los precios de los clientes regulados. Este efecto no está valorizado.

3. Inciso 11:

Para el costo de Operación del Sistema no se consideró el costo asociado a los próximos procesos de licitación.

4. Inciso 12:

Los costos de los equipos de mitigación ambiental mencionados son menores que los costos de los equipos de mitigación necesarios para cumplir con los valores de emisión planteados.

5. Inciso 16:

Se presenta un Beneficio de la norma de \$ 3.816 millones de dólares. Este resultado se obtuvo valorizando el efecto en salud producto de la disminución de las emisiones atmosféricas en centrales termoeléctricas a través de un modelo epidemiológico que utiliza coeficientes para cada contaminante, llamados Betas, dentro de una función de dosis respuesta. Sin embargo, para llegar a este valor se consideraron los valores máximos de betas, con la consiguiente maximización de la valorización económica de los beneficios en salud. Específicamente, el beta para el MP 2.5 en el caso de mortalidad, se utilizó como referencia la USEPA (Beneficios ambientales Mapeo y Análisis de Programa, BenMAP), pero para calcular el mismo beta en la norma de calidad de MP 2.5 y en el Plan de descontaminación de Tocopilla se utilizó un valor de beta menor, y que difiere bastante de los señalado por USEPA.

A nuestro juicio, debiera haber coherencia en las metodologías y criterios de los instrumentos de gestión.

OBSERVACIONES ARTÍCULO 1:

Se sugiere la eliminación de la regulación de metales (Hg, Ni, V) en esta norma. Las razones para su eliminación son las siguientes:

De acuerdo a lo que se señala en los fundamentos, las normas para metales se alcanzan con el solo cumplimiento de las normas de emisiones en los otros componentes, en este caso, atendido que se cumple por este hecho, no tiene sentido sobrerregular estableciendo límites en metales.

En caso contrario, en el evento que el supuesto indicado en el párrafo anterior no se cumpla, los argumentos en oposición a normar son los siguientes:

- El análisis costo beneficio no incorporó los costos adicionales de disminuir las emisiones de metales más allá de lo que pueden lograr las tecnologías de control de MP y SO₂.
- No se tiene registro de las emisiones reales de estos metales. Las emisiones estimadas al año 2008 muestran un orden de magnitud entre las 3 ton/año para Hg y las 200 ton/año para el V, en comparación a las 15.000 a 100.000 ton/año de Material Particulado y gases.
- En el caso del Hg, el Plan Nacional para la Gestión de los Riesgos del Mercurio señala que el mercurio es un metal pesado, que se presenta de forma natural en el medio ambiente. Así también a partir de los resultados obtenidos del inventario realizado utilizando el instrumental del PNUMA, la mayor fuente emisora de mercurio en el país corresponde a la categoría "Producción primaria (virgen) de metales", representada por la "Extracción y procesamiento inicial de oro mediante procesos distintos de la amalgamación de mercurio", la "Extracción de oro y plata con amalgamación de Mercurio", ya sea por el mercurio natural presente en este tipo de yacimientos, y/o debido a que este elemento es utilizado en el proceso de obtención del oro (amalgamación); y la "Extracción y procesamiento inicial del cobre" debido a las fundiciones primarias que procesan el cobre y la gran cantidad de relaves generados, ya que Chile es el primer productor a nivel mundial de Cobre. Por lo tanto no es la actividad termoeléctrica la principal fuente de esta emisión y por ende quien debiera hacer los mayores esfuerzos de reducción.
- No se señala cual es la concentración actual de los metales en la atmósfera ni se conoce el aporte de la actividad termoeléctrica a la calidad del aire.
- De la normativa analizada, la Comunidad Europea, el Banco Mundial, Canadá, Japón, México, Argentina y Brasil no regulan metales. Esto a pesar de que la principal fuente de generación de electricidad es el carbón tanto nivel mundial, para los países OECD, de la Comunidad Europea, países no OECD, Japón, etc. (Fuente: IEA 2009).
- El Plan Nacional para la Gestión de los Riesgos del Mercurio no exige la regulación del Hg, sino solicita medirlo y estudiar la posibilidad de incorporarlo como parámetro en la norma, tal como se indica en el cuadro siguiente:

Nº	Plan de Acción de corto plazo (2009-2010)	Indicadores	Responsable	Nº	Plan de Acción de mediano plazo (2010-2011)	Indicadores	Responsable	Nº	Plan de Acción de largo plazo (2011 en adelante)	Indicadores	Responsable
1.3.1	Incentivar la realización de mediciones voluntarias de Mercurio en Centrales Termoeléctricas.	Porcentaje de centrales termoeléctricas que realizaron mediciones voluntarias de mercurio, del total de centrales termoeléctricas identificadas en el país.	CONAMA, CNE, MINSAL					1.3.1	Establecer un registro confiable y adecuado de las emisiones de Mercurio producto de centrales termoeléctricas.	Porcentaje de centrales termoeléctricas con registros de emisiones de Hg, del total de centrales termoeléctricas identificadas en el país.	CNE, CONAMA, MINSAL
4.1.1	Estudiar la posibilidad de incorporar al Mercurio como parámetro en la norma de Centrales Termoeléctricas y la exigencia de caracterización de contenido de Mercurio en el carbón.	Existencia de Norma que incorpora al mercurio como parámetro en la norma, con la exigencia de la caracterización del contenido de mercurio en el carbón.	CONAMA, CNE, SEC MINERÍA, ECONOMÍA, MINSAL MINAGRI								

OBSERVACIONES ARTÍCULO 2

Es innecesario señalar casos particulares, en razón que esta norma es específica para una definición de termoeléctrica asociada a calderas y turbinas, cuya definición se encuentra incluida en el artículo 3 siguiente.

OBSERVACIONES ARTÍCULO 3:

Letra b:

Se sugiere que la definición de termoeléctricas existentes incluyan a aquellas que a la entrada en vigencia del presente anteproyecto se encuentren puestas en servicio y/o que cuenten con su RCA aprobada y vigente antes del 1° de enero de 2012. Lo anterior se fundamenta en lo siguiente:

- Existen proyectos aprobados que ya han definido layout, ingeniería, órdenes de compra de equipos, condiciones de comercialización, entradas de puesta en servicio, etc., y que debieran ser consideradas existentes, más aún cuando las decisiones de inversión se realizaron considerando un marco regulatorio vigente que no contemplaba esta norma de emisión.

- Por otro lado, tanto las centrales en construcción como aquellas que tienen RCA vigentes, de acuerdo a la evaluación efectuada en el SEIA, garantizan el cumplimiento de las normas de calidad de aire en los parámetros que se incluyen en este anteproyecto, por lo que los riesgos tanto para la salud de las personas, como para los recursos naturales, han sido evaluados.
- Adicionalmente, y solo respecto de aquellos proyectos que pudieran sufrir retrasos más allá de la entrada en vigencia de esta norma y que tiene RCA aprobada, se debe considerar que, de acuerdo a la Ley que crea el Ministerio, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente, se establece la caducidad de una Resolución de Calificación Ambiental, cuando hubieren transcurrido más de cinco años sin que se haya iniciado la ejecución del proyecto o actividad autorizada.

OBSERVACIONES ARTÍCULO 4:

1. Esta norma es complementaria a las regulaciones de calidad de aire en los componentes a regular, es decir tiene el propósito de reforzar la prevención para el cumplimiento de las normas de calidad que establece la regulación vigente. Esto es necesario de hacer presente pues para prevenir el cumplimiento se está agregando un nuevo instrumento de gestión ambiental establecido en la Ley 19.300 y sus modificaciones, a saber, estas normas de emisión, que se suma a los planes de prevención o descontaminación, que pueden establecer exigencias superiores en caso de detectarse superaciones sobre el 80% del valor de la norma.

En este contexto, estas normas no debieran sobre regular al sector con valores tan estrictos, considerando la existencia de otros instrumentos de gestión ambiental aplicables, por ello es relevante que se considere la definición de los valores límite, cuales son aquellos valores que se establecen en países de desarrollo similar o superior a Chile, entre estos últimos, la Comunidad Europea. Esto reduce el riesgo que por efecto de una sobre regulación relacionada con estos parámetros en particular, los costos de la energía se incrementen modificando los precios relativos de la energía comparada con estas categorías de países.

Más aún, cuando de acuerdo a lo expresado en las observaciones anteriores, pareciera que no han sido considerados adecuadamente todos los costos asociados a la implementación de la norma, y por tanto se requiere efectuar un nuevo análisis de costo beneficio que incluya un ajuste a los parámetros utilizados, así como la evaluación de otros valores de norma y no solamente aquellos que se derivan de la mejor tecnología disponible. Es necesario precisar que esto fue solicitado a CONAMA en el marco del proceso de estudio de este anteproyecto.

2. Respecto a regular "Otros gases" se observa que esta categoría no debiera formar parte de la norma porque no se tiene certeza a qué otros gases se refiere y por tanto existe un nivel de incertidumbre respecto al nivel de emisión de ellos. En una próxima revisión de la norma, si hubiera antecedentes de otros gases distintos al gas natural se podría establecer un valor límite de emisión.

3. En cuanto al cumplimiento de la norma, los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y 2, se debieran evaluar sobre la base de promedios horarios y considerar sobrepasada si el percentil 95 de las concentraciones horarias registradas durante un año calendario, en funcionamiento en estado de régimen, es mayor al valor establecido en dichas tablas, sin considerar las horas correspondientes a las etapas de encendido, apagado o probables fallas.

OBSERVACIONES ARTÍCULO 10:

1. Letra d:

Se debiera eliminar el análisis de cumplimiento de la regulación en los requisitos de la letra d ya que esto no le corresponde al titular, sino a la autoridad competente.

2. Letra e:

Se observa la necesidad de estar en coordinación con el RETC (ventanilla única para el registro de emisiones y transferencias de contaminantes) respecto a la información que debe proporcionar el titular en el contexto de esta norma.

SITUACIONES ESPECIALES:

En general, toda la experiencia internacional establece situaciones de excepción a las normas, cuestión que fue solicitado a CONAMA, a efectos de prevenir eventuales riesgos en la seguridad de servicio eléctrico. Por ello se solicita incorporar el siguiente artículo:

"Encontrándose el Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante SING) y/o el Sistema Interconectado Central (en adelante SIC) con riesgo de desabastecimiento eléctrico o habiéndose dictado decreto de racionamiento, conforme a lo dispuesto en el artículo 163 del D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante Ley General de Servicios Eléctricos, y existiendo restricciones de transmisión y/o disponibilidad de unidades de generación o de determinados combustibles para producir energía en el SING y/o en el SIC, que impidan abastecer los consumos de electricidad, el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía informará fundadamente a la Dirección Ejecutiva de CONAMA, al Ministerio de Salud y al Servicio Agrícola Ganadero las situaciones señaladas, sus causas y período que se estime dure la situación de riesgo o desabastecimiento.

Conforme a lo anterior, la Comisión Conjunta de la CONAMA, Ministerio de Salud y Servicio Agrícola Ganadero podrán dictar una resolución fundada que establezca que no se considerarán dichas emisiones en el cumplimiento de la presente Norma".

OBSERVACIÓN GENERAL:

Se debiera definir cómo será el tratamiento para termoeléctricas duales (diesel/GN)



Santiago, 06 de Enero de 2010
GAGG022.10

Sr. Alvaro Sapag Rajevic.
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

Ref.: Observaciones al Anteproyecto de Norma
de Emisión para Centrales Termoeléctricas

Ministro Director Ejecutivo :

GasAtacama estima de la mayor importancia para el país el contar a la brevedad posible con una norma de emisiones para centrales termoeléctricas, de forma de minimizar los impactos que este tipo de centrales generan en el medio ambiente, así como promover el uso eficiente de las tecnologías disponibles para la generación de energía eléctrica.

En esta línea y en cumplimiento de los plazos establecidos en la Resolución N° 7550 del 7 de Diciembre del 2009, que aprobó el mencionado anteproyecto y lo sometió a consulta, GasAtacama realizó el análisis de dicho anteproyecto cuyas principales conclusiones, observaciones y comentarios se adjuntan en la presente minuta.

Cabe destacar, que este análisis corresponde al perfeccionamiento de la propuesta aportada por GasAtacama a la Ministra de Minería y Energía en Agosto del 2006, a través del documento titulado "Análisis de Normas de Emisión para Centrales Termoeléctricas a Nivel Internacional y Propuesta para Chile", tal como indicáramos en nuestra carta GAGG049.09 del 30 de Julio del 2009.

Agradeceremos incorporar nuestras observaciones para la elaboración de la norma de emisión para centrales termoeléctricas

Atentamente

Rudolf Araneda Kauert
RUT 5.664.991-3
Representante Legal

c.c.: Sr. Alejandro Donoso H., Director CONAMA RM

**Análisis y Comentarios Preliminares de GasAtacama al Anteproyecto
de Normas de Emisión para Centrales Térmicas
Propuesto por CONAMA**

- A. Como la generación térmica es la principal fuente de emisiones en el país, resulta fundamental dictar una norma de emisiones para tal sector que actúe de señal indicativa para futuras inversiones y correctiva para el parque actual.**
- A. 1. GasAtacama estima que contar con una norma de emisiones para termoeléctricas es esencial para el desarrollo sustentable del país, dado que:
- a) La generación térmica es la principal fuente de emisiones de contaminantes primarios del aire.
 - b) Se proyecta una fuerte expansión del parque generador, tanto por el crecimiento de la demanda, como por la necesidad de sustituir generación con combustibles costosos.
 - c) Los elevados niveles de saturación del aire de diversas cuencas en Chile que pueden provocar pocas unidades de generación si no se dictan normas de emisión para el sector, tienen comprobadamente graves efectos en la salud, la agricultura y el desarrollo de otras actividades económicas.
 - d) Chile es el único país de nivel de desarrollo medio que no cuenta con normas de emisión aplicables a este tipo de fuentes. La orientación a los mercados externos, sus perspectivas de desarrollo y su incorporación a la OECD, resultan incompatibles con el hecho que Chile no cuente aún con una norma de emisiones.
- A. 2. La falta de una norma de emisiones explica la insólita posibilidad que en una cuenca no saturada sólo en Chile se pueda utilizar petcoke en centrales térmicas, sin abatimiento de emisiones de SO₂ ni de metales pesados, o que una sola central pudiera emitir hasta prácticamente copar una cuenca, limitando la competencia futura.
- A. 3. Dentro del anterior contexto, GasAtacama ha sostenido durante los últimos ocho años, la necesidad que se dicte una norma de emisiones para la generación térmica, y de hecho propuso una en agosto de 2006 a la entonces Ministra de Minería y Energía, a través del documento titulado "Análisis de Normas de Emisión para Centrales Termoeléctricas a Nivel Internacional y Propuesta para Chile", que en su oportunidad encargamos al reconocido especialista Ricardo Katz y su equipo de Gestión Ambiental Consultores.
- A. 4. Por todo lo anterior, GasAtacama considera que el anteproyecto de norma de emisiones para centrales térmicas, propuesto por CONAMA (Rev. 0-12.01.2010) es un avance muy positivo, ya que actuará como señal indicativa para futuras inversiones y correctiva para el parque actual.

B. Los niveles de emisiones propuestos en el anteproyecto para partículas (MP) son razonables y se encuentran dentro de los niveles recomendados por el Banco Mundial y Europa. Los niveles para NOx debieran revisarse de modo que se puedan cumplir utilizando diversas tecnologías y proveedores de equipos de abatimiento. Si bien los niveles propuestos para SO2 son muy estrictos a nivel internacional, especialmente para líquidos, estos se pueden cumplir con inversiones acotadas utilizando diesel o carbón con bajos índices de azufre en la medida que éstos estén disponibles en el mercado.

B. 1. Como ha sido habitual con los intentos previos de las autoridades ambientales de establecer alguna normativa, se han producido fuertes acciones comunicacionales y de lobby para evitar, posponer y/o aminorar una eventual norma, señalando que se trataría de exigencias desproporcionadas, que limitarían las futuras inversiones y encarecerían el suministro eléctrico, llevándolo a niveles prohibitivos.

B. 2. Un análisis comparativo del anteproyecto de norma de emisiones propuesto por CONAMA, con estudios independientes referentes a la materia, encargados por GasAtacama a dos prestigiosas consultoras ambientales, así como las cotizaciones de centrales de generación térmica y de equipos de abatimiento de emisiones que hemos obtenido de diversos proveedores de la industria de generación, nos permite señalar:

- a) El anteproyecto establece niveles diferenciados de emisiones límite de partículas, SOx y NOx según el combustible utilizado (carbón, líquidos, gas natural), resultando menos exigente para las unidades de generación a carbón, que aquéllas aplicables a la generación con combustibles líquidos, y éstas a su vez, que las aplicables a la generación con gas natural.

Si bien hay otros países que también establecen límites de emisiones diferentes por tipo de combustible, la evidencia muestra que tales países cuentan con una amplia base industrial (de procesos químicos, metalúrgicos y otros) que utiliza carbón, petróleo y gas como insumos y no sólo como combustibles para la generación eléctrica, por lo que resulta más adecuado para éstos, regirse por una norma de emisiones de aplicación general.

En cambio, aquellos países que dictan normas para la generación eléctrica, como la que se requiere en Chile, han optado por la neutralidad frente a tecnologías de generación y combustibles, estableciendo niveles límite de emisión de partículas, NOx y SOx por MWh generado. De esta forma, (i) cada generador debe reconocer y neutralizar sus emisiones por unidad de energía generada, internalizando los costos respectivos, y (ii) no se genera una discriminación favorable a los combustibles más contaminantes. Una norma de este tipo establece los incentivos correctos para producir energía útil en forma más limpia y económicamente eficiente, y permite evitar el traslado a terceros de los impactos sobre el ambiente, la salud y el desarrollo económico, por lo que a larga el parque generador del país resuelta más eficiente y limpio.

- b) En cuanto a los niveles de emisión máximos propuestos¹ en el anteproyecto, en relación a partículas y NOx, estos son de un nivel de exigencia razonable en

¹ Anexo I: Límites de emisiones establecidos en la norma de la CONAMA

comparación con los sugeridos por el Banco Mundial para los tres tipos de combustible².

Para que el abatimiento de tales emisiones hasta niveles admisibles resulte menos oneroso, se recomienda verificar que el nivel admisible para el caso de las centrales existentes, especialmente en NOx, se pueda alcanzar con múltiples proveedores de equipos y diversas tecnologías, que deban competir entre sí.

En cuanto a los niveles de exigencia, para las emisiones de SO₂ en cambio, los niveles propuestos son muy estrictos, especialmente, para la generación con combustibles líquidos, alcanzando los mínimos que pudimos observar a nivel mundial. Aún así, este nivel tan estricto se puede cumplir, prácticamente sin inversiones en abatimiento utilizando un diesel de bajos niveles de azufre, como el que, de hecho, se ha resuelto comercializar en Chile. Por ello tampoco resulta limitante para los equipos diseñados para operar con diesel. Las centrales existentes diseñadas para operar con FO6, en cambio, podrían enfrentar severas restricciones, por lo que debiera revisarse el nivel aplicable.

C. Las inversiones en equipos de abatimiento requeridos por el actual parque generador para adaptarse al anteproyecto de la norma alcanzan a MMUS\$ 1100, esto es el 5% del valor estimado de dicho parque. Tal monto se puede reducir significativamente si se utilizan combustibles de bajo contenido de azufre, hoy disponibles en el mercado.

C. 1. Un estudio contratado por GasAtacama con las consultoras ambientales Valgesta y Gestión Ambiental Consultores(GAC), ambos independientes del consultor utilizado por CONAMA, muestra que la inversión en equipos de abatimiento requeridos por las centrales existentes para dar cumplimiento al anteproyecto propuesto alcanzaría US\$1.100 millones³, nivel similar al señalado por CONAMA. Tal valor corresponde aproximadamente a un 5% del valor total del parque generador existente en el país, tasando el parque en un 50% de los valores de desarrollo de nuevas unidades con la misma capacidad.

Cabe señalar que el nivel de inversiones en equipos de abatimiento estimado puede ser reducido significativamente (a menos de US\$ 650 millones), en la medida que las centrales existentes tengan acceso continuo a combustibles con bajos contenidos de azufre y metales pesados.

Tales combustibles, con menor contenido de contaminantes, como el diesel de bajo contenido de azufre y carbón de bajo contenido de azufre y metales pesados, están disponibles en el mercado internacional y local, y (actualmente) no hay impedimento para acceder a ellos.

C. 2. Las nuevas centrales a carbón, en general, cumplen o están muy cerca de cumplir, con la nueva normativa propuesta. Las centrales antiguas en cambio, deberían efectuar adecuaciones técnicas relevantes.

El plazo de adecuación de 3 años a partir de la instauración de la norma, que contempla el anteproyecto, podría ser revisado, especialmente en el caso de centrales que se encuentren en operación por menos de 15 años, dado que en

² Anexo 2: Niveles de emisiones admisibles en diversos países

³ Anexo3: Inversión necesaria para cumplir la norma de abatimiento

tales casos, podría ser que sus propietarios aún no hubiesen recuperado una parte relevante de la inversión materializada.

Por otra parte, no parece razonable condicionar una norma que mira al futuro, por casos puntuales como puede ser el de aquellas centrales con más de 20 años de operación (algunas incluso con más de 40 años), que ya han cumplido el período estándar de recuperación de inversión en el sector, y que pueden tener costos de adaptación mayores, dada la antigüedad de la tecnología y nivel de contaminación asociado.

D. De acuerdo a cotizaciones de diversos proveedores, los inversionistas en nuevas centrales, podrán cumplir con la norma incrementando la inversión en 7 a 10% respecto a equipos sin control de emisiones, lo que implica un incremento de tarifa final a usuarios de sólo 3%.

D. 1. Una revisión con diversos proveedores de centrales térmicas y de equipos de abatimiento de emisiones, demuestra que los equipos de abatimiento para cumplir con normas como las recomendadas por el Banco Mundial, representan un incremento de inversión de aproximadamente 7% a 10% del total de una nueva central generadora, y se traducen en un incremento en los costos de energía eléctrica de alrededor de un 3%, despejando las inquietudes referentes a la potencial limitación a la inversión en la expansión futura del parque generador, al impacto social, o al crecimiento económico, que pueden surgir con motivo de la dictación de una norma de emisiones estricta para centrales térmicas.

D. 2. El incremento esperado de costos marginales de la energía eléctrica en los dos principales sistemas interconectados del país, producto de una eventual aplicación de la norma propuesta, de acuerdo al estudio contratado por la CONAMA, así como al que contratamos nosotros, alcanzaría niveles inferiores al 1% y, por tanto, tiene un efecto no relevante sobre las tarifas eléctricas para los usuarios..

E. El anteproyecto de norma es perfectible, especialmente:

- a. **Promoviendo eficiencia y equidad, por la vía de establecer el límite a emisiones por MWh generado.**
- b. **Facilitando el control y la transparencia al establecer la obligatoriedad de medición en línea y el acceso público a toda la información.**
- c. **Facilitando que los usuarios puedan escoger informadamente entre generadores y conocer su huella de carbono, al establecer el registro y la divulgación de emisiones de CO2 por MWh generado**

E. 1. En cuanto a mejoras que se pueden realizar al anteproyecto de norma en comento, GasAtacama propone incorporar las siguientes:

- a. Por ser la mayor fuente de emisiones que impactan la calidad del aire en Chile, coincidimos en que tiene sentido dictar una norma específica para centrales térmicas de generación eléctrica.

Por ello resulta lógico y consistente con toda la normativa desarrollada para el sector eléctrico desde hace 30 años, establecer una misma norma de emisión para todas las unidades de generación, independientemente del tipo de combustible y tecnología que utilizan. El nivel de exigencia de la norma única o

neutra, a nuestro juicio debería ser como mínimo igual al sugerido por el Banco Mundial o al promedio de los países OECD.

El actual anteproyecto en cambio, permite a una unidad que genera en base a carbón emitir muchas más partículas, SOx y NOx, que una central que utilice combustibles líquidos o gas natural (GNL) por unidad de energía generada⁴. A nuestro juicio, carece de sentido como señal de política económica, energética o ambiental, medir con diversas varas a unidades económicas dedicadas al mismo propósito y mercado, favoreciendo la instalación de centrales a carbón.

Por ello sugerimos que la norma a aplicar para centrales térmicas nuevas sea neutra y única para todo tipo de tecnologías, con un nivel de exigencia no menor al establecido por el Banco Mundial o la media de los países OCDE.

La necesidad de dictar una norma específica para la unidades de generación, no debe significar que se descarte la dictación de otras normas aplicables a otras grandes fuentes industriales de contaminación del aire en nuestro país, como fundiciones y otras.

- b. Considerando que la eficiencia energética es parte fundamental de una política energética, se recomienda que la norma defina los límites de las emisiones por unidad de energía producida (mg/KWh), en vez de hacerlo por unidad de concentración (mg/m³n) como sucede con el anteproyecto. Ello generaría las señales correctas para el fomento de la eficiencia, por parte de las políticas energéticas nacionales.
- c. Con el objeto de facilitar el control de la norma, asegurar competencia equitativa entre generadoras, y la transparencia de información a los usuarios, se recomienda establecer estándares (tipos de equipos y procedimientos) para la medición en línea de cumplimiento de los límites establecidos, y la obligatoriedad de asegurar el acceso público en forma permanente a tal información.
- d) A juicio de GasAtacama, resultaría muy beneficioso que además de controlar las emisiones de impacto local, se fuera estableciendo la línea base de las emisiones de CO₂, de las cuales las centrales térmicas son las principales aportantes⁵. Ello, por cuanto el desarrollo económico del país, fuertemente ligado a sus exportaciones, estará limitado por los niveles de CO₂ emitidos por unidad de producto exportable. Por tal motivo resultará esencial para cada industria del país (frutas, salmones, productos industriales, cobre, etc.) conocer cuántas emisiones de CO₂ por unidad de producto incorporan a través del consumo de energía eléctrica. Esto permitirá que cada usuario seleccione a través de los contratos de suministro respectivos, las tecnologías de generación y abatimiento, con las que se abastecerá y pueda clarificar con sus proveedores quien asumirá los riesgos de los futuros impuestos internacionales (carbón tax) u otras limitaciones al comercio, en caso que éstos se establezcan.

Lo anterior se facilitaría enormemente, si entre los parámetros a monitorear y publicar en línea, se agregara el nivel de emisiones de CO₂ a las emisiones de partículas, NOx y SOx por cada MWh generado. La publicación de la información en línea de las emisiones de cada generador por MWh en las

⁴ Anexo 4: Emisiones de CO₂ equivalente por MWh

⁵ Anexo 5: Emisiones de CO₂

páginas que al efecto publique el nuevo Ministerio del Medio Ambiente y/o los centros de despacho (CDEC SIC y SING), facilitará enormemente la trazabilidad de emisiones y la verificación de consistencia con las políticas de responsabilidad social empresarial de las industrias y usuarios interesados.

E. 2. Los cambios propuestos por GasAtacama, especialmente el establecimiento de una norma que no discrimine entre combustibles y tecnologías de generación, y que se explicita y transparente la emisión de contaminantes locales y de CO₂ por unidad de energía producida, será un claro estímulo a la producción más limpia y eficiente de energía eléctrica en Chile, que se traducirá en:

- a) Que cada generador esté preocupado por minimizar las externalidades ambientales negativas que produce, ya que deberá medirlas, informarlas y responder por ellas.
- b) Que los usuarios puedan elegir a sus suministradores de energía con información acerca de los impactos ambientales y comerciales asociados, incluyendo el impacto sobre sus huellas de carbono.
- c) Un parque generador futuro con una mayor participación de las energías renovables que resulten ser competitivas en costo, y de centrales térmicas que utilicen combustibles y tecnologías con menos niveles de emisiones.
- d) Homologación con las mejores prácticas ambientales de los países OCDE

Anexo 1

Límites de emisiones establecidos en la norma de la CONAMA

Los límites de emisiones propuestos por la CONAMA distinguen entre las centrales existentes y las centrales nuevas, y establece diversos límites según el tipo de combustible utilizado, favoreciendo los más contaminantes

Para centrales existentes

Para unidades existentes existe un plazo de 3 años para adecuarse a un nivel de emisiones intermedio (tabla 1) y hasta el año 2020 para cumplir el nivel de emisiones exigido para centrales nuevas (tabla 2).

Tabla N°1 : Límites de emisión para termoeléctricas existentes (mg/Nm³)

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de Azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (Nox)
Sólido	50	200	400
Líquido	30	30	200
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

Para centrales nuevas

Las unidades nuevas deben cumplir con la exigencia una vez que se conectan al sistema.

Tabla N°2 : Límites de emisión para termoeléctricas nuevas (mg/Nm³)

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de Azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (Nox)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

Tabla N°3 : Límites de emisión para metales pesados, termoeléctricas existentes nuevas que utilicen carbón o petcoke (mg/Nm³)

Combustible	Mercurio (Hg)	Niquel (Ni)	Vanadio (V)
Carbón y/o Petcoke	0,1	0,5	1,0

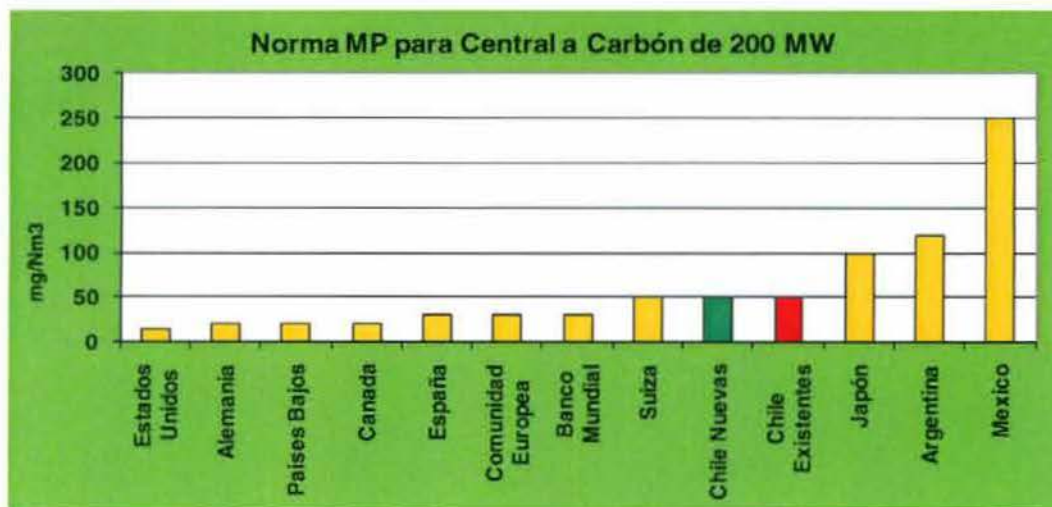
Anexo 2

Niveles de emisión admisible en diversos países:

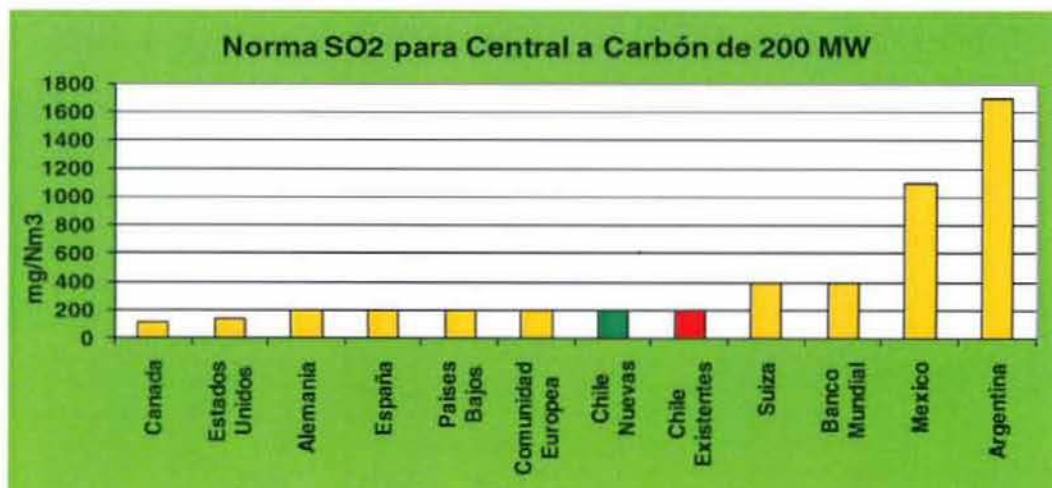
Los niveles de emisión establecidos por la CONAMA, son una propuesta razonable si se comparan con valores internacionales

Centrales térmicas a carbón

Con el objeto de poder homologar las normas de diversos países, tomando en cuenta que algunos establecen diversos niveles de emisión para diversas potencias de generación, se escogió una central a carbón de 200MW, por ser representativa del tamaño de las centrales que se evalúan en Chile (150 a 400MW)

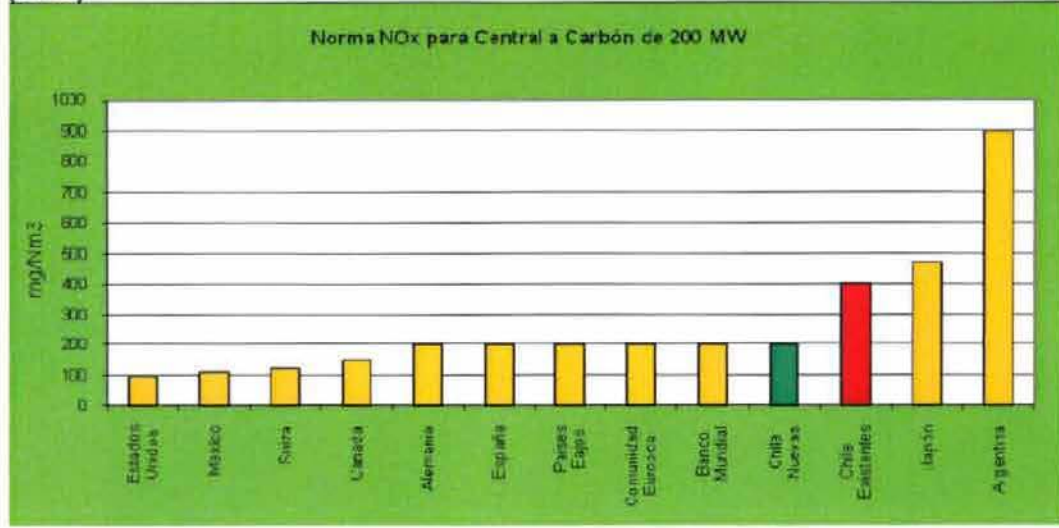


Fuente: Estudio comparativo del anteproyecto de norma realizado por Valgesta y Gestión Ambiental Consultores (GAC)



Fuente: Estudio comparativo del anteproyecto de norma realizado por Valgesta y Gestión Ambiental Consultores

(GAC)

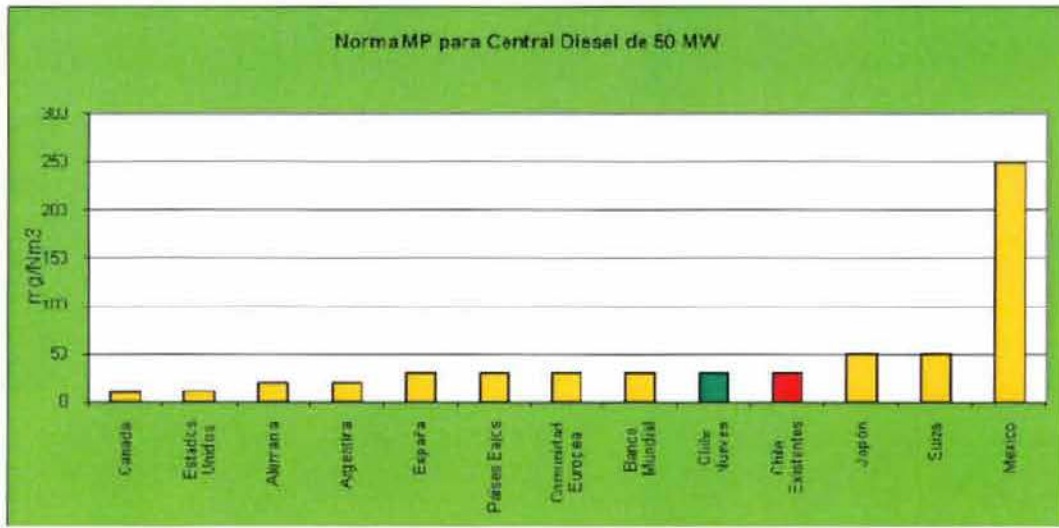


Fuente: Estudio comparativo del anteproyecto de norma realizado por Valgesta y Gestión Ambiental Consultores (GAC)

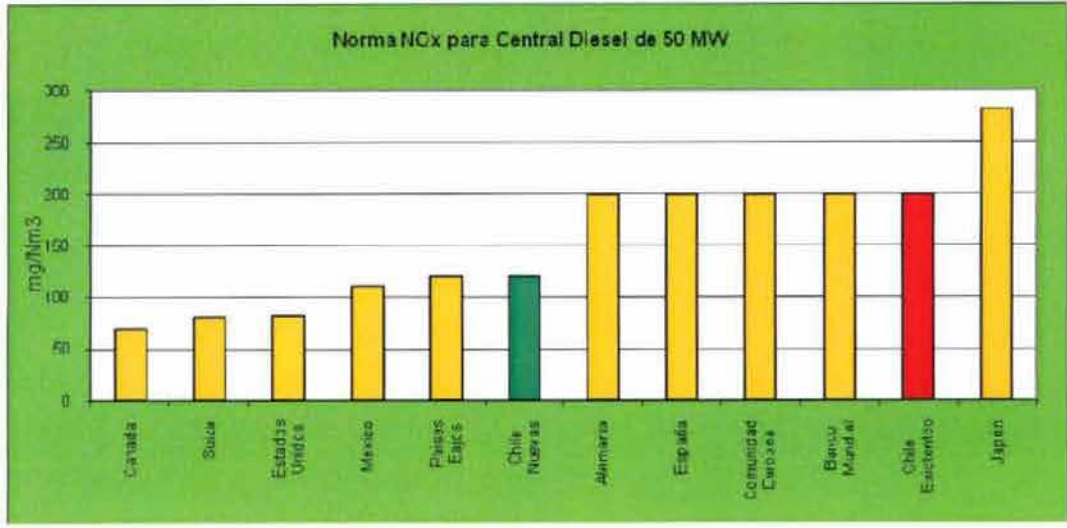
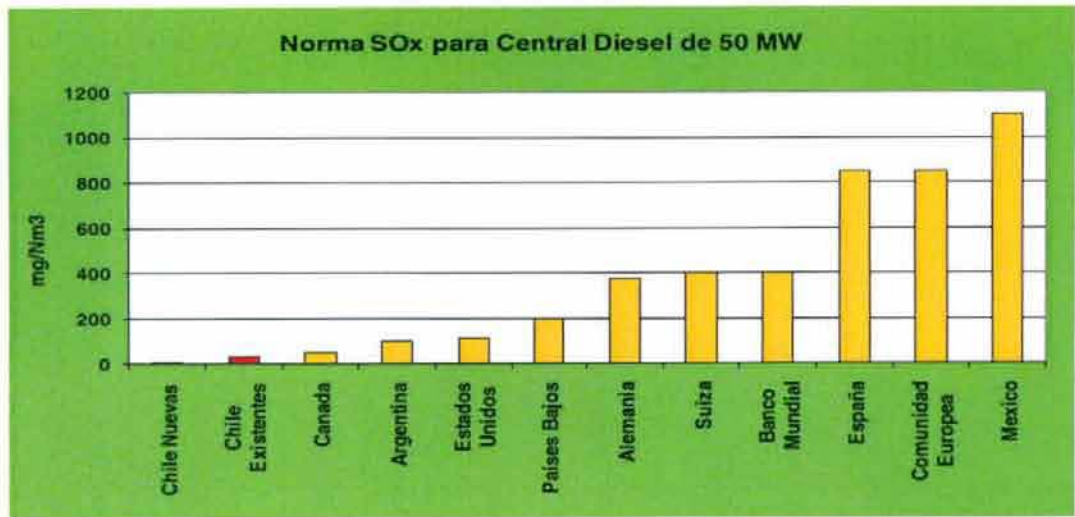
Se concluye que el inversionista en una nueva central a carbón en Chile, de acuerdo con el anteproyecto de norma, no estaría afecto a condiciones más exigentes que las recomendadas por el Banco Mundial para países de desarrollo medio, o los aplicables en la Comunidad Europea (salvo en el caso del azufre, que es algo más exigente que la norma vigente en la Comunidad Europea).

Centrales Diesel (Motores)

El tamaño de las unidades diesel de 50MW representa el tamaño tipo con que se desarrolla este tipo de centrales en el sistema eléctrico Chileno. Se utilizó esta central tipo, por las mismas razones expuestas anteriormente para efectos de homologación.



Fuente: Estudio comparativo del anteproyecto de norma realizado por Valgesta y Gestión Ambiental Consultores (GAC)

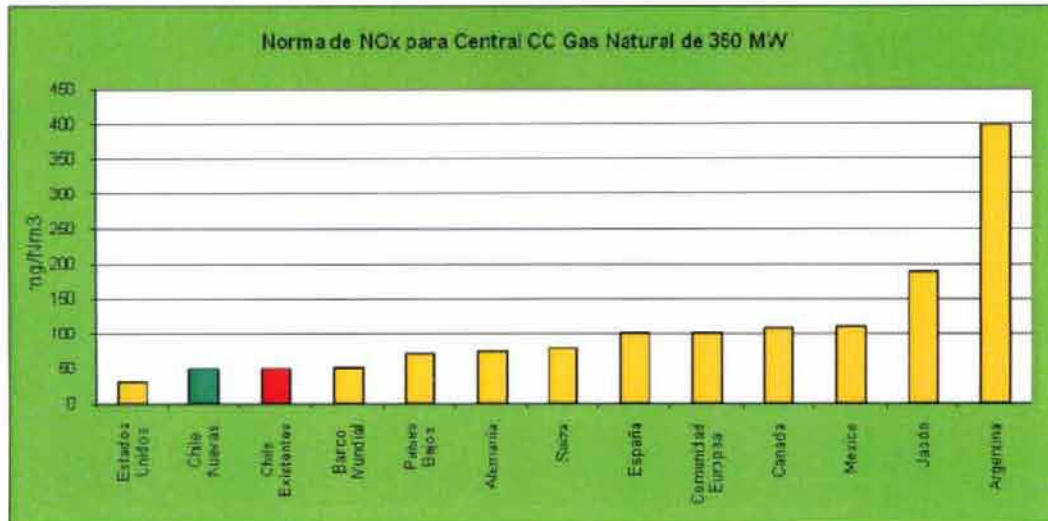


Fuente: Estudio comparativo del anteproyecto de norma realizado por Valgesta y Gestión Ambiental Consultores (GAC)

Las centrales tipo (50MW) en base a diesel, no están afectas a normas más estrictas de partículas (MP) o NOx que el resto de los países de desarrollo medio o alto. En cambio están afectas a un nivel bastante más exigente para emisiones de SO2. No obstante ello, estos niveles de emisiones se pueden lograr sin equipos de abatimiento utilizando diesel de bajo contenido de azufre (como el que establece la norma vigente para el país a partir de 2011)

Centrales de CC

El tamaño para representar las centrales de CC es de 350MW, que corresponde al tamaño tipo con que se desarrolla este tipo de centrales en el sistema eléctrico Chileno. Se utilizó esta central tipo, por las mismas razones expuestas anteriormente para efectos de homologación.

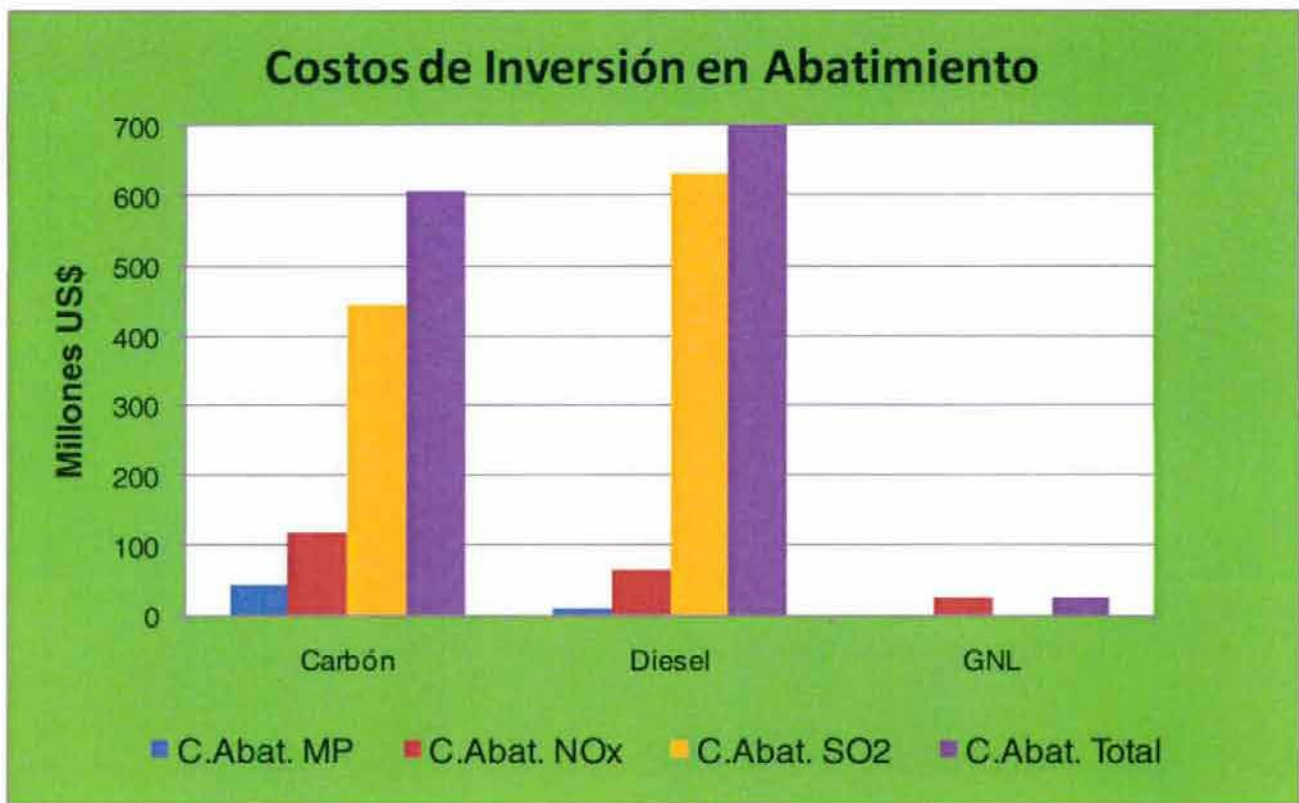


Fuente: Estudio comparativo del anteproyecto de norma realizado por Valgesta y Gestión Ambiental Consultores (GAC)

Anexo 3

Inversión necesaria para cumplir la Norma de abatimiento para el SIC y el SING

La Norma de emisiones propuesta por la CONAMA obliga a las centrales más contaminantes a realizar inversiones para limitar sus niveles de contaminación. A pesar de esto el impacto a nivel sistémico es limitado y puede ser subsanado con un nivel acotado de inversiones que no representan más del 5% del costo del valor del parque instalado (tasando esta a un 50% del valor nuevo de reemplazo).



Fuente: Estudio comparativo del anteproyecto de norma realizado por Valgesta y Gestión Ambiental Consultores (GAC)

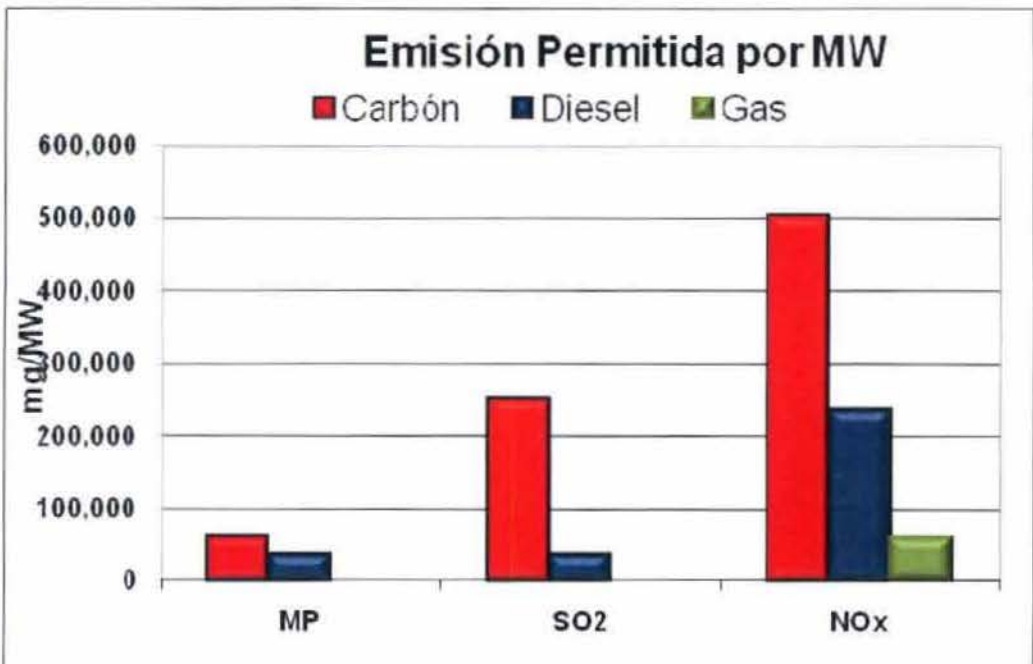
Por otra parte, si el diesel utilizado tiene un contenido de azufre < 5ppm se estima que estas inversiones se reducen a unos 650 MUS\$ en valor presente.

Anexo 4

Emisión de partículas (MP), SO2, y NOx equivalente por MWh y por tipo de combustible

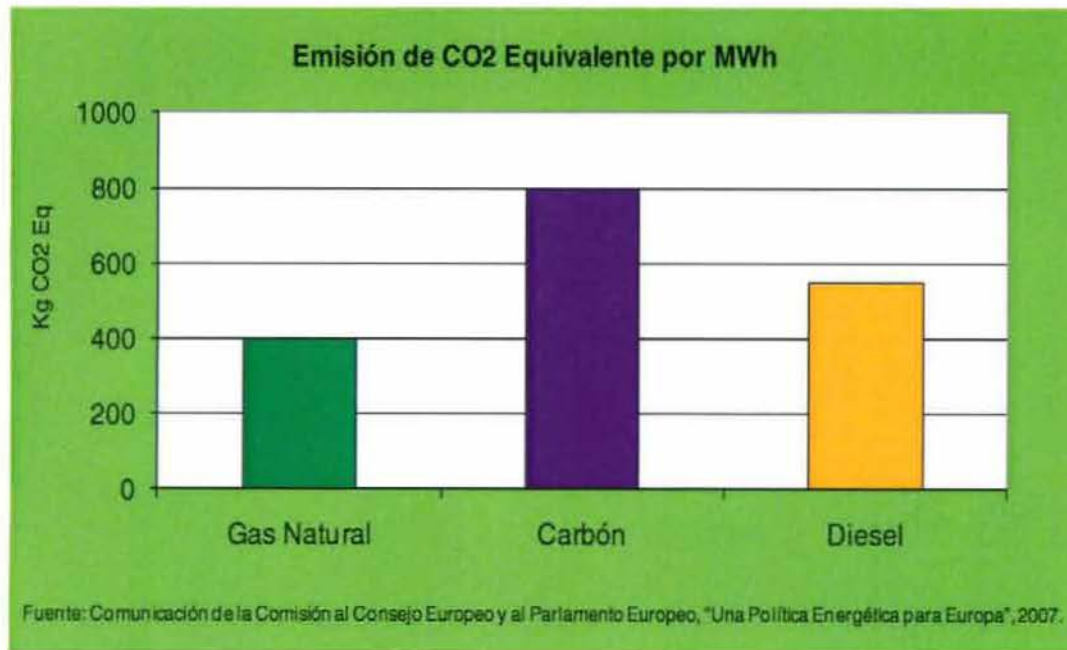
La figura muestra como por cada unidad generada los niveles de emisión permitidos por la norma propuesta por la CONAMA son bastante más permisivos si la central es térmica a carbón, que si utiliza combustibles líquidos, y esta a su vez es más permisiva que la que resulta aplicable a centrales a gas.

Esto genera una señal incorrecta para el desarrollo sustentable del sistema eléctrico chileno (desde el punto de vista económico, ambiental y energético).



Anexo 5

Emisión de CO2 equivalente por MWh y por tipo de combustible



002307

SOUTHERN CROSS®



Santiago, 11 de marzo de 2010

Señor
Álvaro Sapag
CONAMA
Teatinos 254
Santiago

Estimado Sr. Sapag:

Junto con saludarle, adjunto a esta carta nuestras observaciones al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.

Sin otro particular, le saluda atentamente.

Erik Saphores M.
Campanario Generación S.A.
Central Tierra Amarilla S.A.
Río Corriente S.A. (RC Generación)
Río Seco S.A. (CT Pacifico)
Río Grande S.A. (RG Generación)

OBSERVACIONES AL ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS

I. ASPECTOS GENERALES

De forma preliminar, se debe tener presente que las normas de emisión constituyen un instrumento esencialmente preventivo, mediante el cual se determina de forma anticipada el estándar básico que debe cumplir una fuente, partiendo del presupuesto que no tiene una ubicación geográfica o una operación determinada, siendo la excepción a este criterio preventivo, su incorporación dentro de un Plan de Descontaminación, ya que en dicho caso la norma de emisión, lógica y válidamente, opera como un instrumento correctivo que busca la reducción de contaminantes.

El criterio de diseño preventivo, orientado a entregar un estándar básico, toma aún mayor relevancia cuando una norma de emisión tiene carácter nacional, en cuyo caso cada fuente estará sujeta a la variabilidad geográfica de su emplazamiento, la posibilidad de exposición de la población, y la influencia que existe en la concentración de contaminantes por parte de otros emisores. El no considerar este criterio conlleva el riesgo de sobrerregular a algunas fuentes y subregular a otras.

Conforme a lo anterior, consideramos que el Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas (en adelante "ANET"), debería considerar en su diseño un criterio preventivo que persiga un estándar mínimo para todas las termoeléctricas que funcionen en el país, y no un énfasis correctivo como se desprende de los antecedentes y afirmaciones expuestas en el Análisis General de Impacto Económico y Social (en adelante "AGIES") y límites propuestos en el ANET.

En este sentido, consideramos que una vez establecido un estándar básico mediante una norma de emisión, es el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental el instrumento que válida y eficientemente puede determinar los valores específicos que debe cumplir una fuente, de acuerdo a los impactos que genera en consideración a su funcionamiento y emplazamiento, y de acuerdo a la capacidad de carga de la cuenca en la que se ubica.

Considerar la norma de emisión como un instrumento cuyo objeto es la reducción de emisiones, cuestión que hace el ANET y el AGIES, constituye un criterio equivocado en el diseño de una norma de emisión de aplicación nacional; ello, debido a que parte del presupuesto de que las concentraciones de contaminantes en el país se encuentran en una condición de latencia o saturación, respecto de las cuales se hace necesaria la imposición de una obligación de reducción. Esta obligación se impone sin importar el lugar de emplazamiento de la fuente o las condiciones especiales de operación de la fuente.

El criterio de diseño del ANET, orientado a la reducción de emisiones, sin considerar las condiciones específicas de la fuente ni el lugar de emplazamiento de la misma, constituye además la imposición de un estándar altamente exigente para la mayoría de las fuentes, lo cual queda en evidencia al analizar los límites establecidos en el Plan de Descontaminación para la ciudad de Tocopilla, el cual considera los mismos niveles de emisión por concentración de MP10 que los propuestos en el ANET, resultando difícil entender que un valor de reducción sea eficiente en una zona que ha sido declarada como saturada para dicho contaminante, y sea a la vez eficiente en una zona donde no existen condiciones de latencia o saturación, que debería ser el supuesto bajo el cual se determine la eficiencia del ANET.

Por otra parte, cabe señalar que el ANET debe considerar nuestra realidad social y económica, en el sentido de proponer valores que sean eficientemente alcanzables con los niveles productivos de nuestro país. En este sentido, se debe tener presente que el costo de la energía es uno de los principales factores que afectan nuestra productividad y competitividad. En efecto, al encarecer la energía eléctrica no sólo se sube el costo directo de la misma para los consumidores residenciales, sino además los costos de producción de industrias elaboradoras de bienes y prestadoras de servicios que utilizan la energía eléctrica como insumo, afectando así los precios finales de los mismos y, con ello, indirectamente, a los consumidores locales, y directamente a la competitividad de dichas industrias en el ámbito internacional.

II. OBSERVACIONES PARTICULARES

1. Observaciones a la metodología del AGIES que sirve de base al ANET

(a) Beneficios por reducciones de contaminantes no regulados

La mención que hace el AGIES y el ANET, en el sentido que esta norma de emisión constituye una contribución para el cumplimiento del proyecto de norma de calidad para el material particulado fino (MP 2,5) nos parece improcedente, ya que pretende lograr beneficios en la reducción de un contaminante que no se encuentra regulado. En efecto, al no existir un valor máximo establecido por una norma de calidad para dicho contaminante, no es posible evaluar la eficiencia de las reducciones impuestas.

Por otra parte, tampoco existe un análisis de la composición de este contaminante que permita determinar el real aporte de las centrales termoeléctricas.

(b) La línea base no considera la emisión de otros sectores

La línea base proyectada sólo considera las emisiones de las termoeléctricas, y no de otros sectores que emiten el mismo tipo de contaminantes a normar, tales como transporte, minería o celulosa y papel, lo que invalida las conclusiones sobre los beneficios aportados por los distintos escenarios de regulación, debido a que no es posible aislar el efecto de la reducción de los contaminantes producidos por las termoeléctricas respecto a los otros sectores. Lo anterior se debe a la no linealidad de la relación entre las fuentes y las concentraciones de los contaminantes a nivel de suelo, por lo que al considerar una línea base que incluya a todos los actores, la diferencia de concentración entre el escenario base y los escenarios propuestos puede ser menor a la obtenida aislando el sector eléctrico, y por tanto, el resultado de la evaluación de los beneficios resulta distorsionada.

(c) La evaluación de costos y beneficios por "escenario" (y no por contaminante) distorsiona el resultado

La evaluación de los costos y beneficios de la norma realizada conforme a distintos "escenarios" en el que se incluye la regulación de distintos contaminantes, impide evaluar el límite óptimo para cada contaminante.

El agrupamiento de diversos contaminantes por escenario confunde los costos del sistema de abatimiento de un contaminante, por ejemplo; los óxidos de nitrógeno, con los beneficios económicos que genera la reducción de otro contaminante, por ejemplo el material particulado.

En este sentido, si la reducción de material particulado resulta ser muy eficiente, la inclusión de tecnología para el abatimiento de óxidos de nitrógeno, sin importar su costo, puede aparecer en el contexto general como costo - efectiva, ya que se confunden los costos de reducción de este contaminante con los beneficios de reducción del material particulado.

Las siguientes tablas 1 y 2, contenidas en el AGIES, muestran los beneficios por año debido al cambio de concentraciones de MP, MP 2,5, NO_x y SO₂ para el escenario de límites de emisión número 3 para los años 2014 y 2020.

Tabla 1. Beneficios en Millones de USD/año al año 2014

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NO _x	SO ₂	MP	MP 2.5	NO _x	SO ₂	MP	MP 2.5	NO _x	SO ₂
Mortalidad	20,4	268,0	-	0,8	30,7	402,9	-	1,2	41,0	537,8	-	1,6
Bronquitis crónica	-	0,7	-	-	-	1,9	-	-	-	3,1	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0,1	1,6	0,1	0,1	0,2	2,6	0,1	0,1	0,3	3,6	0,1	0,2
Admisiones por causas Respiratorias	0,1	0,8	0,05	0,02	0,1	1,2	0,1	0,03	0,1	1,7	0,1	0,04
Ausentismo Laboral	0,2	2,5	-	-	0,2	2,5	-	-	0,2	2,5	-	-
Ausentismo Escolar	0,003	0,03	-	-	0,004	0,04	-	-	0,004	0,05	-	-
TOTAL	20,9	273,7	0,1	0,9	31,3	411,2	0,2	1,4	41,7	548,7	0,3	1,9

Fuente: AGIES

Tabla 2. Beneficios en Millones de USD/año al año 2020

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NO _x	SO ₂	MP	MP 2.5	NO _x	SO ₂	MP	MP 2.5	NO _x	SO ₂
Mortalidad	25,3	326,9	-	1,2	38,3	491,4	-	1,7	51,2	655,9	-	2,3
Bronquitis crónica	-	0,9	-	-	-	2,3	-	-	-	3,8	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0,2	2,0	0,1	0,1	0,3	3,2	0,1	0,2	0,4	4,5	0,1	0,3
Admisiones por causas Respiratorias	0,1	1,0	0,05	0,03	0,1	1,5	0,1	0,04	0,2	2,1	0,1	0,1
Ausentismo Laboral	0,5	3,1	-	-	0,3	3,1	-	-	0,3	3,1	-	-
Ausentismo Escolar	0,004	0,05	-	-	0,005	0,1	-	-	0,01	0,2	-	-
TOTAL	26,1	333,9	0,1	1,3	39,1	501,7	0,2	2,0	52,1	669,4	0,2	2,7

Fuente: AGIES

En estas tablas el beneficio del MP2,5 incorpora los nitratos provenientes de la emisión de NO_x y los sulfatos provenientes de la emisión de SO₂. Sin embargo, aunque depende del combustible utilizado, aspectos geográficos, radiación solar, clima y otros factores, del NO_x emitido aproximadamente un 5% se transforma en material particulado en forma de nitrato, y en el caso de SO₂ aproximadamente el 5% se transforma en material particulado en forma de sulfatos. Entonces se puede suponer, por la información presentada en las tablas anteriores, que los beneficios se deben básicamente a la disminución de material particulado y en mucho menor grado a la disminución de las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Lamentablemente, el AGIES no entrega la información de los beneficios y costos en forma separada por cada contaminante a abatir, sino que los agrupa por escenarios.

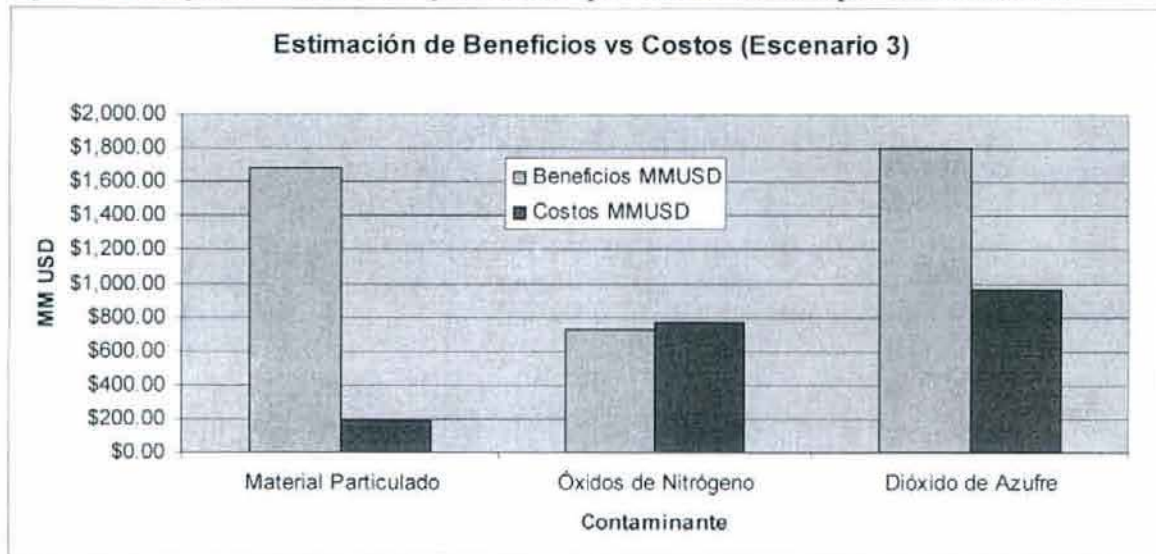
Pese a las observaciones metodológicas realizadas en los literales anteriores y a la falta de información necesaria para separar los costos y beneficios por contaminante, hemos realizado un análisis basado en los siguientes supuestos:

- Un 5% de la masa de NO_x emitido se transforma en MP 2,5 (Nitratos).
- Un 5 % de la masa de SO₂ emitida se transforma en MP 2,5 (Sulfatos).
- Un 30% del material particulado primario emitido corresponde a MP 2,5.

- La disminución de las emisiones de MP 2,5 se relaciona linealmente con la diferencia de concentración de MP 2,5, y por tanto con los beneficios.

Utilizando estos supuestos e información del AGIES, hemos estimado el valor presente neto de costos y beneficios por contaminante para el Escenario 3, el cual es presentado en forma gráfica en las Figura 1. En este gráfico los beneficios calculados para el NOx incluyen su aporte al MP 2,5. De la misma forma, los beneficios del abatimiento del Dióxido de Azufre y Material Particulado incluyen su respectivos aportes al MP 2,5.

Figura 1. Comparación de Costos y Beneficios por Contaminantes para el Escenario 3



Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia en la figura, puede ocurrir que al separar los costos y beneficios por contaminantes, el óptimo para el caso del NOx no corresponda al escenario elegido, sino que a un escenario con menores costos de abatimiento.

Para el escenario elegido por el anteproyecto de norma (Escenario 3), existe rentabilidad social sólo para material particulado y dióxido de azufre, siendo negativa para el caso del NOx. Si bien los supuestos considerados debido a la falta de información pueden distorsionar los resultados y pese a los problemas metodológicos observados, este ejemplo gráfico demuestra que es necesario calcular los beneficios y costos de cada contaminante por separado para establecer los límites de emisión que representen el óptimo.

El agrupar los contaminantes por escenarios provoca que se distorsione el óptimo social (en términos de la metodologías aplicada), debido a que los altos beneficios y bajos costos relativos de abatir el material particulado harán que en un escenario más restrictivo en emisiones de material particulado se obtenga un mayor VAN social sin importar el límite de emisión que se defina para NOx.

Solicitamos que la evaluación sea realizada por tipo de contaminante y combustible, de manera que los valores límites establecidos representen por sí mismos un óptimo, sin ser distorsionados a través de un escenario.

2. Observaciones a los límites propuestos en el ANET

Si bien compartimos la importancia de regular estas emisiones, consideramos que los límites propuestos requieren de una sólida y clara fundamentación. Por ello a continuación exponemos nuestras observaciones respecto a los límites establecidos en relación con cada uno de los contaminantes regulados, distinguiendo también los distintos tipos de combustibles que se consideran en la regulación.

(a) Material particulado

(i) Combustibles sólidos

El ANET define un valor de 50 mg/Nm³ para las fuentes existentes y de 30 mg/Nm³ para las fuentes nuevas, lo cual constituye un valor altamente exigente.

Llama profundamente la atención que el valor propuesto en el ANET para el control de emisiones de fuentes que utilizan carbón sea exactamente igual a los valores establecidos en el proyecto definitivo del Plan de Descontaminación para la ciudad de Tocopilla, que es una zona saturada de material particulado respirable. No nos parece coherente con el principio de racionalidad que un valor límite establecido para una zona que ha sido declarada como saturada para un contaminante sea exactamente el mismo que el propuesto para limitar las emisiones de estas fuentes a nivel nacional, donde evidentemente no existen las condiciones de saturación presentes en la zona de Tocopilla.

Por otro lado, el ANET no distingue a las fuentes por su tamaño (establece un límite parejo para todas las fuentes reguladas), cuestión que si hacen las normas de referencia. En efecto, la *Large Combustion Plant Directive* (en adelante "LCDP") de la Unión Europea establece un valor para las fuentes existentes de entre 50 MWth y 500 MWth, y un valor más exigente para las fuentes con un tamaño superior a 500 MWth.

Conforme a lo anterior, consideramos que la futura norma de emisión debería considerar límites graduales de acuerdo al tamaño de la fuente y que lógicamente debería ser menos exigente que un Plan de Descontaminación.

(b) Anhídrido sulfuroso

Atendido el hecho que la regulación del SO₂ es justificada por su efecto en la generación de material particulado secundario, resulta indispensable determinar qué cantidad de material particulado es atribuible a la emisión de SO₂. Sin embargo, el AGIES no contempla este análisis, ni la información científica que lo respalde, por lo que no es posible determinar si se justifica la imposición del valor de reducción incorporado en el ANET.

En este contexto, y a modo de antecedente, se debe tener presente que, pese a que Tocopilla ha sido declarada zona saturada para el contaminante material particulado respirable (MP10), el proyecto definitivo del Plan de Descontaminación de Tocopilla no considera ningún límite de emisión para el contaminante SO₂; esto debido a que conforme a lo establecido en el AGIES de dicho plan, con la

sólo limitación directa del MP se alcanzaría el objetivo del mismo, esto es, cumplir con la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable, siendo totalmente innecesario el exigir reducciones de SO₂.

Conforme a lo anterior, y junto con reiterar la necesidad de realizar un análisis individual respecto de los costos y beneficios de la reducción de cada contaminante, consideramos que la futura norma de emisión debería concentrarse en el control de las emisiones directas del material particulado, ya que tal como comentamos anteriormente, la influencia del SO₂ en dicho contaminante es marginal, siendo innecesaria su regulación si lo que se busca es impedir el aumento de las concentraciones de material particulado.

(i) Combustibles sólidos

A diferencia de lo que hace la normativa internacional, especialmente la LCPD, las Directivas del Banco Mundial, además de las normas de Brasil, Japón y Alemania, el ANET establece un límite de emisión que no reconoce los tamaños de las centrales. En consecuencia, prescinde de la existencia de economías de escala en el abatimiento de emisiones. Lo anterior, pese a la existencia de antecedentes normativos y técnicos que recomiendan una diferenciación por tamaño.

En efecto, en el documento de referencia de BAT¹ para grandes instalaciones de combustión de la Unión Europea se establece que "... Dado los altos costos, el proceso de desulfurización húmeda no es considerado como Mejor Técnica Disponible para plantas con capacidad menor a 100 MWh...", conclusión que se ve reflejada en los límites de emisión de la LCPD para nuevas centrales de este tamaño.

Estimamos que la norma de emisión debería reconocer las economías de escalas que se generan en los sistemas de abatimiento conforme el tamaño de la central.

(ii) Combustibles líquidos

Al igual que para el caso de los combustibles sólidos, el ANET no reconoce la existencia de economías de escala, cuestión que sí hace la LCPD.

Por otra parte, el límite propuesto de 30 mg/Nm³ para centrales existentes y 10 mg/Nm³ para centrales nuevas a 3% de oxígeno, es más exigente que los valores de la LCPD, la norma de Alemania, la norma de Suiza, la directiva del Banco Mundial y la norma de Japón. El valor para centrales nuevas del anteproyecto es aproximadamente 20 veces más restrictivo que el establecido en la LCPD.

Consideramos que el valor es altamente exigente y fuera de todo estándar técnico o económico aplicable a la realidad chilena.

En este contexto y como se expone en el cuadro que se reproduce a continuación, los valores propuestos por el anteproyecto se encuentran fuera de los rangos alcanzables por las tecnologías consideradas por la Unión Europea como las mejores disponibles para prevenir y controlar las emisiones de dióxidos de azufre.

¹ Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, July 2006, IPPC European Commission.

Tabla 3. Comparación entre los límites definidos conforme a Mejores Técnicas Disponibles (BAT) para centrales termoeléctricas según la Comisión Europea y el ANET.

Capacidad	Límite de Emisión asociado a la Mejor Técnica Disponible [mg/Nm ³]		Límite Anteproyecto [mg/Nm ³]	
	Nuevas	Existentes	Nuevas	Existentes
MWth				
50-100	100 - 350	100 - 350	10	30
100 - 300	100 - 200	100 - 250	10	30
>300	50 - 150	50 - 200	10	30

Fuente: Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, July 2006, IPPC European Commission.

Conforme a lo anterior, aun en caso de considerar la mejor tecnología disponible, no es posible lograr los límites propuestos por el ANET. Por lo anterior, consideramos que el valor debe ser revisado y adecuado conforme las mejores técnicas disponibles y al tamaño de las fuentes.

(iii) Combustibles gaseosos

Respecto al límite de emisión para este combustible, es importante señalar que en relación a las turbinas a gas, existe un error en el ANET. Ello, debido a que el porcentaje de oxígeno de referencia para medir las emisiones según el anteproyecto (3%) no corresponde al típico de esta tecnología (15%), lo cual obligaría a este tipo de centrales a cumplir con límites de emisión extremadamente bajos.

(c) Óxidos de nitrógeno

Atendido el hecho de que la regulación del NOx es justificada por su efecto en la generación de material particulado secundario, resulta indispensable determinar qué cantidad de material particulado es atribuible a la emisión de NOx. Sin embargo, el AGIES no contempla este análisis, ni la información científica que lo respalde, por lo que no es posible determinar si se justifica la imposición del valor de reducción incorporado en el ANET.

Consideramos que la imposición de límite máximo tan exigente como el establecido en el ANET, debe ser producto de una asignación de responsabilidad en las concentraciones de contaminantes, cuestión que no se ha identificado en el AGIES, así como tampoco en el ANET, por lo que entendemos que ésta ha sido incorporada sin los antecedentes suficientes que la justifiquen.

Profundizando este punto, consideramos que no es procedente la imposición de una reducción significativa, cuando el impacto y eficiencia de dicha reducción en las concentraciones variará caso a caso, siendo imposible determinarlo de manera generalizada a través de una norma de emisión de carácter nacional, sin caer en discriminaciones arbitrarias y en consecuencia ausentes de fundamento.

En este contexto, estimamos que los niveles establecidos en el ANET escapan al criterio preventivo que hemos expuesto anteriormente. Sobre todo teniendo en consideración que a nivel país la única zona que ha sido declarada como latente (ni siquiera saturada) para este contaminante, es la Región Metropolitana, siendo el principal aportante de este contaminante las fuentes móviles, las cuales

superan ampliamente las emisiones de las fuentes fijas (Fuentes móviles 47.045 ton/año; Fuentes fijas industriales 5.263 ton/año)². En este sentido, se debe tener en consideración que las concentraciones de NOx se dan en lugares en que existen parques vehiculares importantes y son propias de núcleos urbanos y no de las áreas rurales o de baja población, donde usualmente se ubican las centrales termoeléctricas.

Finalmente, y a modo de antecedente se debe tener presente que, pese a que Tocopilla ha sido declarada zona saturada para el contaminante material particulado respirable (MP10), el proyecto definitivo del Plan de Descontaminación de Tocopilla no considera ningún límite de emisión para el contaminante óxido de nitrógeno.

Conforme a lo anterior, entendemos que frente a las mismas fuentes, el criterio de considerar al NOx como precursor del contaminante material particulado respirable, no ha sido adoptado de manera uniforme por la CONAMA, especialmente, al elaborar sus planes de descontaminación y la presente norma de emisión.

En consecuencia, tenemos un anteproyecto de norma de emisión que considera valores más exigentes que un plan de descontaminación que regula una zona saturada, cuyas principales fuentes emisoras son las centrales termoeléctricas.

(i) Combustibles sólidos

El ANET propone el valor de 400 mg/Nm³ para las fuentes existentes y de 200 mg/Nm³ para las fuentes nuevas. Este valor es propuesto de manera pareja y sin diferenciar los tamaños de las centrales, cuestión que sí hace la LCPD, la norma de Alemania y la Directiva del Banco Mundial.

Al establecer límites que no consideran el tamaño de las centrales, el ANET desconoce la ineficiencia de los sistemas de abatimiento en las fuentes de menor tamaño y la economía de escala que se genera para las fuentes de mayor tamaño.

El valor propuesto en el ANET tampoco pondera la eficiencia de los sistemas de abatimiento, ello, debido a que no considera el material volátil del combustible utilizado, lo cual influye en la eficiencia del sistema de abatimiento. Al respecto, y a diferencia de lo establecido en el ANET, la Directiva del Banco Mundial define el límite de emisión para el NOx en 510 mg/Nm³ como regla general, y de 1.100 (mg/m³N) en caso de que el combustible tenga un porcentaje de materia volátil menor al 10%.

Tal como se expuso anteriormente, los niveles de emisión de los óxidos de nitrógeno considerados en el ANET imponen una reducción significativa de los valores de emisión, lo cual no se encuentra justificado técnicamente.

Jurídicamente la reducción de NOx debe ser impuesta en la medida que existan antecedentes técnicos que permitan concluir que dicha reducción permitirá el cumplimiento de una norma de calidad ambiental, lo cual debe ser realizado mediante un plan de descontaminación atmosférica, una vez constatada una situación en que las concentraciones de este contaminante se encuentren en un rango de saturación.

² Fuente: Artículo 2 letra (d) del Decreto Supremo N° 58/2003, Plan de prevención y descontaminación atmosférica para la región metropolitana.

Conforme a lo expuesto, y teniendo presente (i) el bajo impacto de este contaminante en los beneficios sociales de la reducción impuesta, y (ii) el análisis de los costos y beneficios que individualmente genera el límite propuesto, estimamos que la futura norma de emisión debería considerar para las centrales de mayor tamaño un valor de 600 mg/m³N para las fuentes existentes y de 400 mg/m³N para las fuentes nuevas.

(ii) Combustibles líquidos

El ANET establece valores de 120 mg/Nm³ para las fuentes nuevas y 200 mg/Nm³ para las existentes, sin distinguir si las centrales corresponden a calderas o turbinas, lo cual implica niveles muy exigentes en comparación a la normativa internacional. Como ejemplo, la LCPD establece 400 mg/Nm³, y 200 mg/Nm³, para calderas existentes, y nuevas respectivamente, operando con combustible líquido. La LCPD establece 450 mg/m³N para turbinas existentes de potencia entre 50 MWth y 500 MWth, y para potencias mayores a 500 MWth establece 400 mg/m³N.

Se recomienda que se distingan las emisiones respecto a si las fuentes son calderas o son turbinas, y se tome en cuenta los distintos límites y porcentajes de oxígeno para ambas tecnologías.

Se solicita que las emisiones sean corregidas al 15% de oxígeno para el caso de las turbinas, conforme se indica en distintas partes en este documento.

Finalmente, consideramos que la norma de emisión debería distinguir entre las centrales que operan con turbinas y que se ubican desde la IV Región hacia el Norte, y las centrales que se ubican en la zona sur de nuestro país. Lo anterior, debido a que los sistemas de abatimiento de este contaminante requieren la utilización de grandes cantidades de agua, lo cual generará una presión en la utilización de un bien escaso en la zona norte de nuestro país. Cabe tener presente que este efecto no fue considerado en el AGIES del ANET.

(iii) Combustible gaseoso

Tal como hemos mencionado anteriormente, el ANET establece los límites de emisión, sin diferenciar si la central opera con calderas o con turbinas. En este contexto, si bien, los límites del ANET son similares a los establecidos por otras normas para turbinas a gas, en el caso de aplicarse a calderas a gas natural son varias veces más exigentes que en el caso de normativa internacional.

Por ejemplo, el límite de la norma de Alemania para calderas mayores a 300 MWth es de 100 mg/Nm³, en circunstancias que el ANET contempla un límite de 50 mg/Nm³.³

Finalmente, en el caso de las centrales que operan con turbinas, reiteramos nuestros comentarios respecto a la necesidad de incorporar límites que distingan la ubicación geográfica de la fuente (zona norte y sur), debido a la presión que generaría en el recurso hídrico la utilización de sistemas de abatimiento de NOx.

³ AGIES, p. 21.

(d) Metales pesados

El ANET considera valores de emisión de metales pesados sin que exista claridad respecto a las emisiones que generan estas fuentes, así como tampoco certeza de lograr dichos valores si no se incorporan las tecnologías de abatimiento que se exigen para alcanzar los niveles de SO₂. En consecuencia, debido a que dichos niveles se alcanzan como co-beneficio de los sistemas de abatimiento de SO₂ y MP, en caso de modificarse dichos límites una fuente podría no cumplir con los límites de metales pesados.

3. Distinción entre fuentes nuevas y existentes

El artículo 3° del ANET distingue entre termoeléctricas existentes y termoeléctricas nuevas, correspondiendo el primer concepto a las instalaciones compuestas por una o más unidades de generación de electricidad mediante un proceso térmico que se encuentren puestas en servicio antes de 1° de enero de 2012; en tanto que por termoeléctricas nuevas entiende las instalaciones que se pongan en servicio a contar de la referida fecha.

A continuación, el artículo 4° del ANET establece tablas de emisiones máximas permitidas para los contaminantes material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno, y distingue entre termoeléctricas nuevas y existentes, fijando criterios más rigurosos para las primeras. Señala que los límites aplicables a las termoeléctricas nuevas serán exigibles a las termoeléctricas existentes sólo a partir del año 2020. En síntesis, para los contaminantes referidos, las termoeléctricas nuevas deberán cumplir con altas exigencias desde la entrada en vigencia de la Norma de Emisión (lo que posiblemente ocurrirá antes de 2012), en tanto que las termoeléctricas existentes no estarán obligadas a respetar esos límites sino a partir de 2020.

Esta distinción entre termoeléctricas existentes y nuevas es cuestionable desde un punto de vista legal por cuanto constituye una discriminación arbitraria.

En efecto, la discriminación contenida en el ANET no es coherente con la disposición del artículo 19 N°2 de la Constitución Política de las República, que asegura a todas las personas la igualdad ante la ley, y establece que “ni la ley ni autoridad alguna podrán establecer diferencias arbitrarias”. Tampoco parece coherente con la disposición del artículo 5° de la Ley 19.300, que dispone que “las medidas de protección ambiental que, conforme a sus facultades, dispongan ejecutar las autoridades no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias”.

La jurisprudencia de nuestros Tribunales Superiores de Justicia ha entendido de manera uniforme que “una acción arbitraria consiste en un acto o proceder caprichoso, contrario a la justicia, o a las leyes, inicuo, antojadizo, infundado o en último término, despótico o tiránico”, recogiendo así el concepto de arbitrariedad que contiene el diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, según el cual arbitrariedad es un “acto o proceder contrario a la justicia, la razón o las leyes, dictado solo por la voluntad o el capricho”.

Así las cosas, para que la distinción entre termoeléctricas nuevas y existentes, y la consiguiente aplicación de diferentes límites máximos de emisión a dichas centrales no vulnerara la garantía constitucional citada, sería indispensable que la misma no fuere caprichosa, contraria a la justicia, antojadiza o infundada. Y la verdad sea dicha, ni en el texto de la resolución que aprueba el ANET, ni en la documentación que le sirve de respaldo, existe fundamento técnico alguno que permita sostener o justificar aquella distinción.

El AGIES, que ha servido de base para la dictación de la resolución que aprueba el ANET, no indica los motivos legales o técnicos por los cuales se ha propuesto efectuar una distinción entre termoeléctricas nuevas y existentes. Simplemente se limita a señalar que esta distinción “se relaciona directamente con el principio de gradualidad” (sin explicar por qué motivo se estima que la gradualidad no se puede aplicar a las termoeléctricas nuevas); y luego refiere ciertos casos de normas de emisión que no se han aplicado a fuentes existentes, sugiriendo al parecer que esos precedentes tendrían alguna fuerza vinculante, pero sin afirmarlo expresamente ni señalar cuáles serían los fundamentos de tal supuesto, o bien que los mismos precedentes obedecerían a un principio o disposición legal aplicable asimismo a la norma de emisión para termoeléctricas, pero sin revelar de qué principio o disposición se trataría.

No sólo no existe referencia a fundamento técnico o legal alguno para la distinción entre termoeléctricas nuevas y existentes en la resolución que aprueba el ANET y en la documentación que le sirve de base, sino que, muy por el contrario, existen antecedentes que hacen altamente recomendable que tanto las termoeléctricas nuevas como las existentes se sometan simultáneamente al mismo régimen de emisiones.

Desde luego, si están comprobados los efectos adversos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y sobre el medio ambiente asociados al MP, al SO₂ y al NO_x, tal como lo señala el párrafo 1 sobre Aspectos Generales del Anteproyecto, entonces no resultaría razonable permitir hasta el año 2020 a las termoeléctricas existentes emitir contaminantes en mayores concentraciones que las termoeléctricas nuevas, salvo que los límites máximos establecidos para las termoeléctricas nuevas sean excesivamente rigurosos y, por lo tanto, no sea necesario exigirlos a nadie para prevenir los efectos adversos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y sobre el medio ambiente referidos precedentemente. Pero en este último caso, carecería de sustento legal y constitucional, por las razones referidas más arriba, exigir esos rigurosos parámetros a las termoeléctricas nuevas.

Atendidas las consideraciones anteriores, esto es (i) la incoherencia de la discriminación con la garantía constitucional de la igualdad, (ii) la carencia de fundamentos técnicos y legales que permitan sustentar una distinción entre termoeléctricas nuevas y existentes, y (iii) los antecedentes que hacen recomendable que la norma sea idéntica para ambos tipos de centrales de generación, sugerimos que la Norma de Emisión para Termoeléctricas que en definitiva se dicte aplique los mismos límites de emisión simultáneamente a termoeléctricas nuevas y existentes, sin por ello desatender el principio de gradualidad.

4. Inconsistencia respecto de las exigencias impuestas a otros sectores

No es coherente con el principio de no discriminación arbitraria, consagrado de manera general en el N°2 artículo 19 de la Constitución Política de la República, y de forma particular en materia ambiental en el artículo 5° de la Ley 19.300, la asimetría existente entre la regulación propuesta en el ANET y la aplicable a otros sectores generadores de grandes volúmenes de emisiones, como por ejemplo las fundiciones.

En efecto, y para ilustrar con un caso concreto, mientras una central modelo de 350 MW de potencia que cumpla con los límites impuestos por el ANET para las termoeléctricas nuevas emitiría aproximadamente 1.658,58 toneladas de SO₂ al año, la Fundición de Ventanas, de propiedad de Codelco, de hecho genera 27.469,20 toneladas de SO₂ al año, según lo indica el inventario de emisiones de la CONAMA del año 2008. Es decir, la Fundición de Ventanas emite al

año una cantidad de SO₂ equivalente a casi 17 centrales termoeléctricas de 350 MW. Lo anterior es especialmente discriminatorio si se considera que existe tecnología disponible para reducir drásticamente las emisiones de esa fundición (así como de muchas otras), pero nadie ha exigido el uso de tales tecnologías.

5. Exclusión arbitraria de los co-generadores

En el AGIES del ANET se indica que los co – generadores de electricidad serían excluidos de la norma de emisión, debido a que el giro principal de estas fuentes no sería la generación de electricidad, por lo que su estructura de ingresos y costos no dependen del precio de ésta, siendo difícil el que puedan incorporar los costos de abatimiento en los ingresos que reciben por la venta de energía.

Al respecto, consideramos que el planteamiento es equivocado, debido a que la definición de la aplicabilidad de una norma de emisión debe basarse en las emisiones e impactos que genera y no en el giro comercial del generador.

Sobre este punto se debe tener presente que las emisiones de un co-generador pueden ser incluso superiores a las de un generador, por lo que el sostener como fundamento de la exclusión de la regulación el hecho de que el giro del co-generador sea distinto, carece de sentido desde un punto de vista ambiental y jurídico.

En este contexto, consideramos que la norma de emisión realiza una discriminación arbitraria respecto de fuentes que generan emisiones e impactos similares, lo cual además se aparta de la forma de regulación que de estas fuentes se hace a nivel internacional, conforme se desprende de las definiciones que a continuación se reproducen:

Banco Mundial: “Este documento incluye información relevante a los procesos de combustión alimentados por combustibles gaseosos, líquidos y sólidos fósiles y de biomasa diseñados para entregar potencia eléctrica o mecánica, vapor, calor, o cualquier combinación de estos, sin importar el tipo de combustible, con un input térmico sobre los 50 MWth en base al poder calorífico superior...”

Fuente: Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants. IFC.

UE: “La presente Directiva se aplicará a las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MWth, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso)...” “... «Instalación de combustión», cualquier dispositivo técnico en el que se oxiden productos combustibles a fin de utilizar el calor así producido...”

Fuente: Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.

Alemania: “Esta ordenanza se deberá aplicar a la construcción, diseño y operación de plantas de combustión incluyendo plantas a turbinas a gas como también plantas a turbinas a gas para potencia mecánica con un input térmico de 50 MWth o más que usen combustibles gaseosos, líquidos o sólidos...” “... «Instalación de combustión», cualquier dispositivo técnico en el que se oxiden productos combustibles a fin de utilizar el calor así producido...”

Fuente: Thirteenth Ordinance on the Implementation of the Federal Immission Control Act (Ordinance on Large Combustion Plants and Gas Turbine Plants)

A diferencia del ANET, la tendencia de la normativa internacional reconoce que, aunque las centrales termoeléctricas son una fuente importante de contaminación atmosférica, existe una necesidad de regular las grandes plantas de combustión en forma general no importando la industria específica, debido a que generan el mismo tipo de contaminantes a la atmósfera. Una misma normativa tiende a regular toda la industria de potencia, es decir, no importando si el fin de la instalación es producir calor, potencia mecánica, electricidad o una combinación de los anteriores.

El ANET hace una excepción respecto a plantas de cogeneración pese a que no las define.

Al respecto, consideramos que en caso de que dichas fuentes superen los límites de potencia para ser calificada como Termoeléctrica, deberían ser reguladas por la futura norma de emisión, ya que no existen antecedentes suficientes que ameriten su exclusión.

6. Exclusión arbitraria de los motores de combustión interna

Si bien los motores de combustión interna pueden tener una potencia individual inferior a 50 MWth, existen instalaciones en el país que consideran un número variable de motores que operan sincronizadamente con una potencia superior a 50 MWth. A lo anterior se debe agregar que en algunos casos dicha operación es realizada con combustibles pesados y con emisiones muy superiores a las de una caldera o turbina.

Conforme a lo anterior, consideramos que estas fuentes deberían ser incorporados en la norma de emisión, ya que sus emisiones son equivalentes a las generadas por una turbina operada con diesel o con gas natural, que estará sometida a esta nueva norma de emisión. La no inclusión de dichas fuentes, evidentemente constituye una discriminación carente de todo fundamento técnico, ya que estas fuentes cuentan con la factibilidad para incorporar los sistemas de abatimiento que permitan cumplir con la futura norma de emisión.

Por otra parte, el AGIES del ANET, señala que se estaría elaborando una norma para los motores de combustión interna. Sin embargo, la única norma relacionada con esta materia que está en la tabla pública de CONAMA (a Diciembre de 2009), es la norma de emisión para grupos electrógenos, la cual regula sólo los equipos ubicados en la Región Metropolitana.

Por lo anterior, no se identifica con claridad cuáles serían los fundamentos ambientales por los cuales se estarían excluyendo de esta normativa.

7. Modificaciones de las termoeléctricas existentes en relación al concepto de termoeléctrica nueva

Debido a que el ANET propone que las Termoeléctricas existentes cumplan con los límites de emisión de la tabla 1 y 3 (menos exigentes) en el plazo de tres años, contados desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia de la norma de emisión y con los valores aplicables a las fuentes nuevas (más exigente) el año 2020, resulta esencial el determinar las fuentes que se consideran dentro de estos conceptos.

Al respecto, el ANET en su artículo 3 letra (b), define a las "Termoeléctrica existente" como "aquella termoeléctrica que se encuentra en servicio antes del 1º de enero del año 2012, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción".

Asimismo el ANET en el artículo 3 letra (c) considera dentro del concepto de "Termoeléctrica nueva" a "aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía de Economía, Fomento y Reconstrucción sea puesta en servicio a contar de 1º de enero del año 2012. Agrega dicho artículo que "se considerará nueva, además aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental".

Al respecto, y conforme a la segunda parte del concepto de "Termoeléctrica nueva", podría darse el caso en que una "Termoeléctrica existente" requiera realizar ciertas modificaciones para alcanzar los valores de la tabla 1 (menos exigentes), como por ejemplo un cambio de combustible o la incorporación de un sistema de abatimiento que considere modificaciones que requieran ingresar al SEIA, y que producto de dicha modificación sea considerada como "Termoeléctrica nueva", exigiéndosele con dicha modificación el cumplimiento de los niveles más exigentes, cuando conforme al artículo 5 del ANET estas fuentes deberían cumplir con dicho límite recién el año 2020.

En efecto, una Termoeléctrica existente al modificar su proceso para cumplir los valores exigibles al 2014, podría ser considerada Termoeléctrica nueva si realiza cualquiera de las siguientes modificaciones:

- Cambia combustible HFO por FO2.
- Incorpora un desnitrificador y su respectivo estanque de amoniaco (modificaciones que usualmente ingresan al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental).
- Incorpora un ciclo combinado, manteniendo sus emisiones atmosféricas.

Conforme a lo expuesto, el concepto de "Termoeléctrica nueva" debería considerar sólo las modificaciones de las "Termoeléctricas existentes" que generen un aumento de emisiones atmosféricas.

8. En cuanto a la corrección del oxígeno

El Documento de Referencia de las Mejores Técnicas Disponibles para Grandes Instalaciones de Combustión de la Unión Europea, las guías del Banco Mundial, la norma de Alemania y, en general, toda la normativa revisada establecen que el nivel de oxígeno para los límites de emisión debe ser de un 6% para combustibles sólidos, de un 3% para los combustibles líquidos y gaseosos utilizados en calderas, y de 15% para combustibles líquidos o gaseosos utilizados en turbinas a gas.

El error que se comete al no incluir en el ANET la corrección al 15% de oxígeno, para el caso de usar combustibles líquidos o gaseosos en turbinas, provoca que los límites de emisión propuestos sean imposibles de cumplir por la mayoría de los proveedores de equipos, siendo la restricción propuesta en el ANET extremadamente exigente.

Se propone que la corrección de O₂ en el caso de turbinas sea de un 15%.

9. Autoridad llamada a fiscalizar el cumplimiento de la Norma de Emisión

El artículo 6° del Anteproyecto dispone que el control y fiscalización del cumplimiento de la norma corresponde a la respectiva Subsecretaría Regional del Ministerio Salud ("Seremi de Salud") y al Servicio Agrícola y Ganadero ("SAG").

Lo anterior no es coherente con lo dispuesto con el texto del artículo 64 de la Ley 19.300, según el cual la fiscalización del permanente cumplimiento de las normas de emisión corresponde a la Superintendencia del Medio Ambiente; ni con el artículo 2° del Artículo Segundo de la Ley 20.417, que crea la Superintendencia del Medio Ambiente, que establece que una de las funciones de este órgano es ejecutar, organizar y coordinar el seguimiento y fiscalización del contenido de las normas de emisión.

Atendido lo anterior, sugerimos suprimir el artículo 6° del Anteproyecto, o sustituirlo por un texto que indique que la fiscalización corresponde a la Superintendencia del Medio Ambiente. También es necesario modificar los demás artículos del Título III del Anteproyecto para que hagan referencia a la Superintendencia en lugar de la Seremi de Salud y el SAG.

10. Excepciones por tiempo de operación

El ANET no reglamenta las excepciones para las termoeléctricas que por sus características operan en el sistema eléctrico de forma intermitente (centrales de respaldo o punta), cuyas emisiones podrían verse afectadas cada vez que se ordene su despacho, especialmente en los momento de encendido y apagado.

En efecto, en el país existe un sin número de centrales que operan en punta o tienen que estar dispuestas para operar por seguridad o respaldo del sistema y su operación real queda reducida a algunas pocas horas por año. El porcentaje de tolerancia que se propone no puede ser aplicado a este tipo de centrales ya que éstas pueden llegar a tener una o más partidas y paradas en un día, con el objeto de satisfacer la demanda de energética por algunas pocas horas durante el día.

Por ejemplo, una turbina a gas que opere en punta es despachada alrededor de 4 horas al día. En el caso que pasen más de 12 horas entre despachos las partidas se consideran en frío, y para volver a generar este tipo de máquinas necesitan aproximadamente 30 minutos para llegar a plena carga y 30 minutos para detenerse. Así, una central que opere en este régimen estará 1 hora de las 5 operando en régimen transientes, es decir, un 20% del tiempo de operación. Las centrales que operen en punta no tendrán opción de cumplir con los límites de emisión dada la forma en que son despachadas.

El límite de 5% de las horas de funcionamiento es adecuado para centrales a carbón o turbinas a gas funcionando en base, pero no para turbinas a gas funcionando en punta.

En consecuencia, se sugiere que se aplique un criterio que considere esta situación real.

11. Excepciones en caso de no disponibilidad de combustibles específicos

Debido a que los límites establecidos en el ANET para las centrales que utilicen combustibles líquidos, consideran que éstos serán alcanzables con combustibles de determinadas especificaciones (por ejemplo bajo contenido de azufre), resulta esencial que el proyecto definitivo considere la eventual indisponibilidad de dichos combustibles, en cuyo caso se deberá exceptuar del cumplimiento de los límites impuestos.

III. CONCLUSIONES

- El proyecto definitivo de la norma de emisión debe considerar en su diseño un criterio preventivo que persiga un estándar mínimo para todas la termoeléctricas que funcionen en el país, y no un énfasis correctivo.
- El proyecto definitivo de norma de emisión debe considerar nuestra realidad social y económica, en el sentido de proponer valores que sean eficientemente alcanzables con los niveles productivos de nuestro país. En este sentido, se debe tener presente que el costo de la energía es uno de los principales factores que afectan nuestra productividad y competitividad a nivel local e internacional.
- El AGIES que sirve de base al ANET presenta problemas metodológicos en la elaboración de la línea base y en la valoración de la efectividad de las reducciones generadas en contaminantes no regulados.
- La evaluación de costos y beneficios debe ser por contaminante, ya que la evaluación por "escenario" distorsiona su resultado, ocultando la ineficiencia de las reducciones que se imponen al limitar excesivamente algunos contaminantes, por ejemplo el NOx.
- En cuanto a los límites propuestos cabe concluir los siguiente:
 - a) Limite propuesto para el contaminante Material Particulado
 - i) El limite propuesto para el contaminante material particulado para las centrales que utilizan combustibles sólidos, debe considerar límites graduales de acuerdo al tamaño de la fuente y lógicamente deben ser menos exigentes que los propuestos por el Plan de Descontaminación de Tocopilla.
 - b) Límites propuestos para el contaminante Anhídrido Sulfuroso
 - i) El límite de emisión para las centrales que utilizan combustibles sólidos, debe reconocer las economías de escalas que se generan en los sistemas de abatimiento conforme el tamaño de la central.
 - ii) El límite de emisión para las centrales que utilizan combustibles líquidos, es altamente exigente y fuera de todo estándar técnico o económico aplicable a la realidad chilena. Aun en caso de considerar la mejor tecnología disponible, no es posible lograr los límites propuestos por el ANET.

- iii) Se debe corregir el porcentaje de oxígeno de referencia para medir las emisiones de las turbinas que utilizan combustibles gaseosos. De lo contrario, obligaría a este tipo de centrales a cumplir con límites de emisión extremadamente bajos.
- c) Límites propuestos para el contaminante Óxido de Nitrógeno
- i) El límite de emisión propuesto para las centrales que utilizan combustibles sólidos impone una reducción significativa de los valores de emisión, que no se encuentra justificada técnica y económicamente.
 - ii) El límite establecido para las centrales que utilizan combustibles líquidos debe distinguir si las fuentes son calderas o si son turbinas, considerando los distintos porcentajes de corrección de oxígeno para ambas tecnologías.
 - iii) El límite de emisión establecido para las centrales que utilizan combustibles líquidos y gaseosos debe distinguir entre las centrales que operan con turbinas y que se ubican desde la IV Región hacia el Norte, y las centrales que se ubican en la zona sur de nuestro país. Lo anterior, debido a que los sistemas de abatimiento de este contaminante requieren la utilización de grandes cantidades de agua, lo cual generará una presión en la utilización de un bien escaso en la zona norte de nuestro país. Cabe tener presente que este efecto no fue considerado en el AGIES del ANET.
- La futura norma de emisión debe concentrarse en el control de las emisiones directas del material particulado, ya que la influencia del SO₂ y NO_x en dicho contaminante es marginal, siendo innecesaria su regulación si lo que se busca es impedir el aumento de las concentraciones de material particulado.
 - La discriminación entre fuentes nuevas y existentes contenida en el ANET no es coherente con la disposición del artículo 19 N°2 de la Constitución Política de las República, que asegura a todas las personas la igualdad ante la ley, y establece que "ni la ley ni autoridad alguna podrán establecer diferencias arbitrarias". Tampoco parece coherente con la disposición del artículo 5° de la Ley 19.300, que dispone que "las medidas de protección ambiental que, conforme a sus facultades, dispongan ejecutar las autoridades no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias".
 - En el ANET y en la documentación que le sirve de base, no existe referencia a fundamentos técnicos o legales que justifiquen la distinción entre termoeléctricas nuevas y existentes, sino que, muy por el contrario, existen antecedentes que hacen altamente recomendable que tanto las termoeléctricas nuevas como las existentes se sometan simultáneamente al mismo régimen de emisiones. El principio de la gradualidad en nada obsta a la aplicación de exigencias idénticas a termoeléctricas nuevas y existentes.
 - No existen fundamentos que justifiquen la exclusión de la regulación a los co-generadores. Las emisiones de un co-generador pueden ser incluso superiores a las de un generador, por lo que el sostener como fundamento de la exclusión de la regulación el hecho de que el giro del co-generador sea distinto, carece de sentido desde un punto de vista ambiental y jurídico.

- Lo centrales que utilizan motores de combustión interna para la generación de energía, deben ser reguladas por la futura norma de emisión. Ello, debido a que sus emisiones son equivalentes a las generadas por una turbina operada con diesel o con gas natural. La no inclusión de dichas fuentes, evidentemente constituye una discriminación carente de todo fundamento técnico y jurídico, ya que estas fuentes cuentan con la factibilidad para incorporar los sistemas de abatimiento que permitan cumplir con la futura norma de emisión.
- El error que se comete al no incluir en el ANET la corrección al 15% de oxígeno, para el caso de usar combustibles líquidos o gaseosos en turbinas, provoca que los límites de emisión propuestos sean imposibles de cumplir por la mayoría de los proveedores de equipos, siendo la restricción propuesta en el ANET extremadamente exigente. Este error debe ser corregido en la futura norma de emisión.
- La futura norma de emisión debería excepcionar a las termoeléctricas que por sus características operan en el sistema eléctrico de forma intermitente (centrales de respaldo o punta), cuyas emisiones podrían verse afectadas cada vez que se ordene su despacho, especialmente en los momento de encendido y apagado.

GDF SUEZ

Av. Libertador 12345
Santiago, Chile
Tel: +56 2 2345 6789
Fax: +56 2 2345 6789
www.gdf-suez.cl



112325

Santiago, 11 de Marzo de 2010
GDF-SUEZ/GG/027/10

Señor
Alvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

De nuestra consideración:

Por la presente adjuntamos documento de observaciones al anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, aprobado en virtud de la resolución N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, cuyo extracto fue publicado en el Diario Oficial con fecha 15 de diciembre del año 2009.

Estas observaciones las hacemos en virtud de lo señalado en el artículo 20 del DS 93 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia del año 1995, que establece el Reglamento para la dictación de normas de calidad y emisión. Ello con el objeto que estas observaciones sean considerados por la autoridad al momento de dictarse la norma definitiva, y sean acogidas en todas sus partes.

Sin otro particular, saluda atentamente,



Peter Matton Bunster
Suez Energy Andino S.A.



Albert Verhoeven

Se adjunta.:

- Documento de observaciones a la citada norma.

Av. Libertador 12345
Santiago, Chile
Tel: +56 2 2345 6789
Fax: +56 2 2345 6789
www.gdf-suez.cl

OBSERVACIONES AL ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISIÓN DE TERMOELÉCTRICAS

SUEZ ENERGY ANDINO S.A.

1. CONTEXTO GENERAL

Como es de conocimiento común, el procedimiento de generación y revisión de las normas regulatorias ambientales debe conciliar adecuadamente dos derechos constitucionales que se reconocen y garantizan con la misma intensidad: el derecho a desarrollar cualquier actividad económica lícita, consagrado en el artículo 19, número 21; y, el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, consagrado en el artículo 19, número 8.

En efecto, la Constitución Política reconoce y garantiza a todas las personas el derecho a desarrollar cualquiera actividad económica que no sea contraria a la moral, al orden público o a la seguridad nacional, respetando las normas legales que la regulen (artículo 19, número 21). Sobre este derecho, ha señalado el Tribunal Constitucional, que *"es una expresión de los contenidos filosóficos jurídicos del Capítulo I de la Constitución Política, y viene a ser una consecuencia del principio de subsidiariedad, como también del deber del Estado de resguardar el derecho de las personas a participar con igualdad de oportunidades en la vida nacional"*. El ejercicio de este derecho *"debe llevarse a cabo respetando las normas legales que la regulen"*¹. Por su parte, el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación recibió consagración constitucional en los mismos términos y con la misma jerarquía con que se reconocen los demás derechos constitucionales². La garantía constitucional del derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, en tanto se reconoce como un derecho de todas las personas, impone correlativamente una tarea que corresponde al Estado y todos sus órganos, que se origina en su función de promover el bien común, que emana del inciso cuarto del artículo 1 de la Constitución Política.

La misma idea está repetida en el artículo 19 número 8 de la Constitución Política que impone al Estado el deber de *"velar para que este derecho –a vivir en un medio ambiente libre de contaminación– no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza"*. Otro tanto puede decirse de la norma que consagra el inciso segundo del artículo 19 número 24 de la Constitución que, al regular el derecho de propiedad, autoriza la imposición de límites al ejercicio de este derecho derivados de su función social, señalando que ésta comprende cuanto exijan los intereses generales de la Nación, la utilidad y salubridad pública y la conservación del patrimonio ambiental. La regulación del derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación se

¹ Tribunal Constitucional, sentencia de 06 de abril de 1993, Rol 167.

² En las Actas Oficiales de la Comisión de Estudio de la Nueva Constitución quedó consignada la opinión del Comisionado Bertelzen (Sesión 414, Pág. 3515) en el sentido que: "en lo relativo a vivir en un medio ambiente libre de contaminación hay un derecho que reviste una doble característica: por una parte, tiene similitud con los llamados derechos sociales, pues se trata de una aspiración general de la colectividad orientada a que el Estado asegure el derecho a vivir en un medio ambiente no contaminado; y, por otro lado, posee un carácter más específico referente, de manera directa, a actos de particulares y de autoridades. Manifiesta que de este modo los ciudadanos tienen expectativas de que el Estado dirija su acción a mejorar la calidad del medio ambiente, y también un derecho exigible contra toda persona o autoridad que por actos o hechos imputables directamente a ellos les causen un perjuicio en su derecho".

complementa -y cierra- con el mandato que el constituyente dio al legislador para "establecer restricciones específicas a determinados derechos para proteger el medio ambiente" (artículo 19, número 8, inciso segundo Constitución Política).

Ahora, los términos en base a los cuales pueden establecerse límites a determinados derechos para proteger el medio ambiente, para preservar la naturaleza y para conservar el patrimonio ambiental, se encuentran dados en la Ley 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente³, siempre bajo el marco general que establece su artículo 5º, que expresamente dispone que "las medidas de protección ambiental que, conforme a sus facultades, dispongan ejecutar las autoridades no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias".

De esta forma, el sistema bajo el cual operan las normas de calidad ambiental y de emisión en Chile, representan una estructura normativa propia del orden público económico, donde la dictación, revisión y aplicación de las normas es una materia de derecho estricto. Así, las competencias públicas para regular el ejercicio de las actividades económicas en razón de su impacto ambiental, quedan acotadas y subordinadas a esta regulación de carácter orgánico y especial. A su vez, las normas que regulan la actividad económica deben ser impersonales y de aplicación general y, además, nadie puede ser perjudicado o beneficiado arbitrariamente por leyes o decisiones de la autoridad. Lo anterior obviamente no obsta a que las normas deben diferenciar la situaciones concretas que así lo ameritan, de otro modo la arbitrariedad se fundará en que se intenta tratar igual a quienes se encuentran en situaciones distintas.

El sistema se basa, además, en el principio de gradualismo⁴, principio que está estrechamente vinculado al conocimiento progresivo que, tanto las autoridades como los particulares adquieren acerca del comportamiento del medio- ambiente y sus componentes, como también de los cambios que puede éste experimentar como consecuencia de la incorporación de elementos provenientes de la actividad productiva. Este conocimiento gradual se encuentra expresamente previsto en el sistema de dictación de normas de calidad ambiental y de emisión que, por una parte, responde a un programa priorizado que elabora todos los años la CONAMA y, por la otra, sujeta a las normas ya dictadas a una revisión periódica cada cinco años, siendo posible, de tal manera, que los límites establecidos por una norma en determinado

³ La ley 19.300, sobre bases Generales del Medio Ambiente, dispone en su inciso primero que "El derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental se regularán por las disposiciones de esta ley, sin perjuicio de lo que otras normas legales establezcan sobre la materia".

⁴ Pues se entiende que "no se puede exigir de un día para otro los estándares ambientales más exigentes, ni someter a todas las actividades del país, sin importar su tamaño, a los procedimientos de evaluación de impacto ambiental. Por tal razón, el camino adoptado por la ley es dar un marco general y preparar a los funcionarios del sector público para que puedan hacer cumplir las disposiciones y así, poco a poco, desarrollar las legislaciones sectoriales". Mensaje Presidencial con que se envió al Congreso el proyecto de Ley de Bases Generales del Medio Ambiente. En palabras del Secretario Ejecutivo de CONAMA, con motivo de la presentación del proyecto de Ley de Bases Generales del Medio Ambiente al Poder Legislativo "el desafío del desarrollo sustentable necesita ser enfrentado gradual y realísticamente". Este criterio que fue ampliamente compartido por el Congreso Nacional y expresado en la intención de "avanzar por etapas, gradualmente, definiendo primero los instrumentos globales, de carácter general, dejando para la legislación específica posterior, la aplicación sectorial a las más importantes realidades, situaciones o factores ambientales

momento cambien en su versión revisada, sea restringiéndolos, sea aumentándolos en caso de haber sido excesivamente estrictos⁵. Adicionalmente, podemos señalar que en los últimos años, este principio se ha visto recogido en prácticamente todas las normas de emisión las cuales otorgan plazos y términos a los regulados para que estos puedan de modo adecuado cumplir con sus disposiciones. Es común que incluso la discusión de dichos plazos sea un elemento central en el proceso de dictación de la norma. Por último, la gradualidad no se establece sólo en beneficio del regulado, en la medida que otorga plazo al sector público para preparar la estructura necesaria para luego exigir el cumplimiento de la norma. En otras palabras, la gradualidad, en opinión de esta parte, es manifestación de la exigencia de racionalidad de la norma.

Como se verá más adelante, el anteproyecto en discusión presenta una serie de elementos a objetar. Entre otras razones esto se debe a que no se considera la realidad del sector regulado, estableciendo normas descontextualizadas de ésta, sin conocer en detalle como éste opera y pasando por alto la experiencia de otros países con mayores niveles de desarrollo que el nuestro. De este modo, se transgrede el principio de razonabilidad que debe inspirar a toda norma jurídica, como por ejemplo cuando se analiza la forma en que se define Central Termoeléctrica existente y nueva, las normas que se exigen en uno u otro caso, y la forma en que muchas centrales existentes podrían convertirse en centrales nuevas por el sólo mérito de una inadecuada regulación. Además se podrá analizar que se establecen plazos que no se encuentran relacionados con la realidad del sector.

Por otra parte, la norma en análisis no se puede dictar sin considerar que se está regulando la emisión de un sector que es imprescindible para el desarrollo y bienestar social. Cualquier norma que pretenda regular las emisiones del sector eléctrico, sin considerar esa condición caerá de ante mano, en una situación de falta de razonabilidad, dado que no ponderará los valores en juego. En este caso, tales valores son por una parte, la protección del medio ambiente y por la otra la seguridad del suministro eléctrico, elemento central para el crecimiento económico y la competitividad del país con su consiguiente impacto en el bienestar social de su población por el otro. Lo anterior, conlleva necesariamente a que la norma deba considerar la forma de equilibrar estas situaciones en su texto, a riesgo de que en caso que no lo haga, pase a llevar derechos que el Estado debe garantizar a los ciudadanos que deben recibir un adecuado suministro eléctrico.

Es en este contexto, y en el marco de la Resolución Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, de la Dirección Ejecutiva de CONAMA, que aprueba Anteproyecto

⁵ El análisis de las normas reglamentarias que regulan la elaboración de normas de calidad y de emisión confirma la aplicación del principio de gradualismo y sienta las bases del sistema de certeza pública indispensable para que los agentes productivos conozcan el marco objetivo dentro del cual pueden desarrollar sus actividades. El Mensaje con que S.E. el Presidente de la República señalaba, al efecto: "Las normas sobre calidad ambiental son un reflejo de lo que la ciudad está dispuesta a sacrificar con tal de tener menores niveles de riesgo para la salud. Pero las decisiones respecto de ellas deben tomarse informada y responsablemente pues, en sus extremos, pueden conducir al país con normas tan holgadas, que en definitiva se transforme en verdadero basurero de sustancias contaminantes, o en un país con estándares tan exigentes que no se puedan aplicar o, en que, de aplicarse, harían peligrar seriamente sus posibilidades de desarrollo. Por ello, este procedimiento de fijación de normas debe ser serio e informado, puesto que su importancia es capital, tanto para proteger adecuadamente nuestro medio ambiente, como para dar un marco mínimo donde se concrete nuestro desarrollo económico. En definitiva, estas normas son uno de los instrumentos básicos para lograr la sustentabilidad del desarrollo".

de Norma de Emisión para Termoeléctricas, y de las facultades que nos reconoce el artículo 11 del D.S. 93/1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, que venimos en formular observaciones y en aportar antecedentes sobre este Anteproyecto de Norma.

Para efectos de orden, no se reproducirá el texto completo de la norma, sino que sólo aquellas disposiciones respecto de las cuales se hacen observaciones, si la observación engloba más de un artículo por estar relacionadas.

2. OBSERVACIONES A LA NORMA

2.1 Observaciones al Artículo 1

Respecto del artículo 1, el anteproyecto señala que el objeto de la norma es proteger la salud de las personas y los recursos naturales.

Al respecto, no concordamos con el objeto señalado ya que, a nuestro juicio la salud de las personas y los recursos naturales están resguardados con el cumplimiento de las normas vigentes de calidad del aire, tanto primarias y secundarias.

Creemos que una norma de emisión tiene dos objetivos principales:

- El primero de ellos es evitar que un solo emisor pueda copar una cuenca atmosférica y por ende estimula la competencia.
- El segundo objetivo de una norma de emisión es a nivel más global, en el sentido de que nuestro país baje globalmente sus emisiones anuales para que disminuya el impacto que éstas tienen en el planeta. Lo anterior es relevante para definir cómo se verificará el cumplimiento de la norma de emisión.

Se debe señalar adicionalmente que el objetivo global sólo se logra regulando las emisiones de todas las fuentes, y no sólo aquellas provenientes del segmento termoeléctrico. En este sentido, la norma es arbitrariamente discriminatoria, ya que sólo está regulando a un segmento de los emisores relevantes.

2.2 Observación al Artículo 2

Se debe también incluir a las instalaciones de cogeneración ya que el proceso de combustión, y las emisiones son similares (dependiendo de su combustible). Además, varias plantas de cogeneración, también hacen aportes a los sistemas eléctricos nacionales. No normarlas significa una distorsión adicional en el mercado eléctrico, porque habrá generadores beneficiados económicamente de modo artificial y discriminatorio.

2.3 Observaciones al Artículo 3

Se solicita reemplazar las definiciones de "Termoeléctrica", "Termoeléctrica Existente", "Termoeléctrica Nueva" por "Unidad", "Unidad Existente", "Unidad Nueva" debido a que las definiciones contenidas en el anteproyecto, en la práctica, transformarían a todas las unidades existentes en unidades nuevas.

Lo anterior, debido a que se define como Termoeléctrica y Termoeléctrica Nueva la instalación compuesta por una o más unidades de generación.

En particular, las definiciones del Anteproyecto para Termoeléctrica y Termoeléctrica Nueva son las siguientes:

- a) **Termoeléctrica:** Instalación compuestas por una o mas unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico. Se entenderá como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MW^T(megawatt térmico) en función del poder calorífico superior del combustible.
- b) **Termoeléctrica nueva:** aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción sea puesta en servicio a contar del 1° de enero del año 2012. Se considerará nueva, además aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Bajo la definición contenida en el anteproyecto, la incorporación de una nueva unidad a una instalación existente (que debe cumplir los límites aplicables a esa condición) hace que todas sus unidades (tanto existentes como la nueva) se vean obligadas a cumplir los límites de la instalación nueva, a pesar de que las unidades existentes no sufran ninguna modificación.

Es decir, de acuerdo a estas definiciones, todas las Unidades existentes de una instalación (Termoeléctrica) pasarían a ser nuevas debido a modificaciones que no las involucran directamente; por ejemplo, si una Termoeléctrica está compuesta por 5 Unidades y una de ellas realiza modificaciones que ingresan al SEIA (como podría ser, cambio en la S/E, modificación en la Planta de aguas, incorporación de equipos de captación para cumplir con la norma en discusión, etc.) no solamente a la Unidad modificada le aplicaría el concepto de "nueva" sino que también a las 4 restantes, lo cual no es razonable. Adicionalmente desincentiva la implementación de mejoras en una Unidad por el alto costo que significaría adaptar todas las restantes Unidades de la termoeléctrica a los límites exigibles a una instalación nueva.

Esta situación puede hacer que en definitiva sea irrelevante la definición de límites diferentes para Unidades Nuevas y Existentes, dado que cada vez que se incorpora una nueva unidad, ésta, por las definiciones adoptadas, afecta toda la instalación, la cual pasaría a regirse en todas sus unidades por la norma de unidades nuevas. Esto trae consecuencias más que relevantes en todo el proceso de discusión de la norma de emisión, y en el análisis de costo efectividad de la norma, dado que los costos de cumplimiento se adelantan en el tiempo de modo sustancial para esos casos, lo cual no se considera en el Análisis Económico y Social de la Norma⁶. La definición de Termoeléctrica Nueva contenida en el anteproyecto generará un incentivo perverso, haciendo que las futuras unidades se instalen en lugares distintos de las actuales,

⁶ En efecto si se revisa el AGIES de la norma de emisión en su informe final de diciembre del año 2009, preparado por Geoaire y KAS Ingeniería, el análisis de cumplimiento de la norma, se hace sobre la base de escenarios dado para las fuentes existentes, y no asume que se le trate como fuentes nuevas. De este modo si perseveran en esta norma, todo el escenario de evaluación varía y los costos de cumplimiento son evidentemente distintos a los señalados en el AGIES. (ver Págs. 85 y siguientes del AGIES).

aumentando con ello los costos de desarrollo y operación de todo el sistema interconectado, dado que se requerirá duplicar toda la infraestructura de apoyo como por ejemplo, nuevas instalaciones de descarga de carbón, de manejo y disposición de cenizas y de transmisión, desaprovechando así la infraestructura existente ya construida. Lo anterior genera fuertes consecuencias que dan cuenta de la falta de racionalidad del concepto.

También es importante destacar que el concepto de modificación contenido en la norma, adolece de otros problemas, sobre todo en la medida que, como se ha indicado, toda modificación hace que la fuente sea considerada como termoelectrica nueva y se aplique a todas sus unidades los límites para "nuevas", aún cuando no lo sean .

En efecto, a continuación se señalan los otros problemas que genera la definición de modificación de Termoelectrica, propuesta:

- La enumeración por la vía ejemplar, no deja claro qué tipo de situaciones se entienden como modificaciones, lo que puede generar espacios de arbitrariedad en la aplicación de la norma dada su vaguedad. Esto es especialmente relevante, cuando la enunciación puede afectar situaciones que en nada modifican las emisiones de las Unidades, y sin embargo, y por el sólo hecho de existir una modificación, con independencia de su contenido y efectos, puede llevar a tratar unidades existentes como unidades nuevas, lo cual no tiene racionalidad.
- Se indica que cualquier cambio de combustible será entendido como una modificación de proyecto, y por esta vía una unidad existente pasa a ser nueva. Al respecto debemos hacer presente las siguientes precisiones:
 - Las Unidades de generación usualmente mezclan combustibles y están buscando las condiciones óptimas de operación técnicas, económicas y ambientales. De este modo, es muy posible que una de las formas que tengan las unidades existentes de cumplir con nuevos límites sea ajustar combustibles o cambiarlos derechamente. Es así como se puede buscar combustibles más limpios para que, en conjunto con alguna tecnología, cumplir la norma de emisión. Este anteproyecto desincentiva la disminución de emisiones por esta vía. Asimismo, las unidades pueden mezclar combustibles de distinta naturaleza para cumplir sus normas de emisión. Esto es, sólo combustibles sólidos pero distintos tipos o calidades de carbones, una mezcla de carbones y petcoke, o por último, combustibles sólidos en conjunto con combustibles líquidos. Esta realidad que es habitual en la operación normal de las unidades debe ser aclarada a la hora de definir cuando un cambio o ajuste de combustibles constituye una modificación que gatilla el tratamiento como fuente nueva. Es más, si se revisa el AGIES que se elaboró para el estudio de esta norma, precisamente dentro de las estrategias de cumplimiento que se mencionan para su cumplimiento respecto de las fuentes existentes, es el cambio de combustibles. Por lo tanto, no se puede entender entonces que en el anteproyecto se estime que este cambio de combustible de lugar al cambio del límite aplicable. Es más, es muy posible que dentro de las estrategias de cumplimiento existan criterios combinados, incorporación de tecnología de abatimiento y adicionalmente o complementariamente cambio de combustibles.

- o Además, en algunos casos, los cambios de combustibles pueden ser referidos a realidades de largo plazo de una unidad, pretendiendo con ello la renovación o adecuación permanente y estable a un escenario energético distinto o en otros casos, tales cambios sólo obedecerán a adaptaciones temporales en caso de situaciones o contingencias particulares que afecte a la normalidad en el suministro de algún combustible. En estos últimos casos, habitualmente el cambio por necesidades del sistema deben efectuarse lo más rápido posible de modo responder en forma oportuna a las necesidades del sistema eléctrico. Tal fue, por ejemplo, el caso de la escasez de gas natural proveniente de Argentina en los últimos años. No parece razonable entonces, que con ocasión de estas circunstancias se pretenda hacer un cambio de la normativa aplicable, no siendo adecuado asociar el cambio de combustibles a la exigibilidad de los límites aplicables a unidades nuevas. En definitiva, un cambio de combustible sólo debe gatillar ajustarse a los límites de ese combustible en particular.

Adicionalmente y considerando que el concepto regulado debe ser el de Unidad y no el de Termoeléctrica, no es razonable que modificaciones de unidades existentes que deban ingresar al SEIA gatillen automáticamente la obligación de cumplir límites aplicables a unidades nuevas; en efecto:

- El sometimiento al Sistema de Evaluación de Impacto puede derivar de diversas razones que no tengan que ver con las emisiones de la Unidad. En efecto, por ejemplo podría someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental una modificación de una Unidad cuando pase de utilizar petróleo suministrado por camiones a ser suministrado por oleoducto o viceversa a cuando se pretenda hacer obras para reducir los niveles de ruido de la Unidad, o para sustituir la planta de tratamiento de agua de enfriamiento, o para agregar un nuevo paño a la S/E asociada a la Unidad, etc. No parece razonable que en estos casos dichas modificaciones impliquen que la Unidad cambie su categoría de existente a nueva.
- Por otra parte, como se ha indicado, podría ocurrir que el proyecto hace un cambio de combustible para cumplir con la norma de emisión exigible a fuentes existente. No parece razonable, ni lógico que en ese caso la Unidad pase a regularse como una nueva, porque de hecho no lo será.
- Debido a la definición propuesta, el hecho de que la gran mayoría de las Unidades existentes pudieran incorporar nuevas obras y actividades (sistemas de captación de emisiones) para cumplir con los límites propuestos, podría hacer que dichas unidades pasen a ser nuevas, en la medida que estas nuevas obras y actividades podrían requerir autorización ambiental.
- De este modo el sometimiento al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, no puede constituir uno de los criterios para definir cuando existe una modificación de fuente que amerite cumplir con la nueva norma.
- Tampoco puede aceptarse que la definición de cuando existe una modificación de proyecto, se establezca en términos ejemplares, dado que genera una gran incertidumbre jurídica, sin que los regulados sepan que otras intervenciones sobre su unidad deben considerarse una modificación de proyecto, y en tanto cual, hacen que esa unidad (de aceptarse nuestra propuesta), debe considerarse una Termoeléctrica nueva y no existente

como se entendía hasta ese momento. Tal vaguedad puede constituir un incentivo perverso a la hora de tomar decisiones de inversión

Todos los problemas enunciados anteriormente se solucionan cambiando "Termoeléctrica" por "Unidad", de acuerdo a las siguientes definiciones:

Unidad: Instalación destinada a la generación eléctrica mediante proceso térmico, con una capacidad de generación superior a las 50 MWt. Específicamente calderas y turbinas.

Unidad Existente Unidad que cuenta con una RCA favorable a la fecha de publicación del Decreto de la norma y que inicie su construcción en un plazo máximo de 5 años a contar de la fecha de obtención de la RCA, de acuerdo a plazo de expiración de RCA definido en la Ley 20.417. Esto se justifica en atención a que Unidades que ya cuentan con RCA favorable han fijado su diseño, incluyendo los equipos de control de emisiones y adicionalmente han llamado a licitación para ser provistos de la Unidad aprobada, y/o que se encuentran en construcción u operación al momento de publicación del Decreto de la Norma.

Unidad Nueva: Las que no cumple los requisitos anteriores; y Unidad que se construya en reemplazo de unidades desmanteladas

2.4 Observaciones al Artículo 4

2.4.1 Límites de Emisión a Unidades Existentes

A nuestro juicio, no deberían imponerse límites de emisión a las Unidades Existentes ya que:

- Desincentiva nuevas inversiones y la incorporación de nuevos actores al sistema eléctrico, ya que en cualquier momento las Unidades existentes pueden verse obligadas a realizar inversiones no consideradas por cambio de normativa.
- La decisión de inversión de las Unidades existentes fue realizada considerando los costos de dichas instalaciones con la reglamentación vigente en aquella época, los cuales fueron elemento principal para definir las tarifas que se ofrecieron a los clientes, con las cuales se viabilizó la construcción de dichas Unidades. Imponer restricciones adicionales a dichas Unidades sin poder traspasar los correspondientes costos a los clientes impone a las empresas una carga económica excesiva y no considerada inicialmente en la toma de decisiones.
- Sin perjuicio de lo anterior:
 - los límites propuestos para Unidades Existentes son extremadamente restrictivos, siendo similares a los que se imponen a las Unidades Nuevas. Esto se hace evidente al comparar los límites propuestos en el anteproyecto con normativas internacionales como la Directiva de la Comunidad Europea 2001/80/EC, del 23 de octubre de 2001, la cual también considera mayores plazos para la readecuación que los considerados en el anteproyecto. Parece poco razonable que un país en

vías de desarrollo tenga niveles de emisiones más restrictivos que los aplicables a países desarrollados.

- No diferenciar substancialmente las emisiones de Unidades Nuevas con las Existentes, tiene los siguientes efectos negativos:
 - Afecta directamente al sector ya que se requerirá de nuevas inversiones que no fueron consideradas en los contratos de suministro eléctrico de largo plazo. Como consecuencia, esto podría implicar, en muchos casos, que los ingresos asociados a los contratos de suministro de largo plazo, no cubran los costos de estas inversiones adicionales, toda vez que este es un mercado altamente competitivo cuyos márgenes son bajos.
 - Considerando el marco regulatorio vigente, en el que las normas se revisan cada 5 años, el no realizar una diferenciación sustancial entre los límites de emisiones para Unidades Existentes y Nuevas, significará una nueva variable relevante de incertidumbre para el sector y por ende un aumento en las tarifas que cubra dicho riesgo.
 - Este riesgo, podría ser asumido por algún generador existente, pero difícilmente será asumido por un nuevo actor. Lo anterior promueve la concentración de la actividad y va en contra de estimular la libre competencia.
 - Si no hay diferenciación (entre unidades nuevas y existentes), en la práctica, eso significa que el inversor no sabrá nunca que límites de emisión debe satisfacer su proyecto.
 - La solución de esta problemática es no fijar límites a las unidades existentes y en subsidio, diferenciar substancialmente las emisiones de las Unidades Existentes, respecto de las Nuevas, tomando en consideración las emisiones reales de las Unidades Existentes.
 - La norma provocará un aumento en los costos de generación y por ende en las tarifas de la energía, lo que es relevante en el SING, donde se concentra la gran producción minera de Chile.
 - Doble afectación a la actividad minera: De mantener los límites propuestos, esta norma afectará doblemente a las actividades mineras.
 - Primer impacto: aumento de costos por mayores tarifas eléctricas, que corresponde al mayor costo de operación de esta actividad.
 - Segundo impacto: futuros límites de emisión para actividad minera no deberían ser distintos a los definidos para las Termoeléctricas, para que no sean discriminatorios. Límites estrictos significaran mayores costos que se suman al anterior para esta actividad.
 - Con bajos precios del cobre, como ha ocurrido muchas veces en el pasado, este doble efecto podría hasta significar el cierre de algunas Mineras o la no ejecución de nuevos proyectos mineros.
- En el caso puntual de la emisión de SO₂, que una unidad existente deba cumplir en el corto plazo los mismos niveles de emisión que una unidad

nueva (caso de combustibles sólidos) no se ajusta al principio de gradualidad establecido en la Ley. 19.300. Asimismo cabe señalar que no se han encontrado exigencias de este tipo en normas dictadas con estos fines en países desarrollados.

2.4.2 Límites de Emisión para Unidades Nuevas

Los valores establecidos para unidades nuevas conllevarán mayores inversiones y mayores costos operacionales, que podrían afectar al sector productivo, situación que no ha sido considerada en el AGIES. Sin embargo, son posibles de cumplir (siempre que se acepten las definiciones de Unidad Nueva y Existente propuestas anteriormente) si se corrigen los porcentajes de oxígeno para combustibles líquidos y gaseosos como se señala más adelante.

No obstante pareciera necesario analizar los límites de emisión establecidos y ponerlos en contextos más amplios para que las empresas no pierdan competitividad en mercados internacionales y/o nacionales.

2.4.3 Límites de Emisión a Metales Pesados

Con respecto a los metales pesados, tal como lo indica y asume el anteproyecto, un "co beneficio" de la reducción del material particulado es la reducción de metales pesados como el Hg, Ni y V, por tanto, sería prudente no establecer los límites hasta no poseer una línea base contundente, clara y bien realizada. Una vez que se disponga de dicha línea de base se podrá, con información certera, determinar la real necesidad de normar estos parámetros y los límites adecuados para cada caso. Además, los costos de una posible necesidad de abatimiento para el Ni, V y/o Hg no están incorporados en el AGIES de la norma.

2.4.4 Límites de Emisión considerando uso de diversos combustibles y mezclas de éstos

Por otro lado, al anteproyecto le falta señalar expresamente cual debe ser el procedimiento para determinar los límites de emisión en caso de utilizar mezclas de combustibles, o uso de combustibles diferentes a lo largo del año calendario.

Se solicita normar, fijando como límite un ponderado de los límites de cada combustible en función de las potencias térmicas y períodos de funcionamiento de cada una de las Unidades.

A modo de ejemplo, para calderas con combustibles mixtos, la norma española (Real Decreto 430/2004, que tiene su fundamento en la respectiva Directiva Europea) señala:

" Si la proporción de combustible determinante fuese inferior al 50 por ciento, el valor límite de emisión se determinará de manera proporcional a la potencia térmica suministrada por cada uno de los combustibles, en relación con la suma de potencia térmica suministrada por todos los combustibles, de la manera siguiente:

a) En primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponda a la potencia térmica nominal de la instalación, como se indica en los anexos III a VII.

b) En segundo lugar, calculando el valor límite de emisión del combustible determinante (el combustible de mayor valor límite de emisión, de conformidad con los anexos III a VII, o, en el caso de dos combustibles del mismo valor límite de emisión, el que proporcione la mayor cantidad de energía); se obtendrá dicho valor multiplicando por dos el valor límite de emisión contemplado en los anexos III a VII para dicho combustible y sustrayendo del resultado el valor límite de emisión relativo al combustible con menor valor límite de emisión.

c) En tercer lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando el valor límite de emisión calculado del combustible determinante por la cantidad de energía proporcionada por el combustible determinante y multiplicando cada uno de los demás valores límite de emisión por la cantidad de energía proporcionada por cada combustible, y dividiendo cada resultado por la suma de la energía térmica suministrada por todos los combustibles.

d) En cuarto lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.

2.4.5 Límites de Emisión considerando Chimenea Común

Asimismo, falta especificar cómo calcular el límite en el caso de unidades que comparten chimenea (o estructura de salida de gases) y que además cada unidad usa diferentes combustibles o mezclas de ellos en un mismo periodo de tiempo. Se trata por ejemplo, de una chimenea que es compartida por una unidad de A MW en conjunto con una Unidad de B MW. La Unidad A ocupa combustibles X y X', mientras la Unidad B ocupa combustibles Y e Y', todos ellos en el mismo periodo de tiempo.

2.4.6 Forma de Verificar Cumplimiento de Límites de Emisión

Respecto de la forma de cumplimiento de los límites de emisión, se debe considerar que los sistemas eléctricos requieren de unidades base y unidades de peaking (de respaldo o emergencia), por lo que es recomendable que la forma de cumplimiento de los límites normados hagan dicha distinción; así, se solicita que la norma considere:

- Unidades con factor de plantas mayores a 30%: el promedio mensual de todos los valores bajo el percentil 95 de los promedios horarios de emisiones durante el mes calendario correspondiente, deberá cumplir con los límites establecidos en la Norma.
- Unidades con factor de planta menores a 30% (Unidades Peaking): el promedio semestral de todos los valores bajo el percentil 90 de los promedios horarios de emisiones durante el semestre calendario correspondiente, deberá cumplir con los límites establecidos en la Norma.

El 90% para Unidades Peaking se justifica, debido a la gran cantidad de partidas y paradas que tienen estas Unidades; a modo de ejemplo, una turbina a gas de ciclo combinado demora aproximadamente entre 2 y 3 horas en su partida y puede funcionar 24 horas para después salir de servicio. En ese contexto, las partidas representan aproximadamente el 10% del tiempo de operación.

2.4.7 Excepciones al Cumplimiento de Límites de Emisión

El anteproyecto no incluye ningún tipo de excepciones al cumplimiento de los límites. Estas excepciones deberían estar contempladas para los efectos de racionamiento eléctrico, catástrofes naturales como terremotos o maremotos, etc. En los casos antes señalados puede haber además una falla en los equipos de control de emisiones, o de medición de las mismas.

Respecto de fallas en equipo de control de emisiones, parece razonable que en situaciones de riesgo del suministro eléctrico la autoridad permita el funcionamiento de unidades de generación, en la medida que se tomen acciones para solucionar el problema de los equipos a la brevedad, y que esta medida se mantenga sólo durante el período necesario para hacerse cargo de la eventual emergencia. En este caso, la autoridad y por ende la norma de emisión debe definir qué bien proteger: la seguridad del suministro eléctrico para toda la población o la calidad del medio ambiente y por esa vía la salud. Cabe hacer presente que en casos de situaciones de emergencia, permitir que unidades que por las razones excepcionales que se indiquen en la norma, no sean capaces de cumplirla, puede generar beneficios sociales en salud y seguridad muy superiores al estricto cumplimiento de la norma de emisión. Esto incluso se puede apreciar en situaciones de emergencia como las que hemos vivido en las últimas semanas. Si por el terremoto, se hubiere afectado el equipo de control de emisiones de una unidad importante para restablecer el suministro eléctrica en la zona afectada por el sismo, pero no se daña la caldera, debemos preguntarnos que es más importante en la zona afectada: ¿que exista suministro eléctrico o que la unidad cumpla a cabalidad la norma, todo ese tiempo?. Esta situación, que hoy se presenta como un ejemplo muy dramático, podría repetirse de modo menos trágico en otros casos en que fallen dichos equipos y la autoridad requiera necesariamente la operación de las unidades, pero siempre estableciendo dicha posibilidad como una situación excepcional dejada al juicio de la autoridad competente. Al respecto parece relevante analizar como criterio de comparación la norma de la Unión Europea ⁷sobre el

⁷ Al respecto ver artículo 7 de Directiva 2001/80 del Parlamento Europeo, "sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión", del 23 de octubre del año 2001.

1. Los Estados miembros garantizarán que las autorizaciones contempladas en el artículo 4 incluyan una disposición sobre los procedimientos relativos al mal funcionamiento o avería del equipo de reducción. En caso de avería la autoridad competente solicitará al titular, en particular, que reduzca o interrumpa la explotación si no se consigue restablecer el funcionamiento normal en un plazo de veinticuatro horas, o que explote la instalación con combustibles poco contaminantes.

En cualquier caso, dicha circunstancia se notificará a la autoridad competente en un plazo de cuarenta y ocho horas. En ningún caso el tiempo acumulado de explotación sin equipo de reducción de emisiones deberá ser superior a ciento veinte horas en un periodo de doce meses. La autoridad competente podrá permitir excepciones a los antedichos límites de 24 horas y 120 horas en los casos en que, a su juicio:

a) exista necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía, o

b) la instalación en la que se produjo la avería sería sustituida por un plazo limitado por otra que generaría un aumento global de las emisiones.

2. La autoridad competente podrá permitir la suspensión, por un máximo de seis meses, de la obligación de cumplir con los valores límite de emisión fijados en el artículo 4 para el dióxido de azufre en instalaciones que a dicho fin utilicen habitualmente combustible de bajo contenido de azufre, cuando el titular no esté en condiciones de respetar dichos valores límite en razón de una interrupción en el abastecimiento de tal combustible como consecuencia de una grave penuria. En dichos casos, se informará inmediatamente a la Comisión.

particular y la norma española.⁸ En estos casos la discriminación relativa a unidades a las cuales por circunstancias calificadas se les permite no cumplir la norma por un periodo acotado de tiempo, no sólo es legítima sino que se considera necesaria para efectos de la seguridad y orden público y para el mantenimiento del suministro eléctrico, con lo cual la norma que no contempla dichas situaciones es la que está faltando a su deber de considerar los elementos que no sólo aconsejan, sino que hacen necesaria una regulación especial.

Respecto de fallas en equipos de medición de emisiones, es imprescindible que el proyecto de norma establezca de qué forma se debe tratar la información no registrada. A modo de ejemplo, se podrían tomar un promedio ponderado de las mediciones y potencia de operación de últimas 24 horas en cada parámetro, para suplir la información faltante.

Por último, se debe establecer una posibilidad excepcional de permitir a una unidad que operen en incumplimiento de la norma, cuando requieren reparar equipos y previa autorización de la autoridad en casos de posible desabastecimiento o de necesidad imperiosa de funcionamiento definida por la autoridad respectiva, todo ello por un periodo acotado de tiempo.

Se propone que todas las excepciones antes señaladas deberán ser autorizadas en cada caso por el Ministerio de Energía.

2.4.8 Correcciones por O₂

Igualmente, se debe modificar el factor de corrección por O₂ para combustibles líquidos y gaseosos, ya que el factor actual impone límites de emisión que son de difícil cumplimiento.

Debe considerarse que las tecnologías instaladas en Chile de turbinas a gas natural con quemadores de bajo NO_x garantizan una emisión de NO_x de 25 ppm, equivalente a aproximadamente 50 mg/Nm³, pero a 15% O₂. Si transformamos el límite de emisión de NO_x de este anteproyecto de Norma refiriéndolo a 15% de O₂ en lugar de 3% de O₂, se obtiene un límite de emisión de aproximadamente 8 ppm ó 16 mg/Nm³, valor que llevaría a que ninguna Unidad a gas instalada en Chile, aún con quemadores de bajo NO_x, cumpla el límite, quedando todas en situación de incumplimiento, y por lo tanto los costos totales de reducción serían muy superiores a los señalados en el AGIES.⁹ Es por ello que en esos casos, habría que instalar un sistema SCR para tratar los gases de escape. De este modo el valor contenido en el AGIES respecto de niveles de unidades que cumplirían con la norma y las que no las cumplirían variará radicalmente.

3. La autoridad competente podrá autorizar una excepción de la obligación de respetar los valores límite de emisión previstos en el artículo 4 en los casos en que una instalación que utiliza habitualmente sólo un combustible gaseoso y que, de otra forma, debería estar dotado de un equipo de purificación de los gases residuales, tenga que recurrir excepcionalmente y durante un periodo no superior a 10 días, salvo en caso de necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía, al uso de otros combustibles a causa de una súbita interrupción en el aprovisionamiento de gas. La autoridad competente será informada inmediatamente de cada caso concreto que se plantee. Los Estados miembros informarán inmediatamente a la Comisión de los casos a que se refiere el presente apartado.

⁸ Una norma muy similar a la de la norma europea se contempla en el artículo 7, del Real Decreto 430 que contiene la norma española.

⁹ Al respecto ver página 87 del citado AGIES.

Cabe señalar, a modo de ejemplo, que los límites vigentes para países miembros de la Comunidad Económica Europea señala un valor, para nuevas instalaciones "turbinas a gas", de 50 mg/m³N, pero a un 15% de O₂. De este modo, sin perjuicio que pareciera que el nivel de la norma propone un estándar equivalente al de la Unión Europea eso no es así, dado que la corrección por porcentaje de oxígeno es completamente diferente, haciendo la norma propuesta mucho más estricta de lo que aparece. De este modo, para el O₂ se propone modificar la concentración desde el 3% al 15%.

Adicionalmente, y a objeto de considerar tecnologías distintas a las turbinas, se solicita reconsiderar los límites, ya que difícilmente son alcanzables por calderas que usan gas natural. Se propone limitar el NOx en Unidades (distintas de turbinas) a gas natural a un valor de 150 mg/m³N a 3% de O₂, y aumentar este límite a 200 mg/m³N a 3% de O₂ para "otros gases", como lo establece la Directiva Europea.

Sin perjuicio de lo anterior, si se mantienen los límites de emisión que establece el anteproyecto, se propone para combustibles líquidos y gaseosos corregir al 6% de O₂ como máximo, y al 15% de O₂ para turbinas a gas.

2.4.9 Lugar de Medición de Emisiones

Se debe considerar que en Europa algunas termoeléctricas liberan sus emisiones al aire por torres de enfriamiento, alternativa que podría proyectarse en nuevas instalaciones en Chile. En ese contexto, el artículo 4 debería ser más amplio. Se sugiere:

"Los límites de emisión se verificarán en chimenea u otra estructura o ducto de salida de gases al atmósfera"

2.5 Observación al Artículo 5

Respecto de este artículo, se insiste en que no deben establecerse límites (y por ende, plazos de cumplimiento de los mismos) para Unidades Existentes. Sin perjuicio de lo anterior, los plazos de adaptación de las unidades existentes son muy restrictivos, tanto para cumplir con el plazo de las Tablas 1 y 3, como de la Tabla 2.

Los tiempos que se prevén serán necesarios para instalar equipamientos de abatimiento en las Unidades existentes serían:

- a.- Ingeniería conceptual y básica para cumplir con los límites exigidos: 6 meses.
- b.- Elaboración de documentos para someter al SEIA, en base a la ingeniería del punto a. y en casos que corresponda: 6 meses.
- c.- Tramitación en el SEIA si así corresponde, 12 meses. Hay que reconocer que las modificaciones a la ley de medio ambiente introducen mayores exigencias en dicha tramitación.
- d.- Adecuación del proyecto a exigencias de la RCA, 2 meses.
- e.- Licitación de suministro: 6 meses.
- e.- Fabricación de equipamiento: 15 meses.

f.- Instalación de equipamiento: 3 meses,

Total de tiempo requerido: 50 meses, sin ninguna holgura.

Por lo anterior se estima prudente que el plazo de adecuación sea entre 5 y 6 años, conforme a un calendario que determine el CDEC para no afectar la seguridad de servicio.

Lo anterior es coherente con el tiempo de 5 años que otorga la Norma Europea para que las plantas existentes se adapten a los nuevos límites de emisiones, sobre todo considerando que son muchas las centrales que realizarán esta actividad al mismo tiempo.

En relación al primer plazo (3 años) la autoridad debe tener presente que hay una alta probabilidad que las unidades termoeléctricas de los sistemas SING y SIC buscarán cumplir sus límites a través de la instalación de equipos de captación. Esto hará que muchas Unidades coincidan en el periodo en que requieran ser desconectadas del sistema para instalar estos nuevos equipos, lo que podría traer inestabilidad al sistema de abastecimiento eléctrico (ya sea el SING o el SIC).

Adicionalmente debe tenerse presente que la incorporación de equipos de control adicional de MP y SO₂ genera la necesidad de manejar residuos sólidos adicionales a los históricos (al menos, en el caso de combustibles sólidos), lo que llevará a la necesidad de contar con depósitos nuevos o ampliación de los existentes, que estén ambientalmente autorizados para disponer los citados residuos. Lo anterior hace que el plazo de 3 años que fija el anteproyecto sea insuficiente para adaptar las Unidades existentes a los límites exigidos, y además contar con la infraestructura necesaria para poder manejar apropiadamente los citados residuos. Esto es más grave aún cuando no existen reglas claras para el tratamiento y manejo de estos residuos, y vemos que en diversos procesos de evaluación ambiental la autoridad no establece un solo criterio para el manejo de disposición de estos residuos, lo cual genera no sólo incertidumbre respecto a si dichos proyectos serán rápida y fácilmente aprobados, sino que también sobre los costos de estos, lo cuales deben obviamente incorporarse al análisis económico de cumplimiento de la norma, situación que en los hechos no ha ocurrido.

Respecto del segundo plazo, a nuestro juicio no parece tener sentido imponer dos grupos de límites (el segundo, más exigente que el primero) tan cercanos en el tiempo. El costo de inversión en equipos de control de emisiones es alto, y económicamente no vale la pena invertir en un equipo para luego tener que cambiarlo seis años después. En ese sentido, imponer límites de "nuevas" a las existentes en el año 2020 es un "forzamiento" a cumplir límites más estrictos desde un principio, obviamente esta situación tampoco se considera en el AGIES que por esta vía importa un aumento de los costos de implementación de la norma no consideradas en dichos estudios, por lo tanto debe dejarse sin efecto la norma que obliga a las termoeléctricas existente a cumplir el límite establecido para las nuevas al año 2020.

2.6 Observación al Artículo 7

El anteproyecto debe incorporar un acápite de cómo verificar los límites de emisión en periodos de falla o mantenimiento de los equipos de medición continua de emisiones, tal como existe en la legislación comparada.

2.7 Observación al Artículo 10

Se solicita tener un plazo mayor, ya que los tiempos en la recepción de los resultados de monitoreo (esperar los informes de los laboratorios, en el caso que el servicio de medición continua sea externo), compilar, preparar y analizar la información se puede demorar más de un mes, no existiendo el tiempo para entregar a tiempo los informes solicitados.

Además, aún no están establecidos los formatos de presentación de la información.

Como ejemplo, los plazos establecidos para presentar la declaración de emisiones que se realiza por el DS 138/05 son de un año (fin del año calendario, para presentar los del año calendario anterior). Así que tener la información de un año de operación dentro del primer mes del año siguiente no se ajusta a plazos prudenciales.

En definitiva, este artículo debería hacerse compatible con lo establecido en el DS 138/05, de modo tal que se evite la duplicación de entrega de información, plazos y formatos diferentes para la misma.



Gobierno de Chile
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Región de Antofagasta



MEMORANDUM Nº 0023/2010

DE : SRTA. JENNY TAPIA FLORES
DIRECTORA REGIONAL (S)
CONAMA REGIÓN DE ANTOFAGASTA

A : SR. HANS WILLUNSEM ALENDE
JEFE DPTO. CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN
CONAMA DIRECCIÓN EJECUTIVA

MATERIA : INFORMA LO QUE SE INDICA

FECHA : 10 DE MARZO DE 2010

Junto con saludarlo, y en el marco del proceso de consulta pública del Anteproyecto de la Norma de Emisión de termoeléctricas, adjunto envío a usted, las observaciones a este Anteproyecto, realizadas por el Sr. Wilfredo Castro Barrios, para ser consideradas en el proceso de elaboración de dicha norma.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.

Jenny Tapia Flores.
Directora Regional (S)
Comisión Nacional del Medio ambiente
Región de Antofagasta

RRD/rrd
c.c.

- Archivo CONAMA Región de Antofagasta.
- Archivo Área Control de la Contaminación.



0234

Tocopilla, Marzo 08 del 2010

REF.: ORD. 0016/2010
Taller de Consulta

**SEÑORITA DIRECTORA REGIONAL (S)
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
REGIÓN ANTOFAGASTA.-**

RECIBIDO
961
RRD
09/03/10

De nuestra consideración:

En relación al tema del rubro, en que se nos informa que hasta el 11 de marzo del 2010, se realizará la consulta pública, a raíz de la Elaboración del Anteproyecto de Norma de Emisión para termoeléctricas, es como asumimos vuestras indicaciones.

Por su parte, la Resolución Exenta N° 7550 de Santiago 07 de Diciembre del 2009, firmada por el señor Rodrigo Guzmán Rosen, Director Ejecutivo (s) de la Comisión Nacional del Medio Ambiente y que se adjunta al Ord. 0016, que nos otorga claridad definitiva a lo que por años se nos ha mantenido en la incógnita de los efectos nocivos que causan graves enfermedades y hasta la muerte de los tocopillanos.

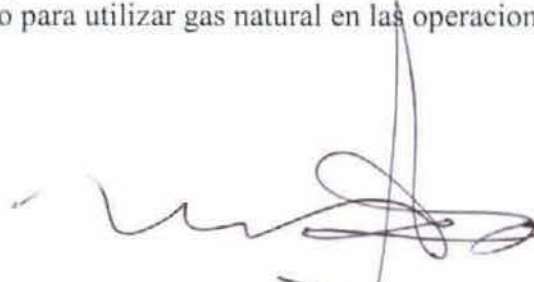
Ante éste reconocimiento, reiteramos una vez más, eliminar desde ya, la quema de Petcoke, en las termoeléctricas de Tocopilla; este elemento que es la escoria de la refinación del petróleo y poseedora de la mayor carga de impurezas, provoca los efectos adversos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y sobre el medio ambiente asociados al material particulado, óxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NO_x) producen el PM_{2.5} emisiones finas que las tenemos presente en todo momento y que al respirar, llegan hasta las celdillas en que terminan las últimas ramificaciones de nuestros bronquios (Alveólos). Las patologías que este particulado provoca, más las trazas de Mercurio (Hg) que es bioacumulativo como Mercurio de metilo, con impacto sobre la calidad de vida, agrandes rasgos: Níquel es cancerígeno, provoca efectos a las vías respiratorias, incluyendo el Asma, disminución de la función del pulmón y bronquitis; el vanadio genera efectos adversos como irritación de pulmones, garganta, ojos y cavidades nasales, daño cardíaco y vascular, inflamación del estómago e intestino, daño en el sistema nervioso, sangrado del hígado y riñones, irritación de la piel, temblores severos y parálisis. El Mercurio, entre sus principales efectos peligrosos se indica que puede ser mortal por inhalación y perjudicial por absorción cutánea, puede tener efectos nocivos sobre los sistemas nerviosos, digestivo, respiratorio inmunitario y en los riñones, provocando temblores, trastornos de la visión y la audición, parálisis, insomnio, inestabilidad emocional, deficiencia de crecimiento durante el desarrollo fetal y problemas de concentración y retraso en el desarrollo durante la infancia.

Todas las tecnologías disponibles para el control de emisiones de la termoeléctricas en Chile, se basan en fundamentos técnicos, sociales y económicos, a estos podemos responder que en lo técnico las termoeléctricas son sus propios controles, en lo social, el deterioro irreversible en la salud de las personas, nos dice que prima el interés económico por sobre la vida humana; en lo económico Tocopilla, es garantía para absorber la indolencia generalizada a este grave problema, ya que los sectores a regular, es todo un

pueblo donde las Termoeléctricas han montado sus plantas justo en el vértice poniente del centro de la ciudad.

Cábenos el derecho por imperio de la Ley 19.300, efectuar estas observaciones y consultas a la elaboración de este Anteproyecto el que genera grandes dudas por no existir respuestas a nuestras observaciones. Tocopilla en momentos de grandes decisiones, no puede ser abandonado por quienes tienen la obligación de proteger a una ciudad con habitantes contaminados permanentemente.

La recomendación protectora inmediata consecuente con la salud de las personas, es el uso del ciclo combinado para utilizar gas natural en las operaciones productivas de electricidad.



WILFREDO CASTRO BARRIOS
Encargado de Observaciones de Consultas Públicas y
Propuestas al Anteproyecto de Descontaminación Ambiental de
Tocopilla - fono 55- 811574

DISTRIBUCIÓN:

- Organizaciones de Apoyo
- Hospital Marcos Macuada
- C.c. Archivo

Santiago, 10 de Marzo de 2010

GG N° 027/2010



Señor
Alvaro Sapag R.
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

**Ref.: Anteproyecto de la Norma de Emisión para Termoeléctricas
Resolución Exenta N° 7550 del 07.12.09 de la Comisión Nacional de Medio Ambiente**

De nuestra consideración:

Conforme a lo establecido en el punto de 2 de la Resolución de la referencia, se adjunta a la presente documento con las observaciones de Colbún al anteproyecto de la Norma de Emisión para Termoeléctricas.

Al respecto, agradecemos la oportunidad dada por CONAMA para poder hacer observaciones al anteproyecto. Con este objeto, y debido a la importancia que tendrá esta norma para la operación de las actuales instalaciones de generación termoeléctrica, como también para el desarrollo de los futuros proyectos, tanto de nuestra empresa como la industria en general, Colbún contrató los servicios de la firma española INERCO con vasta experiencia en el tema, con el fin de poder tener un apoyo técnico de alto nivel para el respectivo análisis.

Compartimos que el objetivo principal de la norma de emisiones es proteger la salud de la población, y es nuestro deseo que la norma definitiva que se emita sea una norma efectiva, posible de cumplir sin comprometer el desarrollo del país, y que el control de su cumplimiento por parte de los organismos fiscalizadores sea fácil y efectivo.

Para facilitar la lectura de nuestras observaciones, dividimos el documento en tres partes. En la primera parte se hace un comentario resumido a cada uno de los artículos del anteproyecto, y para los artículos en los cuales tenemos observaciones, que requieren de una explicación más extensa, en la tercera parte se entrega el detalle correspondiente. En la segunda parte, se entrega una propuesta de norma modificada que, basada en la misma estructura del anteproyecto, plasma todas nuestras observaciones y propuestas a este último.



0234



Av. Apoquindo 4775, piso 11
Las Condes, Santiago - Chile
Tel: (56-2) 460 40 00
Fax: (56-2) 460 40 05

Quedamos a su disposición en caso de que tenga dudas o requiera de una mayor explicación de alguno de los temas.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

COLBUN S.A.



Bernardo Larraín M.
Gerente General



Incl.: Lo indicado





**OBSERVACIONES Y PROPUESTA DE MODIFICACION PARA
EL ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISIÓN PARA
TERMOELÉCTRICAS DESARROLLADO POR LA COMISIÓN
NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE**

ÍNDICE

	Página
0. ANTECEDENTES Y OBJETO	1
1. SECCIÓN 1ª. BREVE ANÁLISIS DEL ANTEPROYECTO	2
Artículo 1º	2
Artículo 2º	2
Artículo 3º	3
Artículo 4º	4
Artículo 5º	6
Artículo 6º	6
Artículo 7º	6
Artículo 8º	8
Artículo 9º	8
Artículo 10º	8
Artículo 11º	9
Artículo 12º	9
2. SECCIÓN 2ª. PROPUESTA DE NORMA	10
Artículo 1º	10
Artículo 2º	10
Artículo 3º	10
Artículo 4º	13
Artículo 5º	28
Artículo 6º	28
Artículo 7º	28
Artículo 8º	31
Artículo 9º	32
Artículo 10º	32
Artículo 11º	33
Artículo 12º	33
3. SECCIÓN 3ª. ANÁLISIS JUSTIFICATIVO	34
Artículo 1º	34
Artículo 2º	36
Artículo 3º	37
Artículo 4º	39
Artículo 5º	49
Artículo 6º	52
Artículo 7º	52

Artículo 8°	57
Artículo 9°	58
Artículo 10°	58
Artículo 11°	59
Artículo 12°	59

0. ANTECEDENTES Y OBJETO

De acuerdo a la Ley 19.300, una de las funciones del Estado es dictar normas de emisión que establezcan la cantidad máxima permitida para uno o más contaminantes medidos en el efluente de la fuente emisora, con objeto de prevenir que éstos puedan significar o representar un riesgo para la salud de las personas, la calidad de vida de la población, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

El cuarto Programa Priorizado de Normas de Calidad y de Emisión, aprobado por el Acuerdo N° 99 del año 1999 del Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), incluye la norma de emisión para termoeléctricas.

En este contexto, tras una fase de desarrollo y análisis de estudios técnicos y científicos, por resolución N° 7550 de 7 de diciembre de 2009, del Director Ejecutivo de la CONAMA, se aprobó el anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas y se ordenó someterlo a consulta, publicándose, en extracto, en el Diario Oficial con fecha 15 de diciembre de 2009.

El objeto del presente documento es analizar el citado anteproyecto, así como proponer modificaciones al mismo, lo cual se resume en una propuesta de norma basada a partir del anteproyecto presentado. Para ello, el documento se ha estructurado en tres secciones, tal y como se indica a continuación:

- Sección 1ª. Breve análisis del anteproyecto.

Se transcriben (en color azul) cada uno de los artículos comprendidos en el anteproyecto, indicando seguidamente de forma breve la conveniencia de su mantenimiento, modificación o supresión, según se considere oportuno. Adicionalmente, se hace referencia entre paréntesis, a la parte de la sección tercera en la que se justifica el motivo del comentario.

- Sección 2ª. Propuesta de norma.

Se presenta una propuesta de norma, como alternativa al anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas publicado.

- Sección 3ª. Análisis justificativo.

Se analizan y explican cada uno de los argumentos que justifican la propuesta de norma.

1. SECCIÓN 1ª. BREVE ANÁLISIS DEL ANTEPROYECTO

Artículo 1º. El presente anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas tiene por objeto controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂), Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V), a fin de proteger la salud de las personas y los recursos naturales renovables.

La presente norma de emisión es de cumplimiento obligatorio en todo el territorio nacional.

- Es esperable que en la futura reglamentación que se desarrolle para normar instalaciones similares pertenecientes a otros sectores industriales, conforme a la agenda de CONAMA, se exijan Valores Límite de Emisión (VLE) coincidentes con el presente anteproyecto, tal como está propuesto en la línea de trabajo de CONAMA (ver sección 3ª, artículo 1º, apartado A).

- La inclusión de los contaminantes SO₂, NO_x y MP se considera acertada e indiscutible. Sin embargo, no se recomienda el establecimiento de VLE específicos para metales atendiendo a la dificultad en su seguimiento o monitoreo y, a lo específico de sus emisiones, asociadas exclusivamente al empleo de carbón y petcoke (ver sección 3ª, artículo 1º, apartado B).

- Se coincide con lo propuesto en el anteproyecto acerca de que la norma sea de aplicación a todo el territorio chileno (ver sección 3ª, artículo 1º, apartado C).

Artículo 2º. El presente anteproyecto de norma de emisión regula a las termoeléctricas existentes y nuevas, en particular a calderas y turbinas, exceptuando de esta regulación a los motores de combustión interna y a las instalaciones de cogeneración.

- Se considera acertado distinguir los VLE para instalaciones nuevas y existentes (ver sección 3ª, artículo 2º, apartado A).

- Como se ha comentado anteriormente, la exclusión de motores de combustión interna e instalaciones de cogeneración no debe ser un impedimento para que estas instalaciones sean también normadas en el futuro, conforme a la agenda de CONAMA (ver sección 3ª, artículo 2º, apartado B).

- Tanto los VLE como el umbral propuesto (50 MW de potencia térmica nominal) se deberían aplicar a las fuentes emisoras, o focos de manera individual⁽¹⁾, no a las centrales o complejos termoeléctricos en su conjunto (ver sección 3ª, artículo 2º, apartado C).

⁽¹⁾ En la práctica, chimeneas, independientemente de que evacúen los gases de una o más instalaciones de combustión.

Artículo 3º. Para los efectos de lo dispuesto en este anteproyecto, se entenderá por:

- a) **Termoeléctrica:** instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico. Se entenderá como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megawatt térmico) en función del poder calorífico superior del combustible.
- b) **Termoeléctrica existente:** aquella termoeléctrica que se encuentra puesta en servicio antes del 1º de enero del año 2012, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- c) **Termoeléctrica nueva:** aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción sea puesta en servicio a contar del 1º enero del año 2012. Se considerará nueva, además aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
- d) **Medición continua de emisiones:** sistema constituido por el instrumental, el equipamiento y el software, destinado a monitorear en forma ininterrumpida las emisiones de partículas, gases y parámetros del proceso asociados a los gases de combustión.

- Se coincide con el anteproyecto en la implantación de un umbral de aplicación de 50 MW de potencia térmica nominal, pero aplicado a focos o fuentes emisoras individualmente, no a las centrales (ver sección 3ª, artículo 3º, apartado A).

- No deberían considerarse instalaciones existentes únicamente aquellas que se encuentran en operación en una determinada fecha, sino que han de incluirse también aquellas instalaciones cuya decisión en firme de inversión se tomó previa a la publicación del decreto que establezca la norma de emisión, independientemente de la fecha de puesta en servicio, así como aquellas que tuvieran sus permisos aprobados previa a la publicación del decreto que establezca la norma de emisión (ver sección 3ª, artículo 3º, apartado B).

- Debe definirse con precisión cómo la modificación de una instalación existente afecta a su estado y la convierte en instalación nueva. Las modificaciones de las instalaciones de combustión existentes mencionadas en el anteproyecto no deberían constituir siempre un cambio de consideración a nuevas (ver sección 3ª, artículo 3º, apartado C).

- Se sugiere la inclusión de definiciones adicionales (ver sección 3ª, artículo 3º, apartado D).

Artículo 4º. Los límites máximos de emisión se verificarán en chimenea para termoelectricas existentes y nuevas, de acuerdo a los niveles y plazos que se indican a continuación:

TABLA 1
LÍMITES DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES (mg/Nm³)

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	200	400
Líquido	30	30	200
Gas natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

(1) N: Condiciones normales a 25°C y 1 atmósfera

(2) Corrección de O₂ en base seca de un 6% para combustibles sólidos, 3% para líquidos y gaseosos.

(3) n.a.: no aplica.

TABLA 2
LÍMITES DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS NUEVAS (mg/Nm³)

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

TABLA 3
LÍMITES DE EMISIÓN PARA METALES PESADOS, TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES Y NUEVAS QUE UTILICEN CARBÓN O PETCOKE (mg/Nm³)

Combustible	Mercurio (Hg)	Níquel (Ni)	Vanadio (V)
Carbón y/o Petcoke	0,1	0,5	1,0

Los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen durante un año calendario, el 5% restante comprende a las horas de funcionamiento de las etapas de encendido, apagado o probables fallas.

Los valores límites de emisión de la Tabla N° 3, se evaluarán una vez al año y se considerarán sobrepasados cuando el resultado de la medición de cualquier metal pesado, indique una concentración mayor al valor establecido en la Tabla.

- Tal y como se ha comentado con anterioridad, se coincide con el planteamiento propuesto en el anteproyecto de exigir VLE diferentes a plantas nuevas y existentes (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado A).
- Se coincide con lo propuesto en el anteproyecto en emplear la masa por unidad de volumen de gases (mg/Nm^3), expresada en condiciones predefinidas (1 atm y 25 °C, en base seca). En cuanto a los valores del porcentaje de oxígeno ($\%O_2$) de referencia en los gases de combustión, se coincide con el anteproyecto en la elección de un 3% de O_2 para combustibles líquidos y gaseosos y, de un 6% de O_2 para combustibles sólidos en el caso de calderas. Sin embargo, en el caso de turbinas de gas debería establecerse un 15% de O_2 (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado B).
- Se observa que en el anteproyecto se han adoptado VLE específicos atendiendo al tipo de combustible según clasificación de unidades existentes y futuras como parámetro diferenciador. Se considera que, además, deberían tenerse en cuenta otros factores como potencia de las instalaciones y tecnología (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado C).
- Respecto a los VLE de SO_2 , NO_x y MP, en general éstos son bastante exigentes, en especial para las centrales existentes. Es por ello que se proponen VLE diferentes a los establecidos en el anteproyecto (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado D).
- Tal y como se ha justificado anteriormente, no se considera adecuado establecer VLE específicos para metales. No obstante, en el caso de que finalmente CONAMA estimase absolutamente necesario normarlos, se proponen VLE diferentes a los establecidos en el anteproyecto, diferenciando además entre instalaciones nuevas y existentes, por considerarlos bastante exigentes (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado E).
- Se considera conveniente agregar la opción de posibilitar, a las instalaciones existentes que lo prefieran, acogerse a un Programa de Reducción de Emisiones, mediante el cual se consigan unas reducciones de las emisiones anuales totales de cada empresa iguales a las que se hubieran alcanzado aplicando los VLE establecidos (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado F).
- Atendiendo a condicionantes de tipo económico, estratégico, geográfico u operativo, es indispensable establecer determinadas excepciones a los criterios generales de cumplimiento de los VLE (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado G).
- Se coincide con el anteproyecto en que los datos medidos durante las operaciones de arranque/parada o incluso en periodos de mal funcionamiento de los equipos de reducción de emisiones no deben considerarse al no ser las emisiones representativas. No obstante, se considera que además deberían descontarse los registros correspondientes a malos funcionamientos de los equipos de monitoreo o a los periodos de calibración y mantenimiento de éstos. También se considera necesario modificar las limitaciones a los periodos de mal funcionamiento establecidas por el anteproyecto (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado H).
- Se propone modificar los promedios temporales que se emplearán para evaluar el cumplimiento de los VLE, combinando las medias horarias contempladas en el anteproyecto con otras mayores (diarias, de 48 horas o mensuales), teniendo en consideración un número limitado de superaciones admisibles (ver sección 3ª, artículo 4º, apartado I).

Artículo 5º. Las termoeléctricas existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 3 en un plazo de tres años, contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión; y con los valores de la Tabla N° 2 al año 2020.

Las termoeléctricas nuevas deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 2 y N° 3 desde la entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.

- De forma coincidente con el anteproyecto, no se considera necesario dotar a las instalaciones nuevas de un plazo de adaptación. Por el contrario, se considera manifiestamente insuficiente el plazo de adaptación de tres años contemplado para las instalaciones existentes (ver sección 3ª, artículo 5º, apartado A).

- En el anteproyecto se propone que los VLE de la Tabla N° 2, aplicables a termoeléctricas nuevas, sean aplicables también a las existentes a partir del año 2020. Se considera inadecuado exigir, con carácter general, los mismos VLE a instalaciones existentes y nuevas (ver sección 3ª, artículo 5º, apartado B).

Artículo 6º. Corresponderá el control y fiscalización del cumplimiento de las disposiciones señaladas en el presente anteproyecto de norma a las respectivas Secretarías Regionales del Ministerio de Salud, en adelante la Autoridad Sanitaria, y al Servicio Agrícola y Ganadero.

- Este artículo se considera adecuado (ver sección 3ª, artículo 6º).

Artículo 7º. Las termoeléctricas deberán implementar un sistema de medición continuo de emisiones en chimenea para material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y de los parámetros de interés que se relacionan con las emisiones, tales como: caudal, temperatura y oxígeno de los gases de salida. Dicho sistema deberá ser aprobado por resolución por la Autoridad Sanitaria correspondiente y deberá contener los resultados de exactitud relativa, calibración y otros parámetros que se fijen para su aprobación.

Las termoeléctricas existentes tendrán un plazo de dos años para implementar el sistema de medición continuo de emisiones, contado desde la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.

Las termoeléctricas nuevas deberán incorporar el sistema de medición continuo de emisiones desde su puesta en servicio, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica (D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción).

Para la implementación del sistema de medición continuo de emisiones se deberá:

a) Presentar por única vez, a la Autoridad Sanitaria correspondiente, para su aprobación mediante resolución fundada, un informe sobre el sistema de medición continuo de emisiones que se va a implementar. En el caso de las termoeléctricas existentes, el

plazo para presentar el informe es de ocho meses, contado desde la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.

- b) El informe será aprobado si cumple con los criterios de exactitud relativa cuando se trate de gases y flujo, o de coeficiente de correlación cuando se trate de material particulado, así como también, con los criterios de rendimiento, fiabilidad, certeza y calidad requeridos por las autoridades fiscalizadoras. El informe debe indicar además, el programa de aseguramiento de calidad y control a implementar y la frecuencia de las respectivas calibraciones.
- c) El sistema de medición continuo de emisiones deberá utilizar equipos que cuenten con la certificación del cumplimiento del Estándar Europeo EN 14181- Emisiones de fuentes estacionarias - Aseguramiento de Calidad de los sistemas automatizados de medición, o de su similar exigido por las Agencias de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norte América o Canadá.
- d) Generar valores horarios para cada contaminante medido, los cuales se utilizarán para la verificación del cumplimiento del valor límite máximo de emisión y para los parámetros que se relacionan con las emisiones, tales como: oxígeno (O₂), flujo máximo de gases de salida (Nm³/h), temperatura de combustión mínima y máxima (°C).

- Se debería establecer un umbral mínimo de potencia de 100 MW_m a partir del cual exigir el empleo de sistemas de medición en continuo (ver sección 3^a, artículo 7^o, apartado A).

- Se coincide con lo propuesto en el anteproyecto en cuanto a la necesidad de monitoreo en continuo de SO₂, NO_x y MP (aunque se deberían considerar también algunas excepciones) y no de metales (ver sección 3^a, artículo 7^o, apartado B).

- De conformidad con lo establecido en el anteproyecto, se considera adecuado que las instalaciones monitoreadas en forma continua no tengan la obligación de efectuar medidas puntuales; asimismo, las instalaciones no monitoreadas en continuo deberán someterse a mediciones puntuales (ver sección 3^a, artículo 7^o, apartado C).

- Se considera adecuado que las fuentes emisoras o focos nuevos que deban monitorearse en continuo lo hagan desde su entrada en funcionamiento. Sin embargo, en el caso de los existentes debería darse un plazo mínimo de 3 años, superior al establecido en el anteproyecto (ver sección 3^a, artículo 7^o, apartado D).

- Todas las mediciones, en continuo o puntuales, deben disponer adicionalmente de medidas de oxígeno, temperatura y humedad. Sin embargo, no se considera necesario medir el caudal, y ocasionalmente la humedad como se propone en el anteproyecto (ver sección 3^a, artículo 7^o, apartado E).

- Se considera adecuado que los sistemas de medición en continuo cuenten con un sistema de aseguramiento de la calidad como el estándar europeo EN 14181 o similar (ver sección 3^a, artículo 7^o, apartado F).

- Se entiende necesaria la consideración de la incertidumbre para garantizar la validez de las mediciones (ver sección 3ª, artículo 7º, apartado G).
- Como ya se ha justificado previamente, los promedios temporales de comparación con los VLE no deberían ser exclusivamente horarios (ver sección 3ª, artículo 7º, apartado H).

Artículo 8º. Se eximen de medir en forma continua dióxido de azufre (SO₂), a aquellas termoeléctricas que en su o sus unidades de generación utilicen sólo biomasa de origen vegetal.

- En el caso del empleo exclusivo de biomasa sería lógico eximir de medir SO₂ por tanto se considera adecuado el texto del anteproyecto (ver sección 3ª, artículo 8º, apartado A).
- Asimismo, deberían considerarse otras exenciones a la medición en determinados casos particulares, como por ejemplo en instalaciones próximas al fin de su vida útil, las que sólo funcionan un número reducido de horas como son las termoeléctricas de respaldo, o las que emplean combustibles con bajo porcentaje de azufre. Adicionalmente, no se considera necesario medir partículas (MP) en combustibles gaseosos. En referencia a los metales pesados, de forma coincidente a lo indicado en el anteproyecto, no se considera adecuada su determinación en continuo (ver sección 3ª, artículo 8º, apartado B).

Artículo 9º. Las termoeléctricas existentes y nuevas, que usen carbón y/o petcoke, deberán implementar un monitoreo discreto para la verificación del cumplimiento del valor límite de emisión de metales pesados, de acuerdo a la metodología señalada en la tabla N° 4.

TABLA 4
MÉTODOS DE MEDICIÓN PARA METALES PESADOS

Contaminante	Método de medición
Mercurio (Hg)	Método CH-29, Determinación de Emisión de Metales desde Fuentes Fijas
Níquel (Ni)	
Vanadio (V)	

Las mediciones deben ser realizadas por laboratorios autorizados de acuerdo con la normativa vigente. A falta de una metodología oficial, se utilizará la metodología que establezca para tales efectos el Ministerio de Salud.

- Admitiendo la intención de CONAMA de establecer VLE para metales, este artículo se considera adecuado (ver sección 3ª, artículo 9º).

Artículo 10º. Una vez que se hagan exigibles los límites de emisión, los titulares de las termoeléctricas reguladas deberán presentar anualmente en el mes de enero de cada año, a la Autoridad Sanitaria, un informe del año calendario anterior con la siguiente información:

- a) Listado de termoeléctricas, su o sus unidades que están sometidas a control bajo esta norma y sus chimeneas, indicando para cada unidad: periodos de funcionamiento, horas de encendido y estado en régimen, detenciones programadas y no programadas identificando el tipo de falla, tanto de las unidades como de los equipos de control; tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s).
- b) Listado de las chimeneas e identificación de la o las unidades de generación eléctrica que evacuan en cada una de éstas, localización en coordenadas en UTM, datum WGS-84, huso 19 o 18 según corresponda, la altura y diámetro interno a la salida de los gases, velocidad y temperatura a la salida de los gases.
- c) Informe del laboratorio con las mediciones discretas de metales, un análisis sobre el cumplimiento y una descripción del carbón o petcoke utilizado, en cuanto a: azufre, cenizas, país de origen del combustible y el poder calorífico.
- d) Los registros de las mediciones continuas (en el formato electrónico que defina la Autoridad Sanitaria) y un análisis utilizando gráficas sobre el cumplimiento o no de la presente regulación.

Tanto el informe anual como la información que sirvió para su sustento, deberán estar disponible en las termoeléctricas reguladas por esta norma, a lo menos por 3 años.

- e) Por su parte, el Ministerio de Salud coordinado con el Ministerio de Agricultura, definirán y entregarán, los requisitos y contenidos mínimos del informe anual.

- Se sugiere ampliar el plazo concedido para la entrega del informe (ver sección 3ª, artículo 10º, apartado A).

- La información solicitada en el anteproyecto se considera del todo pertinente. No obstante, se sugieren algunas mejoras en cuanto al alcance y detalle de la información requerida (ver sección 3ª, artículo 10º, apartado B).

Artículo 11º. El servicio fiscalizador deberá enviar a la Dirección Ejecutiva CONAMA, una copia del informe anual indicado en el artículo precedente. Dicha información será utilizada por CONAMA para realizar un seguimiento durante la implementación de la norma y evaluar futuras actualizaciones. El informe deberá acompañar los antecedentes sobre la fiscalización e inspecciones realizadas a las termoeléctricas sometidas a la regulación.

- Este artículo se considera adecuado (ver sección 3ª, artículo 11º).

Artículo 12º. La presente norma de emisión entrará en vigencia desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto que la establezca.

- Este artículo se considera adecuado (ver sección 3ª, artículo 12º).

2. SECCIÓN 2ª. PROPUESTA DE NORMA

Artículo 1º. El presente anteproyecto de norma de emisión tiene por objeto controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂) y determinados metales, a fin de proteger la salud de las personas y los recursos naturales renovables.

La presente norma de emisión es de cumplimiento obligatorio en todo el territorio nacional.

Artículo 2º. El presente anteproyecto de norma de emisión regula a los focos o las fuentes emisoras existentes y nuevas de termoeléctricas, en particular a calderas y turbinas, exceptuando de esta regulación a:

- a) Los motores térmicos, tal como se definen en el artículo 3º del presente decreto supremo (incluyendo a las instalaciones de cogeneración).
- b) Instalaciones de incineración o coincineración, según se definen en el Decreto Supremo N° 45/2007 MINSEGPRES, que establece la norma de emisión para incineración y coincineración.

Artículo 3º. Para los efectos del presente decreto, se entenderá por:

- a) Emisión: la expulsión a la atmósfera de sustancias procedentes de la instalación de combustión.
- b) Gases residuales: las expulsiones gaseosas que contengan emisiones sólidas, líquidas o gaseosas; su caudal volumétrico se expresará en metros cúbicos por hora referidos a condiciones normalizadas de temperatura (25 °C) (298 K) y de presión (1 atm) (760 mm Hg) (101,3 kPa), previa corrección del contenido en vapor de agua, denominado en lo sucesivo «Nm³/h».
- c) Valor límite de emisión: la cantidad admisible de una sustancia contenida en los gases residuales de la instalación de combustión que pueda ser expulsada a la atmósfera durante un período determinado; se determinará en masa por volumen de los gases residuales, expresado en mg/Nm³, entendiéndose el contenido en oxígeno por volumen en el gas residual del 3% en el caso de combustibles líquidos y gaseosos, del 6% en el caso de combustibles sólidos para calderas y del 15% en el caso de las turbinas de gas.
- d) Titular: cualquier persona física o jurídica que explote la instalación de combustión o que ostente directamente, o por delegación, un poder económico determinante respecto a aquella.
- e) Combustible: cualquier materia combustible sólida, líquida o gaseosa que alimente la instalación de combustión, a excepción de las sustancias y materiales cuya combustión tenga la consideración de incineración o coincineración según el Decreto

Supremo N° 45/2007 MINSEGPRES, que establece la norma de emisión para incineración y co-incineración.

- f) Instalación de combustión: cualquier dispositivo técnico, como calderas o turbinas, en el que se oxiden productos combustibles a fin de utilizar el calor así producido para la generación de energía eléctrica.

El presente decreto supremo se aplicará en centrales termoeléctricas a las instalaciones de combustión (focos emisores o fuentes emisoras) cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MW.

- g) Foco emisor o fuente emisora: cada conducto de evacuación de gases de combustión a la atmósfera, independientemente de que a él estén conectadas una o más instalaciones de combustión. **Los VLE se aplicarán a focos o fuentes emisoras.**

Cada foco emisor será una gran instalación de combustión, de la que se considerará que forman parte aquellos grupos que viertan sus gases a la misma chimenea, si el total de la potencia térmica nominal de dichas instalaciones es igual o superior a 50 MW_{th} térmicos, aun cuando, individualmente, alguna de ellas tenga una potencia térmica nominal inferior a 50 MW_{th}.

Cuando dos o más instalaciones independientes estén instaladas de manera que sus gases residuales se expulsen por una misma chimenea o, a juicio de la Autoridad competente y teniendo en cuenta factores técnicos y económicos, puedan ser expulsados por una misma chimenea, la combinación resultante de tales instalaciones se considerará como una única unidad.

Si dos o más instalaciones de combustión que vierten sus gases en la misma chimenea tuvieran medidores de contaminantes independientes en sus respectivos conductos de humos, deberá darse un resultado único de concentración por foco, ponderando los resultados de las mediciones con los caudales de los gases respectivos de cada instalación, aplicándose asimismo un único valor límite de emisión por foco.

La expulsión de gases residuales de las instalaciones de combustión deberá realizarse de forma controlada por medio de chimenea o infraestructura similar debidamente adaptada para proceder, desde el momento en que lo estipule el presente decreto supremo, al desarrollo de las medidas reglamentarias para la verificación de los valores límite de emisión.

La autorización de la instalación establecerá las condiciones de expulsión de dichos gases. En particular, la Autoridad competente se encargará de que la altura de la chimenea se calcule de forma que se salvaguarde la salud humana y el medio ambiente.

- h) Caldera mixta: cualquier instalación de combustión que pueda alimentarse simultánea o alternativamente con dos o más tipos de combustible.

- i) Instalación existente: cualquier instalación de combustión que cumpla alguna de las siguientes condiciones:

1ª. Estar puesta en servicio, antes del 1º de enero del año 2012.

2ª. Estar en construcción antes de la publicación del decreto que establezca la norma de emisiones.

3ª. Tener la Resolución de Calificación Ambiental aprobada, aunque no se encuentre en fase de construcción, antes de la publicación del decreto que establezca la norma de emisiones.

Una instalación perderá la consideración de existente si, cumpliendo alguna de las condiciones precedentes transcurren más de 5 años desde la publicación del anteproyecto, y sin causa justificada, no hubiese iniciado su construcción. En dicho caso, la instalación pasará a considerarse nueva.

- j) Nueva instalación: cualquier instalación de combustión que no cumpla ninguna de las condiciones anteriores.

En el caso de que alguna o algunas nuevas instalaciones de combustión emitieran sus gases a la atmósfera por una chimenea común con alguna otra instalación o instalaciones existentes, se considerará a efectos de cálculo y de aplicación de valores límite de emisión que:

i) Si el total de la potencia térmica nominal es inferior a 50 MWth, el conjunto queda fuera del ámbito de aplicación del presente decreto supremo.

ii) Si el total de la potencia térmica nominal es igual o superior a 50 MWth, el valor límite de emisión del conjunto se obtendrá ponderando los valores límite de emisión individuales, fijados en el presente decreto supremo, por la potencia térmica suministrada en cada instalación individual.

- k) Biomasa: los productos compuestos total o parcialmente por una materia vegetal de origen agrícola o forestal, que puedan ser utilizados como combustible para valorizar su contenido energético, excluyéndose expresamente la biomasa forestal tratada, es decir, aquella conformada por sustancias o materiales derivados de la madera que haya sido sometida a tratamiento con productos químicos que contengan o puedan generar al menos uno de los elementos o compuestos químicos regulados por el Decreto Supremo N° 45/2007 MINSEGPRES, que establece la norma de emisión para incineración y co-incineración.

- l) Motor térmico: cualquier máquina no rotativa que transforma la energía térmica en trabajo mecánico.

- m) Turbina de gas: cualquier máquina rotativa que convierta la energía térmica en trabajo mecánico, constituida, fundamentalmente, por un compresor, un dispositivo térmico en el que se oxida el combustible para calentar el fluido motor y una turbina.

- n) Sistema automático de medición (SAM): sistema de medida instalado permanentemente en un punto para la medición en continuo de emisiones. Aparte del analizador, un SAM incluye dispositivos para toma de muestras y para acondicionamiento de las mismas, así como dispositivos de ensayo y ajuste necesarios para las verificaciones regulares de funcionamiento.
- ñ) Incertidumbre: parámetro asociado con el resultado de una medida que caracteriza la dispersión de los valores que podrían razonablemente atribuirse a la magnitud sujeta a medición.
- o) Regiones aisladas: zonas geográficas a determinar por la Autoridad competente, en las cuales pueden fijarse límites de emisión distintos de los establecidos en esta norma con carácter general.

Artículo 4º.1 Valores límite de emisión

1. Independientemente de los valores límite de emisión fijados por la presente norma de emisión, las instalaciones deberán cumplir los requisitos establecidos en las normas de calidad del aire, resoluciones de calificación ambiental y planes de prevención y/o descontaminación, así como cuantas otras disposiciones legales sean de aplicación.
2. Se faculta a la Autoridad competente para establecer, a nivel particular y si lo estima necesario, valores límite de emisión más exigentes que los fijados por la presente norma de emisión, considerados como mínimos.
3. En las autorizaciones de las instalaciones, se establecerán los valores límite de emisión que correspondan a sus emisiones de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno, partículas y metales, determinados de acuerdo con lo establecido seguidamente, según se trate de instalaciones nuevas o existentes.

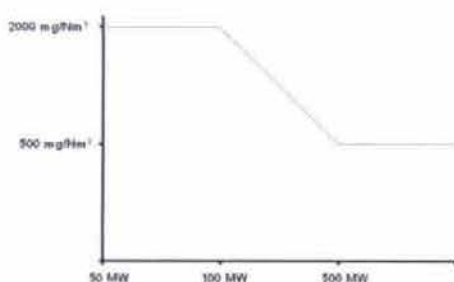
VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE SO₂

Nota: Los valores de potencia hacen referencia a potencias térmicas.

Nota: Las concentraciones (mg/Nm³) deben entenderse determinadas a la concentración de oxígeno que en cada caso se especifica y siempre a una temperatura de 25 °C y una presión de 1 atmósfera.

A. Valores límite de emisión de SO₂ que deberán aplicar las instalaciones existentes.

A.1 Combustibles sólidos (oxígeno al 6%)



En el caso de biomasa, se establece un VLE de 200 mg/Nm³, independientemente de la potencia.

A.2 Combustibles líquidos en calderas (oxígeno al 3 %)

VLE: 30 mg/Nm³

Nota: Supone sólo uso de petróleo diesel según norma chilena.

A.3 Combustibles gaseosos en calderas (oxígeno al 3 %)

GLP y gas natural: dado su bajo contenido en azufre, no se prevé VLE.

Otros gases: 100 mg/Nm³.

A.4 Combustibles líquidos en turbinas (oxígeno al 15%)

VLE: 10 mg/Nm³

Nota: Supone sólo uso de petróleo diesel según norma chilena.

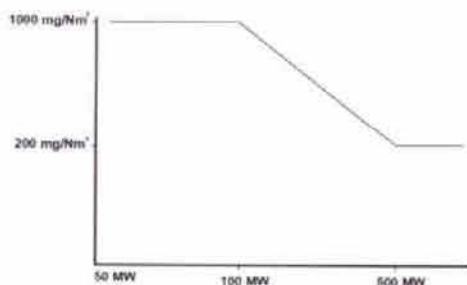
A.5 Combustibles gaseosos en turbinas (oxígeno al 15%)

GLP y gas natural: dado su bajo contenido en azufre, no se prevé VLE.

Otros gases: 33 mg/Nm³.

B. Valores límite de emisión de SO₂ que deberán aplicar las nuevas instalaciones.

B.1 Combustibles sólidos (oxígeno al 6 %)



En el caso de biomasa, se establece un VLE de 200 mg/Nm³, independientemente de la potencia.

Biomasa 0%
⇒ N.A. VLE

B.2 Combustibles líquidos en calderas (oxígeno al 3 %)

VLE: 20 mg/Nm³.

Nota: Supone sólo uso de petróleo diesel según norma chilena.

B.3 Combustibles gaseosos en calderas (oxígeno al 3 %)

GLP y gas natural: dado su bajo contenido en azufre, no se prevé VLE.

Otros gases: 100 mg/Nm³.

B.4 Combustibles líquidos en turbinas (oxígeno al 15%)

VLE: 7 mg/Nm³.

Nota: Supone sólo uso de petróleo diesel según norma chilena.

B.5 Combustibles gaseosos en turbinas (oxígeno al 15%)

GLP y gas natural: dado su bajo contenido en azufre, no se prevé VLE.

Otros gases: 33 mg/Nm³.

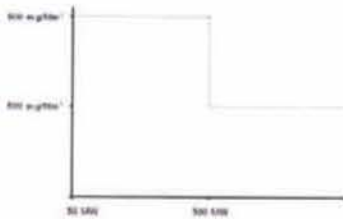
VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE NO_x (MEDIDOS COMO NO₂)

Nota: Los valores de potencia hacen referencia a potencias térmicas.

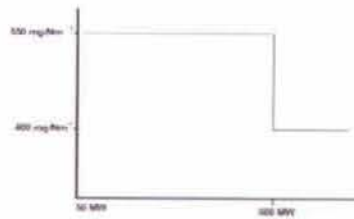
Nota: Las concentraciones (mg/Nm³) deben entenderse determinadas a la concentración de oxígeno que en cada caso se especifica y siempre a una temperatura de 25 °C y una presión de 1 atmósfera.

A. Valores límite de emisión de NO_x que deberán aplicar las instalaciones existentes.

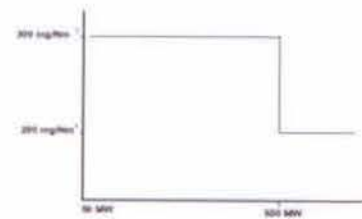
A.1 Combustibles sólidos (oxígeno al 6 %)



A.2 Combustibles líquidos en calderas (oxígeno al 3%)



A.3 Combustibles gaseosos en calderas (oxígeno al 3%)



En el caso de combustibles sólidos con menos del **10 % de compuestos volátiles⁽¹⁾**, el VLE es de 1.200 mg/Nm³ hasta 300 MW. A partir de 300 MW, el VLE es de 800 mg/Nm³.

Para **regiones aisladas** el VLE es de 650 mg/Nm³ y de 1.200 mg/Nm³ en el caso de combustibles sólidos con menos del 10 % de compuestos volátiles.

Para **regiones aisladas** el VLE es de 550 mg/Nm³.

Para **regiones aisladas** el VLE es de 350 mg/Nm³.

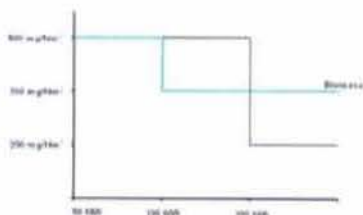
⁽¹⁾ Al menos, esta condición la debería cumplir el combustible que aportase el 50% del poder calorífico en el caso de mezclas de distintos combustibles sólidos.

A.4 Combustibles líquidos o gaseosos en turbinas (oxígeno al 15%)

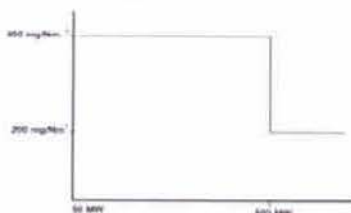
VLE: 400 mg/Nm³.

B. Valores limite de emisión de NO_x que deberán aplicar las nuevas instalaciones.

B.1 Combustibles sólidos (oxígeno al 6%)



B.2 Combustibles líquidos en calderas (oxígeno al 3%)



B.3 Combustibles gaseosos en calderas (oxígeno al 3%)



En el caso de combustibles sólidos con menos del **10% de compuestos volátiles**⁽¹⁾, el VLE es de 650 mg/Nm³ hasta 300 MW. A partir de 300 MW, el VLE es de 200 mg/Nm³.

Para **regiones aisladas** el VLE es de 300 mg/Nm³.

⁽¹⁾ Al menos, esta condición la debería cumplir el combustible que aportase el 50% del poder calorífico en el caso de mezclas de distintos combustibles sólidos.

B.4 Combustibles líquidos en turbinas (oxígeno al 15%)

VLE: 120 mg/Nm³

B.5 Combustibles gaseosos en turbinas (oxígeno al 15%)

Gas natural: 75 mg/Nm³

Otros gases: 120 mg/Nm³

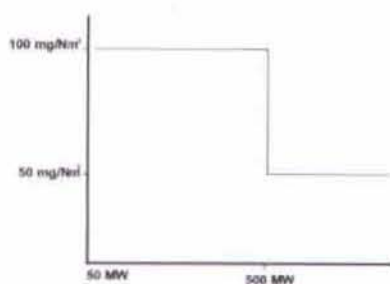
VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE PARTÍCULAS

Nota: Los valores de potencia hacen referencia a potencias térmicas.

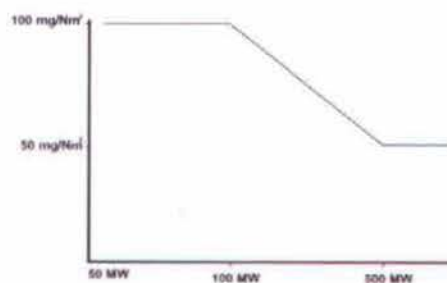
Nota: Las concentraciones (mg/Nm^3) deben entenderse determinadas a la concentración de oxígeno que en cada caso se especifica y siempre a una temperatura de 25 °C y una presión de 1 atmósfera.

A. Valores límite de emisión de partículas que deberán aplicar las instalaciones existentes.

A.1 Combustibles sólidos (oxígeno al 6 %)



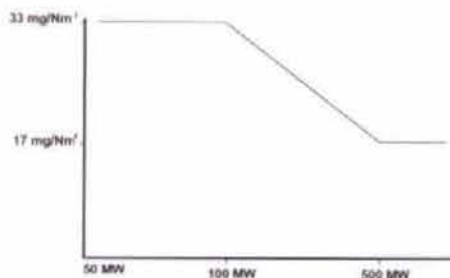
A.2 Combustibles líquidos en calderas (oxígeno al 3%)



A.3 Combustibles gaseosos en calderas (oxígeno al 3 %)

No se establece VLE.

A.4 Combustibles líquidos en turbinas (oxígeno al 15%)

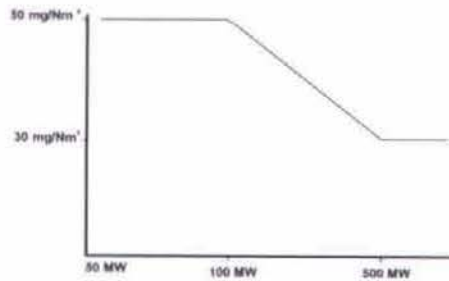


A.5 Combustibles gaseosos en turbinas (oxígeno al 15%)

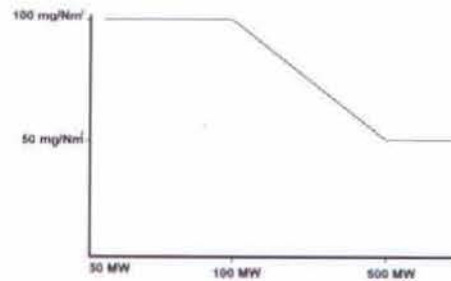
No se establece VLE.

B. Valores límite de emisión de partículas que deberán aplicar las nuevas instalaciones.

B.1 Combustibles sólidos (oxígeno al 6 %)



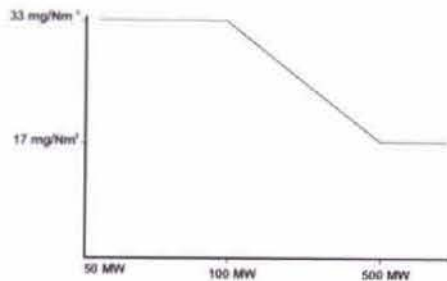
B.2 Combustibles líquidos en calderas (oxígeno al 3%)



B.3 Combustibles gaseosos en calderas (oxígeno al 3 %)

No se establece VLE.

B.4 Combustibles líquidos en turbinas (oxígeno al 15%)



B.5 Combustibles gaseosos en turbinas (oxígeno al 15%)

No se establece VLE.

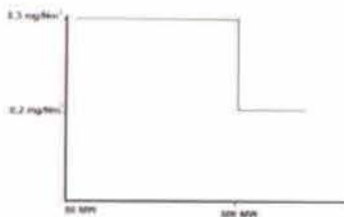
VALORES LÍMITE DE EMISIÓN DE METALES PARA TERMOELÉCTRICAS QUE UTILICEN CARBÓN O PETCOKE

Nota: Los valores de potencia hacen referencia a potencias térmicas

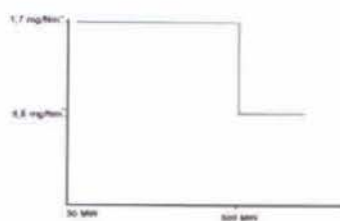
Nota: Las concentraciones (mg/Nm^3) deben entenderse determinadas a la concentración de oxígeno que en cada caso se especifica y siempre a una temperatura de 25 °C y una presión de 1 atmósfera.

A. Valores límite de emisión que deberán aplicar las instalaciones existentes.

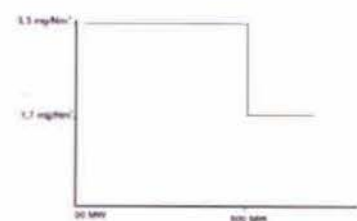
A.1 Mercurio
(oxígeno al 6 %)



A.2 Níquel
(oxígeno al 6 %)



A.3 Vanadio
(oxígeno al 6 %)

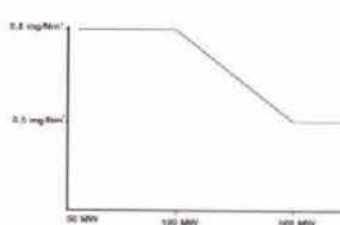


B. Valores límite de emisión de partículas que deberán aplicar las nuevas instalaciones.

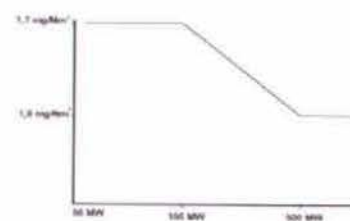
B.1 Mercurio
(oxígeno al 6 %)



B.2 Níquel
(oxígeno al 6 %)



B.3 Vanadio
(oxígeno al 6 %)



Artículo 4º.2 Programa de reducción de emisiones en instalaciones existentes

1. Alternativamente a lo dispuesto en el artículo 4º.1, las instalaciones existentes podrán acogerse, de forma voluntaria e irreversible, a un programa tendente a la progresiva reducción de las emisiones anuales totales procedentes de aquellas.

El órgano competente deberá definir y aplicar dicho programa de forma que, una vez transcurridos 8 años a contar desde la fecha de entrada en vigor del presente decreto supremo, se consiga reducir las emisiones anuales totales de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas y metales de las instalaciones existentes a los niveles que se hubieran alcanzado aplicando los respectivos valores límite de emisión establecidos en el presente decreto supremo.

2. Las instalaciones existentes que se acojan al Programa de Reducción de Emisiones no estarán sujetas a límites individuales de emisión para los contaminantes regulados en el presente decreto que contradigan lo que se establezca en el Programa de Reducción de Emisiones elaborado por la Autoridad. En cualquier caso, se precisará de un informe preceptivo y vinculante del órgano competente en la autorización de dichas instalaciones.
3. La Autoridad competente regulará el procedimiento y los plazos para que las instalaciones existentes que opten por esta posibilidad se adhieran al Programa de Reducción de Emisiones.
4. El programa, además de fijar los objetivos de reducción, fijará un calendario para la consecución de dichos objetivos y, adoptará las medidas y los mecanismos de control y seguimiento precisos para su cumplimiento.

- 4.1 Durante la ejecución del citado programa, la Autoridad competente determinará las emisiones anuales de las instalaciones existentes representativas del estado previo a la entrada en vigor del presente decreto supremo, así como las emisiones resultantes del cumplimiento de los valores límite de emisión establecidos en el presente decreto (emisiones-objetivo).

Una vez calculadas las contribuciones individuales de emisiones de SO₂, NO_x, MP y metales de las instalaciones, se determinan las emisiones anuales totales por empresa (emisiones-burbuja) representativas del estado previo a la entrada en vigor del presente decreto supremo, así como las resultantes del cumplimiento de las emisiones-objetivo.

La reducción de las emisiones anuales totales por empresa se obtendrá como diferencia entre estas dos emisiones-burbuja.

Cada una de los titulares de instalaciones incluidas en el Programa de Reducción de Emisiones deberá cumplir anualmente con los compromisos de reducción que correspondan en cada una de las instalaciones individuales existentes que se hayan acogido al Programa de Reducción de Emisiones, pudiendo decidir libremente cómo y en qué instalaciones concretas actuar,

siempre que las emisiones-burbuja a nivel global alcancen los objetivos de reducción previstos.

- 4.2 El programa incluirá, dentro de lo posible, y atendiendo a la variabilidad de los posibles desarrollos tecnológicos de reducción de emisiones, las acciones concretas a realizar en las instalaciones para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones.
- 4.3 Se faculta a la Autoridad para establecer los requisitos, condiciones, sistemas, métodos y procedimientos para el cumplimiento del programa de reducción de emisiones. Entre ellos, los siguientes:
 - a) Procedimientos, métodos y requisitos para la medición y evaluación de las emisiones de SO_2 , NO_x , MP y metales procedentes de las instalaciones, para obtener resultados homogéneos y comparables.
 - b) Regulación de la obligatoriedad de remisión al órgano competente de la Autoridad, por parte de los titulares de las instalaciones, de las emisiones anuales de SO_2 , NO_x , MP y metales de las mismas.
 - c) Establecimiento de los mecanismos de control por parte del órgano competente de la Administración, de las instalaciones del programa de reducción de emisiones, de la verificación de los datos de emisión aportados, así como de las actuaciones precisas para el cumplimiento del mismo.
5. En el caso de cambio de titularidad de instalaciones incluidas en el Programa de Reducción de Emisiones, los nuevos titulares deberán cumplir con la nueva burbuja de emisiones, bien por medio de medidas adicionales a las propuestas en el Programa de Reducción de Emisiones en sus propias instalaciones o, excepcionalmente, por un acuerdo de intercambio de emisiones entre las partes implicadas, siempre que la sumatoria de burbujas individuales no supere la correspondiente a la que dispondrían con anterioridad al intercambio de activos, precisándose en ambos casos de un informe de la situación propuesta y de una autorización previa de la autoridad competente para el caso de intercambio de emisiones.
6. Los titulares de las instalaciones incluidas en el Programa de Reducción de Emisiones deberán notificar por escrito al órgano competente de la Autoridad cualquier incidencia que pueda afectar al cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones de sus instalaciones o a la seguridad de suministro, tales como fallas en los equipos de control de contaminantes o necesidad de funcionamiento excepcional por indisponibilidad de otras fuentes.
7. Se deberá notificar el cierre de una instalación incluida en el Programa de Reducción de Emisiones, el cual no supondrá un aumento de las emisiones anuales totales del resto de las instalaciones que aquel abarque.

Artículo 4º.3 Excepciones para el cumplimiento de los valores límite de emisión

1. Podrán eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones fijados por el presente decreto aquellas instalaciones existentes para las que su titular se comprometa, de forma irreversible y mediante un compromiso por escrito reducido a escritura pública presentado ante el órgano competente de la Autoridad, a no hacer funcionar la instalación durante i) más de 30.000 horas operativas a partir de la fecha de cumplimiento de los valores límite de emisión para instalaciones existentes y durante; ii), como máximo un periodo no mayor de 8 años; debiendo presentar cada año a la Autoridad competente un balance de las horas utilizadas y no utilizadas permitidas para el resto de la vida operativa útil de las instalaciones.
2. Las instalaciones, nuevas o existentes, que operen no más de 800 horas al año podrán eximirse del cumplimiento de los valores límite de emisión fijados por el presente decreto supremo.
3. Las instalaciones de respaldo, nuevas o existentes, entendiéndose por ello aquellas que sólo entran en servicio en años de hidrología muy seca, quedarán exentas del cumplimiento de los valores límite de emisión, siempre que operen no más de 4.000 horas al año durante 2 años seguidos y no más de 6.000 horas al año en dichos años de hidrología seca.
4. Los valores límite de emisión a cumplir por las instalaciones, nuevas o existentes, ubicadas en regiones aisladas podrán ser en algunos casos diferentes de los generales, según se especifica expresamente en el presente decreto supremo.
5. La autorización de la instalación incluirá una disposición sobre los procedimientos relativos al mal funcionamiento o avería del equipo de abatimiento de contaminantes. En caso de avería, la Autoridad competente solicitará al titular, en particular, que reduzca o interrumpa la explotación si no se consigue restablecer el funcionamiento normal en un plazo de 24 horas, o que explote la instalación con combustibles poco contaminantes. En cualquier caso, dicha circunstancia se notificará a la Autoridad competente en un plazo de 48 horas. En ningún caso el tiempo acumulado de explotación de la instalación sin su equipo de reducción de emisiones deberá ser superior al 5% del total anual.
6. No se considerarán, a efectos del cumplimiento de los valores límite de emisión, los periodos de arranque y parada, así como los de calibración y mantenimiento de los equipos de medida.
7. La Autoridad competente podrá autorizar una excepción de la obligación de respetar los valores límite de emisión en caso de necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía.

Artículo 4º.4 Valores límite de emisión para instalaciones equipadas con caldera mixta

1. En el caso de instalaciones equipadas con una caldera mixta que implique la utilización simultánea de dos o más combustibles, la autorización de la instalación establecerá los valores límite de emisión que se determinarán de la manera siguiente:
 - a) En primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponde a la potencia térmica nominal de la instalación, tal y como se indica en el presente decreto supremo.
 - b) En segundo lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando los valores límite de emisión individuales citados anteriormente por la potencia térmica suministrada por cada combustible y dividiendo este resultado por la suma de la potencia térmica suministrada por todos los combustibles.
 - c) En tercer lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.
2. En el caso de instalaciones equipadas con una caldera mixta que implique la utilización alternativa de dos o más combustibles, la autorización de la instalación establecerá los valores límite de emisión de aplicación fijados en el presente decreto supremo correspondientes a cada combustible empleado.

Artículo 4º.5 Tratamiento de los resultados de las mediciones de las emisiones en continuo

1. Datos válidos

Se considerarán datos válidos aquellos que hayan sido obtenidos con sistemas de monitoreo que hayan superado el ensayo de variabilidad recogido en la norma EN 14181 o similar. Este condicionante supone que los sistemas de medición utilizados para monitorear cada contaminante (instrumento + sistema de adquisición de datos) deben proporcionar resultados con una incertidumbre menor que la máxima admisible (σ_0) establecida como un porcentaje (X%) del correspondiente valor límite de emisión (VLE) para un intervalo de confianza del 95%. Este límite superior para la incertidumbre de las medidas se obtiene, por tanto, del modo siguiente:

$$\sigma_0 = \frac{(X\%) \text{VLE}(\text{mg}/\text{Nm}^3)}{1,96}$$

Según lo previsto en la norma EN 14181 para el ensayo de variabilidad de los sistemas automáticos de medición, la desviación típica (s_0) que se obtenga al comparar los datos que proporciona cada sistema de medida frente a los producidos por el Método de Referencia Patrón (MRP) correspondiente, deberá cumplir la condición:

$$s_0 \leq \sigma_0 k_v$$

donde, k_v es el denominado parámetro de ensayo que depende del número de mediciones que se realicen en paralelo (15 como mínimo) tal y como establece la citada norma. Después de demostrar que un determinado sistema automático de medición cumple este requisito y siempre que los controles periódicos que se realicen sobre su respuesta de cero y rango no presenten desviaciones inadecuadas, no se produzcan averías, etc., se considerará que los datos producidos por el sistema son válidos. En cualquier otro caso los datos serán no válidos.

La información correspondiente a las emisiones producidas de SO_2 , NO_x y partículas se elaborará utilizando datos válidos.

Los titulares de las instalaciones velarán por la confiabilidad del funcionamiento de los equipos y cuando se superen los 10 días al año sin información válida, deberán remitir un informe a la Autoridad competente en el que se justifiquen las causas de falta de datos válidos y se expliquen las acciones que se adoptarán para mejorar la confiabilidad del funcionamiento de los equipos cuando se produzcan frecuentes problemas de operación.

2. Cálculo de promedios temporales

En la obtención de promedios temporales se tendrán presentes los siguientes criterios:

- a) Sólo se utilizarán datos válidos. Deberán excluirse para la realización de estos promedios los datos obtenidos durante los periodos de mantenimiento, calibración o durante cualquier otra incidencia que pueda haber afectado a la respuesta del sistema de medición.
- b) Los valores a utilizar para establecer estos promedios temporales serán valores en base seca, y corregidos al porcentaje de oxígeno de referencia.
- c) En los casos en que el valor del parámetro medido esté por debajo del límite de detección del sistema de medición, el valor que deberá quedar registrado será el propio límite de detección, que será considerado dato válido a todos los efectos.
- d) Los promedios temporales se calcularán como se indica seguidamente, siendo preciso disponer dentro del correspondiente periodo de un determinado porcentaje mínimo de datos válidos, por debajo del cual el funcionamiento del sistema de medición se considerará anómalo y no podrá calcularse el promedio temporal correspondiente.
 - Para calcular un promedio horario válido se deberá disponer de, al menos, el 75% de datos válidos para esa hora.
 - Para calcular un promedio diario válido se deberá disponer de, al menos, el 75% de datos medios horarios válidos para ese día.
 - Los promedios de 48 horas se calcularán como media móvil de los valores medios diarios válidos para dos días consecutivos.

- Para calcular un valor promedio mensual válido se deberá disponer de, al menos, el 75% de datos medios diarios válidos para ese mes.

3. Cálculo de promedios horarios en base seca, condiciones normales y corregidos al porcentaje de oxígeno de referencia

3.1 Concentración horaria húmeda en condiciones normales de presión y temperatura

La concentración horaria de cada contaminante en las emisiones, determinada a partir de las mediciones efectuadas durante el periodo de una hora, se referirá a las condiciones normales de presión (1 atm) (760 mm Hg) (101,3 kPa) y temperatura (25 °C) (298 K) de las emisiones y se expresará en mg/Nm³. En el caso de que el medidor proporcione ppm (partes por millón) en volumen, y porcentajes de opacidad, se deberá multiplicar dicha medida por un coeficiente para pasar a mg/Nm³ de contaminante, según los criterios siguientes:

- a) Para SO₂: el coeficiente a utilizar será 2,858.
- b) Para NO_x: se deberá expresar en mg NO₂/Nm³, por lo que el coeficiente a utilizar será 2,054.
- c) Partículas: los valores de concentración de emisiones de partículas, en mg/Nm³, en continuo se obtendrán a partir de la función de calibración del sistema (función analítica o curva de correlación) que relacionará las concentraciones reales de partículas en el flujo de emisión con la opacidad o variable directamente determinada por el sistema. La función de calibración se obtendrá siguiendo lo especificado en cualquiera de los distintos procedimientos recogidos en las normas ISO aplicables u otras normas nacionales o internacionales equivalentes.

3.2 Concentración horaria en base seca y corregida al porcentaje de oxígeno de referencia

Para expresar las concentraciones en base seca y corregidas al porcentaje de oxígeno de referencia, los criterios a seguir serán los siguientes:

Como relación entre concentración horaria sobre condiciones reales de humedad (C_H^{H*}) y concentración horaria sobre gas seco (C_H^{S*}), se utilizará:

$$\frac{C_H^{S^*}}{C_H^{H^*}} = \frac{1}{1-h_H}$$

siendo h_H la humedad absoluta media horaria de las emisiones en el punto de medida del contaminante, expresado en tanto por uno.

Como relación entre concentración horaria sobre condiciones reales de exceso de oxígeno en base seca (C_H^{S*}) y la concentración horaria sobre condiciones normales de exceso de oxígeno en base seca (C_H^S) se utilizará:

$$\frac{C_H^S}{C_H^{S^*}} = \frac{20,9 - \%X}{20,9 - \frac{r_H}{1 - h_H}}$$

siendo r_H el porcentaje medio y horario de exceso de oxígeno sobre base húmeda en las emisiones en el punto de medida del contaminante, expresado en tanto por ciento y siendo % X el porcentaje de oxígeno de referencia sobre seco a utilizar previsto por el presente decreto, expresado en tanto por ciento (3% para combustibles líquidos y gaseosos, 6% para combustibles sólidos y 15 % en caso de turbinas de gas).

4. Datos validados

La comprobación del cumplimiento de los límites de emisión aplicables en cada caso se llevará a cabo utilizando únicamente datos validados. El proceso de validación de datos consistirá en restar la incertidumbre a cada dato medido válido.

Se fija un intervalo de confianza del 95%, el cual se refiere a la incertidumbre expandida correspondiente a un nivel de confianza del 95%. Esto significa que cualquier valor medido de SO_2 , NO_x y partículas no debe llevar asociada una incertidumbre expandida superior al valor máximo fijado, que queda establecido como un porcentaje del VLE.

Estos límites superiores para la incertidumbre expandida de los resultados son: un 20% del VLE aplicable para SO_2 , un 20% del VLE aplicable para NO_x y un 30% del VLE aplicable para partículas, valores que corresponden a la expresión "X%" mencionado en el inciso 1 del artículo 4°.5.

En consecuencia, el proceso de validación de datos en una instalación concreta debe consistir en aplicar a cada dato medido válido el siguiente tratamiento:

Si el Dato válido \geq VLE: Dato validado = Dato válido - (X% x VLE).

Si el Dato válido < VLE: Dato validado = Dato válido - (X% x Dato válido).

Donde X% tomará los siguientes valores:

Para SO_2 (X%) = 0,2.

Para NO_x (X%) = 0,2.

Para partículas (X%) = 0,3.

Esta formulación evita la aparición de valores negativos durante el proceso de validación.

Artículo 4°.6 Evaluación de los resultados de las mediciones de las emisiones

1. En el caso de mediciones continuas, se considerará que en las instalaciones existentes se respetan los valores límite de emisión fijados si la valoración de los resultados indicase, para las horas de operación de un período de doce meses consecutivos, que:

a) Ningún valor medio mensual validado supera los valores límite de emisión, y

b) En el caso de:

1º Dióxido de azufre y partículas (SO₂ y MP): un 97% de todos los valores medios validados de cada 48 horas no excede el 110% de los valores límite de emisión.

2º Óxidos de nitrógeno (NO_x): un 95% de todos los valores medios validados de cada 48 horas no excede el 110% de los valores límite de emisión.

No se tomarán en consideración los periodos indicados en los apartados 5, 6 y 7 del artículo 4º.3.

2. En el caso de mediciones continuas, se considerará que en las instalaciones nuevas se respetan los valores límite de emisión fijados si la valoración de los resultados indicase, para las horas de explotación de un año natural, que:

a) Ningún valor medio diario validado supera los valores límite de emisión, y

b) El 95% de todos los valores medios horarios validados del año no supera el 200% de los valores límite de emisión.

No se tomarán en consideración los periodos indicados en los apartados 5, 6 y 7 del artículo 4º.3.

3. En los casos en que sólo se exijan mediciones discretas o puntuales, se considerará que se respetan los valores límite de emisión si los resultados de cada una de las campañas de medición no sobrepasan los valores límite de emisión fijados.

Los resultados de dichas campañas de medición habrán de ser representativos del funcionamiento normal de las instalaciones, por lo que no podrán llevarse a cabo durante los periodos indicados en los apartados 5, 6 y 7 del artículo 4º.3.

Artículo 5º. Los valores límite de emisión para instalaciones existentes serán de aplicación una vez transcurridos 8 años a contar desde la fecha de entrada en vigor del presente decreto supremo. Los valores límite de emisión para instalaciones nuevas serán de aplicación desde la fecha de entrada en vigor del presente decreto supremo.

Artículo 6º. Corresponderá el control y fiscalización del cumplimiento de las disposiciones señaladas en la presente norma a las respectivas Secretarías Regionales del Ministerio de Salud, en adelante la Autoridad Sanitaria, y al Servicio Agrícola y Ganadero.

Artículo 7º.1 Medición de las emisiones

1. Las concentraciones de SO₂, NO_x y partículas de los gases residuales de cada instalación de combustión se medirán de forma continua en el caso de instalaciones con una potencia térmica nominal igual o superior a 100 MW_{th}.

2. Las mediciones continuas incluirán los parámetros pertinentes del proceso de operación relativos al contenido de oxígeno, la temperatura, la presión y la humedad de los gases residuales de combustión. La medición continua de la humedad no será necesaria, siempre que la muestra del gas residual de combustión se haya secado antes de que se analicen las emisiones, ni cuando pueda demostrarse que la estimación de aquel por cálculo a partir de los combustibles utilizados y las condiciones de operación tenga la precisión adecuada.

Cuando el nivel de humedad de las emisiones pueda fluctuar por razones ajenas al propio proceso de combustión (sistemas de desulfurización, etc.), la humedad deberá medirse de modo continuo. En caso contrario se tomará como h_H el valor medio de las posibles medidas mensuales que se hayan realizado durante los últimos doce meses, o el valor diario o mensual hallado estequiométricamente según las fórmulas que se muestran seguidamente.

La determinación experimental del nivel de humedad en estos casos se podrá realizar tanto por métodos directos como indirectos, siempre que se reúnan las condiciones técnicas necesarias para garantizar medidas con un nivel de calidad adecuado.

$$V_{EH} = 0,314396(\%H) + 0,088931(\%C) + 0,033172(\%S) + 0,007997(\%N) - 0,026424(\%O) + 0,012113(\%H_2O)$$

$$V_{ES} = 0,209723(\%H) + 0,088931(\%C) + 0,033172(\%S) + 0,007997(\%N) - 0,026424(\%O)$$

$$h_D = 1 - \frac{1}{20,92} \left[\frac{V_{ES}}{V_{EH}} \cdot [20,9(1-h_A) - \%O_{20}] + \%O_{20} \right]$$

Siendo:

V_{EH} : Volumen estequiométrico de gases húmedos (Nm^3/kg combustible).

V_{ES} : Volumen estequiométrico de gases secos (Nm^3/kg combustible).

h_D : Humedad media de los gases en tanto por uno.

h_A : Humedad absoluta del aire $\left(\frac{\text{Moles de } H_2O}{\text{Moles de aire seco}} \right)$ en tanto por uno.

$\%O_{20}$: Porcentaje de oxígeno medio diario en el punto de medida del contaminante.

$\%H$, $\%C$, $\%S$, $\%N$, $\%O$, $\%H_2O$: Porcentajes, en peso, sobre bruto, de la composición del combustible consumido.

3. Cuando no sean necesarias las mediciones continuas, se exigirán mediciones discontinuas de los mismos parámetros que fuesen exigibles si el foco estuviese monitoreado en continuo.
- a) Una vez al año, si la instalación ha estado en operación al menos durante 2.200 horas.

- b) Siempre que se introduzcan cambios sensibles en la calidad del combustible o combustibles principales.
- 4. Las mediciones discontinuas incluirán los parámetros pertinentes del proceso de explotación relativos al contenido de oxígeno, la temperatura, la presión y la humedad de los gases residuales de combustión.
- 5. Donde se exijan mediciones continuas, éstas serán obligatorias para las instalaciones nuevas a partir de la entrada en vigor del presente decreto y para las instalaciones existentes transcurridos 3 años a partir de ese mismo momento.

Artículo 7º.2 Normas aplicables

- 1. Todas las mediciones, ya sean en continuo como discontinuas o discretas, tanto de emisiones contaminantes como de parámetros de proceso, así como las correspondientes a la aplicación de métodos manuales de referencia para la calibración de los sistemas automáticos de medición, se llevarán a cabo de acuerdo a normas de reconocido prestigio internacional que serán fijadas por la Autoridad competente u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente.⁽¹⁾
- 2. Para la implementación del sistema de medición continuo de emisiones se deberá:
 - a) Presentar por única vez, a la Autoridad Sanitaria correspondiente, para su aprobación mediante resolución fundada, un informe sobre el sistema de medición continuo de emisiones que se va a implementar. En el caso de las termoeléctricas existentes, el plazo para presentar el informe es de ocho meses, contado desde la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.
 - b) El informe será aprobado si cumple con los criterios de exactitud relativa cuando se trate de gases y flujo, o de coeficiente de correlación cuando se trate de material particulado, así como también, con los criterios de rendimiento, fiabilidad, certeza y calidad requeridos por las autoridades fiscalizadoras. El informe debe indicar además, el programa de aseguramiento de calidad y control a implementar y la frecuencia de las respectivas calibraciones.
 - c) El sistema de medición continuo de emisiones deberá utilizar equipos que cuenten con la certificación del cumplimiento del Estándar Europeo EN 14181- Emisiones de fuentes estacionarias - Aseguramiento de Calidad de los sistemas automatizados de medición, o de su similar exigido por las Agencias de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norte América o Canadá.

Se deberá presentar el certificado correspondiente al NGC1⁽²⁾ requerido en la norma EN 14181 (o similar), que deberá proporcionar el fabricante de dicho equipo

⁽¹⁾ Se propone preferentemente el empleo de normas ISO.

⁽²⁾ El certificado NGC1 debe ser exigible para SAM nuevos. En el caso de existentes, es posible que no se pueda conseguir, por lo que debería ser suficiente la exigencia de disponer de los certificados NGC2 y NGC3.

y que estará expedido por alguno de los organismos reconocidos oficialmente para ello.

Se deberán realizar, al menos cada 15 días de operación continua y tras los periodos regulares de parada, comprobaciones del funcionamiento de los equipos automáticos de medida en continuo, verificando las respuestas frente a gas cero y gas de calibración, siguiendo las pautas de las normas que apliquen en cada caso. Se llevará a cabo un registro de los resultados de estas operaciones. Para cada equipo de medida en continuo se obtendrá la función de calibración cada cuatro años, y en todo caso, siempre que se realicen reparaciones importantes de los sistemas y cuando se introduzcan cambios en las plantas que puedan influir en sus emisiones a la atmósfera. Asimismo se verificará anualmente la vigencia de cada función de calibración, siguiendo criterios similares a los establecidos en la norma EN 14181.

- d) Para cada contaminante medido, generar valores horarios válidos, los cuales, una vez validados (descontada su incertidumbre), se utilizarán para la verificación del cumplimiento del valor límite máximo de emisión.

Artículo 8º. No obstante lo dispuesto en el artículo 7º, no será necesaria la medición en los siguientes casos:

- 1º. Para el SO_2 en aquellos focos que utilicen sólo biomasa de origen vegetal, previa demostración del titular de la ausencia práctica de azufre en la materia prima empleada.
- 2º. Para las instalaciones existentes cuyo titular se comprometa, mediante un compromiso por escrito reducido a escritura pública presentado ante la Autoridad competente, a no hacer funcionar la instalación durante i) más de 30.000 horas operativas a partir de la fecha de cumplimiento de los valores límite de emisión para instalaciones existentes y durante; ii) como máximo un período no mayor que 8 años.
- 3º. Para las instalaciones, nuevas o existentes, que operen no más de 800 horas al año.
- 4º. Para las instalaciones de respaldo, nuevas o existentes, entendiéndose por ello aquellas que sólo entran en servicio en años de hidrología seca, siempre que operen no más de 4.000 horas al año durante 2 años seguidos y no más de 6.000 horas al año durante dichos años de hidrología seca.
- 5º. Para el SO_2 procedente de instalaciones que utilicen gas natural o gases licuados del petróleo.
- 6º. Para el SO_2 procedente de instalaciones cuyo titular demuestre ante el órgano competente de la Administración que emplea combustibles cuyo contenido en azufre permite no superar los valores límite de emisión establecidos para las emisiones de SO_2 sin necesidad de disponer de equipos de desulfuración.

7°. Para el Material Particulado procedente de instalaciones que utilicen combustibles gaseosos.

8°. Para el control de las emisiones de metales.

Artículo 9°. Las termoeléctricas existentes y nuevas, que usen carbón y/o petcoke, deberán implementar un monitoreo discreto para la verificación del cumplimiento del valor límite de emisión de metales pesados, de acuerdo a la metodología señalada en la Tabla 1.

TABLA 1
MÉTODOS DE MEDICIÓN PARA METALES PESADOS

Contaminante	Método de medición
Mercurio (Hg) Niquel (Ni) Vanadio (V)	Método CH-29, Determinación de Emisión de Metales desde Fuentes Fijas

Las mediciones deben ser realizadas por laboratorios autorizados de acuerdo con la normativa vigente. A falta de una metodología oficial, se utilizará la metodología que establezca para tales efectos el Ministerio de Salud.

Artículo 10°. Una vez que se hagan exigibles los límites de emisión, los titulares de las termoeléctricas reguladas deberán presentar anualmente a la Autoridad Sanitaria, a más tardar el 31 de marzo de cada año, un informe del año calendario anterior con la siguiente información:

- a) Listado de termoeléctricas, su o sus unidades que están sometidas a control bajo esta norma y sus chimeneas, indicando para cada unidad: periodos de funcionamiento, horas de encendido y estado en régimen, detenciones programadas y no programadas identificando el tipo de falla, tanto de las unidades como de los equipos de control; tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s).
- b) Listado de las chimeneas e identificación de la o las unidades de generación eléctrica que evacuan en cada una de éstas, localización en coordenadas en UTM, datum WGS-84, huso 19 o 18 según corresponda, la altura y diámetro interno a la salida de los gases, velocidad y temperatura a la salida de los gases.
- c) Informe del laboratorio con las mediciones discretas, un análisis sobre el cumplimiento y una descripción del carbón o petcoke utilizado, en cuanto a: azufre, cenizas, país de origen del combustible y el poder calorífico.
- d) Los registros de las mediciones continuas (en el formato electrónico que defina la Autoridad Sanitaria) y un análisis utilizando gráficas sobre el cumplimiento o no de la presente regulación.
- e) Control de los equipos de medida y de las operaciones de medición necesarias para la consecución de dichas mediciones.

- f) Para el análisis sobre el cumplimiento de la presente regulación, se deberá aportar los valores horarios medidos, brutos, válidos y validados.
- g) En el caso de que más de una instalación de combustión vierta sus gases a la misma chimenea, se deberá reflejar esta circunstancia indicando cuántas instalaciones de combustión forman el foco, si son existentes o nuevas y la potencia térmica nominal de cada instalación y total del foco.

Tanto el informe anual como la información que sirvió para su sustento, deberán estar disponible en las termoelectricas reguladas por esta norma, a lo menos por 3 años.

Por su parte, el Ministerio de Salud coordinado con el Ministerio de Agricultura, definirán y entregarán, los requisitos y contenidos mínimos del informe anual.

Artículo 11º. El servicio fiscalizador deberá enviar a la Dirección Ejecutiva CONAMA, una copia del informe anual indicado en el artículo precedente. Dicha información será utilizada por CONAMA para realizar un seguimiento durante la implementación de la norma y evaluar futuras actualizaciones. El informe deberá acompañar los antecedentes sobre la fiscalización e inspecciones realizadas a las termoelectricas sometidas a la regulación.

Artículo 12º. La presente norma de emisión entrará en vigencia desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto que la establezca.

3. SECCIÓN 3ª. ANÁLISIS JUSTIFICATIVO

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 1º

Los aspectos a comentar identificados en el artículo 1º son:

- Normativa aplicable sólo a las emisiones de las centrales termoeléctricas.
- Contaminantes a regular.
- Ámbito territorial de aplicación.

A) Normativa aplicable sólo a las emisiones de las centrales termoeléctricas

Siendo conscientes de que este anteproyecto responde a lo recogido en el cuarto Programa Priorizado de Normas de Calidad y de Emisión, el cual incluye una norma de emisión para termoeléctricas, se asume el ámbito de aplicación de la norma sea únicamente el de centrales termoeléctricas.

No obstante, se señala que todas las combustiones sin contacto, es decir, aquellas en las cuales ni las llamas ni los gases de combustión entran en contacto con los productos tratados, son iguales independientemente del sector de donde procedan. **Por tanto, es esperable que en la futura reglamentación que se desarrolle para normar al resto de sectores, se exijan valores límite de emisión coincidentes con los de la norma de centrales termoeléctricas a aquellas instalaciones similares pertenecientes a otros sectores.**

B) Contaminantes a regular

Las sustancias que según el anteproyecto se propone regular son las siguientes: dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas, mercurio, vanadio y níquel.

Los contaminantes SO₂, NO_x y PM son claramente producidos en los procesos de combustión, están legislados ampliamente en la normativa internacional y existen técnicas desarrolladas para su medida y técnicas disponibles para su reducción, ya sean de carácter primario o secundario. Es por ello que su inclusión en una norma de emisión para Chile se entienda poco menos que indiscutible.

En cuanto a la consideración de Ni, V y Hg, su inclusión en una norma como la que se pretende desarrollar podría estar justificada en base a su presencia en determinados tipos de combustibles (carbón y petcoke). No obstante, los siguientes argumentos sugieren no incorporar en primera instancia los metales a una reglamentación básica:

- Los metales se abaten con las mismas técnicas que las partículas y el SO₂. Por tanto, el cumplimiento de los VLE para partículas y SO₂ mediante la implantación de las técnicas de abatimiento necesarias debe servir asimismo para reducir las emisiones de metales.
- En estos momentos el uso de tecnología que mida metales en continuo no está extendido. El monitoreo de metales en continuo (salvo quizá en el caso de Hg, que se

encuentra en fase vapor en parte) se hace especialmente complicada puesto que los metales se encuentran como compuestos (óxidos, cloruros,...) asociados a las partículas, de ahí que su determinación tuviese que pasar por una conversión térmica o termocatalítica previa del material particulado (cuya viabilidad, para metales no volátiles, habría que comprobar). Otra opción sería el empleo de filtros, los cuales fuesen siendo sustituidos periódicamente y analizados en laboratorio para la determinación del metal perseguido, lo cual no parece ser una cuestión práctica en relación al empleo de sistemas de monitorización.

Esta postura es plenamente concordante con la normativa europea, en concreto con la Decisión del Consejo de 4 de abril de 2001 relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo al Convenio de 1979 sobre contaminación atmosférica a gran distancia en materia de metales pesados (2001/379/CE). En su Anexo V "Valores límite para controlar las emisiones de las principales fuentes estacionarias" puede leerse lo siguiente:

"Con miras a controlar las emisiones de metales pesados son importantes dos tipos de valores límite:

- *Valores para determinados metales pesados o grupos de ellos, y*
- *valores para emisiones de partículas en general.*

En principio, los valores límite para partículas no pueden reemplazar a los valores límite específicos del cadmio, el plomo y el mercurio, porque la cantidad de los metales asociados a las emisiones de partículas varía de un proceso a otro. Sin embargo, el cumplimiento de estos límites contribuye significativamente a la reducción de las emisiones de metales pesados en general. Más aún, el control de las emisiones de partículas suele ser menos costoso que el control de especies individuales y el control continuo de metales pesados individuales no es factible en general. Por consiguiente, los valores límite de partículas son de gran importancia práctica y se indican también en este anexo en la mayoría de los casos para complementar o sustituir a los valores límite específicos del cadmio, el plomo o el mercurio."

Asimismo, de forma consecuente con lo anterior, en la categoría de combustión de combustibles fósiles que figura en el mismo Anexo V, tan sólo se propone un VLE de partículas, sin establecer VLE específicos de metales.

Como conclusión a lo anterior, parece indiscutible la inclusión de SO₂, NO_x y MP en la futura reglamentación. Respecto a los metales, parece más operativo no legislar al respecto en una norma básica de carácter general. No obstante, si CONAMA estimase que es absolutamente necesario incluir los metales, deberían tenerse en cuenta las recomendaciones al respecto (métodos de medida, valores límite de emisión, etc.) sugeridas en el presente documento.

C) **Ámbito territorial de aplicación**

De forma coincidente con lo propuesto en el anteproyecto, se entiende como solución más adecuada el establecimiento de un ámbito geográfico de aplicación de la norma de emisión que alcance de modo genérico a la totalidad del país, ya que se persigue la redacción de una normativa de carácter básico.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 2º

Los aspectos a comentar identificados en el artículo 2º son:

- Distinción entre plantas nuevas y existentes.
- Exclusión de motores de combustión interna e instalaciones de cogeneración.
- Aplicación de la normativa a focos vs. centrales termoeléctricas.

A) Distinción entre plantas nuevas y existentes

En consonancia con el anteproyecto, se propone establecer diferentes VLE según se trate de instalaciones nuevas o existentes. Esto se justifica porque las instalaciones existentes presentan dificultades para incorporar los sistemas de control y abatimiento de emisiones necesarios para reducir sus emisiones; típicamente pueden citarse las limitaciones de espacio y la incompatibilidad de los nuevos equipos con los ya existentes. Además hay que considerar las dificultades para amortizar las inversiones asociadas a las mismas en instalaciones con buena parte de su vida útil ya consumida. Esto hace que, incluso acometiendo las inversiones necesarias, no es fácil que las instalaciones existentes adaptadas obtengan los mismos resultados que las nuevas, donde la incorporación de las tecnologías de abatimiento adecuadas se contempla ya desde la fase de diseño.

B) Exclusión de motores de combustión interna e instalaciones de cogeneración

La exclusión de motores de combustión interna e instalaciones de cogeneración de la presente norma de emisión no debe ser óbice para que estas instalaciones sean también normadas en el futuro, conforme a la agenda de CONAMA.

A dichas exclusiones contempladas por el anteproyecto, convendría añadir la de instalaciones de incineración y coincineración con objeto de evitar interpretaciones no deseadas.

C) Aplicación de la normativa a focos vs. centrales termoeléctricas.

Es necesario aclarar de forma explícita que tanto los VLE como el umbral propuesto (50 MW de potencia térmica nominal) se deberían aplicar a los focos individualmente⁽¹⁾, no a las centrales termoeléctricas. Para evitar que una central pueda esquivar la normativa disponiendo en un mismo emplazamiento, por ejemplo, dos focos de 49 MW en lugar de uno de 98 MW, se debería recoger la capacidad de la Administración de considerar como un único foco a aquellos focos independientes instalados de modo tal que sus gases sean susceptibles de ser expulsados de modo conjunto de manera técnica y económicamente viable.

El concepto chimenea común es el que debe marcar la normativa, ya que tanto los umbrales de aplicación, como los valores límite a considerar se deben aplicar a chimeneas ("focos") independientemente de que evacúen gases de una o más instalaciones de combustión.

⁽¹⁾ En la práctica, chimeneas, independientemente de que evacúen los gases de una o más instalaciones de combustión.

La única matización a tener en cuenta en este caso sería la necesidad de fijar un criterio para el establecimiento de límites en el caso de que a un mismo foco contribuyesen instalaciones de combustión que empleasen distintos combustibles⁽¹⁾, de modo que hubiese que recurrir a la ponderación de los VLE individuales en base a la contribución energética relativa de cada combustible.

La definición de foco se fijará en el artículo 3º.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 3º

Los aspectos a comentar identificados en el artículo 3º son:

- Tamaño umbral de aplicación.
- Definición de instalación nueva y existente.
- Modificaciones de las instalaciones de combustión.
- Definiciones adicionales.

A) Tamaño umbral de aplicación

El objetivo de fijar un umbral de aplicación es centrar la atención en las fuentes más importantes, aquellas que contribuyen de manera notable a la cantidad de contaminantes emitidos a la atmósfera y, por ende, a la degradación de la calidad del aire ambiente.

De esta forma, se consigue que tanto la Administración como las empresas dirijan sus esfuerzos hacia la disminución de las emisiones en las instalaciones más relevantes, evitando emplear recursos (económicos, materiales y humanos) en el control y vigilancia de las emisiones de pequeñas instalaciones, cuya influencia sobre la calidad del aire es de escasa entidad.

Es por ello que, teniendo en cuenta lo anterior y las características particulares del parque de generación eléctrica de Chile, se coincide con el anteproyecto en la implantación de un umbral de aplicación de 50 MW de potencia térmica nominal, pero aplicado a focos individualmente, no a las centrales (ver artículo 2º, apartado C).

B) Definición de instalación nueva y existente

Cobran gran importancia las definiciones de instalación nueva y existente, puesto que los VLE aplicables en cada caso serán diferentes.

No deberían considerarse como instalaciones existentes únicamente aquellas que se encuentran en operación en una determinada fecha, como podría parecer en un primer momento. Esto es debido a que las empresas deciden llevar adelante sus proyectos de inversión teniendo en cuenta un contrato de venta de energía (todo ello, obviamente, con antelación a la puesta en marcha de la instalación), por lo que una modificación de las "reglas de juego" una vez comprometida la inversión podría llevar a la inviabilidad del proyecto. Además los plazos de construcción de las centrales, en particular las de carbón, son tales que si la construcción de una

⁽¹⁾ Igual problemática, con la misma solución, se derivaría de una sola instalación de combustión que utilizase varios combustibles simultáneamente.

central se iniciara hoy, para lo cual debe tener todos sus permisos aprobados y acordado el respectivo contrato de suministro que la viabiliza, la fecha de puesta en servicio sería posterior a la fecha límite establecida en el anteproyecto sin que por ello para efectos de la Norma de Emisiones perdiera la calidad de existente, ya que todo su diseño fue hecho con otro marco regulatorio.

Por tanto, se llega a la conclusión de que la definición de instalación existente debe ser aquella que en el momento de la publicación del decreto que establezca la norma de emisión ya esté en construcción o tenga sus permisos ambientales aprobados e inicie su construcción en un plazo dado luego de publicado el decreto mencionado. Atendiendo al criterio anterior, se propone la definición de instalación existente y nueva que se ha redactado en el artículo 3º de definiciones de la propuesta de Norma, que respecto de las instalaciones existentes se hace cargo de los argumentos señalados.

C) Modificaciones de las instalaciones de combustión

En el anteproyecto se consideran ciertas modificaciones que "convierten" a las instalaciones en nuevas. Debe aclararse previamente que las modificaciones a tener en cuenta habrían de considerarse foco a foco, no para una central termoeléctrica, de modo que la consideración de nueva o existente (y la aplicación de los correspondientes VLE) no aplique a una termoeléctrica sino a cada foco (que supere los 50MW_{th}) de cada termoeléctrica.

- Cambio de combustible.

A diferencia del anteproyecto, se considera que el cambio de combustible no debe suponer la consideración de nueva instalación. La instalación sigue siendo antigua y por tanto sujeta a limitaciones para conseguir las mismas emisiones que una instalación nueva. Por tanto, se estima preferible continuar considerándola existente. Ello no es óbice para que en su RCA correspondiente se le impongan límites más estrictos, pero siempre de forma particular, no como criterio general a aplicar en una norma de carácter básico.

- Incorporación de otra unidad.

Un factor fundamental a tener en cuenta es el efecto en cuanto a aumento de la potencia térmica nominal que supone la incorporación de otra unidad, que puede suponer superar el umbral de aplicación de una instalación existente no afectada. El anteproyecto no aborda explícitamente esta cuestión, por lo que se ha creído conveniente establecer en la definición de nueva instalación de la norma un criterio que resuelva esta cuestión.

Así, en el caso de que alguna o algunas nuevas instalaciones de combustión emitieran sus gases a la atmósfera por una chimenea común con alguna otra instalación o instalaciones existentes, se consideraría a efectos de cálculo y de aplicación de valores límite de emisión que:

i) Si el total de la potencia térmica nominal es inferior a 50 MWth, el conjunto quedaría fuera del ámbito de aplicación del presente decreto supremo.

ii) Si el total de la potencia térmica nominal es igual o superior a 50 MWth, el valor límite de emisión del conjunto se obtendría ponderando los valores límite de emisión individuales, fijados en el presente decreto supremo, por la potencia térmica suministrada en cada instalación individual.

- Ingreso al SEIA.

Como ya se ha dicho, se pretende establecer una norma básica de aplicación general. Por tanto, se reitera que debe ser en la RCA resultante del ingreso al SEIA donde se establezcan cuantos límites particulares se estimen oportunos y de la exigencia que se considere apropiada en cada caso. Así pues, el ingreso al SEIA no debería suponer automáticamente la consideración de nueva instalación.

D) Definiciones adicionales

Además de las modificaciones anteriores al contenido del artículo 3º, se sugiere añadir otras definiciones que ayuden a una correcta interpretación de la norma, como puede verse en el texto propuesto.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 4º

Los aspectos a comentar identificados en el artículo 4º son:

- Distinción entre plantas nuevas y existentes.
- Unidad de medida en la que expresar los valores límite de emisión.
- Distinción de VLE por tipo de combustible/tecnología/potencia.
- VLE de SO₂, NO_x y MP.
- VLE de metales.
- Alternativas para instalaciones existentes.
- Excepciones al cumplimiento de los VLE.
- Tratamiento de datos válidos.
- Comparación con los valores límite de emisión.

A) Distinción entre plantas nuevas y existentes

Tal y como ya se ha comentado (artículo 2º, apartado A), se coincide con el planteamiento propuesto en el anteproyecto de exigir VLE diferentes a plantas nuevas y existentes.

B) Unidad de medida en la que expresar los valores límite de emisión

A la hora de elegir las unidades para expresar las emisiones se coincide con lo propuesto en el anteproyecto en emplear la masa por unidad de volumen de gases (mg/Nm³,

expresada en condiciones predefinidas. Se consideran adecuadas como referencia las condiciones normales establecidas en el anteproyecto: 25 °C y 1 atm.

En cuanto a los valores del %O₂ de referencia en los humos de combustión, se coincide con el anteproyecto en la elección de un 3% de O₂ para combustibles líquidos y gaseosos y de un 6% de O₂ para combustibles sólidos, en base seca para calderas. Sin embargo, en el caso de turbinas debería establecerse un 15% de O₂.

Tal como se verá posteriormente, se considerará el establecimiento de valores "burbuja" en t/año (masa por unidad de tiempo) para instalaciones existentes, independientemente de que bajo una óptica general, se entienda más razonable el establecimiento de VLE como medidas de concentración (mg/Nm³).

C) Distinción de VLE por tipo de combustible/tecnología/potencia

A la vista del anteproyecto, se observa que se han adoptado VLE específicos atendiendo únicamente al combustible como parámetro diferenciador, sin tener en cuenta otros factores como tecnología y potencia de las instalaciones.

Las emisiones dependen pronunciadamente del combustible empleado. Por tanto, se coincide con el anteproyecto en diferenciar los VLE atendiendo al combustible consumido. Por otro lado, cabe señalar que la inclusión en el anteproyecto de "otros gases" como combustible no parece tener una finalidad clara, teniendo en cuenta que la norma se circunscribe a centrales termoeléctricas.

En cuanto a la tecnología, deberían diferenciarse fundamentalmente las emisiones de calderas y las de turbinas, ya que al tener una finalidad distinta, las características particulares de cada combustión aconsejan su distinción. En el anteproyecto no se hace esta diferenciación, expresándose los VLE de turbinas al porcentaje de O₂ (3%) igual al de calderas. Sin embargo, teniendo en cuenta que las turbinas desarrollan un proceso diferente y que su porcentaje de O₂ típico asociado es diferente, (15%), éstas deben tener sus propios VLE expresados al 15% de O₂.

Por último, en referencia a la potencia, deberían establecerse escalones que permitan a instalaciones de menor tamaño unas emisiones mayores (en términos de concentración) ya que ante el menor monto total de emisiones, deberían tener un trato más distendido que las responsables de los mayores niveles de emisión (referidos a toneladas/año).

Por último, al distinguir el VLE según el combustible utilizado, se plantea la cuestión de qué VLE aplicar en el caso de que los humos emitidos por un foco procedan de la combustión simultánea de varios combustibles (ya provengan de una o de varias instalaciones de combustión)⁽¹⁾.

En el caso de la utilización simultánea de dos o más combustibles, los valores límite de emisión se determinarían de la manera siguiente:

⁽¹⁾ En el caso de utilizarse diferentes combustibles alternativamente, es decir, de forma no simultánea, el VLE aplicable en cada momento sería el correspondiente al combustible que se estuviese consumiendo en ese instante.

- a) En primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponde a la potencia térmica nominal de la instalación.
- b) En segundo lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible. Dichos valores se obtendrán multiplicando los valores límite de emisión individuales citados anteriormente por la potencia térmica suministrada por cada combustible y dividiendo este resultado por la suma de la potencia térmica suministrada por todos los combustibles.
- c) En tercer lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.

D) VLE de SO₂, NO_x y MP

Los VLE de SO₂, NO_x y MP propuestos en el anteproyecto tan sólo discriminan a las instalaciones atendiendo al tipo de combustible empleado y si la unidad es existente o futura. Sin embargo, en la propuesta de norma que se presenta, se indican VLE que tienen en cuenta también factores como la tecnología y la potencia, de forma coherente con lo argumentado previamente (ver apartado C de este mismo artículo).

En función de la técnica o conjunto de técnicas de reducción de emisiones que se emplee, se pueden alcanzar diferentes niveles de emisiones. No obstante, en no pocas ocasiones en la propuesta de norma de la sección 2, se establecen VLE más exigentes cuanto mayor es la potencia del foco. Para ello se recurre a gráficas en forma de "escalón", es decir, que a partir de cierto tamaño se está implícitamente exigiendo la implantación de técnicas de reducción de emisiones más eficaces. Sin embargo, pueden observarse algunos casos de VLE de SO₂ en los que el incremento de exigencia en el VLE a partir de una determinada potencia no se produce en forma de "escalón", sino gradualmente, en forma de "rampa". Esto es debido a que los valores de emisión de SO₂ se pueden conseguir a partir de una serie de técnicas y/o tecnologías (mezcla de combustibles de distinto contenido en azufre, tratamiento con determinados niveles de eficiencia de gases de combustión en unidades de desulfurización,...) que permiten "ajustar" la emisión al valor particular exigido. Este tipo de cuestiones no es aplicable, por ejemplo, a las emisiones de NO_x, donde la consecución de los VLE dependen de la implementación de medidas correctoras o equipos de abatimiento, que se aplican a la totalidad de la instalación o no se aplican, por lo que carece de sentido la consideración de VLE flexibles en forma de rampa.

En el caso de partículas, pueden observarse también cambios en los VLE como los descritos anteriormente, es decir, en forma de rampa. En este caso, el cambio gradual de los VLE está asociado a las técnicas de desulfurización que habría que implementar en instalaciones nuevas para cumplir los VLE de SO₂, puesto que las técnicas de desulfurización conllevan una reducción de la emisión de partículas a distintos niveles, conforme a lo comentado anteriormente.

Seguidamente pasan a analizarse los VLE fijados por CONAMA en el anteproyecto, comentando la idoneidad de los mismos y estableciendo una comparativa con la normativa europea de aplicación (Directiva 2001/80/CE, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión).

- VLE de SO₂, combustibles sólidos en calderas

CONAMA establece un VLE de 200 mg/Nm³ para instalaciones existentes y nuevas. Este valor se corresponde con el valor más exigente requerido en la UE (focos nuevos y de gran tamaño), el cual es alcanzable únicamente mediante una desulfurización profunda del total de los gases de combustión. Teniendo en cuenta la elevada exigencia que este valor supone, se proponen valores menos restrictivos para instalaciones existentes y de pequeño tamaño, llegando al valor de 200 mg/Nm³ de forma gradual para instalaciones grandes y nuevas.

- VLE de SO₂, combustibles líquidos en calderas

Los VLE establecidos en el anteproyecto son extraordinariamente bajos comparados con los fijados en la UE. Ello es debido a que el combustible líquido utilizado en Chile, fundamentalmente el petróleo diesel, tiene un porcentaje de azufre muy bajo (en concreto, el diesel empleado tiene características que en la práctica lo equipararían a un combustible automotriz). Por ello, se hace imprescindible resaltar que el orden de magnitud de los VLE propuestos por CONAMA es asumible siempre que se utilice petróleo diesel y se mantenga la tipología actual de este combustible, ya que para otros combustibles líquidos distintos del diesel estos VLE fuesen completamente imposibles de cumplir, como ocurriría por ejemplo en el caso del empleo de fuel oil.

En cuanto a los valores concretos establecidos en el anteproyecto, se coincide en exigir 30 mg/Nm³ para instalaciones existentes, pero se considera que el VLE de 10 mg/Nm³ exigido para instalaciones nuevas es demasiado ajustado a las emisiones típicamente alcanzables, por lo que se sugiere fijar en su lugar un VLE de 20 mg/Nm³. En cualquier caso no parece tener demasiado sentido el modificar unos límites que sólo dependen de las características del combustible a emplear (diesel en la práctica), cuya composición está regulada legalmente.

- VLE de SO₂, combustibles gaseosos en calderas

Los VLE fijados en el anteproyecto se consideran plenamente adecuados.

- VLE de SO₂ en turbinas

Se considera que los VLE para turbinas deben ser los mismos que para el resto de equipos de combustión, puesto que las emisiones de SO₂ dependen únicamente del contenido en azufre del combustible y no de la tecnología de combustión utilizada. Por tanto, en la propuesta de norma se proponen esos mismos VLE, pero corregidos al 15% de O₂, ya que este porcentaje viene a ser aproximadamente el real en los gases de combustión provenientes de turbinas (al igual que en otros equipos de combustión los porcentajes de oxígeno típicos son del 6% para combustibles sólidos y del 3% para combustibles líquidos y gaseosos, siendo éste el motivo por el que se expresan en dichas condiciones sus respectivos VLE).

- VLE de NO_x, combustibles sólidos en calderas

El VLE de 400 mg/Nm³ fijado en el anteproyecto para instalaciones existentes es inferior al valor más exigente actualmente requerible en la UE. En la propuesta se sugieren 600 mg/Nm³ para las instalaciones más antiguas y pequeñas, dándoles así la posibilidad de cumplir con los

requisitos mediante ajustes operativos en la caldera, y 500 mg/Nm^3 para instalaciones mayores, para lo cual se requeriría la implementación de medidas primarias como quemadores de bajo NO_x o sistemas de optimización de la combustión. El valor de 400 mg/Nm^3 establecido en el anteproyecto se considera demasiado ajustado para lo realmente alcanzable con medidas primarias.

Para instalaciones nuevas en el anteproyecto se fija un VLE de 200 mg/Nm^3 , que es el VLE más exigente dentro del rango de VLE requeridos en la normativa europea. Es por ello que se sugiere fijar dos niveles de exigencia, uno de 500 mg/Nm^3 para las instalaciones más pequeñas (alcanzable mediante medidas primarias) y otro de 200 mg/Nm^3 sólo para las instalaciones de mayor tamaño (lo que obligaría típicamente a implementar combinaciones de medidas primarias y secundarias, como SCR o SNCR).

- VLE de NO_x , combustibles líquidos en calderas

El VLE de 200 mg/Nm^3 para instalaciones existentes fijado en el anteproyecto se corresponde con el valor más exigente de todo el rango exigible en la normativa europea, mientras que el valor de 120 mg/Nm^3 establecido para instalaciones nuevas es incluso inferior. Es por ello que se propone suavizar los VLE de la siguiente manera: para instalaciones existentes se considera adecuado exigir 550 mg/Nm^3 para las más pequeñas (alcanzable mediante medidas primarias) y 400 mg/Nm^3 para las mayores (alcanzable con una combinación de medidas primarias y, en determinadas instalaciones, con medidas secundarias), mientras que para instalaciones nuevas se sugiere establecer 400 mg/Nm^3 para las más pequeñas y 200 mg/Nm^3 para las mayores (alcanzable con medidas primarias en combinación con secundarias).

- VLE de NO_x , combustibles gaseosos en calderas

El anteproyecto establece un valor de 50 mg/Nm^3 , muy inferior al valor más exigente de la normativa europea (100 mg/Nm^3), por lo que se considera un valor inasumible. Es por ello que se sugieren valores más suaves, similares a los estipulados en la UE.

- VLE de NO_x , combustibles líquidos en turbinas

El anteproyecto no hace distinción entre VLE para calderas y VLE para turbinas. Sin embargo en la generación de NO_x térmicos influyen de forma determinante la temperatura y el oxígeno disponible, factores que dependen del tamaño del equipo, modo de operación y configuración de los quemadores, por lo que obviamente las emisiones de NO_x difieren significativamente según provengan de una caldera o de una turbina, lo que lleva a establecer VLE independientes en la propuesta de norma. En concreto, los valores propuestos son 400 mg/Nm^3 para instalaciones existentes y 120 mg/Nm^3 para instalaciones nuevas, ambos al 15% de O_2 . Hacer esta distinción entre calderas y turbinas se considera imprescindible, ya que en otro caso, se estarían imponiendo unos VLE imposibles de cumplir para turbinas, lo cual sería inasumible por parte de las instalaciones operando con esta tecnología.

- VLE de NO_x, combustibles gaseosos en turbinas

Como se ha comentado anteriormente, en el anteproyecto no se distingue entre VLE para calderas y VLE para turbinas, obviando el hecho de que las emisiones de NO_x difieren de forma importante entre una y otra tecnología. El valor establecido en el anteproyecto, 50 mg/Nm³ al 3% de O₂, es completamente inasumible para turbinas, por lo que se propone un valor más razonable al 15% O₂.

- VLE de MP, combustibles sólidos en calderas

Los VLE establecidos en el anteproyecto, 50 y 30 mg/Nm³ para instalaciones existentes y nuevas, respectivamente, son los más exigentes dentro del rango de VLE requeridos en la normativa europea. Se considera que deberían suavizarse esos valores para las instalaciones más pequeñas y alcanzar tal grado de exigencia sólo para las mayores.

- VLE de MP, combustibles líquidos en calderas

El VLE establecido en el anteproyecto, 30 mg/Nm³ para instalaciones existentes y nuevas, se considera excesivamente exigente, figurando éste en la normativa europea exigible únicamente a instalaciones nuevas de gran tamaño. Por tanto, se sugiere suavizar la exigencia de los VLE, tal y como se indica en la propuesta de norma.

- VLE de MP, combustibles gaseosos en calderas

Se considera adecuado, tal y como se hace en el anteproyecto, no establecer VLE de MP en el caso de utilizar combustibles gaseosos, ya que las emisiones no son significativas.

- VLE de MP en turbinas

En la propuesta de norma se proponen los mismos VLE que para el resto de las instalaciones, pero corregidos al 15% de O₂ (este porcentaje viene a ser aproximadamente el real en los humos de combustión provenientes de turbinas).

E) VLE de metales

Tal y como ya ha sido justificado anteriormente (ver artículo 1º, apartado B), no se considera adecuado establecer VLE específicos para metales en una norma de carácter básico. No obstante, en el caso de que CONAMA estimase finalmente que es absolutamente necesario incluir VLE para metales, se propone lo siguiente:

- Establecer VLE únicamente para combustibles sólidos, como ya lo establece el anteproyecto.

En este punto se coincide con lo recogido en el anteproyecto, ya que las emisiones de metales dependen del contenido de los mismos en los combustibles, y sólo los combustibles sólidos los contienen significativamente.

- Diferenciar entre instalaciones nuevas y existentes.

Además de los motivos generales (ver artículo 2º, apartado A) que aconsejan establecer VLE diferentes a instalaciones nuevas y existentes para cualquier contaminante, en el caso de los metales cabe hacer una consideración adicional.

Los metales pesados considerados se emiten a la atmósfera fundamentalmente en forma de partículas (el mercurio también en forma de vapor). Así pues, el cumplimiento de los VLE para partículas (e incluso SO₂) llevará asociada una reducción de las emisiones de metales. Por consiguiente, no parece consecuente exigir diferentes VLE de partículas para instalaciones existentes y nuevas (como se hace tanto en el anteproyecto como en la propuesta de norma que presenta) y los mismos VLE de metales, puesto que son fundamentalmente los mismos sistemas de abatimiento utilizados para reducir las emisiones de partículas (además de los sistemas de desulfuración) los que van a contribuir a la reducción de las emisiones de metales.

Así pues, siguiendo los criterios anteriores, en la propuesta de norma que se presenta, se indican los VLE de mercurio, níquel y vanadio que se consideran apropiados.

Partiendo de la base de que se proponen VLE diferenciados para instalaciones nuevas y existentes, y que guarden relación con los VLE propuestos para partículas (puesto que, como se ha indicado previamente, los mismos sistemas de abatimiento utilizados para reducir las emisiones de partículas y SO₂ reducen asimismo las emisiones de metales), y considerando que los VLE para los metales propuestos en el anteproyecto son exigentes, los VLE para metales que se proponen se obtienen asignando el VLE del anteproyecto al rango más exigente de la propuesta para partículas; el resto de VLE se obtiene de forma proporcional a lo exigido para partículas.

F) Alternativas para instalaciones existentes

Como es sabido, las instalaciones más antiguas pueden presentar serias dificultades para adaptarse a la nueva normativa y cumplir con los VLE exigidos. Es por ello que se considera apropiado posibilitar en estos casos una alternativa al cumplimiento de los VLE generales establecidos. Con este propósito, las instalaciones existentes que lo prefieran podrían acogerse a un Programa de Reducción de Emisiones que permita una mayor flexibilidad a dichas instalaciones. Este plan debe conseguir, a la fecha de cumplimiento de la norma para instalaciones existentes, unas reducciones de las emisiones anuales totales de cada empresa iguales a las que se hubieran alcanzado aplicando los VLE establecidos. La mecánica de este sistema consistiría en establecer las emisiones (t/año) representativas de cada instalación en el estado actual. Para ello, debería ser la Administración la que determinase un procedimiento adecuado, en función de los datos disponibles (medidas, cálculos estequiométricos o estimaciones) durante un periodo de tiempo que se considere significativo, como por ejemplo los últimos cinco años previos a la aplicación de los VLE fijados por la norma. Posteriormente, se calcularían las emisiones (t/año) que deberían tener atendiendo a las concentraciones exigidas por la norma. Restando las dos cantidades se tendría el total de toneladas que deberían reducir las instalaciones que se acogieran a este sistema. Se generaría de este modo una "bolsa" de emisiones a reducir. La flexibilidad del sistema se pone de manifiesto en que, a partir de aquí, es la empresa la que decide dónde reducir las emisiones. De esta manera, las empresas tienen la

posibilidad de implantar las medidas de abatimiento en las instalaciones más grandes (las más contaminantes en masa emitida), aquellas en las que, por economías de escala, les sea más rentable, disminuyendo las emisiones en grandes cantidades, compensando así las emisiones de más (por encima de los VLE aplicables) que se seguirían emitiendo en las instalaciones más pequeñas, donde la inversión en sistemas de reducción de emisiones no resulta atractiva.

G) Excepciones al cumplimiento de los VLE

Existen particularidades dentro de los sectores afectados que, para que una norma sea completa, es necesario considerar. Por ello, atendiendo a condicionantes de tipo económico, estratégico, geográfico u operativo, se deben establecer determinadas excepciones a los criterios generales de cumplimiento de los VLE.

Las excepciones que se plantean, excepciones que podrán entenderse como ausencia de la necesidad de cumplimiento o como propuesta de VLE menos estrictos (definidos en la propuesta de norma), son:

- Instalaciones existentes a las que, dada su antigüedad, no compense el acometer la inversión necesaria para adaptar sus valores de emisión a la futura reglamentación, debido a que no daría tiempo a amortizarla.

Se propone que las instalaciones existentes puedan eximirse del cumplimiento de los correspondientes VLE si se comprometen (de forma irreversible, mediante un compromiso por escrito presentada ante la Administración competente) a no hacer funcionar la instalación durante i) más de 30.000 horas operativas a partir de la fecha de cumplimiento de los VLE para instalaciones existentes y durante; ii) como máximo un período no mayor que 8 años, independientemente de que hayan agotado o no las 30.000 horas.

- En instalaciones (nuevas o existentes) que presentan un reducido número de horas de funcionamiento (del orden de las centenas de horas), tampoco se justificaría la adopción de medidas correctoras, puesto que su incidencia ambiental, en base a su baja tasa de utilización, no es por lo general especialmente significativa.
- Las instalaciones de respaldo (nuevas o existentes) entendiéndose por ello aquellas que sólo entran en servicio en años de hidrología muy seca, quedarían exentas del cumplimiento de los VLE, siempre que su funcionamiento no sobrepase las 4.000 horas anuales durante 2 años seguidos y no más de 6.000 horas al año y se circunscriban sólo a aquellos años en los que la pluviometría sea tal que la caída de la generación hidroeléctrica obligue imperiosamente a la entrada en servicio de este tipo de centrales.
- Instalaciones (nuevas o existentes) aisladas. Para instalaciones que dan servicio a enclaves aislados, sin otra posibilidad de suministro (y con ausencia de problemas ambientales habitualmente, en base a su propia localización geográfica) se propondría la consideración de VLE más suaves en base a la justificación anterior.

- Aquellas instalaciones que habitualmente usan combustibles limpios, como gas natural, ante un eventual corte de suministro externo, podrían funcionar rebasando sus VLE siempre y cuando estuviese en peligro el abastecimiento eléctrico.

Los criterios generales de cumplimiento de los VLE son los que una instalación que funcione en condiciones "normales" ha de aplicar. Sin embargo, es sabido que en el transcurso de la explotación de una planta surgen situaciones no habituales en las que el cumplimiento de los VLE tal como se ha definido anteriormente no resulta posible. Es por ello que se propone que, para la verificación del cumplimiento de los VLE, no se tengan en cuenta las siguientes situaciones:

- Arranques y paradas.

Las emisiones atmosféricas de los equipos de combustión durante las operaciones de arranque y parada son superiores a las habituales, al no encontrarse en ese momento en sus condiciones de diseño. Por tanto, no sería lógico tener en cuenta estas emisiones en absoluto representativas en la verificación de los VLE correspondientes.

- Funcionamiento incorrecto de los equipos de reducción de emisiones.

Las emisiones generadas en caso de avería de los sistemas de reducción de emisiones tampoco son representativas, obviamente, de los niveles habituales de emisión. Por consiguiente, tampoco parece razonable incluir los datos recabados durante estos periodos en la verificación del cumplimiento de los VLE.

- Funcionamiento incorrecto o periodos de mantenimiento de monitor.

Los monitores encargados de obtener en continuo los datos de las emisiones pueden sufrir averías por muchos motivos y proporcionar por ello datos erróneos o ningún dato en absoluto. Asimismo, durante los periodos de mantenimiento necesario de los monitores, como por ejemplo calibraciones periódicas, estos datos tampoco estarán disponibles. Por tanto, estas situaciones también han de considerarse exentas de verificación del cumplimiento de los VLE.

Obviamente, estas situaciones especiales no pueden prolongarse indefinidamente en el tiempo, ya que, de lo contrario, supondrían una puerta abierta al incumplimiento también indefinido de los VLE.

Por último, se enfatiza que el cumplimiento de los VLE de la norma ha de entenderse complementario a cuantos requerimientos adicionales esté sujeta la instalación por medio de las Normas de Calidad del Aire (inmisión), Resolución de Calificación Ambiental otorgada o Planes de Descontaminación que le sean de aplicación.

H) Tratamiento de datos válidos

En primer lugar, se coincide con el anteproyecto en que los datos medidos durante las operaciones de arranque/parada o incluso en periodos de mal funcionamiento de los equipos de reducción de emisiones no deben considerarse al no ser las emisiones representativas.

En segundo lugar, se considera que además deberían descontarse las medidas correspondientes a malos funcionamientos de los equipos de monitoreo o a los periodos de calibración y mantenimiento de éstos.

Tanto en lo concerniente a los sistemas de depuración como en lo que se refiere a los equipos de monitoreo, es razonable limitar los periodos de mal funcionamiento para garantizar un adecuado seguimiento de las emisiones. El anteproyecto fija un límite de un 5% a las horas correspondientes a arranque/parada o fallos de los equipos de reducción de emisiones. Como también debería admitirse un determinado porcentaje correspondiente a fallos o calibraciones de los equipos de monitorización, el porcentaje exigido de horas de datos válidos debería ser inferior al 95% fijado en el anteproyecto.

I) Comparación con los valores límite de emisión

Es necesario definir qué promedios temporales se emplearán para evaluar el cumplimiento de los VLE.

Para medidas en continuo, en el anteproyecto se propone la comparación con los VLE solo sobre la base de promedios horarios. No obstante deberían considerarse adicionalmente otros periodos. Si se eligiese un periodo de tiempo demasiado largo (por ejemplo una media móvil de 30 días), podrían ocurrir superaciones puntuales habituales de los límites que sean absorbidas por la media mensual. Esto chocaría con el control de los niveles de inmisión, que en muchos casos evalúan la calidad del aire con criterios horarios o diarios. Por eso se justifica el establecimiento de controles combinando valores horarios, diarios, de 48 horas y mensuales.

En cualquier caso, si es muy importante señalar que para comprobar el cumplimiento de los VLE, se deben usar los valores medidos restándoles la incertidumbre, tal y como se detalla en la propuesta de norma. El objeto de restar la incertidumbre es tener la certeza, en el caso de superar un VLE, de que efectivamente el valor real está por encima de dicho VLE. Por ejemplo, supongamos que el VLE se fija en 100 mg/Nm^3 y que se admite como máximo una incertidumbre del 20%. Sólo se podrá certificar que una medida supera el VLE (**y por tanto es punible legalmente**) si esta medida está por encima de 120 mg/Nm^3 . Por tanto, para obtener seguridad jurídica en un futuro régimen sancionador, la única alternativa es que **la incertidumbre del método de medida** (que debe fijarse legalmente para evitar problemas) **se sustraiga de la medida real**, lo que debe quedar manifiestamente claro en la futura norma.

También es muy importante y necesario que se replantee la obligación de cumplir con los VLE de un modo exclusivamente horario, y más si se considera adicionalmente lo exigente de los VLE propuestos en el anteproyecto y el elevado periodo de tiempo en el que no se permiten superaciones (se está exigiendo el cumplimiento de los VLE hora a hora durante 8.322 horas al año). Esta exigencia es de tal nivel de rigor que, si se mantiene, sin duda llevará al incumplimiento sistemático de los VLE.

En este sentido, y tal y como se verá más adelante, se propone que la consideración de los VLE no se haga exclusivamente a través del cumplimiento de los mismos hora a hora. Así, se debe introducir cierta flexibilidad, combinando las medias horarias con otras mayores (diarias, de 48 horas o mensuales), de manera que se permitan ciertas superaciones a corto plazo, siempre y cuando estén acotadas y se respeten escrupolosamente los VLE en otros periodos de agregación mayor.

Para las instalaciones que por sus características no tengan la obligación de tener monitores en continuo, se deben realizar medidas puntuales para ejercer el oportuno control. En el anteproyecto se propone que se evalúe el cumplimiento de la norma una vez al año. Se podría considerar, para un adecuado control, la exigencia de realizar en cada ocasión no menos de 3 medidas de manera que exista un buen número de resultados destinados a determinar el cumplimiento, en su caso, de los valores límite. Se aconseja adicionalmente que, en caso de no existir recomendaciones nacionales en este sentido, se plantee la posibilidad de definir la duración mínima de cada medida (por ejemplo, ocho horas), la cual se evalúe a través de las distintas medias horarias que entren en el periodo analizado.

NOTA: En el artículo 4º se encuentra implícita la obligatoriedad de realizar mediciones en continuo de SO₂, NO_x y MP y medidas puntuales de metales. Sin embargo, es en el artículo 7º donde se aborda esta cuestión de forma explícita. Por tanto, cuándo medir en continuo y cuándo puntualmente se discutirá en el artículo 7º.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 5º

Los aspectos a comentar identificados en el artículo 5º son:

- Plazos para el cumplimiento de la norma.
- VLE a cumplir por las instalaciones al año 2020.

A) Plazos para el cumplimiento de la norma

En cuanto a la determinación de los plazos de aplicación de los VLE de la futura normativa, han de tenerse en cuenta las siguientes consideraciones.

Las instalaciones nuevas, tal como se han definido, tienen la posibilidad de diseñarse con las tecnologías apropiadas, incorporando los sistemas de abatimiento adecuados, por lo que no se considera necesario dotarlas de un plazo de adaptación. Por tanto, en este punto se entiende acertada la propuesta del anteproyecto, siempre que la definición de instalación nueva sea la indicada en la propuesta de norma de la sección 2ª (artículo 3º).

Para las instalaciones existentes⁽¹⁾, la situación es completamente distinta, ya que su adaptación a la norma requiere de tiempo suficiente para:

- Estudiar las alternativas posibles de sistemas de reducción de emisiones y las características de los mismos factibles de incorporar.

⁽¹⁾ Entendiendo por instalación existente lo definido en el apartado B de lo comentado sobre el Artículo 3º.

- Escalonar las importantes inversiones requeridas y negociar la concesión de los correspondientes créditos con entidades financieras.
- Organizar las actividades de supervisión de los trabajos por parte de la ingeniería de las compañías eléctricas.
- Fabricación, transporte y montaje de los equipos.
- Obtención de los permisos que se requieran.
- Planificar las actuaciones de manera gradual con objeto de cubrir la demanda y minimizar posibles pérdidas asociadas a la parada de las instalaciones de combustión para realizar estas modificaciones. Un plazo de adaptación demasiado breve provocaría que muchas instalaciones efectuasen esta parada al mismo tiempo, pudiendo producirse un serio problema de abastecimiento eléctrico. Por tanto, el plazo de adaptación concedido ha de ser lo suficientemente amplio para poder programar las modificaciones de las instalaciones sin que se solapen en el tiempo.

Se muestran seguidamente, en forma de cronograma básico, las actuaciones necesarias y sus correspondientes plazos típicos para una adaptación genérica de gran envergadura a la nueva norma:

- Actuaciones generales:
 - Estudios previos (análisis técnico-económico de alternativas, planificación de actuaciones): 12 meses.
 - Redacción de especificaciones, concurso, adjudicación y negociaciones: 6-18 meses.

Total de actuaciones generales: 18-30 meses.

- Instalación de tecnologías de abatimiento:
 - Ingeniería básica: 6-12 meses.
 - Ingeniería de detalle, fabricación y construcción: 18-24 meses.
 - Commissioning y puesta en marcha: 4-8 meses.

Total de instalación de tecnologías de abatimiento: 28-44 meses.

Total de adaptación a la nueva norma: 46-74 meses.

Ténganse en cuenta además los plazos necesarios para la gestión de permisos que la instalación de un equipo de abatimiento pudiese requerir. A modo de ejemplo, en el caso de una desulfuradora con agua de mar sería necesario trazar tuberías (con los permisos por

servidumbres asociados a atravesar otras infraestructuras), solicitar autorización de vertido, obtener concesión marítima, etc., todo lo cual sumado podría requerir un periodo de tiempo incluso de entre 1 y 2 años.

Considerando que no todas las obras se pueden hacer al mismo tiempo por los motivos anteriormente indicados, cualquier compañía eléctrica que posea varias instalaciones de combustión se verá obligada a ampliar dichos plazos.

Es más, la realidad industrial lleva implícita una serie de imponderables que pueden condicionar la implementación práctica de los trabajos asociados, por lo que es necesario contar con un margen de maniobra para absorber posibles retrasos.

Por tanto, se considera manifiestamente insuficiente el plazo de adaptación de tres años contemplado en el anteproyecto.

Por todo lo anterior, se proponen los plazos de aplicación de la norma que se indican seguidamente:

- Para instalaciones nuevas, a la fecha de entrada en vigor de la norma.
- Para instalaciones existentes, 5-8 años a partir de la fecha de entrada en vigor de la norma.

B) VLE a cumplir por las instalaciones existentes al año 2020

En el anteproyecto se propone que los VLE de la Tabla N° 2, aplicables a termoeléctricas nuevas, sean aplicables también a las existentes a partir del año 2020. Puesto que según el anteproyecto una instalación existente es aquella que se encuentra puesta en servicio antes del 1° de enero del año 2012, esto quiere decir que se está dando un plazo de ocho años a las instalaciones existentes antes de exigírseles los mismos VLE que a las instalaciones nuevas, o un plazo de 5 años para que las instalaciones existentes vuelvan a adaptarse a los límites de las instalaciones nuevas (esto último considerando que en el anteproyecto el plazo de adaptación para las instalaciones existentes a los límites que les son propios es de 3 años).

Sobre este planteamiento cabe hacer dos comentarios:

- Se considera inadecuado exigir, con carácter general, los mismos VLE a instalaciones existentes y nuevas. El motivo, señalado con anterioridad (ver lo comentado en el artículo 2º, apartado A), es que aun acometiendo las inversiones requeridas, para superar las dificultades en incorporar los sistemas de control y abatimiento de emisiones necesarios, no es fácil y en algunos casos no factible que las instalaciones existentes obtengan los mismos resultados que las nuevas. Así pues, el establecimiento de un VLE único exigente podría dificultar en demasía el cumplimiento de la norma para las termoeléctricas existentes, obligándolas al cierre por encontrarse en una situación de ilegalidad.

A modo de referencia, se señala que por ejemplo la legislación europea (Directiva 2001/80/CE), distingue diferentes VLE para instalaciones existentes y nuevas, manteniéndolos por un tiempo indefinido.

- Como ya se ha justificado en el apartado A de este mismo artículo, el plazo de adaptación para instalaciones existentes debería estar entre 5 y 8 años, por lo que el plazo de 8 años propuesto en el anteproyecto para que las existentes se adapten a las exigencias de las nuevas no parece razonable. Se propone mantener los límites de las instalaciones existentes y nuevas por un tiempo indefinido.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 6º

Se considera totalmente adecuado asignar las competencias necesarias a los organismos adecuados para la ejecución y el desarrollo de las labores de control y fiscalización requeridas por la norma. Así pues, este artículo 6º se mantiene inalterado en la propuesta de norma.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 7º

Los aspectos a comentar identificados en el artículo 7º son:

- Tamaño de la instalación a monitorear en continuo.
- Contaminantes a monitorizar en continuo.
- Monitoreo en continuo vs. medidas puntuales.
- Plazos de implementación de los sistemas de monitorización en continuo.
- Otros parámetros a monitorizar.
- Aseguramiento de la calidad de los sistemas automáticos de medición.
- Incertidumbre.
- Promedios temporales de comparación con los VLE.

A) Tamaño de la instalación a monitorizar en continuo

Parece clara la necesidad de fijar un tamaño mínimo para obligar al montaje de monitores en continuo. Este umbral mínimo de potencia (térmica) a partir del cual se podría exigir el empleo de sistemas de medición en continuo podría fijarse en 100 MW_{th}, valor que garantiza que el foco a controlar tiene una potencial capacidad contaminante significativa. De esta manera se eliminan de la obligación de monitoreo en continuo aquellas instalaciones de menor tamaño en las cuales la justificación económica de la inversión en equipos sería menos razonable.

El caso de instalaciones ubicadas en zonas saturadas debería ser considerado caso a caso en cada permiso particular, de manera que sea la RCA el documento adecuado en el figure la obligación, en el caso de instalaciones de menos de 100 MW_{th}, de disponer de sistemas de monitorización.

B) Contaminantes a monitorear en continuo

Se coincide con lo propuesto en el anteproyecto. Así, se entiende razonable solicitar la monitorización en continuo de SO₂, NO_x y partículas en general. La elección de SO₂, NO_x y

partículas se justifica atendiendo a su habitual presencia de un modo significativo en los procesos de combustión además de la existencia de tecnología probada para su determinación en línea. Se deberían considerar también algunas excepciones al monitoreo en continuo, como la de SO₂ en el caso de gas natural, GLP y combustibles con porcentaje de azufre constante y conocido y la de MP en el caso de combustibles gaseosos (ver el artículo 8º para mayor detalle sobre estas excepciones).

Por el contrario, se descarta el monitoreo en continuo de metales, por ser sus emisiones menos generalizadas y su medición en continuo no factible por lo general.

C) Monitoreo en continuo vs. medidas puntuales

Como es natural, las instalaciones monitoreadas en continuo no deben tener la obligación de efectuar medidas puntuales (más allá de las que precisen para operaciones de mantenimiento y calibrado de los equipos de monitorización). Asimismo, las instalaciones no monitoreadas en continuo en principio deberán someterse a medidas puntuales salvo que estén exentas de medir (ver comentarios al artículo 8º). Como ya se ha comentado anteriormente (artículo 4º, apartado I), para las medidas puntuales en el anteproyecto se propone que se evalúe el cumplimiento de la norma una vez al año. Debería exigirse además realizar en cada ocasión no menos de 3 medidas y, en caso de no existir recomendaciones nacionales en este sentido, definir la duración mínima de cada medida (por ejemplo, ocho horas).

D) Plazos de implementación de los sistemas de monitoreo en continuo

La necesidad de la implementación de sistemas de monitoreo en continuo debe ser obligatoria para los focos nuevos (que superen los 100 MW_n potencia nominal). En el caso de los existentes debería darse un plazo mínimo de 3 años.

El plazo de 2 años propuesto por el anteproyecto sería apropiado únicamente para la etapa de montaje. Sin embargo, la implementación de un sistema de monitoreo en continuo abarca otras fases como son la toma de la decisión, el suministro del equipo y la obtención del certificado de calidad según EN 14181. Además habría que considerar, en su caso, la necesidad de instalar los equipos en una parada de la Central, por lo que en la práctica el plazo anterior debería tener un mayor margen de seguridad.

En lo que respecta a la experiencia española, un plazo de 2 años como el propuesto en el anteproyecto habría sido adecuado para el montaje, pero manifiestamente insuficiente para obtener el certificado requerido para el cumplimiento de la norma de aseguramiento de la calidad EN 14181, puesto que la complejidad de la misma repercutía en la práctica en la escasez de empresas acreditadas para certificar el cumplimiento de EN 14181.

E) Otros parámetros a monitorear

Todas las medidas, en continuo o puntuales, deben disponer adicionalmente de medidas de O₂ y T. Así, aquellas instalaciones obligadas a monitorear contaminantes, también deberán disponer de medidores en continuo de O₂ y T, ya que si no, no se podrán normalizar las medidas y comparar con los límites correspondientes.

Para poder expresar las concentraciones en base seca, es necesario también conocer la humedad de las emisiones. Cuando el nivel de humedad de las emisiones pueda fluctuar por razones ajenas al propio proceso de combustión (sistemas de desulfuración, etc.), la humedad debería medirse de modo continuo. En caso contrario, el valor de humedad se tomaría de medidas puntuales o se obtendría estequiométricamente. No debe medirse humedad en el caso de que el método de medida del monitor sea tal que seque la muestra a analizar, por lo que la lectura del mismo sea directamente en base seca.

Por último, se hace notar que en el anteproyecto se incluye también, como parámetro adicional a monitorear, el caudal. Sin embargo, se considera que es del todo innecesario. Tal afirmación se fundamenta en los malos resultados de este tipo de equipos y en los numerosos problemas que su control acarrea, lo que sin duda conocen los operadores de instalaciones dotadas de este tipo de instrumentos. El cálculo del caudal es totalmente fiable a través del empleo de las relaciones estequiométricas, siempre y cuando se parta de dos datos suficientemente bien conocidos: el consumo de combustible y su composición elemental, ambas cuestiones ampliamente seguidas en las instalaciones puesto que se trata de su materia prima, por cuya calidad y consumo realizan importantes desembolsos, motivo suficiente para que el seguimiento de estas variables sea un dato habitual de control en las instalaciones. En la propuesta que se hace, se introducen las ecuaciones que dan lugar inequívocamente a la obtención de los caudales de humos, lo que hace innecesario de todo punto la determinación en línea del caudal de humo emitido.

Esta cuestión es tan evidente que algunas normativas internacionales la recoge. Así a modo de ejemplo, se puede citar que la normativa española permite la posibilidad de que el caudal se calcule, tal y como recoge la disposición transitoria segunda (Medidores de caudal en continuo) de la Orden ITC/1389/2008, de 12 de marzo:

"Las instalaciones (...) que tengan la obligación de medir sus emisiones en continuo (...) obtendrán los datos del volumen de los gases generados a partir de la medida continua del caudal de los gases de emisión (...) o disponer de otro procedimiento alternativo, aprobado por la Autoridad competente, que proporcione una exactitud similar en los valores del volumen, justificado mediante certificación expedida por una entidad u organismo debidamente acreditado o autorizado para ello por la Administración competente."

Asimismo, en la Resolución de 8 de julio de 2009, se indica que:

"(...) cabe la posibilidad de que por razones de carácter técnico la implementación de caudalímetros no sea viable en determinadas condiciones, o que como solución técnica no ofrezca, en algunos casos, suficientes garantías sobre la calidad de los datos reportados. Tanto en estas situaciones como cuando los medidores de caudal instalados estén fuera de servicio, se admite la existencia de un procedimiento alternativo para el cálculo del volumen diario total emitido basado en su determinación a partir de cálculos estequiométricos. Para que un procedimiento de este tipo sea aceptable deberá ser obtenido a partir del combustible consumido diariamente, por lo que será imprescindible garantizar que el combustible es contabilizado de manera adecuada y que su composición química es obtenida y actualizada adecuadamente. En todo caso, el procedimiento deberá contar con la aprobación de la Autoridad competente (...)"

F) Aseguramiento de la calidad de los sistemas automáticos de medición

En el caso de los monitores en continuo, debe seguirse un sistema de aseguramiento de la calidad que garantice a través de 3 niveles o escalones de excelencia que las medidas realizadas por el monitor son adecuadas:

- Que el equipo es adecuado (a demostrar por el fabricante).
- Que está bien montado (a demostrar por el instalador).
- Que está bien mantenido (a demostrar por el operador).

A este respecto, se recomienda la consideración de sistemas como el incluido en la norma europea EN 14181, tal y como recoge el anteproyecto. Este requisito se considera fundamental, puesto que de su correcta aplicación dependerá la calidad de los resultados obtenidos y por ende, su comparabilidad.

La norma EN 14181 establece los siguientes tres niveles de garantía de calidad:

- NGC1, para demostrar la aptitud del equipo para el objetivo de medida tal y como se establece en la norma EN ISO 14956. No debe exigirse a monitores existentes
- NGC2, en el que además de comprobar la correcta ubicación y puesta en marcha del SAM se realiza un ensayo de funcionalidad y una comparación con Métodos de Referencia Patrón para obtener una función de calibración.
- NGC3, es un procedimiento que se usa para comprobar la deriva y precisión a fin de demostrar que el SAM está bajo control.

Además anualmente se establece que se debe realizar un ensayo de seguimiento anual (EAS) para evaluar el correcto funcionamiento y validez de la función de calibración y ensayo de variabilidad obtenido durante el NGC2.

G) Incertidumbre

Se entiende de gran interés la consideración de este parámetro (como se define en el texto propuesto) u otros similares (como limitar los valores de los intervalos de confianza del 95% de un único resultado medido) para garantizar la adecuada validez de las medidas.

En cuanto a las máximas incertidumbres permitidas para los resultados que se han establecido en la propuesta de norma (un 20% del VLE aplicable para SO₂, un 20% del VLE aplicable para NO_x y un 30% del VLE aplicable para partículas), cabe señalar que, aunque a priori estos porcentajes podrían parecer excesivos, seguidamente se mostrará que no solo no son elevados, sino que se ajustan a la realidad física de la magnitud a medir.

La prueba de tal afirmación radica en las incertidumbres máximas permitidas por los métodos de medida de máximo prestigio aceptados a nivel internacional. De hecho, los monitores se calibran con medidas manuales (medidas que serían obligatorias para las instalaciones que no dispusieran de monitoreo). Pues bien, seguidamente se citan a modo de

ejemplo las incertidumbres permitidas en la determinación manual (y por tanto más precisa que un monitor) para diversos parámetros:

- SO₂: EN 14791 "Emisiones de fuentes estacionarias. Determinación de la concentración másica de dióxido de azufre. Método de referencia". La incertidumbre global para este método, utilizado como referencia, debe ser menor que $\pm 20,0\%$ para el valor límite de emisión diario. Esta incertidumbre global se calcula en base seca y antes de la corrección a la concentración de referencia de O₂.
- NO_x: EN 14792 "Emisiones de fuentes estacionarias. Determinación de la concentración másica de óxidos de nitrógeno (NO_x). Método de referencia: Quimioluminiscencia". La incertidumbre global para este método utilizado como una referencia debe ser inferior a 10% relativo a VLE diario. Esta incertidumbre global se calcula en base seca y antes de la corrección a la concentración de referencia de O₂.
- MP: EN 13284-1 " Emisiones de fuentes estacionarias. Determinación de partículas a baja concentración. Parte 1: Método gravimétrico manual".

Se destaca la especial dificultad que entraña la medida de partículas, y la consiguiente incertidumbre a la que esto da lugar, al intervenir en la misma un número considerable de equipos tales como boquillas, portafiltras, filtros, condensador, contador de gas, balanza, etc, debiendo atenderse a requisitos referentes al isocinetismo de las medidas ($\pm 10\%$) o al caudal de fugas (<2%). Todo ello repercute en la incertidumbre del resultado, puesto que influyen las incertidumbres asociadas al contador de gas (incertidumbre del volumen del gas ($\leq 2\%$), de la presión absoluta ($\leq 1\%$) y de la temperatura absoluta ($\leq 1\%$)) y la incertidumbre de las pesadas ($\leq 5\%$ del valor límite establecido para el proceso).

- O₂: EN 14789 "Emisiones de fuentes estacionarias. Determinación de la concentración volumétrica de oxígeno (O₂). Método de referencia. Paramagnetismo". La incertidumbre global para este método utilizado como referencia debe ser inferior al 6,0% del valor medido, expresado en base seca.
- Humedad: EN 14790 "Emisiones de fuentes estacionarias Determinación del vapor de agua en conductos". La incertidumbre global de este método utilizado como referencia debe ser inferior a $\pm 20,0\%$ del valor medido, antes de la corrección a la concentración de referencia de O₂.

Adicionalmente, ha de tenerse en cuenta que ha de considerarse la incertidumbre en la propia toma de muestra, además de que por definición la monitorización en continuo difícilmente será más precisa que el método de referencia patrón (las propias normas antes señaladas) que se utilice para la calibración del propio equipo automático de medida, por lo que queda justificado el rango de incertidumbres antes propuesto.

H) Promedios temporales de comparación con los VLE

Como ya se citó en el apartado I de lo comentado sobre el artículo 4º, los promedios temporales adecuados a considerar para la evaluación del cumplimiento de los VLE en el caso de medición en continuo no son exclusivamente horarios ya que hay que garantizar una necesaria flexibilidad. Los promedios temporales que se consideran apropiados se han plasmado en el artículo 4º.6 de la propuesta de norma.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 8º

Los aspectos a comentar identificados en el artículo 8º son:

- Exención de monitoreo para biomasa.
- Otras excepciones.

A) Exención para biomasa

En el caso del empleo exclusivo de biomasa sería lógico no considerar la medición de SO₂ previa demostración del titular de la ausencia práctica de azufre en la materia prima empleada.

B) Otras excepciones

- Aquellas instalaciones próximas al fin de su vida útil. La inversión en un equipo de medida en continuo difícilmente se justificaría para instalaciones con menos de 30.000 horas de operación prevista.
- Por otro lado, existen instalaciones que sólo funcionan un número reducido de horas. Este tipo de focos, para los que el titular debería justificar una utilización inferior a unos cientos de horas al año, también debería ser excluido de la obligación de monitoreo en continuo, independientemente de su tamaño y combustible empleado.
- Las instalaciones de respaldo, que sólo entran en servicio en años de hidrología muy seca, deberían quedar exentas de la obligación de monitoreo en continuo, siempre que su funcionamiento no sobrepase 4.000 horas al año durante 2 años seguidos y no más de 6.000 horas al año en dichos años.
- En el caso del empleo de combustibles gaseosos tipo gas natural (o incluso GLP) debería excluirse el monitoreo de SO₂, ante los usualmente bajos valores detectados (del orden o inferiores a 10 mg/Nm³, 3% O₂, b.s.).
- En el caso del empleo de combustible de composición constante en cuanto a su %S podría eliminarse la medición de SO₂, siempre y cuando se tuviesen totales garantías de la composición del combustible y el mantenimiento de dicha especificación. Esta cuestión, por ejemplo, puede ser considerada para combustibles que por legislación, sólo pueden comercializarse con un contenido de azufre predeterminado, como por ejemplo petróleo diesel.

- El anteproyecto propuesto no establece VLE para partículas en el caso de empleo de combustibles gaseosos. No obstante, se considera que debería aclararse explícitamente la exención de monitoreo de partículas en este caso.
- En referencia a los metales pesados no se recomienda su determinación en continuo, tal y como se vio con anterioridad.

Finalmente, y como comentario implícito en las reflexiones anteriores, debe señalarse que en aquellos focos que no tengan obligación de medir en continuo (y por tanto deben realizar mediciones puntuales), no habría que determinar mediante las correspondientes campañas manuales los mismos contaminantes que les correspondería en caso de que tuviesen que estar monitoreados en continuo, de manera que para focos que, por ejemplo, por su tamaño no tuviesen que disponer de equipos de medida en continuo, no tendrían que medir manualmente partículas (si el combustible es gaseoso) ó SO_2 (si el combustible es gas natural, LPG o se puede atestiguar la ausencia de azufre en el combustible o su presencia según márgenes legales, como en el caso de la biomasa o el diesel respectivamente).

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 9º

Se considera oportuno recoger de modo oficial los métodos de medida que se entiendan aceptables, procurando que estas metodologías estén respaldadas, o al menos basadas, en referencias internacionales de reconocido prestigio (CEN, ISO, EPA, ...).

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 10º

Los aspectos a comentar identificados en el artículo 10º son:

- Plazo de entrega del informe.
- Contenido del informe.

A) Plazo de entrega del informe

El anteproyecto recoge como fecha límite de entrega del informe el 31 de enero de cada año. Con objeto de permitir la adecuada elaboración del mismo, teniendo en cuenta los posibles imprevistos y los plazos habitualmente manejados, se sugiere flexibilizar el plazo concedido, ampliándolo hasta el 31 de marzo.

B) Contenido del informe

La información solicitada en el anteproyecto se considera del todo pertinente. No obstante, el análisis sobre el cumplimiento debería especificarse aún más, para uniformizar informes y facilitar la misión fiscalizadora de la Administración. Para ello se añaden en la propuesta de norma los términos exactos de dicho análisis. Asimismo, se solicita información adicional referente al control de los equipos de medida y al caso de que más de una instalación de combustión vierta sus gases a la misma chimenea.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 11º

Se considera acertado que CONAMA realice un seguimiento de la implantación de la norma, con el fin de detectar carencias, dificultades surgidas y, en definitiva, cualquier aspecto de la misma susceptible de mejora.

ANÁLISIS DEL ARTÍCULO 12º

En consonancia con el anteproyecto, y como no puede ser de otra manera, es necesario especificar una fecha de entrada en vigor de la norma.



G.G. N° 103/

Santiago, 11 MAR 2010

**SEÑOR
ALVARO SAPAG R.
DIRECTOR EJECUTIVO CONAMA
CALLE TEATINOS 254
SANTIAGO**

**REF.: Resolución Exenta N°7.550 de 07 de
diciembre de 2009.**

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, y junto con saludarlo, presentamos nuestra observaciones a la Resolución de referencia, que contiene el Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, y en cuyo proceso de elaboración hemos participado.

Endesa Chile manifiesta su conformidad con la regulación propuesta, no obstante, presenta observaciones que tienen por objeto mejorar el alcance de la norma y de las condiciones de regulación, para garantizar su eficacia y cumplimiento.

Las observaciones apuntan fundamentalmente a lo siguiente: a) precisar conceptos relevantes; b) revisar los plazos y límites de emisión propuestos en consideración a los argumentos que se exponen; c) considerar dentro de la evaluación que justifica la norma el costo y beneficio de cada contaminante en forma separada y, d) considerar la medida de las emisiones según estado de operación, entre otras.

Lo anterior se explica más detalladamente en el informe que se adjunta a la presente carta.

Junto con manifestar a usted nuestra disposición a continuar participando en el proceso de discusión de la norma, lo saluda atentamente,

**Joaquín Galindo Vélez
Gerente General**

cc.- Sr. Gerente Regional de Producción y Transporte
Sr. Gerente de Generación Chile
Sr. Asesor Jurídico
Sr. Gerente de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible

OBSERVACIONES DE ENDESA CHILE AL ANTEPROYECTO "NORMA DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS"

A. INTRODUCCIÓN

En relación con la Resolución Exenta N° 7.550 de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), de fecha 7 de diciembre de 2009, mediante la cual se aprueba el Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, Endesa Chile coincide con la Autoridad en la necesidad de formular una norma para regular las emisiones de centrales termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles para el proceso de generación eléctrica. Sin embargo, estima que dicho anteproyecto¹ contiene aspectos que se pueden mejorar, razón por la cual nuestra empresa preparó el presente documento que consolida observaciones relativas al anteproyecto, en el marco del proceso de participación ciudadana.

B. OBSERVACIONES

1 Definiciones

1.1 Definición de Termoeléctrica: Central versus Unidades

En artículo 3, letra a) del anteproyecto se define como "Termoeléctrica" a la unidad operativa afecta a la norma, señalando que ella es una instalación compuesta por "una o más unidades destinadas a generación de electricidad mediante un proceso térmico".

En opinión de Endesa Chile, esta definición puede resultar ambigua considerando que la medición de emisiones se encuentra asociada a una fuente fija o chimenea, por lo que debería definirse una unidad operativa relacionada con esta asociación y no con un conjunto de unidades de generación que, teniendo instalaciones eléctricas comunes, son independientes desde el punto de vista de sus emisiones.

A modo de ejemplo, podemos citar dos centrales de distintas características en el Sistema Interconectado Central (SIC), que muestran la conveniencia de la asociación de unidades operativas a las fuentes específicas de emisión o chimeneas:

- La central termoeléctrica Quintero, está compuesta por dos unidades con sus chimeneas independientes. Desde el punto de vista de las emisiones corresponde a dos fuentes fijas, que deben ajustarse individualmente a la norma. La razón es que pueden tener despacho operacional y uso de combustible distinto e independiente. Por ese motivo, no parece adecuado su tratamiento conjunto como una única unidad operativa, sino como dos unidades independientes desde la perspectiva de sus emisiones.

¹ El cual tiene respaldo en el informe: "Análisis General del Impacto Económico y Social (AGIES) de una Norma de Emisión para Termoeléctricas" preparado por los consultores GEOAIRE y KAS Ingeniería para la CONAMA, diciembre de 2009.



- En el caso de las centrales Bocamina, la definición de Termoeléctrica calza con la del anteproyecto puesto que cada unidad generadora se considera como una central aparte (Bocamina I y la futura Bocamina II), con sus propias chimeneas de emisión. Aquí también se observa una operación y fuentes de emisión independientes.

De acuerdo a lo expuesto se propone modificar la definición de "Termoeléctrica" de modo de asociarla a una unidad o unidades que tengan chimenea común o individual, por donde se concentre su emisión de gases de escape.

1.2 Definición de Termoeléctrica Existente y Nueva

La definición de termoeléctrica "existente" y termoeléctrica "nueva" que se incluye en el artículo 3°, literal b) y c) respectivamente, ligada exclusivamente a una fecha de puesta en servicio (1° de enero de 2012), impone una clasificación que no resulta conveniente por las razones siguientes:

- a) En la industria hay actualmente centrales que tienen distintos plazos de construcción (dependiendo de su tecnología, tamaño, emplazamiento y otras características) y se encuentran en diferentes etapas de desarrollo, lo que implicaría que la aplicación de las definiciones antes referidas trabarían o impedirían que las centrales se pongan en servicio en las fechas previstas originalmente, sobre todo si los equipos se adquirieron e instalaron considerando límites de emisión diferentes a los establecidos en la norma de emisión que entra en vigencia.
- b) La adaptación al cumplimiento de la nueva normativa causa perjuicios tanto para los titulares de esas centrales como a la economía y seguridad del sistema (encarecimiento de la generación y retrasos de puesta en servicio para la generación eléctrica). A modo de ejemplo, una central termoeléctrica que se encuentra en fase avanzada de construcción pero con fecha prevista de puesta en servicio hacia el año 2012, verá impedido su ingreso al sistema en virtud de que tanto su diseño como su construcción, que fueron concebidos y contratados con antelación a la vigencia de esta normativa, deberán readecuarse a estas definiciones, trabando el proceso de puesta en servicio, con los consiguientes retrasos y costos ya señalados.

El retraso antes señalado impondrá riesgo a la operación del respectivo sistema eléctrico por el desfase que se produciría entre el ingreso de oferta de generación eléctrica versus la creciente demanda del consumo eléctrico, lo cual redundaría en mayores costos operacionales.

De lo expuesto anteriormente, consideramos que el criterio fundamental que se utilice para la definición de central "existente" y "nueva" en el cumplimiento de la norma de emisiones no debe obstaculizar los procesos de desarrollo de los proyectos en marcha, ni comprometer las fechas de ingreso de las centrales para el despacho en los sistemas eléctricos. Desde esa perspectiva, Endesa Chile considera que el criterio relevante para definir la termoeléctrica "existente", teniendo a la vista tanto el aspecto ambiental como de diseño de la central, es el hito asociado al otorgamiento

de la respectiva resolución de calificación ambiental (RCA). Por tal razón, se solicita a la Autoridad tenga a bien modificar que la definición de termoeléctrica "existente" como aquella que a la fecha de publicación de la nueva norma cuente con una RCA y que haya iniciado la construcción de la central antes del 1° de enero de 2012.

- c) Por otra parte, existe otra distorsión en la definición de la termoeléctrica "nueva" incluido en el literal c) antes señalado y que se refiere al hecho que las termoeléctricas existentes se transformen en nuevas por el sólo hecho de realizar un "cambio de consideración", que requiera ingresarse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Esto limitaría la decisión del titular de realizar modificaciones al funcionamiento de la central, dado que implicaría el cumplimiento inmediato de la norma de emisión en comento. En consecuencia, cualquier cambio planificado por el propietario, como serían, por ejemplo, implementación de nueva tecnología, cambio de combustible o modificación en el tratamiento de residuos (botaderos de cenizas en el caso de centrales a carbón) u otro cuyo efecto esté alineado a los objetivos de la norma de emisiones, se vería desincentivado por el simple cambio de clasificación y la inminencia del cumplimiento de la norma. En tal contexto, Endesa Chile propone lo siguiente:

- Que sólo se considere un cambio de clasificación de termoeléctrica "existente" a "nueva" cuando se realicen modificaciones en la central que impliquen un aumento de consideración en la capacidad de generación de la central (a modo de ejemplo, aumento igual o superior el 10% de su capacidad).
- Que los cambios que involucren mejoras tecnológicas y disminución de impactos ambientales, implementación de nuevos sistemas de abatimiento o reacondicionamiento de existentes entre otros, no signifique un cambio de clasificación de termoeléctrica "existente" a "nueva".

1.3 Definición de Termoeléctrica de Respaldo versus Termoeléctrica de Base

Otro concepto relevante se refiere a la diferencia que existe entre las termoeléctricas conforme a su régimen de operación que, atendiendo a su factor de planta (frecuencia de despacho), pueden clasificarse como termoeléctricas de "respaldo" o termoeléctricas de "base", diferenciación importante por cuanto sus impactos en los niveles de emisión son también distintos.

Las termoeléctricas de "respaldo" son centrales que, por sus características físicas y tecnológicas (generalmente unidades turbogas o motores a petróleo que poseen altos costos variables de producción y rapidez en los tiempos de partida y de toma de carga), se utilizan como apoyo en el sistema eléctrico y su característica principal es que presentan un bajo factor de planta (baja frecuencia de despacho en el sistema). Generalmente sirven de respaldo en período críticos de abastecimiento del sistema, hacen frente a eventos de fallas de corta duración y apoyan el suministro eléctrico en el caso de reposición de servicio ante *black out* o en el caso de saturación de líneas de transmisión. Todo lo cual hace que por su bajo factor de despacho promedio anual tengan un menor efecto de emisiones respecto de las centrales de base.

Por otra parte, las termoeléctricas de base son aquellas que por sus características tecnológicas poseen menores costos variables de operación, razón por la cual poseen un mayor factor de planta y su operación es más constante en el tiempo. Clasifican en este segmento principalmente las centrales a vapor carbón, las centrales de ciclo combinado que operan con gas natural licuado (GNL) y las centrales de ciclo combinado que, pese a operar con diesel, tienen un rendimiento operativo más alto que las restantes centrales a petróleo.

Es importante que se incluya la clasificación antes señalada dentro de las definiciones de esta norma, puesto que los impactos en las emisiones, y los costos y beneficios de las exigencias y restricciones que se impongan en esta regulación, son diferentes en ambos casos, por lo cual ambos tipos de termoeléctricas deben regularse en forma separada y distinta. Ello significa que deben hacerse distinciones, entre otros aspectos, en el tipo de mediciones y monitoreo a realizar, y en las exigencias y modalidad de realizar el control de las emisiones. Todo ello acorde con los volúmenes reales promedio emitidos por cada tipo de termoeléctricas dentro de un determinado período de control (semestral o anual).

La diferenciación para medir costos y beneficios del control de emisiones por cada tipo de central no está recogida en la evaluación realizada para justificar la norma del anteproyecto, lo cual, al no incluir este distingo, distorsiona el efecto real de las emisiones de cada tipo de central y afecta, a nuestro entender, la calidad y eficiencia de esta regulación.

Se propone a la Autoridad que se incluya en las definiciones de la norma una nueva categoría de termoeléctricas, distinguiendo, como se señaló anteriormente, entre termoeléctricas de "respaldo" y termoeléctricas de "base". Esta diferenciación puede llevarse a cabo de acuerdo al factor de planta u operación de estas instalaciones, considerando el promedio estadístico de este factor medido en una ventana de tiempo histórico de acuerdo con los registros disponibles.

A modo de propuesta, se puede definir la termoeléctrica de "respaldo" como aquella cuyo factor de planta promedio anual sea menor al 30% durante los últimos ocho años calendario, definiendo este factor de planta como la generación anual real de la central (GWh/año) dividida por su generación anual operando a plena carga (potencia instalada). Es factible que con esta clasificación la central cambie de categoría en el tiempo, reclasificando una instalación de base como una de respaldo o viceversa; pero lo que debe prevalecer para el año de control es la clasificación que resulta de la estadística histórica antes señalada, salvo que el titular de la central, por modificaciones de la misma, tenga interés en una nueva reclasificación (diferente a la histórica), para lo cual deberá justificarla fundadamente. Se propone, además, que toda termoeléctrica nueva debe ser considerada de base mientras no pueda demostrar el registro que la identifique como de respaldo.

Definido un criterio de clasificación, la norma debe además fijar criterios distintos para regular las emisiones de cada tipo de central. En tal contexto, se propone que las termoeléctricas de "respaldo", a diferencia de las termoeléctricas de "base", no tengan la obligación de un monitoreo continuo sino discreto, debido a su bajo factor de planta antes

señalado y a que su despacho es esporádico y discontinuo en el tiempo. Por lo mismo, se propone además, que el control para verificar el cumplimiento del límite de las emisiones se realice en una ventana de tiempo más amplia que la horaria. En tal contexto, se plantea lo siguiente para las termoeléctricas de "respaldo":

- Que los reportes de las emisiones por chimenea se realice a través de un monitoreo isocinético directo, con frecuencia mensual y sólo cuando la central está despachada por más de 24 horas seguidas.
- Que el cumplimiento de los límites de la norma sea medido y controlado no en forma horaria, sino sobre la base de un promedio anual que considere las horas en que la central es despachada.

2 Centrales Existentes: Gradualidad, Plazos y Límites

La definición propuesta y solicitada en el numeral 1.2 de este informe, para calificar y diferenciar las termoeléctricas "existentes" versus "nuevas" tiene fundamentos adicionales en los aspectos que se señalan a continuación:

- La solución técnica para el control de las emisiones puede ser muy distinta entre las termoeléctricas existentes y aquellas en proceso de diseño, pues las primeras presentarán con mucha seguridad restricciones de índole tecnológico y de espacio físico de sus instalaciones, que pueden obstaculizar o impedir la instalación de dispositivos o equipos de control de emisiones y, por ende, dificultar el cumplimiento de las exigencias impuestas por la norma.
- La factibilidad económica es también muy distinta. Las instalaciones existentes por su ubicación y disponibilidad de espacio requerirán de soluciones de mayor costo para alcanzar el mismo nivel de abatimiento. Esta diferenciación no está contemplada en el anteproyecto ni en el informe de análisis que lo respalda.
- La readecuación de instalaciones existentes, puede tener un costo de lucro cesante por detención de las operaciones. En especial, para el caso de las centrales de base, que presentan un alto factor de despacho, las modificaciones de las instalaciones para adecuarse a la norma puede implicar detenciones que superan los tiempos de mantenimiento de la central, lo que puede afectar su despacho económico con los consiguientes costos para el sistema. Es más, estos costos pueden ser crecientes a medida que son menores los plazos establecidos por la norma para realizar las adaptaciones correspondientes a las exigencias definidas en la misma. Cabe señalar que este costo tampoco ha sido incorporado en el informe de evaluación del anteproyecto, razón por la cual, de ser considerado, debería propender a aumentar los plazos de adaptación de las termoeléctricas para el cumplimiento de las exigencias de la norma.
- De acuerdo al anteproyecto, las inversiones en abatimiento en centrales existentes más antiguas deben ser amortizadas en periodos más reducidos que en el caso de las centrales existentes más nuevas, lo cual podría redundar en una condición más

difícil para la adaptación a los límites de la norma. En tal caso, se propone a la Autoridad considerar la alternativa que las termoeléctricas antiguas tengan la opción de eximirse del cumplimiento de los límites de esta norma, sobre la base de comprometerse a no operar la central más allá de un determinado número de horas dentro de un año calendario. A modo de ejemplo, la Directiva Europea establece esta prerrogativa de exención al titular de una termoeléctrica antigua, si declara no hacer funcionar la central durante más de 20.000 horas en un periodo de ocho años (lo que equivale a 2.500 horas/año). Las centrales que se acojan a esta exención deberán declararlo en un plazo de tres años desde la publicación de la norma. Las 20.000 horas indicadas se comenzarían a contabilizar a partir del término de estos tres años.

2.1 Cumplimiento de un Límite Único al año 2020: Artículo 5°

Las diferencias descritas entre termoeléctricas existentes y nuevas son las que justifican que en diversas normas internacionales (Directiva 2001/80/CE, España Real Decreto N°430/2004, entre otras) la clasificación y las exigencias para ambas se mantengan en el tiempo, sin equipararlas en ningún plazo. Ello teniendo presente que las decisiones de diseño e inversión se realizan sobre la base de normativas de emisiones distintas.

Por las razones expuestas, se propone a la Autoridad que no exista plazo de equiparación de clasificación y exigencia en la nueva regulación de emisiones, razón por la cual se solicita eliminar en la norma definitiva la obligatoriedad incluida en el anteproyecto de cumplir con un límite único de equiparación al año 2020.

2.2 Plazo para el Cumplimiento de las Termoeléctricas Existentes

En el caso de las instalaciones existentes, el plazo de tres años para dar cumplimiento a la norma establecida en el anteproyecto en comento, se considera no factible de ser cumplido, teniendo presente plazos realistas asociados al desarrollo de los proyectos de adaptación correspondientes.

Respecto de lo anterior, Endesa Chile considera como plazo realista un período no inferior a seis años para dar cumplimiento a la normativa en elaboración. Esto se fundamenta en que el desarrollo e implementación de un proyecto de este tipo tiene muchas etapas y cada una con sus propios plazos. Las principales corresponden a las que se incluyen en la Tabla N° 1 de esta presentación.

Tabla 1. Cronograma de un proyecto de implementación de Sistema de Abatimiento para centrales termoeléctricas

Años	1	2	3	4	5	6
Ingeniería preliminar (básica)	X					
Estudios de línea base y prospecciones (geológicas)	X	X				
Contratación y elaboración DIA o EIA		X				
Tramitación DIA o EIA en el SEIA		X	X			
Tramitación concesiones, permisos		X	X	X	X	
Obras preliminares, campamento, accesos		X	X			
Ingeniería e inspección técnica	X	X	X	X	X	X
Negociación contratos		X				
Fabricación de equipos			X	X		
Construcción y montaje				X	X	
Servicios y contratos menores			X	X	X	X
Pruebas de marcha blanca y puesta en servicio						X
Monitoreos ambientales					X	X
Riesgo de Judicialización			X	X	X	X

Los plazos antes indicados se basan en la experiencia asociada a este tipo de proyectos que desarrolla Endesa Chile.

Por otra parte, es importante destacar que en el caso de la norma de emisión D.S. N°90 que regula la emisión de contaminantes asociados a descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales, la Autoridad, en virtud del principio de gradualidad en la aplicación de las normas ambientales, les otorgó un plazo de cinco años a los titulares de plantas existentes que emiten este tipo de residuos, para ajustarse al cumplimiento de la norma.

Por lo anterior y considerando la magnitud del impacto de esta norma, se solicita a la Autoridad Ambiental que el plazo para dar cumplimiento a la norma debe ser a lo menos de seis años.

2.3 Límite realista de Emisiones para Termoeléctricas Existentes y Nuevas

2.3.1.- Caso de Centrales Existentes

En el caso de las centrales existentes, al comparar los límites de emisiones de los contaminantes MP, SO_x y NO_x de la Tabla N° 1 del anteproyecto (R.E. N° 7.550) versus los límites definidos por normativas internacionales revisadas por Endesa Chile, a saber: Comunidad Europea (Directiva 2001/80/CE) y España (Real Decreto N°430/2004), se concluye que los límites del anteproyecto son significativamente más exigentes que dichas normas internacionales, teniendo en consideración que estas normas constituyen referentes de una elevada exigencia ambiental a nivel mundial. Al respecto, cabe agregar que tales normas internacionales, además de diferenciar límites de exigencias entre centrales existentes y nuevas, establecen otras distinciones específicas como son,

entre otros: tipo de combustible utilizado y rango de potencia instalada de las centrales. Todo ello, considerando que esas normativas tienen los mismos objetivos básicos del anteproyecto en comento, que son fundamentalmente proteger la salud de la comunidad y fortalecer la economía y seguridad energética de los sistemas eléctricos.

Atendiendo lo anterior, Endesa Chile propone subdividir los límites de exigencia de emisiones de acuerdo con los rangos de potencia definidos por la Comunidad Europea y España, así como modificar los límites de exigencia del anteproyecto sobre la base de comparar y adaptar los valores contenidos en dichas normas internacionales, con las características del parque generador térmico de los sistemas eléctricos.

Los valores límites revisados de tales normas y los propuestos por Endesa Chile para nuestra regulación, desglosados por tipo de combustible y potencia instalada, se presentan en las Tablas 2, 3 y 4 para los contaminantes MP, SO_x y NO_x, respectivamente. A modo comparativo se agregan además los límites definidos en el anteproyecto.

Tabla 2. Análisis de límites para MP en mg/Nm³ para instalaciones existentes.

Combustible	Anteproyecto R.E. N° 7.550	Comunidad Europea	España	Propuesta Endesa
Sólido (carbón) 50 a 500 MW	50	100	100	100
Sólido (carbón) > 500 MW	50	50	50	50
Líquido (petróleo)	30	50	50	50

Tabla 3. Análisis de límites para SO₂ en mg/Nm³ para instalaciones existentes.

Combustible	Anteproyecto R.E. N° 7.550	Comunidad Europea	España	Propuesta Endesa
Sólido (carbón) 50 a 100 MW	200	2.000	2.000	2.000
Sólido (carbón) 100 a 500 MW	200	2.000-400	2.000 - 500	2.000-500
Sólido (carbón) > 500 MW	200	400	500	500
Líquido (petróleo) 50-300 MW	30	1.700	1.700 (50 -100 MW)	1.700
Líquido (petróleo) 300 - 500 MW	30	1.700-400	1.700-400 (100-500 MW)	1.700-400
Líquido (petróleo) > 500 MW	-	-	400	400

Tabla 4. Análisis de límites para NO_x en mg/Nm³ para instalaciones existentes.

Combustible	Anteproyecto R.E. N° 7.550	Comunidad Europea	España	Propuesta Endesa
Sólido (carbón) 50 a 500 MW	400	600	600	600
Sólido (carbón) > 500 MW	400	500	500	500
Líquido (petróleo) 50-300 MW	400	450	450 (50 -100 MW)	450
Líquido (petróleo) 300 – 500 MW	200	400	450 (100-500 MW)	450
Líquido (petróleo) > 500 MW	200	400	400	400
Gas natural 50– 300 MW	50	300	300 (50-500 MW)	300
Gas natural > 300 MW	50	200	200 (>500 MW)	200

En la Tabla 5, se presenta un resumen de los valores límites que propone Endesa Chile para las centrales existentes, para reemplazar la Tabla 1 del Anteproyecto.

Tabla 5. Propuesta de normativa para unidades existentes

Combustible	MP mg/Nm ³	SO ₂ mg/Nm ³	NO _x mg/Nm ³
Sólido (carbón/pet-coke) 50 a 500 MW	100	2.000	600
Sólido (carbón/petcoke) 100 a 500 MW	100	2.000-500	600
Sólido (carbón/pet-coke) > 500 MW	50	500	500
Líquido (petróleo) 50-300 MW	50	1.700	450
Líquido (petróleo) 300 – 500 MW	50	1.700-400	400
Líquido (petróleo) > 500 MW	50	400	400
Gas natural 50– 300 MW	-	-	300
Gas natural > 300 MW	-	-	200

2.3.2.- Caso de Centrales Nuevas

Al respecto y considerando las tecnologías disponibles a nivel internacional, Endesa Chile estima adecuados los límites que actualmente contiene la normativa de la Comunidad Europea (Directiva 2001/80/CE, ver Tabla 6) y de España (Real Decreto N°430/2004) para instalaciones nuevas, ello porque tales valores reflejan

adecuadamente la realidad tecnológica existente, ya que el mercado está produciendo equipos para esta normativa, la que por sí misma representa un alto estándar en protección al medio ambiente y a la salud de las personas.

Tabla 6. Valores Límite de Emisión establecidos por la Directiva Europea 2001/80/CE para Instalaciones Nuevas

Combustible	MP mg/Nm ³	SO ₂ mg/Nm ³	NO _x mg/Nm ³
Sólido (carbón) 50 a 100 MW	50	850	400
Sólido (carbón) 100 a 300 MW	30	200	200
Sólido (carbón) > 300 MW	30	200	200
Líquido (petróleo) 50-100 MW	50	850	400
Líquido (petróleo) 100 – 300 MW	30	400-200	200
Líquido (petróleo) > 300 MW	30	200	200
Gas natural 50– 300 MW	5	35	150
Gas natural > 300 MW	5	35	100

2.3.3.- Caso de los Metales Pesados

La Tabla 3 del anteproyecto, define límites para los contaminantes: mercurio (Hg), níquel (Ni) y vanadio (V), basados en cálculos teóricos y no en datos reales o en su defecto, en normas internacionales. De hecho, cabe destacar que las normas consideradas como referentes por Endesa Chile (Comunidad Europea y España), a pesar de reflejar un alto estándar a nivel internacional, no cuentan con regulación de emisión para estos metales pesados, razón por la cual, de la revisión antes señalada, no nos fue posible verificar si los límites propuestos en el anteproyecto se ajustan a normas internacionales. Tampoco fue posible corroborar tales límites con datos reales de centrales existentes, por cuanto no se disponen de registros de medición de este tipo de contaminantes atmosférico.

Por lo anterior, existe la posibilidad de que los costos y beneficios asociados al control directo de estos parámetros no estén adecuadamente dimensionados en el estudio de base del anteproyecto, por lo cual se solicita a la Autoridad incluir una mayor justificación económica de los límites definidos para estos contaminantes, incluyendo, si los hubiere, valores reales asociados al control de las emisiones de los mismos.

3 Evaluación Económica de los Contaminantes

Endesa Chile considera recomendable que la evaluación que justifica la norma analice y compare por separado los costos y beneficios de cada contaminante controlado, de modo de justificar adecuadamente los límites impuestos. Lo anterior es independiente de

que se puedan considerar las sinergias en el control conjunto de los contaminantes. Ello por cuanto al realizar una evaluación de beneficio-costos conjunta pueden existir efectos económicos cruzados (subsídios cruzados) entre contaminantes que ocultan el mérito propio de cada uno de ellos, con lo cual se distorsionan los resultados de la evaluación y las decisiones de regulación. A modo de ejemplo, puede existir un contaminante de un alto costo de control y presenta un escaso beneficio social, efecto que se ve ocultado en la evaluación conjunta por los beneficios netos favorables que podrían presentar los otros contaminantes. En tal caso se produce una sobreestimación de los niveles de exigencia que se definen para el contaminante de bajo o negativo beneficio neto particular.

La evaluación antes señalada y sus resultados por contaminante individual son particularmente necesarios, dado la diferencia de beneficios calculados para MP respecto de NO_x y SO_2 , considerando que los mayores costos de abatimiento provienen de estos últimos parámetros.

Lo mismo es aplicable a la justificación de las normas para metales pesados que se intenta regular, donde es necesario indicar y clarificar cuáles son los costos y beneficios individuales asociados a su control. Ello, en virtud que los costos efectivos no han sido incluidos en el informe de análisis que respalda el anteproyecto, justificándose el cumplimiento de las exigencias incluidas en el anteproyecto a través de los beneficios netos asociados al control de los otros contaminantes.

Asimismo, entendemos que la evaluación de los costos debería incorporar el efecto económico en la industria al considerar un incremento en las tarifas eléctricas, que efectivamente existe y que es creciente en el tiempo, lo cual tiene como consecuencia una disminución de la competitividad de la producción del país y como consecuencia impacta su crecimiento.

4 Otras Definiciones o Aclaraciones de Unidades de Medida

En el artículo 4° se mencionan algunos parámetros o unidades de medida que requieren mayor definición para efectos de facilitar el proceso de fiscalización de la norma por parte de la Autoridad. Por esta razón es recomendable que se consideren las siguientes definiciones y sean incorporadas en el artículo 3° de la norma.

- **NO_x:** Refiérase a las concentraciones o tasa de emisión de monóxido de nitrógeno (NO), dióxido de nitrógeno (NO₂) u otro óxido de nitrógeno, medidas en la chimenea o foco de emisión y expresado como mg de NO/Nm³.
- **SO_x:** Refiérase a las concentraciones o tasa de emisión de dióxido de azufre (SO₂), trióxido de azufre (SO₃) medidas en la chimenea o punto de emisión y expresado como mg SO₂/Nm³.
- **Corrección por oxígeno:** Refiérase a la conversión de una concentración medida para condiciones referenciales de oxígeno. Para efectos de la corrección se entenderá por: C_R, la concentración del contaminante corregido, C_M, la

concentración del contaminante medido, O_R , el porcentaje de oxígeno referencial y O_M , el oxígeno medido. Por lo anterior $C_R = ((21-O_R)/(21-O_M)) * C_M$.

Por lo relevante de la corrección por oxígeno, se solicita definir un exceso de aire del 15% en el reporte de las emisiones de las centrales térmicas a gas (diésel) y un 7% en el caso de las centrales carboneras. Lo anterior, debido a que el reporte al 3% de exceso de aire indicado en la norma no refleja adecuadamente las condiciones reales del proceso de combustión que son reportados por los monitoreos isocinéticos o las mediciones en línea existentes.

5 Medidas de Emisiones y Estados de Operación

El anteproyecto establece límites de emisión que "se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen durante el año calendario". Lo anterior, para permitir que el 5% restante de cuenta de horas con operación de "encendido, apagado o probables fallas".

Cabe señalar que este estándar de exención del 5% de las horas puede alejarse bastante de la operación real, siendo muy distinto el efecto dependiendo de la tecnología de la termoeléctrica y de las condiciones de operación del sistema. Desde el punto de vista de la operación de estas unidades, el 5% definido en el anteproyecto subestima los períodos de operación distintos a los de régimen tales como los tiempos de partidas, de paradas, fallas y otras, en los cuales no deberían controlarse las emisiones.

El porcentaje antes indicado puede diferir aún más de los tiempos reales en que las centrales no están en régimen cuando se trata de centrales de respaldo. Ello debido a la modalidad de despacho que usualmente tienen estas unidades en que son requeridas para operar en forma intermitente conforme a requerimientos puntuales del sistema eléctrico al que se encuentran conectadas. Por lo tanto, la aplicación de la norma tal como está señalada en el anteproyecto implicaría en la práctica que la unidad no estaría cumpliendo la norma de emisiones.

Por tal motivo y dado que existe el registro de las horas de operación en que las termoeléctricas son llamadas a plena carga por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) o complementariamente se encuentran en un estado transiente de operación (encendido, subida o baja de carga), resulta posible hacer un seguimiento de las emisiones y verificar el cumplimiento de la norma eliminando del registro aquellas etapas de la operación en que la central no se encuentra en régimen.

6 Otras Observaciones

6.1.- Modalidad de Fiscalización.

Con respecto al Art. 6°, usualmente ocurre que cuando hay más de un fiscalizador con atribuciones sectoriales, se genera una ambigüedad sobre la competencia que posee cada fiscalizador. Para evitar esto, se sugiere a la autoridad que sólo sea un servicio

sectorial el que cumpla con esta tarea de fiscalización y que cuente con tales atribuciones de control.

6.2.- Modalidad de Medición de Monitoreo Continuo

En el Art. 7° del anteproyecto la Autoridad señala "las termoeléctricas existentes tendrán un plazo de dos años para implementar un sistema de medición continua de emisiones contados desde la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisiones". Al respecto, se solicita que este plazo debiera medirse desde que la Autoridad Sanitaria aprueba el sistema de monitoreo, para evitar ambigüedades en su aplicación. En el caso de las unidades nuevas, esta aprobación sanitaria debiera estar dentro del proceso de evaluación de impacto ambiental.

La letra b) del mismo artículo, establece que el informe del sistema de medición continuo será aprobado si cumple los siguientes requisitos: criterios de exactitud relativa, criterios de rendimiento, fiabilidad, certeza y calidad por la autoridad sanitaria. No obstante, en la letra siguiente define que los equipos a monitorear deberán contar con certificación de calidad según estándares europeos y de la agencia EPA de Los EE. UU.. Frente a esta situación, no está claro cuál es el criterio de calidad que primará: el que pueda definir la autoridad sanitaria o el de las normas internacionales consignadas en este anteproyecto. Se solicita aclarar.

6.3.-Aplicación de la Norma de emisión y otros instrumentos de Gestión Ambiental

Endesa estima necesario, por razones de certeza jurídica, que la norma aclare la forma en que conciliará la aplicación de ésta, con áreas reguladas por planes de prevención o descontaminación, y que se resguarde que las instalaciones nuevas no sean objeto de una doble restricción derivada de la norma de emisión y del plan respectivo.

Fin del informe.



CTANDINA EDELNOR ELECTROANDINA CT HORNITOS

Santiago, 11 de marzo de 2010
GD/2010/ 090



Señor
Alvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente:

De mi consideración:

Por la presente adjunto documento de observaciones al anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, aprobado en virtud de la resolución N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, cuyo extracto fue publicado en el Diario Oficial con fecha 15 de diciembre del año 2009.

Estas observaciones son realizadas en virtud de lo señalado en el artículo 20 del DS 93 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia del año 1995, que establece el Reglamento para la dictación de normas de calidad y emisión. Ello con el objeto que estas observaciones sean considerados por la autoridad al momento de dictarse la norma definitiva, y sean acogidas en todas sus partes.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,


Alejandro Lorenzini L.
Gerente de Desarrollo
Grupo Empresas Edelnor S.A.

cc: COREMA Región de Antofagasta

Se adjunta:

- Documento de observaciones a la citada norma.
- Escrituras en que consta mi personería para representar a EDELNOR S.A., Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A.

MZH REPERTORIO Nº 2187-09

5.

M: 227657

EMPRESA ELECTRICA DEL NORTE GRANDE S.A.

DELEGACIÓN DE PODER

EN SANTIAGO DE CHILE, a once de marzo de dos mil nueve, ante mí, **IVAN TORREALBA ACEVEDO**, chileno, casado, abogado y Notario Público Titular de la Trigésima Tercera Notaría de Santiago, cédula nacional de identidad número tres millones cuatrocientos diecisiete mil novecientos noventa guión cinco, Notario Público Titular de la Trigésima Tercera Notaría de Santiago, con oficio en calle Huérfanos número novecientos setenta y siete, oficina quinientos uno de la Comuna de Santiago, comparece: don **Juan Joel Gervería Aliste**, chileno, casado, ingeniero civil, cedula nacional de identidad numero nueve millones cuatrocientos treinta y tres mil trescientos tres guión dos, en su calidad de Gerente General, y don **Lodewijk Verdeyen**, belga, casado, ingeniero, cédula de identidad para extranjeros número veintiún millones seiscientos cuarenta y ocho mil noventa y cuatro guión cinco, ambos en representación, según se acreditará, de **EMPRESA ELECTRICA DEL NORTE GRANDE S.A.**, Ról Único Tributario ochenta y ocho millones seis mil novecientos guión cuatro, ambos domiciliados en esta ciudad, Avenida El Bosque Norte quinientos, oficina novecientos dos, comuna de Las Condes; los comparecientes mayores de edad, quienes han acreditado sus identidades con la cédula citada y exponen: **PRIMERO.-** Por acuerdo del Directorio de EMPRESA ELECTRICA DEL NORTE GRANDE S.A., en adelante indistintamente "EDELNOR" o la "Sociedad", adoptado en su sesión número cuatrocientos treinta y dos, celebrada el veinticinco de noviembre de dos mil ocho, cuya acta fue reducida a escritura pública con fecha diecisiete de Diciembre de dos mil ocho en esta misma Notaría, los compareciente fueron designados como Mandatarios Clase "A" de la Sociedad, quedando investidos, actuando en la forma indicada al efecto, de la totalidad de los poderes



ME

establecidos para dicha categoría de apoderados, entre los cuales se encuentra la facultad de representar a la Sociedad ante la Corporación Nacional y Corporaciones Regionales de Medio Ambiente, pudiendo formular y suscribir toda clase de presentaciones, peticiones y declaraciones, incluso obligatorias, modificarlas o desistirse de ellas. Asimismo, entre los poderes conferidos a los Mandatarios Clase "A" se encuentra la facultad de otorgar mandatos especiales, confiriendo o delegando en todo o en parte las facultades consignadas en el acta respectiva.- **SEGUNDO.**- Por este acto, los comparecientes, en uso de las atribuciones indicadas en la cláusula anterior, viene en delegar en don Juan Alejandro Lorenzini Lorenzini la facultad de representar a EDELNOR ante las autoridades medioambientales nacionales, en especial ante la Comisión Nacional del Medio Ambiente y las Comisiones Regionales del Medio Ambiente de la Primera, Segunda y Decimoquinta Regiones del país, pudiendo formularles y suscribir toda clase de presentaciones, peticiones y declaraciones, incluso obligatorias, modificarlas o desistirse de ellas, ser notificado, y, en general, tramitar ante los señalados organismos todo lo relacionado con materias medioambientales, estando investido de todos los poderes que fueren necesarios al efecto. Podrá además el delegatario subdelegar total o parcialmente el poder anterior.- En comprobante y previa lectura, firma el compareciente.- Se da copia y se anota en el Libro de Repertorio bajo el número señalado.- Doy fe.-


Lodewijk Verdeyen
C.I.: 21.648.094-5



Juan Clavería Aliste
C.I.: 9.433.303-2




LA PRESENTE COPIA ES TESTIMONIO FIEL DE SU ORIGINAL
SANTIAGO
3 MAR 2009
IVAN TORREALBA ACEVEDO
NOTARIO PUBLICO


M: 227656/ELECTROANDINA S.A.

DELEGACIÓN DE PODER

EN SANTIAGO DE CHILE, a once de marzo de dos mil nueve, ante mí, **IVAN TORREALBA ACEVEDO**, chileno, casado, abogado y Notario Público Titular de la Trigésima Tercera Notaría de Santiago, cédula nacional de identidad número tres millones cuatrocientos diecisiete mil novecientos noventa guión cinco, Notario Público Titular de la Trigésima Tercera Notaría de Santiago, con oficio en calle Huérfanos número novecientos setenta y nueve, oficina quinientos uno de la Comuna de Santiago, comparece: don **Lodewijk Vanleyen**, belga, casado, ingeniero, cédula de identidad para extranjeros número veintiún millones seiscientos cuarenta y ocho mil noventa y cuatro guión cinco, en su calidad de Gerente General, y don **Juan Joel Clavería Aliste**, chileno, casado, ingeniero civil, cedula nacional de identidad numero nueve millones cuatrocientos treinta y tres mil trescientos tres guión dos, ambos en representación, según se acreditará, de **ELECTROANDINA S.A.**, Ról Único Tributario noventa y seis millones setecientos treinta y un mil quinientos guión uno, ambos domiciliados en esta ciudad, Avenida El Bosque Norte quinientos, oficina novecientos dos, comuna de Las Condes; los comparecientes mayores de edad, quienes han acreditado sus identidades con la cédula citada y exponen: **PRIMERO.-** Por acuerdo del Directorio de **ELECTROANDINA S.A.**, en adelante la "Sociedad", adoptado en su sesión número ciento setenta y ocho celebrada el veinticinco de noviembre de dos mil ocho, cuya acta fue reducida a escritura pública con fecha diecisiete de Diciembre de dos mil ocho en esta misma Notaría, los compareciente fueron designados como Mandatarios Clase "A" de la Sociedad, quedando investidos, actuando en la forma indicada al efecto, de la totalidad de los poderes establecidos para dicha categoría de apoderados, entre los cuales se encuentra la facultad



de representar a la Sociedad ante la Corporación Nacional y Corporaciones Regionales de Medio Ambiente, pudiendo formular y suscribir toda clase de presentaciones, peticiones y declaraciones, incluso obligatorias, modificarlas o desistirse de ellas. Asimismo, entre los poderes conferidos a los Mandatarios Clase "A" se encuentra la facultad de otorgar mandatos especiales, confiriendo o delegando en todo o en parte las facultades consignadas en el acta respectiva.- **SEGUNDO.**- Por este acto, los comparecientes, en uso de las atribuciones indicadas en la cláusula anterior, viene en delegar en don Juan Alejandro Lorenzini Lorenzini la facultad de representar a ELECTROANDINA S.A. ante las autoridades medioambientales nacionales, en especial ante la Comisión Nacional del Medio Ambiente y las Comisiones Regionales del Medio Ambiente de la Primera, Segunda y Decimoquinta Regiones del país, pudiendo formularles y suscribir toda clase de presentaciones, peticiones y declaraciones, incluso obligatorias, modificarlas o desistirse de ellas, ser notificado, y, en general, tramitar ante los señalados organismos todo lo relacionado con materias medioambientales, estando investido de todos los poderes que fueren necesarios al efecto. Podrá además el delegatario subdelegar total o parcialmente el poder anterior.- En comprobante y previa lectura, firma el compareciente.- Se da copia y se anota en el Libro de Repertorio bajo el número señalado.- Doy fe. 


 Lodewijk Verdeyen
 C.I.: 21.648.094-5




 Juan Clavería Aliste
 C.I.: 9.433.303-2






LA PRESENTE COPIA ES TESTIMONIO FIEL DE SU ORIGINAL
 SANTIAGO 13 MAR 2009
 IVAN TORREALBA ACEVEDO
 NOTARIO PUBLICO


EDUARDO AVELLO CONCHA
NOTARIO PUBLICO
Orrego Luco 0153 - Fono 2333933
2517200 - 2317183
Providencia

10245

REPERTORIO
Nº 8311 - 2008

OT N°20006

INSERCIÓN DE ACTA
SESION DE DIRECTORIO
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.




EN SANTIAGO DE CHILE, a veinte de mayo del año dos mil ocho, ante mí, **EDUARDO AVELLO CONCHA**, Abogado, Notario Público Titular de la Vigésima Séptima Notaría de Santiago, con oficio en calle Orrego Luco cero ciento cincuenta y tres, Providencia, Santiago, comparece: Doña **MARIA CONSUELO VILLALABEITIA NAVAJAS**, chilena, soltera, abogado, cédula de identidad número trece millones cuatrocientos setenta y dos mil noventa y siete guión dos, domiciliada para estos efectos en Avenida El Bosque Norte quinientos oficina novecientos dos, comuna de Las Condes, Santiago, mayor de edad, quien acredita su identidad con la cédula citada y expone: Que debidamente facultada viene en reducir a escritura pública partes pertinentes del **ACTA DE LA SESION DE DIRECTORIO DE CENTRAL TERMOELECTRICA ANDINA S.A.**, celebrada el veintinueve de abril del dos mil ocho y declara que el Acta se encuentra firmada por los señores Jan Flachet, Pascal Brancart, Ricardo Campano Gándara, Alexandre Jean Keisser y Fernando Bravo Valdés. Dicha Acta es del siguiente tenor: "SESION DE DIRECTORIO CENTRAL TERMOELECTRICA ANDINA S.A. En Santiago, a veintinueve de Abril de dos mil ocho, siendo las quince horas, en Avenida El Bosque Norte número quinientos, oficina noventa y dos, comuna de Las Condes, tiene lugar la sesión de Directorio de la sociedad CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A. (CTA). Asisten a la reunión los directores titulares señores Jan Flachet, Pascal Brancart, y Ricardo Campano Gándara y, con sólo derecho a voz por encontrarse presente el titular respectivo, el director suplente don Alexandre Jean Keisser. Asiste además el Gerente General don Lodewijk Verdeyen, el Gerente de Proyecto don Marc Debyser y, especialmente invitado por el Directorio, don Hugo Toro Alvarez. Preside la reunión el titular don Jan Flachet y actúa como secretario don Fernando Bravo Valdés.- **Uno.- ACTAS DE LAS SESIONES ANTERIORES.** El Directorio aprueba por unanimidad las



actas de las sesiones de Directorio de fecha diecinueve de Diciembre de dos mil siete y veintiseis de Marzo de dos mil ocho. **Cinco. PODER ESPECIAL.** El Directorio acuerda por unanimidad conferir poder especial a don Juan Alejandro Lorenzini Lorenzini, cédula nacional de identidad número siete millones ciento diecisiete mil quinientos veintiuno guión nueve, para que represente a Central Termoeléctrica Andina S.A. ante las autoridades medioambientales nacionales, en especial ante la Comisión Nacional del Medio Ambiente y las Comisiones Regionales del Medio Ambiente de la Primera y Segunda Regiones del país, pudiendo formularles y suscribir toda clase de presentaciones, peticiones y declaraciones, incluso obligatorias, modificarlas o desistirse de ellas, ser notificado, y, en general, tramitar ante los señalados organismos todo lo relacionado con materias medioambientales, estando investido de todos los poderes que fueren necesarios al efecto. **Nueve. VARIOS.**

Reducción a escritura pública. Se acuerda, por la unanimidad de los presentes, facultar a don Fernando Bravo Valdés, a doña María Soledad Martínez Tagle, a doña María Consuelo Villalabeitia Navajas y a don Jaime Ríos Gómez-Lobo, a fin de que actuando uno cualquiera de ellos indistinta y separadamente, reduzca a escritura pública en todo o en parte el acta que se levante de esta sesión. **Cumplimiento de los acuerdos.** Finalmente, se acuerda llevar a efecto de inmediato los acuerdos adoptados en esta reunión, sin esperar la aprobación del acta ni el cumplimiento de alguna otra formalidad, entendiéndose ella aprobada desde que se encuentre suscrita por todos los directores asistentes a la reunión. No habiendo otro asunto que tratar, se levanta la reunión a las dieciséis horas.- Hay cinco firmas." **Conforme** con el Acta que se ha tenido a la vista y se devuelve a la peticionaria. En comprobante y previa lectura, la compareciente firma. Se da copia.

DOY FE. = 


 MARIA CONSUELO VILLALABEITIA-NAVAJAS



ESTA COPIA ES TESTIMONIO FIEL DEL ORIGINAL
 Santiago, 20 MAY 2008



cj.


INSERCIÓN DE ACTA

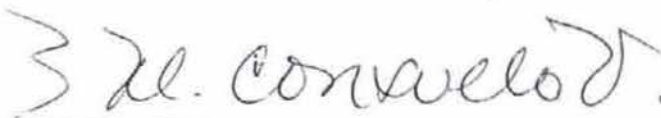
SESIÓN DE DIRECTORIO
INVERSIONES HORNITOS S.A.



EN SANTIAGO DE CHILE, a veinte de mayo del año dos mil ocho, ante mí, **EDUARDO AVELLO CONCHA**, Abogado, Notario Público Titular de la Vigésima Séptima Notaría de Santiago, con oficio en calle Orrego Luco cero ciento cincuenta y tres, Providencia, Santiago, comparece: Doña **MARIA CONSUELO VILLALABEITIA NAVAJAS**, chilena, soltera, abogado, cédula de identidad número trece millones cuatrocientos setenta y dos mil noventa y siete guión dos, domiciliada para estos efectos en Avenida El Bosque Norte quinientos oficina novecientos dos, comuna de Las Condes, Santiago, mayor de edad, quien acredita su identidad con la cédula citada y expone: Que debidamente facultada viene en reducir a escritura pública partes pertinentes del **ACTA DE LA SESIÓN DE DIRECTORIO DE INVERSIONES HORNITOS S.A.**, celebrada el veintinueve de abril del año dos mil ocho y declara que el Acta se encuentra firmada por los señores Jan Flachet, Lodewijk Verdeyen, Alexandre Jean Keisser, Albert Verhoeven, y Fernando Bravo Valdés. Dicha Acta es del siguiente tenor: "SESIÓN DE DIRECTORIO INVERSIONES LOS HORNITOS S.A.. En Santiago, a veintinueve de Abril de dos mil ocho, siendo las dieciséis horas, en Avenida El Bosque Norte número quinientos, oficina noventa y dos, comuna de Las Condes, tiene lugar la sesión de Directorio de la sociedad INVERSIONES HORNITOS S.A. (HORNITOS). Asisten a la reunión los directores titulares señores Jan Flachet, Lodewijk Verdeyen, Alexandre Jean Keisser y Albert Verhoeven. Asiste además, especialmente invitado por el Directorio, don Hugo Toro Alvarez. Preside la reunión el titular don Jan Flachet y actúa como secretario don Fernando Bravo Valdés.- **Uno.- Acta de la sesión anterior.** El Directorio aprueba por unanimidad el acta de la sesión de Directorio de fecha treinta y uno de Diciembre de dos mil siete. **Cuatro. PODER ESPECIAL.** El Directorio acuerda por unanimidad



conferir poder especial a don **Juan Alejandro Lorenzini Lorenzini**, cédula nacional de identidad número siete millones ciento diecisiete mil quinientos veintiuno guión nueve, para que represente a Inversiones Hornitos S.A. ante las autoridades medioambientales nacionales, en especial ante la Comisión Nacional del Medio Ambiente y las Comisiones Regionales del Medio Ambiente de la Primera y Segunda Regiones del país, pudiendo formularles y suscribir toda clase de presentaciones, peticiones y declaraciones, incluso obligatorias, modificarlas o desistirse de ellas, ser notificado, y, en general, tramitar ante los señalados organismos todo lo relacionado con materias medioambientales, estando investido de todos los poderes que fueren necesarios al efecto. **Cinco. VARIOS. Reducción a escritura pública.** Se acuerda, por la unanimidad de los presentes, facultar a don Fernando Bravo Valdés, a doña María Soledad Martínez Tagle, a doña María Consuelo Villalabeitia Navajas y a don Jaime Ríos Gómez-Lobo, a fin de que actuando uno cualquiera de ellos indistinta y separadamente, reduzca a escritura pública en todo o en parte el acta que se levante de esta sesión. **Cumplimiento de los acuerdos.** Finalmente, se acuerda llevar a efecto de inmediato los acuerdos adoptados en esta reunión, sin esperar la aprobación del acta ni el cumplimiento de alguna otra formalidad, entendiéndose ella aprobada desde que se encuentre suscrita por todos los directores asistentes a la reunión. No habiendo otro asunto que tratar, se levanta la reunión a las dieciséis treinta horas.- Hay cinco firmas.". **Conforme** con el acta que se ha tenido a la vista y se devuelve a la peticionaria. En comprobante y previa lectura, la compareciente firma. Se da copia. **DOY FE.** 



MARIA CONSUELO VILLALABEITIA NAVAJAS

ESTA COPIA ES TESTIMONIO FIEL DEL ORIGINAL

Santiago, 20 MAY 2008



OBSERVACIONES DE EDELNOR S.A Y SUS FILIALES ELECTROANDINA S.A,
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A E INVERSIONES HORNITOS S.A. AL
ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISIÓN DE TERMOELÉCTRICAS

1. CONTEXTO GENERAL

Como es de conocimiento común, el procedimiento de generación y revisión de las normas regulatorias ambientales debe conciliar adecuadamente dos derechos constitucionales que se reconocen y garantizan con la misma intensidad: el derecho a desarrollar cualquier actividad económica lícita, consagrado en el artículo 19, número 21; y, el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, consagrado en el artículo 19, número 8.

En efecto, la Constitución Política reconoce y garantiza a todas las personas el derecho a desarrollar cualquiera actividad económica que no sea contraria a la moral, al orden público o a la seguridad nacional, respetando las normas legales que la regulen (artículo 19, número 21). Sobre este derecho, ha señalado el Tribunal Constitucional, que *"es una expresión de los contenidos filosóficos jurídicos del Capítulo I de la Constitución Política, y viene a ser una consecuencia del principio de subsidiariedad, como también del deber del Estado de resguardar el derecho de las personas a participar con igualdad de oportunidades en la vida nacional"*. El ejercicio de este derecho *"debe llevarse a cabo respetando las normas legales que la regulen"*¹. Por su parte, el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación recibió consagración constitucional en los mismos términos y con la misma jerarquía con que se reconocen los demás derechos constitucionales². La garantía constitucional del derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, en tanto se reconoce como un derecho de todas las personas, impone correlativamente una tarea que corresponde al Estado y todos sus órganos, que se origina en su función de promover el bien común, que emana del inciso cuarto del artículo 1 de la Constitución Política.

La misma idea está repetida en el artículo 19 número 8 de la Constitución Política que impone al Estado el deber de *"velar para que este derecho -a vivir en un medio ambiente libre de contaminación- no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza"*. Otro tanto puede decirse de la norma que consagra el inciso segundo del artículo 19 número 24 de la Constitución que, al regular el derecho de propiedad, autoriza la imposición de límites al ejercicio de este derecho derivados de su función social, señalando que ésta comprende cuanto exijan los intereses generales de la Nación, la utilidad y salubridad pública y la conservación del patrimonio ambiental. La regulación del derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación se complementa -y cierra- con el mandato que el constituyente dio al legislador para

¹ Tribunal Constitucional, sentencia de 06 de abril de 1993, Rol 167.

² En las Actas Oficiales de la Comisión de Estudio de la Nueva Constitución quedó consignada la opinión del Comisionado Bertelzen (Sesión 414, Pág. 3515) en el sentido que: *"en lo relativo a vivir en un medio ambiente libre de contaminación hay un derecho que reviste una doble característica: por una parte, tiene similitud con los llamados derechos sociales, pues se trata de una aspiración general de la colectividad orientada a que el Estado asegure el derecho a vivir en un medio ambiente no contaminado; y, por otro lado, posee un carácter más específico referente, de manera directa, a actos de particulares y de autoridades. Manifiesta que de este modo los ciudadanos tienen expectativas de que el Estado dirija su acción a mejorar la calidad del medio ambiente, y también un derecho exigible contra toda persona o autoridad que por actos o hechos imputables directamente a ellos les causen un perjuicio en su derecho"*.

"establecer restricciones específicas a determinados derechos para proteger el medio ambiente" (artículo 19, número 8, inciso segundo Constitución Política).

Ahora, los términos en base a los cuales pueden establecerse límites a determinados derechos para proteger el medio ambiente, para preservar la naturaleza y para conservar el patrimonio ambiental, se encuentran dados en la Ley 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente³, siempre bajo el marco general que establece su artículo 5º, que expresamente dispone que "las medidas de protección ambiental que, conforme a sus facultades, dispongan ejecutar las autoridades no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias".

De esta forma, el sistema bajo el cual operan las normas de calidad ambiental y de emisión en Chile, representan una estructura normativa propia del orden público económico, donde la dictación, revisión y aplicación de las normas es una materia de derecho estricto. Así, las competencias públicas para regular el ejercicio de las actividades económicas en razón de su impacto ambiental, quedan acotadas y subordinadas a esta regulación de carácter orgánico y especial. A su vez, las normas que regulan la actividad económica deben ser impersonales y de aplicación general y, además, nadie puede ser perjudicado o beneficiado arbitrariamente por leyes o decisiones de la autoridad. Lo anterior obviamente no obsta a que las normas deben diferenciar las situaciones concretas que así lo ameritan, de otro modo la arbitrariedad se fundará en que se intenta tratar igual a quienes se encuentran en situaciones distintas.

El sistema se basa, además, en el principio de gradualismo⁴, principio que está estrechamente vinculado al conocimiento progresivo que, tanto las autoridades como los particulares adquieren acerca del comportamiento del medio ambiente y sus componentes, como también de los cambios que puede éste experimentar como consecuencia de la incorporación de elementos provenientes de la actividad productiva. Este conocimiento gradual se encuentra expresamente previsto en el sistema de dictación de normas de calidad ambiental y de emisión que, por una parte, responde a un programa priorizado que elabora todos los años la CONAMA y, por la otra, sujeta a las normas ya dictadas a una revisión periódica cada cinco años, siendo posible, de tal manera, que los límites establecidos por una norma en determinado momento cambien en su versión revisada, sea restringiéndolos, sea aumentándolos

³ La ley 19.300, sobre bases Generales del Medio Ambiente, dispone en su inciso primero que "El derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental se regularán por las disposiciones de esta ley, sin perjuicio de lo que otras normas legales establezcan sobre la materia".

⁴ Pues se entiende que "no se puede exigir de un día para otro los estándares ambientales más exigentes, ni someter a todas las actividades del país, sin importar su tamaño, a los procedimientos de evaluación de impacto ambiental. Por tal razón, el camino adoptado por la ley es dar un marco general y preparar a los funcionarios del sector público para que puedan hacer cumplir las disposiciones y así, poco a poco, desarrollar las legislaciones sectoriales". Mensaje Presidencial con que se envió al Congreso el proyecto de Ley de Bases Generales del Medio Ambiente. En palabras del Secretario Ejecutivo de CONAMA, con motivo de la presentación del proyecto de Ley de Bases Generales del Medio Ambiente al Poder Legislativo "el desafío del desarrollo sustentable necesita ser enfrentado gradual y realísticamente". Este criterio que fue ampliamente compartido por el Congreso Nacional y expresado en la intención de "avanzar por etapas, gradualmente, definiendo primero los instrumentos globales, de carácter general, dejando para la legislación específica posterior, la aplicación sectorial a las más importantes realidades, situaciones o factores ambientales

en caso de haber sido excesivamente estrictos⁵. Adicionalmente, podemos señalar que en los últimos años, este principio se ha visto recogido en prácticamente todas las normas de emisión las cuales otorgan plazos y términos a los regulados para que estos puedan de modo adecuado cumplir con sus disposiciones. Es común que incluso la discusión de dichos plazos sea un elemento central en el proceso de dictación de la norma. Por último, la gradualidad no se establece sólo en beneficio del regulado, en la medida que otorga plazo al sector público para preparar la estructura necesaria para luego exigir el cumplimiento de la norma. En otras palabras, la gradualidad, en opinión de esta parte, es manifestación de la exigencia de racionalidad de la norma.

Como se verá más adelante, el anteproyecto en discusión presenta una serie de elementos a objetar. Entre otras razones esto se debe a que no se considera la realidad del sector regulado, estableciendo normas descontextualizadas de ésta, sin conocer en detalle como éste opera y pasando por alto la experiencia de otros países con mayores niveles de desarrollo que el nuestro. De este modo, se transgrede el principio de razonabilidad que debe inspirar a toda norma jurídica, como por ejemplo cuando se analiza la forma en que se define Central Termoeléctrica existente y nueva, las normas que se exigen en uno u otro caso, y la forma en que muchas centrales existentes podrían convertirse en centrales nuevas por el sólo mérito de una inadecuada regulación. Además se podrá analizar que se establecen plazos que no se encuentran relacionados con la realidad del sector.

Por otra parte, la norma en análisis no se puede dictar sin considerar que se está regulando la emisión de un sector que es imprescindible para el desarrollo y bienestar social. Cualquier norma que pretenda regular las emisiones del sector eléctrico, sin considerar esa condición caerá de ante mano, en una situación de falta de razonabilidad, dado que no ponderará los valores en juego. En este caso, tales valores son por una parte, la protección del medio ambiente y por la otra la seguridad del suministro eléctrico, elemento central para el crecimiento económico y la competitividad del país con su consiguiente impacto en el bienestar social de su población por el otro. Lo anterior, conlleva necesariamente a que la norma deba considerar la forma de equilibrar estas situaciones en su texto, a riesgo de que en caso que no lo haga, pase a llevar derechos que el Estado debe garantizar a los ciudadanos que deben recibir un adecuado suministro eléctrico.

Es en este contexto, y en el marco de la Resolución Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, de la Dirección Ejecutiva de CONAMA, que aprueba Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, y de las facultades que nos reconoce el

⁵ El análisis de las normas reglamentarias que regulan la elaboración de normas de calidad y de emisión confirma la aplicación del principio de gradualismo y sienta las bases del sistema de certeza pública indispensable para que los agentes productivos conozcan el marco objetivo dentro del cual pueden desarrollar sus actividades. El Mensaje con que S.E. el Presidente de la República señalaba, al efecto: "Las normas sobre calidad ambiental son un reflejo de lo que la ciudad está dispuesta a sacrificar con tal de tener menores niveles de riesgo para la salud. Pero las decisiones respecto de ellas deben tomarse informada y responsablemente pues, en sus extremos, pueden conducir al país con normas tan holgadas, que en definitiva se transforme en verdadero basurero de sustancias contaminantes, o en un país con estándares tan exigentes que no se puedan aplicar o, en que, de aplicarse, harían peligrar seriamente sus posibilidades de desarrollo. Por ello, este procedimiento de fijación de normas debe ser serio e informado, puesto que su importancia es capital, tanto para proteger adecuadamente nuestro medio ambiente, como para dar un marco mínimo donde se concrete nuestro desarrollo económico. En definitiva, estas normas son uno de los instrumentos básicos para lograr la sustentabilidad del desarrollo".

artículo 11 del D.S. 93/1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, que venimos en formular observaciones y en aportar antecedentes sobre este Anteproyecto de Norma.

Para efectos de orden, no se reproducirá el texto completo de la norma, sino que sólo aquellas disposiciones respecto de las cuales se hacen observaciones, si la observación engloba más de un artículo por estar relacionadas.

2. OBSERVACIONES A LA NORMA

2.1 Observaciones al Artículo 1

Respecto del artículo 1, el anteproyecto señala que el objeto de la norma es proteger la salud de las personas y los recursos naturales.

Al respecto, no concordamos con el objeto señalado ya que, a nuestro juicio la salud de las personas y los recursos naturales están resguardados con el cumplimiento de las normas vigentes de calidad del aire, tanto primarias y secundarias.

Creemos que una norma de emisión tiene dos objetivos principales:

- El primero de ellos es evitar que un solo emisor pueda copar una cuenca atmosférica y por ende estimula la competencia.
- El segundo objetivo de una norma de emisión es a nivel más global, en el sentido de que nuestro país baje globalmente sus emisiones anuales para que disminuya el impacto que éstas tienen en el planeta. Lo anterior es relevante para definir cómo se verificará el cumplimiento de la norma de emisión.

Se debe señalar adicionalmente que el objetivo global sólo se logra regulando las emisiones de todas las fuentes, y no sólo aquellas provenientes del segmento termoeléctrico. En este sentido, la norma es arbitrariamente discriminatoria, ya que sólo está regulando a un segmento de los emisores relevantes.

2.2 Observación al Artículo 2

Se debe también incluir a las instalaciones de cogeneración ya que el proceso de combustión, y las emisiones son similares (dependiendo de su combustible). Además, varias plantas de cogeneración, también hacen aportes a los sistemas eléctricos nacionales. No normarlas significa una distorsión adicional en el mercado eléctrico, porque habrá generadores beneficiados económicamente de modo artificial y discriminatorio.

2.3 Observaciones al Artículo 3

Se solicita reemplazar las definiciones de "Termoeléctrica", "Termoeléctrica Existente", "Termoeléctrica Nueva" por "Unidad", "Unidad Existente", "Unidad Nueva" debido a que las definiciones contenidas en el anteproyecto, en la práctica, transformarían a todas las unidades existentes en unidades nuevas.

Lo anterior, debido a que se define como Termoeléctrica y Termoeléctrica Nueva la instalación compuesta por una o más unidades de generación.

En particular, las definiciones del Anteproyecto para Termoeléctrica y Termoeléctrica Nueva son las siguientes:

- a) **Termoeléctrica:** Instalación compuestas por una o mas unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico, Se entenderá como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MW^T(megawatt térmico)en función del poder calorífico superior del combustible.
- b) **Termoeléctrica nueva:** aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción sea puesta en servicio a contar del 1° de enero del año 2012. Se considerará nueva, además aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Bajo la definición contenida en el anteproyecto, la incorporación de una nueva unidad a una instalación existente (que debe cumplir los límites aplicables a esa condición) hace que todas sus unidades (tanto existentes como la nueva) se vean obligadas a cumplir los límites de la instalación nueva, a pesar de que las unidades existentes no sufran ninguna modificación.

Es decir, de acuerdo a estas definiciones, todas las Unidades existentes de una instalación (Termoeléctrica) pasarían a ser nuevas debido a modificaciones que no las involucran directamente; por ejemplo, si una Termoeléctrica está compuesta por 5 Unidades y una de ellas realiza modificaciones que ingresan al SEIA (como podría ser, cambio en la S/E, modificación en la Planta de aguas, incorporación de equipos de captación para cumplir con la norma en discusión, etc.) no solamente a la Unidad modificada le aplicaría el concepto de "nueva" sino que también a las 4 restantes, lo cual no es razonable. Adicionalmente desincentiva la implementación de mejoras en una Unidad por el alto costo que significaría adaptar todas las restantes Unidades de la termoeléctrica a los límites exigibles a una instalación nueva.

Esta situación puede hacer que en definitiva sea irrelevante la definición de límites diferentes para Unidades Nuevas y Existentes, dado que cada vez que se incorpora una nueva unidad, ésta, por las definiciones adoptadas, afecta toda la instalación, la cual pasaría a regirse en todas sus unidades por la norma de unidades nuevas. Esto trae consecuencias más que relevantes en todo el proceso de discusión de la norma de emisión, y en el análisis de costo efectividad de la norma, dado que los costos de cumplimiento se adelantan en el tiempo de modo sustancial para esos casos, lo cual no se considera en el Análisis Económico y Social de la Norma⁶. La definición de Termoeléctrica Nueva contenida en el anteproyecto generará un incentivo perverso, haciendo que las futuras unidades se instalen en lugares distintos de las actuales, aumentando con ello los costos de desarrollo y operación de todo el sistema

⁶ En efecto si se revisa el AGIES de la norma de emisión en su informe final de diciembre del año 2009, preparado por Geoaire y KAS Ingeniería, el análisis de cumplimiento de la norma, se hace sobre la base de escenarios dado para las fuentes existentes, y no asume que se le trate como fuentes nuevas. De este modo si perseveran en esta norma, todo el escenario de evaluación varía y los costos de cumplimiento son evidentemente distintos a los señalados en el AGIES. (ver Págs. 85 y siguientes del AGIES).

interconectado, dado que se requerirá duplicar toda la infraestructura de apoyo como por ejemplo, nuevas instalaciones de descarga de carbón, de manejo y disposición de cenizas y de transmisión, desaprovechando así la infraestructura existente ya construida. Lo anterior genera fuertes consecuencias que dan cuenta de la falta de racionalidad del concepto.

También es importante destacar que el concepto de modificación contenido en la norma, adolece de otros problemas, sobre todo en la medida que, como se ha indicado, toda modificación hace que la fuente sea considerada como termoeléctrica nueva y se aplique a todas sus unidades los límites para "nuevas", aún cuando no lo sean.

En efecto, a continuación se señalan los otros problemas que genera la definición de modificación de Termoeléctrica, propuesta:

- La enumeración por la vía ejemplar, no deja claro qué tipo de situaciones se entienden como modificaciones, lo que puede generar espacios de arbitrariedad en la aplicación de la norma dada su vaguedad. Esto es especialmente relevante, cuando la enunciación puede afectar situaciones que en nada modifican las emisiones de las Unidades, y sin embargo, y por el sólo hecho de existir una modificación, con independencia de su contenido y efectos, puede llevar a tratar unidades existentes como unidades nuevas, lo cual no tiene racionalidad.
- Se indica que cualquier cambio de combustible será entendido como una modificación de proyecto, y por esta vía una unidad existente pasa a ser nueva. Al respecto debemos hacer presente las siguientes precisiones:
 - o Las Unidades de generación usualmente mezclan combustibles y están buscando las condiciones óptimas de operación técnicas, económicas y ambientales. De este modo, es muy posible que una de las formas que tengan las unidades existentes de cumplir con nuevos límites sea ajustar combustibles o cambiarlos derechamente. Es así como se puede buscar combustibles más limpios para que, en conjunto con alguna tecnología, cumplir la norma de emisión. Este anteproyecto desincentiva la disminución de emisiones por esta vía. Asimismo, las unidades pueden mezclar combustibles de distinta naturaleza para cumplir sus normas de emisión. Esto es, sólo combustibles sólidos pero distintos tipos o calidades de carbones, una mezcla de carbones y petcoke, o por último, combustibles sólidos en conjunto con combustibles líquidos. Esta realidad que es habitual en la operación normal de las unidades debe ser aclarada a la hora de definir cuando un cambio o ajuste de combustibles constituye una modificación que gatilla el tratamiento como fuente nueva. Es más, si se revisa el AGIES que se elaboró para el estudio de esta norma, precisamente dentro de las estrategias de cumplimiento que se mencionan para su cumplimiento respecto de las fuentes existentes, es el cambio de combustibles. Por lo tanto, no se puede entender entonces que en el anteproyecto se estime que este cambio de combustible de lugar al cambio del límite aplicable. Es más, es muy posible que dentro de las estrategias de cumplimiento existan criterios combinados, incorporación de tecnología de abatimiento y adicionalmente o complementariamente cambio de combustibles.
 - o Además, en algunos casos, los cambios de combustibles pueden ser referidos a realidades de largo plazo de una unidad, pretendiendo con

ello la renovación o adecuación permanente y estable a un escenario energético distinto o en otros casos, tales cambios sólo obedecerán a adaptaciones temporales en caso de situaciones o contingencias particulares que afecte a la normalidad en el suministro de algún combustible. En estos últimos casos, habitualmente el cambio por necesidades del sistema deben efectuarse lo más rápido posible de modo responder en forma oportuna a las necesidades del sistema eléctrico. Tal fue, por ejemplo, el caso de la escasez de gas natural proveniente de Argentina en los últimos años. No parece razonable entonces, que con ocasión de estas circunstancias se pretenda hacer un cambio de la normativa aplicable, no siendo adecuado asociar el cambio de combustibles a la exigibilidad de los límites aplicables a unidades nuevas. En definitiva, un cambio de combustible sólo debe gatillar ajustarse a los límites de ese combustible en particular.

Adicionalmente y considerando que el concepto regulado debe ser el de Unidad y no el de Termoeléctrica, no es razonable que modificaciones de unidades existentes que deban ingresar al SEIA gatillen automáticamente la obligación de cumplir límites aplicables a unidades nuevas; en efecto:

- El sometimiento al Sistema de Evaluación de Impacto puede derivar de diversas razones que no tengan que ver con las emisiones de la Unidad. En efecto, por ejemplo podría someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental una modificación de una Unidad cuando pase de utilizar petróleo suministrado por camiones a ser suministrado por oleoducto o viceversa a cuando se pretenda hacer obras para reducir los niveles de ruido de la Unidad, o para sustituir la planta de tratamiento de agua de enfriamiento, o para agregar un nuevo paño a la S/E asociada a la Unidad, etc. No parece razonable que en estos casos dichas modificaciones impliquen que la Unidad cambie su categoría de existente a nueva.
- Por otra parte, como se ha indicado, podría ocurrir que el proyecto hace un cambio de combustible para cumplir con la norma de emisión exigible a fuentes existente. No parece razonable, ni lógico que en ese caso la Unidad pase a regularse como una nueva, porque de hecho no lo será.
- Debido a la definición propuesta, el hecho de que la gran mayoría de las Unidades existentes pudieran incorporar nuevas obras y actividades (sistemas de captación de emisiones) para cumplir con los límites propuestos, podría hacer que dichas unidades pasen a ser nuevas, en la medida que estas nuevas obras y actividades podrían requerir autorización ambiental.
- De este modo el sometimiento al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, no puede constituir uno de los criterios para definir cuando existe una modificación de fuente que amerite cumplir con la nueva norma.
- Tampoco puede aceptarse que la definición de cuando existe una modificación de proyecto, se establezca en términos ejemplares, dado que genera una gran incertidumbre jurídica, sin que los regulados sepan que otras intervenciones sobre su unidad deben considerarse una modificación de proyecto, y en tanto cual, hacen que esa unidad (de aceptarse nuestra propuesta), debe considerarse una Termoeléctrica nueva y no existente como se entendía hasta ese momento. Tal vaguedad puede constituir un incentivo perverso a la hora de tomar decisiones de inversión

Todos los problemas enunciados anteriormente se solucionan cambiando "Termoeléctrica" por "Unidad", de acuerdo a las siguientes definiciones:

Unidad: Instalación destinada a la generación eléctrica mediante proceso térmico, con una capacidad de generación superior a las 50 MWt. Específicamente calderas y turbinas.

Unidad Existente Unidad que cuenta con una RCA favorable a la fecha de publicación del Decreto de la norma y que inicie su construcción en un plazo máximo de 5 años a contar de la fecha de obtención de la RCA, de acuerdo a plazo de expiración de RCA definido en la Ley 20.417. Esto se justifica en atención a que Unidades que ya cuentan con RCA favorable han fijado su diseño, incluyendo los equipos de control de emisiones y adicionalmente han llamado a licitación para ser provistos de la Unidad aprobada, y/o que se encuentran en construcción u operación al momento de publicación del Decreto de la Norma.

Unidad Nueva: Las que no cumple los requisitos anteriores; y Unidad que se construya en reemplazo de unidades desmanteladas

2.4 Observaciones al Artículo 4

2.4.1 Límites de Emisión a Unidades Existentes

A nuestro juicio, no deberían imponerse límites de emisión a las Unidades Existentes ya que:

- Desincentiva nuevas inversiones y la incorporación de nuevos actores al sistema eléctrico, ya que en cualquier momento las Unidades existentes pueden verse obligadas a realizar inversiones no consideradas por cambio de normativa.
- La decisión de inversión de las Unidades existentes fue realizada considerando los costos de dichas instalaciones con la reglamentación vigente en aquella época, los cuales fueron elemento principal para definir las tarifas que se ofrecieron a los clientes, con las cuales se viabilizó la construcción de dichas Unidades. Imponer restricciones adicionales a dichas Unidades sin poder traspasar los correspondientes costos a los clientes impone a las empresas una carga económica excesiva y no considerada inicialmente en la toma de decisiones.
- Sin perjuicio de lo anterior:
 - los límites propuestos para Unidades Existentes son extremadamente restrictivos, siendo similares a los que se imponen a las Unidades Nuevas. Esto se hace evidente al comparar los límites propuestos en el anteproyecto con normativas internacionales como la Directiva de la Comunidad Europea 2001/80/EC, del 23 de octubre de 2001, la cual también considera mayores plazos para la readecuación que los considerados en el anteproyecto. Parece poco razonable que un país en vías de desarrollo tenga niveles de emisiones más restrictivos que los aplicables a países desarrollados.

- No diferenciar substancialmente las emisiones de Unidades Nuevas con las Existentes, tiene los siguientes efectos negativos:
 - Afecta directamente al sector ya que se requerirá de nuevas inversiones que no fueron consideradas en los contratos de suministro eléctrico de largo plazo. Como consecuencia, esto podría implicar, en muchos casos, que los ingresos asociados a los contratos de suministro de largo plazo, no cubran los costos de estas inversiones adicionales, toda vez que este es un mercado altamente competitivo cuyos márgenes son bajos.
 - Considerando el marco regulatorio vigente, en el que las normas se revisan cada 5 años, el no realizar una diferenciación sustancial entre los límites de emisiones para Unidades Existentes y Nuevas, significará una nueva variable relevante de incertidumbre para el sector y por ende un aumento en las tarifas que cubra dicho riesgo.
 - Este riesgo, podría ser asumido por algún generador existente, pero difícilmente será asumido por un nuevo actor. Lo anterior promueve la concentración de la actividad y va en contra de estimular la libre competencia.
 - Si no hay diferenciación (entre unidades nuevas y existentes), en la práctica, eso significa que el inversor no sabrá nunca que límites de emisión debe satisfacer su proyecto.
 - La solución de esta problemática es no fijar límites a las unidades existentes y en subsidio, diferenciar substancialmente las emisiones de las Unidades Existentes, respecto de las Nuevas, tomando en consideración las emisiones reales de las Unidades Existentes.
 - La norma provocará un aumento en los costos de generación y por ende en las tarifas de la energía, lo que es relevante en el SING, donde se concentra la gran producción minera de Chile.
 - Doble afectación a la actividad minera: De mantener los límites propuestos, esta norma afectará doblemente a las actividades mineras.
 - Primer impacto: aumento de costos por mayores tarifas eléctricas, que corresponde al mayor costo de operación de esta actividad.
 - Segundo impacto: futuros límites de emisión para actividad minera no deberían ser distintos a los definidos para las Termoeléctricas, para que no sean discriminatorios. Límites estrictos significaran mayores costos que se suman al anterior para esta actividad.
 - Con bajos precios del cobre, como ha ocurrido muchas veces en el pasado, este doble efecto podría hasta significar el cierre de algunas Mineras o la no ejecución de nuevos proyectos mineros.
- En el caso puntual de la emisión de SO₂, que una unidad existente deba cumplir en el corto plazo los mismos niveles de emisión que una unidad nueva (caso de combustibles sólidos) no se ajusta al principio de gradualidad establecido en la Ley.19.300. Asimismo cabe señalar que no

se han encontrado exigencias de este tipo en normas dictadas con estos fines en países desarrollados.

2.4.2 *Límites de Emisión para Unidades Nuevas*

Los valores establecidos para unidades nuevas conllevarán mayores inversiones y mayores costos operacionales, que podrían afectar al sector productivo, situación que no ha sido considerada en el AGIES. Sin embargo, son posibles de cumplir (siempre que se acepten las definiciones de Unidad Nueva y Existente propuestas anteriormente) si se corrigen los porcentajes de oxígeno para combustibles líquidos y gaseosos como se señala más adelante.

No obstante pareciera necesario analizar los límites de emisión establecidos y ponerlos en contextos más amplios para que las empresas no pierdan competitividad en mercados internacionales y/o nacionales.

2.4.3 *Límites de Emisión a Metales Pesados*

Con respecto a los metales pesados, tal como lo indica y asume el anteproyecto, un "co beneficio" de la reducción del material particulado es la reducción de metales pesados como el Hg, Ni y V, por tanto, sería prudente no establecer los límites hasta no poseer una línea base contundente, clara y bien realizada. Una vez que se disponga de dicha línea de base se podrá, con información certera, determinar la real necesidad de normar estos parámetros y los límites adecuados para cada caso. Además, los costos de una posible necesidad de abatimiento para el Ni, V y/o Hg no están incorporados en el AGIES de la norma.

2.4.4 *Límites de Emisión considerando uso de diversos combustibles y mezclas de éstos*

Por otro lado, al anteproyecto le falta señalar expresamente cual debe ser el procedimiento para determinar los límites de emisión en caso de utilizar mezclas de combustibles, o uso de combustibles diferentes a lo largo del año calendario.

Se solicita normar, fijando como límite un ponderado de los límites de cada combustible en función de las potencias térmicas y períodos de funcionamiento de cada una de las Unidades.

A modo de ejemplo, para calderas con combustibles mixtos, la norma española (Real Decreto 430/2004, que tiene su fundamento en la respectiva Directiva Europea) señala:

" Si la proporción de combustible determinante fuese inferior al 50 por ciento, el valor límite de emisión se determinará de manera proporcional a la potencia térmica suministrada por cada uno de los combustibles, en relación con la suma de potencia térmica suministrada por todos los combustibles, de la manera siguiente:

a) En primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponda a la potencia térmica nominal de la instalación, como se indica en los anexos III a VII.

b) En segundo lugar, calculando el valor límite de emisión del combustible determinante (el combustible de mayor valor límite de emisión, de conformidad

con los anexos III a VII, o, en el caso de dos combustibles del mismo valor límite de emisión, el que proporcione la mayor cantidad de energía); se obtendrá dicho valor multiplicando por dos el valor límite de emisión contemplado en los anexos III a VII para dicho combustible y sustrayendo del resultado el valor límite de emisión relativo al combustible con menor valor límite de emisión.

c) En tercer lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando el valor límite de emisión calculado del combustible determinante por la cantidad de energía proporcionada por el combustible determinante y multiplicando cada uno de los demás valores límite de emisión por la cantidad de energía proporcionada por cada combustible, y dividiendo cada resultado por la suma de la energía térmica suministrada por todos los combustibles.

d) En cuarto lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.

2.4.5 Límites de Emisión considerando Chimenea Común

Asimismo, falta especificar cómo calcular el límite en el caso de unidades que comparten chimenea (o estructura de salida de gases) y que además cada unidad usa diferentes combustibles o mezclas de ellos en un mismo periodo de tiempo. Se trata por ejemplo, de una chimenea que es compartida por una unidad de A MW en conjunto con una Unidad de B MW. La Unidad A ocupa combustibles X y X', mientras la Unidad B ocupa combustibles Y e Y', todos ellos en el mismo periodo de tiempo.

2.4.6 Forma de Verificar Cumplimiento de Límites de Emisión

Respecto de la forma de cumplimiento de los límites de emisión, se debe considerar que los sistemas eléctricos requieren de unidades base y unidades de peaking (de respaldo o emergencia), por lo que es recomendable que la forma de cumplimiento de los límites normados hagan dicha distinción; así, se solicita que la norma considere:

- Unidades con factor de plantas mayores a 30%: el promedio mensual de todos los valores bajo el percentil 95 de los promedios horarios de emisiones durante el mes calendario correspondiente, deberá cumplir con los límites establecidos en la Norma.
- Unidades con factor de planta menores a 30% (Unidades Peaking): el promedio semestral de todos los valores bajo el percentil 90 de los promedios horarios de emisiones durante el semestre calendario correspondiente, deberá cumplir con los límites establecidos en la Norma.

El 90% para Unidades Peaking se justifica, debido a la gran cantidad de partidas y paradas que tienen estas Unidades; a modo de ejemplo, una turbina a gas de ciclo combinado demora aproximadamente entre 2 y 3 horas en su partida y puede funcionar 24 horas para después salir de servicio. En ese contexto, las partidas representan aproximadamente el 10% del tiempo de operación.

2.4.7 Excepciones al Cumplimiento de Límites de Emisión

El anteproyecto no incluye ningún tipo de excepciones al cumplimiento de los límites. Estas excepciones deberían estar contempladas para los efectos de racionamiento eléctrico, catástrofes naturales como terremotos o maremotos, etc. En los casos antes señalados puede haber además una falla en los equipos de control de emisiones, o de medición de las mismas.

Respecto de fallas en equipo de control de emisiones, parece razonable que en situaciones de riesgo del suministro eléctrico la autoridad permita el funcionamiento de unidades de generación, en la medida que se tomen acciones para solucionar el problema de los equipos a la brevedad, y que esta medida se mantenga sólo durante el período necesario para hacerse cargo de la eventual emergencia. En este caso, la autoridad y por ende la norma de emisión debe definir qué bien proteger: la seguridad del suministro eléctrico para toda la población o la calidad del medio ambiente y por esa vía la salud. Cabe hacer presente que en casos de situaciones de emergencia, permitir que unidades que por las razones excepcionales que se indiquen en la norma, no sean capaces de cumplirla, puede generar beneficios sociales en salud y seguridad muy superiores al estricto cumplimiento de la norma de emisión. Esto incluso se puede apreciar en situaciones de emergencia como las que hemos vivido en las últimas semana. Si por el terremoto, se hubiere afectado el equipo de control de emisiones de una unidad importante para restablecer el suministro eléctrica en la zona afectada por el sismo, pero no se daña la caldera, debemos preguntarnos que es más importante en la zona afectada: ¿que exista suministro eléctrico o que la unidad cumpla a cabalidad la norma, todo ese tiempo?. Esta situación, que hoy se presenta como un ejemplo muy dramático, podría repetirse de modo menos trágico en otros casos en que fallen dichos equipos y la autoridad requiera necesariamente la operación de las unidades, pero siempre estableciendo dicha posibilidad como una situación excepcional dejada al juicio de la autoridad competente. Al respecto parece relevante analizar como criterio de comparación la norma de la Unión Europea ⁷ sobre el

⁷ Al respecto ver artículo 7 de Directiva 2001/80 del Parlamento Europeo, "sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión", del 23 de octubre del año 2001.

1. Los Estados miembros garantizarán que las autorizaciones contempladas en el artículo 4 incluyan una disposición sobre los procedimientos relativos al mal funcionamiento o avería del equipo de reducción. En caso de avería la autoridad competente solicitará al titular, en particular, que reduzca o interrumpa la explotación si no se consigue restablecer el funcionamiento normal en un plazo de veinticuatro horas, o que explote la instalación con combustibles poco contaminantes.

En cualquier caso, dicha circunstancia se notificará a la autoridad competente en un plazo de cuarenta y ocho horas. En ningún caso el tiempo acumulado de explotación sin equipo de reducción de emisiones deberá ser superior a ciento veinte horas en un periodo de doce meses. La autoridad competente podrá permitir excepciones a los antedichos límites de 24 horas y 120 horas en los casos en que, a su juicio:

- a) exista necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía, o
- b) la instalación en la que se produjo la avería sería sustituida por un plazo limitado por otra que generaría un aumento global de las emisiones.

2. La autoridad competente podrá permitir la suspensión, por un máximo de seis meses, de la obligación de cumplir con los valores límite de emisión fijados en el artículo 4 para el dióxido de azufre en instalaciones que a dicho fin utilicen habitualmente combustible de bajo contenido de azufre, cuando el titular no esté en condiciones de respetar dichos valores límite en razón de una interrupción en el abastecimiento de tal combustible como consecuencia de una grave penuria. En dichos casos, se informará inmediatamente a la Comisión.

particular y la norma española.⁸ En estos casos la discriminación relativa a unidades a las cuales por circunstancias calificadas se les permite no cumplir la norma por un período acotado de tiempo, no sólo es legítima sino que se considera necesaria para efectos de la seguridad y orden público y para el mantenimiento del suministro eléctrico, con lo cual la norma que no contempla dichas situaciones es la que está faltando a su deber de considerar los elementos que no sólo aconsejan, sino que hacen necesaria una regulación especial.

Respecto de fallas en equipos de medición de emisiones, es imprescindible que el proyecto de norma establezca de qué forma se debe tratar la información no registrada. A modo de ejemplo, se podrían tomar un promedio ponderado de las mediciones y potencia de operación de últimas 24 horas en cada parámetro, para suplir la información faltante.

Por último, se debe establecer una posibilidad excepcional de permitir a una unidad que operen en incumplimiento de la norma, cuando requieren reparar equipos y previa autorización de la autoridad en casos de posible desabastecimiento o de necesidad imperiosa de funcionamiento definida por la autoridad respectiva, todo ello por un período acotado de tiempo.

Se propone que todas las excepciones antes señaladas deberán ser autorizadas en cada caso por el Ministerio de Energía.

2.4.8 Correcciones por O₂

Igualmente, se debe modificar el factor de corrección por O₂ para combustibles líquidos y gaseosos, ya que el factor actual impone límites de emisión que son de difícil cumplimiento.

Debe considerarse que las tecnologías instaladas en Chile de turbinas a gas natural con quemadores de bajo NOx garantizan una emisión de NOx de 25 ppm, equivalente a aproximadamente 50 mg/Nm³, pero a 15% O₂. Si transformamos el límite de emisión de NOx de este anteproyecto de Norma refiriéndolo a 15% de O₂ en lugar de 3% de O₂, se obtiene un límite de emisión de aproximadamente 8 ppm ó 16 mg/Nm³, valor que llevaría a que ninguna Unidad a gas instalada en Chile, aún con quemadores de bajo NOx, cumpla el límite, quedando todas en situación de incumplimiento, y por lo tanto los costos totales de reducción serían muy superiores a los señalados en el AGIES.⁹ Es por ello que en esos casos, habría que instalar un sistema SCR para tratar los gases de escape. De este modo el valor contenido en el AGIES respecto de niveles de unidades que cumplirían con la norma y las que no las cumplirían variará radicalmente.

3. La autoridad competente podrá autorizar una excepción de la obligación de respetar los valores límite de emisión previstos en el artículo 4 en los casos en que una instalación que utiliza habitualmente sólo un combustible gaseoso y que, de otra forma, debería estar dotado de un equipo de purificación de los gases residuales, tenga que recurrir excepcionalmente y durante un período no superior a 10 días, salvo en caso de necesidad apremiante de mantener el abastecimiento de energía, al uso de otros combustibles a causa de una súbita interrupción en el aprovisionamiento de gas. La autoridad competente será informada inmediatamente de cada caso concreto que se plantee. Los Estados miembros informarán inmediatamente a la Comisión de los casos a que se refiere el presente apartado.

⁸ Una norma muy similar a la de la norma europea se contempla en el artículo 7, del Real Decreto 430 que contiene la norma española.

⁹ Al respecto ver página 87 del citado AGIES.

Cabe señalar, a modo de ejemplo, que los límites vigentes para países miembros de la Comunidad Económica Europea señala un valor, para nuevas instalaciones "turbinas a gas", de 50 mg/m³N, pero a un 15% de O₂. De este modo, sin perjuicio que pareciera que el nivel de la norma propone un estándar equivalente al de la Unión Europea eso no es así, dado que la corrección por porcentaje de oxígeno es completamente diferente, haciendo la norma propuesta mucho más estricta de lo que aparece. De este modo, para el O₂ se propone modificar la concentración desde el 3% al 15%.

Adicionalmente, y a objeto de considerar tecnologías distintas a las turbinas, se solicita reconsiderar los límites, ya que difícilmente son alcanzables por calderas que usan gas natural. Se propone limitar el NO_x en Unidades (distintas de turbinas) a gas natural a un valor de 150 mg/m³N a 3% de O₂, y aumentar este límite a 200 mg/m³N a 3% de O₂ para "otros gases", como lo establece la Directiva Europea.

Sin perjuicio de lo anterior, si se mantienen los límites de emisión que establece el anteproyecto, se propone para combustibles líquidos y gaseosos corregir al 6% de O₂ como máximo, y al 15% de O₂ para turbinas a gas.

2.4.9 Lugar de Medición de Emisiones

Se debe considerar que en Europa algunas termoeléctricas liberan sus emisiones al aire por torres de enfriamiento, alternativa que podría proyectarse en nuevas instalaciones en Chile. En ese contexto, el artículo 4 debería ser más amplio. Se sugiere:

"Los límites de emisión se verificarán en chimenea u otra estructura o ducto de salida de gases al atmósfera"

2.5 Observación al Artículo 5

Respecto de este artículo, se insiste en que no deben establecerse límites (y por ende, plazos de cumplimiento de los mismos) para Unidades Existentes. Sin perjuicio de lo anterior, los plazos de adaptación de las unidades existentes son muy restrictivos, tanto para cumplir con el plazo de las Tablas 1 y 3, como de la Tabla 2.

Los tiempos que se prevén serán necesarios para instalar equipamientos de abatimiento en las Unidades existentes serían:

- a.- Ingeniería conceptual y básica para cumplir con los límites exigidos: 6 meses.
- b.- Elaboración de documentos para someter al SEIA, en base a la ingeniería del punto a. y en casos que corresponda: 6 meses.
- c.- Tramitación en el SEIA si así corresponde, 12 meses. Hay que reconocer que las modificaciones a la ley de medio ambiente introducen mayores exigencias en dicha tramitación.
- d.- Adecuación del proyecto a exigencias de la RCA, 2 meses.
- e.- Licitación de suministro: 6 meses.
- e.- Fabricación de equipamiento: 15 meses.

f.- Instalación de equipamiento: 3 meses,

Total de tiempo requerido: 50 meses, sin ninguna holgura.

Por lo anterior se estima prudente que el plazo de adecuación sea entre 5 y 6 años, conforme a un calendario que determine el CDEC para no afectar la seguridad de servicio.

Lo anterior es coherente con el tiempo de 5 años que otorga la Norma Europea para que las plantas existentes se adapten a los nuevos límites de emisiones, sobre todo considerando que son muchas las centrales que realizarán esta actividad al mismo tiempo.

En relación al primer plazo (3 años) la autoridad debe tener presente que hay una alta probabilidad que las unidades termoeléctricas de los sistemas SING y SIC buscarán cumplir sus límites a través de la instalación de equipos de captación. Esto hará que muchas Unidades coincidan en el periodo en que requieran ser desconectadas del sistema para instalar estos nuevos equipos, lo que podría traer inestabilidad al sistema de abastecimiento eléctrico (ya sea el SING o el SIC).

Adicionalmente debe tenerse presente que la incorporación de equipos de control adicional de MP y SO₂ genera la necesidad de manejar residuos sólidos adicionales a los históricos (al menos, en el caso de combustibles sólidos), lo que llevará a la necesidad de contar con depósitos nuevos o ampliación de los existentes, que estén ambientalmente autorizados para disponer los citados residuos. Lo anterior hace que el plazo de 3 años que fija el anteproyecto sea insuficiente para adaptar las Unidades existentes a los límites exigidos, y además contar con la infraestructura necesaria para poder manejar apropiadamente los citados residuos. Esto es más grave aún cuando no existen reglas claras para el tratamiento y manejo de estos residuos, y vemos que en diversos procesos de evaluación ambiental la autoridad no establece un solo criterio para el manejo de disposición de estos residuos, lo cual genera no sólo incertidumbre respecto a si dichos proyectos serán rápida y fácilmente aprobados, sino que también sobre los costos de estos, lo cuales deben obviamente incorporarse al análisis económico de cumplimiento de la norma, situación que en los hechos no ha ocurrido.

Respecto del segundo plazo, a nuestro juicio no parece tener sentido imponer dos grupos de límites (el segundo, más exigente que el primero) tan cercanos en el tiempo. El costo de inversión en equipos de control de emisiones es alto, y económicamente no vale la pena invertir en un equipo para luego tener que cambiarlo seis años después. En ese sentido, imponer límites de "nuevas" a las existentes en el año 2020 es un "forzamiento" a cumplir límites más estrictos desde un principio, obviamente esta situación tampoco se considera en el AGIES que por esta vía importa un aumento de los costos de implementación de la norma no consideradas en dichos estudios, por lo tanto debe dejarse sin efecto la norma que obliga a las termoeléctricas existente a cumplir el límite establecido para las nuevas al año 2020.

10244

2.6 Observación al Artículo 7

El anteproyecto debe incorporar un acápite de cómo verificar los límites de emisión en periodos de falla o mantenimiento de los equipos de medición continua de emisiones, tal como existe en la legislación comparada.

2.7 Observación al Artículo 10

Se solicita tener un plazo mayor, ya que los tiempos en la recepción de los resultados de monitoreo (esperar los informes de los laboratorios, en el caso que el servicio de medición continua sea externo), compilar, preparar y analizar la información se puede demorar más de un mes, no existiendo el tiempo para entregar a tiempo los informes solicitados.

Además, aún no están establecidos los formatos de presentación de la información.

Como ejemplo, los plazos establecidos para presentar la declaración de emisiones que se realiza por el DS 138/05 son de un año (fin del año calendario, para presentar los del año calendario anterior). Así que tener la información de un año de operación dentro del primer mes del año siguiente no se ajusta a plazos prudenciales.

En definitiva, este artículo debería hacerse compatible con lo establecido en el DS 138/05, de modo tal que se evite la duplicación de entrega de información, plazos y formatos diferentes para la misma.

Santiago, 11 de marzo de 2010.
ESSA GG - 10/048



Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

Jorge Hirmas 2964
Renca, Santiago, Chile
Tel: 56 2 - 680 47 60
Fax: 56 2 - 680 47 43
www.aesgener.cl

REF: Observaciones de SOCIEDAD ELECTRICA SANTIAGO S.A. a
anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas.

ANT: Res. Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección
Ejecutiva de CONAMA.

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 20 del D.S. N° 93/95, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que aprueba el Reglamento para la Dictación de Normas de calidad y de Emisión, y acogiéndonos al plazo establecido en la Resolución Exenta N° 7550, de 7 de diciembre de 2009, Dirección Ejecutiva de CONAMA, manifestamos a Ud. que nuestra empresa SOCIEDAD ELECTRICA SANTIAGO S.A. adhiere y suscribe en todas sus partes a las observaciones formuladas al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas por AES Gener S.A. y que se contienen en el documento denominado "*Observaciones de AES Gener S.A. al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas*".

Solicitamos al Sr. Director Ejecutivo tener en cuenta las mencionadas observaciones, las que esperamos sean un aporte en el proceso de dictación de esta norma, sin perjuicio de las demás observaciones que sean recepcionadas por la autoridad u otras que podamos presentar en representación de Sociedad Eléctrica Santiago S.A. en el marco de este procedimiento, todo a objeto de arribar, en éste u en otro proceso, a la regulación más eficiente e idónea para las actividades económicas que deben ser objeto de la regulación.

Le saluda atentamente,

Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

Rodrigo Osorio B.
Gerente General



002447

**Dirección Ejecutiva
Departamento Control de la Contaminación**

MEMORÁNDUM N° 118/ 2010

De : Sr. Hans Willumsen Alende
Jefe Departamento Control de la Contaminación
Comisión Nacional del Medio Ambiente

A : Sr. Rodrigo Guzmán Rosen
Jefe Departamento Jurídico
Comisión Nacional del Medio Ambiente

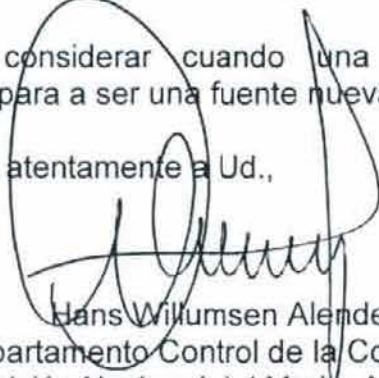
Mat. : Solicita opinión Jurídica sobre aspectos que definen fuente existente y nueva – Norma de emisión para Termoeléctricas.


Fecha : 25 de marzo de 2010

A través de la presente se solicita a usted considerar los siguientes antecedentes que se adjuntan, con objeto de contar con la opinión de su División, sobre los siguientes temas:

- Hito para distinguir entre fuente nueva y existente en la norma de emisión para termoeléctricas.
- Criterio para considerar cuando una fuente existente por sus modificaciones para a ser una fuente nueva.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,


Hans Willumsen Alende
Jefe Departamento Control de la Contaminación
Comisión Nacional del Medio Ambiente


C/S/MJG/CGC/aaat
C/c:

- Archivo Departamento Control de la Contaminación
- Expediente Público de la norma

Anteproyecto Norma de Emisión para Termoeléctricas Fundamentos para definir fuente nueva y existente

En el contexto de la formulación del anteproyecto norma se discutió y evaluó sobre los fundamentos para contar con un hito viable que distinga entre fuente existente y nueva. Al respecto, las definiciones que contiene el anteproyecto corresponden a:

- a) *Termoeléctrica existente: aquella termoeléctrica que se encuentra puesta en servicio antes del 1° de enero del año 2012, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.*
- b) *Termoeléctrica nueva: aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción sea **puesta en servicio a contar del 1° enero del año 2012**. Se considerará nueva aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.*

A continuación se presentan fundamentos con respecto a lo anterior:

a. Sobre el hito puesta en servicio

La distinción entre fuente nueva y existente se relaciona directamente con el principio de gradualidad que inspiró a la Ley 19.300 y sus reglamentos. Este principio reconoce la existencia de un período de ajuste para aquellas fuentes existentes que deban cumplir con estándares ambientales¹.

Cabe destacar como precedente que las normas de emisión dictadas al amparo de la Ley 19.300, han dado contenido a este principio mediante el mecanismo de diferir la entrada en vigencia de la norma u otorgando plazos mayores a las fuentes existentes² para cumplir con la norma. Por ejemplo, las siguientes normas de emisión al aire establecen la diferencia entre fuentes nuevas y existentes según los criterios que se indican:

- a) *Norma para Olores Molestos³: Si la fuente se encuentran en operación o no a la fecha entrada en vigencia del decreto respectivo.*
- b) *Norma para la regulación del contaminante arsénico emitido al aire⁴: Si la fuente se encuentra instalada o no a la fecha entrada en vigencia del decreto respectivo.*
- c) *Norma Incineración y Co-Incineración⁵: Si la fuente cuenta o no con la autorización de la Autoridad Sanitaria otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia del decreto respectivo.*
- d) *Por su parte, la norma emisión para grupos de electrógenos en actual elaboración por CONAMA, distingue fuente nueva de existente en consideración a si esta se encuentra registrada o no en la Seremi de Salud respectiva a la fecha entrada en vigencia del decreto que le de vida.*

¹ Mensaje de la Ley 19.300

² En comparación con las fuentes nuevas

³ Decreto Supremo N° 67 de 1999 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

⁴ Decreto Supremo N° 165 de 1999 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

⁵ Decreto Supremo N° 45 de 2007 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

A mayor abundamiento, el expediente de elaboración de la norma contiene varias referencias a fuentes nuevas y existentes⁶.

Por otra parte, el Reglamento de la Ley Eléctrica⁷, entiende por *puesta en servicio* "la energización de las instalaciones"⁸. La puesta en servicio -dice el reglamento- debe ser comunicada por el generador a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con a lo menos 15 días de anticipación. En dicha comunicación se deberá indicar a lo menos, una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales, sus características técnicas y la indicación de si son nuevos o reacondicionados.⁹ Se evaluó que esta obligación contenida en el Reglamento Eléctrico permitiría fijar el hito entre fuente nueva y existente. Es decir, aquella que está "puesta en servicio" es una fuente existente. Con esto se genera mayor certeza para los que deben someterse a la norma de emisión.

b. Sobre la fecha 1º de enero de 2012

Para establecer la fecha **1º de enero de 2012**, la cual indica que desde esa fecha en adelante se entenderá como termoeléctrica nueva **a aquella que sea puesta en servicio**, se revisó el Plan de Obras del SIC y del SING informado por la ex CNE, el cual contiene un informativo sobre la situación de los potenciales proyectos a realizar hasta el 2019, indicando la situación de cada proyecto, es decir, si está en construcción o en estudio; y la fecha de puesta en servicio. El criterio para distinguir entre existente y nueva, fue aquella fecha que distinguiera a todas aquellas termoeléctricas que se encuentran actualmente en construcción y su **puesta en servicio** se realizará antes de lo indicado (considerando holgura), por lo tanto, estas corresponderían a fuentes existentes.

c. Criterio para distinguir cuando una fuente existente por sus modificaciones pasa a ser fuente nueva

En el ámbito de la futura norma de emisión interesa distinguir aquellas modificaciones que resulten también en una modificación en la cantidad y calidad de las emisiones al aire. Excluyéndose a priori la incorporación de equipos de abatimiento o de control de los contaminantes emitidos. De esta forma, se han identificado las siguientes situaciones: cambio de combustible, ampliación de la central en la incorporación de una nueva unidad de generación, incluyéndose en la definición "o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental".

Con respecto a lo anterior, en el anteproyecto y en su mejoramiento a proyecto definitivo de norma, habría que diferenciar el caso de las turbinas que usan diesel o gas.

d. Observaciones del sector a regular

El sector a regular solicita que el hito para diferenciar entre nueva y existente sea la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

Cabe destacar que se descartó la RCA como un hito sostenible para diferenciar entre fuentes existentes y nuevas, debido a las siguientes razones: jurídicamente ninguna norma de emisión vigente se ha diseñado considerando la RCA; un proyecto de termoeléctrica puede contar con una RCA favorable y no ser construida o pueden

⁶ Fs 221, 341, 342, 352, fs 731, 737y ss

⁷ DS N° 327 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

⁸ Artículo 215, inciso 2º

⁹ Artículo 215, inciso primero

pasar varios años antes que se construya (ejemplo Central Los Robles, Central Termoeléctrica Energía Minera CTEM); se considera además que si un proyecto de generación no se encuentra en el Plan de Obras de la CNE no significa que no se lleve a cabo, dado que la decisión de iniciar la construcción de cualquier central depende sólo de decisiones privadas.

A continuación se presentan extractos de las observaciones realizadas por la ex CNE y el sector a regular:

Observaciones de Energía Activa (numeral 6):

Estimamos que las definiciones de termoeléctricas existentes y de termoeléctricas nuevas planteadas en el Anteproyecto deben ser modificadas, toda vez que:

- Dichas definiciones modificarán Resoluciones de Calificación Ambiental debidamente aprobadas y vigentes a la fecha de emisión de la norma que las contendría,
- En la práctica, todas las centrales serán consideradas Termoeléctricas Nuevas, pues la norma impone a todas las termoeléctricas el cumplimiento de las exigencias para las nuevas, a partir del año 2020. Con ello, se elimina lo pretendido por el regulador en cuanto a establecer dos categorías de termoeléctricas.
- No generan incentivos a la mejora tecnológica, ambiental y de eficiencia de las termoeléctricas, pues en el caso que ello ocurra, son consideradas como termoeléctricas nuevas.

En razón de lo señalado, solicitamos se modifiquen las definiciones de centrales termoeléctricas existentes y nuevas de forma tal que exista una real diferencia entre ambas, que se reconozcan y respeten las RCA o en trámite de aprobación ambiental, emitidas con anterioridad a la emisión de la norma, y que se incentive la mejora de instalaciones. Para ello, proponemos las siguientes definiciones:

Instalación existente: toda aquella central de generación termoeléctrica con una o más unidades, que se encuentre en operación, en modificación, en construcción, en proceso de evaluación ambiental, o que cuente con una Resolución de Calificación Ambiental aprobada a la fecha de entrada en vigencia de la norma.

Instalación Nueva: aquellas centrales de generación termoeléctrica con una o más unidades que, independientemente de su tecnología y combustible, aun no ingresa al SEIA a la fecha de entrada en vigencia de la norma.

Además, se solicita eliminar la parte final del inciso primero del artículo 5 del Anteproyecto, que dice "y con los valores de la Tabla N° 2 al año 2020."

Con esta definición, se reconoce la situación actual de todos aquellos proyectos que ya se encuentran aprobados o en tramitación en el SEIA, y que por lo tanto, dichas instalaciones ya fueron objeto de licitaciones y contratos en forma previa, existiendo importantes recursos comprometidos en ello.

Observaciones de la ex - CNE (observaciones artículo 3):

Se sugiere que la definición de termoeléctricas existentes incluyan a aquellas que a la entrada en vigencia del presente anteproyecto se encuentren puestas en servicio y/o que cuenten con su RCA aprobada y vigente antes del 1° de enero de 2012. Lo anterior se fundamenta en lo siguiente:

- Existen proyectos aprobados que ya han definido layout, ingeniería, órdenes de compra de equipos, condiciones de comercialización, entradas de puesta en servicio, etc., y que debieran ser consideradas existentes, más aún cuando las decisiones de inversión se realizaron considerando un marco regulatorio vigente que no contemplaba esta norma de emisión.
- Por otro lado, tanto las centrales en construcción como aquellas que tienen RCA vigentes, de acuerdo a la evaluación efectuada en el SEIA, garantizan el cumplimiento de las normas de calidad de aire en los parámetros que se incluyen en este anteproyecto, por lo que los riesgos tanto para la salud de las personas, como para los recursos naturales, han sido evaluados.
- Adicionalmente, y solo respecto de aquellos proyectos que pudieran sufrir retrasos más allá de la entrada en vigencia de esta norma y que tiene RCA aprobada, se debe considerar que, de acuerdo a la Ley que crea el Ministerio, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente, se establece la caducidad de una Resolución de Calificación Ambiental, cuando hubieren transcurrido más de cinco años sin que se haya iniciado la ejecución del proyecto o actividad autorizada.

Observaciones Southern Cross (numeral 3)

3. Distinción entre fuentes nuevas y existentes

El artículo 3° del ANET distingue entre termoeléctricas existentes y termoeléctricas nuevas, correspondiendo el primer concepto a las instalaciones compuestas por una o más unidades de generación de electricidad mediante un proceso térmico que se encuentren puestas en servicio antes del 1° de enero de 2012; en tanto que por termoeléctricas nuevas entiende las instalaciones que se pongan en servicio a contar de la referida fecha.

A continuación, el artículo 4° del ANET establece tablas de emisiones máximas permitidas para los contaminantes material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno, y distingue entre termoeléctricas nuevas y existentes, fijando criterios más rigurosos para las primeras. Señala que los límites aplicables a las termoeléctricas nuevas serán exigibles a las termoeléctricas existentes sólo a partir del año 2020. En síntesis, para los contaminantes referidos, las termoeléctricas nuevas deberán cumplir con altas exigencias desde la entrada en vigencia de la Norma de Emisión (lo que posiblemente ocurrirá antes de 2012), en tanto que las termoeléctricas existentes no estarán obligadas a respetar esos límites sino a partir de 2020.

Esta distinción entre termoeléctricas existentes y nuevas es cuestionable desde un punto de vista legal por cuanto constituye una discriminación arbitraria.

En efecto, la discriminación contenida en el ANET no es coherente con la disposición del artículo 19 N°2 de la Constitución Política de la República, que asegura a todas las personas la igualdad ante la ley, y establece que "ni la ley ni autoridad alguna podrán establecer diferencias arbitrarias". Tampoco parece coherente con la disposición del artículo 5° de la Ley 19.300, que dispone que "las medidas de protección ambiental que, conforme a sus facultades, dispongan ejecutar las autoridades no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias".

La jurisprudencia de nuestros Tribunales Superiores de Justicia ha entendido de manera uniforme que "una acción arbitraria consiste en un acto o proceder caprichoso, contrario a la justicia, o a las leyes, inicuo, antojadizo, infundado o en último término, despótico o tiránico", recogiendo así el concepto de arbitrariedad que contiene el diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, según el cual arbitrariedad es un "acto o proceder contrario a la justicia, la razón o las leyes, dictado solo por la voluntad o el capricho".

Así las cosas, para que la distinción entre termoeléctricas nuevas y existentes, y la consiguiente aplicación de diferentes límites máximos de emisión a dichas centrales no vulnerara la garantía constitucional citada, sería indispensable que la misma no fuere caprichosa, contraria a la justicia, antojadiza o infundada. Y la verdad sea dicha, ni en el texto de la resolución que aprueba el ANET, ni en la documentación que le sirve de respaldo, existe fundamento técnico alguno que permita sostener o justificar aquella distinción.

Observaciones Colbún (página 3):

- No deberían considerarse instalaciones existentes únicamente aquellas que se encuentran en operación en una determinada fecha, sino que han de incluirse también aquellas instalaciones cuya decisión en firme de inversión se tomó previa a la publicación del decreto que establezca la norma de emisión, independientemente de la fecha de puesta en servicio, así como aquellas que tuvieran sus permisos aprobados previa a la publicación del decreto que establezca la norma de emisión (ver sección 3ª, artículo 3º, apartado B).
- Debe definirse con precisión cómo la modificación de una instalación existente afecta a su estado y la convierte en instalación nueva. Las modificaciones de las instalaciones de combustión existentes mencionadas en el anteproyecto no deberían constituir siempre un cambio de consideración a nuevas (ver sección 3ª, artículo 3º, apartado C).

A) Distinción entre plantas nuevas y existentes

En consonancia con el anteproyecto, se propone establecer diferentes VLE según se trate de instalaciones nuevas o existentes. Esto se justifica porque las instalaciones existentes presentan dificultades para incorporar los sistemas de control y abatimiento de emisiones necesarios para reducir sus emisiones; típicamente pueden citarse las limitaciones de espacio y la incompatibilidad de los nuevos equipos con los ya existentes. Además hay que considerar las dificultades para amortizar las inversiones asociadas a las mismas en instalaciones con buena parte de su vida útil ya consumida. Esto hace que, incluso acometiendo las inversiones necesarias, no es fácil que las instalaciones existentes adaptadas obtengan los mismos resultados que las nuevas, donde la incorporación de las tecnologías de abatimiento adecuadas se contempla ya desde la fase de diseño.

B) Definición de instalación nueva y existente

Cobran gran importancia las definiciones de instalación nueva y existente, puesto que los VLE aplicables en cada caso serán diferentes.

No deberían considerarse como instalaciones existentes únicamente aquellas que se encuentran en operación en una determinada fecha, como podría parecer en un primer momento. Esto es debido a que las empresas deciden llevar adelante sus proyectos de inversión teniendo en cuenta un contrato de venta de energía (todo ello, obviamente, con antelación a la puesta en marcha de la instalación), por lo que una modificación de las "reglas de juego" una vez comprometida la inversión podría llevar a la inviabilidad del proyecto. Además los plazos de construcción de las centrales, en particular las de carbón, son tales que si la construcción de una central se iniciara hoy, para lo cual debe tener todos sus permisos aprobados y acordado el respectivo contrato de suministro que la viabiliza, la fecha de puesta en servicio sería posterior a la fecha límite establecida en el anteproyecto sin que por ello para efectos de la Norma de Emisiones perdiera la calidad de existente, ya que todo su diseño fue hecho con otro marco regulatorio.

Por tanto, se llega a la conclusión de que la definición de instalación existente debe ser aquella que en el momento de la publicación del decreto que establezca la norma de emisión ya esté en construcción o tenga sus permisos ambientales aprobados e inicie su construcción en un plazo dado luego de publicado el decreto mencionado. Atendiendo al criterio anterior, se propone la definición de instalación existente y nueva que se ha redactado en el artículo 3º de definiciones de la propuesta de Norma, que respecto de las instalaciones existentes se hace cargo de los argumentos señalados.

C) Modificaciones de las instalaciones de combustión

En el anteproyecto se consideran ciertas modificaciones que "convierten" a las instalaciones en nuevas. Debe aclararse previamente que las modificaciones a tener en cuenta habrían de considerarse foco a foco, no para una central termoeléctrica, de modo que la consideración de nueva o existente (y la aplicación de los correspondientes VLE) no aplique a una termoeléctrica sino a cada foco (que supere los 50MW_{th}) de cada termoeléctrica.

- Cambio de combustible.

A diferencia del anteproyecto, se considera que el cambio de combustible no debe suponer la consideración de nueva instalación. La instalación sigue siendo antigua y por tanto sujeta a limitaciones para conseguir las mismas emisiones que una instalación nueva. Por tanto, se estima preferible continuar considerándola existente. Ello no es óbice para que en su RCA correspondiente se le impongan límites más estrictos, pero siempre de forma particular, no como criterio general a aplicar en una norma de carácter básico.

- Incorporación de otra unidad.

Un factor fundamental a tener en cuenta es el efecto en cuanto a aumento de la potencia térmica nominal que supone la incorporación de otra unidad, que puede suponer superar el umbral de aplicación de una instalación existente no afectada. El anteproyecto no aborda explícitamente esta cuestión, por lo que se ha creído conveniente establecer en la definición de nueva instalación de la norma un criterio que resuelva esta cuestión.

Así, en el caso de que alguna o algunas nuevas instalaciones de combustión emitieran sus gases a la atmósfera por una chimenea común con alguna otra instalación o instalaciones existentes, se consideraría a efectos de cálculo y de aplicación de valores límite de emisión que:

i) Si el total de la potencia térmica nominal es inferior a 50 MW_{th}, el conjunto quedaría fuera del ámbito de aplicación del presente decreto supremo.

ii) Si el total de la potencia térmica nominal es igual o superior a 50 MW_{th}, el valor límite de emisión del conjunto se obtendría ponderando los valores límite de emisión individuales, fijados en el presente decreto supremo, por la potencia térmica suministrada en cada instalación individual.

- Ingreso al SEIA.

Como ya se ha dicho, se pretende establecer una norma básica de aplicación general. Por tanto, se reitera que debe ser en la RCA resultante del ingreso al SEIA donde se establezcan cuantos límites particulares se estimen oportunos y de la exigencia que se considere apropiada en cada caso. Así pues, el ingreso al SEIA no debería suponer automáticamente la consideración de nueva instalación.

Observaciones Endesa:

La definición de termoeléctrica "existente" y termoeléctrica "nueva" que se incluye en el artículo 3°, literal b) y c) respectivamente, ligada exclusivamente a una fecha de puesta en servicio (1° de enero de 2012), impone una clasificación que no resulta conveniente por las razones siguientes:

- a) En la industria hay actualmente centrales que tienen distintos plazos de construcción (dependiendo de su tecnología, tamaño, emplazamiento y otras características) y se encuentran en diferentes etapas de desarrollo, lo que implicaría que la aplicación de las definiciones antes referidas trabarían o impedirían que las centrales se pongan en servicio en las fechas previstas originalmente, sobre todo si los equipos se adquirieron e instalaron considerando límites de emisión diferentes a los establecidos en la norma de emisión que entra en vigencia.
- b) La adaptación al cumplimiento de la nueva normativa causa perjuicios tanto para los titulares de esas centrales como a la economía y seguridad del sistema (encarecimiento de la generación y retrasos de puesta en servicio para la generación eléctrica). A modo de ejemplo, una central termoeléctrica que se encuentra en fase avanzada de construcción pero con fecha prevista de puesta en servicio hacia el año 2012, verá impedido su ingreso al sistema en virtud de que tanto su diseño como su construcción, que fueron concebidos y contratados con antelación a la vigencia de esta normativa, deberán readecuarse a estas definiciones, trabando el proceso de puesta en servicio, con los consiguientes retrasos y costos ya señalados.

El retraso antes señalado impondrá riesgo a la operación del respectivo sistema eléctrico por el desfase que se produciría entre el ingreso de oferta de generación eléctrica versus la creciente demanda del consumo eléctrico, lo cual redundaría en mayores costos operacionales.

De lo expuesto anteriormente, consideramos que el criterio fundamental que se utilice para la definición de central "existente" y "nueva" en el cumplimiento de la norma de emisiones no debe obstaculizar los procesos de desarrollo de los proyectos en marcha, ni comprometer las fechas de ingreso de las centrales para el despacho en los sistemas eléctricos. Desde esa perspectiva, Endesa Chile considera que el criterio relevante para definir la termoeléctrica "existente", teniendo a la vista tanto el aspecto ambiental como de diseño de la central, es el hito asociado al otorgamiento

002457



HU



Santiago, Abril 06 del 2010

Señor
Álvaro Sapag
Director Ejecutivo
CONAMA Metropolitana
Presente.

De mi consideración:

Adjunto a la presente envío a usted observaciones realizadas por Fundación Terram al anteproyecto de la Norma de Emisión para Termoelectricas.

Sin otro particular, le saluda atentamente a usted.

FLAVIA LIBERONA CÉSPEDES
DIRECTORA EJECUTIVA
FUNDACION TERRAM



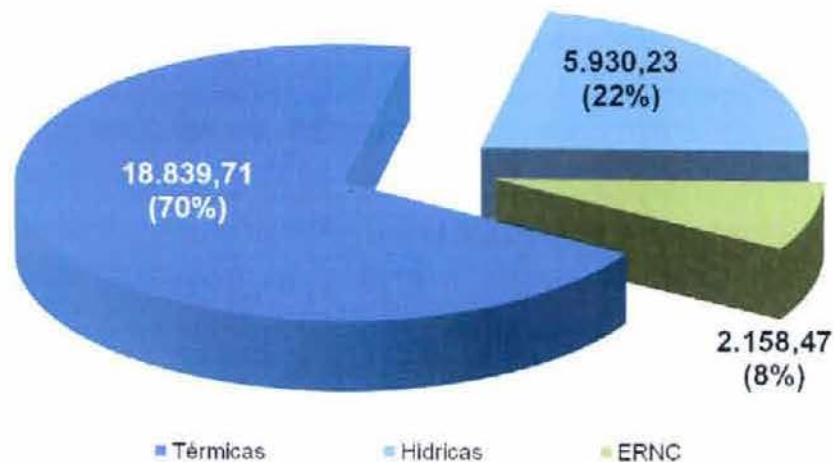
Observaciones al Anteproyecto Norma de Emisión para Termoeléctricas

Introducción

Entre enero de 2000 y mediados de octubre de 2009, ingresaron al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) un total de 185 proyectos para la generación de energía eléctrica, de los cuales el 70% son en base a termoelectricidad, los que de ser aprobados significarán la instalación de 98 centrales termoeléctricas a lo largo de Chile, con una capacidad de generación de aproximadamente 19.000 MW.

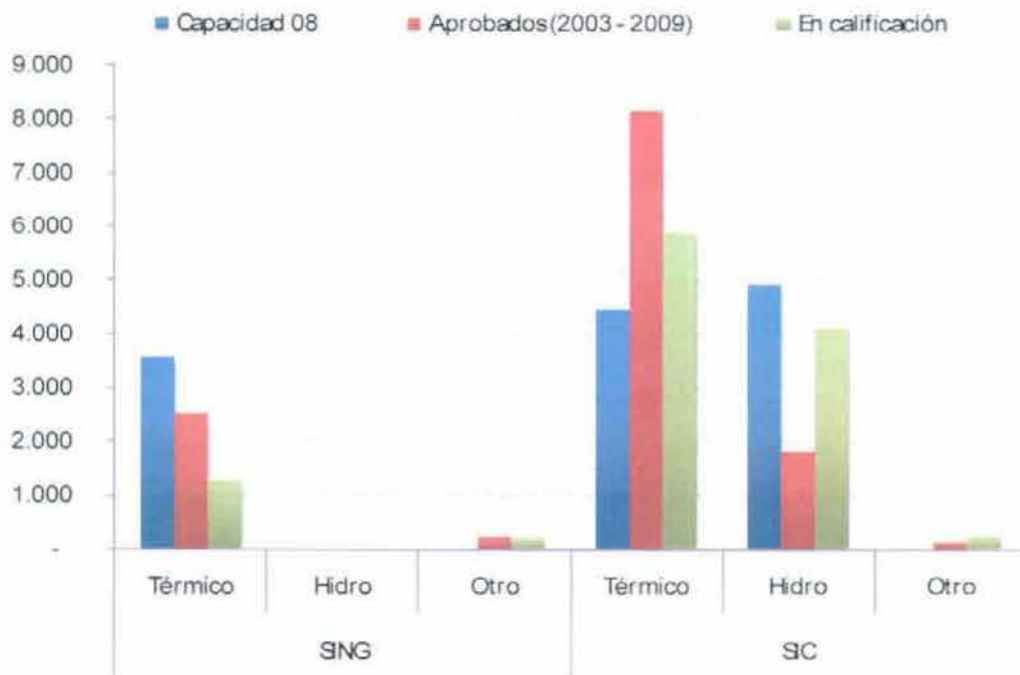
Según información elaborada por Fundación Terram a partir de datos del SEIA, desde el año 2006 existe un fuerte incremento de proyectos de generación termoeléctrica que ingresan al sistema de evaluación, periodo que coincide con el de estrechez energética que experimentó nuestro país debido a los cortes del gas natural proveniente de Argentina.

MW Ingresados al SEIA durante el período 2000 - 2009*
por Tipo de Fuente



Fuente: Elaboración propia con datos del SEIA

Además, al revisar tanto el número de proyectos y los MW en proceso de calificación y aprobados para el periodo 2000-2009, observamos la preponderancia de proyectos termoeléctricos, por sobre cualquier otro tipo de fuente, tendencia que se da tanto en el Sistema Interconectado Central (SIC) como en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).



Proyectos	Numero	Fuentes			Total MW
		Térmica	Hídrica	ERCN	
Ingresados	185	18.849	5.930	2.149	26.928
Aprobados	149	11.581	1.824	1.454	14.860
En calificación	36	7.268	4.106	695	12.068

Esta situación resulta aún más preocupante al verificar que la mayoría de las centrales termoeléctricas aprobadas o en calificación en el SEIA utilizarán carbón como combustible, lo que evidencia que la matriz energética eléctrica de Chile se está carbonizando debido fundamentalmente a la estrategia de corto y mediano plazo para implementar tecnologías que permitan paliar el posible déficit en la capacidad de generación eléctrica.



0245

La proliferación de las centrales termoeléctricas a lo largo del territorio nacional, además, esta generando muchos conflictos socioambientales y económicos a nivel local, pues los nuevos proyectos planean instalarse por un lado, en zonas donde ya existen este tipo de plantas y, por tanto, las comunidades están sensibles a los impactos ambientales que generan así como el daño a su salud y calidad de vida. Por otro lado, la gran mayoría de las termoeléctricas requieren ubicarse en el borde costero lo que, sin duda, afecta al medioambiente marino y de la costa y otros sectores económicos locales, en especial a la pesca artesanal y al turismo.

Hay que considerar que recientemente nuestro país logró su ingreso como miembro a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), lo que seguramente significará elevar los estándares ambientales nacionales en temas tan sensibles como las emisiones de contaminantes al agua, aire o suelo.

Adicionalmente, el ingreso a la OCDE nos impondrá restricciones en materia de cambio climático, tema no menor si consideramos que nuestro país es uno de los emisores per cápita más importante de dióxido de carbono (CO₂) a nivel de América Latina, y el segundo país a nivel mundial en aumento porcentual de emisiones per cápita de CO₂ durante 2008, sólo superado por China. Los ministros de Energía y Medio Ambiente del gobierno de Michelle Bachelet estaban conscientes del aumento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de Chile y de la urgente necesidad de reducirlos. Es por ello que, con ocasión de la Conferencia de las Partes N°15 de la Convención de Cambio Climático realizada en Copenhague a fines de 2009, el gobierno de Chile asumió el compromiso de reducir sus emisiones en un 20% al año 2020.

Por tanto y teniendo en cuenta los antecedentes expuestos consideramos que es urgente y necesario normar las emisiones de plantas termoeléctricas. No obstante, creemos necesario que una norma de este tipo norme las centrales termoeléctricas en su totalidad, es decir, considerando sus emisiones tanto al agua, aire y suelo.

Observaciones al Anteproyecto Norma de Termoeléctricas

1. Una norma de emisión para Termoeléctricas debe fijar parámetros para las emisiones al agua, aire y suelo. Sin embargo, esta norma sólo considera las emisiones de este tipo de centrales al aire y en este sentido consideramos que es una norma incompleta. Es necesario evaluar cuáles serán los impactos que este tipo de generadoras tendrán sobre el medio ambiente acuático, en especial el borde costero. Por tanto, nos parece que la norma de emisión que está en consulta debe ser complementada con una norma de emisión de las descargas de las centrales termoeléctricas al borde costero y/o cursos de agua. También nos parece necesario regular la toma de agua por parte de centrales termoeléctricas ya que la cantidad de agua que estas necesitan para su funcionamiento, genera impactos ambientales sobre los ecosistemas acuáticos y del borde costero y afecta a otras actividades económicas, en especial a la pesca artesanal.
2. En particular, este anteproyecto no considera los impactos específicos provocados por centrales termoeléctricas ubicadas en el borde costero, que producto de las tomas de agua de mar utilizadas en la generación y posterior condensación de vapor (este último mediante sistemas de enfriamiento), provocan serios daños en los ecosistemas marinos. Sus principales



impactos se asocian, principalmente, a los altos grados de salinidad (producto del proceso de desalinización del agua empleada) y temperatura con que estos flujos son devueltos al mar, factores que inevitablemente atentan en contra de cualquier forma de vida (especialmente larvas). La utilización de pinturas anti-incrustantes (*antifouling*) también representa parte esencial de este problema.

La sumatoria de estos impactos podría provocar la extinción de distintas especies de la fauna marina local en el mediano o largo plazo.

3. Los límites de emisión al aire propuestos por la norma no evalúa escenarios particulares para zonas latentes y saturadas, limitando el control de emisiones a la medición del flujo volumétrico en cada chimenea, sin considerar las situaciones particulares de cada localidad. Creemos pertinente y necesario que la condición de zona latente y/o saturada de ciertas localidades tenga una relevancia a la hora de que este tipo de proyectos se instalen en esas zonas.
4. Es necesario que la norma considere incentivos que permitan el retiro, la actualización de tecnología, la evaluación ambiental y reducción de emisiones de todas las centrales térmicas de más de 24 años en el mismo plazo que las nuevas. Para las centrales de entre 10 y 24 años debería considerar actualización de tecnología, reducción de emisiones y retiro programado. En este sentido, es necesario que la norma considere el plan de cierre que deben implementar las termoeléctricas.
5. Esta norma deberá significar la readequación de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de todas aquellas centrales o unidades que hayan pasado por el SEIA.
6. El anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas fundamenta los valores de emisión para los contaminantes: material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x), de acuerdo a la mejor tecnología disponible. De acuerdo a este principio, sería necesario exigir un valor igual o menor a 30 mg/m³ para MP tanto para nuevas y existentes, debido a que existe tecnología probada y disponible en el mercado para remover material particulado; de hecho actualmente se llega a concentraciones de hasta 10 mg/m³ en MP, por ejemplo, en Estados Unidos y Alemania. Esto es relevante si consideramos que en nuestro país existen varias zonas decretadas saturadas o en evaluación para ello por este contaminante, entre las que destacan: el Gran Concepción Metropolitano, Ventanas, Tocopilla, Valle Central de Rancagua, Santiago, etc. Por tanto, se hace imprescindible prevenir y/o controlar las emisiones de MP.
7. Para evaluar las reducciones de emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x), la norma debiera estandarizar los modelos de calidad del aire a utilizar. La recomendación, desde nuestra perspectiva, es la utilización de los mejores modelos disponibles que aseguren una modelación real de la problemática chilena considerando los utilizados por la Agencia Ambiental de Estados Unidos y los modelos recomendados por la OCDE.
8. Debido a los múltiples efectos en salud, calidad de vida y el medio ambiente de las termoeléctricas a carbón y petróleo, debería exigirse un nivel de emisión de SO₂ menor a 100



mg/m³, y de NO_x menor a 50 mg/m³. Esto, además, considerando que en el mercado existe la tecnología disponible para alcanzar estos valores.

Las emisiones de SO₂ provocan graves problemas a la salud humana sobretodo en los adultos mayores y menores de edad. También se debe considerar el impacto de la lluvia ácida sobre la flora y fauna del país. Por otro lado, contaminantes como el NO_x provocan diversos efectos entre los que destacan: la formación de ozono en la atmósfera, lo cual afecta a la vegetación, la formación de nitratos, es decir aerosoles secundarios (MP2.5). Además, el NO_x es considerado un gas invernadero.

Cabe señalar que organismos internacionales como la OCDE recomienda reducir las emisiones de SO₂ y ozono, señalando que es necesario proteger la salud pública y los recursos naturales. Por otro lado, esta documentada las posibilidades de reducción de NO_x a través de tecnología básica, como quemadores LOW NO_x.

Creemos que con la publicación de anteproyecto, que establece límites de NO_x de 400 mg/m³ para plantas existentes y 200 mg/Nm³ para plantas nuevas, mediante un "buen análisis" de la operación de la planta termoeléctricas (principalmente respecto del tipo de carbón utilizado) y el uso de esta tecnología, se podrán obtener muy buenos resultados respecto de los niveles de emisión de NO_x actuales.

9. Teniendo presente el tema del cambio climático y los esfuerzos mundiales para reducir las emisiones de CO₂, y que la aprobación y puesta en funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas que actualmente se encuentra en evaluación ambiental significaría un aumento considerable de las emisiones de Chile (casi el triple) y que, además, nuestro país asumió compromisos voluntarios en el Acuerdo de Copenhague, la norma de emisión para las termoeléctricas debería regular las emisiones de CO₂.
10. Se reconoce que a nivel internacional y nacional hay un explosivo aumento de las térmicas a carbón. De acuerdo al expediente, se indica que organizaciones privadas como el Clean Coal Center incentivan el uso de térmicas a carbón, siempre y cuando se incluyan tecnologías de control disponibles y probadas, que permitan reducir las emisiones de particulado y GEI. En este sentido, creemos que la norma debe fijar estándares considerando el tipo de combustible que utilizan de manera que se garantice la reducción de las emisiones de MP y de SO_x.

Hay que considerar que la tecnología está probada y disponible y que desde 1998 la Guía del IFC (Corporación Financiera Internacional) del Banco Mundial recomienda un valor de 50 mg/m³ de material particulado para las térmicas a carbón. Sin embargo, no se conoce cuántas centrales de este tipo existentes en el parque con una fecha de puesta en marcha posterior a 1998, cumplen con el valor de 50 mg/m³-N.

11. Nos parece adecuado limitar las emisiones tanto para las centrales existentes como para las nuevas, sobretodo considerando como modelo la Guía del Banco Mundial, que entrega financiamiento a la banca privada para este tipo de proyectos destinados a instalarse en países en vías de desarrollo. Ante esto, ¿por qué en la actualidad aquellas centrales de generación que se incorporaron al parque con posterioridad al año 1998 no cumplen con los valores de la Guía?



12. Con respecto a las llamadas unidades de respaldo, ¿operan en caso de *blackout*? ¿La política energética que está desarrollando el Ministerio de Energía incentiva la entrada de centrales más eficientes y desincentiva a las más ineficientes? Se pide describir el caso de Laguna Verde, una de las más antiguas del parque, que se exige también que sea regulada (si percibe ingresos por potencia instalada, ¿porque no se le puede exigir un mínimo comportamiento ambiental?).
13. Creemos importante que la norma regule los metales, es más, se pide listar todos los metales pesados que son emitidos, principalmente, por la combustión de carbón, teniendo en cuenta que al remover Hg (mercurio) se logra también remover los otros metales. ¿Qué pasa si no se regula metales pesados? ¿El actual Gobierno y la CONAMA están dispuestos a aceptar el pasivo que se genera si es que no se regulan los metales? ¿O se actuará como en el problema de Arica, implementando Planes de Remediación? Es decir, cuando el problema de metales es un hecho y es imposible restituir los efectos adversos de la población sometida a dosis acumulativas en el tiempo, generación tras generación. Hay que considerar además, que nuestro país ha asumido un compromiso internacional en cuanto a reducir el mercurio, lo que ha significado la implementación de muchas iniciativas a lo largo del país con este fin. Con esta norma Chile tiene la oportunidad de dar un paso más en este sentido, si finalmente se norma los metales, pesados entre ellos el mercurio.

Además, de acuerdo a la propuesta de anteproyecto, se están considerando exigencias de equipos de control para reducir metales, que se lograrían a través de la reducción de MP y SOX.

14. Apoyamos el valor propuesto de MP de 50 mg/m³N para unidades a carbón existentes y 30 mg/m³-N para las nuevas, basándose en el hecho que existe tecnología disponible y probada, que hay térmicas en el país que han logrado dichos valores y que se trata de un tema de contrato y garantía entre el generador y el distribuidor de equipos de control asegurar los valores límites de emisión.
15. Revisando el expediente, se constata que Guacolda y AES GENER han realizado un estudio para evaluar socialmente la norma, estudio fue encargado al Dr. Luis Cifuentes (DICTUC). Analizando este estudio llama poderosamente la atención que no se utilizó un modelo eléctrico para simular a largo plazo el efecto de la norma de emisión, sobretodo considerando que el sistema de despacho (venta) de electricidad funciona a costo marginal. Por lo tanto, se duda tanto de los resultados finales como de las conclusiones presentadas por ese estudio. Al respecto, cabe destacar que el estudio también descarta un escenario de norma de emisión como el de la Guía del IFC del Banco Mundial, ¿cómo es posible este resultado?

En consideración de este último punto, se debe considerar que normalmente en el sector eléctrico, se define el costo medio de operación (CMO) como aquel resultante exclusivamente de la operación de una central generadora. En el caso de centrales termoeléctricas se asocia a la suma de los costos variables de operación combustible y no combustible (CVO). Para centrales hidroeléctricas y eólicas, éste corresponde al costo de oportunidad de la venta de la energía. El CMO no incluye los costos de servir la deuda de capital, precisamente ésta es la diferencia con el Costo Medio Total (CMT) si se asume que el consumo específico de una



central es constante de CMO e igual al CVO. En Chile por lo general se asume como CVO utilizando el consumo específico a carga máxima.

Las centrales serán despachadas solamente si el CMg de la energía es superior al CVO, por lo anterior, normalmente una central despachada tendrá un margen de operación positivo o igual a cero, en este último caso se le conoce como la "Central Marginal del Sistema". Existen casos particulares, asociados normalmente a la seguridad de abastecimiento, en los cuales se despacha una central cuyo CVO es mayor que el CMg de la energía en la barra donde inyecta dicha central. En este caso las pérdidas operacionales son cubiertas con cobros adicionales a los agentes participantes, de forma que su margen de operación sea cero. Por lo tanto, el CMg de venta de energía está dado por el CVO de la central marginal del sistema (eventualmente pueden ser más de una, debido a las pérdidas de transmisión); este CMg es el que sirve de base para determinar el "Precio de Nudo de la Energía" (PndEne), fijado por la CNE.

El costo medio total (CMT) se compara con el precio de venta monómico de la electricidad (PVM), el cual se calcula como los ingresos por venta de energía más los ingresos por venta de potencia, divididos por la energía producida, es decir:

$$\text{PVM} = \frac{\text{CMg} * \text{Energía Producida} + \text{Precio Potencia} * \text{Potencia Suficiencia}}{\text{Energía Producida}}$$

El precio PVM se expresa en US\$/MWh, si este precio es superior al CMT, la central recupera tantos sus costos medios de producción (CMT) como sus costos de inversión, de lo contrario la central estará en pérdida.

Por lo definido anteriormente, tenemos que el CVO de una termoeléctrica se relaciona exactamente con los costos de operación combustibles y no combustibles, lo cual NO FUE CONSIDERADO EN EL ESTUDIO DEL DR. CIFUENTES PARA AES GENER Y GUACOLDA.

Para una hidroeléctrica, su costo de oportunidad se define en función de vender hoy a CMg la energía, o bien, venderla en el futuro al CMg esperado de la energía, llamado valor del agua (VA). Si se puede almacenar el agua, el VA puede ser inferior, igual o superior al costo CMg de la barra de inyección, mientras que en caso de no poder almacenar el agua VA es cero.

El CMg de largo plazo de la energía se conoce como el valor esperado del precio de la energía que permite recuperar los costos de operación e inversión de la central marginal de largo plazo del sistema, descontados los ingresos por venta de potencia de suficiencia.

En general, el abastecimiento de la demanda de un sistema eléctrico está sometido a variabilidad, la que se puede descomponer en "estacionalidad" y "volatilidad". La estacionalidad se relaciona con la forma esperada de la curva de carga de demanda existiendo una estacionalidad y volatilidad: una estacionalidad horaria (madrugada, medio día, horas de punta, noche, etc.), una diaria (día de trabajo, sábado, lunes, domingos y festivos) y otra mensual (estacionalidad Climatológica), mientras que la volatilidad está relacionada directamente a fallas intempestivas de unidades generadoras, desconexiones intempestivas de consumos, lluvias (pluviometría) y situación de caudales afluentes u hidrología.



LO ANTERIOR TAMPOCO FUE CONSIDERADO EN EL ESTUDIO DE CIFUENTES PARA AES GENER GUACOLDA.

Ante la existencia de variabilidad asociada tanto a la oferta (generación) como a la demanda (consumo), da origen a que el parque óptimo (Inversión + Operación) se componga de un conjunto de centrales generadoras, las que se pueden clasificar como "de base" y "de punta".

Dentro de las centrales de base se encuentran las hidroeléctricas, quienes se caracterizan por una fuerte inversión –que bordea los 1.500 y 10.000 US\$/KW– y un costo de operación prácticamente cero, ya que el agua no tiene costo directo o variable. Dentro de esta clasificación también están las centrales termoeléctricas a carbón, que tienen un costo de inversión de aproximadamente entre 2.000 y 3.000 US\$/KW, con costo de operación de 40 US\$/MWh (considerando el precio del carbón a 100 US\$/ton); las centrales de gas natural de ciclo combinado con inversiones aproximadas que van desde los 800 a 1.000 US\$/KW más costo de operación de 80 US\$/MWh (con costo del gas natural de 10 US\$/Mbtu-Pci). Además, tenemos centrales eólicas, solares, nucleares, geotérmicas, etc., con costo de inversiones altos, pero con bajos costos de operación.

Dentro de las centrales de punta se encuentran las centrales térmicas de ciclo abierto con combustible del tipo diesel o gas natural. Estas centrales tienen costos de inversión de entre 500 y 800 US\$/KW y un alto costo de operación que transita entre los 120 y 200 US\$/MWh, dependiendo del tipo de combustible (considerando el precio del Gas Natural a 10 US\$/Mbtu-Pci y Diesel a 18 US\$/Mbtu-Pci).

El plan óptimo de generación está compuesto por una combinación de centrales de base y punta de distintos tipos, de forma que las centrales con alto costo de inversión y bajo costo de operación abastezcan la parte de la demanda no sometida a variabilidad, mientras la parte estacional será abastecida por centrales del tipo ciclo combinado y embalses con capacidad de regulación estacional, y la parte volátil del abastecimiento es abastecida por centrales de ciclo abierto y embalses con capacidad interanual de regulación.

16. Con respecto a la Tarifa a los Clientes, cabe destacar que la Comisión Nacional de Energía establece la tarifa a los clientes residenciales a través de la función de costos y proyección de la demanda. Se sabe que desde el año 2004 el informe de precio nudo consideró el costo de inversión de los equipos de abatimiento dentro del costo de inversión de las nuevas termoeléctricas, por lo cual, este costo ha sido incluido en la tarifa para clientes regulados desde ese año. Por ello, las centrales existentes ya están percibiendo este beneficio desde dicho año, pese a no haber realizado aún estas inversiones. Lo anterior considerando el supuesto que los contratos con clientes libres se hayan adaptado a esta nueva realidad del mercado (la internalización de estos costos en el año 2004).

Si se considerara que la norma entra en vigencia el año 2012, existiría un intervalo de 8 años para que las empresas encargadas de la generación eléctrica –en su función de comercializadores–, adapten los contratos con sus clientes libres, ya que los contratos con clientes regulados son fijados a precio de nudo, y éste desde 2004 ya reconoce la existencia de equipos de abatimiento.



112452

De esta manera, la única forma que los generadores podrían no recuperar estas nuevas inversiones, sería asociando sus contratos con clientes libres a vigencias superiores a los 8 años a partir del 2004, año desde el cual se reconoce dentro la estimación del precio de nudo de la energía la existencia de equipos de abatimiento en centrales de última tecnología.

Este análisis no considera la aplicación de la banda de precios de clientes libres en la tarifa regulada, ni los contratos licitados recientemente. Probablemente a partir del año 2004 el efecto de la banda de clientes libres en los precios regulados es muy bajo y los contratos licitados deberían incluir en el precio la licitación para la inversión en equipos de abatimiento. Ello, dado que el precio techo de las mencionadas licitaciones incorpora en su determinación el financiamiento de este tipo de inversiones, según lo expuesto en los informes técnicos definitivos de la CNE a partir del año 2004.

ES DECIR, DESDE EL AÑO 2004 EL MERCADO HA INTERNALIZADO ESTE TIPO DE INVERSIONES, DIRECTA O INDIRECTAMENTE, EN LA TARIFA DE ELECTRICIDAD.

Además, resulta necesario considerar que la actual forma de tarificación del suministro eléctrico ha beneficiado considerablemente a otras formas de generación, distintas de la generación termoeléctrica. En este caso, la incorporación de equipos de abatimiento en la estimación del precio de nudo ha provocado, inevitablemente, un aumento del CMg de largo plazo – destinado cubrir el financiamiento de estas inversiones –, ha favorecido al parque de centrales hidroeléctricas existentes, ya que éstas se han beneficiado por medio de este aumento del CMg de largo plazo, lo que ha permitido aumentar su margen de operación, (suponiendo una inalteración de sus costos), mejorando la rentabilidad esperada al momento de decidir la inversión.

Presidencia

Santiago, 6 de abril de 2010

Señor
Álvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente



De nuestra especial consideración:

Por medio de esta presentación hacemos llegar a usted las observaciones de esta Sociedad al anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, publicado en el Diario Oficial del día martes 15 de diciembre de 2009, cuyo plazo de consulta pública se ampliara en diez días hábiles a contar del 23 de marzo de 2010, en virtud de la resolución número 227, de fecha 15 de marzo de 2010, de esa Dirección Ejecutiva.

Acerca del Objetivo Ambiental

De acuerdo con lo señalado en el texto del anteproyecto, el objetivo ambiental de la referida norma de emisión es *"controlar las emisiones al aire de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre, mercurio, níquel y vanadio, a fin de proteger la salud de las personas y los recursos naturales renovables"*.

En nuestra opinión, el anteproyecto de norma de emisión sometido a consulta pública no es idóneo para cumplir el objetivo ambiental propuesto, por las siguientes razones:

- a) sólo se aplicaría a las centrales termoeléctricas

Podría darse la situación de que aún cumpliéndose la norma por parte de todas las centrales termoeléctricas, de todas maneras se supere la norma de calidad ambiental, debido a que las restantes fuentes emisoras no están sujetas a ningún límite de emisión.

Cabe tener presente que la Ley Sobre Bases Generales del Medio Ambiente establece en su artículo 5 que las medidas de protección ambiental que conforme a sus facultades establezca la autoridad *"no podrán imponer diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias"*. Consecuentemente con lo anterior, la Ley advierte en su artículo 45, letra f, que la proporción en que deberán reducir sus emisiones las actividades responsables de la

Presidencia

emisión de los contaminantes a que se refiere el respectivo Plan de Descontaminación "deberá ser igual para todas ellas".

Lo que la ley 19.300 prohíbe es la discriminación "arbitraria", y ella podría darse, tanto si se imponen límites de emisión distintos a fuentes similares situadas en una misma localidad, como cuando se fijan límites parejos para fuentes situadas en diversas localidades, con capacidades de dispersión y holguras de emisión, diferentes.

En definitiva, no se divisa razón para que, existiendo múltiples fuentes emisoras de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre, mercurio, níquel y vanadio, se limiten las emisiones de sólo un sector, dejando libre las emisiones de los restantes sectores. Desde otro punto de vista, encontrándose las emisiones globales dentro de los límites permitidos por la respectiva norma de calidad ambiental, no parece tener sentido el que se limiten las emisiones de un sector en particular. En estricto rigor, la protección del medio ambiente supone controlar los elementos potencialmente contaminantes sin distinción de la fuente emisora, es decir, independientemente de si son públicas o privadas, industriales o domésticas, grandes o pequeñas, fijas o móviles.

- b) nuestro país carece de norma de calidad para los elementos níquel, vanadio y mercurio

La propia CONAMA ha señalado que "las normas de emisión son instrumentos de gestión ambiental que permiten controlar los efluentes de modo de mantener la calidad ambiental determinada por una norma de calidad ambiental"¹, lo cual es plenamente concordante con la ley 19.300 que asigna a las normas primarias y secundarias de calidad ambiental el objetivo de proteger la salud de las personas y el medio ambiente. La relación inseparable entre norma de calidad y norma de emisión está expresamente señalada en el artículo 33 del Reglamento Para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión,² el cual advierte que las normas de emisión podrán utilizarse como instrumento de prevención de la contaminación o de sus efectos, o como instrumento de gestión ambiental insertas en un Plan de Descontaminación o de Prevención de la Contaminación. En ambos casos, como se puede ver, se requiere una norma de calidad, pues es ella la que establece en términos precisos y objetivos cuándo existe *contaminación* y, por lo tanto, cuándo procede aplicar un Plan de Prevención o de Descontaminación. En definitiva, lo que el legislador ha querido es que no se establezcan limitaciones a las actividades productivas, que eventualmente pudieran allegar a comprometer su competitividad, si detrás de ello no hay un objetivo de protección ambiental claro y preciso.

¹ Gestión Ambiental del Gobierno de Chile, CONAMA, 1997, página 82.

² Decreto Supremo 93, Diario Oficial del 26 de octubre de 1995.

Presidencia

c) es de carácter nacional

Para poder asegurar el cumplimiento de la respectiva norma de calidad ambiental, la norma de emisión debe, necesaria e ineludiblemente, tomar en consideración la capacidad de dispersión atmosférica y los niveles de calidad del aire de cada localidad. Por esa razón el artículo 40 de la ley de Bases del Medio Ambiente señala que las normas de emisión se establecerán mediante decreto supremo, el que *"señalará su ámbito territorial de aplicación, considerando las condiciones y características ambientales propias de la zona en que se aplicarán"*. Para asegurar que lo anterior se cumpla, el artículo 34 del Reglamento dispone que la determinación de las normas de emisión requerirá de estudios que den cuenta, entre otros aspectos, de la *"concentración ambiental o distribución del contaminante en el área de aplicación de la norma"*, así como de la *"capacidad de dilución y de autodepuración del medio receptor involucrado en la materia normada"*, concluyendo que sólo entonces se podrá establecer la cantidad y, o, concentración o límite máximo permitido para un contaminante, medido en el efluente de la fuente emisora y en un período de tiempo determinado cuando corresponda.

d) No fija un límite global a las emisiones

La única manera de preservar la calidad del aire definida por la respectiva norma de calidad ambiental es fijando un límite global de emisión, el cual dependerá directamente de las holguras de emisión de cada localidad.

Fundamentos

El anteproyecto sometido a consulta pública justifica esta norma de emisión señalando que *"Dadas las características del parque actual y sus proyecciones, es necesario actuar de manera preventiva y correctiva, regulando tanto a las termoeléctricas existentes como a las futuras"*.

El fundamento esgrimido por el anteproyecto se basa en el supuesto de que no se ha actuado con un criterio preventivo respecto de las centrales termoeléctricas en nuestro país, lo cual constituye un error, por cuanto toda central termoeléctrica que se ha construido a partir del 3 de abril de 1997 ha debido someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, SEIA, a fin de obtener los permisos ambientales pertinentes, y para ello sus titulares han debido acreditar el cumplimiento de estrictas exigencias, tanto en materia de emisiones como de tecnologías de abatimiento ambiental.

A diferencia de la norma de emisión que propone el anteproyecto, la que es de carácter nacional, las condiciones y exigencias que se han impuesto a las centrales termoeléctricas en el marco del SEIA, han tomado en consideración las particularidades propias de la respectiva localidad, para lo cual se ha debido realizar un acabado estudio del área de influencia del proyecto y la línea de base, a fin de asegurar el cumplimiento de los límites máximos definidos en la respectiva norma de calidad ambiental.

Presidencia

Límites de Emisión

Los límites de emisión propuestos en el anteproyecto son los más estrictos del mundo e implican inversiones significativas para las centrales termoeléctricas existentes, que comprometen no sólo la competitividad del sector eléctrico sino también del sector industrial abastecido por aquél. Ello obligará a que el sistema tarifario que rige para el sector eléctrico deberá considerar un alza significativa en los pagos por potencia que realizan los usuarios, con lo cual veremos disminuir la competitividad de los sectores productivos nacionales.

Conclusiones

Esta Sociedad estima que no es necesaria una norma de emisión para el sector termoeléctrico, puesto que dicho sector está sometido al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Con todo, si la autoridad estimare conveniente perseverar en dicha iniciativa, pensamos que deberían tenerse presente las siguientes consideraciones:

1. la fijación de un límite de emisión podría tener mayor sentido si conjuntamente con ello se libera al sector del ingreso al SEIA o, en subsidio, si se establece un SEIA más breve, dado que estaríamos en presencia de una actividad en que sus impactos ambientales más relevantes estarían íntegramente regulados (descarga residuos líquidos, emisiones atmosféricas, emplazamiento y disposición final de desechos sólidos)
2. es fundamental que los límites de emisión que se establezcan no comprometan la competitividad del país y que en el análisis costo-beneficio la norma que en definitiva se apruebe cumpla con la exigencia básica de presentar una rentabilidad social positiva
3. se debería establecer expresamente que las modificaciones que el parque existente deba introducir a sus procesos para dar cumplimiento a la norma de emisión quedarán liberados del trámite del SEIA

Sin otro particular, le saluda atentamente,


ANDRÉS CONCHA RODRÍGUEZ
Presidente



102467

Sr
Alvaro Sapag
Director
CONAMA
Presente

Santiago, miércoles 7 de abril de 2010

Estimado Sr Sapag:

Adjunto a la presente las observaciones del Programa Chile Sustentable de la Fundación Sociedades Sustentables, Rut :75.056.200-0 al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas

Sin otro particular, saluda muy atentamente a Ud


Sara Larrain
Directora
Programa Chile Sustentable
CHILE SUSTENTABLE
Programa Chile Sustentable
Fono (562) 209 7028 • Fax (562) 364 0472
Seminario 774 • Santiago • Chile
web: <http://www.chilesustentable.net>
e-mail: direccion@chilesustentable.net

**CHILE
SUSTENTABLE**

Observaciones

ANTEPROYECTO NORMA DE EMISION PARA TERMOELECTRICAS

Resolución Exenta N° 7550, del 7 de diciembre de 2009

La prioridad de contar con una norma de emisión para plantas termoeléctricas se ha discutido reiteradamente en Chile desde los años 90. Como resultado de ello, la norma de emisión para termoeléctricas **se incluyó en el 4° Programa Priorizado de Normas el año 1999**¹ Seis años mas tarde, en 2006, el Consejo de Ministros de la CONAMA, reitero la urgencia de contar con esta norma, instruyendo dar inicio al proceso de estudio y formulación de una norma de emisión para termoeléctricas, ampliando su aplicación a todos los combustibles² (Ref: Acuerdo N° 302 del 25 de mayo de 2006).

El inicio del proceso de formulación de la norma fue en junio del año 2006 y su proceso formal de elaboración³, fue el 14 de agosto de 2006 una vez publicado su aviso en el Diario Oficial y difundida en un periódico de circulación nacional). La elaboración de la norma de emisión para termoeléctricas estuvo a cargo de un Comité Operativo conformado por los servicios públicos (MINAGRI, MINVU, MINSAL, CNE y CONAMA) y un Comité Ampliado con participación de las empresas generadoras y proveedoras AES-Gener, Guacolda, Endesa, Edelnor, Electroandina, Arauco, Colbún, CMPC, Alstom, Gas-Atacama, CGE, Copec y Campanario, entre otras, y organizaciones no gubernamentales como Chile Sustentable.

Luego de varios retrasos en los estudios de base para la norma y valiosos aportes de especialistas del Banco Mundial, de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, del Instituto noruego de Control Atmosférico y del Clean Coal Center de Inglaterra, la propuesta de anteproyecto fue presentada por CONAMA y las consultoras en un seminario del Comité Ampliado, en noviembre de 2009. Luego de ello se emitió la resolución del anteproyecto⁴; el cual se publicó en el diario Oficial el 15 de diciembre de 2009, dándose inicio al periodo de consulta pública. El periodo de observaciones que vencía el 11 de marzo; el cual dado el cambio de gobierno y las emergencias del terremoto y del cambio de gobierno se amplió hasta el 7 de abril de 2010.

La norma de emisión para termoeléctricas, priorizada hace 10 años en Chile y elaborada durante los últimos 4 años, se aplicara a tanto a fuentes existentes, como a nuevas plantas en todo el país. Su entrada en vigencia se espera en los próximos meses, luego de la ponderación de las observaciones ciudadanas por la CONAMA, y la posterior aprobación del texto por parte del Consejo de Ministros de CONAMA.

¹ (Acuerdo N° 99 del 26 de marzo de 1999 del Consejo Directivo de la CONAMA)

² (Ref.: Acuerdo N° 302 del 25 de mayo de 2006).

³ (Ref.: Res. Exenta N° 1690 del 10 de julio de 2006)

⁴ (Día 5 de diciembre de 2009)

CHILE SUSTENTABLE

OBSERVACIONES DE CHILE SUSTENTABLE AL ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISION PARA TERMOELECTRICAS.

Resolución Exenta N° 7550- 7 /12 /2009.

1-CONSIDERACIONES GENERALES

La norma de emisión para termoeléctricas, es de carácter nacional y se aplicara a las fuentes existentes y a las plantas nuevas. Sin embargo los valores limites propuestos por la autoridad, corresponde al nivel de emisiones que permite la tecnología básica usada hoy, y disponible en el mercado para este tipo de instalaciones, (tales como quemadores Low NOx), las que se consideran como medidas básicas de desempeño ambiental.

La tecnología considerada por el Anteproyecto para el cumplimiento de la norma de emisiones para termoeléctricas, es la que actualmente domina el mercado para control de Material Particulado (MP), Dióxidos de Azufre (SO2) y Óxidos de Nitrógeno (NOx); y corresponden a técnicas de abatimiento que ya han sido incorporadas en plantas que están operando hoy en Chile.

Además de abatir los tres contaminantes anteriormente señalados, los valores limites establecidos por el anteproyecto de norma para material particulado y óxidos de azufre, permiten indirectamente, (sin ninguna tecnología adicional), reducir sustancialmente las emisiones de metales pesados altamente tóxicos, como mercurio (Hg), vanadio (V) y níquel (Ni). Esta reducción de metales pesados, se genera como co-beneficio de la norma y permite además acreditar avances en el Plan Nacional para la Gestión de Riesgos del Mercurio⁵.

Finalmente la norma es coherente con la disponibilidad y calidad del petróleo y carbón que actualmente importan y utilizan las termoeléctricas en Chile.; y con el tamaño de las termoeléctricas existentes y proyectadas en el Plan de Obras del sector eléctrico.

Por ultimo el anteproyecto de norma propuesta, se fundamenta en el plan de obras de la CNE; y no se limita al uso de modelos de calidad del aire, sino que incorpora la simulación de la operación económica de los sistemas eléctricos, mediante un sistema de modelación del mercado eléctrico y de fijación de tarifas que también es utilizado actualmente por la autoridad energética en Chile. De hecho **es la primera norma de emisión elaborada en Chile que integra modelación de mercado eléctrico**, lo que le aporta un importante nivel de certeza, no logrado en procesos normativos de corte meramente académico o centrado solo en la calidad del aire.

⁵ Acuerdo 415/2009 del Consejo Directivo de CONAMA, 25 de agosto de 2009.

CHILE SUSTENTABLE

2. CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS: FUNDAMENTOS

2.1 Con respecto a los Antecedentes y Descripción del Parque de Termoeléctricas existentes cabe destacar:

a) que la norma constituye un importante logro, que saca a Chile del atraso normativo que arrastra por 10 años, cuando el Consejo de Ministros de CONAMA puso la urgencia de esta norma, incluyéndola en el Programa Priorizado de Normas de 1999.

b) Que la norma viene a cumplir con las recomendaciones que hizo en el 2007 la OECD y responde a los "Lineamientos" de la Política Energética publicados por la CNE en 2008.

c) Qué es crucial para la salud, el ambiente y la agricultura, porque hoy el 99% del Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y 47% del Sistema Interconectado Central (SIC) corresponde a termoeléctricas a carbón, gas natural y diesel, y el Plan de Obras 2009, de CNE, muestra más de 2.200 nuevos megawatts en base a carbón ingresando antes de 2012, con un significativo aumento de emisiones contaminantes.

d) Que la mayoría de las termoeléctricas en Chile país no está controlando contaminantes. Por ejemplo:

- De las 13 plantas a carbón, sólo 2 tienen desulfurizadores y ninguna controladores de óxidos de nitrógeno (NOx).
- De las 38 a petróleo, ninguna tiene desulfurizadores, ni controla NOx y sólo 2 tienen filtros para material particulado.

e) Que más de una docena de las termoeléctricas en operación tiene entre 30 y 70 años de antigüedad; y que no tienen obligación alguna de repotenciación o abatimiento de emisiones, en circunstancias de que la Comisión Nacional de Energía (CNE) reconoce una vida útil de 25 años a las plantas. Por lo cual después de este periodo deberían realizar una nueva evaluación ambiental.

f) Que, la tecnología usada por las termoeléctricas hoy en construcción en el país, cumple con los parámetros de la norma, dado que es la tecnología disponible en el mercado.

2.2 Con respecto a Estudio de Evaluación del Impacto Económico es posible observar:

- a) Que el modelo CALMET/CALPUFF, usado por la CONAMA para la evaluación de impactos es el mas adecuado pues da los mejores rangos de certeza en distancias sobre 50 kilómetros pues reproduce fielmente los campos meteorológicos en tres dimensiones

CHILE SUSTENTABLE

y permite modelar la interfaces tierra-agua. Aspectos que otros modelos utilizados por algunas empresas en sus observaciones (ej:GENER) no pueden estimar correctamente. Carecer de evaluación sobre metereologia, terreno y formación de precursores distorsiona y dificulta establecer parámetros con los niveles de certeza que requiere esta norma.

b) Que esta internacionalmente probado que modelos como el ISC, en el cual basan sus observaciones sobre esta norma algunas empresas (ej:Gener, ver expediente), sólo estiman contaminantes primarios, es decir, que son emitidos directamente de la chimenea y no permiten simular la formación de contaminantes secundarios, fundamentales de calcular cuando se evalúa el aporte de las emisiones de gases de SO2 y NOX, que una vez en la atmósfera participan en la formación se sulfatos y nitratos los que forman aerosoles secundarios (MP2.5). El modelo CALMET/CALPUFF, usado por CONAMA en cambio, si permite estimar la formación de particulado secundario; es decir PM2.5 a partir de SO2 y NOX.

c) Consideramos que el modelo OSE 2000, utilizado por CONAMA para la modelación del comportamiento del sistema eléctrico, es el mas adecuado para proyectar en forma mas fidedigna el desarrollo futuro del SIC y del SING, dado que permite incorporar la proyección de costos marginales de la energía, el consumo de combustible, los flujos de caja de las generadoras e incluso las emisiones de CO2. Para el caso del SIC además es el único que puede incluir niveles altos de certeza respecto de la inyección de energía de los embalses mayores y menores en los horarios de punta. Estos factores resultan fundamentales para la correcta proyección del parque eléctrico chileno, ya que su desarrollo corresponde principalmente a criterios de mercado eléctrico.

Finalmente, además el uso de este modelo es el mas conveniente para homologar las metodologías utilizadas por la CNE y la CONAMA en relación a las condiciones ambientales del desarrollo energético del futuro, ya que el OSE 2000 es el modelo que usa la autoridad energética para la fijación del precio de nudo del SIC y del SING y para las estimaciones de seguridad en el abastecimiento.

En base a estos fundamentos nos permitimos felicitar a CONAMA por la utilización de este modelo, pero al mismo tiempo recomendar que sea utilizado para modelar más acertadamente otros parámetros de emisión como los de CO2. Actualmente no existe compatibilidad entre los modelos de mercado eléctrico y los modelos usados para calidad del aire en relación a las emisiones de contaminantes y de gases de efecto invernadero, lo que dificulta la homologación de la información en el sector energético y ambiental y dificulta la generación de sinergias entre las políticas de ambos sectores.

Por esta razón evaluamos que la CONAMA debiera incluir este modelo de mercado eléctrico (OSE 2000) para hacer las proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero que se incluyen en las Comunicaciones Nacionales a la Secretaria de la Convención de Cambio Climático. Las estimaciones actuales, basadas en las proyecciones del crecimiento de la demanda eléctrica, carecen de los criterios de

CHILE SUSTENTABLE

mercado eléctrico que terminan dominando el desarrollo energético, y por tanto son menos fiables, especialmente para el caso chileno.

d) Por este mismo motivo, evaluamos no atingente a los objetivos de una norma de emisiones para el mercado eléctrico chileno, usar modelos simplificados, que no contemplan la modelación de embalses menores y los convenios de riego, muy relevantes especialmente en el SIC y dentro del modelo de gestión de derechos de agua no consuntivos y consuntivos que comparten las hidroeléctricas y las asociaciones de canalistas y regantes.

2.3 Con respecto a la evaluación del aumento de costos de operación del SIC y del SING para el cumplimiento de la norma de emisión y el posible efecto en las tarifas:

a) En el texto de fundamento de la norma de emisión no queda clara la explicación del aumento del costo de operación de cada Sistema, con respecto al año base, que se afirma es el año 2008, ya que desde el año 2004, la fijación de precios nudo de la CNE en base al Plan Indicativo de Obras, incluye costos de equipos de mitigación, en los costos de inversión de los proyectos térmicos.

b) Con respecto a los efectos que provocaría la norma de emisiones en las tarifas reguladas en cada sistema eléctrico, estos están condicionados a los nuevos procesos de licitación de suministro para las concesionarias de distribución eléctrica, a iniciarse desde el año 2018 en adelante. Por ello la aplicación de la norma no tiene efecto hasta ese año. Las tarifas eléctricas reguladas en los próximos 10 años dependen de los precios alcanzados en los procesos de licitación realizados durante los años 2006 a 2009, además dichos precios están indexados a la variación de los precios de los combustibles (gas natural, diesel y carbón)

La Comisión Nacional de Energía establece la tarifa a los clientes residenciales a través de la función de costo y proyección de la demanda y desde el año 2004 el Informe de precio nudo considera el costo de inversión de los equipos de abatimiento, en el costo de inversión de las nuevas termoeléctricas, por lo cual, ya está incluido este costo en la tarifa que estamos pagando desde el 2004 los clientes residenciales.

En consecuencia, las centrales existentes están ya percibiendo este benéfico desde el 2004, pese a no haber realizado estas inversiones, lo anterior en el supuesto que los contratos con clientes libres se han adaptado a esta nueva realidad del mercado que debió internalizar el año 2004.

b) Por esta razón, consideramos inexplicablemente tardía que la norma entre en vigencia recién el año 2012; ya que deberíamos esperar 8 años para que los generadores en su función de comercializadores adaptaran los contratos con clientes libres. Siendo los contratos con clientes regulados a precio de nudo y este ya desde el año 2004 reconoce la existencia de equipos de abatimiento, el plazo para la implementación de la norma debiera ser a mas tardar entre 18 y 24 meses de publicada la norma. Ello porque además la tecnología disponible en el mercado y

CHILE SUSTENTABLE

masivamente comercializada hoy permite cumplir los estándares que fija la norma de emisión.

Por lo mencionado anteriormente, la única forma que los generadores no pueden recuperar estas nuevas inversiones, sería asociado a contratos con clientes libres que tengas vigentes a más de 8 años a partir del 2004. Este análisis no considera la aplicación de la banda de precios de clientes libres en la tarifa regulada, ni los contratos licitados recientemente, probablemente a partir del año 2004 el efecto de la banda de clientes libres en los precios regulados es muy bajo y los contratos licitados, deberían incluir en el precio de licitación la inversión en equipos de abatimiento, ello dado que el precio techo de las mencionadas licitaciones, incorpora en su determinación el financiamiento de este tipo de inversiones, según informe técnico definitivo de la CNE a partir del año 2004, es decir desde el año 2004 el mercado ha internalizado este tipo de inversiones, directa o indirectamente en la tarifa de electricidad.

- c) Con respecto a la seguridad de los Sistemas, algunas observaciones se refieren a la dificultad de instalar los equipos de mitigación de emisiones y responder a sus compromisos de despacho de energía. Sin embargo tal problema no existe, pues tal como se explica en la Fundamentación de la norma, los estudios de ingeniería se pueden realizar mientras las plantas están en operación, y la instalación de los equipos no demoran más de 7 a 9 días. Por tanto su instalación deberá hacerse coincidir con las mantenciones programadas con los Centros de Despacho Económico de Carga CEDEC, respectivo a cada sistema eléctrico. De demorarse más de lo programado, cada CEDEC tiene procedimientos habituales de reprogramación, asegurando el mínimo costo para cada sistema eléctrico.

3 OBSERVACIONES A LA NORMA DE EMISION PARA TERMOELECTRICAS FIJADA EN EL ANTEPROYECTO DE RESOLUCION EXENTA N°7550, DEL 7 DE DICIEMBRE DE 2009

3.1 El anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas fundamenta los valores de emisión para los contaminantes material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) de acuerdo a la mejor tecnología. De acuerdo a este principio, sería necesario exigir un valor igual o menor a 30 mg/m³ para MP tanto para nuevas y existentes, debido a que existe tecnología probada y disponible en el mercado para remover material particulado.

- a) En Chile existen varias zonas saturadas por este contaminante (MP): Concepción Metropolitano, Ventanas, Tocopilla, Valle Central de Rancagua, etc. Por lo cual, se hace imprescindible prevenir y/o controlar las emisiones de MP. Para que atrasar los parámetros si existe la tecnología para resolver la situación de zonas saturadas?

Por ello proponemos mejorar la norma a un valor de emisión menor o igual a 30 mg/m³ tanto para termoeléctricas nuevas como existentes

CHILE SUSTENTABLE

b) Las emisiones de SO₂ provocan graves problemas a la salud especialmente en adultos mayores y niños; también el impacto de la lluvia ácida sobre la flora y fauna hoy esta perjudicando crecientemente al sector frutícola y forestal, de gran importancia en la economía del centro y sur del país.

Además, contaminantes como el NO_x provocan varios efectos, entre los que destacan: la formación de ozono en la atmósfera lo cual afecta a la vegetación, la formación de nitratos, es decir aerosoles secundarios (MP_{2.5}), y el NO_x es considerado un gas invernadero.

Dentro de las recomendaciones de la OECD en la "Evaluación de Desempeño Ambiental de Chile" el año 2005, y dentro de las metas establecidas con nuestro ingreso a dicho bloque en 2009 esta la recomendación de reducir las emisiones de SO₂ y ozono, señalando que es necesario proteger la salud pública y los recursos naturales.

Por otro lado, el Fundamento de la norma señala que es posible reducir NO_x a través de tecnología básica, como quemadores LOW NO_x.

Por todo ello consideramos que los límites de NO_x de 400 mg/Nm³ para plantas existentes y de 200 mg/Nm³ para plantas nuevas, que establece el Anteproyecto de Norma son excesivamente altos y que con una gestión energética más eficiente y tecnología básica podrían alcanzar fácilmente mejores niveles.

En consecuencia proponemos que para unidades termoeléctricas a carbón y petróleo, debería exigirse un nivel de emisión de SO₂ menor a 100 mg/m³ y de NO_x menor a 50 mg/m³.

c) Actualmente dentro del parque térmico existen centrales con más de 30 años de antigüedad y una con más de 50, a pesar de que la CNE considera una vida útil de 25 años. Sin embargo la autoridad no les ha hecho exigencias de modernización tecnológica y repotenciamiento. El caso de Laguna Verde, es ilustrativo al respecto, percibe ingresos por potencia instalada, pero no cumple ningún comportamiento ambiental.

Por ello proponemos que se exija a dichas centrales un Estudio de Impacto Ambiental, con el objeto de solucionar su obsolescencia, ineficiencia y graves impactos para la salud, el medioambiente y la actividad agrícola.

d) Apoyamos el valor propuesto por CONAMA, de MP de 50 mg/m³-N para unidades a carbón existentes y para las nuevas 30 mg/m³-N, basándonos en el hecho que existe tecnología disponible y probada, que hay térmicas en el país que han logrado dichos valores y que se trata de un tema de contrato y la garantía de este entre el generador con el distribuidor de equipos de control asegurar los valores límites de emisión.

Programa Chile Sustentable
Fundación Sociedades Sustentables Rut: 75.056.200-0
Santiago 6 de abril de 2010

**CHILE
SUSTENTABLE**
Programa Chile Sustentable
Fono (562) 209 7028 • Fax (562) 364 0472
Seminario 774 • Santiago - Chile
web: <http://www.chilesustentable.net>
e-mail: direccion@chilesustentable.net



Sres.
Comisión Regional del Medio Ambiente
CONAMA Metropolitana
Pte.

De nuestra consideración:

En el marco de la etapa de consulta pública de la propuesta de norma de emisión para Termoeléctricas, sírvase encontrar adjuntas las observaciones del Consejo Minero y de la Sociedad Nacional de Minería a la propuesta de normativa, las que sean consideradas y ponderadas al momento de elaborar el proyecto definitivo.

Saludan atentamente a Ud.,

Francisco Costabal
Presidente
Consejo Minero

Alberto Salas
Presidente
SONAMI

CONSEJO MINERO - SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA

OBSERVACIONES A CONSULTA PÚBLICA

Procedimiento de Elaboración de
Anteproyecto de Norma Emisión para Termoeléctricas

En el marco de la etapa de consulta pública de la propuesta de norma de emisión para Termoeléctricas, y atendida la importancia para la actividad industrial y minera en particular de un suministro de energía eléctrica seguro, eficiente y sustentable, El Consejo Minero y la Sociedad Nacional de Minería hacen presente las siguientes observaciones y comentarios a la propuesta de normativa, y solicita sean consideradas y ponderadas al momento de elaborar el proyecto definitivo.

- a. **Concepto de termoeléctrica nueva y existente: ausencia de gradualidad efectiva en ámbito de aplicación y retroactividad.**
- El anteproyecto de normativa dispone que se aplicará a termoeléctricas existentes y nuevas. Por su parte, en la definición de termoeléctrica existente se opta como hito diferenciador por el concepto de "puesta en servicio" conforme al Reglamento del DFL 1 Ley General de Servicios Eléctricos. De esta manera, el anteproyecto dispone que se considerará termoeléctrica existente aquella que se encuentre ***puesta en servicio antes del 1° de Enero de 2012***. Por otra parte, se considera como termoeléctrica nueva aquella puesta en servicio a contar del 1° de Enero de 2012, y aquellas existentes que realicen a contar de dicha fecha modificaciones tales como cambio de combustible, incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica, o que ameriten ingreso al SEIA.
 - Con relación al concepto de "**puesta en servicio**", el artículo 215 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos lo define como la "*energización de las instalaciones*." En este sentido, la puesta en servicio requiere que todos los permisos para la entrada en operación ya estén aprobados y otorgados, incluyendo los permisos ambientales y sectoriales eléctricos, y sea comunicada a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 15 días de anticipación.
 - Aplicando el concepto reglamentario de puesta en servicio a las definiciones que contempla el anteproyecto de "termoeléctricas existentes" y "termoeléctricas nuevas", se tiene que para ser considerada "termoeléctrica existente" se requiere que la central esté en condiciones de ser energizada antes del 1° de Enero del 2012; es decir, antes del 1° de Enero del 2012 como mínimo se requiere que la central:
 - cuente con todos los permisos y autorizaciones que requiere para su construcción (incluyendo RCA) y operación;
 - que esté completamente construida;
 - que sus instalaciones estén completamente habilitadas y en condiciones de ser energizadas (si se requiere o no haber informado de esta situación a la SEC es

discutible, pero al menos sus instalaciones deben estar en condiciones viables de operar).

- Una central termoeléctrica requiere solo para su construcción de un plazo que fluctúa entre los 24 a 36 meses. Dicho plazo no contempla el tiempo requerido para la evaluación ambiental de proyectos que debe ingresar vía estudio de impacto ambiental, con un plazo promedio de tramitación de 18 meses. Si a esta variable se suman los otros permisos sectoriales que se requieren para el cumplimiento normativo (condiciones jurídicas requeridas para operar legítimamente), se tiene que el plazo para implementar un proyecto de esta naturaleza desde su diseño hasta su puesta en servicio no resulta inferior a 42 meses.
- En consecuencia, la definición de termoeléctrica existente de la propuesta de anteproyecto, no considera en la práctica a centrales aprobadas ambientalmente a esta fecha o en proceso de evaluación, las que muy difícilmente puedan estar en condiciones de **puesta en servicio (energización) al 31 de Diciembre del 2011**. Por tanto, no se puede decir que la norma realice una distinción certera entre las centrales existentes y las nuevas, pues no considera los tiempos reales de implementación y aprobación de proyectos de esta envergadura. Por otra parte, **el hito de "puesta en servicio" resulta inadecuado**, pues no da certeza jurídica a los regulados, al no establecer un hecho cierto y definido en el tiempo sino que hace referencia a una condición que para poder cumplir no sólo se requiere de la iniciativa privada del regulado sino de los tiempos de la Administración y organismos del Estado en sus procedimientos de otorgamiento de permisos.
- Por otra parte, la gradualidad en la aplicación de la norma es virtualmente inexistente, pues obliga a las termoeléctricas existentes (puestas en servicio al 31 de Diciembre de 2011) a cumplir con la Tabla 1 y 3 de la norma en el plazo de 3 años desde el 1° de enero del año siguiente a la entrada en vigencia del decreto; suponiendo que el decreto entre en vigencia el 2010, las termoeléctricas existentes estarían obligadas a dar cumplimiento a los límites de emisiones a contar del 1° de Enero del 2014. En consecuencia el plazo real de gradualidad sería de 2 años en la práctica.
- Los supuestos contemplados en la propuesta normativa no permiten distinguir adecuadamente "proyectos existentes" de "proyectos nuevos", con un plazo de gradualidad poco razonable (de 2 años) que no permiten verdaderamente al inversionista optar por cumplir la Tabla 1 y posteriormente al año 2020 la Tabla 2. Por razones de seguridad jurídica y de costos de inversión en equipos de abatimiento, toda termoeléctrica finalmente deberá dar cumplimiento a la Tabla 2.
- En virtud de lo anterior, considerando la definición de "termoeléctrica existente" (artículo 3° letra b) en relación con el artículo 5° de la propuesta normativa, queda en evidencia que el proyecto no contempla un plazo real de gradualidad para la aplicación de la norma; ni soluciona adecuadamente el dilema de la aplicación de nuevos estándares a proyectos de inversión aprobados con anterioridad a la fecha de vigencia de la nueva norma de emisión.
- En este contexto, cabe destacar que en la legislación comparada, por ejemplo el caso de Canadá y de EEUU (USEPA) las normativas realizan claramente una distinción entre centrales

nuevas y centrales existentes. Canadá, por ejemplo, establece expresamente que sus recomendaciones (guidelines) sólo resultan aplicables a nuevas centrales.¹

- El AGIES realizado por Kas Ingeniería y GeoAire justifican la diferenciación que se realiza entre termoeléctricas existentes y termoeléctricas nuevas mediante los siguientes argumentos:
 - **Página 2:** *"para distinguir entre fuente nueva y existente se ha realizado un análisis técnico jurídico del cual se concluye que el hito que mejor refleja la entrada en operación de una termoeléctrica es su puesta en servicio, según el reglamento de la ley eléctrica, DS N°327/97 del MINECON. De acuerdo a este hito, se analizó la situación de los proyectos en construcción y en estudio señalados en el plan de obras asociado al informe técnico definitivo de precios de nudo del mes de abril de 2009, disponible por la CNE. Se descartó la RCA como un hito sostenible para diferenciar entre fuentes existentes y nuevas debido a las siguientes razones: (i) jurídicamente ninguna norma de emisión oficial y vigente se ha diseñado considerando la RCA; (ii) un proyecto de central termoeléctrica pueda contar con un RCA favorable y no ser construida y pueden pasar varios años antes que se construya. Cabe considerar además, que si un proyecto de generación no se encuentra en el plan de obras de la CNE no significa que no se lleve a cabo, dado que la decisión de iniciar la construcción depende sólo de decisiones privadas. Por otra parte, actualmente se discute sobre la caducidad de la RCA y sobre la cesión de ésta entre titulares".*
- **Comentario:** no se proporcionan detalles del análisis técnico jurídico que se tuvo a la vista para optar por el hito de "puesta en servicio" versus el hito de RCA como diferenciadores de proyectos existentes y nuevos. Si bien una norma de emisión en términos teóricos se aplica a todo proyecto (con o sin RCA), un principio fundamental de la política ambiental es el principio de gradualidad en virtud del cual se debe aplicar una nueva normativa (con nuevos estándares) a proyectos existentes dentro de un plazo razonable que permita al proyecto adaptarse a los cambios regulatorios.
- La propuesta de normativa no contiene una solución de gradualidad real que considere las consecuencias técnicas y económicas de las exigencias que impone a los proyectos existentes (aprobados y en vías de aprobación). Por otra parte, las razones que se proporcionan para desechar a la RCA como hito de proyectos existentes no son argumentos decisivos considerando que la RCA es el único instrumento que permite dar viabilidad ambiental y regulatoria a proyectos de acuerdo a los criterios de la autoridad al momento de su aprobación.
- Se solicita revisar el anteproyecto para efectos de considerar una gradualidad efectiva para proyectos existentes, que tome en consideración aprobaciones ambientales ya adquiridas y les proporcione un plazo de al menos 5 años para su cumplimiento desde la dictación de la norma para las existentes, y cinco años desde la puesta en servicio para las centrales nuevas.

¹ New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation de Canadá, dispone expresamente que los límites de emisión recomendados por la guía sólo resultan aplicables a nuevas centrales de generación. Ver Sección 3 Scope, punto (2) de guía <http://www.ec.gc.ca/CEPARRegistry/documents/glines/thermal/gl.cfm>

b. **Ámbito de Aplicación Territorial: no se hace cargo de diferencias de matrices energéticas de los distintos sistemas interconectados del país y riesgos de seguridad en el suministro eléctrico.**

- Según lo dispuesto en el artículo 1°, el ámbito de aplicación de la norma es todo el territorio nacional.
- Al respecto, la normativa vigente admite que las normas de emisión puedan definir con libertad su ámbito territorial de aplicación, y dispone que la elaboración de estas normas debe considerar las condiciones y características ambientales propias de la zona en que se aplicarán (art. 40 Ley N°19.300).
- La propuesta de normativa opta por la aplicación de la norma a todo el territorio nacional sin justificar esta opción ni considerar las distintas realidades de los sistemas interconectados en Chile ni sus respectivas matrices energéticas.
- El anteproyecto desconoce las diferencias en las matrices energéticas de los sistemas interconectados del país; particularmente las notables diferencias entre el SING y el SIC. Como se reconoce en el AGIES y se establece por la CNE, el caso del SING es bastante particular, pues su parque **generador es eminentemente termoelectrico**, constituido en un **99,64%** por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural. Sólo existen dos unidades hidroeléctricas correspondientes a las centrales Chapiquiña y Cavanha, que representan sólo un 0,36% de la capacidad instalada.²
- Lo anterior debe ser analizado en el contexto de la seguridad en el suministro eléctrico. En el caso del SING, siendo su parque generador compuesto casi exclusivamente por termoelectricas (99,64%), surge naturalmente la inquietud en cuanto a los efectos de una normativa de aplicación nacional en la seguridad y continuidad del suministro eléctrico del sistema. No se observa un estudio detallado de la variable señalada. Sobre este aspecto, el AGIES señala brevemente que:

*"la aplicación de la norma **no implica riesgo en seguridad de sistemas eléctricos interconectados**, pues como condición de operación del sistema, los equipos de abatimiento debe ser coordinada en los programas de mantenimiento de las centrales eléctricas. Es tarea de los CDEC correspondientes supervisar en forma eficiente los programas de mantenimiento de las centrales de forma que se puedan instalar los equipos de control de emisiones dentro del período exigido por la norma. En caso de ocurrir eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad del abastecimiento del sistema, tienen la obligación de reprogramar los mantenimientos, de forma de lograr el costo mínimo para el sistema eléctrico en cuestión" (página 194).*

- La afirmación anterior, en sí misma cuestionable, **no se justifica con mayor detención y estudio en el AGIES**. Cabe precisar que operan en el SING un total de 6 empresas de generación que junto a una empresa de transmisión participan en el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING), por lo que es muy difícil sostener que la aplicación de la norma no implicará riesgos en la seguridad del SING y que el CDEC podría

² http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/Electricidad/Sistema_Electrico/sing.html

asumir y coordinar eficientemente los programas de mantenimiento, o reprogramar los mantenimientos.

- Estimamos que la propuesta de normativa al optar por la aplicación de la norma de emisión en todo el territorio del país no se hace cargo de las diferencias que existen en los sistemas interconectados del país y su matriz energética. Asimismo, no contiene mecanismos que permitan asegurar la seguridad y continuidad en el suministro de los sistemas eléctricos interconectados, no constituyendo un análisis suficiente la referencia a que el respectivo CDEC se puede hacer cargo de eventuales dificultades derivadas de la aplicación de la norma con la simple reprogramación de los mantenimientos. En la propuesta definitiva, debería considerarse una regulación diferenciada atendidas las distintas características del sistema interconectado del Norte Grande.

c. Límites de emisión para MP, SO₂ y NO_x y tiempos de implementación de medidas y detención de unidades.

- La adopción e implementación de tecnologías de mitigación de emisiones en unidades termoeléctricas existentes, de exigirse los límites de emisiones propuestos en la norma, significará un extenso plan de transformaciones y un prolongado periodo de detención de las unidades.
- Los plazos requeridos para la implementación de las medidas de mitigación, en la práctica excederían notoriamente los tiempos estimados en el AGIES de 10/15 días.
- Respecto de los límites de emisión propuestos para combustibles sólidos, su cumplimiento exige la implementación de sistemas de captación de contaminantes de elevada eficiencia y de alto costo. Habrá que hacer un comparativo con las normas internacionales y en especial las europeas, para determinar la justificación de estas altas exigencias, para "cuencas atmosféricas no degradadas" (CAND), considerados aplicables sólo para "cuencas atmosféricas degradadas" (CAD).
- Para centrales existentes con vida útil de 30 años, el plazo de tres años (2012) exigido para el reacondicionamiento inicial, no es consecuente con los tiempos de implementación, costos y de detención de las unidades objeto del reacondicionamiento, lo cual además no justifica que posteriormente y dentro de un plazo de 7 años (2020) se debiera realizar nuevamente un segundo reacondicionamiento para cumplir con la Tabla 2. Lo anterior amerita una reevaluación de este criterio considerando el remanente de vida útil de estas unidades y considerando en forma especial cada caso, desde el punto de vista de la degradación actual y futura de la cuenca correspondiente.
- Termoeléctricas existentes: Los límites de la Tabla N° 1 de la propuesta de Anteproyecto, para "termoeléctricas existentes" quemando combustibles sólidos, establecen plazos de cumplimiento y valores de emisión para SO₂ y NO_x, que requieren ser reevaluados, en especial el valor de NO_x de 400 mg/Nm³, el cual podría ajustarse a 500 mg/Nm³, que corresponde a las emisiones que se pueden lograr con nuevos quemadores de baja emisión de NO_x (LNB), sin tener que implementar un costoso sistema de desnitrificación (SCR), que habría que instalar a todo evento en caso de mantenerse el límite en 400 mg/Nm³. Para material particulado (MP), no será posible para las termoeléctricas existentes cumplir con el límite de la Tabla N° 1, sin

tener que reacondicionar completamente el sistema de captación de MP de las unidades existentes, con un alto costo. Sería aconsejable determinar caso a caso el mejoramiento de eficiencia de captura de estas unidades por medio de un rediseño de los ESP, que con un menor costo y plazo permitan reducir las emisiones de MP a valores inferiores a 200 mg/Nm³.

- **Termoeléctricas nuevas:** Para centrales nuevas, en la Tabla N° 2 del Anteproyecto CONAMA, los límites de 30 mg/Nm³ de emisión de MP y de 200 mg/Nm³ de emisión de NO_x, no procede aplicarlos para Cuencas No Degradadas (CAND), en donde los valores límite de emisión podrían ajustarse a 50 mg/Nm³ para MP y 500 mg/Nm³ para NO_x, y estableciéndose como exigencia la provisión en el diseño de los espacios para una futura instalación de equipamiento complementarios para captura adicional de MP y para desnitrificación SCR, de ser necesario.

d. Establecimiento de límites de emisión para metales pesados: Hg, Ni y V

- **Ausencia de gradualidad.** La propuesta de normativa establece en su **Tabla 3 límites de emisión para metales pesados** aplicables tanto a termoeléctricas existentes como a nuevas que utilicen carbón o petcoke. Por tanto, no hay gradualidad respecto a estos de límites de emisión para proyectos que usen combustibles sólidos.
- **Definición de límites de emisión en ausencia de mediciones de metales pesados.** Según consta en el expediente público de la norma, y se indica en el AGIES (página 128), **ninguna** de las centrales termoeléctricas que se encuestaron para la elaboración de la norma poseen sistemas de medición de emisiones para metales pesados. Los límites de metales pesados que impone el anteproyecto ha sido establecidos en base a estimaciones realizadas por el Consultor (página 75).³ No hay cifras ni datos provenientes de termoeléctricas que den cuenta de una línea de base fidedigna en la materia. Cabe precisar, que las estimaciones de metales pesados en las emisiones consideran supuestos que en la práctica pueden variar, modificando también el comportamiento de las emisiones y sus componentes.⁴
- **Justificación de Tabla 3 si Hipótesis de cumplimiento radica efecto indirecto del control del MP.** Se cita en los fundamentos del anteproyecto que la reducción de metales pesados Hg, Ni y V sería un resultado o cobeneficio de la reducción de material particulado y dióxidos de azufre, y que el sector regulado no incurriría en costos de inversión y operación para equipos de control específicos (no obstante existir tecnología disponible y probada para la reducción de mercurio). En las conclusiones del AGIES se señala que para lograr los niveles de la norma

³ AGIES, **página 92:** "*Metales: De acuerdo a la encuesta de emisiones de las termoeléctricas, ninguna de ellas mide ni estima emisiones de metales pesados (Hg, Ni, V), por tanto, y para fines de este estudio se revisaron distintas fuentes y se consultó con expertos internacionales. De esta búsqueda se obtuvo los factores expresados en libras del metal, por tonelada de carbón utilizado. La tabla 4.8. muestra los factores de emisión de metales, para las unidades a carbón, sin considerar sistemas de control. Aún cuando el contenido de metales varía según el tipo de carbón, para fines de este estudio, se ha considerado sólo un valor característico del carbón bituminoso.*"

⁴ AGIES: "*Para determinar el cumplimiento de las normas de emisión para metales, según escenario, se estimaron las emisiones en base al consumo de combustible (carbón y/o petcoke), flujos volumétricos, y horas de funcionamiento de cada fuente. Los cálculos inicialmente no consideran sistemas de control, pues se basa solamente en el consumo de combustible.*"

para emisión de metales no sería necesario contar con equipos específicos sino que las reducciones se lograrían al controlar las emisiones de MP y gases (página 193). Si los supuestos señalados son efectivos no se entiende la necesidad de regular estos contaminantes en una tabla especial distinta de la de MP. Por otro lado, el anteproyecto no establece ninguna relación entre el cumplimiento de la Tabla 3 con los límites de emisión de MP; y dispone en su artículo 4° que los valores de límites de emisión de la Tabla 3 se evaluarán una vez al año y se considerarán sobrepasados cuando el resultado de la medición de cualquier metal pesado indique una concentración mayor al valor establecido en la referida Tabla. De lo anterior, se puede concluir que la hipótesis de control indirecto de metales a través del abatimiento de MP es un supuesto, que en ocasiones pueden coincidir pero que también pueden diferir por distintas razones, incluyendo composición del carbón. El problema práctico es que al estar regulados los límites de emisión de metales pesados en una Tabla independiente sin señalarse en la norma relación alguna con el MP (límites que - además - han sido impuestos en base a factores de emisión y estimaciones), en el evento que en base a las mediciones una termoeléctrica no cumpla con los valores de la Tabla, no podrá justificar dicha situación en el cumplimiento de los límites de emisión del MP ni excusarse en el hecho que no se haya realizado el AGIES considerando medidas de abatimiento específico para metales pesados. Por este motivo, si realmente se estima que los límites de emisión de metales pesados se cumplen mediante el control de MP, **no se justifica la necesidad de establecer la Tabla 3**. De esta manera, la Tabla 3 sólo se justifica para los casos en que el abatimiento de MP no sea suficiente para controlar los metales pesados contenidos en el particulado, hipótesis que requiere ser incluida en el AGIES y evaluada su costo-efectividad junto con la disponibilidad en el país de tecnología de control adecuada.

- AGIES parte del supuesto no comprobado que la reducción de metales pesados Hg, Ni y V sería un resultado o cobeneficio de la reducción de material particulado y dióxidos de azufre, y que **el sector regulado no incurriría en costos de inversión y operación para equipos de control** específicos.⁵ Si esto es efectivo, no se entiende la necesidad de establecer límites de emisión para metales dado que estos estarían ya considerados en los límites de emisión por MP.

e. **Referencia a regulaciones internacionales.**

- En los fundamentos del anteproyecto, sección Aspectos Generales, se establece que *"para elaborar la norma de emisión se han considerado aspectos y fundamentos técnicos, sociales y económicos, tales como: las recomendaciones de la Corporación Internacional Financiera (IFC) del Banco Mundial contenidas en las Guías de Ambiente, Salud y Seguridad, la tendencia y enfoque de la regulación internacional,"* entre otros.
- Con relación a las recomendaciones del Banco Mundial, tanto la propuesta de anteproyecto de norma como el AGIES señalan expresamente que se han utilizado como referencia y guía dichas recomendaciones. Sin perjuicio de ello, no se consideraron los límites de emisión

⁵ AGIES: *"Si se asume que las fuentes contarán con sistemas de control para MP y gases, se logra reducir significativamente las emisiones de metales (co-beneficio). Aún cuando existen sistemas de control para mercurio (Ej. carbón activado), no se ha considerado aplicar una tecnología específica para metales, sino que se espera el co-beneficio al controlar el particulado y gases".* AGIES parte del supuesto ("asumiendo") que los sistemas de control para MP y gases en conjunto logran reducir emisiones de metales, pero no proporciona antecedente alguno que permita justificar técnicamente el supuesto.

establecidos por el Banco Mundial, ya que la norma propuesta establece límites más exigentes. La razón que se esboza en el AGIES es la siguiente:

"Los límites de emisión establecidos por el Banco Mundial, obedecen a valores que consideran buenas prácticas de operación y el uso de control secundario cuya tecnología es probada y disponible en países en vías de desarrollo. Dado que al Banco Mundial le interesa no sólo proteger el medioambiente, sino también la viabilidad económica de las termoeléctricas, al establecer los valores límites de emisión, ha primado el que la inversión y costo de operación de los sistemas de control de emisiones no pongan en riesgo económico a la unidad que están financiando. Por tanto en la determinación de sus valores límites, no se ha incluido en forma explícita una evaluación de los beneficios ambientales y sociales, lo cual se deja a instancias de cada país."

- El análisis y consideración de la regulación internacional que se utilizó como referencia para el anteproyecto y el AGIES es limitado pues sólo considera las cifras (límites de emisión por contaminante) de regulaciones aisladas sin abordar las circunstancias particulares de las normas que establecen dichos límites. En dicho contexto, se manejan los límites de emisión de normativa internacional como cifras pero no se detallan los supuestos que los países tuvieron en consideración para fijar tales límites y su cumplimiento, de hecho los países diferencian claramente entre centrales existentes y centrales nuevas. Ejemplos:

(1) Referencia a regulación canadiense.

Se indica que la norma canadiense se encuentra contenida en el documento "New Source Emission Guidelines for Thermal Electricity Generation". Sin embargo, no se aclara que este documento no es una norma, constituye una guía que recomienda límites de emisión y estrategias de control a las autoridades federales y provinciales de Canadá. Tampoco se aclara en forma expresa que los límites que recomienda la guía sólo resultan aplicables para proyectos nuevos y reconoce que la aplicación de estos límites a proyectos existentes requieren de grandes modificaciones cuya viabilidad técnica debe ser evaluada (Sección 3. (2) de Guía).⁶

(2) Normativa de Metales de la US EPA.

Se cita en el AGIES la normativa de metales elaborada por la US EPA. Sin embargo, no se aclara en ninguna parte del informe que la norma que pretendió regular esta materia hoy día no se encuentra vigente, pues fue declarada nula por la Corte de Apelaciones del Distrito Federal de Columbia mediante sentencia de fecha 8 de Febrero de 2008. A esta fecha, no existe normativa vigente que establezca límites de emisión de metales para centrales termoeléctricas, la US EPA está trabajando en el establecimiento de estos estándares, y espera tener un proyecto de normativa terminado a Noviembre de 2011.⁷ Por

⁶ SCOPE: 3. (2) *The Guidelines are intended to apply to new generating units only. However, it is recognized that opportunities to reduce emissions may arise during major alterations to an existing generating unit. It is therefore recommended that an assessment of the feasibility of emission reduction measures be completed prior to commencing such alterations. This assessment should be undertaken by the owner of the unit in close consultation with the appropriate regulatory authority, and improved emission control measures should be implemented wherever feasible.*

Texto completo de Guía en <http://www.ec.gc.ca/CEPARRegistry/documents/glines/thermal/gl.cfm#anchor2>

⁷ EPA is developing **air toxics emissions standards for power plants** under the Clean Air Act (Section 112), consistent with the D.C. Circuit's opinion (PDF) (18pp, 51k, about PDF) regarding the Clean Air Mercury

otra parte, la normativa US EPA que la Corte de Apelaciones de EEUU dejó sin efecto ("Clean Air Mercury Rule") no imponía límites a centrales existentes, los límites eran aplicables sólo a nuevas centrales y creaba un mecanismo de mercado (emisiones transables) para proyectos existentes.

Rule (CAMR). EPA intends to propose air toxics standards for coal- and oil-fired electric generating units by March 10, 2011 and finalize a rule by November 16, 2011. Ver web: <http://www.epa.gov/mercuryrule/>.

MF



Santiago, 07 de abril de 2010
N° AGN 013/2010

Señora
María Ignacia Benitez Pereira
Ministra
Ministerio de Medio Ambiente
Presente

Ref.: Observaciones a Anteproyecto de
Norma de Emisión para Termoeléctricas

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, la Asociación de Distribuidores de Gas Natural A.G. (AGN Chile) desea formular a Usted sus observaciones al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas, aprobado y sometido a Consulta Pública mediante Resolución N°277/2009 de la Comisión Nacional del Medio Ambiente.

En primer término, se observa una clara disonancia entre los fundamentos y objetivos que plantea el Anteproyecto, con el hecho de establecer límites máximos de emisión diferenciados según el combustible de que se trate. En efecto, el artículo 4° establece una serie de límites de emisión, tanto para termoeléctricas existentes como para las unidades nuevas, diferenciando las exigencias según se trate de combustibles sólidos, líquidos, gas natural u otros gases.

Si el objetivo de la norma apunta a reducir la contaminación ambiental, el límite máximo debiera decir relación con el grado de emisión de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Es decir, el acento debiera estar en el resultado y no en el combustible que se utilice, dejando en manos de quienes operan las plantas la decisión de cómo cumplir la exigencia. Hacer lo contrario implica impulsar, el consumo de uno u otro combustible, lo que claramente se aleja de la finalidad de la norma.

Como es de público conocimiento, el arribo del Gas Natural Licuado (GNL) a las zonas central y norte del país ha hecho posible retomar la expansión del parque generador en base a este combustible, con los consiguientes beneficios medioambientales asociados. Lo anterior se mantendrá, en la medida que las señales que entregue la autoridad sean las adecuadas. Consideramos que la diferenciación contenida en el referido Anteproyecto no va en esa línea.

Más aún, estimamos que el Anteproyecto en cuestión puede generar un impacto negativo sobre el mercado del gas natural, lo que desde luego no guarda relación alguna con las positivas externalidades ambientales generadas por este combustible. Creemos que una norma pareja tendría un efecto positivo en el medio ambiente, pues podría colaborar en

una mayor introducción del gas natural en el sector termoeléctrico, toda vez que existen economías de escala en el uso de la infraestructura existente.

Finalmente deseamos manifestar a Usted que en opinión de la industria del gas natural chilena, la eventual promulgación de normas de emisión diferenciadas por tipo combustible, sin sólidos fundamentos medioambientales que las justifiquen, resultaría perjudicial para el desarrollo del país y constituiría un precedente muy negativo al momento de estudiar otras normas que regulen las emisiones. Adicionalmente, una norma de emisión de este tipo conllevaría el riesgo de alejarse de una de las principales finalidades de todas las agencias medioambientales a nivel mundial, cual es, reducir significativamente las emisiones y con ello contribuir a alcanzar un desarrollo sustentable velando por la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

Sin otro particular, saluda atentamente,



Carlos Cortés Simón
Secretario Ejecutivo
Asociación de Empresas Distribuidoras de Gas Natural

c.c.: Sr. Ricardo Raineri B., Ministro de Energía



Santiago, 07 de Abril de 2010
GAGG032.10

Señor
Alvaro Sapag Rajevic
Director Ejecutivo
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Teatinos 254/258
Presente



Ref.: Observaciones Adicionales al Anteproyecto de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.

Dirimado Director Ejecutivo!

En el marco de la participación de GasAtacama S.A. en el proceso de revisión del Anteproyecto de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, a continuación se detallan observaciones adicionales a las ya presentadas por GasAtacama S.A. en nuestra carta GAGG022.10 de fecha 11 de marzo de 2010.

Tal como se expresó en dicha oportunidad, GasAtacama estima de la mayor importancia para el país el contar a la brevedad posible con una norma de emisiones para centrales termoeléctricas, de forma de minimizar los impactos que este tipo de centrales generan en el medio ambiente, así como promover el uso eficiente de las tecnologías disponibles para la generación de energía eléctrica.

En este contexto, el documento adjunto de GasAtacama presenta antecedentes y observaciones adicionales que proponemos considerar con el objeto de perfeccionar el Anteproyecto en discusión.

atentamente

Rudolf Araneda Kauert
Gerente General
GasAtacama

c.c.: Sr. Alejandro Donoso H., Director CONAMA RM

**Análisis y Comentarios Adicionales de GasAtacama
al Anteproyecto de Norma de Emisión para Centrales Térmicas
Propuesto por CONAMA**

- A. El estudio: "Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas", donde se cuantificaron económicamente los beneficios en la salud, la agricultura o recursos naturales producto de la reducción de emisiones que una futura norma tendría a nivel nacional, tiene deficiencias en la metodología que afectan la valorización del impacto de esta norma. Estas deficiencias pueden ser perfeccionadas a un mínimo costo, disminuyendo la incertidumbre asociada al análisis costo-beneficio del Anteproyecto.**

En el estudio "Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas" se estimó la concentración de MP, NOx y SOx en distintos puntos receptores a lo largo del país en base a la emisión esperada del parque termoeléctrico nacional.

Esta estimación fue realizada con el modelo CALMETT-CALPUFF, el cual es altamente reconocido a nivel internacional y cuenta con la aprobación, entre otras, de la US EPA.

En la modelación realizada, se utilizaron datos de 32 estaciones meteorológicas de superficie y de 4 estaciones de altura. Considerando este nivel de datos, el output del modelo entregará un resultado con una exactitud discutible, esto debido a que el modelo tiene más 4.000 km de longitud, y sólo se está utilizando una estación de altura cada 1.000 km.

GasAtacama tiene información proporcionada por nuestros asesores ambientales de que hay disponibles datos de meteorología en altura de mayor calidad, que podrían ser utilizados para mejorar la modelación, y con ello reducir la incertidumbre del análisis costo-beneficio del Anteproyecto.

Respecto a la metodología utilizada para la estimación de beneficios en la salud, la agricultura o recursos naturales, es importante además incorporar una serie de estudios internacionales que analizan en detalle el efecto del material fino, SO2, NOx y metales pesados en la salud de las personas, así como los impactos potenciales sobre la agricultura.

Por otra parte, GasAtacama continúa con sus estudios de Evaluación Económica del Anteproyecto, incluyendo la componente de beneficios a la salud, los que pondrá a su disposición cuando estén terminados.

B. El proceso de medición incluido en el apartado de fiscalización, metodología de medición y procedimiento de control del Anteproyecto resulta incompleto, tanto en sus criterios técnicos como administrativos, para una eficiente implementación y seguimiento de la norma.

B.1. El Artículo 7, letra c) del Anteproyecto, indica que el sistema de medición continuo de emisiones deberá utilizar equipos que cuenten con la certificación del cumplimiento del estándar europeo UNE – EN 14181, o de su similar exigido por las Agencias de Protección Ambiental de Estados Unidos o Canadá.

GasAtacama considera que dicho requerimiento resulta incompleto para una eficiente implementación, pues la Norma UNE – EN 14181 corresponde a una metodología técnica de calidad de los datos del sistema de medición continua de carácter más bien general, y por sí sola es insuficiente para definir adecuadamente los requerimientos de los sistemas de medición.

GasAtacama considera relevante que se especifique claramente todo el conjunto de normas aplicables, de manera de asegurar que los sistemas de medición y las medidas obtenidas por éstos tengan un adecuado nivel de calidad y uniformidad, de modo que este proceso permita realizar comparaciones y un seguimiento del comportamiento ambiental de las unidades.

Por ello sugerimos que se detalle y especifique todo el conjunto de normas UNE que aplicarían, o definir el conjunto de normas de la EPA de Estados Unidos que aplicaría.

B.2. La adecuada implementación, monitoreo y validación, de las mediciones requeriría a nuestro juicio reforzar las capacidades de los entes públicos y privados nacionales. Dentro de esto se destaca:

- Capacidad de validación y adaptación al contexto nacional.
- Capacidad de auditoría por algún organismo de control
- Acreditación de los Laboratorios nacionales y privados, para realizar las operaciones de auditorías descritas.



GOBIERNO DE
CHILE
COMISIÓN NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE



002487

ORD. : N° 274

ANT. : Sin antecedentes

MAT. : Remite docto. de Confederación Nacional
de Pescadores de Chile

Valparaíso,

07 ABR. 2010

DE : SR. DIRECTORA REGIONAL
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
REGIÓN DE VALPARAÍSO

A : SR. ÁLVARO SAPAG RAJEVIC
DIRECTOR EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
DIRECCIÓN EJECUTIVA

Junto con saludarle cordialmente, adjunto remito a Ud. para los fines que procedan, Carta de la Confederación Nacional de Pescadores de Chile, con Observaciones e Indicaciones al Anteproyecto de Norma Emisión para Termoelectricas.

Sin otro particular, le saluda atentamente,




KARINA FRANCIS GAJARDO
DIRECTORA REGIONAL
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
REGIÓN DE VALPARAÍSO

KFG/mpc
Adj.: Lo indicado
c.c.: Archivo



Observaciones e Indicaciones al Anteproyecto de Norma Emisión para Termoeléctricas.

El anteproyecto presentado por la Comisión Nacional de Medio Ambiente tiene algunas carencias y omite algunos temas de importancia para la pesca artesanal de Chile, según pasamos a exponer.

Los temas que no han sido considerados o han sido parcialmente expuestos:

1. Capacidad de carga.
2. Modificaciones a otras normas.
3. Modelo utilizado para la simulación.
4. Parámetros faltantes a controlar.
5. Tecnología de control.
6. Consumo de agua de mar utilizada.
7. Áreas de manejo.
8. De los alcances de la norma.
9. Temperatura del agua de mar.
10. Químicos anti-fouling.

1. **Capacidad de carga:** Este tema no ha sido considerado en la normativa, como un principio fundamental de la norma, definida claramente como:

"El máximo valor posible de elementos o agentes internos o externos, que un espacio geográfico o lugar determinado puede aceptar o soportar por un período o tiempo determinado, sin que se produzcan daños, degradación o impida la recuperación natural en plazos y condiciones normales o reduzca significativamente sus funciones ecológicas que los organismos (humano, animales, vegetales, etc.) para mantener su productividad, adaptabilidad y capacidad de renovación, sin afectar la facultad que tiene un medio (aire, agua y suelo) para absorber ciertos elementos extraños sin que ello implique cambios en sus relaciones esenciales."

El Estado debe realizar estudios de capacidad de carga de los ecosistemas, que vayan acorde con las condiciones climatológicas, geográficas, etc. en las cuales indique la capacidad de carga por zonas, tanto costeras, como del interior del país.

Esto se justifica, con el simple hecho que ocurrió con las salmoneras en el sur de Chile, demostrando que todo ecosistema tiene un límite de absorción de los contaminantes, además de incluir la reversibilidad o recuperación que pueden tener el medio ambiente tras una larga exposición por contaminantes.



2. **DS N°90/2000, DS N°46/2002:** Este decreto que norma la emisión de contaminantes asociados a las descargas de residuos líquidos a aguas marinas y continentales superficiales, no regula, o bien, es necesario modificar ciertos parámetros indicados en el Decreto Supremo. los siguientes parámetros requieren de ser considerados o modificados:

- **SO₂:** Este compuesto Químico, no considerado en el Decreto Supremo N°95/2000, reacciona con el agua, acidificando las aguas superficiales, provocando ácido sulfúrico. El cual puede perjudicar la salud humana y provocar un daño ecológico. El H₂SO₄, es un compuesto corrosivo que puede provocar la muerte de las personas y de especies bióticas.
- **Temperatura:** Las descargas de Riles (Residuos Industriales Líquidos), deben ser en una menor temperatura a la que indica la norma (DS N°90/2000). Principalmente, por los daños que provoca estas temperaturas en la flora y fauna acuática, provocando en algunos casos la muerte de algunas especies, las cuales dependen comunidades humanas.

3. **Modelo utilizado para la simulación:** El modelo OSE2000, es una herramienta deficiente y obsoleta, indicado lo anterior, se solicita utilizar otros tipos de modelos más actualizados y que generan datos más cercanos con la realidad presente y futura del efecto de las termoeléctricas sobre las comunidades humanas y de los ecosistemas.

4. **Parámetros faltantes a controlar:** El Metano y otros gases derivados por la combustión de gases, tales como el gas natural, gas natural licuado, etc. es un compuesto considerado como gas de efecto invernadero. Sin embargo, en la norma de las termoeléctricas, no se le considera tecnologías de control o equipos que controlen sus emisiones. Por lo tanto, es fundamental que también esté considerado dentro de la norma.

5. **Tecnología de Control:** La principal observación que se realiza acerca de la eficiencia de los equipos, se basa principalmente en que los datos indicados por el informe técnico concuerdan, pero no ha sido indicado que la eficiencia del proceso de este tipo de tecnología, son reales en un sistema ideal, es decir, un sistema continuo.

Un sistema continuo, tal como lo indica el nombre, es cuando el funcionamiento no se detiene en ningún momento. Por lo tanto y en consecuencia a lo referido anteriormente, la tecnología de control, necesita obligatoriamente una mantención y limpieza periódica, en este punto se genera una interrogante y que debe ser integrada



a la norma, la cual indique claramente que las empresas eléctricas dueñas de las generadoras de electricidad, a través de la combustión de combustibles fósiles, han de tener mínimo dos secciones para el control de parámetros contaminantes. Esto se debe principalmente a lo siguiente:

- Si es suficiente que una tecnología de control de parámetros contaminantes, tiene que considerarse un equipo suplente, el cual tenga la misma eficiencia, para el reemplazo de la tecnología de control cuando se le realice mantenimiento.
- Durante la presentación en el EIA (Estudio de Impacto Ambiental) que realice la empresa eléctrica para la instalación de una Termoeléctrica, debe indicar como realizará la mantención de la tecnología de control, incluyendo, de qué manera mantendrá el sistema continuamente funcionando para evitar emisiones fuera de la norma durante la mantención de los equipos.
- Los equipos para controlar las emisiones, no debe contemplar solamente las emisiones atmosféricas, sino que de igual forma a realizar en suelos y cuerpos de agua subterráneas y superficiales, evitando de este modo todo tipos de vacío legal.

6. Consumo de agua: Este tema no ha sido ingresado dentro de la norma, lo cual es debe ser ingresado y considerar como condiciones hacia las empresas termoeléctricas, que deben disminuir su consumo de agua o ser más eficiente en el uso de ella.

7. Áreas de manejo: Muchas de la empresas que se están instalando o que ya están instaladas, ubican sus ductos de extracción de agua de mar y de descargas de Riles en cercanías de áreas de manejo, la norma no indica impedimentos de las empresas para realizarlo. Sin embargo, se ha comprobado en Chile y en otros países que no es compatible ubicarlas cerca de poblaciones de animales marinos, debido a que son afectados directamente.

En el caso de especies como larvas de moluscos, moluscos, crustáceos, etc. se ven afectado por la succión del ducto, provocando un daño en la producción y repoblación de las especies explotadas.

8. De los alcances de la norma: Normar las emisiones aéreas de las centrales termoeléctricas no basta para controlar su aporte de contaminantes al medio ambiente. Su emisión de manera directa al océano no está contemplada en el presente Anteproyecto y es una falencia fundamental de la propuesta. La ley 19.300 define las Normas de Emisión como "las que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora." No hace distinción entre aire y



agua y, por lo tanto, la decisión de hacer sólo una norma para aire no tiene un fundamento técnico y constituye una distinción injustificada y arbitraria.

9. Temperatura del agua de mar: Tal y como lo hemos expresado anteriormente, entendemos que esta norma se refiere a las emisiones al aire de los contaminantes producidos por las plantas termoeléctricas, sin embargo consideramos que, aún aplicada junto con el Decreto Supremo 90, será insuficiente para garantizar la salud de los ecosistemas marinos en el área circundante a las centrales. Quizás el daño más grave producido por estas centrales está dado por el uso o toma de agua del mar para sus sistemas de enfriamiento. Una planta de este tipo puede succionar 80 mil metros cúbicos de agua del mar por hora, causando la muerte de larvas, plancton y una serie de organismos marinos fundamentales para el funcionamiento del ecosistema. El agua es devuelto al medio con una temperatura mayor a la que fue tomada y, de acuerdo a numerosos estudios, el aumento en la temperatura del agua de mar generado por las descargas de agua provenientes del sistema de enfriamiento de plantas termoeléctricas produce mortalidad o reducción de funciones biológicas en distintas especies, tales como el loco (*Concholepas concholepas*) que una especie objetivo de la pesca artesanal a lo largo del mayor parte de la costa chilena. La Agencia Estadounidense de Protección Ambiental (EPA) establece que la máxima variación de la temperatura del agua de mar causada por fuentes artificiales que permita mantener el estado natural de la flora y fauna marina es de 1°C durante todos los meses del año y sin sobrepasar la máxima de verano.

10. Químicos Anti-fouling: La gran cantidad de químicos anti-fouling utilizados en pinturas para revestir las instalaciones submarinas de la central se deben considerar como una fuente de emisión de contaminantes de las plantas termoeléctricas. La dilución de estas pinturas representa otro riesgo para la fauna marina, siendo los copépodos y bivalvos (en particular) los más afectados. Una vez más, estas especies marinas son objetivos importantes para las comunidades de pescadores artesanales en nuestro país.

Zoila Bustamante

Presidenta de Confederación Nacional de Pescadores Artesanales de Chile
(CONAPACH)



Dirección Ejecutiva
Departamento de Gestión de Calidad del Aire

MEMORÁNDUM N° 08/ 2010

De : Sr. Marcelo Fernández Gómez
Jefe Departamento de Gestión de Calidad del Aire
Comisión Nacional del Medio Ambiente

A : Sr. Hans Willumsen Alende
Jefe Departamento Control de la Contaminación
Comisión Nacional del Medio Ambiente

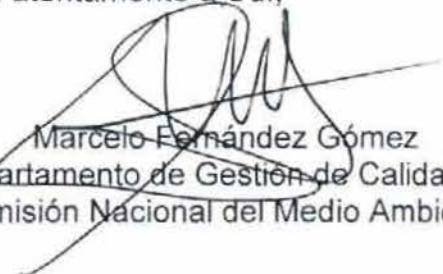
Mat. : Envía copia de Observaciones pertinente a la consulta pública de normas en agua.

Fecha : 19 de abril de 2010.

A través del presente se envía a usted copia de las observaciones realizadas por la Confederación Nacional de Pescadores artesanales de Chile al anteproyecto de la norma de emisión para termoeléctricas.

Al revisar las observaciones indicadas se ha constatado que algunas de estas, tienen un vínculo con las normas que están en consulta pública, D.S. 90/2000 y D.S. 46. Por tal razón, se ha estimado pertinente que usted tome conocimiento de estas y las integre al proceso que corresponda.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,


Marcelo Fernández Gómez
Jefe Departamento de Gestión de Calidad del Aire
Comisión Nacional del Medio Ambiente


CGC/aat

C.c:

- Archivo Departamento de Gestión de Calidad del Aire
- Expediente norma



ELÉCTRICA
GUACOLDA

002493

Santiago, 25 de febrero de 2010
GG 015 / 2010

Señor
Alvaro Sapaj R.
Director Comisión Nacional del Medio Ambiente
Presente

De nuestra consideración:

En el marco del proceso de participación ciudadana del Anteproyecto "Norma de Emisión para Termoeléctricas" y dentro del plazo establecido para la Participación Ciudadana, hacemos llegar a usted nuestras observaciones al citado anteproyecto.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

Sergio del Campo Fayet
Gerente General

EMPRESA ELÉCTRICA GUACOLDA S.A.

Miraflores 222 - Piso 16	Central Termoeléctrica Guacolda
Teléfono: (56-2) 362 4000	Isla Guacolda S/N
Fax: (56-2) 360 1675	Teléfono: (56-51) 531577
Santiago - Chile	Fax: (56-51) 531666
	Huasco - III Región

OBSERVACIONES AL ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISIÓN DE TREMOELÉCTRICAS

• **Termoeléctricas nuevas y existentes:**

- Límites de emisión para EXISTENTES debe ser diferentes que para las NUEVAS. Razones:
 - No se pueden traspasar los costos de inversión a los contratos existentes
 - Legislaciones como la de la CEE reconocen diferentes límites para las existentes/nuevas
 - Mayor dificultad para poder adecuarse a límite muy estrictos
 - La cantidad de unidades existentes es muy baja en comparación a la cantidad de unidades que se van a incorporar, por lo tanto, el mayor impacto es de las NUEVAS y no de las EXISTENTES. La demanda de energía eléctrica se duplica cada 10 años.
 - Las centrales existentes van a ir quedando obsoletas y por ende, reemplazadas por NUEVAS, ya sea porque se desmantelarán o porque quedarán fuera del despacho debido a sus altos costos de operación
- Se solicita eliminar la definición de Termoeléctrica nueva y Termoeléctrica existente y reemplazarlas por Unidades nuevas y Unidades existentes.
- Definición de unidades existentes: se propone que sean todas aquellas que:
 - o Cuentan con RCA favorable a la fecha de publicación del Decreto de la norma y que inicien su construcción en un plazo máximo de 5 años a contar de la fecha de obtención de la RCA, de acuerdo a plazo de expiración de RCA definido en la Ley 20.417, ó
 - o Que se encuentran en construcción u operación al momento de publicación del Decreto de Norma.
- Definición de unidades nuevas: las que no cumplen los requisitos anteriores.

En particular, la definición del anteproyecto de "Termoeléctrica Nueva" involucra a unidades existentes que quieran cambiar sus combustibles, y también a aquellas existentes que hagan modificaciones que requieran su ingreso al SEIA. Al respecto, cabe señalar que en general, las termoeléctricas buscan diversificar su matriz de combustibles, pero no reemplazar unos por otros.

En ese contexto, el combustible nuevo (nivel de potencia térmica que se logra con él) debería estar afecto a los nuevos límites y no la unidad completa. De la forma en que está planteada la definición, desincentiva a que unidades existentes busquen utilizar mezclas con combustibles más limpios.

Asimismo, hay modificaciones a las termoeléctricas que no tienen ninguna incidencia en sus emisiones (por ejemplo, cambios en el sistema de enfriamiento) y no se entiende porqué un cambio así debe obligar a cumplir nuevos límites de emisión.

• **Límites de Emisión (General)**

Título II: Límites máximos de emisión y plazo para el cumplimiento

Artículo 4º. Los límites máximos de emisión se verificarán en chimenea para termoeléctricas existentes y nuevas, de acuerdo a los niveles y plazos que se indican a continuación.

Tabla 1: Límites de emisión para termoeléctricas existentes (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	200	400
Líquido	30	30	200
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

⁽¹⁾ N: Condiciones normales a 25°C y 1 atmósfera.

⁽²⁾ Corrección de O₂ en base seca de un 6% para combustibles sólidos, 3% para líquidos y gaseosos.

⁽³⁾ n.a.: no aplica.

Tabla 2: Límites de emisión para termoeléctricas nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

Tabla 3: Límites de emisión para metales pesados, termoeléctricas existentes y nuevas que utilicen carbón o petcoke (mg/Nm³):

Combustible	Mercurio (Hg)	Níquel (Ni)	Vanadio (V)
Carbón y/o Petcoke	0,1	0,5	1,0

- El anteproyecto adolece de una serie de precisiones necesarias para la correcta aplicación de la norma y su fiscalización. Así por ejemplo, no define cual debe ser el tratamiento que se debe dar a mezclas de combustibles, o uso de combustibles diferentes a lo largo del año calendario.

Asimismo, y debido a que es aplicable por chimenea (las que a veces son los ductos de salida de 2 unidades) debería explicitarse cómo calcular el límite cuando una unidad opera por ejemplo con combustible líquido y otra, con combustible sólido. Se sugiere que se haga un ponderado de acuerdo a las potencias térmicas de funcionamiento de cada una de las Unidades.

A modo de ejemplo, para calderas con combustibles mixtos, la norma española (Directiva de la CEE) señala:

- a) En primer lugar, tomando el valor límite de emisión relativo a cada combustible y a cada contaminante, que corresponde a la potencia térmica nominal de la instalación, tal y como se indica en los anexos III a VII.
- b) En segundo lugar, determinando los valores límite de emisión ponderados por combustible; dichos valores se obtendrán multiplicando los valores límite de emisión individuales citados anteriormente por la potencia térmica suministrada por cada combustible y dividiendo este resultado por la suma de la potencia térmica suministrada por todos los combustibles.
- c) En tercer lugar, sumando los valores límite de emisión ponderados por combustible.

- Las correcciones por O₂ para combustibles líquidos y gaseosos imponen a la actividad límites de emisión que son difícilmente cumplibles. En general, para los el estricto nivel de cumplimiento exigido, y tanto para combustibles líquidos como gaseosos deberían corregirse al 6% como máximo, y al 15% para turbinas a gas.
- No se comprende el porqué las termoeléctricas existentes deben cumplir un límite de emisión de SO₂ tan estricto, y de igual cuantía que las termoeléctricas nuevas en el caso de los combustibles sólidos. Tal exigencia ni siquiera es requisito en países desarrollados.

Por otra parte, los límites de SO₂ aplicables a unidades existentes y nuevas, para combustibles líquidos, pareciera no ha considerado el caso de uso de Fuel Oil, combustible que se usa en las partidas de las calderas.

En definitiva, pareciera necesario revisaren forma global los límites de emisión de SO₂, tanto para unidades existentes como nuevas, y analizar su relajamiento a un nivel que resulte ser acorde a la realidad nacional.

Sin perjuicio de las observaciones generales antes señaladas:

• **Límites para Unidades Nuevas:**

- El cumplimiento de los límites propuestos significará aumentos de costos para la minería e industria en general, lo cual les hará perder competitividad en los mercados internacionales y en algunos casos dejar de operar.
- Se propone revisar límites de acuerdo a estándares internacionales.
- En relación a los límites de Ni, V y Hg, en los fundamentos del anteproyecto se señala:

La reducción de emisiones de Mercurio, Niquel y Vanadio es un resultado o cobeneficio de la reducción de material particulado y dióxidos de azufre, lo que implica que el sector de termoeléctricas a regular no incurrirá en costos de inversión y operación para equipos de control específicos, a pesar de que existe tecnología disponible y probada como la de carbón activado para reducir mercurio.

En el contexto de lo anterior, se considera adecuado medir dichas emisiones, pero no establecer un límite para ellas. De hecho, no se cuenta con información basal certera de estas emisiones, a las cuales se les podría exigir cumplimiento en una revisión de la norma, una vez que se tenga una base de datos real del país.

Los costos de abatimiento para V, Ni y Hg no están incorporados en el AGIES de la norma, y podría darse el caso que la instalación de equipos de control de

particulado y dióxido de azufre no sea suficiente para cumplir los límites que se señalan.

- **Límites de Emisión para Unidades Existentes:**

- Los límites propuestos para unidades existentes deberían ser sustancialmente superiores a los propuestos para unidades nuevas y debieran mantenerse inalterables por su vida útil remanente.
- Se propone límites definidos como "óptimos" en estudio EMG + Cifuentes
- Los plazos de readecuación son muy ajustados y prácticamente imposibles de cumplir, 6 años se estima un plazo prudente.

- **Verificación del Cumplimiento de los Límites de Emisión:**

- En concordancia con lo señalado como segundo objetivo de la norma de emisión, se propone la siguiente forma de Verificar Cumplimiento de los Límites:
 - En los períodos de partida y detenciones de unidades, a estas no se les verificarán límites de emisiones (combustión incompleta).
 - Unidades con factor de planta mayores a 30%: el promedio mensual de todos los valores bajo el percentil 95 de los promedios horarios de emisiones durante el mes calendario correspondiente, deberá cumplir con los límites establecidos en la Norma.
 - Unidades con factor de planta menores a 30% (Unidades Peaking): el promedio semestral de todos los valores bajo el percentil 95 de los promedios horarios de emisiones durante el semestre calendario correspondiente, deberá cumplir con los límites establecidos en la Norma.
- El anteproyecto no señala nada respecto de cómo verificar los límites de emisión en periodos de falla o mantenimiento de los equipos de medición continua de emisiones. Tampoco establece intervalos de confianza para mediciones puntuales (únicas); al respecto, la norma de la CEE establece:

6. Los valores de los intervalos de confianza del 95 % de un único resultado medido no excederán los siguientes porcentajes de los valores límite de emisión:

Dióxido de azufre	20 %
Óxidos de nitrógeno	20 %
Partículas	30 %

Los valores medios validados horarios y diarios se determinarán a partir de los valores medios por hora válidos medidos una vez sustraído el valor del intervalo de confianza especificado anteriormente.

Se invalidarán los días en que más de tres valores medios horarios sean inválidos debido al mal funcionamiento o mantenimiento del sistema de medición continua. Si por estos motivos se invalidan más de diez días al año, la autoridad competente exigirá al titular que adopte las medidas necesarias para mejorar la fiabilidad del sistema de control continuo.

002492



Iquique, Marzo 10 del 2.010

Sr.
LUIS GUZMAN
DIRECTOR REGIONAL CONAMA
REGION DE TARAPACA
Presente.-

De nuestra consideración:

Por intermedio de la presente, junto con saludarlo y en el marco de la "Participación ciudadana " le hacemos llegar nuestras **observaciones al Anteproyecto "Normas de emisión para las termoeléctricas"**.

- 1.- En relación a la medición continua. Se establece que el monitoreo considerado será anual , para establecer los "momentos" en que la norma ha sido superada. ¿Cuál sería entonces su aplicabilidad inmediata? Sólo podría tener aplicabilidad en la medida en que la autoridad fiscalizadora tuviera acceso directo (en línea) o por medio de informes mensuales emitidos por la empresa y corroborados en inspecciones fiscalizadoras de manera más permanente, de manera de poder ser un instrumento argumentativo para realizar indicaciones o aplicar sanciones correctivas a quienes contaminan (es decir sobrepasan la norma). De otra manera el sistema de medición continuo, es un mero formalismo.
- 2.- ¿Cuál será la "proporcionalidad" de situaciones de "contaminación" (es decir, cantidad de horas en que se ha sobrepasado la "Norma de emisiones", para las respectivas sanciones que se aplicarán a las empresas infractoras y cuáles serán dichas sanciones. ¿Qué organismos aplicará dichas sanciones?
- 3.- El "Reglamento de emisiones" no establece consideraciones o restricciones a la instalación de plantas termoeléctricas en función de su incompatibilidad con otras actividades económicas, y/o proximidad a centros urbanos.
- 4.- ¿Cuál es el rol del SAG y el del Servicio de Salud en la fiscalización de las empresas?
- 5.- Si los costos de inversión en tecnología paliativa de emisiones ha sido incorporada, en el precio del "nudo" , desde el año 2.004 , porque debe darse un plazo de 3 años más a partir del 2.010 -2.011 , para ajustarse a la norma mínima , luego un nuevo plazo hasta el año 2.020 para reducir la emisión. El plazo para ajustarse a la Normativa debe reducirse a un plazo máximo de 24 meses, para las empresas ya instaladas y en un plazo no mayor de 3 años para ajustarse a la Tabla N°2.

6.- La implementación del sistema de medición continuo no debería exceder de 1 año.

La condescendencia con las empresas termoeléctricas, que se expresa en los plazos que se les otorgan, implica un costo considerable en salud para los habitantes y económico para el estado chileno.

7.- El Reglamento se aplicaría sólo a las Termoeléctricas con potencia de 50 MW, que ocurrirá con aquellas que tengan una potencia levemente inferior, o que subdividan en unidades productoras menores?.

8.- El Reglamento de emisiones, que se aplicaría a las emisiones a través de chimeneas, debe tener necesariamente una vinculación con el Reglamento de emisiones de RILES , pues estos serán la vía de evacuación de mayores cantidades de sulfatos los que serán liberados principalmente al mar, o a otros cuerpos acuáticos.

CIUDADANOS POR LA DEFENSA DEL AGUA , DEL MEDIOAMBIENTE Y LOS RECURSOS NATURALES

ARTURO A. NEIRA V.

GABRIELA ROJAS

BETTY TERRAZAS

ADRIANA GONZALEZ G.

LORENZO NUÑEZ N.

LUIS PÉREZ R.

PP.

Jose Wongos P.
Presidencia CDS. Tarapaca

Direcc: Arturo Pérez Canto N° 1605- cel.81438129.

Gaby Rojas21 @ Gmzil . com
Antononeira 56 @hototrail . com
CDS. tarapaca. vargas @ Gmzil . com.

OBSERVACIONES FORMULADAS EN EL PROCESO DE CONSULTA PUBLICA DEL ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISION PARA TERMOELÉCTRICA A TRAVES DE LA PAGINA E-PAC

Desde 16/12/2009 hasta 11/03/2010

Hernán Nobuyuki Fujii Gambero escribió:

1. Cuales son las Bases de datos del Estudio utilizado en el modelo PLP?. 2.- Cual es el modelo de dispersión usado por la CONAMA para reproducir los valores obtenidos?
2. Respecto al análisis, -¿Es posible tener acceso a las planillas de cálculo y respaldo de la estimación de costos de controles de abatimiento y el análisis de costos e impacto al sistema eléctrico? -¿Es posible tener acceso a los input del modelo CALMET/CALPUFF? Tanto en la línea base como en las emisiones proyectadas ¿Se considera el resto de las fuentes generadoras? -Para los efectos de la salud de la población PM 2.5, ¿Cuál es el porcentaje de nitratos y nitritos considerados en el MP 2.5?

Oriana Roa escribió:

1. Debo considerar que si bien se han preocupado de las emisión de PM, no estoy convencida del monitoreo que se le esta dando a los efluentes. Lo mas preocupante para mi es el efluente que se produce en el lavado de carbón, ya que el carbón al estar en contacto con el agua libera el mercurio, generando metil mercurio en el medio liquido. El metil mercurio, es un compuesto neurotoxico que afecta principalmente a niños y embarazadas. Sugiero realizar una batería de bioensayos de toxicidad aguda.

Tulio Guerrero Mora escribió:

1. Es necesario que exista un límite para el CO2 generado, pues no está considerado, aun cuando argumentan que las condiciones actuales de las térmicas a carbón no permiten exigir reducción de CO2, a lo menos se debieran establecer límites para todas las termoeléctricas por instalar. - Es necesario que se especifiquen y cuantifiquen las sanciones económicas por el incumplimiento de la norma. - Resulta ilógico que en una norma de emisión no interese el donde está emplazada geográfica y geomorfológicamente.

Federico Matías Van Diest Honorato escribió:

1. En el artículo 10 del anteproyecto dice que los titulares deberán

presentar un informe anual de emisiones a la Autoridad Sanitaria. Acá faltaría mencionar al SAG, ya que ellos también estarán encargados de fiscalizar esta norma, tal como sale en el artículo 6.

2. En el artículo 4 donde se indican los límites máximos y su cumplimiento, queda muy poco definida la forma de medición de los metales pesado. Sólo se indica que debe hacerse una medición anual. No se dice en qué momento del año o por cuanto tiempo debe medirse. Deberían definir mejor este punto, de modo de tener resultados más representativos. Como está perfectamente podrían registrar valores de cuando la emisión sea mínima o de cuando sea máxima, y extrapolarse este comportamiento a todo el año

Gino Pizarro Milanesi escribió:

1. En respuesta a estudios internacionales sobre la materia, analicen la posibilidad de incluir el berilio como elemento contaminante sujeto a control, especialmente ligado a centrales alimentadas con carbón; o en su defecto encargar los estudios del caso que profundicen o refuten los antecedentes actuales que permitan debatir una futura inclusión de este elemento. Se adjunta estudio acerca del berilio como elemento contaminante.

2. Tit III, art 6: En principio llama la atención que se descansen las labores de fiscalización en el SAG, cuyas competencias están básicamente en el ámbito agropecuario. ¿No cabría hacer alguna modificación al respecto con la reciente promulgación de la ley que crea el Ministerio del Medio Ambiente, Servicio de Evaluación Ambiental y Superintendencia del Medio Ambiente? ¿No debiera recaer tal función en la nueva Superintendencia del ramo?

Claudia Soledad Arias Escobar escribió:

1. El anteproyecto no considera las sanciones en caso de incumplimiento de la norma (por ejemplo paralización de funciones o multa). Creo que es importante tanto para las empresas como para la ciudadanía, saber que pasa cuando las empresas generadoras no cumplen con la normativa.

Rafael Antonio Briones Gutiérrez escribió:

1. Me llama la atención que no exista claridad en las metodologías a aplicar para el cumplimiento de las emisiones, solo se destaca el Método CH-29, no se define con claridad las metodologías a aplicar en el cumplimiento de los ensayos de Exactitud Relativa de los CEM's a

instalar, no se definen las condiciones a la cual realizar los cumplimiento de emisiones gaseosas

Martín Astorga escribió:

1. Estimados señores de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, Junto con saludarles, remito adjunto las observaciones realizadas al Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas. El documento original de estas observaciones también ha sido presentado formalmente (en papel) el día de hoy. Atentamente, Campanario Generación S.A. Central Tierra Amarilla S.A. Río Corriente S.A. (RC Generación) Río Seco S.A. (CT Pacífico) Río Grande (RG Generación)

Oceana Inc escribió:

1.El documento adjunto contiene los comentarios de OCEANA al Anteproyecto De Norma Para Emisión De Termoeléctricas. Por favor, desechar cualquier otro documento distinto al remitido en esta ocasión.

Virginia Puga Salfate escribió:

1. Debería aclararse porque esta normativa se define como una normativa de emisión si las exigencias a los contaminantes están dadas en concentración, es decir por unidad de volumen (m³N) y debido a que no se considera la eficiencia de los equipos.

2. Falta explicar porque no se expresan los límites de emisión por unidades de energía generada, por ejemplo en mg/MWh, unidad que tiene en cuenta la eficiencia de los equipos y por lo tanto premia las fuentes que hacen un uso eficiente de la energía (combustibles) y por lo tanto una emisión real menor para un mismo nivel de generación, además de reducir las emisiones de gases invernaderos.

3. No queda claro en la normativa hasta que carga se aceptarán como válidos los monitoreos para la evaluación de la normativa específicamente para los metales pesados.

4. En el artículo 2° no es explícito que esta normativa incluya las centrales generadoras de ciclo combinado, pues se mencionan por separado calderas y turbinas.

5. En el artículo 3° se emplean una serie de términos que necesitan una definición y una indicación de cómo es su determinación. Es necesario definir claramente MWt e indicar como se determina el parámetro Poder Calorífico Superior y si será un valor teórico o si el mismo deberá determinarse en cada medición y bajo una normativa específica.

6. En el artículo 4° • Tablas 1 y 2 en ambas debe indicarse la corrección por oxígeno. • Para los óxidos de nitrógeno se debe indicar que estos deben expresarse como NO₂, es decir tanto NO como NO₂, deben expresarse como NO₂. • Debiera indicarse si los combustibles "Sólidos" y "Líquidos" corresponden a combustibles normados o sea que cumplen un estándar definido.

En el artículo 4° Debiera fijarse un valor de emisión para el MP, tanto para gas natural como para otros gases de lo contrario no se tendrían en cuenta problemas de mala combustión, o el uso de equipos de combustión deficientes que podrían determinar importantes emisiones de MP independientemente del uso de combustibles gaseosos.

En el artículo 4° • Debe explicitarse que se entiende por "Otros Gases" en la Tablas 1 y 2. Es decir indicarse si se trata de gases normados ya sea a nivel nacional o internacional, gases residuales como el biogas siempre y cuando sean sometidos a procesos de limpieza para eliminar contaminantes, impurezas y compuestos trazas indeseados.

En el artículo 4° No queda claro porque no se incluyen límites de emisión de metales pesados para el uso de fuel-oils o petróleos residuales. La normativa debiera indicar para estos combustibles que contenido de metales pesados se considera bajo para que queden fuera de la norma.

No queda claro porque no se incluyen límites de emisión de metales pesados para el uso de fuel-oils o petróleos residuales. 6. En el artículo 4° La normativa debiera indicar para estos combustibles que contenido de metales pesados se considera bajo para que queden fuera de la norma. En el Artículo 8°, debiera indicarse las propiedades que debiera cumplir la biomasa vegetal, como ser no tratada, sin contaminantes, sin pesticidas ni aditivos, etc.

Comentarios a la Resolución Exenta N° 7550 que aprueba el Anteproyecto Norma de Emisión para Termoeléctricas.

Introducción

En Chile, la construcción de nuevas plantas termoeléctricas para la generación de energía está proliferando rápidamente. Esto ha obedecido básicamente a tres fuertes razones:

- i) el bajo costo de solución carbón frente a otras fuentes convencionales;
- ii) la persistente estrategia de desarrollo energético nacional basado en una continua expansión física de la oferta y;
- iii) la respuesta de las autoridades de paso, frente a la incertidumbre en el suministro de gas natural, inseguridad en el aprovisionamiento de petróleo y la variabilidad de los recursos hídricos.

Actualmente, las termoeléctricas generan cantidades importantes de MW que alimentan los distintos sistemas interconectados que transmiten la energía a lo largo del país. Un gran porcentaje de ellas dependen del carbón como combustible, existiendo 11 proyectos de este tipo esperando recibir una Resolución de Calificación Ambiental para entrar en operación.

Junto con reconocer en el anteproyecto de norma de emisión que es objeto del presente comentario una buena oportunidad para avanzar en una materia largamente postergada, el debate sobre el uso de carbón y otros combustibles fósiles no puede agotarse en este espacio que la ley concede a la participación ciudadana. En otras palabras, los problemas ambientales y riesgos para la salud de la población derivados de las plantas termoeléctricas trascienden a las emisiones tratadas en el anteproyecto y, de hecho, van mucho más allá del problema de las emisiones mismas.

Como primer punto debemos preguntarnos si el carbón, petróleo o petcoke son alternativas energéticas que Chile deba seguir usando o incluso promoviendo hacia el futuro. El mundo entero se esfuerza por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, mientras que Chile promueve fuentes de energía cuyas emisiones de CO₂ son las más altas comparadas con cualquier otra. De aprobarse los 11 proyectos a carbón que están en trámite, nuestro país podría triplicar su aporte al calentamiento global y acidificación de los océanos.

Segundo, debemos convenir que en ciertos lugares – por su importancia ecológica, y/o la existencia de comunidades locales asentadas en ellos - la instalación de termoeléctricas simplemente debe estar vedada. Por ejemplo, en el área de Punta de Choros e Isla Chañaral se encuentran dos reservas marinas recientemente creadas, que albergan la más importante zona de anidamiento de pingüinos de Humboldt y la población residente de delfines nariz de botella más austral del mundo. También es un lugar de paso de varias especies de ballenas. Con un esfuerzo encomiable, los pueblos y caletas de la zona han sabido aprovechar esta excepcional concentración de vida marina para potenciar las actividades turísticas y manejo de recursos bentónicos, creando numerosas fuentes de empleo en base a actividades sustentables. Paradójicamente, en este mismo lugar dos proyectos de plantas termoeléctricas buscan su aprobación en la COREMA. En este y otros lugares de alta biodiversidad y presencia de comunidades

costeras, la norma de emisiones propuesta no será capaz de contener los graves impactos ambientales y sociales que numerosos estudios anticipan.

Tercero, como señalamos, los problemas ambientales asociados a las termoeléctricas no se reducen a sus emisiones. Quizás el daño más grave que producen está dado por el uso o toma de agua del mar para sus sistemas de enfriamiento. Una planta de este tipo puede succionar 80 mil metros cúbicos de agua del mar por hora, causando la muerte de larvas, plancton y una serie de organismos marinos fundamentales para el funcionamiento del ecosistema.

Ahora bien, considerando que el carbón ya es una fuente de energía significativa en Chile, tiene sentido definir una norma de emisión que, al menos, permita revertir progresivamente el daño ya causado por estas plantas y limitarlo hacia el futuro. Es alentador ver que el anteproyecto en cuestión ha considerado la limitación de las emisiones de mercurio, de material particulado y azufre. Sin embargo, la misma norma se limita sólo a las emisiones al aire, descartando, a nuestro juicio, arbitrariamente el tratamiento para las emisiones que van directamente al mar, como los químicos anti-fouling (anti incrustantes) y el límite a la temperatura de devolución del agua. Tampoco se señalan medidas que reduzcan o desincentiven las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Por mucho que este sea un contaminante difícil de limitar, se extraña una consideración al hecho que estas plantas térmicas a carbón tienen las mayores emisiones de CO₂ entre los combustibles fósiles, lo cual amerita algún tipo de regulación, monitoreo y control.

Oceana es una organización no-gubernamental internacional dedicada a proteger y recuperar los océanos del mundo que cuenta con oficinas en Norteamérica, Europa, Centro América y Chile. Nuestros esfuerzos se centran en la protección de hábitats marinos y de las diferentes formas de vida que albergan los océanos; siendo la disminución de la contaminación marina un área de trabajo permanente de la organización. Hemos trabajado por muchos años en la reducción de la cantidad de mercurio emitido al medio marino, así como para frenar la acidificación de los océanos y la contaminación producida por diferentes industrias.

En consideración a lo anterior, nuestros comentarios a este anteproyecto se enfocarán exclusivamente en los temas de nuestra experticia y a los aspectos de la norma que dicen relación con los problemas ambientales asociados a la emisión de gases contaminantes que afectan especial y negativamente a las especies y ecosistemas marinos, así como a las comunidades locales en zonas costeras aledañas a las plantas térmicas y, en general, a personas que consumen y dependen de los organismos marinos.

Comentarios a la norma

1. De las emisiones provenientes de plantas termoeléctricas.

a) Emisiones consideradas en el anteproyecto.

Mercurio:

Consideramos que en general esta norma esta dentro de los estándares internacionales para la emisión de mercurio, níquel y vanadio - con valores tan restrictivos como los de Alemania para níquel y vanadio, pero ligeramente menos restrictivos para mercurio.

Sin embargo, consideramos fundamental que se incluya una estrategia de disminución del mercurio emitido anualmente por las plantas termoeléctricas, para el cual deberían fijarse porcentajes significativos de reducción en un periodo de tiempo determinado, como lo hacen países como EEUU o aquellos miembros de la Unión Europea.

Asimismo, creemos necesario incluir un requerimiento de uso de tecnologías reductoras directas para reducir la emisión de mercurio, como la inyección de carbón activado que puede reducir en hasta un 90% dichas emisiones. Esta tecnología es mucho más confiable que descansar en el co-beneficio de reducir las emisiones de dicho metal pesado con tecnologías diseñados para reducir dióxidos de azufre y material particulado.

También, la norma debería establecer un valor máximo de contaminantes producidos por unidad de energía generada, con el fin de privilegiar la eficiencia energética, dado que de lo contrario se puede generar poca energía con un alto nivel de contaminación.

Finalmente, consideramos que una medición anual de los metales pesados contenidos en las emisiones de las plantas termoeléctricas es insuficiente, pues dado los graves impactos que provocan y que se consignan incluso en el texto del Anteproyecto, se debiera establecer una medición periódica más frecuente de estos contaminantes.

Por qué es importante contar con una regulación estricta para las emisiones de mercurio? Efectos del mercurio y su bioacumulación en la fauna marina y las personas

Las emisiones de mercurio pueden producir severos problemas en la salud de especies marinas y los seres humanos que las consumen. El mercurio es tóxico, persistente y puede viajar largas distancias, lo que transforma sus emisiones en un problema que afecta más allá de una realidad local. Este metal pesado es una conocida neurotoxina que puede alterar el normal desarrollo cerebral de los niños y la salud cardiopulmonar de los adultos. En países como Estados Unidos, las agencias competentes han alertado a la población de no comer más de cierta cantidad a la semana de aquellos pescados con alta presencia de mercurio como el atún, entre otros. El compuesto orgánico de mercurio más peligroso es el metilmercurio, el cual tiene la capacidad de acumularse en los organismos. Esta acumulación se magnifica al ascender en la cadena alimenticia alcanzando los niveles más peligrosos en los grandes depredadores como tiburones, atunes y peces espada. Es por esto que el consumo humano de estas

especies es altamente riesgoso ya que pueden superar ampliamente el valor límite establecido de 1 mg/Kg. La bioacumulación de metilmercurio acarrea serios problemas especialmente en el cerebro en desarrollo de bebés en gestación, neonatos y niños pequeños causando, entre otros efectos, discapacidad mental y trastornos de la función motora gruesa (Harada, 1995; Eto et al 2002) e incluso la muerte.

El fenómeno de bioacumulación de metales pesados en ecosistemas marinos ha sido ampliamente estudiado. Los altos niveles de liberación antrópica de mercurio al ambiente, han incrementado la cantidad de mercurio en distintas fuentes de agua, como estuarios, lagos y océanos. Bacterias presentes en los sedimentos de estas fuentes transforman el mercurio desde su forma elemental o metálica al compuesto orgánico metilmercurio, que es extremadamente peligroso para el ser humano y la fauna en general. El problema con el metilmercurio radica en sus propiedades fisicoquímicas, ya que tiene afinidad con los lípidos, lo que le permite traspasar fácilmente la barrera hemato-cefálica y la placenta, además de unirse fuertemente a los sulfuros del aminoácido cisteína, por lo que su eliminación del cuerpo es lenta, produciéndose un fenómeno de bioacumulación. Este compuesto se traspasa al plancton por filtración o consumo de bacterias, y luego asciende por la cadena trófica al depredar los animales más grandes sobre aquellos más pequeños. Dentro de una cadena trófica, los niveles de acumulación no son iguales, obteniéndose valores mayores en los depredadores tope, los que consumen animales más grandes y por tanto con mayor contenido de metales en sus tejidos. En grandes depredadores como el pez espada (*Xiphias gladius*), incluso se ha establecido como un fenómeno independiente de la contaminación humana, ya que al analizar tejidos de especímenes recolectados en museos entre 1878 y 1909 (antes de que grandes industrias comenzaran a contaminar los mares) se encontraron concentraciones de mercurio en un rango entre 0,45 y 0,9 mg/Kg (Méndez et al 2001). Actualmente, con el gran incremento en las emisiones de mercurio, los valores registrados para la especie superan fácilmente los 2 mg/Kg dependiendo del tamaño o edad del espécimen.

Otros depredadores importantes de los mares son los tiburones, tanto por su distribución a lo largo de todos los océanos como por su rol ecológico de control de tamaños poblacionales de distintas especies marinas. Estos peces son longevos, algunos de gran tamaño y de lento crecimiento, y pueden demorar muchos años en llegar a la madurez sexual. Un ejemplo extremo se tiene del Quelvacho Negro (*Centrophorus squamosus*) cuya edad reproductiva, se ha estimado, comienza entre los 20-40 años de vida, viviendo al menos unos 70 años (Last & Stevens 2009). Debido a estas características, son capaces de acumular grandes cantidades de metilmercurio durante su vida.

Estudios realizados en diferentes partes del mundo han detectado niveles de metilmercurio en tejidos de tiburones que superan los estándares de salud exigidos internacionalmente, y han demostrado una correlación entre el tamaño (o edad) con la cantidad de mercurio acumulado, que aumenta de forma exponencial para individuos más grandes. (Walker 1976, Caputi 1979, Penedo de Pinho et al 2002). La cantidad de esta toxina encontrada en tiburones depende tanto de la especie, tamaño (edad), sexo y el lugar en que habitan, pero en general especímenes que miden 200 cm o más superan el estándar de 1µg/gr (Hueter et al 1995).

Especies piscívoras tienen una mayor bioacumulación que aquellas que se alimentan de invertebrados, así como también un mayor porcentaje de metilmercurio respecto del mercurio total en el cuerpo (Penedo de Pinho et al 2002). Pero además del tipo de alimentación, importa la forma de alimentarse ya que especies como el tiburón martillo (*Sphyrna zygaena*) que consumen especies bentónicas, acumulan más mercurio que aquellas que depredan sobre organismos pelágicos en un mismo sistema (Storelli et

002562

al. 2002). Pueden incluso alcanzar concentraciones de hasta 18,29 mg/Kg en especímenes del Mar Mediterráneo. Con respecto a esto se ha postulado que la estrecha relación con los sedimentos hace que organismos bentónicos presenten mayores niveles de metales en sus tejidos.

Esta enorme cantidad de metilmercurio acumulado en grandes depredadores hace que el consumo de ellos sea muy peligroso para otras especies de vida silvestre. Tal es el caso de las poblaciones de orca (*Orcinus orca*), el mayor depredador de los mares, que consumen calamares y peces de todos los tamaños, incluyendo distintas especies de tiburón (Fertl et al 1996, Visser et al 2000, Visser 2005), e incluso mamíferos como focas y cetáceos (Law et al., 1997). Se han registrado altos niveles de bioacumulación de mercurio en orcas provenientes de Japón (Endo et al. 2006) con hasta 1,06 y 1,41 $\mu\text{g/wet gr}$ de metilmercurio en tejido muscular e hígado respectivamente, y un mercurio total promedio de 62,2 $\mu\text{g/wet gr}$ en hígado.

Actualmente los humanos somos los más grandes depredadores de tiburones. En 1991 se capturaron alrededor de 71 millones de animales a nivel mundial (714.000 toneladas), siendo ésta una estadística conservadora ya que sólo considera datos de algunos países (Bonfil 1994, Stevens et al 2000), y estas cifras aumentan anualmente debido a la alta demanda de los mercados asiáticos como el de China, que llevan a que especímenes capturados incidentalmente en la pesca del atún y pez espada sean faenados vivos, cortando las aletas de alto valor comercial y devolviendo el cuerpo para que muera desangrado comido por otros peces.

Pero este gran consumo de tiburón puede resultar muy nocivo para la salud humana, ya que no solo se han encontrado de manera recurrente niveles peligrosos de metilmercurio, sino que además todas las muestras de tejido que han indicado niveles peligrosos son extraídas precisamente de aletas o zonas aledañas a ellas, que son partes preferentemente consumidas por las personas.

b) Emisiones no consideradas en el anteproyecto.

Emisión de CO_2

El dióxido de carbono (CO_2) ha sido reconocido como una emisión contaminante y, por lo tanto, debe ser normado. Si bien es complejo controlar las emisiones de CO_2 , creemos oportuno introducir medidas que permitan monitorear, reducir o desincentivar las emisiones de CO_2 a la atmósfera. La quema continua de combustibles fósiles, como el carbón, está aumentando los niveles de dióxido de carbono en la atmósfera, para ser en gran parte absorbido por los océanos. Esta cantidad cada vez mayor de dióxido de carbono en los mares está causando su acidificación. Cuando el dióxido de carbono entra en el océano, se combina con el agua de mar para producir el ácido carbónico, que consiguientemente aumenta la acidez del agua, bajando su pH. Una de las consecuencias más serias del aumento de la acidez del océano es la reducción en la cantidad de carbonato disponible para el uso por parte de animales marinos, dado que una de las aplicaciones más importantes del carbonato en el océano es la formación del carbonato de calcio y las estructuras de caliza que forman los esqueletos coralinos, las conchas y las perlas, así como las conchas de algunos organismos planctónicos marinos. La acidificación del océano afectará seriamente la capacidad de criaturas, como moluscos, langostas, entre

muchos otros, de crear sus estructuras protectoras, y probablemente interrumpirá algunas de las funciones químicas y biológicas más importante de los océanos.

2. De los alcances de la norma.

Normar las emisiones aéreas de las centrales termoeléctricas no basta para controlar su aporte de contaminantes al medio ambiente. Su emisión de manera directa al océano no está contemplada en el presente Anteproyecto y es una falencia fundamental de la propuesta. La ley 19.300 define las Normas de Emisión como "las que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora." No hace distinción entre aire y agua y, por lo tanto, la decisión de hacer sólo una norma para aire no tiene un fundamento técnico y constituye una distinción injustificada y arbitraria. Dentro de las emisiones provenientes de plantas termoeléctricas que desembocan en el mar y que estimamos debieran ser abordados por una norma de esta naturaleza se encuentra, al menos, los siguientes:

Temperatura del agua de mar

Tal y como lo hemos expresado anteriormente, entendemos que esta norma se refiere a las emisiones al aire de los contaminantes producidos por las plantas termoeléctricas, sin embargo consideramos que, aún aplicada junto con el Decreto Supremo 90, será insuficiente para garantizar la salud de los ecosistemas marinos en el área circundante a las centrales. Quizás el daño más grave producido por estas centrales está dado por el uso o toma de agua del mar para sus sistemas de enfriamiento. Una planta de este tipo puede succionar 80 mil metros cúbicos de agua del mar por hora, causando la muerte de larvas, plancton y una serie de organismos marinos fundamentales para el funcionamiento del ecosistema. El agua es devuelto al medio con una temperatura mayor a la que fue tomada y, de acuerdo a numerosos estudios, el aumento en la temperatura del agua de mar generado por las descargas de agua provenientes del sistema de enfriamiento de plantas termoeléctricas produce mortalidad o reducción de funciones biológicas en distintas especies, tales como el loco (*Concholepas concholepas*) que una especie objetivo de la pesca artesanal a lo largo del mayor parte de la costa chilena. La Agencia Estadounidense de Protección Ambiental (EPA) establece que la máxima variación de la temperatura del agua de mar causada por fuentes artificiales que permita mantener el estado natural de la flora y fauna marina es de 1°C durante todos los meses del año y sin sobrepasar la máxima de verano.

Químicos anti-fouling

La gran cantidad de químicos anti-fouling utilizados en pinturas para revestir las instalaciones submarinas de la central se deben considerar como una fuente de emisión de contaminantes de las plantas termoeléctricas. La dilución de estas pinturas representa otro riesgo para la fauna marina, siendo los copépodos y bivalvos (en particular) los más afectados. Una vez más, estas especies marinas son objetivos importantes para las comunidades de pescadores artesanales en nuestro país.

3. De la vigencia temporal de la norma.

Entrada en vigencia de la norma:

Recomendamos que los límites de emisiones fijados en las tablas 2 y 3 del Título II Artículo 4º de esta norma entren en vigencia para las plantas existentes a lo más dentro del plazo de un año desde la fecha de la publicación del decreto en el Diario Oficial. Postergar la entrada en vigencia de la norma para las plantas antiguas en 3 años en el caso de los límites de emisiones de metales pesados, así como en 8 años para sus emisiones de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, implicará que por un tiempo extenso, desmedido e innecesario desde el punto de vista técnico, se provoquen graves perjuicios al medioambiente y la salud de las personas, especialmente las pertenecientes a las comunidades locales asentadas cerca de estas instalaciones industriales.

Vida útil de las plantas:

Puesto que la Comisión Nacional de Energía considera que la vida útil de las termoeléctricas es de 24 años (así consignado en el Anteproyecto), y si bien no es materia de la presente norma, consideramos pertinente recomendar el cierre y la posterior desinstalación de aquellas plantas que hayan completado su vida útil, dado que los costos para la salud humana y el medio ambiente de mantenerlas operando y emitiendo grandes cantidades de mercurio, entre otros contaminantes, durante incluso más de 8 años supera cualquiera de los beneficios que pudiesen entregar si estuvieran operando.

Bibliografía

Bonfil, R 1994. *Overview of world elasmobranch fisheries*. "FAO Fisheries Technical Paper no. 341. Rome: FAO". 119 pp.

Caputi, N., Edmonds, J. S., and Heald, D. I. (1979). *Mercury content of shark from South-Western Australian waters*. *Mar. Pollut. Bull.* **10**, 337-340.

Fertl, D., A. Acevedo-Gutierrez and F.L. Darby. 1996. *A report of killer whales (Orcinus orca) feeding on a carcharhinid shark in Costa Rica*. *Marine Mammal Science* **12**: 606-611

Harrould-Kolieb, E., J. Savitz (2009). *Acid Test: Can we save our oceans from CO₂?*
http://na.oceana.org/sites/default/files/reports/Acidification_Report1.pdf

Hueter R.E, Fong W. G., Henderson G., French M. F. and Manire C. A. *Methylmercury concentration in shark muscle by species, size and distribution of sharks in Florida coastal waters*. *Water, Air, & Soil Pollution*, Volume 80, Numbers 1-4, pp 893-899 1995.

Ingrid N. Visser, 2005. *First Observations of Feeding on Thresher (Alopias vulpinus) and Hammerhead (Sphyrna zygaena) Sharks by Killer Whales (Orcinus orca), Which Specialise on Elasmobranchs as Prey*. *Aquatic Mammals* 2005, 31(1), 83-88, DOI 10.1578/AM.31.1.2005.83

Last, P.R, Stevens J.D, *Sharks and Rays of Australia*, pp 4 CSIRO PUBLISHING 2009

Law, R.J., Allchin, C.R., Jones, B.R., Jepson, P.D., Baker, J.R., Spurrier, C.J.H., 1997. *Metals and organochlorines in tissues of a Blainville's beaked whale (Mesoplodon densirostris) and killer whale (Orcinus orca) stranded in the United Kingdom*. *Mar. Pollut. Bull.* **34**, 208e212.

Márquez, Miguel. *Las centrales a carbón y los océanos*. Oceana. En edición.

Penedo de Pinho A., Guimarães J.R.D., Martins A.S, Costa P.A.S., G. Olavo,A and Valentin J., *Total mercury in muscle tissue of five shark species from brazilian offshore waters: effects of feeding habit, sex, and length*, *Environmental Research Section A* **89**, 250-258 (2002)

Stevens, J.D., R. Bonfil, N.K. Dulvy, & P. A. Walker. 2000. *The effects of fishing on sharks, rays, and chimaeras (Chondrichthyans), and the implications for marine ecosystems*. *Journal of Marine Science*. **57**: 476-494.

Storelli, M.M., Giacomini-Stuffer, R., Marcotrigiano G., *Mercury Accumulation and Speciation in Muscle Tissue of Different Species of Sharks from Mediterranean Sea, Italy*
Bull. Environ. Contam. Toxicol. (2002) **68**:201-210

Tetsuya Endo, Osamu Kimura, Yohsuke Hisamichi, Yasuhiko Minoshima, Koichi Haraguchi, Chiharu Kakumoto, Mari Kobayashi. *Distribution of total mercury, methyl mercury and selenium in pod of killer whales (Orcinus Orca) stranded in the northern area of Japan: Comparison of mature females with calves*, *Environmental Pollution* **144** (2006) 145e150

002012

Visser, I.N., D. Fertl, J. Berghan and R. van Meurs. (2000). *Killer whale (Orcinus orca) predation on a shortfin mako shark (Isurus oxyrinchus), in New Zealand water*. Aquatic Mammals. 26 (3): 229-231

Walker, T. I. (1976). *Effects of species, sex, length and locality on the mercury content of school shark Mustelus antarcticus (Guenther) from south-eastern Australian waters*. Aust. J. Mar. Freshw. Res. 27, 603-616.

OBSERVACIONES FORMULADAS EN EL PROCESO DE CONSULTA PUBLICA DEL ANTEPROYECTO DE NORMA DE EMISION PARA TERMOELECTRICA A TRAVES DE LA PAGINA E-PAC

Las observaciones consignadas corresponden a las formuladas en la página Web durante la ampliación del plazo de consulta, desde el 23 de marzo hasta el 7 de abril del presente año.

Isabel Margarita Bobenrieth Giglio escribió:

La ciudadanía ve que las termoeléctricas ayudaran principalmente a la minería extranjera (con un costo tremendo para todos nosotros). No se incluyen observaciones sobre las consecuencias ambientales en los ambientes marinos, se supone que la termoeléctrica extrae y lleva agua al mar. Los costos ambientales no debieran reducirlos por la via de pagar a los municipios comprando alcaldes, organizaciones, los daños son locales, regionales, nacionales y los pagarán muchas generaciones.

Cristóbal Correa Echavarría escribió:

La norma pretende regular el Material Particulado sin distinguir si se trata de MP10, 5.0, 2.5 u otro. La definición de tal característica del MP será esencial para la determinación de costos de las empresas generadoras. Adicionalmente, ¿sería esperable que esta definición vaya de la mano con los planes de descontaminación de las distintas ciudades, es decir, si su Central está ubicada en la RM o la IX la norma de MP a cumplir debiera ser más estricta?

Johannes van Dijk escribió:

1. El anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas fundamenta los valores de emisión para los contaminantes material particulado (MP), dióxido de azufre (SO2) y óxidos de nitrógeno (NOx) de acuerdo a la mejor tecnología. De acuerdo a este principio, sería necesario exigir un valor igual o menor a 30 mg/m3 para MP tanto para nuevas y existentes, debido a que existe tecnología probada y disponible en el mercado para remover material particulado, de hecho actualmente se llega a concentraciones de hasta 10 mg/m3 en MP, como por ejemplo en Estados Unidos y Alemania. Además, como se sabe a nivel país existen varias zonas saturadas por este contaminante, como por ejemplo: el Concepción Metropolitano, Ventanas, Tocopilla, Valle Central de Rancagua, etc. Por lo cual, se hace imprescindible prevenir y/o controlar las emisiones de MP. ¿Por qué no se exige un valor menor o igual a 30 mg/m3 tanto para nuevas como existentes?

2. Para evaluar las reducciones de emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO2) y óxidos de nitrógeno (NOx) en el estudio AGIES de KAS Ingeniería y GEO Aire, se utilizó el modelo de calidad del aire CALMET-CALPUFF. ¿cuál es el objetivo de utilizar un modelo de dispersión? ¿Por qué se utiliza este modelo? ¿Por qué no se utilizó el modelo ISC que se usó para evaluación de impacto ambiental de las centrales termoeléctricas Los Robles? Se ha constatado en el expediente el estudio entregado por Guacolda y AES Gener, realizado pro Cifuentes han utilizado el modelo ISC, ¿es aceptable? Cabe destacar que el modelo ISC3 fue objetado por la comunidad y ONGs del país, debido a que la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, EPA, dejó de utilizar este modelo en Diciembre de 2005, según consta en la página WEB de esa agencia, e incluso ya no se permite ni se recomienda su uso. ¿Qué postura tiene la CONAMA frente al uso de este modelo (ISC) de Calidad del aire?

3. Debido a los múltiples efectos de las termoeléctricas a carbón y petróleo, debería exigirse un nivel de emisión de SO2 menor a 100 mg/m3 y de NOx menor a 50 mg/m3, ¿Por qué no se exige si existe tecnología disponible para alcanzar estos valores?. Las emisiones de SO2 provocan graves problemas a la salud humana sobretudo a los adultos mayores y menores de edad, también está el impacto de la lluvia ácida sobre la flora y fauna de nuestro país. Por otro lado, contaminantes como el NOx provocan efectos, entre los que destacan: la formación de ozono en la atmósfera lo cual afecta a la vegetación, la formación de nitratos, es decir aerosoles secundarios (MP2.5), y el NOX es considerado un gas invernadero (G). Cabe señalar que organismos internacionales como la OCDE recomienda reducir las emisiones de SO2 y ozono, señalando que es necesario proteger la salud pública y los recursos naturales. Por otro lado, esta documentado las posibilidades de reducción de NOX a través de tecnología básica, como quemadores LOW NOX. Creemos que con la publicación de anteproyecto, el cual establece límites de NOx de 400 mg/m3 para plantas existentes y 200 mg/Nm3 para plantas nuevas, mediante un "buen análisis" de la operación de la planta termoeléctricas (principalmente respecto del tipo de carbón utilizado) y el uso de

esta tecnología, se podrán obtener muy buenos resultados respecto de los niveles de emisión de Nox actuales.

4. ¿Por qué no se regula las emisiones de CO2? ¿cómo se reducirán las emisiones de gases invernaderos (GI)? ¿Cómo se abordarán las reducciones de GI en el sector energía, ¿incluye al sector de generación de térmicas a carbón y su aumento en los próximos años? .

5. Se reconoce que a nivel internacional y nacional hay un explosivo aumento de las térmicas a carbón, es así que de acuerdo al expediente, se indica que organizaciones privadas como el Clean Coal Center incentiva el uso de térmicas a carbón, siempre y cuando se incluyan tecnologías de control disponibles y probadas, con tal que reduzcan las emisiones de particulado y gases,

- ¿nuestro país tomará una dirección distinta?
- ¿se dejará que una fuente existente siga funcionando emitiendo sin control?
- ¿se exigirá que reduzcan sus emisiones de MP y de SOX?. La tecnología está probada y disponible, por ejemplo, desde 1998 la Guía del IFC (Corporación Financiera Internacional) del Banco Mundial ya indica un valor de 50 mg/m3 para las térmicas a carbón.
- ¿Cuántas del parque existente posterior a la fecha 1998, cumplen con el valore de 50 mg/m3-N?

6. Con respecto a las llamadas unidades de respaldo, ¿operan en caso de Black out? ¿La política energética que está desarrollando el ministerio de energía incentiva la entrada de centrales más eficientes y desincentivar a las más de ineficientes? Se pide describir el caso de Laguna Verde, que se exige también que sea regulada (si percibe ingresos por potencia instalada, porque no se le puede exigir un mínimo comportamiento ambiental).

7. Apoyamos la regulación de metales, es más se pide listar todos los metales pesados que son emitidos por la combustión de carbón y que se sabe que al remover Hg logra también remover los otros metales. ¿Qué pasa si no se regula metales pesados?. El actual Gobierno y la CONAMA están dispuestos a aceptar el pasivo que se genera si no se regulan los metales o se actuará como se ha realizado en el problema de Arica con Planes de Remediación, es decir, cuando el problema de metales es un hecho y es imposible restituir los efectos adversos de la población sometida a dosis a dosis acumulativas en el tiempo generación tras generación. Además, de acuerdo a la propuesta de anteproyecto, se están considerando exigencias de equipos de control para reducir metales, las reducciones se logran a través de la reducción de MP y SOX.

8. Apoyamos el valor propuesto de MP de 50 mg/m3-N para unidades a carbón existentes y para las nuevas 30 mg/m3-N basándose en el hecho que existe tecnología disponible y probada, que hay térmicas en el país que han logrado dichos valores y que se trata de un tema de contrato y la garantía de este entre el generador con el distribuidor de equipos de control asegurar los valores límites de emisión.

Jorge Cisternas Z. escribió:

No entendemos: - como se pretende fijar normas de emisión, sin que estén definidas las normas de calidad del aire, en los diferentes componentes a normar. - que se omita impacto de las termoeléctricas en suelo y agua. - Que no se considere la relación del conjunto de emisiones de diversas fuentes, en una misma cuenca o espacio ambiental. - por que se omite el tema de la emisión de CO2, cuando es sabido que los países de la OCDE están definiendo políticas claras al respecto. Consideramos necesario incorporar norma CO2.

Alejandra parra Muñoz escribió:

Es muy triste ver cómo las normas se fijan para no exigir mucho a las empresas en desmedro de la salud de las personas y el ambiente, para que la empresa en vez de invertir en protección del ambiente, traspase esa inversión a las comunidades vecinas que deben gastar igual o mayor cantidad de dinero pero en curar y no en prevenir como hubiera sido en el primero de los casos. Espero que en esta ocasión ocurra lo contrario y esta norma sea fijada con el más alto standards de protección ambiental.

Rodrigo García Caballero escribió:

Artículo 4: 1) El criterio anual de evaluación de los límites de emisión señalados en las tablas 1, 2 y 3, significa que sólo tras la evaluación una vez al año se podrá saber si las emisiones atmosféricas de una determinada termoeléctrica cumplieron o no dichos límites. En estos términos, el anteproyecto de norma de emisión se aparta y no vela por el principio preventivo que rige nuestra legislación ambiental (y que se

cita en los fundamentos del anteproyecto) ya que permitiría actuar a los servicios públicos competentes (Autoridad Sanitaria y SAG) de manera correctiva y no preventiva, si como resultado de la evaluación anual se detectan, por ejemplo, vulneraciones a cualquiera de los límites de emisión en cualquier mes del año. En los términos planteados el anteproyecto permite que haya contaminación, ya que se puede vulnerar algún límite de emisión en cualquier momento y ello sólo se sabría cuando ocurra una fiscalización anual. Este punto que observamos debe ser reformado con un sentido preventivo, de manera que evaluación de cumplimiento de los niveles de emisión sea en cualquier momento por parte del Estado. Sólo de esta forma, y tal como se señala en los fundamentos del anteproyecto, se estará velando por prevenir riesgos para la salud de las personas, la calidad de vida de la población, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental, de otra forma, pensamos que el anteproyecto debiera promover también la fiscalización ciudadana como mecanismo complementario, estableciendo para ello que los niveles de emisión sean publicados en páginas web, de manera que cualquier ciudadano responsable pueda ver las emisiones de una determinada termoeléctrica y colaborar en velar por su cumplimiento. Lo anterior alentaría a que hubiese una vigilancia permanente.

2) Los límites de emisión de NOx, SO2 y MP10 establecidos por el anteproyecto de norma no dan cuenta de las situaciones de operación a media carga de las centrales termoeléctricas, cuando el CDEC así lo determina y que en la práctica implican variaciones en los niveles de emisión de las termoeléctricas. A modo de ejemplo, citamos los casos de las centrales San Isidro y Nehuenco en Quillota, en cuyos expedientes de seguimiento y evaluación ambiental se pueden encontrar evidencias empíricas de los altos niveles de emisión que se generan cuando las centrales operan a media carga. Por tanto, se solicita que el anteproyecto considere también esta situación, de manera de prevenir riesgos para la salud de las personas, la calidad de vida de la población, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

Artículo 9: 3) Faltó señalar la frecuencia de los monitoreos discretos para verificar los valores límites de emisión de metales pesados. Nuestra opinión, es que dichos monitoreos discretos deben ser de una frecuencia tal que permitan evaluar y fiscalizar constantemente su cumplimiento, a fin de prevenir riesgos para la salud de las personas, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental. Rodrigo García Corporación Valle de Chile.

Andrés Pedro Pirazzoli Pinochet escribió:

Con fecha 7 de abril de 2010, siendo las 23:21 hrs. en Chile, y en representación de la Asociación Interamericana para la Defensa Ambiental (AIDA), vengo en acompañar comentarios al Anteproyecto Norma de Emisión para Termoeléctricas. Resolución Exenta N° 7550, Santiago, 7 de diciembre de 2009. Sírvase encontrar comentarios en archivo adjunto. Saludos cordiales. (Se adjuntan comentarios)



002510

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

Asunto: Consulta Pública. Anteproyecto Norma de Emisión para Termoeléctricas.

Resolución Exenta N°7550, Santiago, 7 de diciembre de 2009.

Santiago, 7 de Abril de 2010.

Sr. Álvaro Sapag Rajevic

Director Ejecutivo

Comisión Nacional del Medio Ambiente

Santiago, Chile.

Estimado Sr. Sapag:

Reciba un cordial saludo. La Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente (AIDA) es una ONG con orientación legal ambiental, que trabaja con nueve ONG en distintos países del hemisferio occidental¹. Nuestra misión es fortalecer la capacidad de las personas para garantizar su derecho individual y colectivo a un ambiente sano. Para lograrlo trabajamos en cinco temas estratégicos, entre ellos derechos humanos y ambiente, y cambio climático. Como parte de nuestro trabajo hemos asesorado a diferentes gobiernos del continente americano en la creación de la legislación efectiva para la protección de los recursos naturales; promoviendo la protección de la salud de las personas y de los recursos naturales, en la búsqueda de la aplicación efectiva de la legislación ambiental nacional e internacional.

¹ Argentina, Canadá, Chile, Costa Rica, Ecuador, Estados Unidos, México, Perú.



002517

*Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense*

Por medio de este documento, AIDA presenta sus comentarios al Anteproyecto Norma de Emisión para Termoeléctricas (el Anteproyecto). Conscientes de la importancia que tendrá esta norma para la protección de la salud pública y el ambiente en Chile, quisiéramos aportar a su diseño, en algunos aspectos de la norma que nos parecen mejorables.

Esperamos que nuestros aportes sean de utilidad y les ayuden a promover una protección fortalecida de la salud de las personas y el ambiente chileno.

Si tiene alguna duda o comentario adicional no dude en contactarnos al correo electrónico apirazzoli@aida-americas.org o al teléfono +1510-5506734

Saludos cordiales,

Andrés Pirazzoli
Abogado Visitante
Oakland, USA
Tel: 510- 5506734

Anna Cederstav
Directora de Programas
Oakland, EE.UU.
Tel: -510-55067481



002518

*Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense*

**CONSULTA PÚBLICA. ANTEPROYECTO NORMA DE EMISIÓN PARA
TERMOELÉCTRICAS. RESOLUCIÓN EXENTA N° 7550, SANTIAGO, 7 DE DICIEMBRE DE 2009.**

Por medio de este documento, AIDA presenta sus comentarios al Anteproyecto Norma de Emisión para Termoeléctricas (el Anteproyecto). Conscientes de la importancia que tendrá esta norma para la protección de la salud pública y el ambiente en Chile, quisiéramos aportar a su diseño, en algunos aspectos de la norma que nos parecen mejorables.

El Anteproyecto carece del detalle necesario para asegurar una protección adecuada y no es muy exigente. Cuando se lo compara con los estándares que la Corporación Financiera Internacional (IFC por sus siglas en inglés) propone para los países en desarrollo, se ve que el Anteproyecto cumple muchos de ellos y sobrepasa algunos, aunque falta de detalle. Sin embargo, los niveles de contaminación permitidos resultarían bastante elevados comparados a lo que sería posible obtener, implementando las mejores tecnologías de control. De hecho, utilizando la mejor tecnología disponible comúnmente utilizada en otros países, se podría remover seis veces más de SO₂, y casi cinco veces más el NO₂, que lo propuesto en el Anteproyecto.

El IFC diseñó los estándares de la Medio Ambiente Salud y Seguridad (MASS) para ser aplicados en países en desarrollo. Chile no es un país tan pobre y subdesarrollado como los considerados para estos estándares, y se encuentra por el contrario en una posición más privilegiada que la mayoría de sus vecinos en Sudamérica. Por ello, es que solicitamos que se adopten en Chile los estándares más estrictos, como aquellos implementados en los países desarrollados como Japón, Europa, y los EE.UU., siguiendo un esquema de control y permisos basado en la utilización de la "Mejor Tecnología Disponible".

Adicionalmente, el Anteproyecto en comento es una norma de emisión, especie de normativa aplicable a emisiones al agua, el aire y el suelo. Las normas de emisión están definidas por el artículo 2° de la Ley 19.300 de Bases del Medio Ambiente:

*"Letra c) **Contaminación:** la presencia en el ambiente de sustancias, elementos, energía o combinación de ellos, en concentraciones o concentraciones y permanencia superiores o inferiores, según corresponda, a las establecidas en la legislación vigente;" y "letra o) **Normas de Emisión:** las que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora;"*

En vista de la estructura señalada por el citado artículo, extraña que la norma no se detenga en una definición detallada de la fuente emisora², se refiera únicamente a un grupo reducido de contaminantes, y únicamente en cuanto a su liberación al aire. La norma sustrae

² El anteproyecto no hace distinciones respecto de la potencia instalada de las plantas nuevas y existentes, dando espacio a que plantas generadoras de mayor capacidad -y por lo tanto volúmenes mayores de contaminantes- sean puestas en servicio con estándares que no son lo suficientemente estrictos. Como se verá, el IFC señala estándares específicos y distingue entre plantas inferiores a 50 MWt, superiores a 50 MWt e inferiores a 600 MWt, y superiores a 600 MWt.



102510

*Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense*

deliberadamente de su ámbito de regulación un número significativo de metales pesados, compuestos orgánicos volátiles (COV), monóxido de carbono y halógenos. Estos contaminantes se encuentran mayoritariamente regulados por el Grupo del Banco Mundial y la legislación de otros países desarrollados, ambos mecanismos que la propia norma señala como guía para el establecimiento de sus estándares propios.

Además, la norma olvida regular todo cuanto se refiere a residuos sólidos y su disposición, lo mismo respecto de los efluentes líquidos y térmicos de la plantas termoeléctricas.

Finalmente, el anteproyecto no establece estándares de eficiencia en las instalaciones, al no señalar una relación mínima entre potencia entregada y el volumen o la cantidad de combustible quemado o el total de contaminación generada. Establecer este tipo de estándares, permitiría de manera indirecta regular potentes gases de efecto invernadero (GEI) como el bióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄), medida que redundaría no sólo en beneficios económicos para el sector que se intenta regular, sino que dotaría a la norma de coherencia con los compromisos de cambio climático asumidos por Chile³.

En vista que la propia CONAMA reconoce una subvaloración de los beneficios aparejados, ya que las ventajas de la norma se experimentarían por más de 20 años desde su entrada en vigencia, los estándares propuestos en el Anteproyecto deben ser ajustados para obtener una mayor y más efectiva protección de los chilenos, el medio ambiente y el clima global.

A continuación nuestros comentarios y los cambios que proponemos al Anteproyecto:

I. Generalidades

a. Incluir motores de combustión interna y cogeneración en artículo 2º sobre fuentes reguladas

El artículo 2º señala que el anteproyecto de norma de emisión, regula a las termoeléctricas existentes y nuevas, en particular a calderas y turbinas, exceptuando de esta regulación a los motores de combustión interna y a las instalaciones de cogeneración. Esto no es apropiado ya que la norma debería incluir a todas las fuentes significativas y relevantes de emisiones en las plantas termoeléctricas. La excepción anterior no se sujeta al espíritu de la norma, ni a los parámetros que el anteproyecto dice tomar en consideración para el diseño de sus estándares propios. Por ejemplo, la MASS señala expresamente que "*Se aplica a las calderas, los motores de combustión interna y las turbinas de combustión de instalaciones existentes y nuevas*" ya que de los procesos de combustión presentes en todas ellas se emiten los mismos contaminantes dañinos para la salud humana y el ambiente, sin mencionar los efectos adversos de cambio climático. Además, las plantas de cogeneración eficiente se encuentran ya comprendidas dentro

³ Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2008-2012. CONAMA, Diciembre de 2009; Política Energética, Nuevos Lineamientos. CNE, 2009.; Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, Protocolo de Kioto y Acuerdo de Copenhague.



*Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense*

de la Ley General de Servicios Eléctricos⁴, por lo que no se entiende la excepción que aquí se critica⁵.

Por la forma en que el Artículo 2º está actualmente redactado, esta disposición podría prestarse para evadir la norma, creando incentivos equivocados para ampliar las actividades de una planta de manera de escapar a su regulación.

Por lo anterior solicitamos someter al escrutinio de la norma además de las calderas y turbinas, tanto a los motores de combustión interna, como a las centrales de cogeneración, reemplazando el texto existente del artículo 2º por el siguiente:

“Artículo 2º. El presente anteproyecto de norma de emisión regula a las termoeléctricas existentes y nuevas, en particular a calderas y turbinas, motores de combustión interna e instalaciones de cogeneración.”

Con este ajuste, también hay que incorporar en la norma estándares para la operación y emisiones de tales motores de combustión, estableciendo tablas separadas para niveles de emisiones en sus efluentes. El cuadro elaborado por el IFC que se detalla a continuación debería ser adoptado como un estándar mínimo de emisión para los motores de combustión interna:

Cuadro 6 (A) – Guías sobre emisiones (en mg/Nm³ o según se indique) para motores de combustión interna

Nota:

- Las guías son aplicables a las nuevas instalaciones.
- La EA puede justificar límites más o menos estrictos en función de consideraciones ambientales, técnicas o económicas, siempre que se cumplan las normas aplicables sobre la calidad del aire ambiente y se minimice el incremento de los impactos.
- Para los proyectos de rehabilitación de instalaciones existentes, la EA debe establecer requisitos de emisiones para cada caso teniendo en cuenta i) los niveles de emisiones existentes y los impactos sobre el medio ambiente y la salud comunitaria, y ii) el costo y la viabilidad técnica de que los niveles de emisiones existentes en las nuevas instalaciones cumplan estos límites.
- La EA debe demostrar que las emisiones no constituyen una parte significativa del cumplimiento de las orientaciones o normas de calidad del aire ambiente, y podría tener que aplicar límites más estrictos.

Tecnología de combustión/combustible	Material particulado (MP)		Dióxido de azufre (SO ₂)		Óxidos de nitrógeno (NO _x)		Gas seco, exceso de contenido de O ₂ (%)
	CAND	CAD	CAND	CAD	CAND	CAD	
Motor de combustión interna							
Gas natural	NA	NA	NA	NA	200 (precalentado de diesel) 400 (combustible dual) (a)	200 (ECH) 400 (combustible dual/ECH)	15%
Combustibles líquidos (planta > 50 MWth < 300 MWth)	50	30	1.170 o uso de combustible con 2% o menos de S	0,5% S	1.460 (normalidad de compresión, cilindrada [cm ³] < 400) 1.850 (normalidad de compresión, cilindrada [cm ³] > 400) 2.000 (combustible dual)	400	15%
Combustibles líquidos (planta > 300 MWth)	50	30	500 o tipo de combustible con 1% o menos de S	0,7% S	740 (según la disponibilidad de agua para la inyección)	400	15%
Biocombustibles/combustibles gaseosos diferentes del gas natural	50	30	NA	NA	Límites un 30% superiores a los dispuestos anteriormente para el gas natural y los combustibles líquidos	200 (ECH+ gas natural), 400 (diesel)	15%

Fuentes: RU (S2 1.03 Combustion Processes: Compression Ignition Engines, 50 MWth and over), India (SOx/NOx Emission Standards for Diesel Engines ≥ 0.8 MW), UE (PCC LCP BREF, julio de 2006), UE (Directiva sobre combustibles líquidos 1999/32/EC, modificada por 2005/33/EC), EE. UU. (NSPS for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engine - Final Rule - 11 de julio de 2006).

(Cuadro guía sobre emisiones para motores de combustión interna. IFC, 18 de diciembre de 2008. Basada en: Directiva de 2006 de la UE sobre Combustibles Líquidos; Norma

⁴ Artículo único.- 1). Ley Núm. 20.257, Introduce Modificaciones A La Ley General De Servicios Eléctricos Respecto De La Generación De Energía Eléctrica Con Fuentes De Energías Renovables No Convencionales Disponible en línea http://www.cne.cl/archivos_bajar/20_257_1.pdf (5 de abril de 2010).

⁵ Cabe agregar que una planta se denomina de cogeneración, cuando el calor de menor temperatura que se desprende de la planta –no utilizable para generar electricidad– es reutilizado en otros procesos industriales o de climatización.



Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

estadounidense para fuentes estacionarias de combustión interna de 2006; y normas de Rusia e India sobre motores de combustión interna)⁶.

b. Precisar definiciones Artículo 3º

i. Termoeléctrica

A la luz del punto anterior, es necesario incluir en la definición de “unidad destinada a la generación eléctrica” a los motores de combustión interna e instalaciones de cogeneración. En lugar de su redacción actual, el **Artículo 3º debería ser reemplazado por el siguiente:**

“**Artículo 3º.** Para los efectos de lo dispuesto en este anteproyecto, se entenderá por: a) Termoeléctrica: instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico. Se entenderá como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, motores de combustión interna e instalaciones de cogeneración con una potencia térmica mayor o igual a 50MWt (megavatio térmico) en función del poder calorífico superior del combustible.”

ii. Termoeléctrica existente y termoeléctrica nueva

Es importante que los plazos especiales previstos para las plantas existentes en el Artículo 5º⁷, sean aprovechados únicamente por aquellas plantas actualmente construidas o en proceso de diseño, y no por aquellas que se planea comenzar a construir en los próximos meses. Para asegurar esto, usamos como ejemplo la norma para el Aire Limpio de los EE.UU., o *Clean Air Act*, la cual define a las “nuevas fuentes” como toda aquella fuente emisora, cuya construcción o modificación comience después de publicada la norma que establezca un estándar de desempeño⁸.

El Anteproyecto de la norma define a las **Termoeléctricas existentes** como aquellas que han sido puestas en servicio antes del 1º de enero de 2012. Sugerimos que en su lugar, la norma las defina como:

“todas aquellas que hayan recibido calificación ambiental favorable de la COREMA correspondiente, cuyas obras de construcción o modificación hayan comenzado antes de la publicación de la norma en el diario oficial, y que sean puestas en operación con anterioridad al 1º de enero de 2012.”

⁶ IFC, MASS, p.23.

⁷ “Artículo 5º, Las termoeléctricas existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 Y N° 3 en un plazo de tres años, contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión; y con los valores de la Tabla N°2 al año 2020.”

⁸ CAA § 7411. Standards of performance for new stationary sources. For the purpose of this section, (2) The term “new source” means any stationary source, the construction or modification of which is commenced after the publication of regulations (or, if earlier, proposed regulations) prescribing a standard of performance under this section which will be applicable to such source. En línea <http://www.epa.gov/air/caa/title1.html#id> (5 de abril de 2010).



102527

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

De acuerdo con lo anterior, proponemos que el anteproyecto defina a las **Termoeléctricas nuevas** como:

“Aquellas que reciban calificación ambiental favorable de la COREMA correspondiente, o empiecen su construcción o modificación con posterioridad a la publicación de la norma en el diario oficial, o las que sean puestas en operación con posterioridad al 1° de enero de 2012.”

2. Debilidades de la norma respecto de las Emisiones al Aire

a. El Anteproyecto no establece estándares suficientemente estrictos para SO₂ y NO_x y Carbono Negro

En la parte introductoria de la norma propuesta, se menciona que los estándares han sido desarrollados basándose en el hecho que todas las plantas propuestas para Chile en este momento tendrían una capacidad igual o menor a 350 MW, lo cual se considera un tamaño “limitado”. Sin embargo, una planta de 350MW (equivalente a una de 1050 MWt)⁹ no es tan pequeña. A modo de comparación, los estándares MASS del IFC dividen las plantas en dos clases, aquellas cuya potencia térmica oscila en el rango de los 50-600 MWt, y aquellas que superan los 600 MWt. Así, las plantas propuestas para Chile, tienen insumos energéticos de casi el doble de lo que se considera grande por el IFC.

Además, aunque en este momento se habla de plantas inferiores a 350 MW, no hay ninguna garantía de que en Chile no se propongan plantas termoeléctricas de aun mayor capacidad.

Por estas dos razones, los estándares que establezca el Anteproyecto tienen que ser suficientemente estrictos para una verdadera protección de la salud pública, respetando como mínimo aquellos establecidos por la UE o los EE.UU. para plantas de tamaños parecidos. (Los controles más estrictos para el SO₂, son los exigidos por Japón.) Para evitar que los estándares queden obsoletos a raíz de los avances tecnológicos, los permisos y la calificación ambiental deberían definirse caso a caso, en base al estándar conocido como la Mejor Tecnología de Control Disponible al tiempo de evaluación, o *Best Available Control Technology*.

Si por alguna razón se decide no implementar un estándar de Mejor Tecnología Disponible, los estándares propuestos en la Tabla 2 del Artículo 4° deberían ser fortalecidos para contemplar en todos los casos (combustibles sólidos, líquidos, y de gas) un máximo 40 mg/Nm³ para el Dióxido de Azufre y los Óxidos de Nitrógeno.

⁹ Algo que confunde en este Anteproyecto es la utilización de unidades de medida diferentes para referirse a la potencia de las termoeléctricas a ser reguladas. El paso de MW (megavatios de energía producida) en su preámbulo a MWt (megavatios térmicos de calor inyectado) en el cuerpo de la norma, induce a confusión y no permite hacerse una idea precisa de los tamaños que la norma está considerando. Es fundamental que CONAMA realice una sistematización en este sentido, y se mantenga en la utilización de una unidad única de medida o explique el cambio entre una y otra.



002553

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

En los estándares MASS del el IFC, se describen¹⁰ las tecnologías y procedimientos de común aplicación que se considera son las mejores tecnologías disponibles, y con las cuales se puede fácilmente alcanzar los límites de emisiones mas exigentes sugeridos. No hay ninguna razón para que Chile no insista en su uso.

El **carbón negro** (*black carbon*) es un aerosol o material particulado, que se produce en la combustión incompleta e ineficiente de combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa. Según lo señala el Prof. Mario Molina, es un término operacional empleado muchas veces como sinónimo del hollín (*soot*) que se forma en la combustión a flama o en motores de combustión interna¹¹. Al igual que el SO₂ y NO_x, el Carbono Negro podría ser regulado de manera más estricta en el Anteproyecto. Si bien la norma lo contempla, en la medida que se trata de un material particulado dañino para la salud, el Carbono Negro es un contaminante de efecto invernadero (al igual que el SO₂ y NO_x) y presenta características únicas como agente climático que son hasta ahora muy poco conocidas. El carbono negro es un componente del PM 2.5 capaz de retener la luz y de transformar esa luz en calor. Con un elevado potencial de calentamiento climático, el carbono negro sólo se mantiene suspendido en la atmósfera por días a semanas antes de ser lavado por las lluvias, por lo que su regulación presenta llamativas ventajas estratégicas como medida de mitigación frente al cambio climático.¹²

b. El Anteproyecto no hace una distinción de acuerdo a las condiciones de la cuenca atmosférica en la que se encuentre o se proponga construir una planta, distinción que si hace el IFC y otros países

Según lo señala el IFC en sus cuadros de regulación modelo¹³, sobre los cuales esta basado el Anteproyecto, las cuencas atmosféricas deben considerarse degradadas cuando se superan los niveles de calidad del aire establecidos en la legislación nacional o, en ausencia de dichas leyes, cuando exceden considerablemente las Guías de Calidad del Aire de la Organización Mundial de la Salud (OMS)¹⁴. Lo anterior adquiere relevancia para el establecimiento de diferentes rangos

¹⁰ IFC. Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica (MASS). p.2-8. En línea: http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/AttachmentsByTitle/gui_EHSGuidelines2007_ThermalPower_Spanish/FILE/0000360593ESes.pdf (7 de abril de 2010)

¹¹ *Reducing abrupt climate change risk using the Montreal Protocol and other regulatory actions to complement cuts in CO2 emissions*. Mario Molina, Durwood Zaelke, K. Madhava Sarma, Stephen O. Andersen, Veerabhardran Ramanathan. En línea: www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.0902568106 (7 de abril de 2010)

¹² El Carbono Negro: Concepto, Efectos Climáticos y Oportunidades de su Regulación. Asociación Interamericana para la Defensa Ambiental. Abril de 2010. En edición. Prontamente en línea en www.aida-americanas.org

¹³ IFC. MASS, p. 23 y ss.

¹⁴ La OMS señala metas provisionales: PM10: 20 µg/m³ media anual y 50 µg/m³ de media en 24h.; PM2,5: 10 µg/m³ de media anual y 25 µg/m³ de media en 24h; O₃: 100 µg/m³ de media en 8h; NO₂: 40 µg/m³ de media anual y 200 µg/m³ de media en 1h; SO₂: 20 µg/m³ de media en 24h y 500 µg/m³ de media en 10 min. Guías de calidad relativas al material particulado, el ozono, el dióxido de nitrógeno y el dióxido de azufre. Actualización

AIDA c/o Earthjustice 426 17th Street, Oakland, CA 94612

AIDA c/o CEMDA Atlixco No. 138, Col. Condesa, Mexico, D. F. 06140

www.aida-americanas.org



102545

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

aceptables de concentración de contaminantes, según la ubicación de la planta sea en una Cuenca Atmosférica Degradada (CAD) o en una Cuenca Atmosférica No Degradada (CAND).

La distinción entre los CAD y los CAND es fundamental para una protección adecuada de la salud de la población cuando se consideran límites de emisiones para fuentes industriales como son las termoeléctricas. Por no tener todavía una ley de calidad de aire, en Chile deberíamos como mínimo ajustarnos a los estándares del OMS, para definir lo que es una CAD o CAND, y así poder asegurar que en las cuencas saturadas, se requiera el uso de la mejor tecnología disponible, y otros esfuerzos para compensar cualquier nueva fuente de emisiones.

Tomando como ejemplo la CAA de los EE.UU., no se permite en una cuenca saturada ninguna nueva fuente mayor de contaminantes atmosféricos adicionales a las que ya existen. Por eso, se requiere que cualquier nueva fuente mayor (*new major source* en la CAA) que proponga agregar contaminación a la cuenca saturada, tome medidas de mitigación para simultáneamente remover la misma cantidad de contaminantes de otros lugares (implementando compensaciones o *offsets*). Por ejemplo, si se pretendiera instalar una nueva termoeléctrica en una cuenca saturada, tendría que identificarse otras fuentes existentes, y lograr que mejoren los controles de éstas y se reduzcan su contaminación para compensar lo que emitiría la nueva fuente propuesta. Estas acciones compensatorias son requeridas antes de que se permita la operación de la nueva fuente¹⁵.

c. No hay una distinción en las normas entre los estándares para las calderas y las turbinas de combustión, distinción que sí hace el IFC

El anteproyecto está asumiendo que las plantas termoeléctricas en Chile deben someterse todas, sin importar la tecnología ni las particularidades de los procesos de combustión que empleen, a una misma clase de parámetro. Lo anterior es inapropiado, en vista de las diferentes características y emisiones que generan calderas y turbinas. La norma debería especificar el tipo de tecnología que está regulando, estableciendo normas diferenciadas para las calderas y las turbinas (además de los motores de combustión interna como ya se señaló), tal como lo hace el IFC.

Además, tratándose de turbinas, la norma debería especificar requerimientos mínimos para el contenido máximo de sulfuros en el combustible a utilizar (las MASS establecen una concentración máxima de un 1% en cuencas no degradadas, y 0.5% en cuencas degradadas).

mundial 2005. En línea: http://whqlibdoc.who.int/hq/2006/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_spa.pdf (7 de abril de 2010).

¹⁵ Ver: <http://www.epa.gov/compliance/data/planning/priorities/caansrpsd.html>



002595

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

d. Monitoreo y cumplimiento

El Artículo 5º del Anteproyecto establece que las termoeléctricas existentes tendrán un plazo de 3 años para cumplir con los valores límite de emisión de las Tablas 1 y 3, plazo que será contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión. Esta formulación puede dar lugar al ejercicio de presiones políticas y cabildos de parte de la industria termoeléctrica, para lograr el retraso de la entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión hasta el año entrante. Para evitar lo anterior, el Anteproyecto debería establecer fechas límites fijas para la exigibilidad del cumplimiento, y no variables como está planteado. Podría establecerse por ejemplo, un plazo de tres años después de la aprobación de la norma, o simplemente una fecha fija como el 1º de enero de 2014, como lo hace el mismo Artículo 5º señalando para las plantas existentes, un plazo hasta el año 2020, para dar cumplimiento a los requerimientos de la Tabla 2.

El Anteproyecto establece que las Autoridades Sanitarias Regionales serán las responsables de la verificación del cumplimiento de la norma, y también de la aprobación de los equipos de monitoreo a instalar en las distintas plantas. Esto no parece ser lo más eficiente y efectivo. Se recomienda que la autoridad nacional, es decir, a un nivel central, sea la encargada de tal verificación y aprobación. Esto permitiría el desarrollo de la capacidad técnica especializada de dicha autoridad, capacidad que puede ser aplicada para supervisar el sector termoeléctrico en todo el país.

El monitoreo continuo para SO₂, NO_x, PM, y Hg se considera actualmente como la práctica normal y rutinaria y es por lo tanto la práctica que debería implementarse en Chile también. Respecto al monitoreo, el Anteproyecto menciona que los equipos a utilizar deberían cumplir los requisitos del European Standard EN 14181. Además menciona un estándar de los EE.UU. sin mayor detalle. Debería especificarse que el monitoreo continuo para el SO₂ y NO_x, debería satisfacer los requisitos establecidos en la norma 40 CFR 60 Apéndice B para plantas de menor tamaño¹⁶, o el 40 CFR 75 para plantas de mayor tamaño¹⁷.

Además, dada la toxicidad del Mercurio debería requerirse el monitoreo continuo de sus emisiones. El monitoreo continuo de Mercurio y PM trae el beneficio que también se puede fácilmente analizar y se pueden verificar las emisiones de otros metales pesados con frecuencia. Por eso, debería cambiarse el requisito de monitoreo para los metales pesados de sólo una vez al año, para ser al menos una vez cada tres meses, y en el caso del Mercurio, para que sea constante.

¹⁶ Part 60 -- Standards Of Performance For New Stationary Sources Appendix B -- Performance Specifications. En línea: http://www.deq.state.or.us/aq/forms/sourcetests/appendix_b.pdf (7 de abril de 2010)

¹⁷ Appendix E to Part 75 - Optional NOX Emissions Estimation Protocol for Gas - Fired Peaking Units and Oil - Fired Peaking Units. En línea: <http://cfr.vlex.com/vid/estimation-fired-peaking-19802094> (7 de abril de 2010)



132520

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

e. Los Artículos 10º y 11º no establecen mecanismos de Exigibilidad y Sanción fundamentales para la exigibilidad de la norma:

Dado los altos costos sociales y ambientales que la actividad de generación termoeléctrica trae aparejada, **extraña que el Anteproyecto no contemple mecanismos de sanción para el incumplimiento de sus disposiciones.** La forma en que está redactado actualmente, no entrega a las autoridades ni a la comunidad ninguna herramienta para exigir su cumplimiento.

Los artículos 10º y 11º, señalan el deber de los titulares de las termoeléctricas reguladas, de presentar anualmente a la Autoridad Sanitaria, un informe con el detalle de sus emisiones del año anterior, identificando plantas, chimeneas, mediciones y registros. Asimismo, se señala la obligación de las termoeléctricas de mantener la disponibilidad de dichos informes y de la información que los sustenta, por a lo menos tres años.

Sorprende que únicamente se señale en el Artículo 11º que los informes servirán a la CONAMA para realizar un seguimiento durante la implementación de la norma y evaluar futuras actualizaciones. Sin perjuicio de la relevancia que tienen los seguimientos para la adecuación de estándares de la norma de emisión a los avances tecnológicos, **la función primaria de estos informes y del servicio fiscalizador es la de informar precisamente sobre el cumplimiento de las plantas reguladas con las exigencias de las Tablas 1, 2 y 3.**

Por lo anterior, y más allá de preguntarnos sobre las razones para un vacío tan grave, **hace falta que el Anteproyecto establezca sanciones para casos de incumplimientos procedimentales** (deber de informar y de mantener a disposición de la autoridad la información relevante) y **sustantivos** (cumplimiento con los límites de emisión establecidos en las Tablas 1, 2 y 3.), dotados del rigor suficiente para disuadir a los regulados de incumplir con la norma. Es decir, es necesario que las multas que se establezcan por la Autoridad para los casos de incumplimiento sean diarias, por contaminante y lo suficientemente elevadas como para que resulte siempre más barato cumplir con la norma que ignorarla.

Un buen ejemplo de sanciones disuasivas son las establecidas en la CAA de EE.UU. En esta norma, el incumplimiento de cualquiera de sus estándares sobre emisiones, resulta en sanciones federales severas. Las multas se establecen por día, por límite incumplido, y según si el incumplimiento reportó al sancionado un beneficio económico¹⁸.

Así, a manera de ejemplo, y extrapolando este efectivo mecanismo sancionatorio a nuestros estándares propios, digamos que una planta incumple con los límites máximos de SO₂, NO_x, PM, y Hg que le corresponden de acuerdo al Anteproyecto. Por cada uno de estos incumplimientos, la planta será multada con la cantidad de US\$25.000.- por lo que en un día de incumplimiento, deberá pagar US\$200.000.- (25.000 x 4). Si la planta sigue en incumplimiento al segundo día, será multada con otros US\$200.000.-. Si además, la planta ha reportado un beneficio económico de su incumplimiento, por haber continuado con su operación aún en incumplimiento de los estándares de SO₂, NO_x, PM, y Hg, y haber vendido electricidad a una

¹⁸ Clean Air Act Sections 113(b) and 120. 40 U.S.C. sections 7413(b), 7420.



102527

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

distribuidora en estas condiciones, la Autoridad puede confiscar todo el beneficio económico obtenido.

Como puede apreciarse, se trata de un mecanismo de exigibilidad efectivo por su poder disuasivo, e instamos a la CONAMA a adoptar uno similar. Esta es la única manera de evitar episodios de contaminación en Chile. Los desincentivos económicos son mostradamente los más efectivos a la hora de regular materias ambientales.

f. No inclusión de todos los contaminantes relevantes

i. Metales Pesados

La norma incluye únicamente Mercurio, Níquel y Vanadio, sin tomar en cuenta los otros metales pesados peligrosos que resultan de la actividad termoeléctrica y que son emitidos. Así, recomendamos que la CONAMA:

- Explique en el Anteproyecto la decisión del porqué no incluir en la regulación otras sustancias tóxicas y peligrosas en la norma, además de Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V); o
- Incluya al menos las siguientes sustancias tóxicas en el Anteproyecto: Cadmio (Cd); Arsénico (As); Manganeso (Mn); Zinc (Zn); Hierro (Fe); Titanio (Ti); Cobalto (Co); Cromo (Cr); Plomo (Pb); Cobre (Cu); y Plata (Ag); Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V), que son reguladas en países desarrollados inclusive desde principios de los 80's¹⁹.

ii. Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)

La mayoría de los compuestos orgánicos volátiles (COV) son precursores del ozono y algunos de ellos son conocidos agentes carcinógenos, por lo que es urgente regular y disminuir sus emisiones a la atmósfera. Los COV se encuentran presentes en bajas concentraciones en las corrientes de salida de gases de plantas termoeléctricas que usan combustibles líquidos y sólidos, y son considerados contaminantes atmosféricos debido a su toxicidad y a los malos olores que producen.

El Benceno (C₆H₆) y 1,3-Butadieno, dos COV altamente tóxicos, son de preocupación particular puesto que son sustancias carcinógenas conocidas. Se encuentran especialmente en el petcoke y el petróleo, combustibles que aún se utilizan en Chile para la generación termoeléctrica²⁰. El benceno produce leucemia y aunque instituciones como la Organización Mundial de la Salud no proponen normas de emisión, recomiendan que las concentraciones no sobrepasen una partícula por millón (1 ppm).

¹⁹ Trace Element Discharge From A Brown Coal Fired Power Plant. H. Heinrichs, Geochemisches Institut, Goldschmidtstr. 1, D-3400 Göttingen, W. Germany (Received 21 September 1981; In Final Form 24 February 1982). En línea: http://pdfserve.informaworld.com/625409_915549761_906898047.pdf (6 de abril de 2010).

²⁰ Educación Ambiental. Cap VII. La energía. P. 114. En línea: http://www.conama.cl/educacionambiental/1142/articulos-29100_recurso_9.pdf (6 de abril de 2010)



102527

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

Otros COV son importantes debido al papel que ellos juegan en la formación fotoquímica de ozono en la atmósfera y también por su impacto en la salud. Entre ellos existen varios compuestos orgánicos con contenido de cloro, los cuales también son emitidos cuando se quema el carbón.²¹

Cabe recordar que los COV son precursores del material particulado fino (PM_{2,5}) el cual es el más dañino para la salud debido a su pequeño tamaño, lo que genera que las partículas penetren hasta los alvéolos pulmonares, lugar donde en nuestro cuerpo se genera el intercambio de gases.

La falta de regulación de los COV en el Anteproyecto podría subsanarse por medio del establecimiento de normas de eficiencia en los procesos de combustión de las plantas a regular. Factores operativos tales como la temperatura, el combustible, la turbulencia y la proporción de oxígeno, son algunos de los factores muy importantes en la reducción de las emisiones de COV. Todos estos son factores que, de regularse en la norma, servirían no solo para maximizar la producción de energía, sino que para reducir la emisión de COV²².

iii. Monóxido de Carbono

El CO o Monóxido de Carbono, es otro de los contaminantes que se emiten en la generación termoeléctrica. El CO está asociado a problemas cardiovasculares y a la formación de smog, y es de especial preocupación en áreas donde el aire se encuentra degradado o en malas condiciones. Los niveles de emisión de CO dependen en gran medida de las condiciones de operación, por lo que pueden ser controlados de manera relativamente fácil²³. Volvemos a insistir en la necesidad de establecer normas que controlen la eficiencia de las plantas que se pretende regular, ya que los beneficios que pueden obtenerse son muchos y variados.

3. La No Consideración de Contaminantes con Efecto Invernadero

a. Eficiencia

El Anteproyecto no sólo no exige estándares de eficiencia específicos en cuanto a emisiones de CO₂ o CH₄, sino que asume que las plantas que se construyen y se construirán en Chile son de bajos índices de eficiencia. El preámbulo dice en la página 5:

²¹ *Hazardous air pollutants emission from coal and oil-fired power plants*. En línea: <http://www3.interscience.wiley.com/journal/122277160/abstract?CRETRY=1&SRETRY=0> (6 de abril de 2010)

²² *Emissions Of Volatile Organic Compounds By Coal-Fired Power Stations* J. P. Garcia, S. Beyne-Masclat And G. Mouvier. Laboratoire de Physico-Chimie de l'Atmosphère, Université Paris VII, Tour 44-45, 2 Place Jussieu, 75251 Paris cedex 05, France. P. 1595 En línea: http://www.sciencedirect.com/science?_ob=MIimg&_imagekey=B757D-48BCF1F-2C-1&_cdi=12896&_user=4420&_pii=096016869290059T&_orig=search&_coverDate=06%2F30%2F1992&_sk=999739990&view=c&wchp=dGLbVtz-zSkWb&md5=b9c7b3f953b7c39d9669ec22970af4eb&ie=/sdarticle.pdf (6 de abril de 2010)

²³ *Fossil-Fueled Power Plants as a Source of Atmospheric Carbon Monoxide* Disponible en: http://www.rsc.org/delivery/_ArticleLinking/DisplayArticleForFree.cfm?doi=b201486f&JournalCode=EM



Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

“De la aplicación de esta norma no se esperan reducciones de CO₂ en las termoeléctricas a carbón en nuestro país, debido a que están diseñadas para tamaños limitados hasta 350MW con eficiencias entre un 35-37%, a diferencia de nuevas tecnologías existentes en el mundo asociadas a mayores potencias y que permiten eficiencias mayores.”²⁴

¿Cómo se explica que en un país que se enorgullece de ser el primer país Sudamericano en formar parte de la OECD²⁵, pueda asumirse que las plantas termoeléctricas a instalar, serán de la menor eficiencia actualmente disponibles? CONAMA debe recordar que no solamente se encuentra vinculada por la CMNUCC y otras normas de derecho internacional público ratificadas por Chile como el Protocolo de Kioto, sino que también por sus propios lineamientos de política climática y de desarrollo energético. Esta última, contenida en el documento publicado por la Comisión Nacional de Energía titulado “Política Energética: Nuevos Lineamientos” señala: “Lograr que el desarrollo energético sea compatible con un desarrollo sustentable es un **imperativo de equidad intergeneracional** que garantiza además el efectivo desarrollo del sector energético”²⁶. Un Anteproyecto que no señala estándares de eficiencia, condena a los chilenos a contar con los más bajos estándares de eficiencia para las plantas termoeléctricas que se planea construir. Ello puede parecer una ganancia en el corto plazo para algunos, pero generaría grandes pérdidas para una gran mayoría de chilenos (y de chilenos que están por nacer). ¿Donde queda el imperativo de equidad intergeneracional?

En diciembre de 2009 CONAMA publicó su Plan de Acción Nacional de Cambio Climático²⁷, un conjunto de medidas de mitigación, adaptación, y oportunidades mediante los mecanismos de desarrollo limpio. A través de este documento CONAMA pretendió trazar sus lineamientos para enfrentar quizás el mayor desafío enfrentado por el país – y el mundo- hasta ahora. En dicho documento, la propia **CONAMA reconoce que:** “La generación de energía mediante la quema de combustibles fósiles, sigue siendo la fuente principal de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial y en Chile.” Sin embargo opta por dejar los estándares de emisión de GEI y las normas mínimas para eficiencia de centrales, fuera del marco del Anteproyecto.

El Anteproyecto señala que ha seguido los estándares internacionales establecidos por el IFC, pero nuevamente nos encontramos con que estos no han sido adecuadamente implementados. En la MASS, el IFC señala que la eficiencia energética y las emisiones de GEI

²⁴ Anteproyecto Norma de Emisión para Termoeléctricas. Resolución Exenta N°7550, Santiago, 7 de diciembre de 2009. p. 5.

²⁵ Chile, primer país sudamericano miembro de la OCDE. En línea: http://www.oecd.org/document/20/0,3343,fr_2649_34487_44375060_1_1_1_1,00.html (6 de abril de 2010)

²⁶ CNE. Política Energética: Nuevos Lineamientos. Diciembre de 2009. P. 138. En línea: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/12_Utiles/banners/politica_energetica.html (7 de abril de 2010)

²⁷ CONAMA. Plan de Acción Nacional de Cambio Climático. Diciembre de 2009. P. 29. En línea: <http://www.conama.cl/portal/1301/article-44691.html> (7 de abril de 2010)

son uno de los principales problemas ambientales de las plantas termoeléctricas. Como referencia, el IFC señala lo siguiente:

Cuadro 4 – Emisiones habituales de CO ₂ en nuevas plantas de energía térmica		
Combustible	Eficiencia	CO ₂ (gCO ₂ /kWh – Bruto)
Eficiencia (% neto, PCS)		
Carbón (*1, *2)	Ultrasupercrítico (*1)	676-795
	37,6-42,7	
	Supercrítico	750-836
	35,9-38,3 (*1)	
	39,1 (sin CAC) (*2)	763
	24,9 (con CAC) (*2)	95
	Subcrítico	807-907
	33,1 a 35,9 (*1)	
	36,8 (sin CAC) (*2)	808
	24,9 (con CAC) (*2)	102
Gas (*2)	CCGÍ	654-719
	39,2-41,8 (*1)	
	38,2-41,1 (sin CAC) (*2)	640-662
Gas (*2)	TGCC	68-86
	31,7-32,5 (con CAC) (*2)	
	50,8 (sin CAC)	355
Gas (*2)	43,7 (con CAC)	39
	Eficiencia (% neto, PEC)	
	Carbón (*3)	42 (ultrasupercrítico)
40 (supercrítico)		851
30-36 (subcrítico)		896-1 050
46 (CCGÍ)		760
38 (CCGÍ+CAC)		134
Carbón y lignito (*4, *7)	(*4) 43-47 (carbón-CP)	(*6) 725-792 (neto)
	> 41 (carbón-CLF)	< 831 (neto)
	42-45 (lignito-CP)	808-866 (neto)
	> 40 (lignito-CLF)	< 909 (neto)
Gas (*4, *7)	(*4) 38-40 (TG de ciclo simple)	(*6) 505-561 (neto)
	38-45 (motor de gas)	531-449 (neto)
	40-42 (caldera)	481-505 (neto)
	54-58 (TGCC)	348-374 (neto)
	Eficiencia (% Bruto, PEC)	
Carbón (*5, *7)	(*5) 47 (ultrasupercrítico)	(*6) 725
	44 (supercrítico)	774
	41-42 (subcrítico)	811-831
	47-48 (CCGÍ)	710-725
Petróleo (*5, *7)	(*5) 43 (motor de combustión interna)	(*6) 648
	41 (caldera)	680
Gas (*5)	(*5) 34 (TG de ciclo simple)	(*6) 594
	51 (TGCC)	396

Fuentes: (*1) EE. UU. EPA 2006, (*2) EE. UU. DOE/NETL 2007, (*3) Banco Mundial, abril de 2006, (*4) Comisión Europea 2006, (*5) Grupo del Banco Mundial, septiembre de 2006, (*6) estimaciones del Grupo del Banco Mundial

De lo anterior, resulta que como mínimo, si el Anteproyecto no establece límites para emisiones de CO₂ basándose en la presunción que las plantas en Chile no superarían capacidades instaladas de 350 MW, debería requerir que para el caso en que se supere el límite de 350 MW señalado, se exija para estas la instalación de la mejor tecnología disponible a nivel mundial (cumpliendo como mínimo con los estándares de eficiencia de plantas recientemente aprobadas en los EEUU o UE).



4. Contaminación térmica y alteración del hábitat acuático

Señalamos con anterioridad que entre los riesgos ambientales asociados a la generación termoeléctrica se encuentra todo lo asociado a los vertimientos de aguas calientes y el intenso consumo de agua que puede caracterizar estas instalaciones. Ello se debe a la utilización de enormes cantidades de agua para los equipos de refrigeración, lo que es especialmente cierto en el caso de las turbinas a gas de ciclo combinado. Si bien existen otros sistemas de refrigeración habitualmente utilizados en las plantas de energía térmica que no requieren del uso de las aguas circundantes²⁸, la experiencia en Chile y la forma en que el Anteproyecto evita hacer requerimientos específicos al respecto, hace suponer que se utilizará mayoritariamente el sistema de refrigeración abierto sin recirculación en las plantas nuevas que se construyan durante la vigencia de la norma.

La mayoría de las plantas termoeléctricas en Chile se ubican en zonas costeras, por su cercanía a puertos principales. Cabe agregar que en la costa existe a la vez abundante agua de mar, y escasa agua dulce. En tal situación, el uso de los recursos acuáticos y los vertimientos de grandes cantidades de agua a altas temperaturas, y con contaminantes químicos como biocidas u otros aditivos, genera impactos ambientales variados y de considerable gravedad. Algunos de estos se refieren a:

- competencia con otros usos importantes como la irrigación agrícola o las fuentes de agua potable;
- impactos adversos por los vertimientos sobre los organismos acuáticos como el fitoplancton, el zooplancton, los peces, los crustáceos, los moluscos y muchas otras formas de vida acuática;
- la captura de organismos acuáticos en las estructuras de abastecimiento de agua de refrigeración, los cuales se insertan o quedan atrapados en el propio sistema de refrigeración (por ejemplo, especies amenazadas, en peligro de extinción o protegidas, como las tortugas marinas); y
- afectación de la actividad pesquera, entre otras.

En virtud de la gravedad de lo anterior, es necesario que el Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas regule específicamente:

a. Vertidos térmicos a cuerpos de agua

Las grandes cantidades de agua utilizadas para enfriar y condensar el vapor para reciclarlo a la caldera, se calientan a altas temperaturas y se vierten normalmente en la fuente original (es decir, río, lago, estuario u océano) o el acuífero más cercano de donde fueron

²⁸ Además del sistema de refrigeración abierto sin recirculación - que se emplea cuando se disponga de suficiente agua refrigerante y aguas superficiales de recepción- existe: i) el sistema húmedo de circuito cerrado, y ii) el sistema de refrigeración con aire seco (por ejemplo, condensadores enfriados con aire).



102532

*Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense*

tomadas. Los impactos de ello, como se señaló, pueden ser muy graves. El **Anteproyecto necesita regular de manera específica:**

- **las temperaturas máximas a las que el vertido térmico puede realizarse; y**
- **proveer lineamientos específicos para establecer las zonas de vertido** en la que debe producirse la disolución inicial del vertido, y en la que se pueden superar las normas sobre la temperatura del agua. Para establecer la zona de vertido, se debe tomar en cuenta, entre otras cosas, el impacto acumulado de las variaciones estacionales, la calidad del agua ambiente, el uso del agua receptora, los posibles receptores del agua y su capacidad de asimilación entre otras variables.

Existe información detallada sobre esta necesidad y los procedimientos para establecer zonas de vertido en los estándares MASS por el IFC²⁹.

Así para las plantas existentes, la norma debería incluir estos requisitos.

Para termoeléctricas nuevas, la norma no debe permitir el uso de la tecnología de uso y vertido continuo de aguas para enfriamiento. De hecho, esta tecnología está siendo eliminada en otros países, por el conocido impacto que tiene sobre los ecosistemas. Además, existen tecnologías alternativas viables que no generan un costo mucho mayor – como las torres de enfriamiento por aire³⁰, y las torres de ciclo cerrado con aguas recirculantes para enfriamiento.³¹

b. Residuos Líquidos

Dependiendo del combustible utilizado por la planta, y de su régimen de combustión, las centrales termoeléctricas emiten un conjunto de residuos líquidos que les son específicos. Entre ellos cabe mencionar: el escape de la torre de refrigeración (ya mencionado); las aguas residuales del tratamiento de la ceniza (ver abajo), las escurrientías del material almacenado; las aguas residuales de la limpieza de metales, y las aguas residuales de bajo volumen, como las aguas de limpieza de los calentadores de aire y los precipitadores, el agua de purga de la caldera, el residuo de la limpieza química de la caldera, el alcantarillado y los sumideros, los residuos de laboratorio y el flujo inverso del intercambio de iones proveniente de las unidades de destilación del agua de las calderas, entre otros.

Estos vertidos pueden contener materiales y elementos tóxicos que se utilizan en el proceso termoelectrico, como los desmineralizadores; los aceites lubricantes y auxiliares; los contaminantes depositados en los combustibles, el cloro, los biocidas y otras sustancias químicas utilizadas para la gestión de la calidad del agua de los sistemas de refrigeración.

²⁹ IFC. (MASS). p.12 y ss.

³⁰ Air Cooled Cooling Towers e ingles

³¹ Peak and Annual Average Energy Efficiency Penalty of Optimized Air-Cooled Condenser on 515 MW Fossil Fuel-Fired Utility Boiler, por Bill Powers, Powers Engineering, EPRI, Junio de 2005.



102532

Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente
Interamerican Association for Environmental Defense

Todos estos son residuos que específicamente se emiten en la operación de plantas termoeléctricas, y que presentan serios riesgos a la población y el ambiente, y que por lo tanto requieren de regulación en el Anteproyecto.

5. Desechos Sólidos

Consideramos que, por lo establecido en la Ley 19.300 de Bases del Medio Ambiente, una Norma de Emisión para una fuente emisora como las termoeléctricas, debería cubrir todas las fuentes posibles de contaminación, incluyendo emisiones atmosféricas, efluentes líquidos y desechos sólidos. Sin embargo, con varias termoeléctricas de carbón ya operando y muchas más propuestas para su construcción, el Anteproyecto ni siquiera menciona el tema de los desechos sólidos generados en las plantas de carbón. Esto es un vacío enormemente peligroso que debe arreglarse.

Las cenizas de carbón (coal ash, en inglés) son el desecho sólido que se produce en las plantas termoeléctricas como resultado de la captación de todos los contaminantes que se quiere evitar difundir en el medio ambiente. Tiene altos contenidos de sustancias tóxicas incluyendo el arsénico, cadmio, cromo, plomo, mercurio, selenio y talio. Varias de estas sustancias pueden causar cáncer y daños neurológicos en los seres humanos, particularmente en los niños.

Cuando las cenizas de carbón entran en contacto con agua, los químicos tóxicos pueden fluir hasta contaminar seriamente los cuerpos de agua subterráneos y de superficie³². Desafortunadamente, cuando su disposición no es bien regulada y monitoreada, frecuentemente se botan las cenizas de carbón en pozos mezcladas con agua, lo cual implica un grave riesgo de envenenamiento de recursos de agua dulce, daños a recursos acuáticos, y la construcción de presas peligrosas, la falla de las cuales pueden generar catástrofes. Por ejemplo, en Tennessee, EE.UU. una de estas represas falló en diciembre de 2008, derramando 5.4 millones de toneladas métricas de cenizas (más que cuatro mil millones litros de desechos). Y esto no es ningún evento único sino más bien el tipo de accidente que simplemente pasa, si la disposición del residuo no está bien controlada.

La imagen en la página siguiente, muestra los resultados del "accidente" descrito en Tennessee.

³² US EPA, Human and Ecological Risk Assessment of Coal Combustion Wastes, August 6, 2007 (draft)



Para evitar el riesgo de contaminación generada por las cenizas de carbón, y evitar que el problema de contaminación atmosférica que se espera prevenir con los estándares propuestos simplemente se convierta en un problema de contaminación de aguas, es sumamente importante que el Anteproyecto de Norma regule la disposición de las cenizas de carbón. Para tener un manejo apropiado, éstas deberían ser removidas en forma seca de las plantas termoeléctricas de carbón, y guardadas en rellenos sanitarios construidos con dos capas (*liners*), sistemas de recolección de aguas lixiviadas, y sistemas de monitoreo³³. Debería prohibirse la disposición de cenizas de carbón húmedas en presas, y también la disposición de las cenizas secas en sitios no controlados.

De la misma manera, el Anteproyecto también debería establecer requisitos y estándares para el buen manejo de los desechos generados en las plantas que utilicen como combustible el Petcoke y el petróleo (Fuel oil). Todos los depósitos para estos desechos sólidos deberían ser construidos de acuerdo con altos estándares de ingeniería, que minimicen los riesgos de accidentes causados por eventos climáticos (lluvias) o sísmicos severos.

³³ Mayor información sobre el tema está disponible en *US EPA, Coal Combustion Waste Damage Case Assessments, July 9, 2007*. En línea: <http://www.publicintegrity.org/assets/pdf/CoalAsh-Doc1.pdf> (7 de abril de 2010).



COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
DEPARTAMENTO JURÍDICO

MEMORANDUM DJ N° 105/2010.-

DE : JOSÉ IGNACIO BLÜMEL MAC- IVER
JEFE DEPARTAMENTO JURÍDICO

A : MARCELO FERNÁNDEZ GÓMEZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL AIRE

ANT. : Memorándum CC 118/2010 ME 5.445

MAT. : Emite opinión sobre materia que indica.

20 de Abril de 2010

Se ha solicitado a este Departamento una opinión jurídica sobre el hito diferenciador entre fuentes nuevas y existentes para la aplicación de la futura norma de emisión para Centrales Termoeléctricas.

El anteproyecto de dicha norma establece en su artículo 3° lo siguiente:

Para los efectos de lo dispuesto en este anteproyecto, se entenderá por:

- a) *Termoeléctrica: instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico. Se entenderá como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50MW_t (megawatt térmico) en función del poder calorífico superior del combustible.*
- b) *Termoeléctrica existente: aquella termoeléctrica que se encuentra puesta en servicio antes del 1° de enero del año 2012, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción¹ (sic).*
- c) *Termoeléctrica nueva: aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción (sic) sea*

¹ Es necesario rectificar el anteproyecto en este punto ya que el ministerio que dictó tal reglamento es el Ministerio de Minería.

puesta en servicio a contar del 1º enero del año 2012. Se considerará nueva aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental”.

Es preciso señalar que la distinción entre fuentes nuevas y existentes y los criterios para su establecimiento, no corresponden a un imperativo legal propiamente tal, sino que más bien son distinciones que es necesario incorporar para considerar la realidad existente en el sector a regular. La aprobación de una norma de emisión, sujeta por cierto en su elaboración a las exigencias legales y reglamentarias pertinentes, está entregada a la apreciación que efectúe la autoridad ambiental competente acerca de su necesidad y conveniencia como instrumento de gestión ambiental preventivo, siendo deber de la Autoridad resguardar la igualdad ante la ley y que cualquier distinción introducida en sus actos no sea arbitraria (artículo 5º de la Ley Nº 19.300). En particular, en el proceso de elaboración de la norma de emisión en comento, se decidió para el anteproyecto realizar la distinción mencionada, definiéndose como criterio diferenciador el que una central termoeléctrica se encuentre puesta en servicio a una determinada fecha, en este caso, al 1º de enero del año 2012.

La distinción entre fuentes nuevas y existentes atiende a la necesidad de establecer plazos diferidos de exigibilidad de la norma a aquellas fuentes ya existentes que para su cumplimiento deben proceder a la revisión o readecuación de sus respectivas instalaciones e incluso, si así se requiere, de la incorporación de nuevas instalaciones y/o nuevas tecnologías para alcanzar los niveles de emisión que permitan cumplir con los límites exigidos en la nueva normativa. Lo anterior en conformidad al principio de gradualidad, consagrado en el mensaje de la Ley Nº 19.300². En el establecimiento del hito diferenciador entre fuentes nuevas y existentes se han considerado criterios de razonabilidad y realismo, ya que es evidente que una central que ya se encuentra construida o instalada requerirá de un mayor plazo para ajustarse a las nuevas exigencias establecidas por aplicación de la norma de emisión. Así se dispone que las termoeléctricas existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla Nº 1 y Nº 3 en un plazo de tres años, contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión; y con los valores de la Tabla Nº 2 al año 2020. Por otra parte, las termoeléctricas nuevas deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla Nº 2 y Nº 3³ desde la entrada en vigencia del decreto (publicación en el Diario Oficial).

La “puesta en servicio” como fundamento de la distinción entre fuentes emisoras nuevas y existentes

El hito diferenciador entre una fuente emisora existente y una nueva, en el caso de la futura norma de emisión para termoeléctricas, está dado por un hecho: la puesta en servicio de la respectiva central termoeléctrica. La puesta en servicio está regulada por el Reglamento de la

² El mensaje de la Ley Nº 19.300 señala, en lo pertinente que: “(...) La institucionalización del tema ambiental en el sector público, la revisión y dictación de normas sectoriales, los procesos educativos tendientes al cambio de actitudes respecto de nuestro medio ambiente, no pueden sino aplicarse gradualmente (...)”. Asimismo, uno de los principios inspiradores de la ley es el Principio de Gradualidad, donde el mensaje señala: “El proyecto no pretende exigir de un día para otro los estándares ambientales más exigentes, ni someter a todas las actividades del país, sin importar su tamaño, a los procedimientos de evaluación de impacto ambiental (...)”.

³ Ver límites de emisión en el Anteproyecto.

Ley Eléctrica, D.S. N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería (en adelante, el Reglamento). Este hito debió acontecer antes del 1° de enero del año 2012, para que una termoeléctrica sea considerada existente. Se dispone, además, que se considerará nueva, a aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de esa data, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Como hemos señalado anteriormente, el anteproyecto establece como hito para definir una fuente existente, el que una termoeléctrica haya sido puesta en servicio, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, al día 1° de enero del año 2012. Para tales efectos, el artículo 215 del Reglamento preceptúa: *“La puesta en servicio de las obras de generación, transporte y distribución o partes de ellas, deberán ser comunicadas a la Superintendencia con a lo menos 15 días de anticipación. En dicha comunicación se deberá indicar al menos, una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales, sus características técnicas y la indicación de si son nuevos o reacondicionados. En el caso de concesionarios de servicio público de distribución, se deberá señalar además, su costo, desglosado en el de equipo o material y el de mano de obra.*

Para los efectos de este artículo, se entenderá por puesta en servicio, la energización de las instalaciones”.

Al analizar la fórmula contemplada en el anteproyecto, podemos concluir que este hito permite diferenciar claramente entre fuentes nuevas y existentes otorgando certeza jurídica al sector regulado y a la población en general, ya que de acuerdo a lo dispuesto en la norma citada del Reglamento, una central termoeléctrica (obra de generación), para su puesta en servicio, debe encontrarse instalada y comunicar tal situación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previo a la energización de sus instalaciones, por lo que se establecen requisitos precisos para determinar cuándo una central se encuentra o no puesta en servicio.

Por lo demás, ello estaría en armonía con otras normativas en materia ambiental, así por ejemplo, otras normas de emisión dictadas al amparo de la Ley N° 19.300, han diferido la entrada en vigencia de la norma u otorgado plazos mayores a las fuentes existentes para cumplir con la norma más restrictiva, como por ejemplo, la norma para Olores Molestos⁴, que distingue si la fuente se encuentran en operación o no a la fecha entrada en vigencia del decreto respectivo; la norma para la regulación del contaminante arsénico emitido al aire⁵, que distingue si la fuente se encuentra instalada o no a la fecha entrada en vigencia del decreto respectivo; la norma Incineración y Co-Incineración⁶, que distingue si la fuente cuenta o no con la autorización de la Autoridad Sanitaria otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia del decreto respectivo; la norma de emisión para la Regulación de Contaminantes asociados a las Descargas de Residuos Líquidos a Aguas Marinas y Continentales Superficiales⁷, que distingue si la fuente se encuentra operando y con permisos vigentes o no a la fecha de entrada en vigencia del decreto respectivo; entre otras.

⁴ Decreto Supremo N° 67, de 1999, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

⁵ Decreto Supremo N° 165, de 1999, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

⁶ Decreto Supremo N° 45, de 2007, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

⁷ Decreto Supremo N° 90, de 2000, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

La Resolución de Calificación Ambiental como hito diferenciador entre fuente emisora nueva y existente

Se descartó para el anteproyecto de la norma establecer a la Resolución de Calificación Ambiental ("RCA") como un hito viable para distinguir entre fuentes nuevas y existentes, por cuanto ello implicaría incluir entre las fuentes existentes a aquéllas que están sólo en etapa de proyecto, lo que no es coincidente con el principio de gradualidad que inspiró a la Ley N° 19.300, que permite otorgar un mayor plazo a las fuentes que existían con anterioridad a su vigencia, precisamente por estar ya instaladas y operando conforme a la legislación vigente a esa data.

Se debe tener presente, además, que la RCA no le otorga a su titular derecho sobre la legislación vigente a la fecha de su dictación, debiendo siempre cumplirse la normativa vigente en cualquier época, correspondiendo incluso, de ser necesario, someter al Sistema de Evaluación Ambiental la respectiva modificación del proyecto si a través de ésta se busca el cumplimiento de la nueva preceptiva. De lo anterior se desprende, entonces, que incluir a las centrales termoeléctricas que sólo cuentan con RCA junto a las que ya se encuentran instaladas y puestas en servicio como fuentes emisoras existentes, no estaría dando cuenta de la realidad del sector regulado existente y que se encuentra en funcionamiento.

Por tanto, está bien fundada y es razonable la decisión adoptada por la Autoridad al establecer en el Anteproyecto la diferenciación entre fuentes nuevas y existentes en cuanto al plazo para cumplir con los límites de la norma, basado en el criterio de la puesta en servicio.

Saluda atentamente a Usted,


JOSÉ IGNACIO BLÜMEL MAC-IVER
Jefe Departamento Jurídico
Comisión Nacional del Medio Ambiente


CRF/IBC

c.c.: Archivo Departamento Jurídico



Gobierno de
CHILE
COMISIÓN NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

101638

OF. ORD. D.E. N° _____/

ANT.: No hay.

MAT.: Remite expediente Norma de Emisión para Termoelectricas en archivo digital, para el Consejo Consultivo de CONAMA.

SANTIAGO, 02 JUN. 2010

DE : DIRECTOR EJECUTIVO
COMISION NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

A : SRES. INTEGRANTES DEL CONSEJO CONSULTIVO
COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

Por Resolución N° 7.550 de fecha 7 de Diciembre de 2009, de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, se aprobó el Anteproyecto Norma de Emisión para Termoelectricas, a través del cual se ordenó someterlo a consulta pública.

De acuerdo al Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión, D.S. N° 93 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, en sus artículos 18 y 19, una vez publicada la resolución que aprueba el anteproyecto el Director Ejecutivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, se debe remitir copia del expediente al Consejo Consultivo de la Comisión, para que emita su opinión fundada sobre el anteproyecto.

En virtud de lo indicado, se adjunta copia digital en CD de dicho expediente público, el cual contiene además el estudio: Análisis del Impacto Económico y Social de la Norma.

Agradece su atención, saluda atentamente a usted,



ÁLVARO SAPAG RAJEVIC
DIRECTOR EJECUTIVO

COMISION NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE


MFG/CGCF/aat

Adj.:
- Lo indicado

Distribución:

- Sr. Francisco Ferrada Culaciatti, Consejero Consultivo CONAMA
- Sra. Alicia Esparza Méndez, Consejero Consultivo CONAMA
- Sr. Javier Hurtado Cicarelli, Consejero Consultivo CONAMA
- Sr. Ricardo Katz Bianchi, Consejero Consultivo CONAMA
- Sr. Juan Carlos Urquidi Fell, Consejero Consultivo CONAMA
- Sr. Marcelo Szantó Narea, Consejero Consultivo CONAMA
- Sra. Nicola Borregaard de Strabucchi, Consejero Consultivo CONAMA
- Sr. Oscar Parra Barrientos, Consejero Consultivo CONAMA
- Sr. Rodolfo Camacho Flores, Consejero Consultivo CONAMA
- Sra. Jessica Camusett Veliz, Consejero Consultivo CONAMA
- Sr. José Manuel Antonio Díaz Zavala, Consejero Consultivo CONAMA

C.c.:

- Archivo Dirección Ejecutiva, CONAMA.
- Archivo Departamento Jurídico, CONAMA.
- Archivo Departamento de Gestión de Calidad del Aire, CONAMA.

Santiago, 13 de mayo de 2010
GAGG056.10

Señora Ministra
Doña María Ignacia Benítez Pereira
Ministerio del Medio Ambiente
Teatinos 254/258
Presente



Estimada Ministra !

Con respecto al Proyecto de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, mucho agradeceré a Usted concederme una reunión a su más temprana disposición con el objeto de poder explicarle directamente nuestra principales propuestas y estudios complementarios en desarrollo.

Esperando una acogida positiva a la presente,

le saluda muy atentamente



Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

OPERACIONES EN CHILE

Central Atacama
Costanera Oriente N° 2500 Barrio Industrial, Mejillones
Tel +56 (55) 357200 Fax +56 (55) 623170
Operaciones Gasoducto
Los Topacios N° 320, La Chimba, Antofagasta
Tel +56 (55) 219237 Fax +56 (55) 214949

GASATACAMA CHILE S.A.

Casa Matriz
Isidora Goyenechea 3365 p.8, Las Condes, Santiago
Codigo Postal: 755-0120
Tel +56 (2) 366-3800 Fax +56 (2) 366-3802
www.gasatacama.cl e-mail: info@gasatacama.cl

OPERACIONES EN ARGENTINA

Gasoducto Atacama Argentina S.A.
Ruta Provincial N°1, Km 5½ El Arenal
San Salvador de Jujuy, Argentina
Tel +54 (388) 425-7500 Fax +54 (388) 425-4062

**Análisis y Comentarios de GasAtacama al Anteproyecto
de Norma de Emisión para Centrales Térmicas
Propuesto por CONAMA
(Resumen 16 Junio 2010)**

1. **Es conveniente y necesario dictar una norma de emisiones para generadoras.**
Como la generación térmica es la principal fuente de emisiones en el país, resulta fundamental dictar una norma de emisiones para tal sector que actúe de señal indicativa para futuras inversiones y correctiva para el parque actual.
 - ↓ La generación térmica es la principal fuente de emisiones de contaminantes primarios y CO₂ del país.
 - ↓ Más del 90% del carbón consumido en Chile, es utilizado en la generación eléctrica, rubro que ha concentrado las mayores inversiones durante los últimos años.
 - ↓ Se proyecta una fuerte expansión adicional al parque generador en Chile. De mantenerse la actual tendencia prontamente se habrán copado ambientalmente las cuencas con acceso a terminales marítimos y los mercados, con grave impacto sobre: el nivel de competencia en el rubro, los precios para los consumidores, la huella de carbono para los exportadores, el medio ambiente y el desarrollo económico del país.
 - ↓ Chile es el único país de nivel de desarrollo medio que no cuenta con normas de emisión aplicables a este tipo de fuentes.
 - ↓ Durante años GasAtacama ha propuesto que se dicte una norma de emisiones para las generadoras. En junio de 2006, se hizo entrega del estudio "Análisis de Normas de Emisión para centrales termoeléctricas a nivel internacional y propuesta para Chile", encargado a Gestión Ambiental Consultores.

2. **Análisis de la propuesta de CONAMA**
Para analizar la propuesta de CONAMA en estudios independientes realizados durante el presente año por Valgesta Energía y Gestión Ambiental Consultores se compararon los niveles propuestos con aquellos aplicables en otros países a centrales térmicas de tamaños habitualmente desarrollados en Chile durante la última década y vigentes para la presente:
 - ↓ Centrales a carbón de 200 MW
 - ↓ Centrales diesel de 50 MW
 - ↓ Centrales GNL de 350 MW

3. **Al comparar la propuesta con las normas vigentes en otros países, se concluye que los niveles de emisiones propuestos en el anteproyecto para partículas (MP) son razonables y se encuentran dentro de los niveles recomendados por el Banco Mundial y Europa.**

Los niveles de emisión autorizados para NOx podrían relajarse levemente, de modo que se puedan cumplir utilizando diversas tecnologías y proveedores de equipos de abatimiento, de menor costo.

Si bien los niveles propuestos para SO2 son muy estrictos a nivel internacional, especialmente para líquidos, estos se pueden cumplir con inversiones acotadas utilizando diesel o carbón con bajos índices de azufre en la medida que éstos estén disponibles en el mercado.

- ✦ Un análisis comparativo del anteproyecto de norma de emisiones propuesto por CONAMA, con los estudios independientes referidos encargados por GasAtacama y otra información disponible, nos permite señalar:
 - El anteproyecto establece niveles diferenciados de emisiones, resultando menos exigente para las unidades de generación a carbón, que aquéllas aplicables a la generación con combustibles líquidos, y éstas a su vez, que las aplicables a la generación con gas natural.
 - Aquellos países que dictan normas para la generación eléctrica, han optado por la neutralidad frente a tecnologías de generación y combustibles.
 - En cuanto a los niveles de emisión máximos propuestos en relación a Material particulado (MP) y NOx, estos son de un nivel de exigencia razonable en comparación con los sugeridos por el Banco Mundial para los tres tipos de combustible.
 - La inversión en abatimiento de NOx se puede reducir en forma significativa rebajando la exigencia un poco, ya que ello permite utilizar equipos de tecnología más sencilla.
 - En cuanto a los niveles de emisión máximos propuestos en el anteproyecto, para las emisiones de SO2 son sumamente estrictos, especialmente para la generación con combustibles líquidos, pese a lo cual se pueden cumplir, prácticamente sin inversiones en abatimiento utilizando un diesel de bajos niveles de azufre, como el que, de hecho, se ha resuelto comercializar en Chile.
 - Lo anterior se puede ver en los siguientes gráficos, obtenidos del Informe "Análisis del Impacto del Anteproyecto de Norma de Emisiones para Termoeléctricas" realizado por Valgesta Energía y Gestión Ambiental Consultores:

Gráfico N°1

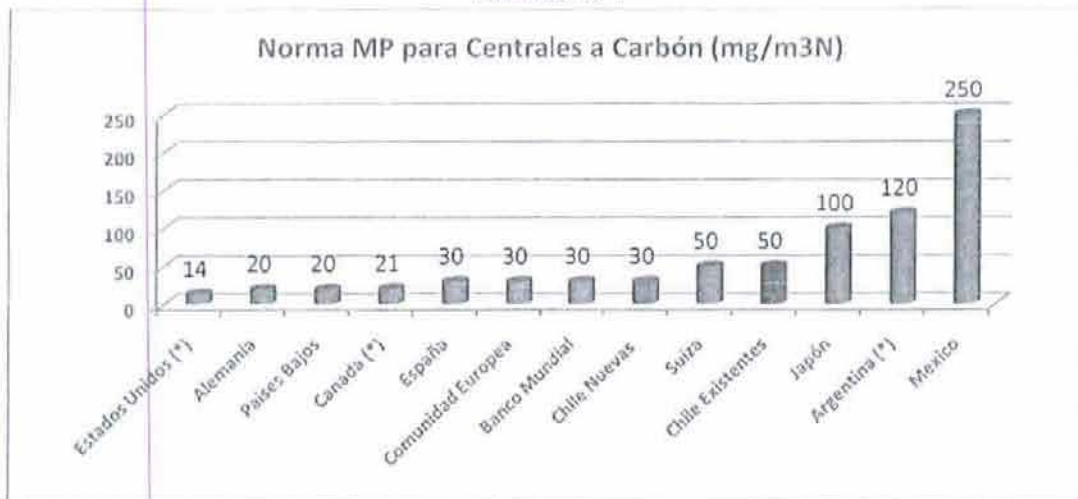


Gráfico N°2

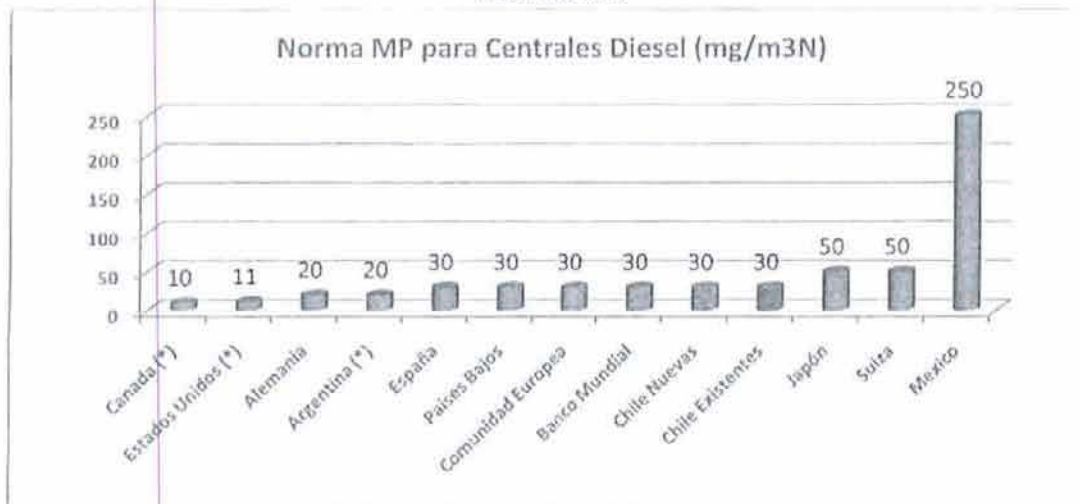


Gráfico N°3

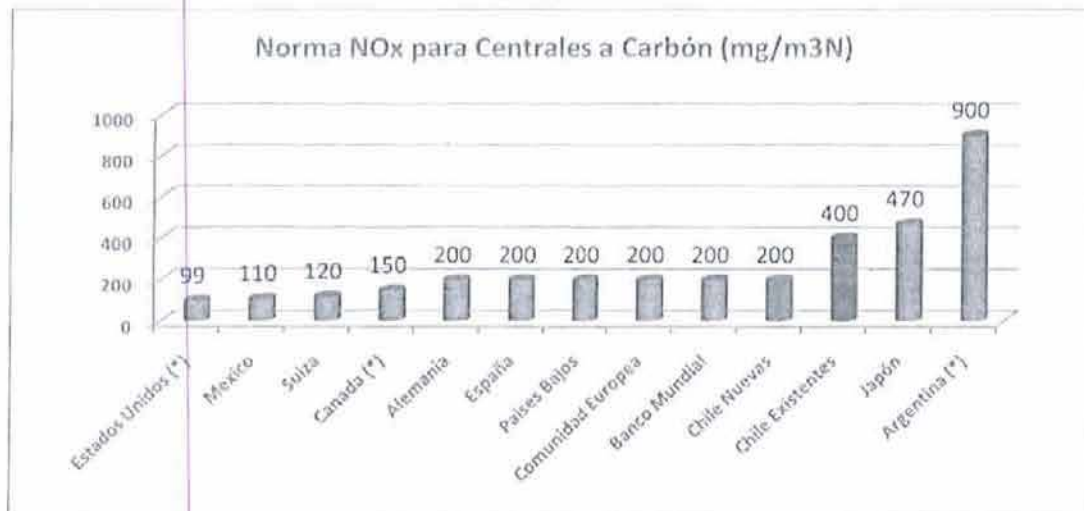


Gráfico N°4

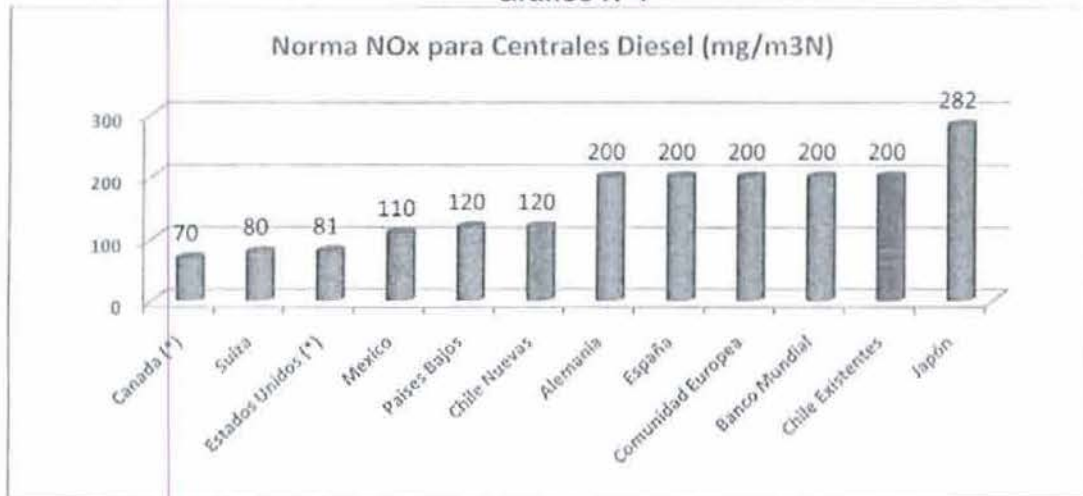


Gráfico N°5

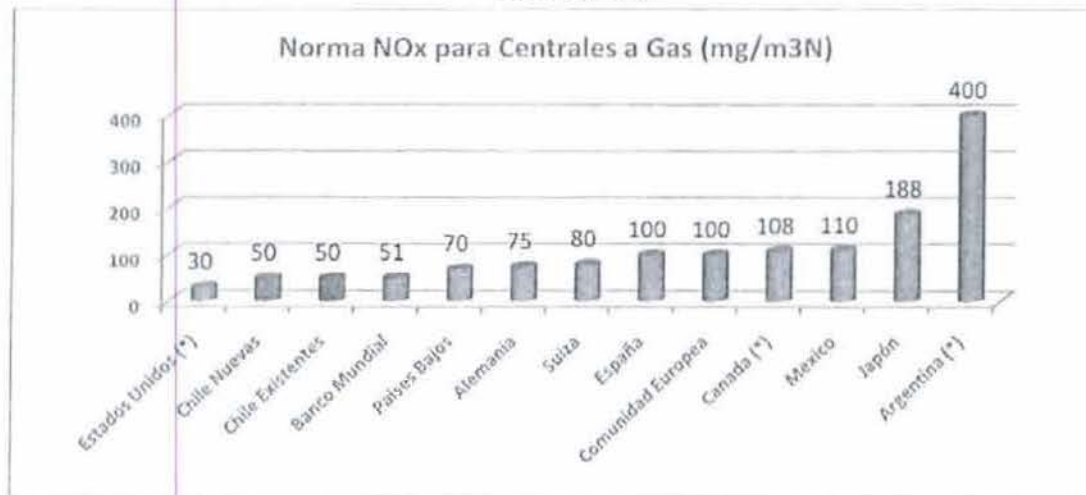


Gráfico N°6

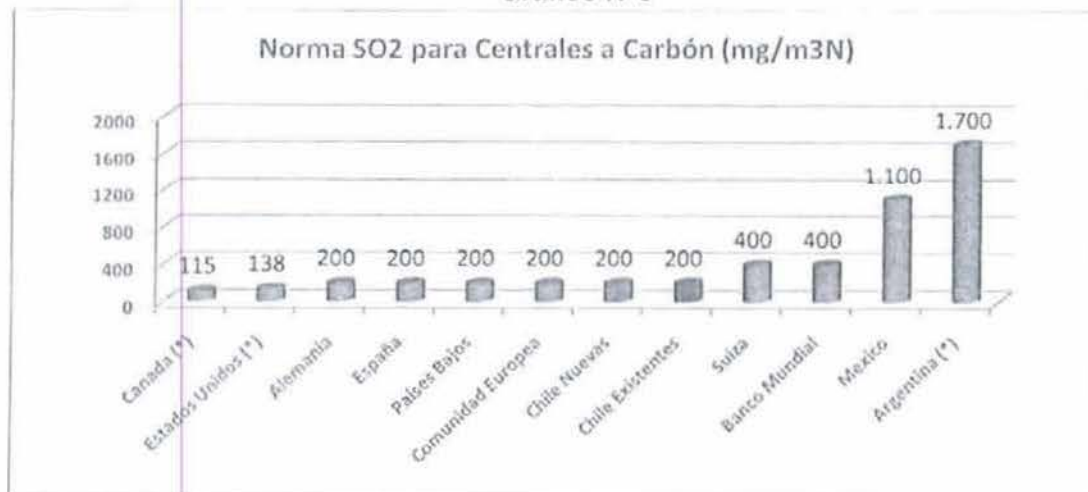
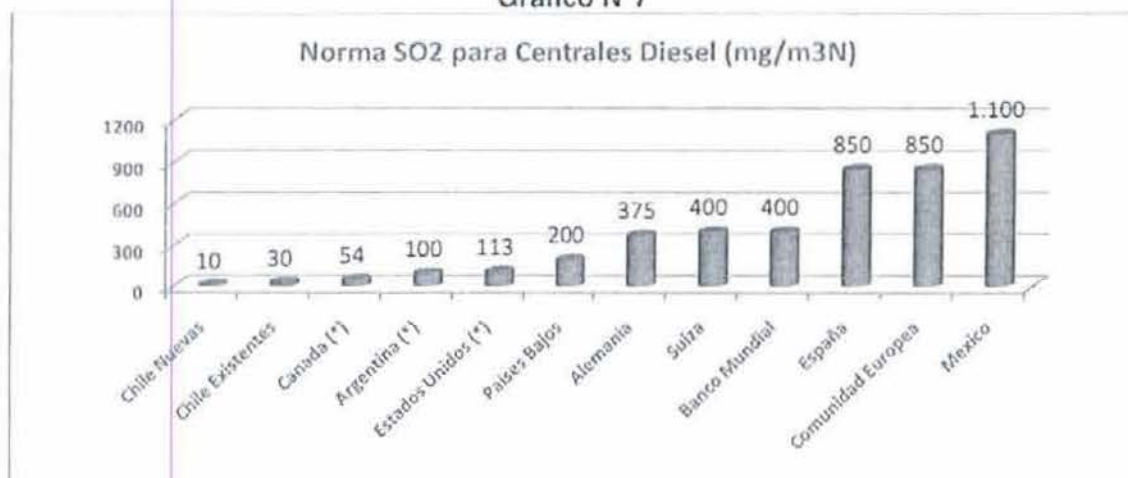


Gráfico N°7



4. Diversas centrales actualmente en operación tienen niveles de emisión significativamente mayores a los niveles admitidos en el resto del mundo y que también se proponen en el anteproyecto. En general, los mayores diferencias respecto de los niveles de emisión propuestos se observan en las centrales que utilizan carbón, a pesar de que este combustible tiene asociados los límites de emisión menos exigentes.

- ↓ Respecto de los límites de MP:
 - Sólo 39% de la capacidad instalada con carbón los cumple
 - Un 73% de la capacidad instalada con diesel los cumple
 - Un 100% de la capacidad dual (utilizando GNL) los cumple
 - Un 100% de la capacidad dual (utilizando diesel) los cumple
- ↓ Respecto de los límites de NO_x:
 - Sólo 17% de la capacidad instalada con carbón los cumple
 - Un 51% de la capacidad instalada con diesel los cumple
 - Un 99% de la capacidad dual (utilizando GNL) los cumple
 - Un 43% de la capacidad dual (utilizando diesel) los cumple
- ↓ Respecto de los límites de SO₂:
 - Sólo 11% de la capacidad instalada con carbón los cumple
 - Sólo 24% de la capacidad instalada con diesel los cumple
 - Un 100% de la capacidad dual (utilizando GNL) los cumple
 - Sólo 9% de la capacidad dual (utilizando diesel) los cumple
 - El cumplimiento del diesel, de acuerdo a lo informado en el estudio de AGIES, que consideraba uso de diesel con mayor contenido de azufre que el de la normativa vigente hoy
 - Lo anterior se puede ver en los siguientes gráficos:

Gráfico N°8

Situación Cumplimiento (MP_%_MW)

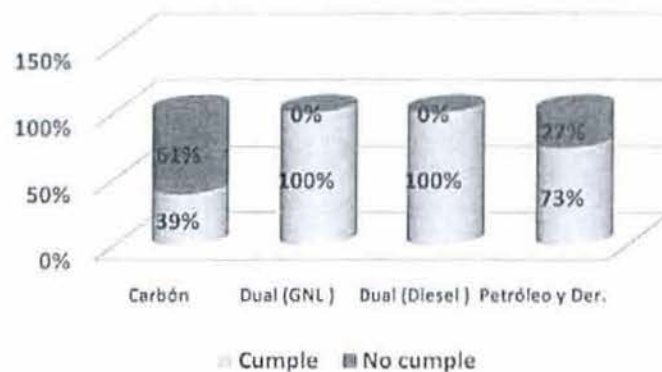


Gráfico N°9

Situación Cumplimiento (NOx_%_MW)

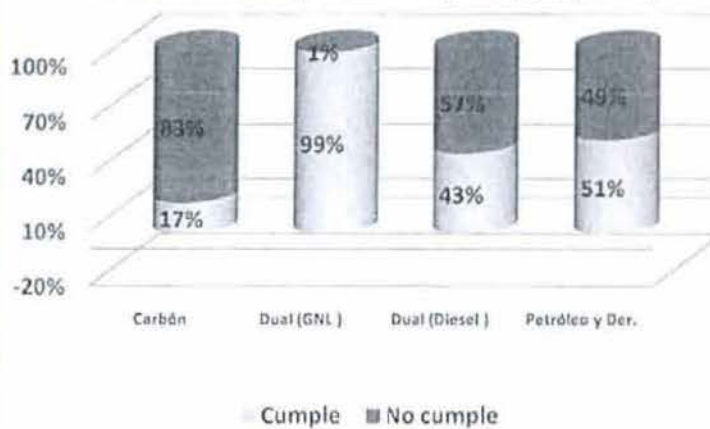
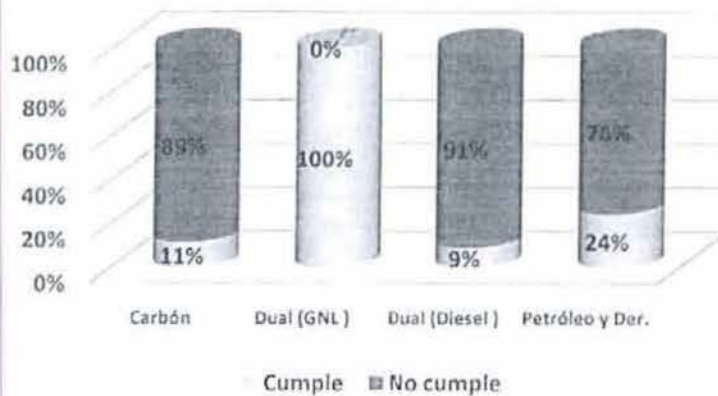


Gráfico N°10

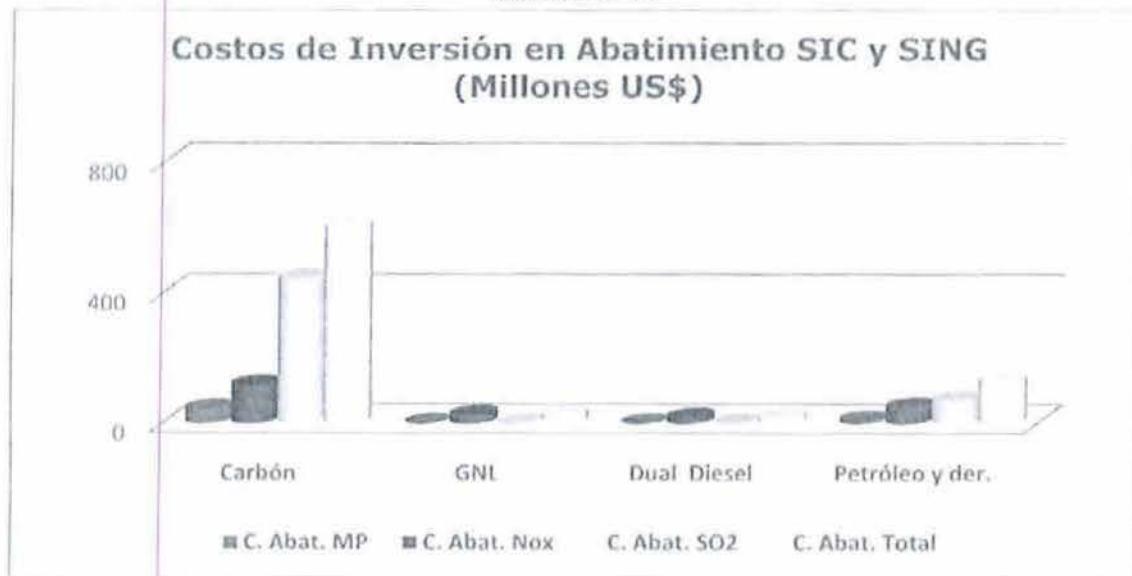
Situación Cumplimiento (SO2_%MW)



5. Estudio independiente contratado por GasAtacama permitió ratificar que las inversiones en equipos de abatimiento requeridos por el actual parque generador para adaptarse al anteproyecto de la norma alcanzan a MMUS\$ 1.100. Sin embargo, dicho monto se reduce a US\$ 650 millones al utilizar combustibles de bajo contenido de azufre, hoy disponibles en el mercado, esto es el 3% del valor estimado de dicho parque.

- ↘ GasAtacama contrató a Valgesta y Gestión Ambiental Consultores para realizar estudio que permitiera estimar el nivel de inversiones requerido para cumplir con la norma. Producto de este estudio, se determinó que se requería una inversión total de US\$ 650 millones, lo que es menor en cerca de US\$ 500 millones al valor indicado en el estudio de CONAMA, diferencia que obedece a que su estudio consideró la utilización de un Diesel de mayor contenido de azufre que el actualmente vigente (a partir del presente año el nivel de azufre permitido en el diesel es de 50 ppm).
- ↘ Valorizando el parque a sólo el 50% del valor nuevo de reemplazo, se tiene que tal valor alcanza a sólo un 3% del valor del parque.

Gráfico N°11



- ↘ Las nuevas centrales a carbón, en general, cumplen o están muy cerca de cumplir, con la nueva normativa propuesta. Las centrales antiguas en cambio, deberían efectuar adecuaciones técnicas relevantes.

- ↓ El plazo de adecuación de 3 años a partir de la instauración de la norma, que contempla el anteproyecto, podría ser revisado, para las centrales que encuentran en operación por menos de 15 años. Cabe tener presente que aquellas centrales con más de 20 años de operación ya han cumplido el período estándar de recuperación de la inversión, por lo que sus ingresos futuros (potencia y margen de sus contratos) les permitirán recuperar las inversiones en abatimiento.

6. El nivel de inversión en equipos de abatimiento y su impacto sobre los costos de energía son acotados.

De acuerdo a cotizaciones de diversos proveedores, los inversionistas en nuevas centrales, podrán cumplir con la norma incrementando la inversión en 7 a 10% respecto a equipos sin control de emisiones, lo que implica un incremento de tarifa final a usuarios de sólo 3%.

- ↓ Un estudio detallado de inversiones en equipos de abatimiento para alcanzar diversos niveles de emisión en relación a la inversión en la central sin abatimiento, encargado a Dessau Ingentra, muestra que se requiere un incremento de la inversión de 7 a 10%.
- ↓ Considerando que lo habitual es que aun sin norma de emisiones durante los últimos años las empresas generadoras invierten en diversos equipos de abatimiento, la sobreinversión resultante será no mayor a un 4%.
- ↓ Aun considerando el diferencial de inversión respecto de una planta carente completamente de abatimiento, la tarifa incremental para los usuarios residenciales no supera el 3% (y en consecuencia la tarifa incremental requerida no alcanzaría al 2%, si se aplica la norma).
- ↓ El incremento esperado de costos marginales de la energía eléctrica en los dos principales sistemas interconectados del país, alcanzaría niveles inferiores al 1% (dado que los costos variables de los combustibles no se alteran y sólo aumentan levemente los costos variables no combustibles, como filtros y otros gastos de O&M de los equipos de abatimiento) y, por tanto, tiene un efecto no relevante sobre las tarifas eléctricas para los usuarios. Esto se visualiza en los gráficos 12 y 13.

Gráfico N°12

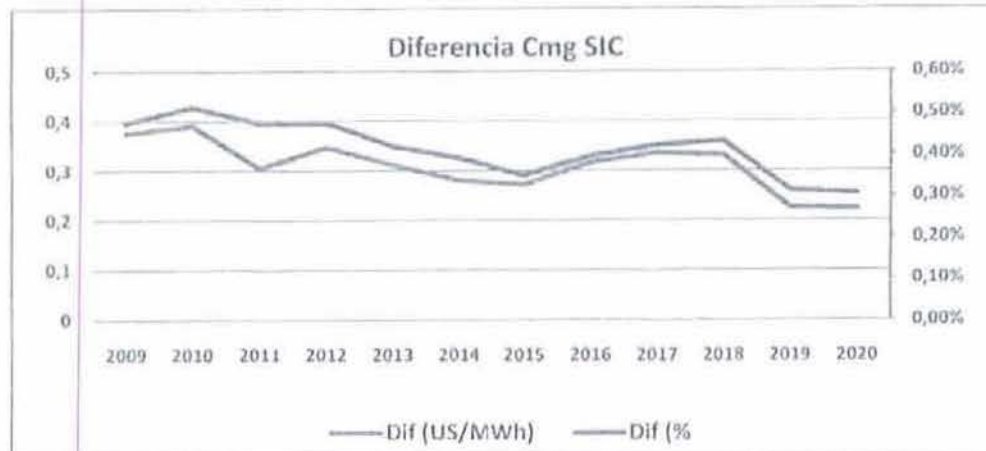


Gráfico N°13



7. Estudio independiente contratado por GasAtacama indica que el nivel de inversión requerida para implementar el sistema de medición continuo de emisiones es acotado, y su implementación puede concretarse en menos de 12 meses.

- ✦ GasAtacama contrató estudio con la empresa JHG Ingeniería para determinar los costos de inversión y operación del sistema de medición (y el correspondiente sistema de manejo de información) requerido para monitorear en forma continua las emisiones de MP, SO₂, NO_x y CO₂, en conjunto con la medición de O₂, Humedad y Flujo de gases (necesarios para una medición correcta de las emisiones requeridas por el anteproyecto).
- ✦ Los resultados del estudio permiten concluir que el valor total de inversión requerido para implementar dicho sistema de medición está en el rango de US\$ 300.000 a US\$ 550.000 por chimenea, basado en cotizaciones de los proveedores de equipos de reconocido prestigio mundial en el ámbito de sistema de medición (Thermo Scientific, PCME, Siemens, Sick Mahiak y Teledyne).

- ↓ Adicionalmente, el costo de O&M anual por chimenea estaría en el rango de US\$ 25.000 a US\$ 50.000 por chimenea, y existen economías de escala para centrales con más de una chimenea.
- ↓ Estudio indica que el tiempo de implementación total del sistema de medición continuo puede ser inferior a 12 meses.

8. El anteproyecto de norma es perfectible, especialmente:

- a. Promoviendo eficiencia y equidad, por la vía de establecer el límite a emisiones por MWh generado (norma neutra por combustible).
- b. Facilitando el control y la transparencia al establecer la obligatoriedad de medición en línea de emisiones de partículas, NOx, SOx y CO2 por MWh generado de cada unidad de generación y el acceso público permanente a la información detallada.
- c. Facilitando que los usuarios interesados en conocer y acotar su huella de contaminación y de emisiones CO2 puedan escoger informadamente entre generadores, al establecerse la obligatoriedad del registro y la divulgación de emisiones de CO2 por MWh generado.
- d. Aumentando el grado de competencia en el sector, al evitar que pocas unidades copen la capacidad ambiental de las cuencas con accesos a puertos y cercanas a los mercados, por medio de liberar al mercado las reducciones de emisiones a que se ven afectadas las unidades de generación actuales.

En base a lo anterior la Propuesta de GasAtacama:

- ↓ Recomienda límites de emisión únicos para todas las unidades de generación, independientemente del tipo de combustible y tecnología que utilizan.
- ↓ Recomienda que los límites de las emisiones se establezcan en masa por unidad de energía producida (mg/KWh), tal como se observa en la tabla N°1.
- ↓ Recomienda establecer estándares (tipos de equipos y procedimientos) para la medición en línea de cumplimiento de los límites establecidos, y la obligatoriedad de disponer de redundancia en tales equipos de medición en línea, así como de asegurar el acceso público en forma permanente a tal información.
- ↓ Recomienda la medición y divulgación de las emisiones de CO2 simultáneamente con lo anterior.
- ↓ Recomienda la medición de metales pesados cada año, y cada vez que exista un cambio de combustible y sujeto a un procedimiento de medición aceptado por la Comunidad Europea o por Estados Unidos.
- ↓ Recomienda que al aplicar esta nueva normativa, las holguras que se produzcan en una determinada cuenca entre los permisos de emisiones autorizados actualmente y las emisiones que se obtendrán con la aplicación de esta nueva normativa, queden disponibles para nuevos proyectos, y no queden en manos de las empresas que se adecuaron a la norma.

Tabla N°1 Comparación propuesta Anteproyecto y propuesta GA

	Propuesta en kg/MWh		Equivalencia en mg/m3N	
	Existentes	Nuevas	Existentes	Nuevas
SO ₂	0,6	0,6	200	200
NOx	1,2	0,6	400	200
MP	0,15	0,09	50	30

9. La propuesta de GasAtacama permite obtener reducciones en la emisión de contaminantes similares a la propuesta de CONAMA, pero con un nivel de inversiones significativamente menor.

- ↓ Nivel de inversiones requerido por el parque sería de US\$ 650 millones, sin considerar el uso del Diesel de bajo contenido de azufre vigente a partir del año 2010.
- ↓ Al comparar las emisiones obtenidas con la propuesta de GA vs el anteproyecto durante los próximos 10 años, se observa que con la propuesta de GasAtacama las emisiones resultantes serían similares a las emisiones resultantes con el anteproyecto (gráficos n° 14 y 15):
 - MP:
 - Con la propuesta de GA se logra una emisión total de 41% respecto de una situación actual sin norma
 - Con el anteproyecto se logra una emisión total de 41% respecto de una situación actual sin norma
 - NOx:
 - Con la propuesta de GA se logra una emisión total de 85% respecto de una situación actual sin norma
 - Con el anteproyecto se logra una emisión total de 81% respecto de una situación actual sin norma
 - SO₂:
 - Con la propuesta de GA se logra una emisión total de 19% respecto de una situación actual sin norma
 - Con el anteproyecto se logra una emisión total de 18% respecto de una situación actual sin norma

Gráfico N°14

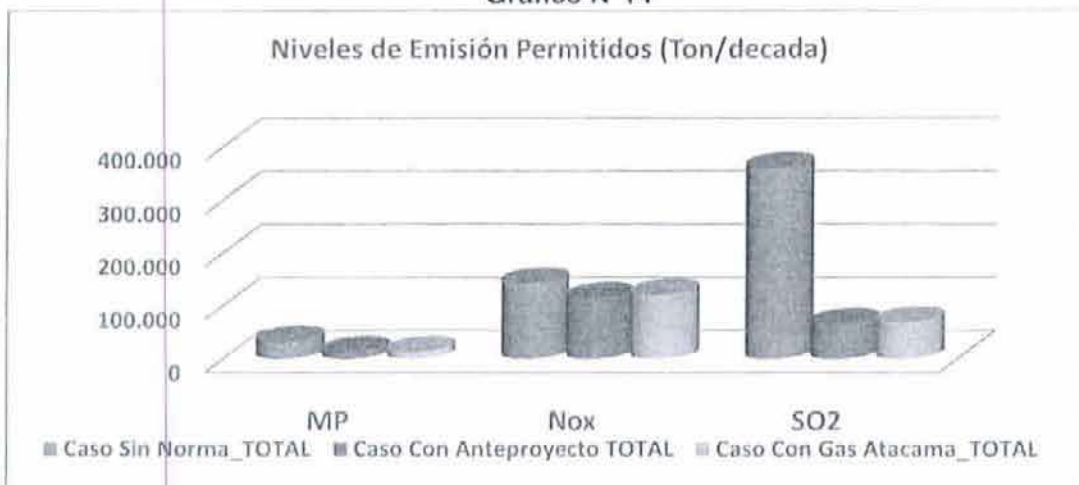
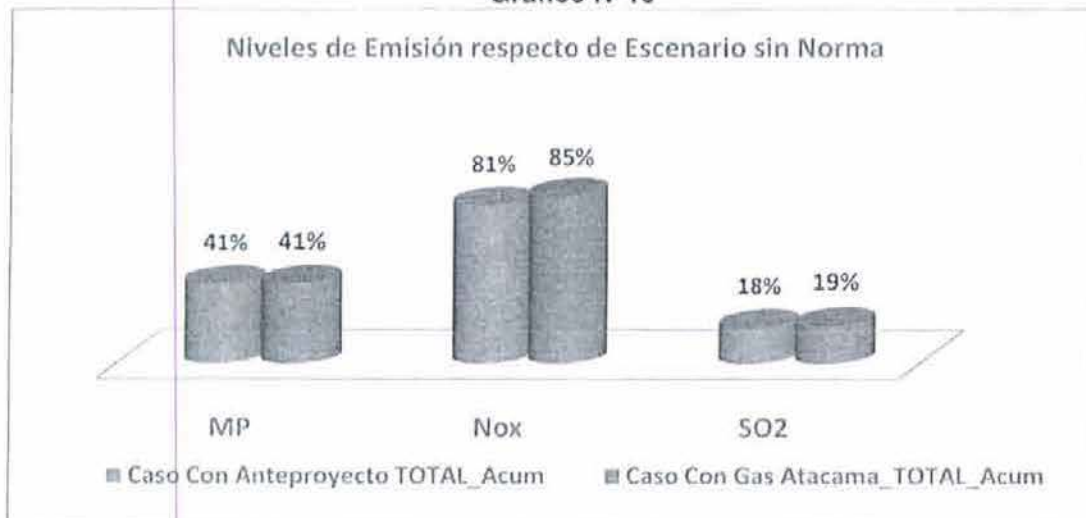


Gráfico N°15



10. El estudio desarrollado por CONAMA: "Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas", donde se cuantificaron económicamente los beneficios en la salud, producto de la reducción de emisiones que una futura norma tendría a nivel nacional, ha sido cuestionado por otros generadores, por lo que se optó por hacer un análisis independiente detallado, que ratifica un valor neto positivo del establecimiento de una norma de emisiones para los generadores eléctricos.

↓ GasAtacama finalizó estudio "Análisis de los Beneficios Sociales del Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas" (realizado con Gestión Ambiental Consultores), incluyendo la componente de beneficios a la salud, que muestra que los beneficios de esta norma son significativamente mayores a los que sostienen otros generadores.

○ Estudio de GasAtacama considera el efecto de los contaminantes MP10, MP2.5, NOx, y SO2 en las siguientes variables: mortalidad,

16 de Junio de 2010

hospitalizaciones por causa CV, hospitalizaciones por enfermedad respiratoria, consultas por bronquitis aguda, consultas por asma, días de actividad restringida, síntomas respiratorios.

- ↳ Considerando sólo estos beneficios en conjunto con los menores costos necesarios para el abatimiento, en relación al estudio base (KAS) utilizado en el anteproyecto, se concluye que el beneficio social de esta norma es positivo.
- ↳ En consecuencia, la implantación de la norma no sólo se justifica por sus beneficios netos al considerar su impacto sobre los índices y costos de salud, sino además por:
 - a. El menor impacto ambiental en los rubros agrícola y turismo
 - b. El mayor nivel de competencia al permitir que otros generadores puedan incorporarse a cuencas que, en caso contrario, estarían copadas
 - c. El mayor nivel de eficiencia que sumado al mayor nivel de competencia redundará en más oportunidades y mejores precios para los usuarios
 - d. El mayor nivel de transparencia al hacer públicas las externalidades ambientales de cada unidad de generación
 - e. La mayor capacidad de opción de los usuarios industriales para elegir entre sus proveedores de energía y acotar su huella de contaminación y de carbono, mejorando su capacidad competitiva en los mercados internacionales

Estudios / Asesorías contratados por Gas Atacama para presentación de su propuesta:

- ↓ Informe "Análisis de los Beneficios Sociales del Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas", GESTIÓN AMBIENTAL CONSULTORES, Junio 2010.
- ↓ Informe "Análisis del Impacto del Anteproyecto de Norma de Emisiones para Termoeléctricas". VALGESTA ENERGIA y GESTIÓN AMBIENTAL CONSULTORES, Febrero 2010.
- ↓ Informe "Análisis de Normas de Emisión para centrales termoeléctricas a nivel internacional y propuesta para Chile". GESTIÓN AMBIENTAL CONSULTORES, Junio 2006.
- ↓ Estudio de costos de abatimiento emisiones centrales termoeléctricas, DESSAU INGENTRA, 2009-2010.
- ↓ Informe "Costos de Implementación de un Sistema Monitoreo Continuo de gases combustión", JHG Ingeniería, Junio 2010.